



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Estudios Superiores
CUAUTITLAN



ANALISIS DE UNA SUBESTACION ELECTRICA
TELECONTROLADA

S - C - N
FALLA DE ORIGEN

T E S I S
Que para obtener el Título de
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
p r e s e n t a
ALDAR DOUGLAS AGUILAR LINO

Asesor: ING. BENJAMIN CONTRERAS SANTACRUZ

CUAUTITLAN IZCALLI, EDO. DE MEX.

1991



Universidad Nacional
Autónoma de México



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 está 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.

INDICE

	PAG.
INTRODUCCION	1
TEMA N° I	4
TEMA N° II	11
TEMA N° III	27
TEMA N° IV	73
CONCLUSIONES	93

ANALISIS DE UNA SUBESTACION ELECTRICA TELECONTROLADA

INTRODUCCION

TEMA N° I ARREGLO Y DIAGRAMA

- I.1. Arreglo
- I.2. Diagrama.
- I.3. Continuidad del Servicio
- I.4. Flexibilidad y Mantenimiento
- I.5. Diagrama de Conexiones
- I.6. Analisis del Diagrama

TEMA N° II CONTROL, SEÑALIZACION Y ALARMAS

- II.1. Generalidades
- II.2. Esquemas de Control
- II.3. Esquemas de Señalización
- II.4. Alarmas

TEMA N° III EMPLEO DEL EQUIPO DE PROTECCION

- III.1. Protección Primaria y Respaldo
- III.2. Esquemas de Protección
- III.3. Tipos de Relevadores de Protección
- III.4. Protección Diferencial del Autotransformador
- III.5. Protección Buchholz
- III.6. Protección de Barras Colectoras
- III.7. Protección de Líneas de Transmisión

TEMA N° IV EMPLEO DEL EQUIPO DE MEDICION

- IV.1. Instrumentos de Medida
- IV.2. Tipos de Instrumentos de Medición y Mecanismos de Medida
- IV.3. Instrumentos de Inducción de bobina fija y metalmóvil
- IV.4. Medición de Potencia Eléctrica en Circuitos 3 ϕ balanceados en corriente alterna
- IV.5. Medición de Potencia Activa y Potencia Reactiva
- IV.6. Mediciones de Corrientes, Voltajes y Potencia Activa y - - reactiva, en Tableros eléctricos.

INTRODUCCION

Los voltajes de generación en las centrales por razones técnicas (aislamiento, enfriamiento, etc.), son relativamente bajos en relación a los voltajes de transmisión, por lo que si la energía eléctrica se va a transportar a grandes distancias, éstos voltajes de generación resultarían antieconómicos debido a la gran caída de voltaje que se tendría; de aquí se presenta la necesidad de transmitir la energía eléctrica a voltajes más elevados que resulten más económicos.

Por ejemplo si se va a transmitir energía eléctrica de una central generadora a un centro de consumo que está situado a una distancia, será necesario elevar el voltaje de generación a otro de transmisión más conveniente.

Para poder elevar la tensión de generación a la de transmisión y a sí mismo cuando la tensión llegue a su centro de consumo es necesario reducir dicho voltaje por lo que se emplean subestaciones eléctricas de transmisión (elevadoras) y distribución (reductoras).

Entendiéndose por subestación eléctrica al conjunto de elementos o dispositivos que permiten cambiar las características o también conservarlas, como son voltaje, corriente, etc.

Dentro de los elementos que intervienen en una subestación eléctrica se pueden clasificar en principales y secundarios.

ELEMENTOS PRINCIPALES.

- 1.- Transformadores.
- 2.- Interruptores de potencia.
- 3.- Cuchillas o seccionadores (de fase y de puesta a tierra).
- 4.- Apartarrayos.
- 5.- Transformadores de instrumentos (TC's, Tp's).
- 6.- Trampa de onda y condensadores de acoplamiento.
- 7.- Tableros de control, protección y medición.
- 8.- Barras colectoras.
- 9.- Transformadores de servicio de estación.

ELEMENTOS SECUNDARIOS.

- 1.- Cable de fuerza.
- 2.- Cable de control.
- 3.- Cable telefónico. (Telecontrol).
- 4.- Alumbrado.
- 5.- Estructuras.
- 6.- Herrajes.
- 7.- Sistemas de tierras.
- 8.- Trincheras, tuberías, ductos y drenajes.

Por lo tanto las subestaciones eléctricas de 400/230 KV - de transmisión fueron diseñadas y contruidas por que la demanda de energía eléctrica aumento y fue necesario superponer a la -- red de 230 KV un sistema de 400 KV capaz de transmitir la energía eléctrica de distancias más lejanas a los centros de consumo (ciudades, fábricas, etc.).

Debido a la magnitud de éste tipo de subestaciones eléctricas y por la función que desempeñan no debe de existir discontinuidad en el servicio que tiene que ser lo más eficaz posible, con lo cual el arreglo y diseño por adoptarse es lo más selectivo, continuo y flexible. Para ayudar a cumplir con éstas características existe un telecontrol; es decir este tipo de subestaciones son telecontroladas. Para llevar a cabo el telecontrol es necesaria la utilización de tableros eléctricos, esto origina un conocimiento adecuado de los equipos de control, protección y medición que componen éstos tableros con el fin de que su fabricación cumpla adecuadamente con las necesidades que exigen un buen funcionamiento de los sistemas de potencia.

El objeto de éste trabajo es el de presentar la ayuda didáctica que es necesaria para tener un conocimiento adecuado y seleccionar correctamente los equipos y esquemas de control, protección y medición, que se emplean no nada más para la transmisión si no también para la generación, transformación y distribución de la energía eléctrica.

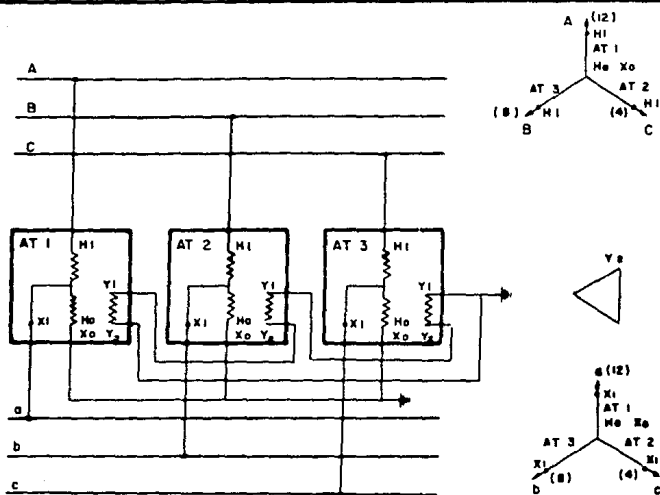


FIG. 1.1 CONEXIONES DE DEVANADOS DE AUTOTRANSFORMADORES DE 400/230 KV (DEFASAMIENTO DE 0° ENTRE 400 Y 230 KV)

I.- Arreglo y Diagrama.**I.1.- Arreglo.**

Para las subestaciones de 400/230 KV se utilizan autotransformadores monofásicos de 110 MVA para formar bancos trifásicos de 330 MVA. Las conexiones de los bancos son primario y secundario en estrella con neutro fuera del tanque, conectado solidamente a tierra y un terciario en delta, como lo muestra la figura I.1.

Las características de estos autoransformadores son las siguientes:

Capacidad 55/85/110 MVA.

Clase de enfriamiento OA/FOA/FOA.

Número de fases 1.

Frecuencia 60 Hz.

Número de devanados 3.

Devanados de alta tensión.

Capacidad 55/85/110 MVA.

Voltaje en vacío 400/ 3 KV.

Devanados de baja tensión.

Voltaje en vacío 234.5 KV ± 5% con cambiador de derivaciones.

Devanado terciario.

Capacidad 20 MVA.

Voltajes en vacío 10 KV.

Conexión en los devanados.

Primario/secundario: Estrella con neutro fuera del tanque y conectado solidamente a tierra.

Terciario delta.

I.2.- Diagrama:

Para la elección de un arreglo o diagrama se toman en cuenta los siguientes criterios:

1.- Continuidad del servicio.

2.- Flexibilidad de operación y mantenimiento.

I.3.- Continuidad del servicio.

Es indispensable que al ocurrir una falla trifásica, de fase a tierra, de línea a línea o de doble línea a tierra en un punto de la red, sea desconectada en menos de 15 ciclos o sea en 0.3 segundos. Para evitar que se produzca inestabilidad entre los generadores del sistema y como consecuencia una interrupción total. También la desconexión de una sección del sistema afectada por la falla no debe provocar la desconexión por sobre carga de otras secciones evitando así la interrupción total del sistema.

I.4.- Flexibilidad y Mantenimiento.

Este requisito es importante por que al proporcionar mantenimiento, la desconexión de una zona no permita la interrupción

total del servicio, es aquí en donde entra la flexibilidad del sistema y tomemos en cuenta las diferentes alternativas o caminos que ofrece cada uno de los diagramas o arreglos (de barra -- partida, doble barra con doble interruptor, interruptor y medio, etc.), no descuidando la continuidad para desconectar zona por zona sin afectar el sistema.

Las características de cada subestación eléctrica es muy importante conocerlas, para que en base a ellas se elija el diagrama o arreglo y cumpla con las necesidades de las mismas.

I.5.- Diagrama de conexiones interruptor y medio.

En la subestación en donde se maneja cantidades muy grandes de energía (230 KV, 400 KV) con circuitos individuales y que cuentan con una alta seguridad contra pérdidas de suministro, se utiliza el diagrama de conexión interruptor y medio.

Como las subestaciones eléctricas de transmisión 400/230 KV llenan todos los requisitos (selectividad, continuidad, flexibilidad, etc.) antes mencionados, adoptan el mismo arreglo (Interruptor y medio), dicho arreglo reúne las siguientes características:

1.- El suministro de energía no se interrumpe en ningún circuito al ocurrir una falla en cualquiera de las barras.

2.- El suministro de energía no se interrumpe al dar mantenimiento o al faltar cualquier interruptor.

3.- Facilita la ampliación.

4.- Alta flexibilidad y bajo costo.

5.- Es de mayor costo que el arreglo en anillo, pero hay una ventaja en éste arreglo que cuando se tienen líneas aéreas con dos o más circuitos y hay una descarga eléctrica o un conductor roto causa la desconexión de la línea en dos o más circuitos, el bus principal estará alimentado a través de un interruptor y medio por el resto de la subestación.

La seguridad inherente de las barras, las facilidades de derivación con algo de flexibilidad del diagrama de barra doble en la combinación propia de éste diagrama.

En el diagrama de conexiones interruptor y medio, existen dos variantes: el llamado tipo C-1 y el tipo C-2 como nos lo muestra la figura I.2 a).-, b).-

Para la elección de cualquiera de las dos variantes, depende de las características propias de cada subestación, condiciones del terreno, etc. Cabe mencionar que para las subestaciones de 400/230 KV el diagrama que se adopta es tanto para la sección de 400 KV como para la de 230 KV.

I.6.- Análisis del Diagrama o arreglo Interruptor y medio.

Basandonos en la Fig. I.2 a).- procederemos a analizar el diagrama.

Supongamos que por cualquier causa el banco A queda fuera de servicio, dicho acontecimiento no altera la continuidad del

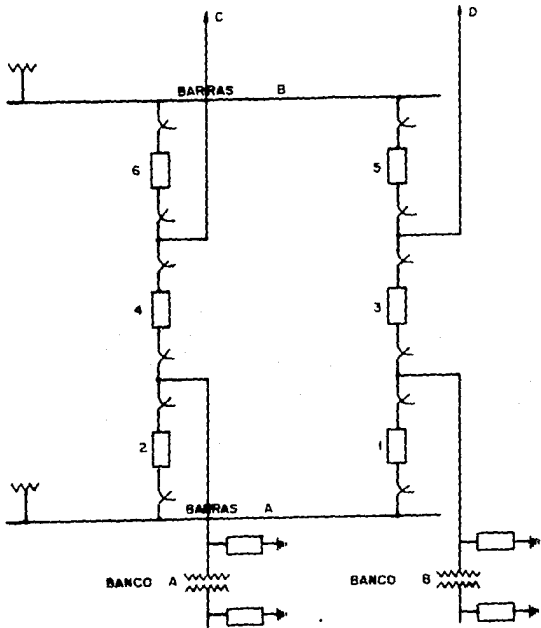


DIAGRAMA DE CONEXIONES INTERRUPTOR Y MEDIO
(Tipo c-1)

FIG. 1.2.

del servicio, por lo que los alimentadores Cy D siguen transmitiendo energía por medio del banco B y los interruptores 1,3,5, que gracias a éstos mismos las barras colectoras A y B siguen suministrando energía a los alimentadores.

Si el banco B queda fuera de servicio tampoco la continuidad del servicio se efectaría, ya que la energía la proveería el banco A y los interruptores 2,4,6 que suministrarían energía a las barras colectores A y B y ésta a los alimentadores.

Para la fig. I.2 b).- Supongamos que los interruptores 3 y 5 están abiertos por cualquier causa, aparentemente el alimentador D queda desenergizado, por que el banco B no lo alimenta, pero observamos que el banco A tiene continuidad hacia el alimentador C por que los interruptores 1 y 2 se encuentran cerrados, así como también está el interruptor 4, lo cual permite suministrar energía al alimentador D y a la barra colectora A. Si los interruptores 5 y 6 se encuentran abiertos, la continuidad la tendremos por que se cierra el interruptor 3 y como también lo están los interruptores 1,2 y 4 el alimentador D no queda desenergizado, ya que ayuda a la contribución de energía el banco B por medio del interruptor 3.

No olvidemos que para la primera situación el banco B no contribuyo pero recordemos que éstos autotransformadores están diseñados para soportar sobrecargas.

Ahora invirtiendo las mismas situaciones, es decir desconectando los interruptores 1 y 3 la continuidad no se interrum-

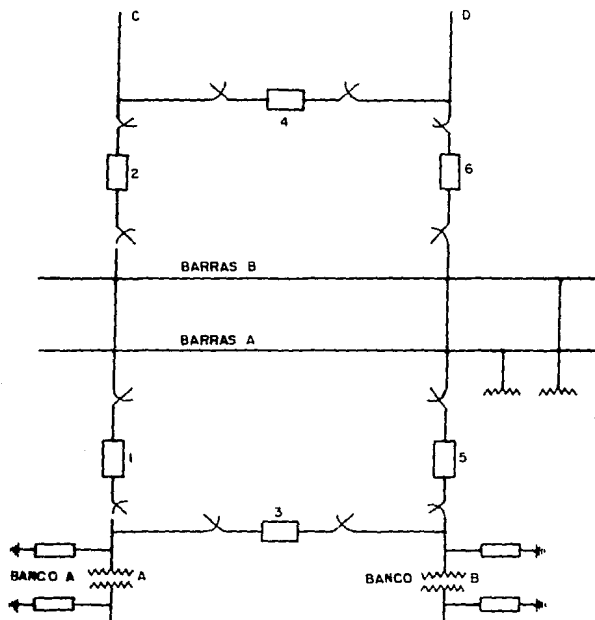


DIAGRAMA DE CONEXIONES INTERRUPTOR Y MEDIO
Tipo (c-2)

FIG. 1.2

pe por que los interruptores 4,5 y 6 están cerrados y la energía la suministra el banco B, o también los interruptores 1 y 2 se encuentran abiertos, opera el interruptor 3 cerrandose y contribuyendo el banco A con el banco B por medio de los interruptores 3,4, 5 y 6 que se encuentran cerrados, el alimentador C y la barra colectora B no se encuentran desenergizados.

Comparando el diagrama interruptor y medio y el diagrama de barra con interruptor de amarre, observaremos las características del último diagrama:

- 1.- Al reparar un interruptor se produce la interrupción del circuito correspondiente.
- 2.- La transferencia de un circuito con carga de una barra a otra se hace por medio del interruptor de amarre.
- 3.- Las maniobras son relativamente complicadas.
- 4.- La inversión inicial es costosa.

En instalaciones de mediana capacidad (23 KV, 85 KV) e importancia es recomendable dicho arreglo en donde las condiciones de servicio exijan cierta continuidad del suministro de energía en toda la instalación pero que sea permitido suspender el servicio de un solo alimentador al fallar su interruptor o darle mantenimiento en tanto se coloca un puente.

Es obvio que con el diagrama interruptor y medio no se permitirá la suspensión de alguno de sus alimentadores, también la continuidad no será solo por un interruptor, si no siempre por -

uno y medio y nunca se alterarán sus características que son --
continuidad, flexibilidad, selectividad y confiabilidad.

II.- CONTROL, SEÑALIZACION Y ALARMAS.

II.1.- Generalidades.

Una subestación telecontrolada es aquella que puede controlar el equipo de potencia desde partes lejanas a éste o realizar maniobras sobre él, por lo cual describiremos brevemente en que consiste el telecontrol y el equipo necesario para realizar esta actividad.

Las subestaciones telecontroladas están formadas en la siguiente manera:

- Equipo en alta tensión.
- Tableros de protección.
- Registrador de eventos.
- Tablero de contro miniaturizado.
- Unidad terminal remota.

EQUIPO EN ALTA TENSION.

El equipo en alta tensión es todo aquel que participa directamente en la transferencia de la energía eléctrica de un circuito a otro en una subestación.

- TABLEROS DE PROTECCION.

Los tableros de protección se encuentran localizados en el

salón de tableros. Existen distintos tipos de constitución de tableros y éstos varían de acuerdo al circuito a proteger es - decir, es distinto el equipo empleado para proteger un banco, que el utilizado para un línea o para un alimentador. Dichos salones son locales destinados para instalar todo el equipo de protección, control y medición que no puede encontrarse a la - interperie, con o sin gabinete, debido a que es equipo de precisión.

- REGISTRADOR DE EVENTOS.

El registrador de eventos es el equipo instalado en una - subestación para sustituir los cuadros de alarmas tradiciona-- les. Escencialmente efectúan una supervisión completa de la - operación de todos los equipos que forman parte de ella, tales como operación de protecciones, alarmas, operación de interrup tores, cuchillas, etc.

Los registradores de evento representan la información en forma impresa y secuencial y de ésta manera se pueden analizar las condiciones que guarda el equipo en general en cualquier - momento.

El registrador de eventos está formado por:

a).- Módulo de entrada. Formado por tarjetas de entrada en circuito impreso.

b).- Módulo de control de operaciones y memoria. Contiene circuitos para la exploración de todos los puntos de cada -

tarjeta localizada en el módulo de entrada y los circuitos para la detección de un cambio de estado.

c).- Impresor. Imprime los registros de las maneras siguientes:

Día del año Hora Minuto Segundo Milisegundo Número de pun
to.

Realiza la impresión en dos colores:

Negro: Condiciones normales.

Rojo: Condiciones anormales.

En caso de no existir papel para imprimir o que no funcione el impresor, los eventos serán retenidos en una memoria secuencial hasta que el impresor entre en servicio.

La figura II.1.- Muestra un diagrama de bloques de los componentes de un registrador de eventos.

-TABLERO DE CONTROL MINIATURIZADO.

