

83.

# **UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERIA**



**PROTECCION Y MEDICION DE UNA  
SUBESTACION 230/23 KV.**

## **TESIS PROFESIONAL**

**Que para obtener el título de:  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

**p r e s e n t a**

**MIGUEL MARTINEZ ARTEAGA**

**EDUARDO VALDES PARRA**

**MEXICO 1981**



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 esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

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

## I N D I C E

	Pág.
INTRODUCCION	1
CAPITULO I.- DESCRIPCION DE LA SUBESTACION	
Introducción .....	4
Clasificación de Subestaciones.....	5
Diagramas de conexiones.....	6
Elementos que intervienen en la subestación.....	13
Sistema de tierras.....	32
Barras colectoras.....	37
Cables de control.....	43
Tableros.....	45
Edificio para tableros.....	47
CAPITULO II.- TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTO	
Uso.....	48
Funciones y circuito equivalente.....	49
Tipos.....	51
Analogías.....	52
Selección.....	53
Transformadores de corriente(TC's).....	55
Transformadores de potencial(TP's).....	71

## CAPITULO III.- PROTECCION Y TEORIA DE LOS RELEVADORES

Definición y formas de protección.....	78
Protección por relevadores.....	80
Zonas de protección.....	81
Protección primaria y de respaldo.....	83
Características funcionales.....	85
Principio de operación de los relevadores.....	87
Tipos de relevadores.....	89
Relevadores estáticos.....	91
Relevadores electromecánicos.....	92
Relevadores de atracción electromagnética.....	93
Relevadores de inducción electromagnética.....	95
Tipos de estructuras empleadas en los relevadores de inducción electromagnética .....	99
Nomenclatura normalizada.....	103
Relevadores de una sola magnitud de influencia.....	108
Relevadores de sobrecorriente.....	108
Relevadores de sobretensión.....	112
Relevadores de baja tensión.....	113
Relevadores de dos magnitudes de influencia.....	114
Relevadores direccionales.....	115
Relevadores diferenciales.....	130
Relevadores de distancia.....	140
Relevadores trafoscope o "buchholz".....	150

## CAPITULO IV.- APARATOS Y TEORIA DE LA MEDICION

Introducción.....	152
Aparatos para medición eléctrica.....	152
Principio de funcionamiento de los aparatos para medición.....	154
Instrumentos con imán permanente y bobina móvil (D'arsonval).....	154
Instrumentos con hierro móvil y bobina fija.....	157
Instrumentos electrodinámicos.....	159
Instrumentos térmicos.....	161
Instrumentos de inducción.....	163
Potencia eléctrica y factor de potencia.....	165
Medición de potencia activa trifásica.....	168

CAPITULO V.- SISTEMA DE MEDICION Y PROTECCION EN LA SUB-  
ESTACION.

Sistema de medición.....	173
Sistemas de protección.....	175
Diagramas de protección y medición.....	180

## I N T R O D U C C I O N

Debido a que en la actualidad la demanda de energía eléctrica ha aumentado considerablemente en nuestro país, es necesario construir nuevas plantas generadoras, líneas de transmisión y sobre todo subestaciones, con el fin de satisfacer esta creciente demanda.

Es preocupación fundamental de la empresa encargada del suministro de la energía eléctrica, asegurar su continuidad y calidad en forma eficiente, a fin de evitar la inestabilidad en el sistema y las consecuentes pérdidas económicas para el país.

Como consecuencia de estos requerimientos se hace necesario que el análisis del sistema, en condiciones normales y de falla, requiera de técnicas especializadas para poder generar, transportar, transformar y distribuir la energía en la forma más económica y eficiente posible.

Una parte importante dentro de este conjunto, se puede considerar que es la protección y medición de una subestación, que garanticen su trabajo normal y el estado que guarda en un momento determinado, detectando y reaccionando a la aparición de regímenes anormales en la subestación, seleccionando y desconectando la parte dañada; o bien, dependiendo de la falla realizar las operaciones necesarias para reestablecer el su

ministro de energía eléctrica.

Tomando en consideración todo lo anterior, decidimos efectuar el estudio de protección y medición de una subestación 230/23 KV normalizada en Compañía de Luz y Fuerza.

En este trabajo se desarrollarán de manera general los siguientes aspectos:

a) En el capítulo I se analizarán los diferentes arreglos existentes en las subestaciones, así como los elementos con que cuentan, con objeto de ampliar nuestros conocimientos acerca de lo que es una subestación y su utilidad en el sistema.

b) En el capítulo II se hablará de los transformadores para instrumento (TC's y TP's), por ser estos necesarios en la protección y medición que se lleva a cabo en la subestación.

c) En el tercer capítulo analizaremos los principios de protección, el funcionamiento de los relevadores y su uso.

d) El capítulo cuarto se enfocará a los principios de medición y los aparatos utilizados en la misma.

e) En el último capítulo se mostrarán los diagramas de protección en forma esquemática y la clase de aparatos utilizados en ellos.

El trabajo que a continuación se expone es el resultado de una recopilación de información, elaborado con la finalidad

de que sea de utilidad en la formación de profesionistas dedicados a la Ingeniería en Sistemas Eléctricos.

Cabe hacer notar que algunos temas de este trabajo no son analizados tan minuciosamente, debido a que cada capítulo se podría presentar como un estudio particular.

NOVIEMBRE 1980.