El tablero de control miniaturizado se encuentra también localizado en el salón de tableros y está construido con:

a).- Diagrama unifilar miniaturizado de la subestación; -- mostrando la ubicación del equipo de potencia empleado dependiendo del arreglo de la misma.

b).- Los dispositivos de mando (Conmutador de control para aperturas y cierres de interruptores y cuchillas motorizadas.

c).- Y los indicadores luminosos de la posición del equipo de potencia. Dicha indicación luminosa se encuentra asociada -

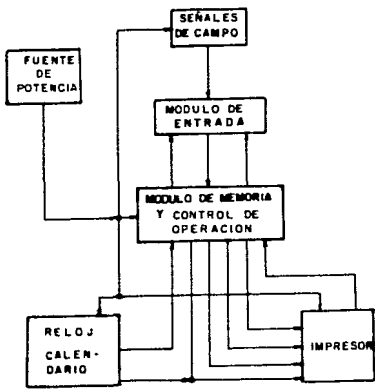


FIG. II.1
DIAGRAMA DE BLOQUES DEL REGISTRADOR DE
EVENTOS

directamente con los dispositivos de mando.

La razón por la cual estos dispositivos son pequeños es - por el uso de relevadores intermedios y transductores para la medición y que el alambrado se realiza con cable tipo telefónico. La ventaja de esta disposición, es contar con un tablero de mando estrictamente compacto, donde se tiene totalmente dominada la situación guardada por el equipo y además se pueden agregar dispositivos de control y medición sin alterar las dimensiones originales.

-UNIDAD TERMINAL REMOTA. U.T.R.

La función primordial de la UTR es establecer un enlace - entre el centro de control y el equipo de potencia de la subestación por medio de supervisiones de estado, monitoreo de alarmas y mediciones.

De acuerdo a las señales de entrada mencionadas se tienen señales de salida o control que se efectúan por medio de contactos, auxiliares de relevadores intermedios operados a través de mensajes recibidos por la unidad remota.

Al operar los relevadores intermedios generan señales de mando como aperturas o cierres de interruptores, cuchillas, -- etc. Se podría decir que la UTR es el equipo principal en las funciones de una subestación telecontrolada y del envío y recepción de la información dependerá su buen funcionamiento.

Es importante mencionar los medios de comunicación utiliza dos en el sistema de telecontrol que son dos:

a).- Línea telefónica. El sistema principal de comunica ción está constituido por una red telefónica particular, por me dio de hilos pilotos que unen a todas las subestaciones con la central de control.

Este medio es recomendable para distancias cortas.

b).- Ondas portadoras en líneas de alta tensión. Este me dio es utilizado en distancias largas y en combinación con el - equipo de banda lateral única (BLU).

Las señales recibidas de las distancias largas son inter-- conectadas con los hilos pilotos como se mencionó anteriormente conectan con la central de control las cuales cuentan con dos - rutas distintas (pares primario y secundario) asegurando la con tinuidad en los canales de recepción y transmisión de datos.

Para una subestación telecontrolada se requiere fundamen-- talmente un sistema de 48 V. de corriente directa que se emplea como alimentación principal al gabinete de relevadores interme-- medios y control supervisorio de la UTR.

Este sistema debe contar con un juego de dos barras princi pales conectadas de la salida del banco de baterías y el carga-- dor rectificador, de éstas barras se alimenta un interruptor -- termomagnético que alimenta el circuito de la UTR.

Con relación al sistema de 120 V de corriente directa se cuenta también con un juego de dos barras principales conectadas de la misma forma que la del sistema de 48 V, sólo que - en éste caso se tendrán los siguientes interruptores termomagnéticos conectados a éstas:

(+) General: Corresponde a las barras principales de -- 120 V corriente directa, las cuales como ya se dijo, son alimentadas por el banco de baterías y el rectificador cargador. A partir de estas barras se alimenta a los interruptores termomagnéticos necesarios para alimentar los demás servicios.

(+) PP: Alimentación de corriente directa de los circuitos de protección primaria, mediante el cual se envían las señales de disparo a los interruptores.

(+) PR: Alimentación de corriente directa de los circuitos de protección de respaldo, mediante el cual se envían las señales de disparo a los interruptores y además para los circuitos de control (apertura y cierre) de interruptores y -cuchillas motorizadas.

(+) M: Alimentación de corriente directa a los circuitos de mando para el control local y remoto de interruptores y cuchillas motorizadas. Esta alimentación es por medio de -un bus general para toda la subestación.

(+) AA: Alimentación de corriente directa a todas las alarmas generales tanto a nivel local y registrador de eventos, como a relevadores intermedios. También ésta alimentación se realiza por medio de un bus general para toda la su-

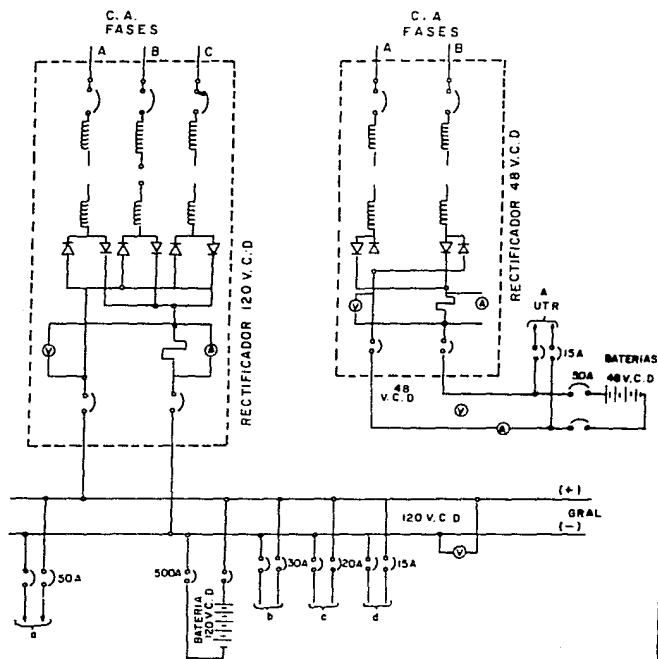
bestación.

(+) DB 1 y DB 2: Alimentación de corriente directa al equipo perteneciente a la protección diferencial de barras 1 y barras 2 respectivamente. Se tendrá una alimentación similar para cada sistema de protección de acuerdo al voltaje de operación de cada grupo de barras.

(+) LF y LI: Alimentación de corriente directa a los circuitos de señalización de interruptores y cuchillas motorizadas en el tablero de control miniaturizado, empleando un positivo de luz fija (+) LF y un positivo de luz intermitente -- (+) LI para el método de señalización de lámpara apagada. Esta alimentación también es por medio de un bus general para toda la subestación.

Las figuras II.2 y II.3 muestran los arreglos normalizados para los tableros utilizados para la alimentación general de corriente directa.

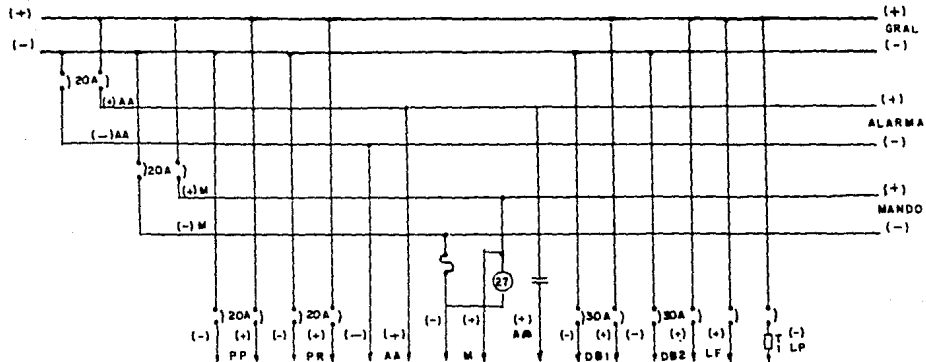
Las anteriores polaridades son aplicadas a subestaciones eléctricas telecontroladas que son distintas a las polaridades aplicadas a subestaciones convencionales. En la tabla II.A se muestra una comparación de polaridades empleadas en ambas subestaciones y la aplicación de las mismas.



- a- ALAMBRADO DE EMERGENCIA
- b- DIF. DE BARRAS Y BAJA FRECUENCIA
- c- MANDO, ALARMAS, PP Y PR
- d- L.F Y L.P., REG. DE EVENTOS, TRANSFORMADORES DE POT.

FIG. II.2

ALIMENTACION NORMALIZADA A BARRAS GENERALES DE 120 Y 40 V.C.D



A EQUIPOS Y TABLEROS

FIG. II. 3

NORMA GENERAL DE UN TABLERO DE DISTRIBUCION DE C.D. EN UNA S.E. DE CIA DE LUZ Y FUERZA

	POLARIDAD EN SUBESTACIONES CONVENCIONALES	FUNCION	POLARIDAD EN SUBESTACIONES TELECONTROLADAS
1	(+) AL	DISPARO POR RELEVADORES PROT. PRIMARIA	(+) PP
2	- NP	RELEV. Y BOBINA DE DISPARO PROTECCION PRIMARIA	(-) PP
3	(+)MP - (SWC/T) (-)MP - (SWC/C)	DISPARO Y CIERRE. POR COMUTADOR SWCT Y C	(+) PR
4	(-) NP	RELEVADORES Y BOBINA DE DISPARO PROT. RESP.	(-) PR
5		CONTROL DE RELEVADORES AUXILIARES (C y R)	(+) M
6	(-) P	SEÑALIZACION	(-) M
7	(+) PM	ALARMAS	(-) AA
8	(-) P	MODULO DE ALARMAS	(-) AA

R RELACION DE LA EQUIVALENCIA DE POLARIDADES DE CORRIENTE DIRECTA UTILIZADA EN SUBESTACIONES TELECONTROLADAS Y CONVENCIONALES

TABLA H. A

ESQUEMAS DE CONTROL.

Entendemos por sistema de control de subestaciones al conjunto de instalaciones y equipo de baja tensión utilizadas para controlar equipo de potencia instalado en alta tensión. Las instalaciones de control deberán estar formadas con el equipo que a continuación se describe.

a).- Dispositivos de mando. Empleados para realizar aperturas y cierres de interruptores y cuchillas desconectores en alta tensión.

b).- Dispositivos de señalización sonoros y luminosos utilizados para avisar de la operación de una protección o alguna condición anormal en el funcionamiento del equipo eléctrico de potencia.

c).- Registradores. Empleados para proporcionar información sobre los disturbios que afectan a las subestaciones y registrar la operación del equipo de baja tensión (relevadores) - como de alta tensión (interruptores, cuchillas, bancos, etc) y condiciones anormales de funcionamiento.

d).- Cables de control. Utilizados para interconectar el equipo de alta tensión (transformadores de instrumentos) con el equipo de control, protección, señalización y medición instalados en baja tensión.

e).- Tableros. Empleados para soportar los aparatos de control, protección, señalización y medición.

Los sistemas de control de la subestación podrán clasificarse de la manera siguiente:

- Sistemas de control local. Sistemas instalados en subestaciones convencionales, en las cuales existen un operador que supervise las condiciones del equipo de potencia.

- Sistemas de control remoto. Sistemas instalados en subestaciones telecontroladas en las que no existe un operador permanente y que son controlados desde lugares lejanos. En este tipo de subestaciones ocasionalmente el equipo de potencia es operado localmente.

Las subestaciones de control local y remoto son aquellas que pueden operarse localmente por medio de un operador o bien desde lugares lejanos a ésta.

Las operaciones llevadas a cabo en una instalación con control local y remoto desde el punto de vista de la operación a control remoto son:

- Telecontrol de interruptores y cuchillas motorizadas que consiste en aperturas y cierres de los mismos.

- Teleindicación o supervisión de las posiciones o estados de los interruptores y cuchillas.

- Teleindicación de las operaciones de los relevadores de

protección, debido a fallas en las instalaciones.

- Teleindicación de alarmas que indican fallas en los equipos de potencia.

II.2.- Esquemas de Control.

Cierre y apertura de interruptores y cuchillas.

Básicamente los sistemas de mando local consisten en la apertura y cierre de interruptores y cuchillas motorizadas, teniendo en el circuito de cierre y apertura del equipo, contactos en paralelo, tanto del conmutador de control (CNC), como de los relevadores auxiliares accionados a control remoto. Los conmutadores de control se encuentran localizados en el tablero de control miniaturizado y los relevadores auxiliares de cierre (CX) y apertura (TX) en los tableros de protección.

Los relevadores auxiliares son necesarios debido a que los contactos de los conmutadores, no tienen la capacidad necesaria de corriente, para operar las bobinas de cierre o apertura del equipo de controlar.

Las señales de mando o control remoto necesitan también de la operación de los relevadores auxiliares (CI) o (CD y TI o TD) que en éste caso se encuentran localizados en el gabinete de relevadores intermedios. Estos relevadores reciben la señal de control a través de la UTR. Los relevadores intermedios tienen

un contacto en paralelo, con los contactos del conmutador de control, lo cual indica que éstos también se valen de la operación de los relevadores auxiliares para enviar las señales de apertura y cierre de los interruptores y cuchillas motorizadas.

Es importante mencionar que los relevadores auxiliares localizados en el tablero de protección, para las operaciones de interruptores y cuchillas se denominan con la nomenclatura siguiente:

- CX. Cierre del interruptor o cuchilla motorizada.
- TX. Apertura del interruptor o cuchilla motorizada.

En el caso de los relevadores intermedios localizados en la UTR para las mismas operaciones, encontraremos la nomenclatura siguiente:

- CI. Cierre de interruptor.
- TI. Apertura de interruptor.
- CD. Cierre de cuchillas motorizadas.
- TD. Apertura de cuchillas motorizadas.

II.3.- Esquemas de señalización.

Señalización de interruptores y cuchillas motorizadas.

Después de realizadas las operaciones de apertura y cierre de los interruptores y cuchillas motorizadas, es necesario tener indicaciones luminosas de éstas, tanto en el tablero de

control localizado en la subestación como en el centro de control.

Esto se logra a través de un circuito de señalización, el cual ocupa un contacto cerrado (b) del interruptor o cuchillas, según se trate, el cual proporciona una señal ((-) M, negativo de mando) para la operación del relevador intermedio de señalización local y remota.

La señalización local de un interruptor se logra a través de un relevador intermedio (SI) que proporciona una señal de luz intermitente (LI), que en combinación con los contactos del conmutador de control y la lámpara integrado a ellos, emplean el sistema de señalización de "Lámpara apagada". Por otra parte la señalización remota se envía a través de un contacto del mismo relevador intermedio (SI) que proporciona una señal positiva (+) 48 v.c.d. a la terminal de control supervisorio de la UTR.

En las subestaciones telecontroladas, se encuentra además con otro método de señalización por medio del registrador de eventos, a través del cual se llevan registros en la subestación, de los cambios que sufre el equipo. Para esto es necesario otro contacto cerrado "b" del interruptor, que envía la señal ((+) AA positivo doble A) a las tarjetas de entrada del registrador de eventos.

En el caso de la señalización de cuchillas motorizadas se emplea el mismo proceso o lógica que el descrito para el inte-

ruptor, solo que en éste caso el relevador intermedio empleado es denominado "ZD" siendo este de doble bobina y con bloqueo mecánico. Por esta razón son necesarios los contactos, uno abierto "a" y otro cerrado "b" de las cuchillas que detectarán las operaciones o cambios de estado de éstas.

La razón por la cual se utiliza éste sistema de señalización (de dos contactos) para las cuchillas, es debido a que estas tardan en operar de 5 a 6 veces el tiempo de operación de los interruptores. Esto indica que el relevador de doble bobina detecta los cambios de estado hasta que las cuchillas han completado su ciclo de operación (cierre o apertura) totalmente.

El principio de funcionamiento de señalización por el método de lámpara apagada es el siguiente:

Se dió el nombre de "Lámpara apagada" porque en condiciones normales, todas las lámparas de los conmutadores de control del tablero de control miniaturizado, están apagadas. Cuando ocurre un cambio de estado de los interruptores o cuchillas se encienden las lámparas con luz intermitente indicando de esta forma la condición anormal presentada.

Las lámparas indicadoras, como ya se mencionó, están integradas a los conmutadores de control en el tablero de control miniaturizado.

Cuando existe concordancia en la posición del conmutador de control y la posición real del interruptor o cuchillas, la lám

para indicadora estará apagada, y cuando existe discordancia, _ ésta se encenderá a través de un (+) LI y permanecerá así hasta restablecer dicho anormalidad.

Existe un botón general de prueba de lámparas, que permite encender todas las lámparas del tablero de contro miniaturizado a través de una (+) LF, comprobado así que éstas se encuentran en buen estado.

En las figuras II.4 y II.5 se muestran dos diagramas de -- control y señalización de interruptores y cuchillas.

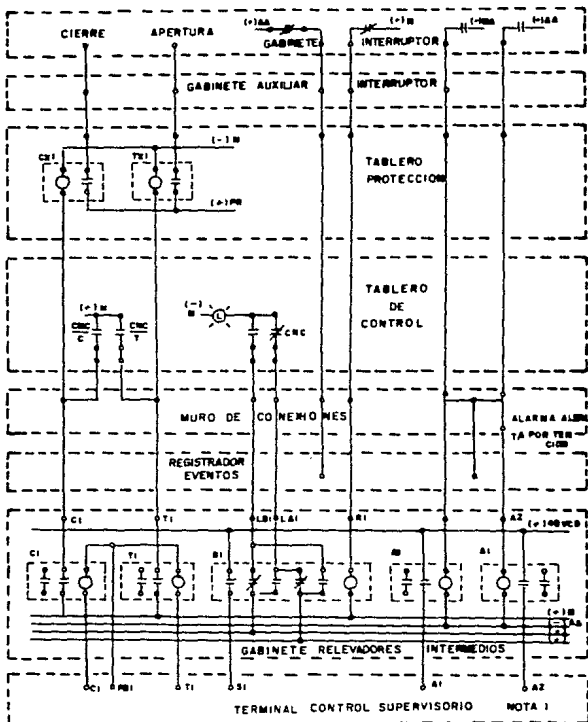


FIG. II. 4

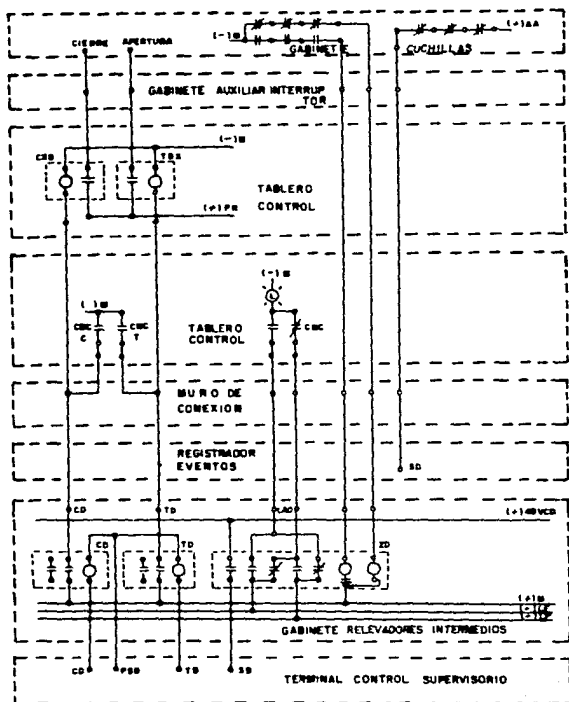


FIG. II. 5

II.4.- Alarmas.

Las alarmas son un tipo de señalización, por que se encuentran asociados con la supervisión de un equipo determinado, las alarmas estan divididas en:

- Alarmas generales: Se refiere a las alarmas que pueden presentarse en las instalaciones de protección de baterías, servicio de c.a. etc. de una subestación.

- Alarmas alerta: Son aquellas que reportan condiciones anormales pero que no ponen en peligro el equipo que supervisan. Las alarmas alerta no bloquean las señales de disparo o apertura a interruptores y/o cuchillas.

- Alarmas emergencia. Son aquellas que reportan condiciones anormales que de alguna forma ponen en peligro al equipo que supervisan y deben ser atendidas lo más rápido posible. Se consideran alarmas de emergencia todas aquellas que bloquean las señales de disparo o apertura a interruptores o cuchillas.

Se sabe que por lo general en muchos equipos existen más de dos alarmas que pueden clasificarse en dos grupos por medio de módulos que las agrupan en alerta o emergencia. Cada una de estas señales es registrada en forma impresa en el registrador de eventos que como ya sabemos lleva el control del equipo. Como es necesario mandar la información de las alarmas al centro de control y ésto se logra a través de la UTR - pero para no saturar la capacidad de los relevadores interme-

dios (AI) sólo se mandan las dos señales de alerta y emergencia.

Una ventaja que se tiene con los módulos de alarmas, es que ellos se pueden identificar exactamente cual de las alarmas ha operado.

En las subestaciones telecontroladas se envían al centro de operación sistema, todas las alarmas referentes a la operación - protecciones. Esta información tiene como finalidad proporcionar a los operadores los detalles de la secuencia en que se presentan las fallas y que protecciones han operado para aislar los circuitos fallados para tomar las medidas necesarias para proceder a restablecer el servicio en los circuitos afectados -- desde el mismo centro de control.

En las figuras II.6, II.7 y II.8 se muestran algunos diagramas de alarmas para distintos equipos.

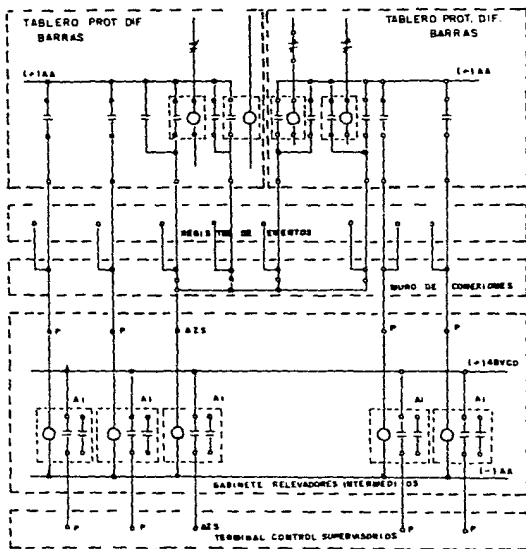


FIG. II.6

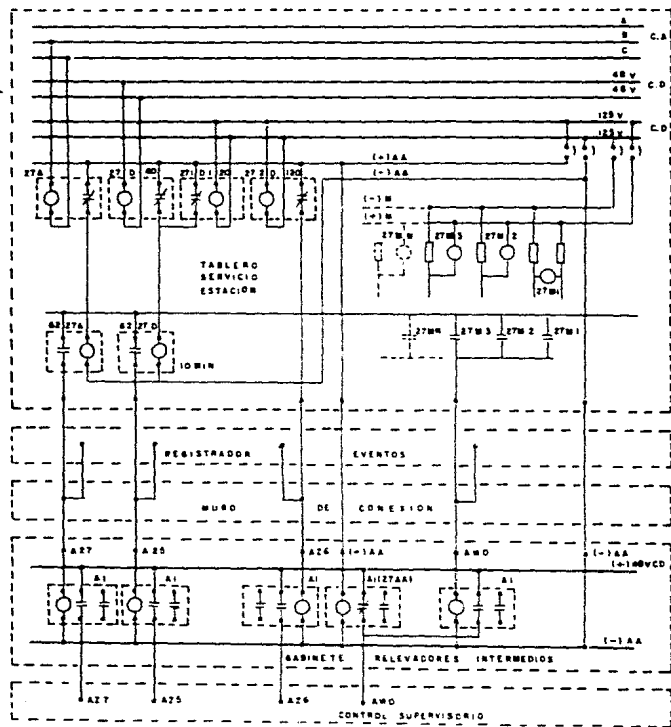
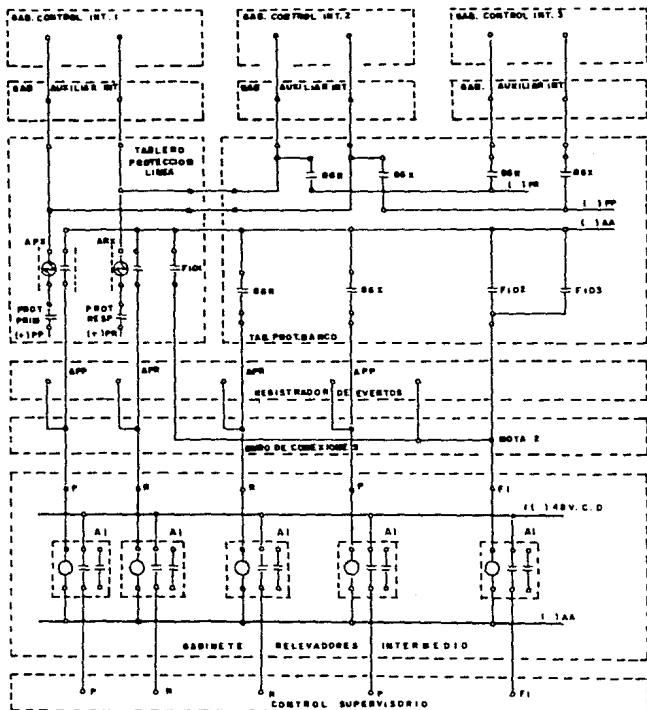


FIG. 11.7

ALARMAS PARA OPERACION DE LAS PROTECCIONES DE BANCOS ó LINEAS

C H S P
D-TL-LF-10



NOTA 1. EL ARREGLO MOSTRADO ES PARA INTERRUPTOR Y MEDIO
S. S. E. TENDRA ALARMA FALLA INTERRUPTOR UNICAMENTE EN 400 KV

FIG. 11. 8

TEMA No. III.

Empleo del equipo de protección.

INTRODUCCION.

Para asegurar los máximos beneficios de la gran inversión en equipo que va a formar la estructura del sistema de potencia, así como para mantener a los usuarios satisfechos dentro de un servicio confiable; el sistema completo deber permanecer en operación. Esto puede ser logrado de dos formas: La primera es el diseño y mantenimiento de cada componente para prevenir cualquier falla y evitar cualquier inutilización de algún componente del sistema. Desde que las consideraciones económicas del procedimiento del diseño y mantenimiento no permitan mayor alcance, debe tomarse la segunda medida; control y minimizar los efectos de cualquier falla que ocurra. Aquí es donde la protección por relevadores es pertinente dentro del sistema de potencia.

La protección por relevadores es una de las diversas características del diseño de un sistema relacionado con la disminución del daño al equipo y con las interrupciones al servicio cuando ocurren las fallas eléctricas. Cuando decimos que los relevadores protegen, entendemos que junto a otro equipo ayudan a disminuir el daño, mejorar el servicio y aislar el --

el elemento defectuoso.

Aunque la función principal de la protección por relevadores es reducir los efectos de los cortos circuitos, surgen - - otras condiciones anormales de funcionamiento que también necesitan protección.

Una función secundaria de la protección por relevadores - es indicar el sitio y el tipo de falla. Dichos datos no solo ayudan a la reparación oportuna si no que también por comparación de las observaciones humanas y con los registros de oscilógrafos automáticos, proporcionarán medios para el análisis - de la eficacia de la prevención de la falla y las características de la disminución que incluye la protección de relevadores.

FILOSOFIA DE LA PROTECCION POR RELEVADORES.

La filosofía general de la aplicación de relevadores, es dividir el sistema de potencia en zona de protección, las cuales pueden ser adecuadamente protegidas con la cantidad mínima del sistema. Esto lógicamente divide el sistema en las siguientes zonas de protección.

- 1.- Generadores o unidad transformadora-generadora.
- 2.- Bancos de transformadores de potencias.
- 3.- Líneas de transmisión.
- 4.- Barras colectoras.
- 5.- Líneas de distribución.

En cada zona de protección se realiza en forma traslapada con el objeto de evitar abandonar o dejar sin protección alguna área.

Aunque un sistema de potencia moderno no podría funcionar sin la protección por relevadores, como en toda buena ingeniería, la economía juega un papel importante al hacer el proyecto para éste tipo de protección.

Esta no es la cuestión de si la protección por relevadores puede justificarse, si no hasta donde podría uno invertir con la mejor protección disponible.

En cualquier sistema de protección por relevadores existen cinco características para el desarrollo apropiado de sus funciones que son:

- 1.- Sensibilidad.
- 2.- Selectividad.
- 3.- Velocidad.
- 4.- Economía.
- 5.- Confiabilidad.

Los relevadores empleados en los sistemas de protección, funcionan en virtud a la respuesta de magnitudes eléctricas -- proporcionadas a éstos a través de los transformadores de corriente y de los transformadores de potencial.

Esta respuesta se debe a la comparación en dichas magni-

tudes. Las diferencias en cada magnitud son posibles en una o más de las siguientes:

- a).- Corriente.
- b).- Tensión.
- c).- Frecuencia.
- d).- Angulo de fase.
- e).- Duración.
- f).- Razón de cambio.
- g).- Armónicas o forma de onda.

Las curvas características son útiles para determinar las monturas de los mismos que proveerán la sensibilidad, selectividad y velocidad necesarias para proteger el sistema de energía y para coordinarlas con otros dispositivos de protección.

III.1.- Protección primaria y respaldo.

PROTECCION PRIMARIA.

La protección primaria es aquella que desconecta la mínima porción posible del sistema de potencia, aislando solamente él o los elementos dañados, sin interferir, con un resto del sistema; por lo cual en su diseño se considera lo siguiente:

a).- Los interruptores se localizan en las interconexiones de los distintos elementos del sistema, con el objeto de poder desconectar solamente el elemento que haya fallado.

b).- Se establecen zonas de protección para cada elemento del sistema, cualquier falla que ocurra dentro de una zona originará el disparo de todos los interruptores de esa zona.

c).- Comprende regiones de traslape en los puntos de -- unión, de los elementos contiguos (que por lo general son interruptores). Si se presenta una falla en la región del traslape, deben dispararse los interruptores de las dos zonas.

d).- Los límites de las zonas de protección, físicamente lo determinan los transformadores de corriente, que generalmente se localizan en ambos lados de los interruptores.

PROTECCION RESPALDO.

La protección respaldo generalmente desconecta una porción mayor del sistema que es justamente la parte donde se lo

caliza la falla, debido a un mal funcionamiento ya sea de los relevadores primarios o de algún interruptor, con el objeto de eliminar las condiciones anormales y minimizar el efecto sobre el resto del sistema. Este tipo de protección puede ser de dos tipos local o remota.

a).- Protección de respaldo local.

Haciendo referencia a la figura III.1, supongamos una falla en Z de la línea No. 2 (L-2). La protección primaria y la de respaldo en ambos extremos de las subestaciones 2 y 3 (SE-2 y SE-3), detectarán la falla y darán la orden de apertura de los interruptores 52-B, 52-D Y 52-E, en las subestaciones 2 y 3 respectivamente; ahora supongamos que el interruptor 52-D no abre y por lo tanto la falla en L-2 persiste.

Se observa que la falla se alimenta a través de L-1, L-3 y L-4 para evitar esto, se deben abrir el 52-A y el 52-C en SE-1 y SE-3 respectivamente. Esto se logra con la protección de respaldo local, que debe dar la orden de disparo de los interruptores mencionados.

La protección de respaldo local, es accionada por la protección primaria o la de respaldo, según la que haya detectado la falla y si después de cierto tiempo los detectores del respaldo local siguen viendo la falla, entonces localmente dispara el interruptor 52-C y mediante una señal remota se dispara el interruptor 52-A en SE-1.

Ahora suponemos para la misma falla en L-2 el interrup--

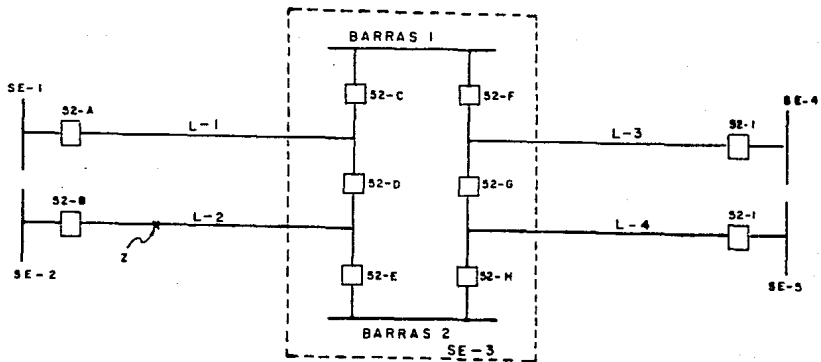


FIG. III. I PROTECCION DE RESPALDO LOCAL

tor 52-E es el que no abre en estas condiciones la falla se alimenta a través de L-1, L-3 y L-4 y será entonces la protección diferencial de las barras 2 la que abra al interruptor - 52-H quedando librada la falla.

b).- Protección de respaldo remoto.

La protección de respaldo remoto, puede lograrse por la protección primaria o de respaldo y tiene la finalidad de librar fallas de elementos contiguos, cuya protección primaria no opera. En la figura III.2 supongamos una falla (2) en la línea L-3. La protección de dicha línea detecta la falla y envía la señal de apertura de los interruptores 52-E y 52-P. Supongamos que el interruptor 52-P no abre, por lo tanto la falla persiste.

La protección de las líneas L-4 y L-5, deben dar respaldo remoto a la Línea L-3, enviando la señal de apertura a los interruptores 52-H y 52-J, lo cual significa que ésta protección deberá tener un cierto retardo de tiempo, que permita la operación de la protección primaria, que es la que debe actuar para esta falla.

La forma ideal de proteger un sistema de potencia, se logra dividiéndolo en zonas de protección, procurando que se encuentren éstas traslapadas, como lo muestra la figura III.3. Cada una de éstas zonas deberá tener sus propios relevadores de protección, que detectarán las fallas y enviarán la señal de disparo hacia los interruptores de potencia, que son los -

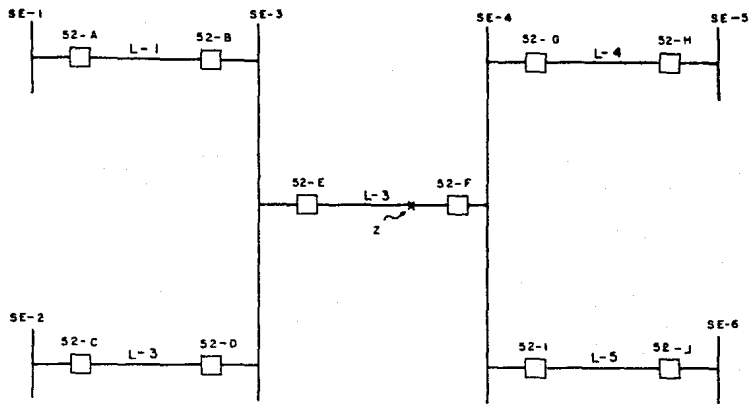


FIG.III. 2 PROTECCION DE RESPALDO REMOTO

PROTECCION DE BARRAS COLECTORAS Y EQUIPO DE MANIOBRA

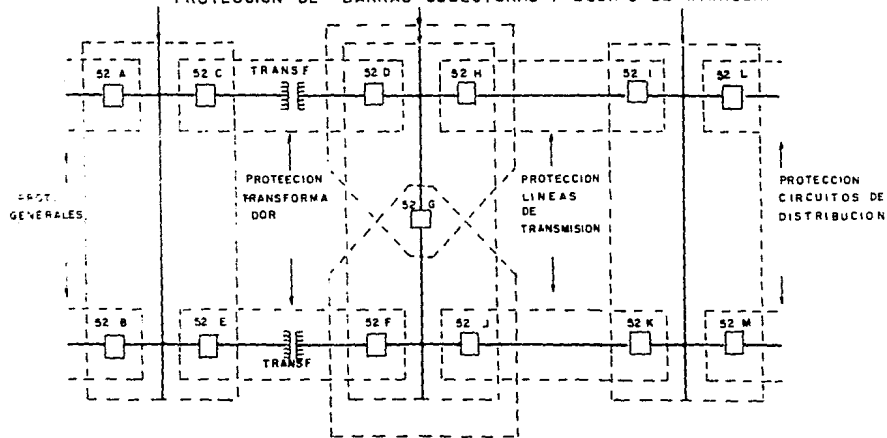


FIG. III. 3 TRANSLAPE DE LAS ZONAS DE PROTECCION

únicos dispositivos que tienen la capacidad de aislar la zona afectada del resto del sistema, cuando se han presentado condi ciones anormales de falla.

III.2.- Aplicación de los relevadores en los esquemas de protección.

En cuanto a la aplicación de los relevadores, éstos se van integrando en esquemas de protección bien definidos para una función específica a cierta zona o equipo del sistema de potencia lo cual divide a éste en varias zonas, cada una con características específicas, tanto de operación como de diseño.

El diseño de un eficiente y funcional esquema de protección, se debe tomar en cuenta los siguientes requerimientos:

a).- Sensibilidad.- Los relevadores del esquema, deben ser lo suficientemente sensibles para que operen, en forma segura cuando sea necesario, aún con valores mínimos de operación.

b).- Confiabilidad.- Todo esquema debe responder para cualquier tipo de falla que se presente en el área de su aplicación.

c).- Selectividad.- Se debe aislar únicamente la parte del sistema donde se presente la falla o disturbio.

d).- Velocidad.- Las protecciones de todo esquema, deben operar en tiempo muy pequeños para reducir al mínimo tanto los daños al equipo como la estabilidad del sistema aunque estos tiempos de operación dependerá en gran parte de la magnitud de las fallas y de la coordinación que se tenga con otras

protecciones.

e).- Simplicidad.- Los esquemas de protección, se deben de integrar con el equipo mínimo que asegure una buena confiabilidad.

f).- Economía.- Se debe logra la máxima protección al mínimo costo.

Obtener el máximo de éstos requerimientos, es practicamente imposible, sin embargo se debe tender a combinar de una manera óptima todos ellos, evaluando de una manera general todos los factores que intervienen en el sistema, así como de una manera particular cada equipo o elemento del mismo, considerando se las ventajas y riesgos que ofrecen las diferentes alternativas; para así obtener una seguridad y flexibilidad adecuada -- del sistema de potencia.

III.3.- Tipos de relevadores de protección.

Los relevadores de protección pueden ser de tres tipos: electromecánicos, electromagnéticos y estáticos (electrónicos); dentro del contenido de este tema, se estudiarán los segundos, en función de que en sector eléctrico nacional, -- son los que tienen mayor aplicación.