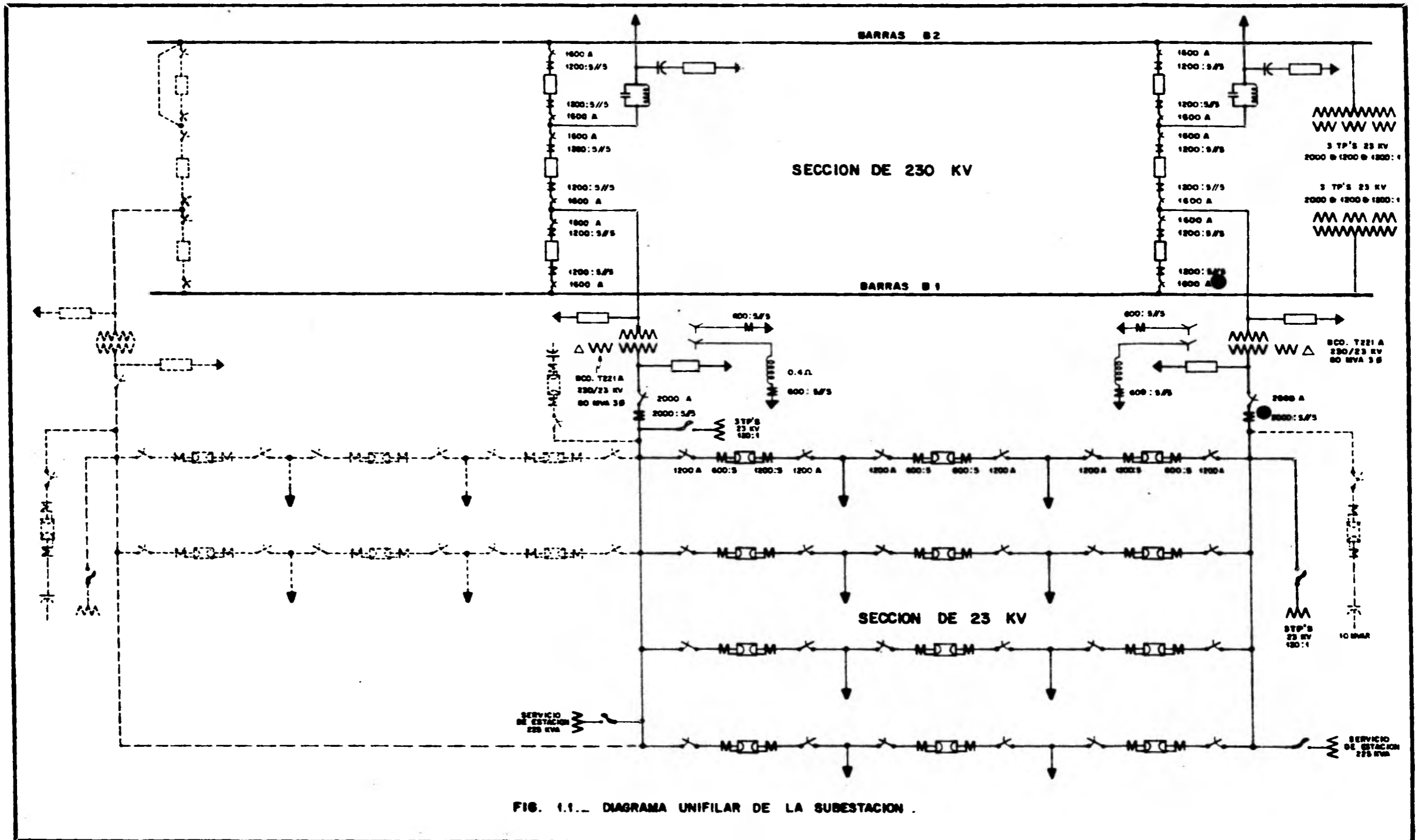


FIG. 1.1... DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACION .

Como la capacidad firme con 3 transformadores de 60 MVA es de 144 MVA ( $60 \text{ MVA} \times 2 \times 12 = 144 \text{ MVA}$ ), será posible en este caso aumentar, si es necesario, la capacidad de cada alimentador a 12 MVA. Cabe hacer notar que el equipo e instalaciones en la sección de 23 KV., debe tener capacidad suficiente para una carga de 12 MVA por alimentador.

A continuación haremos una breve descripción de los tipos de subestaciones existentes y de los diferentes arreglos de conexiones que se pueden tener, con lo cual, ampliaremos nuestro conocimiento sobre éstas.

## 1.1 CLASIFICACION DE SUBESTACIONES

Según su función las subestaciones eléctricas se clasifican en las siguientes:

### 1.1.1 Subestaciones elevadoras

Este tipo de subestaciones son las que interconectan a las plantas generadoras con líneas de transmisión y llevan a cabo una elevación de tensión para hacer posible la transmisión de energía eléctrica a grandes distancias y en forma económica.

### 1.1.2 Subestaciones de interconexión

Estas subestaciones tienen como finalidad interconectar diferentes líneas de transmisión, directamente, si son de

la misma tensión, o mediante transformadores si son de tensión diferente.

#### 1.1.3 Subestaciones reductoras de subtransmisión

Reducen la tensión para alimentar los sistemas de subtransmisión, que alimentan a su vez a consumidores importantes.

#### 1.1.4 Subestaciones reductoras de distribución

Lleva a cabo una reducción de la tensión a un valor adecuado para su distribución y pueden ser alimentadas por la red de transmisión de alta tensión o a través del sistema de subtransmisión.

### 1.2 DIAGRAMAS DE CONEXIONES

La elección del diagrama de conexiones de una subestación depende de las características específicas de cada sistema eléctrico y de la función que realizará la subestación dentro del mismo. Podemos clasificar los diagramas de conexiones en los siguientes:

#### 1.2.1 Un solo juego de barras colectoras (Fig. 1.2)

Todas las líneas y todos los transformadores están conectados a un juego de barras. Con este arreglo, una operación de la protección de barras colectoras desconecta todas

las líneas y todos los transformadores conectados a esas barras, la falla (1) puede liberarse en un tiempo suficientemente corto para evitar la inestabilidad de los generadores, pero las repercusiones sobre el sistema son de tal magnitud que pueden causar un colapso total del sistema.

#### 1.2.2 Un juego de barras colectoras principales y un juego de barras colectoras auxiliares (Fig. 1.3)

Este arreglo tiene por objeto permitir la substitución de cualquiera de los interruptores por el interruptor común para poder dar mantenimiento o hacer la reparación de cualquier interruptor sin tener que desconectar ninguna línea ni transformador.

#### 1.2.3 Doble juego de barras colectoras (Fig. 1.4)

En este arreglo la mitad de los circuitos con sus transformadores que entran en la subestación se conectan a un juego de barras colectoras y la otra mitad al otro juego de barras, operando normalmente con el interruptor común cerrado, utilizándolas como interruptor de amarre entre los dos

(1) En este estudio se considerarán como fallas: corto circuito, ya sean monofásicos, bifásicos, bifásicos a tierra y trifásicos (para mayor información sobre este tema consultar "Redes Eléctricas" tomo II del Ing. Jacinto Viqueira Landa).

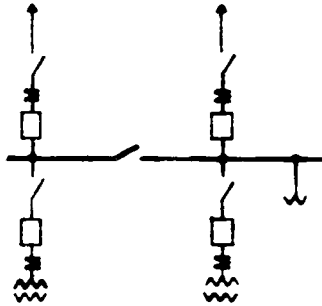


FIGURA: 1.2 DIAGRAMA DE CONEXIONES CON UN SOLO JUEGO DE BARRAS COLECTORAS

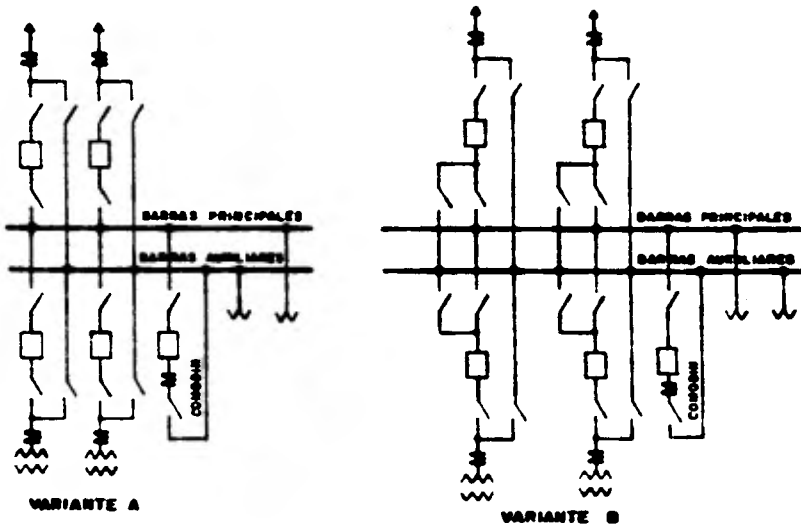


FIGURA: 1.3 DIAGRAMA DE CONEXIONES CON UN JUEGO DE BARRAS COLECTORAS PRINCIPALES Y UN JUEGO DE BARRAS COLECTORAS AUXILIARES.

juegos de barras colectoras. Si cada juego de barras tiene una protección diferencial independiente, una falla en las barras podrá liberarse desconectando únicamente la mitad de los circuitos.

Si cada circuito de una línea tiene capacidad para llevar la carga de los dos circuitos, la pérdida de uno de los dos juegos de barras colectoras, no causará la desconexión, por sobrecarga, de los circuitos conectados al otro juego de barras colectoras.

#### 1.2.4 Doble juego de barras colectoras principales y un juego de barras colectoras auxiliares (Fig. 1.5).

Este arreglo, llamado también de tres juegos de barras colectoras, permite sustituir cualquier interruptor por el interruptor comodín y tiene las líneas y los transformadores repartidos entre los dos juegos de barras colectoras principales, protegidas con una protección diferencial independiente para cada juego de barras colectoras, evitando así que al ocurrir una falla se desconecte toda la subestación.

#### 1.2.5 Arreglo de interruptor y medio (Fig. 1.6)

En operación normal todos los interruptores están cerrados. Cada juego de barras colectoras tiene su propia protección diferencial; en caso de una falla en las barras, se desconectará solo el juego afectado, abriendo los interruptores co

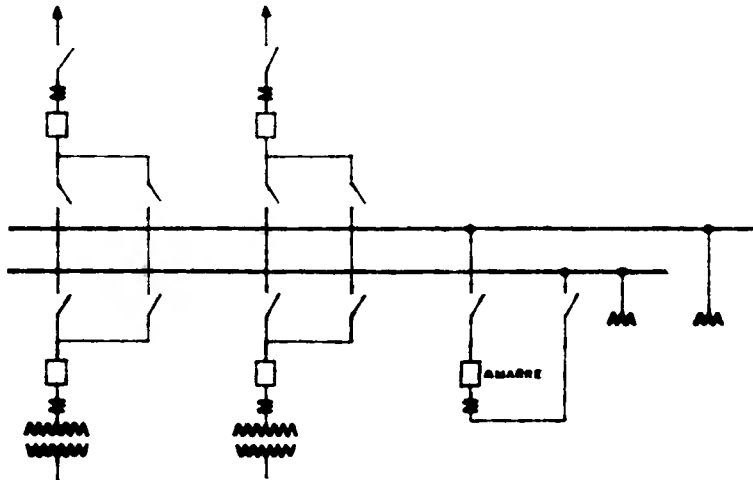


FIG.1.4 DIAGRAMA DE CONEXIONES CON DOBLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS

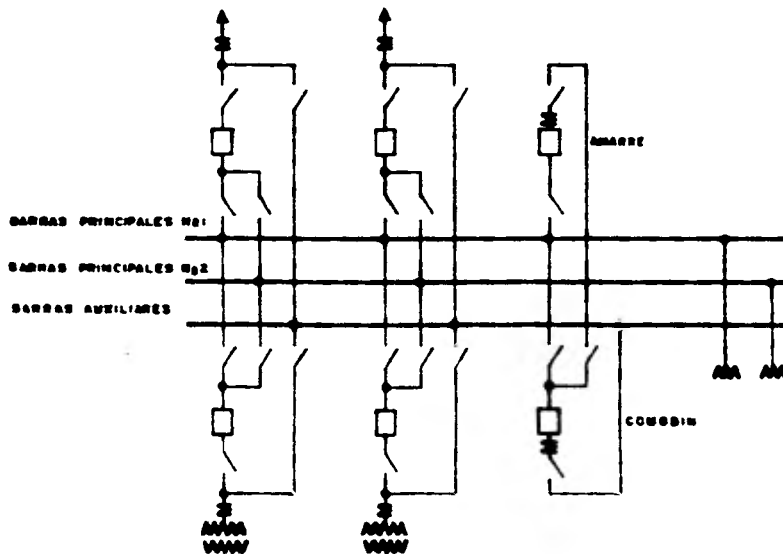


FIG.1.5 DIAGRAMA DE CONEXIONES CON DOBLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS PRINCIPALES Y UN JUEGO DE BARRAS COLECTORAS AUXILIARES