Los relevadores electromagnéticos únicamente tienen dos principios de operación que son: el de atracción y el de inducción electromagnética.

a).- Relevadores de atracción electromagnética.

Este tipo de relevadores, son del tipo instantáneo y -- responden únicamente a una sola magnitud de influencia. Su principio de funcionamiento, se basa en la fuerza de atracción ejercida por un flujo magnético sobre un elemento móvil de una estructura actuante, ya sea del tipo armadura o del tipo selenoide.

La construcción del tipo émbolo o tipo selenoide consiste de una barra o armadura cilíndrica la cual es atraída -- axialmente dentro de un selenoide. La armadura lleva la parte móvil del contacto el cual encuentra a un contacto fijo, cuando la armadura es accionada, un esquema de este tipo de construcción lo muestra la figura III.4.

La construcción del tipo atracción de armadura, consis-

te de una barra la cual gira sobre un punto fijo cuando es atraída a la cara polar de un electroimán, la armadura lleva nuevamente la parte movable del contacto, el cual encuentra a un contacto fijo cuando la armadura es accionada. La figura III.5 muestra el diagrama de ésta construcción.

Al pasar la corriente por el devanado de la bobina de operación, crea un flujo magnético ϕ que se cierra a través del núcleo del entre hierro y del elemento móvil, el cual al magnetizarse es atraído hacia el polo del electroimán, cerrándose uno o más contactos.

Esta fuerza de atracción (F_a) es proporcional al cuadrado del flujo ϕ , en el entre hierro.

$$F_a = K_1 \phi^2 - K_2 \quad \text{--- (3-1)}$$

En donde K_1 es constante de conversión de la fuerza y K_2 es la fuerza de retención que incluye la fricción.

El flujo magnético y la corriente que lo origina están relacionados de la siguiente manera:

$$\phi = \frac{I N}{R^m} \quad \text{--- (3-2)}$$

En donde I es el valor eficaz de la corriente, N es el número de espiras del devanado y R^m es la resistencia magnética

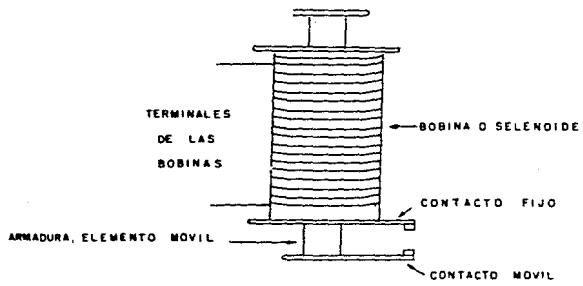


FIG. III 4 ESTRUCTURA TIPO EMBOLO O TIPO SELENOIDE

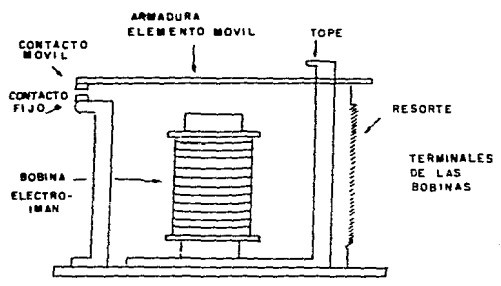


FIG III 5 ESTRUCTURA TIPO ATRACCION DE ARMADURA

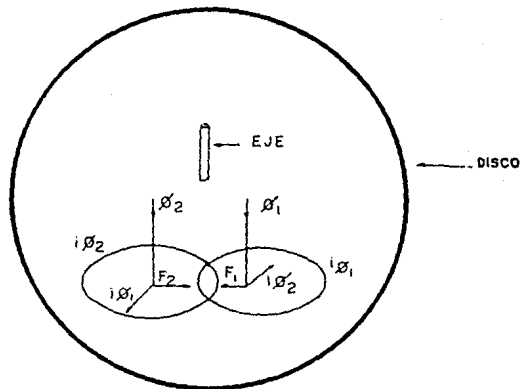


FIG. III. 6 RELEVADOR DE INDUCCION ELECTROMAGNETICA

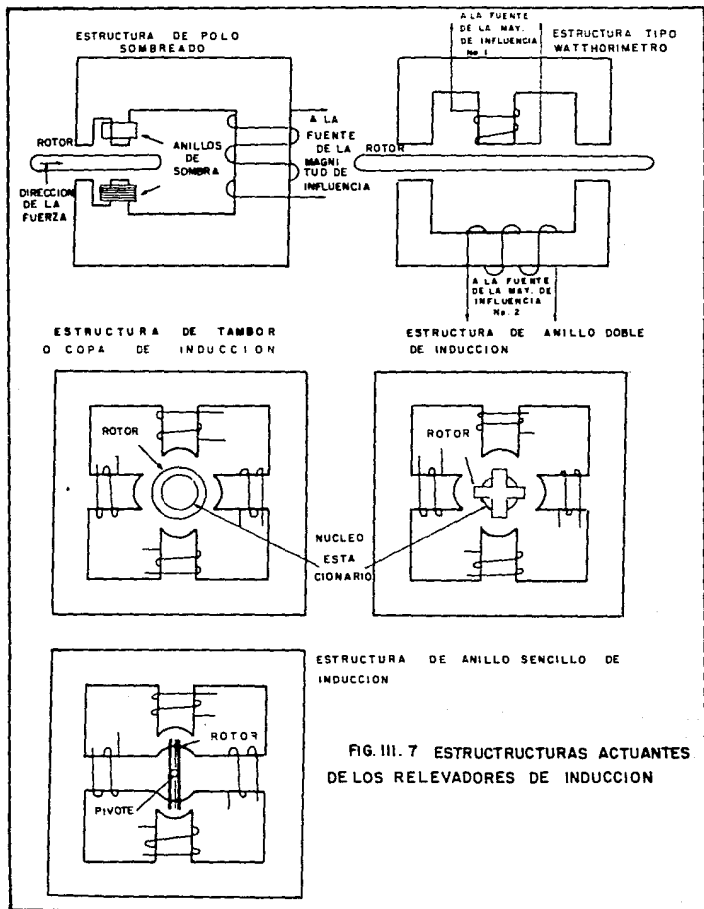


FIG. III. 7 ESTRUCTURAS ACTUANTES DE LOS RELEVADORES DE INDUCCION

ca (reluctancia) del camino por el cual se cierra el flujo Φ sustituyendo (3.2) en (3.1).

$F_a = K \frac{N^2}{R_m^2} I^2$ pero como N y R_m son constantes, -
tenemos que:

$$\underline{F_a = K_1 I^2 - K_2 \text{ ----- (3.3)}}$$

De ésta ecuación se deduce que la fuerza de atracción -- siempre será positiva, sin importar el signo de la corriente; por lo que este tipo de relevadores se pueden emplear en C.A. y C.D.

b).- Relevadores de inducción electromagnéticos.

Estos relevadores on los más ampliamente utilizados para propósito de protección y operan bajo el principio de los motores de inducción, es decir, se basa en la generación de una fuerza en una sección de un rotor que es atravezado por dos - flujos de c.a. adyacentes y fuerza de fase.

La fuerza de operación se ejerce sobre un elemento móvil (que puede ser un disco o bien otra forma de rotor de mate-- rial no magnético). En la figura III.6 se muestra un disco - atravezado por dos flujos alternos (Φ_1 y Φ_2) defasados entre si, cada flujo induce al atravesar el disco, corrientes parásitas o de eddy ($i\Phi_1$ e $i\Phi_2$), que circulan en un plano perpendicular a la dirección del flujo. La corriente producida por

uno de los flujos, reacciona con el otro flujo y viceversa para producir las fuerzas que hacen girar al disco.

La fuerza neta está dirigida del punto de incidencia del flujo adelantada al punto de incidencia del flujo atrasado. El par de operación se invierte, si uno de los flujos se invierte.

Como se trata de flujos alternos de forma de onda senoidal se tiene que:

$$\theta_1 = \beta_1 \text{ Sen } Wt \quad \text{--- (3.4)} \quad \theta_2 = \beta_2 \text{ Sen } (Wt + \theta) \quad \text{--- (3.5)}$$

En donde θ es el ángulo de desfase entre los dos flujos y β_1 y β_2 son los flujos máximos.

Si consideramos que las corrientes en el disco están en fase con sus tensiones, esto es que la autoinducción se desprecia, se puede establecer que las corrientes son proporcionales a las derivadas del flujo con respecto al tiempo, según las expresiones siguientes:

$$i\theta_1 = \frac{d\theta_1}{dt} = \frac{d(\beta_1 \text{ Sen } Wt)}{dt} \quad i\theta = K_1 \beta_1 \text{ Cos } Wt \quad \text{--- (3.6)}$$

$$i\theta_2 = \frac{d\theta_2}{dt} = \frac{d(\beta_2 \text{ Sen}(Wt + \theta))}{dt} \quad i\theta_2 = K_2 \beta_2 \text{ Cos}(Wt + \theta) \quad \text{(3.7)}$$

Notamos que en la figura 3.5, que la fuerza F_1 y F_2 están en oposición y la resultante será la diferencia entre ellas.

Sustituyendo las ecuaciones (3.4), (3.5), (3.6), (3.7) en 3.8 se tiene:

$$F = \left[\theta_2 \text{Sen}(Wt + \theta) K_1 \theta_1 \text{Cos} Wt - \theta_1 \text{Sen} Wt K_2 \theta_2 \text{Cos}(Wt + \theta) \right]$$

Sacamos K_1 , K_2 , θ_1 y θ_2 como factor común.

$$F = K_1 K_2 \theta_1 \theta_2 \text{Sen}(Wt + \theta) \text{Cos} Wt - \text{Sen} Wt \text{Cos}(Wt + \theta)$$

$$F = K_1 K_2 \theta_1 \theta_2 \text{Sen}(Wt + \theta - Wt) \text{ i } S_1 K_1 K_2 = K$$

$$F = K_1 \theta_1 \theta_2 \text{Sen} \theta \quad (3.9)$$

De ésta ecuación, se puede concluir que para que se produzca la fuerza para girar el rotor, se necesitan dos flujos que estan desfasados un ángulo θ y que la fuerza de operación será máxima cuando θ sea 90° y será nula cuando θ sea 0° ; ya que seno de 90° es igual a uno y seno de 0° es cero.

Tipos de estructuras actuantes de los relevadores de inducción electromagnética.

Los relevadores que reciben magnitudes de C.A. están formados por una o más de la siguiente estructura actuantes las cuales se muestran en la figura III.7.

- 1.- Polo sombreado.
- 2.- Watthorímetro.
- 3.- Tambor o copa de inducción.
- 4.- Anillo doble de inducción.
- 5.- Anillo sencillo de inducción.

1.- ESTRUCTURA DE POLO SOMBREADO.

Esta estructura es accionada generalmente por corriente - que circula en una sola bobina en una estructura magnética que contiene un entrehierro. El flujo magnético en el entrehierro producido por la corriente, es dividido en dos flujos desfasados, por los llamados anillos de sombra, por lo común de cobre y que rodean parte de la cara polar de cada polo en el entrehierro.

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

El ángulo de desfasamiento entre los dos flujos que atraviezan el disco, ésta 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 con éste tipo de estructura; tal es el caso del relevador de sobre corriente direccional, en donde las bobinas se ponen en corto circuito a través del cierre de un contacto de la llamada unidad direccional con lo cual se produce el par de operación que habrá de hacer girar el disco o rotor.

2.- ESTRUCTURA TIPO WATTHORIMETRO.

Esta estructura toma su nombre, por el hecho que es la -- utilizada en estos aparatos de medición (Watthorímetros).

Esta estructura contiene dos bobinas separadas con dos circuitos magnéticos diferentes (Circuito de tensión y circuito de corriente), cada uno de los cuales producen los dos flujos necesarios para hacer girar el rotor, que también es un disco de aluminio.

3.- ESTRUCTURA DE TAMBOR O COPA DE INDUCCION.

Esta estructura se parece mucho a un motor de inducción, excepto que el entrehierro del rotor está estacionario y sólo la parte conductora del rotor está libre para girar. Esta estructura emplea un rotor cilíndrico hueco y puede tener más polos adicionales que los mostrados en la figura.

4.- ESTRUCTURA DE ANILLO DOBLE DE INDUCCION.

Esta estructura es prácticamente idéntica a la de tambor sólo que el rotor consiste de dos anillos metálicos colocados en ángulos rectos.

Estas dos estructuras, producen un par más eficiente que las de polo sombreado y Wattthorímetro y se utilizan en relevadores de alta velocidad de operación.

5.- ESTRUCTURAS DE ANILLO SENCILLO DE INDUCCION.

Esta estructura es la que produce el par más eficiente de todos los tipos que se han descrito. Sin embargo, ésta tiene el inconveniente de que el rotor, el cual es también un anillo metálico, por su poca inercia, tiende a vibrar en el momento de la operación.

III.4. Protección diferencial del autotransformador.

El esquema de la protección diferencial es uno de los más eficientes y versátiles, ya que con él se puede proteger cualquier elemento de un sistema de potencia. Siendo los bancos de transformadores uno de los equipos más importantes y costosos del sistema, es necesario que dicho equipo cuente con una protección adecuada y confiable.

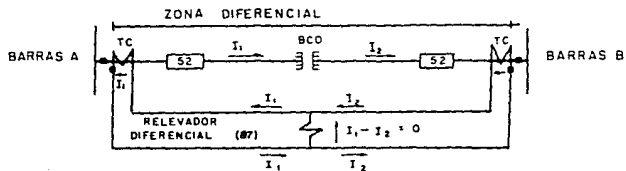
El relevador diferencial es aquel que funciona cuando la diferencia vectorial de dos o más magnitudes eléctricas similares, (Corrientes, Voltajes, etc) exceden un valor predeterminado.

En la protección diferencial de los bancos de potencia, - la magnitud eléctrica que comparan los relevadores diferenciales en la corriente que proviene de los TC's.

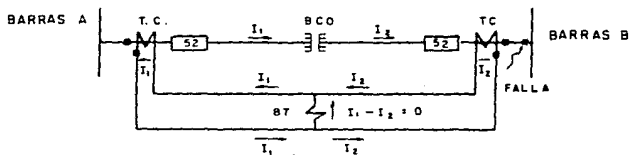
III.4.1.- Principio de operación de la protección diferencial.

El principio de operación se basa en la comparación de - las corrientes de cada fase de ambos extremos del transformador o autotransformador, protegido y cualquier desbalance, tanto en magnitud como en el ángulo de fases de estas corrientes, provoca la diferencia vectorial, que hace operar al relevador diferencial, como lo muestra la figura III.8 a).-

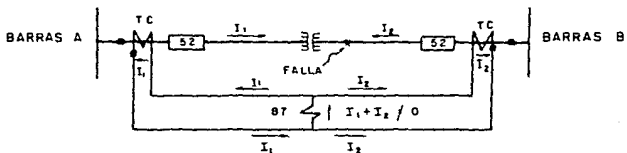
El análisis de circulación de corrientes para condiciones



a). PROTECCION DIFERENCIAL DE Bco.



b.) CONDICIONES NORMALES O FALLA EXTERNA



c). FALLA INTERNA

FIG III. B.- DIAGRAMAS ESQUEMATICOS PARA DIFERENTES CONDICIONES PROTECCION DIFERENCIAL

normales y de falla las muestran las figuras III.8 b) y c), - respectivamente, es como sigue:

Para condiciones normales de operación o para una falla fuera de la zona diferencial; considerando que los T.C. se conectan adecuadamente, y despreciando el error de relación de ángulo de fases y de transformación, las corrientes secundarias I_1 e I_2 circulan como lo muestran la figura III.8 b).- Para éste caso la corriente diferencial $I_1 - I_2$ es nula.

Cuando ocurre una falla dentro de la zona diferencial -- las corrientes secundarias se incrementan súbitamente y circulan según la fig. III.8 c).-, la diferencia de corriente secundaria $I_1 - I_2$ será muy grande con lo cual el relevador diferencial opera enviando la señal de disparo a los interruptores del transformador o autotransformador.

En el caso de la protección diferencial de los transformadores o autotransformadores, las relaciones de transformación y las conexiones de los T.C. deben ser tales que compensen la diferencia tanto en magnitud como en ángulo de fase -- las corrientes secundarias de ambos lados del banco de potencial.

Como el circuito de la protección diferencial de la Figura III.8 a).- Tenemos algunos inconvenientes:

-Diferencias en la corriente secundaria, debido a limitaciones en las relaciones disponibles de los transformadores de corriente.

- Relación de transformación variable en los transformadores con cambiador de derivaciones.

- Corriente magnetizante momentánea al energizar el autotransformador.

Para compensar estos inconvenientes, los esquemas de protección diferencial, emplean relevadores de porcentaje diferencial con retención de armónicas, cuyo principio de operación es como sigue:

Haciendo referencia a la fig. III.9, las bobinas de restricción (R), reciben el total de las corrientes secundarias, y su función es la de restringir las corrientes que llegan a la bobina de operación (OP) para fallas externas, y aumentar la sensibilidad del aparato para fallas internas.

La bobina de operación trabaja en proporción a la diferencia de corrientes $I_1 - I_2$ y la bobina de restricción en proporción a $(I_1 + I_2) / 2$, ya que la bobina de operación está conectada en el punto medio de la bobina de restricción.

Ya que en la práctica, es imposible que la diferencia $I_1 - I_2$ sea cero, debido a errores de transformación de los T.C. diferencia de corriente en transformadores con cambiador de derivaciones, error en el ajuste del relevador, etc. debido a esto los relevadores de porcentaje diferencial, incluyen un cierto porcentaje de diferencia de corrientes antes de operar, llama-

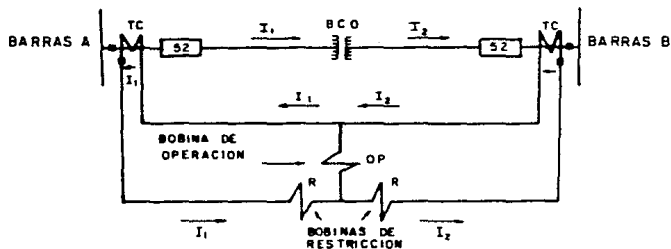


FIG. III. 9. - PROTECCION DIFERENCIAL CON RELEVADOR DE PORCENTAJE DIFERENCIAL

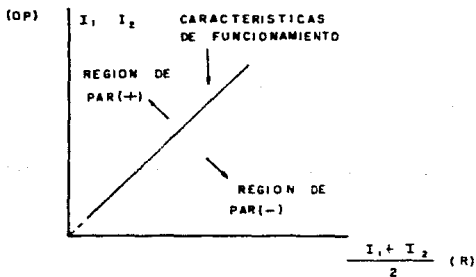


FIG III 10. - CARACTERISTICAS DE FUNCIONAMIENTO

do por ciento de pendiente, cuya característica de funcionamiento se muestra en la figura III.10.

III.4.2.- Protección diferencial del autotransformador.

Normalmente estos autotransformadores de gran capacidad, están previstos de transformadores de corriente, instalados dentro del tanque y se emplean para formar el esquema de protección.

El esquema de protección para el autotransformador de la figura III.11 podría hacerse con un relevador BDD15 de dos devanados, sin embargo es recomendable usar un relevador de tres devanados BDD16, ya que cada una de las señales de corriente en cada una de sus bobinas de restricción da más seguridad en su restricción, como lo muestra la figura III.12; no tase que $I_x = I_h + I_x$ y que la relación de los TC's debe ser igual.