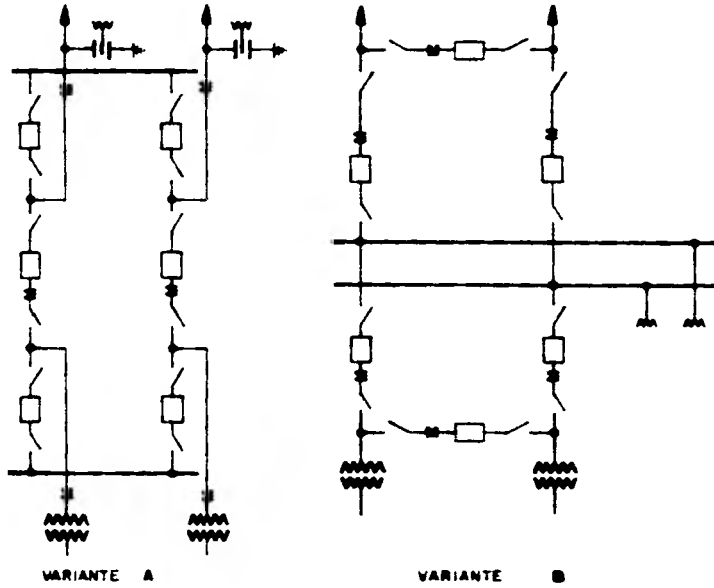


FIG. 1.6 ... DIAGRAMA DE CONEXIONES CON ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO



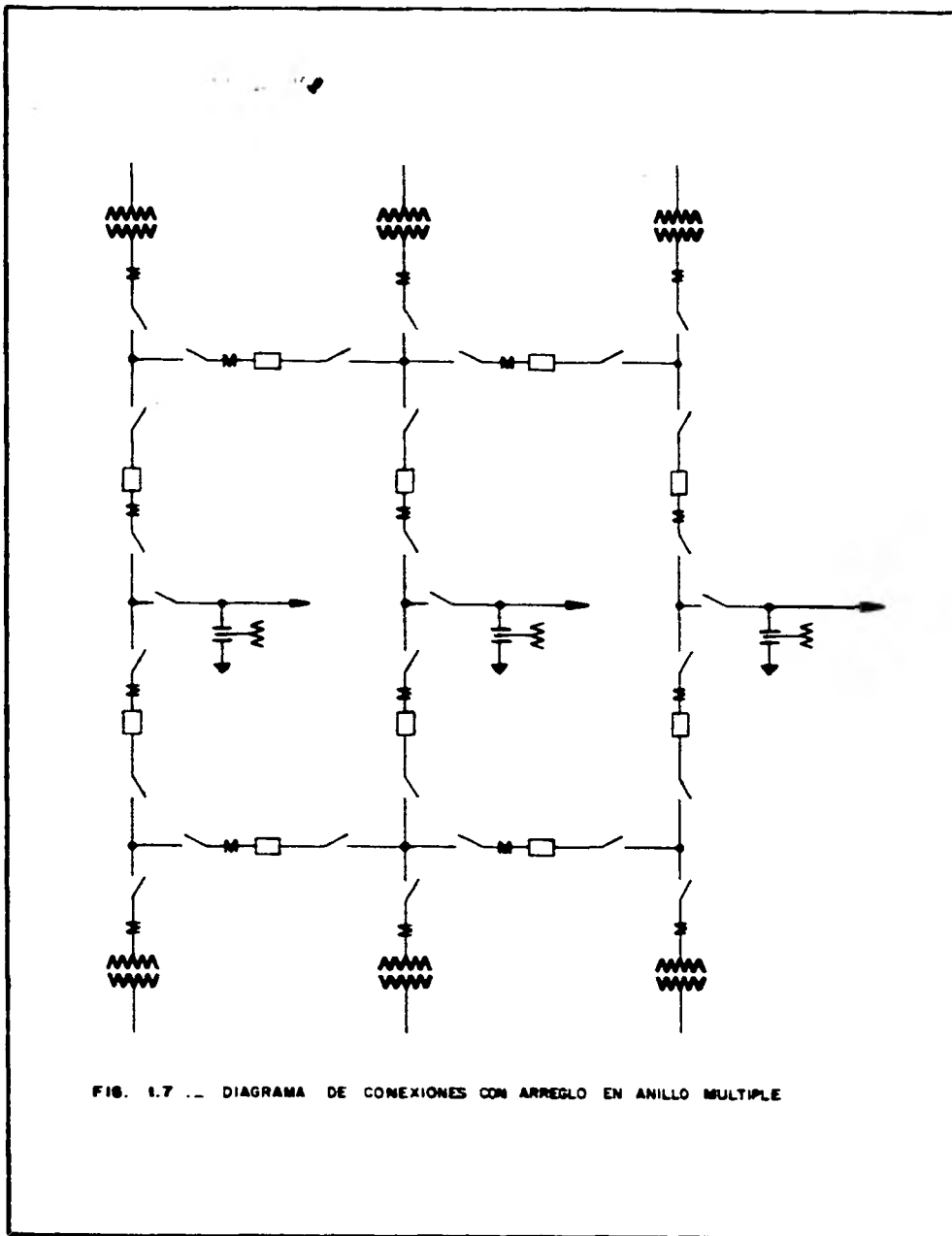


FIG. 1.7 ... DIAGRAMA DE CONEXIONES CON ARREGLO EN ANILLO MÚLTIPLE

rrespondientes, pero esto no causará la desconexión de ninguna línea o transformador de la subestación.

#### 1.2.6 Arreglo en anillo (Fig. 1.7)

En operación normal todos los interruptores están cerrados. Cada línea y cada transformador tiene una doble alimentación. En este arreglo no existen barras colectoras de alta tensión y tiene la ventaja de que las estructuras de la subestación se reducen al mínimo.

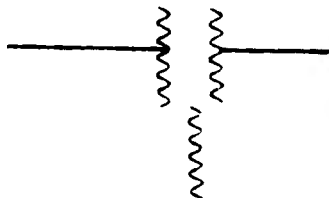
### 1.3 ELEMENTOS QUE INTERVIENEN EN LA SUBESTACION

A continuación describiremos los principales elementos que constituyen a la subestación; como son: equipo eléctrico mayor, sistema de tierras, barras colectoras, cable de control, tableros y edificio para tableros.

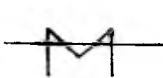
#### 1.3.1 Equipo eléctrico mayor

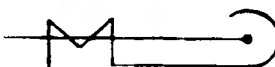
El equipo eléctrico mayor que se mencionará en este punto es el siguiente:

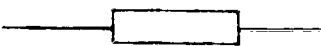
TRANSFORMADOR DE POTENCIA



TRANSFORMADOR DE POTENCIAL 

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE :  
NORMAL 

TIPO BUSHING 

INTERRUPTOR DE POTENCIA 

PARARRAYOS 

CUCHILLA 

REACTOR 

TRAMPA DE ONDA 

CONDENSADOR DE ACOPLAMIENTO 

## TRANSFORMADORES DE POTENCIA

El Instituto Americano de Ingenieros Electricistas da la siguiente definición para un transformador; "Un transformador es un dispositivo eléctrico, sin partes en movimiento que por inducción electromagnética transforma la energía eléctrica de uno o más circuitos a la misma frecuencia, con valores combinados, generalmente de tensión y corriente".

Un transformador está constituido de diferentes partes, siendo las principales las que a continuación se mencionan:

### a) Núcleo

El núcleo es el circuito magnético que transfiere la energía de un circuito a otro. Está constituido de laminaciones de acero montadas para proporcionar un circuito magnético continuo con entrehierro mínimo. El acero utilizado es de alto contenido de silicio (4%), algunas veces tratado al calor para producir bajas pérdidas en el núcleo. Las laminaciones normalmente están barnizadas o bien revestidas para aislarlas entre si, con lo cual se reducen las corrientes parásitas o de "Foucault".

### b) Devanados

Los devanados constituyen los circuitos de alimentación y carga; pueden ser de una, dos o tres fases. Su función

es crear un campo magnético (en el devanado primario) e inducir una fuerza electromotriz (en el devanado secundario o terciario). Las bobinas pueden ser construidas de cobre o aluminio (alambre, barras o placas), siendo su forma circular, oval o rectangular, dependiendo del tipo de transformador (acorzado, de columnas o espiral de columnas).

c) Tanque, recipiente o cubierta

Es aquel elemento indispensable para el transformador cuyo medio de refrigeración no es el aire; sin embargo, puede prescindirse de él en casos especiales. Su función es radiar el calor producido en el transformador.

d) Boquillas terminales

Estas boquillas son utilizadas para conectar los devanados de alta y baja tensión del transformador con sus respectivos circuitos. Permiten el paso de la corriente del transformador evitando que exista fuga indebida de ella, protegiéndolo así contra el flameo.

e) Conmutadores y auxiliares

Los conmutadores, combinadores de derivación o "taps", son elementos destinados a cambiar la relación de tensiones de entrada y salida, con objeto de regular el potencial de un sistema o la transferencia de energía activa o reactiva entre los

sistemas de potencia interconectados. Existen dos tipos de elbs: el sencillo o manual para cambio sin carga, y el perfeccionado para cambio bajo carga por medio de señal o automático.

f) Indicadores

Son aparatos que nos indican el estado en que se encuentra el transformador, por ejemplo: nivel, temperatura, presión, etc.

#### TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIAL

Este tipo de transformadores serán analizados detenidamente en el capítulo 2 de este trabajo.

#### INTERRUPTOR DE POTENCIA

El interruptor es un dispositivo destinado a cortar o establecer la continuidad en un circuito eléctrico bajo carga.

La corriente que es capaz de interrumpir este dispositivo, puede ser: la corriente nominal del sistema o la corriente de corto-circuito. Algunas veces puede interrumpir la corriente que se presenta al desconectar una línea de transmisión o un transformador en vacío (normalmente es menor que la

corriente nominal).

El interruptor debe llevar a cabo dos funciones para poder desconectar el circuito, las cuales son:

a) Debe ser capaz de disipar la energía producida por el arco eléctrico entre sus contactos, sin que sufra daño el interruptor; dicha energía está dada por la siguiente ecuación:

$$W = \int_{T_1}^{T_2} V_a I_a dt$$

siendo  $V_a$  = tensión a través del arco

$I_a$  = corriente a través del arco

$T_1$  = tiempo inicial de separación de los contactos

$T_2$  = tiempo en que el arco eléctrico se interrumpe

b) Debe ser capaz de restablecer rápidamente la rigidez dieléctrica del medio comprendido entre los contactos, una vez que se haya extinguido el arco.

#### Tipos de Interruptores

De acuerdo con el procedimiento para llevar a cabo la extinción del arco, podemos clasificar los interruptores en 3 grupos:

a<sub>1</sub>) Interruptores en los que el arco se alarga y se enfría, aumentando considerablemente su resistencia, lo que reduce la corriente hasta que el arco se extingue.

Para llevar a cabo este alargamiento, no se depende exclusivamente del desplazamiento del gas ionizado a través del dieléctrico, sino que la misma corriente por interrumpir es utilizada para crear un campo magnético que impulsa el arco contra un laberinto de celdas de material cerámico deionizante, donde el arco adquiere una mayor longitud al mismo tiempo que se va enfriando hasta conseguir su completa extinción. A este tipo corresponden los interruptores de soplo magnético.

a<sub>2</sub>) Interruptores en los que se aprovecha la energía desprendida por el arco para apagarlo. A este tipo corresponden los interruptores en aceite. Al realizar la separación de los contactos, los cuales se encuentran bañados en aceite, se consigue un aumento considerable de capacidad interruptiva, debido a dos razones básicas: (1) el poder dieléctrico del aceite es superior al que tiene el aire a la presión atmosférica y además porque el arco descompone el aceite generando hidrógeno, siendo este gas superior al aire como medio de enfriamiento; (2) en los interruptores en aceite, los contactos y el arco son encerrados en una pequeña cámara de explosión con orificios de escape en un lado, lo que aumenta la capacidad in-



terruptiva, la cual ha llegado a ser hasta de 10 GVA para voltajes hasta de 345 KV.

a<sub>3</sub>) Interruptores en los que se utiliza una energía exterior para soplar y apagar el arco. A este tipo pertenecen los interruptores neumáticos o de hexafluoruro de azufre a presión (SF<sub>6</sub>).