Cuando se protege a un autotransformador con los T.C. localizados dentro del tanque, y únicamente existe esta protección, caemos en el grave error de dejar sin protección elementos o zonas sin traslape como por ejemplo: boquillas del autotransformador, conexiones, conductores, y apartarayos, por lo que hay que tomar providencia con otra protección primaria para que todos los elementos queden protegidos.

Al proteger un banco formado por tres autotransformadores monofásicos conectados en estrella, el esquema de protección del banco estará formado por el esquema de protección de cada uno de los autotransformadores como el que muestra la figura III.12.

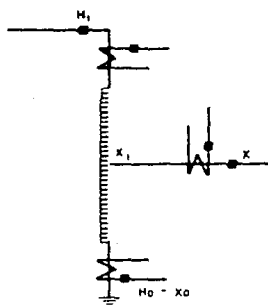


FIG. III. 11 - DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL AUTOTRANSFORMADOR Y LOCALIZACION DE TC'S

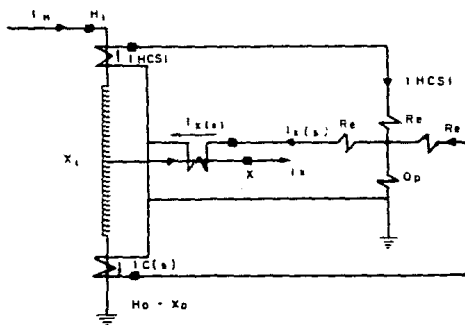


FIG. III. 12 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION DE UN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO.

Para evitar que algún elemento quede sin protección al -- usar los TC's ya mencionados, es necesario hacer uso de otra -- protección diferencial, es decir, de una diferencial corta con los TC instalados dentro del tanque y de una diferencial larga para banco estrella-estrella y cuya figura la podemos ver en -- la Figura III.13.

Cada autotransformador puede tener un segundo devanado y -- éste, formar una delta con los devanados de los otros dos auto -- transformadores, hay que proveer en el esquema de protección -- diferencial todo lo relacionado con esto, ya que ésta delta no sólo puede servir para reducir la impedancia de secuencia -- cero del autotransformador, si no que puede conectarse a ésta -- delta algo como un servicio de estación, reactores, regulado -- res de voltaje.

En transformadores estrella-estrella con neutro conectado -- a tierra normalmente la impedancia de secuencia cero es alta, -- esto da motivo a que la corriente de falla a tierra se reduzca -- considerablemente, lo cual puede ser motivo para que en una -- protección que vea fallas a tierras deje de operar. Para evi -- tar éste contratiempo, se ha agregado a éstos transformadores -- una delta, la cual permite circular dentro de ésta, la corrien -- te de secuencia cero; y permitir por consiguiente que existan -- magnitudes adecuadas de corriente.

En la Figura III.14, se muestra la conexión de los auto -- transformadores y de la delta, así como también el esquema de -- protección diferencial en donde:

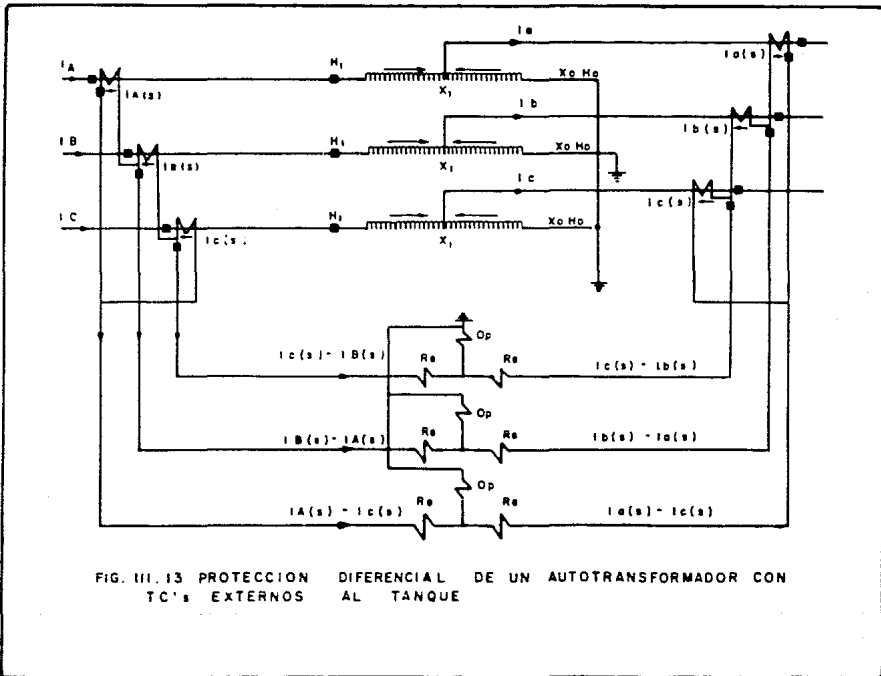


FIG. III. 13 PROTECCION DIFERENCIAL DE UN AUTOTRANSFORMADOR CON TC'S EXTERNOS AL TANQUE

IA, IB, IC= Corriente primaria, lado alta tensión.

IA (S), IB (S), IC (S) = Corriente secundaria, lado alta tensión.

ia, ib, ic = Corriente primaria, lado baja tensión.

ia (s), ib (s), ic (s) = Corriente secundaria, lado baja tensión.

T = Devanado terciario en delta.

ia-T, ib-T, ic-T = Corriente primaria en la salida de la delta -
de alta tensión.

ia-T (s), ib-T (s), ic-T (s) = Corriente secundaria del terciario de la delta.

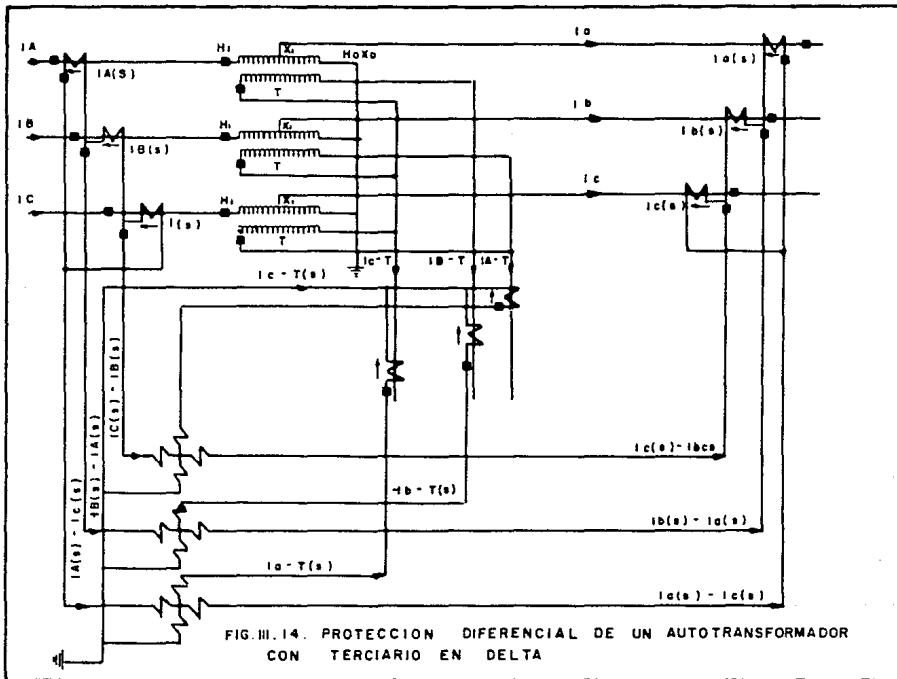


FIG. III. 14. PROTECCION DIFERENCIAL DE UN AUTOTRANSFORMADOR CON TERCIARIO EN DELTA

III.5.- Protección Buchholz.

Los relevadores buchholz tienen la misión de captar desperfectos en el interior de los transformadores que originan - desprendimientos de gases.

En la Figura III.15, se muestra la disposición de los relevadores buchholz, como se observa, dichos relevadores se montan en la tubería que conecta la cuba del autotransformador -- con el tanque conservador del mismo por ser ésta la posición -- más adecuada para detectar los gases que se forman en el autotransformador.

La tubería suele colocarse ligeramente inclinada para garantizar una operación segura.

En la Figura III.16, se muestra esquemática un relevador buchholz indicándose los elementos constitutivos del mismo.

Generalmente los relevadores están interiormente formados por dos flotadores; uno en la parte superior y otro en la parte inferior. Si a causa de una avería interna se forman burbujas gaseosas, éstas ascienden y alcanzan al relevador, en el cual desplazan poco a poco al líquido. Como consecuencia disminuye el empuje ascencial del flotador superior, el cual se mueve hacia abajo, lo que hace bascular un tubo de mercurio que cierra un contacto, disparándose una señal.

El personal así se previene y puede intentar hallar la -- causa del disparo y si continúa, desconectar el transformador_

TANQUE
CONSERVADOR

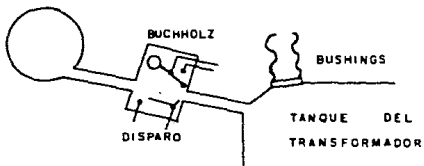
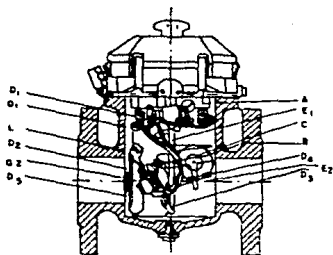


FIG. 15 DISPOSICION DE LOS RELEVADORES
BUCHHOIZ



- | | | | |
|----------------|----------------------|----------------|-------------------------|
| D ₁ | Punto de giro | E ₁ | Armadura de soporte |
| Q ₁ | Tubo de manobra | C | Chapeta de desconexion |
| L | Tornillo de sujecion | B | Flotador de desconexion |
| D ₂ | Punto de giro | D ₄ | Punto de apoyo |
| Q ₂ | Tubo de manobra | E ₂ | Palanca de manobra |
| D ₃ | Punto basculante | D ₃ | Punto de giro |
| A | Flotador | | |

FIG. III.16

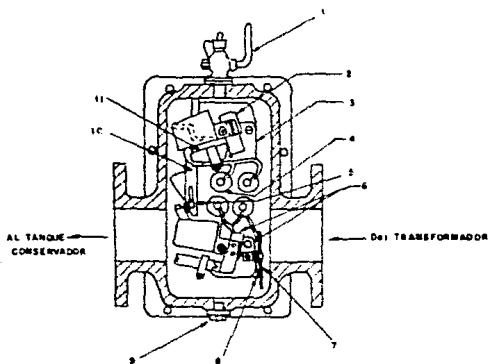
para hacer en él un reconocimiento más profundo.

Los cortos circuitos en el interior del autotransformador van unidos siempre a un fuerte desarrollo de gases, a consecuencia de ello el aceite es impulsado hacia el tanque conservador, siendo arrastrado el flotador superior por la fuerte corriente de líquido.

En la actualidad algunos fabricantes emplean en sus relevadores, en lugar de flotadores, depósitos destapados o cubetas (Fig. III.17), ya que tienen la ventaja de una acción más positiva, pues eliminan el riesgo de fugas de aceite a través del pasador del flotador, lo que causaría descenso del mismo, ocasionando falsas alarmas.

Cuando el nivel de aceite cae, debido a la acumulación de gases, la cubeta se llena de aceite en el lado izquierdo originándose el cierre del contacto de alarma. La fuerza obtenible para operar los contactos es más grande que en el caso de los flotadores huecos.

Los relevadores son previstos de ventanas con escalas marcadas en las mismas para indicación de la cantidad de gases acumulados; éstos pueden ser expulsados a través de la llave que aparece en la parte superior de la Figura III.17, se acostumbra a tomar muestra de los gases y analizarlos para tener idea del tipo de falla que se producirá si no se toman las medidas adecuadas. Los gases formados por la acción de áreas --



- | | |
|-------------------------|---------------------------------|
| 1 ESCAPE | 7 PLATO DE AJUSTE DEL DEFLECTOR |
| 2 CONTRAPESO DE BALANCE | 8 PLATO DEFLECTOR |
| 3 NIVEL DE ACEITE | 9 TAPON DE DRENAJE |
| 4 CIRCUITO DE ALARMA | 10 PALANCA DE PRUEBA |
| 5 CIRCUITO DE DISPARO | 11 SWITCH DE MERCURIO |
| 6 PALETAS | |

FIG. III. 17

eléctricas incluyen hidrógeno, hidrocarbones y monóxido de car
bono.

Cuando un transformador es puesto por primera vez en ser-
vicio, el aire atrapado en los embobinados, puede producir se-
ñales de alarma innecesarias. En transformadores de alta ten-
sión es costumbre expulsar el aire efectuándose un vacio durant
e el llenado de aceite del tanque del transformador.

Los relevadores buchholz pueden ajustarse para dar la alarm
a cuando el gas acumulado alcanza un determinado volúmen que
depende del tamaño transformador como se indica en la tabla --
III. a).-

Cuando ocurre una falla en un embobinado dentro de aceite
el arco genera gas rápidamente (a más de $50 \text{ cms}^3/\text{Kw-segundos}$)
lo que origina una agitación en el aceite que mueve rápidament
e la paleta que causa el disparo a través de los contactos --
unidos a la paleta.

La paleta es ajustada para operar las velocidades del aceit
e que están por encima de las originadas por el arranque y pa-
ro de las bombas de aceite, como se muestra en la tabla III.b).

Horizontal o vibraciones verticales inferiores a los valor
es especificados en la tabla III.c).-

El tiempo mínimo de operación de un relevador buchholz es
de alrededor de 0.1 seg. y un tiempo promedio de 0.2 seg. que -
es un poco lento. Relevador que actúan con aumentos rápidos, de

TAMANO DEL TRANSFORMADOR	DIAMETRO TUBERIA	RANGO DE AJUSTE	AJUSTE NORMAL
HASTA 1 MVA	2.5 cms	100 - 120 c.c.	110 C.C.
DE 1 A 10 MVA	5.0 cms	185 - 215 c.c.	220 C.C.
ARRIBA DE 10 MVA	7.5 cms	220 - 280 c.c.	250 C.C.

TABLA III a):- Volumen De gas para operar la alarma

TAMANO DEL TRANSFORMADOR	DIAMETRO TUBERIA	RANGO DE AJUSTE	AJUSTE NORMAL
HASTA 1 MVA	2.5 cms	75 - 125 cm/seg	90cm/seg a 5°C
DE 1 A 10 MVA	5.0 cms	80 - 135 cm/seg	100cm/seg a 5°C
ARRIBA DE 10 MVA	7.5 cms	95 / 155 cm/seg	110cm/seg a 5°C

TABLA III b.)- Velocidades del aceite para producir la operacion

FRECUENCIA	AMPLITUD	ACELERACION
25 c. p. s.	2.3 mm	3.3 g
100 c. p. s.	0.6 mm	12 g
150 c. p. s.	0.4 mm	16 g

TABLA III c):- Vibraciones permitidas para asegurar estabilidad

relación de presión son más rápidos solamente para fallas muy fuertes. Por otro lado, pueden emplearse relevadores eléctricos para fallas demasiado grandes donde una alta velocidad es necesaria, también pueden usarse para fallas producidas por rayos que caen sobre los bushings y que están fuera del aceite y no crean una agitación en el mismo.

El ángulo de desplazamiento del interruptor para hacer el contacto, es de alrededor de 15° más el ángulo de la tubería que debe ser lo más pequeño posible y con un mínimo de 2° de inclinación para permitir que el gas llegue hasta el tanque conservador.

En la Figura III.17 la paleta que mencionamos anteriormente tiene una cubeta semejante a la de la unidad detectora de gas. Esta cubeta es usada para el disparo en el caso de la pérdida completa de aceite.

Limitaciones de los relevadores actuados por gas.

Ajustes demasiados sensibles de los contactos de mercurio pueden dar lugar a falsas operaciones con choques o vibraciones causadas por condiciones de temblores de tierra, impactos mecánicos de tuberías, cambiador de toma (taps) y fallas externas demasiado fuertes. Estas condiciones se suman a las vibraciones mecánicas normales causadas por la alternación de los flujos magnéticos. Las dificultades anteriores han sido contrarrestadas en cierta forma, con el empleo de bulbos de contacto de mercurio. No se ha llegado a un acuerdo referen-

te a las pruebas de choque para éste tipo de relevadores, pero las fábricas de los relevadores buchholz, checan sus relevadores hasta comprobar que no operan con choques sísmicos hasta - 0.16 g. de aceleración y 60 mm. de amplitud.

III.6.- Protección de barras colectoras.

La protección de barras colectoras, en forma de una protección diferencial, presenta el método más sensible y confiable para la protección de dichas barras, de manera semejante a como se protege un transformador de varios devanados, es decir, se realiza la suma de las intensidades de corriente que entran y salen de todo el sistema.

Los tiempos de desconexión oscilan entre 0.5 y 1.5 segundos, según la disposición particular del traslape de protecciones de la instalación. A tiempos más cortos no se puede llegar, ya que la protección diferencial de los transformadores y generadores de alimentación operan aproximadamente con tiempos de 0.1 segundos y debe haber con relación a esta protección diferencial, un tiempo de escalonamiento.

Generalmente se emplea la protección diferencial de barras colectoras cuando son instalaciones de alta tensión y elevada potencia. El funcionamiento de una protección diferencial de éste tipo, se aclara más adelante en todo detalle.

Este sistema de protección está diseñado para usarse en sistemas de barras simples o múltiples y también en casos en que existan interruptores o interruptores de amarre o comodín.

III.6.1.- Relevador de alimentación RN-24 (87 X).

Este relevador de alimentación está formado por un transformador suma, el cual tiene una relación de devanados de 2: 1:

3 unidades de espiras y convierte la corriente trifásica en una señal monofásica de aproximadamente 100 mA (corriente de operación), cuando se tiene corriente nominal de 1 o 5 Amp. secundarios en los transformadores de corriente.

Para que el relevador diferencial de barras colectoras no actúe indebidamente, en el caso de fallas externas, por inexactitud en la relación de los transformadores de corriente, se provee una unidad de estabilización. Esta unidad está formada por un transformador cuyo devanado primario se conecta en serie con el devanado secundario del transformador suma y el devanado secundario está conectado a un puente rectificador de onda completa, el cual proporciona la salida de corriente directa de estabilización y va conectada en paralelo con las salidas de los relevadores de alimentación (RN-24) de cada uno de los circuitos para formar la suma, escalar de las corrientes de estabilización y dar la restricción al relevador diferencial (RN-23 a).

Estas señales de corriente alterna y directa se conectan o desconectan a través de contactos de relevadores auxiliares, de acuerdo a la barra a la que se encuentra conectado el circuito.

Esta protección es de respuesta rápida y completamente estabilizada para asegurar una operación instantánea y selectiva en caso de falla.

III.6.2.- Principio de operación: El principio básico de la operación diferencial ha sido conocido desde principios de este siglo y desde entonces ha mantenido su clase como un medio importante de protección y se basa en la ley nodal de Kirchhoff.

La cual establece que la suma algebraica de las corrientes en un nodo debe ser cero, tomando en cuenta los signos respectivos (+) o (-). Esta ley básicamente se aplica en corriente directa y cuando se aplica en corriente alterna debe considerarse un instante en particular, se aplica la integral Idt. De lo anterior se concluye que la suma de todas las corrientes entrando y saliendo de un barra debe ser cero en cualquier instante, como lo muestra la Figura III.18.

Definiendo las corrientes que entran a la barra como (+) y las que salen como (-) se debe cumplir la siguiente ecuación en condiciones normales $I_1 + I_2 + I_3 + I_n = 0$.

Esta ley tomada como fundamento básico para la protección de barras, resulta insuperable para cualquier otro principio conocido. Su sencillez es irreducible y a una sola magnitud, resultante de la suma de las corrientes, caracteriza el estado de la falla. La suma de todas las corrientes se produce instante a instante a través de todo el periodo y se puede hacer uso completo de la infracción así obtenida de las corrientes.

La medición de la protección no puede realizarse directamente en las corrientes primarias. El circuito de la protec-

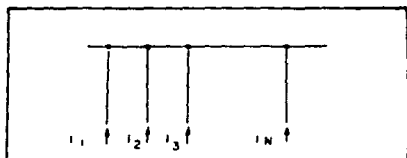


FIG III. 18 BARRAS COLECTORAS CON CIRCUITOS

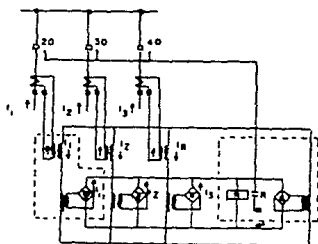


FIG. III. 19 Diagrama esquemático de la protección diferencial de barras estabilizadas diseño convencional para una barra con alimentadores de estado sólido.

ción se conecta a los secundarios de los transformadores de corriente que por una parte reducen proporcionalmente las intensidades sin cambiar la posición de sus fases y por la otra aíslan los secundarios del circuito primario, separando con ello las tensiones peligrosas del equipo de protección.

Los transformadores de corriente presentan una parte importante de la protección como unidad y su acción es decisiva para el correcto funcionamiento de la misma, el lugar de instalación de los transformadores de corriente determinan el límite de protección del sistema diferencial.

Los relevadores de alimentación están previstos con uno, dos o tres unidades de estabilización dependiendo si se requiere para un arreglo de protección diferencial de barra sencilla o múltiple:

- RN- 24 p Tiene una unidad de estabilización.
- RN - 24 r Tiene dos unidades de estabilización.
- RN - 24 s Tiene tres unidades de estabilización.

III.6.3.- Estabilización.- En instalaciones de alta tensión y elevada potencia, las corrientes que circulan a través de las barras son altas, en caso de falla fuera de la zona de protección y ya que los transformadores de corriente no tienen su relación exacta en éstas condiciones, la suma de corrientes puede ser grande. Para prevenir una operación indeseable debido a este error de transformación de dichos transformadores, el sistema de protección está estabilizado. Para esto se dis-

pone de la suma escalar de todas las corrientes ΣI (Rectificando las corrientes), y sumándolas en una línea colectora. La magnitud $s \Sigma I$ en donde s es el factor de estabilización, esta conectada en oposición a la suma vectorial ΣI (suma -- vectorial rectificada de corrientes) a través de un circuito -- con puente rectificador de corriente directa, según muestra la Figura III.19.

A las terminales del puente se conecta un galvanómetro -- por el cual circula la corriente diferencial:

$$I_D = \Sigma I - S \Sigma I.$$

El factor de estabilización S ofrece la posibilidad de tener curvas escalonadas y coordinadas apropiadamente, teniendo los siguientes valores:

$$0.5/0.6/0.7/0.85.$$

En caso de falla dentro de la zona protegida, todas las -- corrientes de alimentadores fluyen hacia las barras. La suma-- vectorial de las corrientes en estas condiciones, es igual a -- la suma escalar $\Sigma I = \Sigma I$, es decir, todos los puntos de -- falla en el diagrama de zona de operación del relevador, se en -- cuentran sobre una línea de 45° de los ejes horizontal y verti -- cal, la cual es llamada línea característica de falla, según -- lo muestra la figura III.20.

Operando el relevador diferencial, ya que la corriente de -- operación ΣI excede la corriente de restricción $S \Sigma I$.

Ahora en caso de una falla externa la corriente de opera--

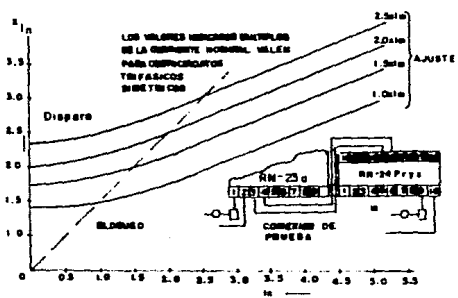


FIG III. 20 CARACTERÍSTICAS DE REACCION DE LA PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS

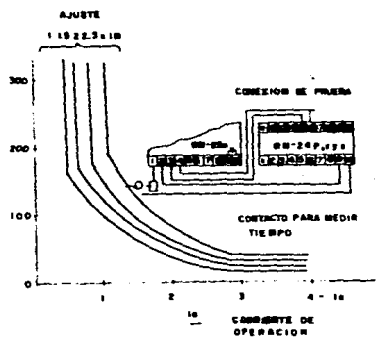


FIG III. 21 TIEMPO DE RESPUESTA DE LA PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS

ción ΣI es cero (excepto cuando haya pequeñas diferencias de corriente debido a los errores de relación de los transformadores de corriente), y la corriente diferencial I_D , fluyen en sentido contrario restringiendo la bobina de operación:
 $I_D = -S \Sigma I / 0.$

La sensibilidad del relevador puede ajustarse de 1 a 2.5 veces, la corriente nominal. La sensibilidad y el factor de estabilización son parámetros que hacen posible que el sistema de la protección diferencial de barras se adapte a las condiciones existentes como son, clase de transformadores de corriente, número de alimentadores, etc.

III.6.4.- Tiempo de respuesta.- El tiempo de respuesta de la protección, depende en gran parte del valor de la intensidad de corto circuito.

En el caso de que la intensidad de la corriente de operación sea igual a el valor de ajuste del relevador diferencial RN-23a, el tiempo de respuesta del relevador asciende a más de 300 m.seg. y si la intensidad de corriente de operación es del doble, el tiempo se reduce a unos 50 m. seg.

El tiempo de disparo se eleva a unos 30 m seg. debido al relevador auxiliar de disparo que se emplea. Por lo tanto, en el caso de fallas, en las barras colectoreas no se siguen tiempos de disparo menores de 0.1 segundos.

En la figura III.21 se representan las curvas correspondientes al tiempo de respuesta de la protección diferencial RN-23a y RN- 24, sin embargo, si no se utiliza el relevador auxiliar, el tiempo de disparo está en relación con los valores de intensidad de corto.

III.6.5.- Operación de la protección diferencial de barras colectoras con relevador Siemens:

1.- Condiciones normales.- En la figura III.22 se muestra la distribución de corrientes, para el relevador RN-24 considerando una fuente y una carga. Analizando dicha figura se observa que las corrientes secundarias del lado de la generación, se dirige por el cierre de la estrella, de tal forma que en el neutro se tiene $I_n = I_a + I_b + I_c$.

Cuando el sistema está desbalanceado, o bien, cuando el sistema se encuentra balanceado, se tiene la siguiente expresión: $I_a + I_b + I_c = 0$.

En el devanado secundario del relevador RN-24 K_1 , existe una circulación de corriente que se dirige al primario de GRI, ésta a su vez es inducida en el transformador TRI del relevador RN-24 del circuito de carga, observándose que ésta corriente se mantendrá circulando y corresponde a la corriente de fuente que va la carga, por esta razón en las derivaciones de tensión de alterna no circula corriente. Sin embargo si se tendrá corriente directa y será proporcional a la corriente de carga.

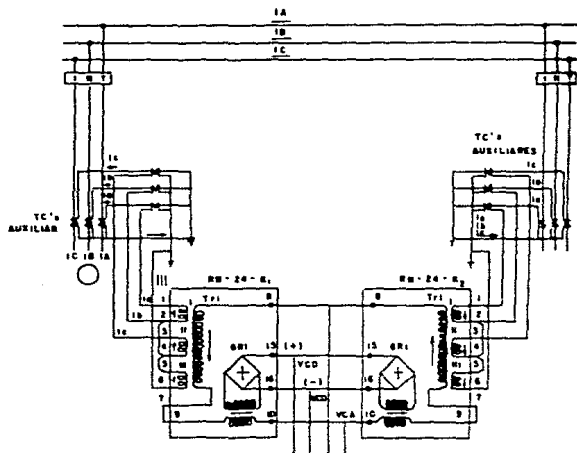


FIG. III. 22 DISTRIBUCION DE CORRIENTES EN EL RELE-VADOR RN-24 EN CONDICIONES NORMALES

2.- Falla interna.- En la figura III.23 se observa que cuando existe una falla en las barras, la distribución de corrientes en el relevador RN-24- K_1 es la misma que en condiciones normales; no así en el relevador RN-24 K_2 donde los sentidos de la corriente se invierte de tal forma que en el número 2 se tiene $I_3 = I_1 + I_2$.

Esta corriente I_3 sale del nodo mencionado, regresando al circuito por el nodo número uno, éstas corrientes corresponden a los valores de operación en corriente alternas.

Los bornes 15 (+) y 16 (-) del RN-24 corresponden a la fuente de corriente directa y existiendo en el nodo número tres una corriente de magnitud escalar $|I_3| = |I_1| + |I_2|$.

El valor de esta corriente es proporcional a la corriente de corto circuito y corresponde a la corriente de restricción.

En condiciones normales y refiriendonos a la figura III.24 se dijo que se tiene una corriente circulante, que corresponde a la corriente de fuente de demanda la carga, por lo que los nodos uno y dos no existe corriente de operación; por los nodos tres y cuatro, circula la corriente de restricción, que es corriente directa y su distribución se muestra en la figura III.24.

La corriente I_3 se dirige al borne tres, del relevador RN-23 dividiéndose en dos corrientes I_1 pasa por la resistencia, o I_2 pasa por un relevador diferencial tipo D'arsonval, -

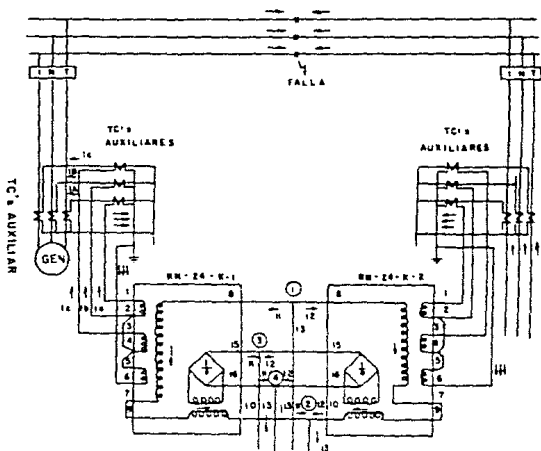


FIG. III. 23.- DISTRIBUCION DE CORRIENTES EN EL RELEVADOR RN-24, CUANDO EXISTE FALLA INTERNA

que cuenta con dos contactos uno normalmente abierto y otro normalmente cerrado, y una espiral que proporciona el par antagonista.

Cuando la corriente I_2 tiene la dirección mostrada en la figura III.24 el relevador se mantiene restringido por consiguiente, el contacto (a) permanece abierto. Esta corriente I_2 , pasa por la resistencia y el diodo, regranando al borne cuatro, donde se suman con I_1 para componer nuevamente I_3 .

3.- Condiciones de carga desbalanceado:

Cuando existe carga desbalanceada la corriente de restricción, se comporta igual que en condiciones normales, es decir $/I_1/$ pasa a través de la resistencia e $/I_2/$ pasa por el relevador, sumandose nuevamente en el borne cuatro. Sin embargo, en éste caso existe señal de corriente alterna, que circula por el primario de un transformador, que induce una tensión alterna en forma proporcional a la corriente que se aplica a un puente de rectificación de onda completa, estableciendose una IT a la salida del puente, descomponiendose en IT_1 e IT_2 la primera circula en oposición a $/I_1/$ y la segunda a $/I_2/$ teniendose entonces: $/I_2/$ corriente de restricción IT_2 corriente de operación; estableciendose además las siguientes condiciones:

Si $/I_2/ > IT_2$ el relevador se restringe.

$/I_2/ = IT_2$ el relevador permanece restringido.

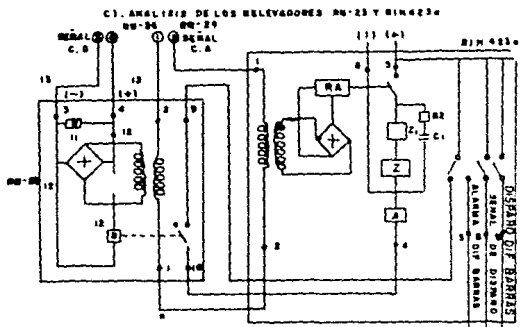


FIG. III. 24 DISTRIBUCION DE CORRIENTES EN EL RELEVADOR RM-23 EN CONDICIONES NORMALES

$I_2 / < IT_2$ el relevador opera.

Por lo general, la corriente que hace operar al relevador diferencial es de 100 a 273 miliamperes, según se tenga conectado. Cuando la corriente es menor a estos ajustes, el relevador RN-23 no operará, pero la corriente circula hasta el primario del transformador del relevador RIAH 423 a que induciera una tensión que se aplica a un puente rectificador, enviando la salida de este a un relevador (RA) energizandolo, ocasionando que abra su contacto, alimentará con un positivo a la bobina (z). Por consiguiente (z) que está energizada se desenergizará una vez transcurrida la constante de tiempo R_c , que es de 8 a 11 segundos. Al energizarse se cierra el contacto normalmente abierto y en via alarma diferencial o diferencial bloqueada.

4.- En condición de falla en las barras.- Refiriendose a la figura III.25 para este caso se observan las mismas distribuciones de corriente que para el caso de carga desbalanceada, la única diferencia es que la corriente de corto circuito será mayor y sobrepasará el tap de ajuste en estas condiciones el relevador diferencial operará o cerrará sus contactos ubicado en los bornes nueve y diez. En este instante la bobina (z) -- del relevador RIAH423a aún se encuentra energizada por lo que su contacto ubicado en los bornes cuatro y cinco está cerrado y por ese camino se envía un positivo al relevador (A) del RIAH423a que en su extremo recibe un negativo a través del --

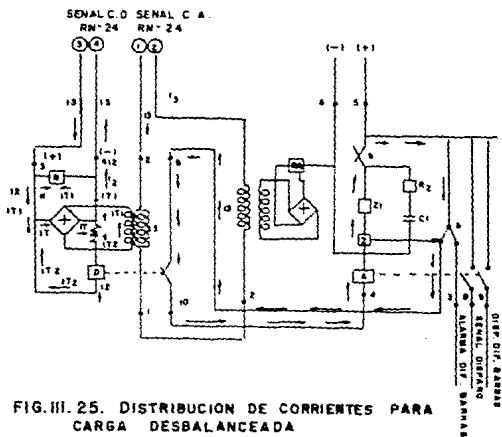


FIG. III. 25. DISTRIBUCION DE CORRIENTES PARA CARGA DESBALANCEADA

borne seis haciendolo operar cerrando sus contactos para enviar disparo y alarma.

III.7.- Protección de líneas de transmisión (cortas) por hilo piloto.

La protección de líneas por hilo piloto es una protección primaria, el término piloto significa que entre los extremos de la línea hay un canal de interconexión en la que se puede transmitir la información.

Actualmente hay tres tipos de protección que son los siguientes:

1.- Por hilo piloto.- Consiste generalmente en un circuito de dos hilos del tipo de línea telefónica.

2.- Piloto por corriente portadora.- En éste tipo de protección, se transmiten corrientes de baja tensión pero de altas frecuencias del orden de 30 a 200 KHZ, a lo largo de un conductor de la línea de potencia hacia un receptor en el otro extremo, la tierra o el hilo que guarda funciona como el conductor de retorno.

3.- Piloto por onda centimétrica.- Es un sistema de radio de muy elevadas frecuencias, que funciona arriba de 900 MHZ.

Existen en la protección por hilo piloto dos tipos que son por corriente directa y por corriente alterna.

La protección de corriente directa comparada con la de co-

corriente alterna resulta muy ineficiente, por lo que está fuera de uso.

De la protección por corriente alterna se tienen dos formas:

Una por corriente circulante, y otra por tensión de oposición.

1.- Protección de hilo piloto por corriente circulante, -- principio de operación: De los transformadores de corriente -- instalados en los extremos de la línea por proteger, se conecta en estrella, con lo que tenemos una alimentación trifásica que se conecta, a un filtro de secuencia de fase que lo convierte en una magnitud monofásica, con los transformadores saturables y los diodos zener, limitamos los voltajes del hilo piloto, dichos límites son de 60 volts para fallas internas y de 100 Ma - en fallas externas. De los transformadores saturables tenemos un voltaje filtro V_f para los relevadores.

$V_f = 2 I_{a1} R_1 + I_o (R_1 + 3 R_o)$; en donde R_1 y R_o son valores de tap de un resistor, I_{a1} corriente de secuencia (+) de la $\# A$, I_o corriente secundaria (o), o en otro relevador $V_f = C_1 I_{a1} + C_2 I_{a2} + C_o I_o$, en donde C_1 , C_2 , C_o son constantes -- del filtro controlado por el tap del relevador.

La diferencia entre los dos relevadores, es el filtro de secuencia el primero responde a fallas de secuencia (+) por lo que su sensibilidad de falla entre fases será en base a la co-

rriente de secuencia (+). El segundo relevador es más sensible a dichas fallas por lo que responde a fallas de secuencia (-).

El relevador es de tipo direccional de imán permanente - polarizado con corriente directa, consta de una bobina de operación y de una bobina de restricción, las cuales son alimentadas por un rectificador de onda completa, con lo que es más sensible; por lo que es un relevador de equilibrio de corriente.

Para la aplicación de líneas de tres terminales, las resistencias variables son para compensar y balancear, las resistencias de los ramales, que aproximadamente deben ser del 5% en el lado del relevador. Consecuentemente en el transformador de aislamiento, la resistencia del hilo piloto para ser balanceado es dividido entre 16 para un transformador de relación 4:1 y entre 36 para la relación 6:1.

Radio del transformador de aislamiento

4:1		6:1		
Número de relevadores	RL	Cs	RL	Cs
2	200	1.5		
	500/rama	1.8	1.000/rama	0.75

2.- Protección de hilo piloto de corriente alterna con tensión de oposición.- En los extremos del hilo piloto se tiene conectado un relevador de tipo direccional de corriente

alterna que tiene dos elementos direccionales con un fuente común de polarización, éstos actúan en oposición, este es -- equivalente a un relevador del tipo de equilibrio, es muy sensible, excepto para el ángulo de fase.

En los extremos de la línea tenemos conectados transformadores de corriente que nos proporcionan una alimentación -- trifásica a un transformador mezclador que nos lo convertirá monofásica para todo tipo de fallas. La saturación del transformador mezclador limita la magnitud eficaz de la tensión -- que se aplica al circuito piloto.