El aire comprimido de alta presión (15, 25 ó 35 kg/cm<sup>2</sup>) se encuentra encerrado en un lado de la cabeza del interruptor. Durante la interrupción, el lado opuesto de la cabeza del interruptor esta expuesto a la atmósfera, por lo que su presión de aire es baja; cuando se forma el arco entre los electrodos, el aire comprimido sopla desde la cámara a través del orificio de interrupción, la corriente de aire fluye a lo largo del eje del arco, por lo que se le ha dado el nombre de interruptor de sopro axial. Con este tipo de interruptores se han alcanzado capacidades interruptivas hasta de 25 GVA a 500 KV.

#### PARARRAYOS

Es un dispositivo utilizado para derivar a tierra sobretensiones en los conductores debidos a descargas atmosféricas o por la operación de interruptores, eliminando de esta forma los sobrevoltajes y evitando dañar el equipo e instalaciones

eléctricas de la subestación.

En condiciones normales el pararrayos se comporta como un aislador y solo cuando le es aplicada una sobretensión de suficiente magnitud, se convierte en conductor; al desaparecer la sobretensión, se convierte nuevamente en aislador, interrumpiendo la corriente que se había establecido entre fase y tierra.

Su principio general se basa en la formación de un arco eléctrico entre dos explosores cuya separación está determinada de antemano de acuerdo con la tensión a la cual se va a operar.

Se fabrican diferentes tipos de pararrayos basados en el principio general antes expuesto; los más empleados son conocidos como pararrayos tipo autovalvular.

#### Selección de pararrayos

Para la selección de los pararrayos es importante conocer las tensiones probables entre fases y tierra durante condiciones normales y anormales; tales como: fallas, pérdidas de carga, energización de líneas en vacío, fenómenos de resonancia, etc.

La tensión nominal de los pararrayos se basa generalmente en las tensiones durante las fallas. Si existen probabilidades de sobretensiones sostenidas, éstas deberán ser

evaluadas o bien deberán eliminarse las causas de ellas.

La tensión nominal indicada en las placas de los pararrayos está establecida a 50 ó 60 Hz y define la tensión máxima a la frecuencia nominal contra la cual interrumpirá la corriente remanente y se autorrestablecerá como aislador, después de haber descargado un transitorio.

Para la selección de la tensión nominal de los pararrayos, uno de los puntos más importantes a considerar son las sobretensiones por fallas en el sistema, siendo la más importante la falla de línea a tierra tomando en cuenta el índice de puesta a tierra del sistema, en el punto en que se necesite proteger. De esta manera, las relaciones de las impedancias del sistema  $R_0/X_1$  y  $X_0/X_1$ , son las que pueden determinar la tensión nominal a seleccionar.

En la figura 1.8 se indican las máximas tensiones de frecuencia fundamental, entre fases y tierra que pueden aparecer en condiciones de falla monofásica a tierra en las fases no afectadas por la falla, con respecto a la tensión normal entre fases.

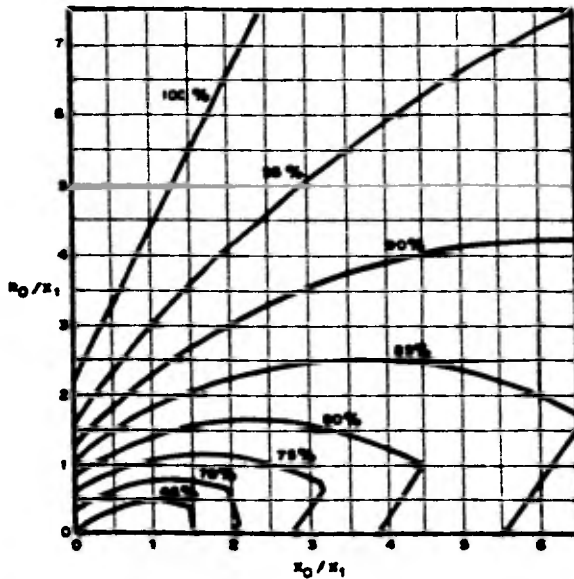


FIGURA: 1.8 TENSIONES MAXIMAS ENTRE ENTRE FASE Y TIERRA EN EL LUGAR DE LA FALLA, PARA SISTEMAS CON NEUTRO CONECTADO A TIERRA, BAJO CUALQUIER CONDICION DE FALLA.

Normalmente los pararrayos se denominan de 100%, 80% y 75%. Los pararrayos de 100% tienen un valor nominal normalmente mayor un 15% de la tensión nominal del sistema, y se usan en sistemas con neutro aislado o puesto a tierra a través de una alta impedancia.

Los pararrayos de un porcentaje menor que 100% son aplicables en sistemas con el neutro conectado directamente a tierra y el valor nominal depende de la relación de las impedancias, según se observa en la figura 1.8.

De esta manera, si  $X_0/X_1 = 3$  y  $R_0/X_1 = 1$ , el punto está comprendido dentro de la curva marcada con 80 y por lo tanto puede aplicarse un pararrayos del 80%.

Es recomendable que para sistemas con neutro efectivamente conectado a tierra, la tensión nominal del pararrayos sea de un 5 ó 10% mayor que la obtenida de la figura 1.8 y para sistemas con el neutro aislado se empleen los pararrayos del 100 ó 105%.

Otro punto importante a considerar es la tensión de operación del pararrayos por sobretensiones debidas a la operación de interruptores, ya que en este caso se deben coordinar: el nivel de aislamiento (0.83 del nivel de aislamiento al impulso, según normas americanas), la sobretensión máxima y el valor de operación del pararrayos por sobretensiones de este tipo.

La coordinación de los tres valores antes señalados debe hacerse de tal manera que la tensión de operación del pararrayos para este tipo de sobretensiones debe ser aproximadamente de un 10% mayor que el valor de sobretensión originada por la operación de interruptores y menor que el nivel de ais-

lamiento por operación de interruptores del equipo por proteger.

#### Instalación de los pararrayos

Una de las consideraciones importantes para lograr una buena protección contra sobretensiones transitorias en subestaciones es precisamente la instalación correcta de los pararrayos.

Lo anterior se debe a que los pararrayos tienen una zona de protección a ambos lados del lugar donde se instalen, de tal manera que la protección es máxima en el punto de su instalación y disminuye gradualmente a medida que se va separando del pararrayos.