La impedancia del circuito conectado a través del transformador mezclador, es lo suficientemente baja para limitar -- la magnitud de las tensiones cresta o valores aceptables.

El equipo de tensión de oposición, requiere retención suficiente para vencer una tendencia a disparar para corriente de carga entre los hilos pilotos, aunque el ángulo de par máximo el elemento direccional de funcionamiento es tal que disminuye esta tendencia de disparo.

El equipo no dispara los interruptores en ambos extremos de la línea para una falla interna, si la corriente fluye hacia adentro de la misma, en un solo extremo, éste únicamente dispara el extremo donde hay flujo de falla.

La corriente circulará por la bobina de operación y de -- retención en el extremo, pero habrá suficiente corriente en --

la bobina de polarización; esta característica tiene la ventaja de compensación, para impedir el disparo no deseado a corrientes inducidas en los cables de hilo piloto.

Voltajes externos.- Los voltajes externos son originados por una elevación de potencial de tierra de las subestaciones o por inducción del circuito de potencia; esta inducción puede reducirse por la envoltura del par del hilo piloto de una malla metálica aterrizada a lo largo del circuito, esto lo reducirá hasta un 50% o más.

III.7.1.- Dispositivos de protección.- Hay cuatro tipos de dispositivos para protección del hilo piloto.

- 1.- Gaps bloques de carbones y tubos protectores.
- 2.- Reactores drenadores.
- 3.- Reactores neutralizadores.
- 4.- Transformadores de aislamiento.

Protección recomendable para inducción de 60 Hz, con tubo de gas o un reactor drenador mutuo, conectado al hilo piloto para reducir el voltaje inducido.

El reactor drenador tiene dos funciones; una es forzar si multáneamente al carbón en ambos lados del gaps Vg_1 y Vg_2 . Se consideran iguales y son los voltajes inducidos a tierra del hilo piloto. La segunda función es prevenir al gaps para cortar al hilo piloto de las corrientes circulantes de 60 Hz apli cada a los relevadores. El reactor drenador tiene una impedancia de 24.000 a 48.000 ohms a la corriente circulante y cerca

de 10 ohms para cada corriente devanada a tierra.

Si el reactor neutralizador es conectado a tierra de la subestación, tubo de gas opera a una elevación de voltaje y -- drenará la corriente. Esta corriente deberá elevar las terminales del hilo piloto al potencial de tierra de la subestación protegiendo el equipo y personal. Esto reduce la elevación de potencial a lo largo del hilo piloto, de lo contrario el voltaje aumentaría y el aislamiento de hilo piloto estaría expuesto a esfuerzos que lo dañarían.

Cuando el reactor neutralizador se conecta en serie con el hilo piloto, los dos capacitores proveen una trayectoria para la corriente magnetizante, para fluir de la tierra de la subestación a tierras remotas por la capacitancia distribuida -- del hilo piloto. La capacitancia a tierra del hilo piloto deberá ser al menos de 1 ufarad para cada hilo a tierra, para -- cumplir con este requerimiento, los capacitores deben ser conectados con el reactor neutralizador.

III.7.2.- Supervisión del hilo piloto.- Para la supervisión del hilo piloto es necesaria la instalación de relevadores en los extremos de las líneas a proteger.

Con un voltaje de 20 volts es aplicado a través del capacitor de 10 UF en la fuente terminal, la resistencia ajustable R_s en la terminal receptora es utilizado para ajustar la corriente de monitor a un valor de 1 mamp. Si tiene tres terminales receptoras y 2 miliamp. para la terminal fuente.

III.7.3.- Para fallas de corto circuito.- La falla de cocto circuito origina un aumento de corriente en el relevador de la terminal fuente, el contacto opera y manda alarma en una corriente de 1.3 m. amp. de monitoreo para corto circuitos de -- 50,000 ohms o menos.

Para fallas de circuito abierto.- En la falla de circuito abierto la corriente de monitoreo es cero en el contacto de la unidad polar 1 de la terminal fuente y la unidad polar 2 en la receptora, deberá cerrar a 0.7 miliamp. o menos.

III.7.5.- Para fallas de alambres invertidos.- En las fallas de alambres invertidos la unidad polar 2 no tendrá corriente pico causando una alarma de tierra. La unidad 5 detecta fallas a tierra, la corriente de monitoreo fluye en las dos bobinas, cancelando los amp. vuelta de cada bobina.

El circuito divisor de voltaje R2, R3 y R4 están aterrizadas a través de R1. Un hilo a tierra aumenta la corriente en una bobina y disminuye proporcionalmente en la otra; el desbalanceo de las bobinas, origina que uno de los contactos de la unidad 5 se cierra a un balanceo de - 0.3 mili amp. en las dos bobinas, detectando tierras de 10.000 ohms o menos.

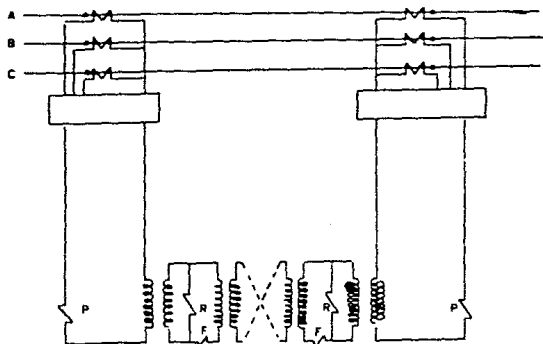


FIG.III. 26 PROTECCION CON HILO PILOTO DE C.A.
CON TENSION DE OPOSICION

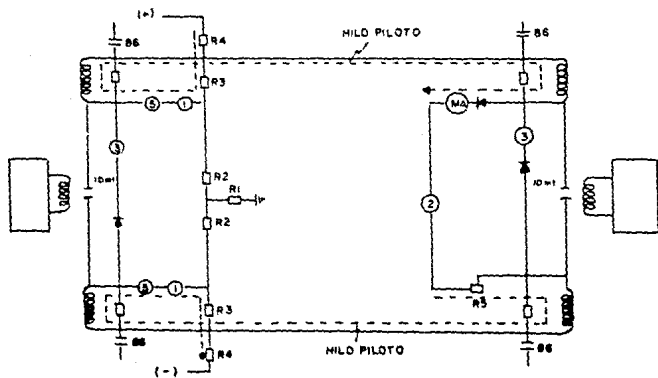


FIG. III.- 2T DIAGRAMA DE RELEVADORES SUPERVISORES DEL HILO PILOTO

TEMA No. IV.

EMPLEO DEL EQUIPO DE MEDICION.

INTRODUCCION.

La forma de conocer el comportamiento de los sistemas eléctricos de potencia, en condiciones normales, es midiendo o cuantificando los parámetros o componentes de la energía eléctrica (corriente, voltaje, potencia, factor de potencia, frecuencia, etc.) para así manejarla y controlarla adecuadamente y poder corregir en su momento las derivaciones y anomalías de operación que se presente.

Las mediciones eléctricas que se tratan en este tema son las que se llevan a cabo con más frecuencia en las plantas y subestaciones de los sistemas eléctricos de potencia y que son: corrientes, voltajes, potencia activa y potencia reactiva.

IV.1.- Instrumentos de medida.

Los instrumentos de medición adquieren su nombre según la unidad que miden.

Instrumento	Abreviatura de Inst.	Unidad	Mide
Ampérmetro	AM	Ampere	Corriente
Vólmetro	VM	Volt	Dif. de potencial
Wáttmetro	WM	Watt	Potencia activa inst.
Vármetro	VAR	Var	Potencia react. inst.
Wathorímetro	WHM	Watt-hora	Potencia activa integ.
Varhorímetro	VARHM	Var-hora	Potencia react. integ.

Para indicar cantidades mayores se utilizan prefijos a las unidades anteriores, tales como kilo, para indicar 1.000 y mega para indicar 1,000.000. Así se dice kiloamperes (KA) para indicar 1000 amperes y mega watts (MW), para indicar un millón de watts.

IV.- Tipos de Instrumento de medición.

a).- Instrumentos indicadores.- Indican la lectura o valores de las mediciones, por medio de una aguja que se mueve a lo largo de una escala fija, estas lecturas son independientes del tiempo. Se emplean en corriente alterna y en corriente directa.

b).- Instrumentos registradores.- Registran sobre una car-

ta móvil, el valor y la variación con respecto al tiempo de la magnitud eléctrica que se está midiendo. La carta de rēgistro se mueve por medio de un mecanismo de relojería alimentado con energía eléctrica.

c).- Instrumentos medidores.- integrados.- Indican mediante un mecanismo integrador, el incremento de energía de un circuito eléctrico. Generalmente éste tipo de instrumentos, se emplea para medir la potencia activa (Watts) o potencia reactiva (Vars), consumida en un determinado tiempo.

IV.3.- Mecanismos de medida electromagnéticos.

El movimiento de la aguja indicadora en estos mecanismos, es debido a la fuerza que ejercen los campos magnéticos que producen las corrientes alternas o directas, sobre un material conductor eléctrico.

Los principales mecanismos de medida electromagnéticos para la medición de unidades eléctricas, son las siguientes:

- a).- Instrumento de imán fijo y bobina móvil.
- b).- Instrumento de bobina fija y hierro móvil.
- c).- Instrumento de bobina fija y bobina móvil.

IV.3.1.- Instrumentos de imán fijo y bobina móvil.

Es el dispositivo que más se emplea para medir la corriente continua, es muy preciso y de estructura muy sólida. Se emplea para medir corriente, tensión, resistencia y otras magnitudes eléctricas.

La figura IV.1. Muestra un instrumento de éste tipo, la bobina móvil es de alambre muy fino, el cual está devanado sobre un bastidor de aluminio ligero, que se monta sobre pivotes para girar libremente, junto con la bobina entre los polos de imán permanente, El imán permanente rodea la bobina suministrando el campo magnético uniforme dentro del cual gira la bobina móvil.

La corriente a medir, pasa a través de resortes a la bobina móvil, produciendo un campo magnético alrededor de ésta, la polaridad de la bobina es tal que la repele el campo del imán permanente, ésto hace que el bastidor de aluminio gire. Este movimiento está unido a la aguja indicadora, la cual al vencer la acción del resorte se fija en un punto de la escala calibrada en unidades de corriente y mide la cantidad de ésta que fluye a través de la bobina.

En estos instrumentos, la desviación de la aguja es directamente proporcional a la corriente que fluye a través de la bobina, lo cual da como resultado que tengan una escala lineal con un alcance angular de 180° (Fig. IV.2). El consumo de potencia activa es del orden de miliwatts, son capaces de medir microvolts a kilovolts y de microamperes a kiloamperes. No les afecta considerablemente ni el campo magnético interior, ni la temperatura.

IV.3.2.- Instrumentos de bobina fija y hierro móvil.

Este tipo de instrumento mostrado con la Figura IV.3. es

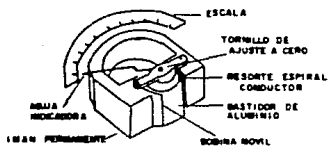


FIG. IV. 1

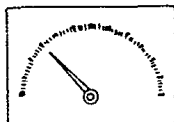


FIG. IV. 2

el mas usual para mediciones de corriente alterna, aunque puede usarse en corriente directa.

Para ampérmetros y vólmetros, los instrumentos consisten - en una bobina fija en cuyo interior se mueve un hierro que unido a una aguja dá la lectura correspondiente.

En la construcción de éstos instrumentos, las bobinas y el hierro tienen formas diferentes, buscando mejorar los aparatos y obtener escalas uniformes.

La escala de los instrumentos de hierro móvil es logaritmica (Fig. IV.4.) pero en aquellos de buena calidad, la escala es casi lineal, sin embargo generalmente la escala empieza con la décima o quinta parte de su valor. La desviación de la aguja - aumenta según el cuadrado de la corriente.

Estos instrumentos se usan como ampérmetros con bobinas -- con pocas vueltas de conductor grueso y en los vólmetros de muchas vueltas y conductor delgado.

El consumo de potencia activa es del orden de watts, tiene la precisión aceptable de 1 a 1.5% escala extendida de 180°, su alcance no es tan bajo como el caso de los instrumentos de bobina móvil, miden desde miliamperes a kiloamperes y de volts a kilovolts con transformadores, resistencias o derivadores apropiados. Las altas frecuencias arriba de 500 Hz los afectan en su precisión y los errores por temperatura hasta 60°C, son pequeños.

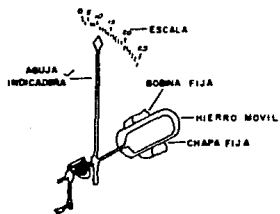


FIG. IV . 3

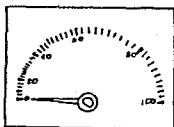


FIG. IV 4

IV.3.3.- Instrumentos de bobina fija y bobina móvil.

El funcionamiento de este aparato, se basa en la acción mutua entre las fuerzas generadoras por las corrientes que circulan a través de la bobina fija y móvil.

La figura Iv.5 muestra un instrumento de éste tipo. En el campo magnético generado por la corriente que circula a través de la bobina fija, está colocada la bobina móvil, se efectúa -- por medio de dos espirales. Pueden funcionar en C.A. y C.D. -- aunque en C.A. su fabricación requiere precauciones mayores, debido a las inducciones internas que producen este tipo de corrientes.

Las bobinas fijas estan devanadas con muchas espiras de -- alambre delgado. Su mecanismo se presta para utilizarlos como ampérmetros y vólmetros con escalas logarítmica (Fig. IV.6), y como wattmetros y varmetros con escalas lineales, con una apertura máxima de 80° (Fig. IV.7) arriba de este ángulo adquieren una escala logarítmica.

El consumo interno de potencia de estos aparatos es del -- orden de watts; la capacidad de la bobina de corriente es de amperes y su bobina de tensión de algunos kilovolts, aunque en -- C.A. se usan transformadores de instrumento para cualquier capacidad, operan correctamente bajo cambios de temperatura y frecuencia.

IV.4.- Instrumentos de inducción de bobina fija y metal móvil.

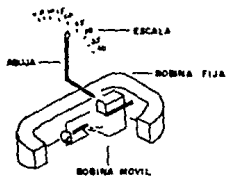


FIG. IV. 5

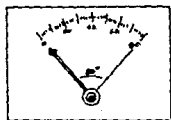


FIG IV . 7



FIG. IV. 8

El principio de funcionamiento de estos instrumentos, es el mismo de los relevadores de inducción, es decir, un disco de aluminio es sometido a la acción de dos flujos de corriente alterna adyacentes y fuera de fase, las corrientes inducidas en el disco por los campos defasados, reaccionan entre si, lo cual produce - un par motor que hace girar el disco en el mismo sentido en que gira el campo.

Las partes principales de un medidor de inducción son:

1.- Dos electroimanes que producen los campos magnéticos, - uno por efecto de la tensión y otro por efecto de la corriente.

2.- Un rotor o disco, que gira por efecto de los campos mencionados.

3.- Un imán fijo que sirve para calibrar el medidor y fre--nar el movimiento del disco.

4.- Un mecanismo de registro (sistema de relojería) movido por un engrane fijado en la parte superior del eje rotor. El registro se compone generalmente de 4 o 5 indicadores circulantes, con números del 0 al 9; en este mecanismo es donde se integra la potencia con respecto al tiempo.

La aplicación principal de este tipo de medidores, está en la fabricación de Watthorímetros o contadores.

En la figura IV.8 se representa esquemáticamente los componentes de este medidor. Cada electroimán se compone de una armadura cerrada, con una bobina de tensión arriba y dos de corrien-

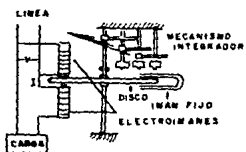


FIG. IV. 8

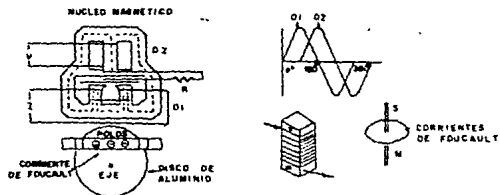


FIG. IV. 9

te abajo; el disco es de aluminio por la ligereza de éste material y la propiedad de no magnetizarse, se colocan bobinas de -sombra con resistencias para compensar el factor de potencia o se agregan piezas magnéticas saturables para compensar sobrecargas.

En la figura IV.9 se representa un núcleo característico de éste medidor, el flujo producido por la tensión es ϕ_2 y el flujo producido por la corriente es ϕ_1 .

La acción alternada de éstos dos campos produce en el disco corrientes de Foucault y éstas a su vez imanes de polaridad diferente que hacen girar al disco. Para que el número de revoluciones sea proporcional a la energía, es necesario que los flujos -esten desplazados 90° eléctricos lo cual se logra con un anillo magnético (polo sombreado), o una resistencia adicional, que permite darle al instrumento una precisión aceptable.

Los Wattorímetros para medir la potencia trifásica, se fabrican utilizando dos o tres elementos, ya sea con dos o tres --discos unidos a un mismo eje y mecanismo registrador o bien actuando los electroimanes sobre un solo disco. En este último caso, para evitar la interferencia magnética de un elemento con el otro, se recciona el disco en segmentos (Fig. IV.10). Así las -corrientes de Foucault se confinan en un lugar próximo a los --electroimanes que las producen.

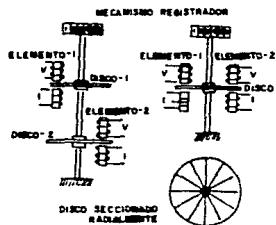


FIG. IV. 10

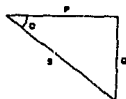


FIG. IV. 11

IV.5.- Medición de potencia eléctrica en circuitos trifásicos balanceados de corriente alterna.

Por definición la potencia eléctrica es igual a la mecánica ésta, es la velocidad para efectuar un trabajo o también la variación o transferencia de energía por unidad de tiempo.

En los circuitos de corriente alterna trifásicos, existen tres tipos de potencia eléctrica susceptibles de medirse, ya sea con lecturas directas en los instrumentos o deducidas de operaciones matemáticas, las cuales son:

- | | | |
|-----------------------|--|----------------|
| 1.- Potencia Activa | $\sqrt{3} \times V \times I \cos \theta$ | (Watts) |
| 2.- Potencia Reactiva | $\sqrt{3} \times V \times I \text{ Sen } \theta$ | (Vars) |
| 3.- Potencia Aparente | $\sqrt{3} \times V \times I$ | (Volt-amperes) |

En donde V es la diferencia de potencial en volts, I la intensidad de corriente en amperes y $\cos \theta$ (factor de potencia) en el valor que dependerá del tipo de cargas que se conecten en los circuitos, (Resistivas, Inductivas o Capacitivas). Para definir cada una de estas potencias se hará referencia al triángulo de potencias de la figura IV.11.

Potencia Activa.- es el producto de la potencia aparente multiplicada por el factor de potencia ($\cos \theta$), su unidad de medida es el Watt y se representa con la letra P.

$$P = V \times I \cos \theta$$

Potencia Reactiva.- Es la potencia aparente multiplicada por el seno del ángulo θ su unidad de medida es el Volt amper-

reactivo (VAR) y se representa con la letra Q.

$$Q = VI \times \text{Sen } \theta$$

Potencia Aparente.- Es el producto de los valores eficaces de la diferencia de potencial y la intensidad de corriente, su unidad de medida es el volt-amper (VA) y se representa con la letra S.

$$S = V \times I$$

A continuación se analizarán los métodos de medición más comunes, para determinar la potencia activa y reactiva, en circuitos trifásicos balanceados.