La tensión que aparece en un punto a una distancia determinada del pararrayos originada por una onda de sobretensión está dada por la fórmula siguiente:

$$E_x = E_o + 2 \left( \frac{de}{dt} \right) \frac{L}{300}$$

donde:

$E_x$  = tensión que aparece en un cierto punto "X"

$E_o$  = tensión de operación del pararrayos

$\frac{de}{dt}$  = pendiente del frente de la onda incidente en  
KV/micro-seg.

$L$  = distancia en metros del conductor comprendido entre el punto a considerar.

Para determinar la separación máxima entre el transformador y los pararrayos, partiendo de la tensión máxima admisible en dicho transformador, podemos emplear la siguiente fórmula:

$$L = \frac{300 (E_m - E_o)}{2 \frac{de}{dt}}$$

donde:

L = separación máxima en metros

E<sub>m</sub> = tensión máxima permisible en el equipo por proteger.

Ejemplo:

Cual será la separación máxima entre un transformador y los pararrayos, considerando que la tensión a la que debe ser sometido el transformador es de 700 KV., se tienen pararrayos que operan a 600 KV (para la onda de impulso) y se tiene una onda incidente de 1000 KV/micro-seg.

Solución:

De la fórmula anterior tenemos:

$$L = \frac{300 (E_m - E_o)}{2 \frac{de}{dt}} = \frac{300 (700 - 600)}{(2) (1000)} = 15 \text{ m}$$

L = 15 m Separación máxima entre el transformador y el pararrayos.

## CUCHILLAS

La cuchilla es un dispositivo que establece una apertura visible en un circuito, con objeto de desconectar algún aparato o alguna línea para permitir su revisión o reparación, deben ofrecer completa seguridad contra escapes de corriente de la parte viva hacia la parte desconectada, contra cierres intempestivos o involuntarios y contra apertura por efectos electrodinámicos de una corriente de falla intensa.

Con objeto de evitar escapes indebidos, la base y mecanismos de operación de la cuchilla deben ser conectados permanentemente al sistema de tierras, además la distancia entre los puntos que se separan debe ser suficiente para impedir una descarga directa de una parte a la otra. Para evitar un cierre eventual es conveniente colocar la cuchilla de modo que la gravedad no actúe sobre las piezas móviles en el sentido de cierre, o disponiendo de un mecanismo de resorte que impida la caída de la cuchilla. Para impedir la apertura involuntaria del desconectador se emplean cerrojos en la mordaza o se trava el mecanismo cuando éste es de control remoto.

### Tipos de Cuchillas

Las cuchillas más utilizadas en subestaciones son las siguientes:



## a) Cuchillas giratorias

Consta de tres aisladores de columna, dos fijos y el central giratorio. Este tipo de cuchillas son generalmente operadas en grupo por mando eléctrico, aunque también puede hacerse por medio de aire comprimido. El aislador central sostiene una varilla lo suficientemente larga para hacer contacto con las piezas en forma de mordaza que se encuentran sobre las columnas fijas. Este tipo de cuchillas pueden llevar antenas que prolongan el contacto después de que los extremos de la trabe han salido de las mordazas, para evitar que éstas se flameen.

## b) Cuchillas con dos columnas giratorias y contacto central.

Esta cuchilla consta de dos columnas de aisladores giratorias sobre las cuales se encuentran sus brazos, que tiene en sus extremos; en uno de los brazos se encuentran las abrazaderas y en el extremo del otro está colocado un conector cilíndrico que embona con la abrazadera cuando el seccionador está cerrado, permitiendo así el paso de la corriente. El mecanismo de operación de este tipo de cuchillas puede ser manual, neumático o por medio de un motor eléctrico, y su control puede ser local o remoto.

## c) Cuchillas de apertura vertical

Consta de 3 aisladores columna, dos de ellos fijos y

Las trampas de onda se instalan en cada extremo del tramo de línea (que interconecta a dos subestaciones) que es protegida por relevadores de onda portadora. El propósito principal es prevenir contra una falla de corto circuito al tramo de línea mediante la interrupción de la transmisión de la señal de bloqueo en el lado opuesto de la línea.

La bobina principal es un cable de cobre duro capaz de conducir la corriente del conductor de la fase a la que es tá conectada; dicha bobina es enrollada en un cilindro de por celana, dentro del cual, también se encuentra el capacitor.

En la actualidad se tiene normalizada las trampas de onda para 400 y 800 amperes que respondan a frecuencias en tre 50 y 150 KHZ.

#### CAPACITOR DE ACOPLAMIENTO

El elemento capacitor está contenido en un cilindro de porcelana con acabados de metal fundido. El elemento capacitor está formado por varios capacitores en serie como se muestra en la figura 1.9, cada uno de los cuales está constituido de un ensamblado de papel metálico impregnado no inductivo.

Las unidades que forman el capacitor de acoplamiento, están montadas en una base metálica que contiene un interruptor

el tercero giratorio sobre su propio eje y provisto de una manivela que transmite el esfuerzo a la cuchilla por medio de una biela. La varilla y la mordaza tienen antenas formando un contacto auxiliar para el arco.

#### REACTOR

Un reactor o limitador de corriente, es un dispositivo inductivo, compuesto por una bobina con núcleo de aire; el cual es conectado en serie con el circuito para limitar las corrientes de falla. La impedancia del reactor tiene poco efecto en la regulación del circuito al cual esta conectado.

El factor de potencia de los reactores varia del 7% para los de 10 KVA, hasta menos del 1% para los que están arriba de 10 KVA.

#### TRAMPA DE ONDA

Una trampa de onda es un circuito resonante, compuesto de una bobina y un capacitor en paralelo y ajustado para dar una alta impedancia a cierta frecuencia portadora, al ser conectada en serie con una fase de las líneas de transmisión. La trampa de onda tiene una impedancia despreciable para la frecuencia de transmisión de energía eléctrica (60 Hz) y por lo tanto no afecta a la corriente nominal del sistema.

de puesta a tierra, un espaciador y una bobina para drenar portadoras (Ver figura 1.9).

La finalidad de bobina drenadora es aterrizar la terminal del capacitor opuesta a la terminal de la línea de 60 Hz y al mismo tiempo presentar una alta impedancia a la frecuencia portadora; el interruptor de puesta a tierra se utiliza para poner en corto circuito la bobina drenadora, proporcionando un medio de aterrizaje directo del capacitor durante la inspección y mantenimiento del equipo de acoplamiento y sintonización. El espaciador protege a la bobina drenadora contra tensiones excesivas durante la operación normal.