IV.6.- Medición de potencia activa.

Un medidor común de energía eléctrica (Wattorímetro), registra los KWH consumidos con base en el producto del voltaje aplicado y la componente activa de la corriente, es decir, la cantidad $V \times I \text{ Cos } \theta$ a factor de potencia (F.P.) unitario la corriente total está en fase con su voltaje, no hay corriente reactiva y el wattorímetro mide integra la energía entregada.

IV.6.1.- Métodos de medición de potencia activa.

- a).- Método de dos elementos.
- b).- Métodos de los tres elementos.

Antes de analizar los métodos, es conveniente recordar el teorema de Blondel, el cual relaciona el tipo de sistema polifá-

sico con el número de elementos o wattmetros necesarios para medir su potencia activa, considerándose como elemento a la pareja formada por una bobina de corriente y una bobina de potencial.

Teorema de Blondel.- Es una red eléctrica alimentada por -- "n" hilos o conductores, la potencia activa total de la red, estará dada por la suma algebraica de las indicaciones de los n-1 elementos, conectándose éstos en tal forma que todos los hilos, con excepción de uno, contenga una bobina de corriente en serie, y la bobina de potencial conectada entre ese hilo y un punto común conectado a su vez al hilo o conductor que no contiene ningún elemento. La figura IV.12 muestra la forma de conectar dos elementos para medir la potencia activa total de un circuito de 3 fases, 3 hilos, con punto común de las bobinas de potencial en la fase C.

a).- Medición de la potencia activa para un circuito 3f, 3h por el método de los dos elementos.

Para medir la potencia activa, en un sistema trifásico de tres hilos, cuya carga esté conectada en estrella Υ o delta Δ , el método de los dos wattmetros tiene gran aplicación, en éste método el punto común para las bobinas de potencial de cada elemento, puede ser cualquiera de las fases, en este ejemplo se analizará el método con punto común en la fase B. En la figura IV.13 se muestra el diagrama de conexión para este caso.

Del diagrama vectorial de la figura IV.14 se observa que el ángulo entre V_{ab} e I_a es $(30^\circ + \theta)$; y entre V_{cb} e I_c es $(30^\circ - \theta)$

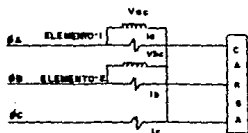


FIG IV. 12

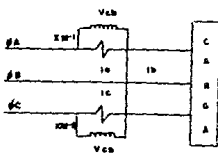


FIG IV. 13



FIG. IV. 14

considerando lo anterior, la lectura de cada wáttmetro es:

$$Wm-1 = Vab I_a \cos (30^\circ + \theta); Wm-2 = Vcb \times I_c \times \cos (30^\circ - \theta)$$

Por trigonometría se tiene que:

$$\cos (30^\circ + \theta) = (\cos 30^\circ \times \cos \theta - \text{Sen } 30^\circ \times \text{Sen } \theta)$$

$$\cos (30^\circ - \theta) = (\cos 30^\circ \times \cos \theta + \text{Sen } 30^\circ \times \text{Sen } \theta)$$

Ya que se trata de un circuito balanceado.

$$/Vab/ = /Vcb/ = /V \text{ línea}/ = /Vl/; e /Ia/ = /Ic/ = /I \text{ Línea}/ = /IL/$$

La potencia activa total (P), será la suma de las lecturas de los dos wáttmetros.

$$P = VL IL (\cos 30^\circ \times \cos \theta - \text{Sen } 30^\circ \times \text{sen } \theta) + (\cos 30^\circ \cos \theta + \text{sen } 30^\circ \text{ sen } \theta).$$

$$P = V_l I_L (2 \cos 30^\circ \cos \theta); \text{ si } \cos 30^\circ = \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$P = V_l I_L (2 \frac{\sqrt{3}}{2} \cos \theta)$$

$$P = \sqrt{3} V_L I_L \cos \theta \text{ Watts.}$$

b).- Medición de la potencia activa para un circuito 3F, - 4h por el método de los tres elementos.

Este método en cuanto al análisis se refiere, es semejante al de dos elementos, sólo que se utiliza en circuitos de 3f, 4h. El diagrama de conexión para este método se muestra en la figura IV.15.

El diagrama vectorial de la figura IV.16 se observa que los

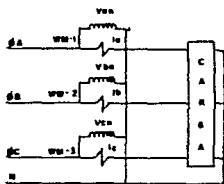


FIG. IV. 15

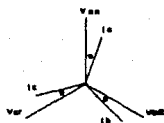


FIG. IV. 16

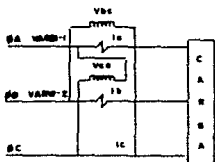


FIG. IV. 17

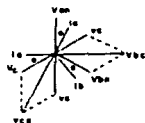


FIG. IV. 18

ángulos entre los voltajes al neutro y sus correspondientes corrientes, es el mismo.

Si consideramos que se trata de un circuito balanceado:

$$/V_{an}/ = /V_{bn}/ = /V_{cn}/ = /V_n/; /I_a/ = /I_b/ = /I_c/ = /I/ \text{ y } \theta_1 = \theta_2 = \theta_3 = \theta.$$

La lectura de cada uno de los wattmetros será la misma y la potencia activa total (P) será la suma de las lecturas de los tres wattmetros.

$$P = V_n \times I \cos \theta + V_n I \cos \theta + V_n \times I \cos \theta = 3 V_n I \times \cos \theta$$

$P = 3 \times V_n I \times \cos \theta$... es No. IV, en donde V_n es el voltaje al neutro.

Sabiendo que en una conexión estrella, el voltaje entre líneas (V_L) es $\sqrt{3}$ veces mayor que el voltaje de fase a neutro (V_n) se tiene que:

$$V_L = \sqrt{3} V_n, \text{ por lo tanto } V_n = V_L / \sqrt{3} \text{ sust. en la ecuación No. 1.}$$

$$P = 3 \frac{V_L}{\sqrt{3}} \times I \cos \theta, \text{ si multiplicamos y dividimos por } \sqrt{3} \text{ se --}$$

$$\text{tiene que } P = 3 \times \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{3}} \times \frac{V_L}{\sqrt{3}} I \cos \theta = 3 \times \frac{\sqrt{3}}{3} V_L \times I \cos \theta$$

$$\therefore P = \sqrt{3} \times V_L \times I_L \cos \theta \text{ watt.}$$

IV.7.- Medición de potencia reactiva.

El principio para medir la potencia reactiva consiste en combinar las intensidades de corriente que circulan por las bobinas de corriente del instrumento de medición, con los voltajes del propio circuito, que a factor de potencia (F.P) unitario, esten en cuadratura, es decir a 90° eléctricos con cada una de las intensidades de corriente, lo cual se puede conseguir en dos formas.

- a).- Por cruzamiento de fases.
- b).- Empleando transformadores defasados.

IV.7. a).- Medición de potencia reactiva para un circuito 3f, 3n método de fases cruzadas, con medidor de dos elementos.

Este método consiste en desplazar conveniente los puntos de conexión que alimentan la bobina de potencial del aparato (Wáttmetro o Watthorímetro), respecto a la posición que les correspondía si midiera potencia activa (Fig. IV.17). es decir con este método se convierte un Wáttmetro o Watthorímetro en un medidor de energía reactiva (Vármetro o varhorímetro).

Para ello es necesario aplicar a cada elemento de medición voltajes entre fases, tomando de las fases opuestas a la corriente que circulen por el elemento de medición, e invertir en uno de los elementos de medición la polaridad del voltaje aplicado.

Del diagrama vectorial de la figura IV.18 se tiene que: El ángulo entre V_{bc} e I_a es $(90^\circ - \theta)$ y entre V_{ca} e I_b es --

$(90^\circ - \theta)$.

Por lo tanto las lecturas son:

Var No.1 = $V_{bc} \times I_a \times \cos(90^\circ - \theta)$; Vars No. 2 = $V_{ca} \times I_b \times \cos(90^\circ - \theta)$, por trigonometria.

$\cos(90^\circ - \theta) = \cos 90^\circ \cos \theta + \sin 90^\circ \sin \theta$.

Si $\cos 90^\circ = 0$ y $\sin 90^\circ = 1$ tenemos que

$\cos(90^\circ - \theta) = (0 \cos \theta + 1 \sin \theta)$, ahora las lecturas serán:

Vármetro No. 1 = $V_{bc} \times I_a \times \sin \theta$

Vármetro No. 2 = $V_{ca} \times I_b \times \sin \theta$

Considerando que se trata de un circuito balanceado.

$V_{bc}/ = V_{ca}/ = V \text{ Línea}/$; e $I_a/ = I_b/ = I \text{ Línea}/$

La potencia reactiva total (Q) que registrará el medidor será la suma de las lecturas de los dos vármetros.

Potencia reactiva total = $2 \times V_{\text{Línea}} \times I_{\text{Línea}} \times \sin \theta = Q$.

$$Q = 2 V_L \times I_L \times \sin \theta$$

También el diagrama vectorial de la figura IV.18 el voltaje entre fases V_{bc} , esta en cuadratura (a 90°) con el voltaje V_{an} y también V_{ca} está a 90° de V_{bn} . Ahora los voltajes de línea son 1.73 veces mayor que los voltajes al neutro y por lo tanto los KVAM reactivos serán mayores en la misma proporción.

Si consideramos dos elementos de medición en un sistema 3 ϕ , no daría 2/3 partes de los KVAM reactivos totales y por otro lado que al aplicar los voltajes de línea, esa cantidad -

se incrementa 1.73 veces al registro de medidor será como si--
gue: $2/3 \times 3 = 1.155$ veces mayor, requiriendose por lo tanto -
corregir las lecturas del medidor, las cuales se dividirán en-
tre un factor de corrección de 0.866 que equivale a multipli--
car las lecturas por 1.1555.

Sabiendo que los KVAMR medidos son:

$$\text{KVAMR medidos} = 2 \times \text{VLinea} \times \text{ILinea} \times \text{Sen } \theta$$

Esta cantidad es mayor que los KVAR reales en 1.155 ve--
ces como se vio anteriormente y para obtener los KVARM verdader
ros debe aplicarse el factor de corrección 0.866 a las lectu--
ras del medidor, aunque algunos medidores éstas lecturas se cor
rrijen correctamente con el sistema de engranes del propio me-
didor.

Para la aplicación de éste método, se debe tomar en cuen-
ta lo siguiente:

- Aplicar el factor de corrección a las lecturas de medi-
dor.

- Aplicar el método para medir los KVAMR en sistemas con
voltajes balanceados y simétricos.

- La carga debe estar igualmente balanceada.

IV.7.a.1.- Medición de potencia reactiva para un circuito
3 ϕ , 4h (método de la fase cruzadas con medidor de tres elemeno
tos.)

Este método es igual que en el caso del medidor, de dos -
elementos, setrata de aplicar a cada elemento de medición, voli

taje entre fases tomando de las fases opuestas a la corriente que circula por el elemento de medición según se muestra en la figura IV.19.

El diagrama fasorial de este circuito se muestra en la Figura IV.20. Del diagrama fasorial se observa lo siguiente: El ángulo entre:

$$\angle \begin{matrix} I_a \\ V_{Bc} \end{matrix} = \angle \begin{matrix} I_b \\ V_{cA} \end{matrix} = \angle \begin{matrix} I_c \\ V_{AB} \end{matrix} = (90^\circ - \theta)$$

Por lo tanto las lecturas de cada vármetro son:

$$\text{Vármetro No. 1} = V_{bc} \times I_a \times \cos(90^\circ - \theta) = V_{bc} \times I_a \times \text{Sen } \theta$$

$$\text{Vármetro No. 2} = V_{cA} \times I_b \times \cos(90^\circ - \theta) = V_{cA} \times I_b \times \text{Sen } \theta$$

$$\text{Vármetro No. 3} = V_{AB} \times I_c \times \cos(90^\circ - \theta) = V_{AB} \times I_c \times \text{Sen } \theta$$

Considerando que se trata de un circuito balanceado.

$$/V_{bc} \times I_a/ = /V_{cA} \times I_b/ = /V_{AB} \times I_c/ = /V_{\text{Linea}} \times I_{\text{Linea}}/$$

La potencia reactiva total (Q) que registrará el medidor será la suma de las lecturas de los tres vármetros.

$$Q = 3 \times V_L \times I_L \times \text{Sen } \theta$$

Es necesario notar que al emplear un medidor de tres elementos, por las razones expuestas en el método anterior, en el factor de corrección no interviene la cantidad $2/3$ y la medición es 3 veces mayor que los KVARH reales y el factor de corrección aplicable a las lecturas será ahora de 0.577 que equivale a dividir las lecturas entre $\sqrt{3}$.

IV.7.6.- Medición de potencia reactiva en el circuito 3f 3h utilizando transformadores defasados.

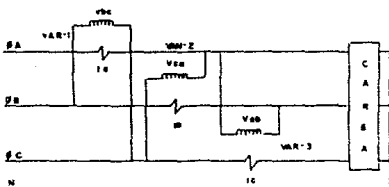


FIG. IV. 19

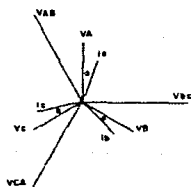


FIG IV. 20

Los transformadores defasadores o compensadores de componente reactivo, son combinaciones de dos o tres auto-transformadores conectados en tal forma que cumplan un doble objetivo: desplazar el voltaje 90° respecto a su posición de fase y que el voltaje obtenido a la salida sea de la magnitud requerida - (normalmente de 110 a 120 volts).

Este método se basa en el uso de dos autotransformadores conectados en delta abierta (Δ) teniendo cada autotransformador derivaciones (taps), en las posiciones que se muestran en la figura IV.22, para obtener los voltajes de las magnitudes - deseadas. El circuito trifilar se observa en la figura IV.21 para éste método.

Analizando las figuras IV.21 y IV.22 se puede observar -- que para el elemento superior del medidor de KVARH, es necesario aplicar un voltaje de 90° (defasado) con respecto al voltaje VAB que emplearía el elemento correspondiente de un medidor de KWH.

Esto podría lograrse tomando una derivación "n" a la bobina 1-2 (Fig. IV.22) y tomando el voltaje 3-n que es perpendicular al voltaje V12, pero el voltaje así obtenido tendrá un valor de $0.866 V_{12}$, para igualar este voltaje en magnitud el voltaje V12 se extiende el devanado V2-3 en un 15.5%, hasta la derivación del punto 5, e igualmente se tiene que incrementar el voltaje V2n en el mismo porcentaje, de modo que la derivación del punto 4, está a un valor del 57.7% del punto 2. Entonces ahora el voltaje 4-5 es el paralelo al voltaje V3n, tendrá un

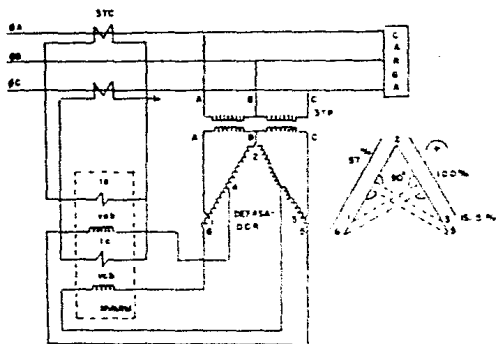


FIG. 21 Y FIG. 22

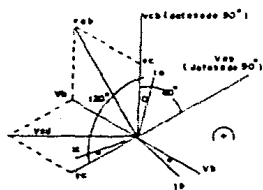


FIG. 23

valor de:

$$V = \sqrt{(1.155 \times V_1 - 2)^2 - (0.577 \times V_1 - 2)^2} = V_1 - 2$$

El mismo análisis se aplica al voltaje 6-7 el cual tendrá la misma magnitud que V3-2 y estará defasado 90° de éste último.

De esta manera se obtendrá en la salida del defasador, -- voltajes de igual magnitud defasados 90° con respecto a los -- voltajes aplicados por lo que el voltaje 4-5 aplicado al medidor de energía reactiva (kilovarhorimetro) en el elemento superior estará a 90° del voltaje V1-2 y será de la misma magnitud lo mismo sucede con el voltaje 6-7 que se aplica al elemento inferior del medidor que estará defasado 90° del voltaje V3-2.

Si consideramos que se trata de voltajes y corrientes balanceados, el diagrama vectorial del circuito de la figura IV. 21, se muestra en la figura IV.23.

La medición del elemento superior es

$$V_{ab} \times I_a \times (\cos C 60^\circ - \theta) \text{ pero } \cos (60^\circ - \theta) = 1/2 \times \cos \theta + \sqrt{3}/2 \times \sin \theta.$$

$$V_{ab} \times I_a \times \frac{1}{2} \cos \theta + \sqrt{3}/2 \times \sin \theta.$$

La medición del elemento inferior es:

$$V_{cb} \times I_c \times \cos (120^\circ - \theta); \text{ pero } \cos (120^\circ - \theta) = -1/2 \times \cos \theta + \sqrt{3}/2 \times \sin \theta. \text{ por tratarse de un circuito balanceado.}$$

$/V_{sb}/ = /V_{cb}/ = /V \text{ Línea}/$; e $/I_a/ = /I_c/ = /I_{\text{Línea}}/$. la potencia reactiva total (Q), será la suma de los dos elementos:

$$Q = V \times I \times \left(\frac{1}{2} \times \cos \theta + \frac{\sqrt{3}}{2} \times \sin \theta \right) + V \times I \times \left(-\frac{1}{2} \times \cos \theta + \frac{\sqrt{3}}{2} \times \sin \theta \right)$$

$$Q = 2 \times \frac{\sqrt{3}}{2} \times V \times I \times \sin \theta = \sqrt{3} \times V \times I \times \sin \theta$$

$$Q = \sqrt{3} \times V \times I \times \sin \theta$$

La cual es la componente reactiva de la energía correspondiente a una carga balanceada.

Consideraciones:

- Este método solo es aplicable en circuitos trifásicos -- (3 ϕ , 3h) con voltajes balanceados. Sin embargo en la mayoría de los circuitos comerciales, regularmente el desbalance no tiene un valor tal que cause errores de consideración.

- El método es independiente del desbalance de corrientes y el medidor puede medir correctamente la suma algebraica de -- los componentes reactivos de todas las cargas conectadas.

- Las lecturas del medidor son directas, es decir que no se efectúan por ningún factor de corrección.

Como la finalidad de las Subestaciones Telecontroladas es - no emplear personal permanente ; es importante la verificación del buen funcionamiento de todos los elementos que supervisa-- ran los equipos.

Unos de los aspectos mostrados en éste trabajo es el de co- nocer en forma general los Esquemas de Control, Protección, - Medición, Alarmas y Señalización, para tener una visión de un Sistema de potencia eléctrica.

Porque debido al crecimiento del país, se requiere de la - producción de Energía Eléctrica, que es un factor primordial - en el desarrollo Tecnológico y para disfrutar de todos los - servicios que nos proporciona, se vencen infinidad de obstacu- los desde la generación hasta los centros de consumo ; por tal motivo día a día es más importante la continuidad y estabili- dad del servicio, ya que de lo contrario se atentaría con el - desarrollo económico del país.