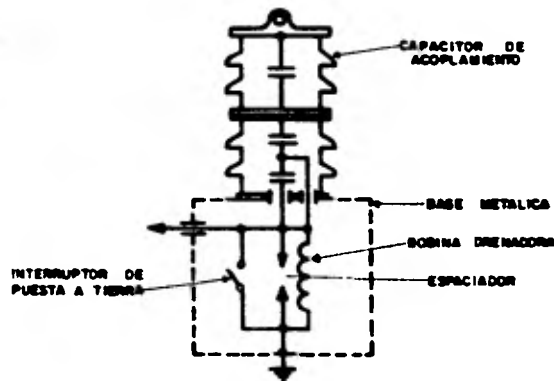


FIG. 1.9... CAPACITOR DE ACOPLAMIENTO

### 1.3.2 Sistema de Tierras

#### INTRODUCCION

Uno de los aspectos principales para la protección contra sobretensiones en las subestaciones es disponer de una adecuada red de tierra, a la cual se conectan los neutros de los transformadores de potencia, TC's, TP's, interruptores, pararrayos, cuchillas, reactores y en general todas aquellas estructuras o partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

La necesidad de contar con una red de tierra en las subestaciones, es cumplir con las siguientes funciones:

a) Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sean debidas a una falla de aislamiento o la operación de un pararrayo.

b) Evitar que durante la circulación de estas corrientes de tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, que puedan ser peligrosas para los operadores o personal que labora en ella.

c) Facilitar mediante sistemas de relevadores la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.

La conducción de altas corrientes a tierra en instalaciones eléctricas, debidas a disturbios atmosféricos o fallas del equipo, obliga a tomar precauciones para que los gradientes

eléctricos o las tensiones resultantes no ofrezcan peligro a los operadores o en general al personal que labora en el local de las instalaciones. Intensidades del orden de miles de amperes, producen gradientes de potencial elevados en la vecindad del punto o puntos de contacto a tierra y si además, se da la circunstancia de que algún ser viviente se apoye en dos puntos, entre los cuales existe una diferencia de potencial debida al gradiente antes indicado, puede sufrir una descarga de tal magnitud que sobrepase el límite de su engarrotamiento muscular y provoque su caída. En tal situación la corriente que circula por su cuerpo aumenta y si pasa algún órgano vital como el corazón, puede resultar en fibrilación ventricular y causar la muerte.

El umbral de percepción es de aproximadamente 1 miliampere. Si el camino de la corriente incluye la mano y el antebrazo, las contracciones musculares, el malestar y el dolor aumentan al crecer la corriente y bastan intensidades de unos cuantos miliamperes para evitar que el sujeto pueda soltar el electrodo agarrado con la palma de la mano, que es la condición de engarrotamiento antes mencionada. Se puede tolerar intensidades de corriente superiores, sin producir fibrilación, si la duración es muy corta. La ecuación que liga los parámetros de la intensidad de corriente tolerable y el tiempo que puede soportar un organismo es:

$$I^2 t = 0.027$$

o sea:

$$I = \frac{0.165}{\sqrt{t}}$$

en donde "I" es el valor efectivo de la corriente que circula por el cuerpo humano en amperes, "t" es el tiempo de duración del choque eléctrico en segundos y 0.027 es la constante de energía derivada empíricamente.

#### 1.3.2.1 Disposición de las Redes de Tierra

Para las redes de tierra, se han considerado básicamente 3 sistemas: radial, anillo y malla.

##### a) Sistema radial

Este sistema consiste en uno o varios electrodos a los cuales se conectan las derivaciones de cada aparato. Es el más económico de los 3 sistemas, pero el menos satisfactorio, ya que al producirse una falla en un aparato, se producen elevados gradientes de potencial.

##### b) Sistema de Anillo

El sistema de anillo se obtiene, colocando en forma de anillo un cable de cobre (500 KCM o 4/0 AWG). Es un sistema económico y eficiente; los potenciales peligrosos son disminuidos al disiparse la corriente de falla por varios caminos en paralelo.

## c) Sistema de malla

Este sistema es el que ha sido normalizado actualmente por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A., consiste como su nombre lo indica en una malla formada por cables de cobre del calibre 4/0 AWG enterrada a 500 mm bajo el nivel del piso terminado, el cable a su vez es conectado a electrodos de varilla "cooperweld" de 15.8 mm (5/8") de diámetro por 3000 mm de longitud.

## 1.3.2.2 Elementos de la red de tierra

## a) Conductores

Los conductores utilizados en los sistemas de tierra son cables de cobre electrolítico suave, sin aislamiento, del calibre 4/0 AWG, torcido clase A (7 hilos). Se ha escogido el calibre 4/0 AWG por razones mecánicas, ya que eléctricamente pueden usarse cables de cobre del calibre 2 AWG. Cabe mencionar que es utilizado el cobre debido a su mejor conductividad, tanto eléctrica como térmica y sobre todo por ser resistente a la corrosión debido a que es catódico respecto a otros materiales que pudieron estar enterrados cerca de él.

## b) Electrodos

Son varillas que se clavan en el terreno, sirven para dar menor resistividad eléctrica a la red y para mantener el potencial de tierra.



Los electrodos pueden ser de tubo o varillas de fierro galvanizado, o bien varillas "copper weld". En la actualidad se utiliza la varilla "cooper weld" que consiste en una varilla de hierro a la cual se le adhiere una capa soldada de cobre continuamente a todo lo largo de dicha varilla.

c) Puntas pararrayos

Con este título se distingue el conjunto de electrodos que se instalan sobre la parte más elevada de las estructuras de una subestación. Sirven para completar la red de cables de guarda que se extienden sobre la cuspide de las estructuras, para proteger a la subestación de las posibles descargas atmosféricas.

Dichos electrodos son utilizados de tubo de fierro galvanizado de 38.1 mm (1 1/2") de diámetro por 3000 mm (10') de longitud, son atornillados a la estructura y cortados en bisel en su parte superior para producir el efecto punta.

d) Conectores

Son aquellos elementos que nos sirven para unir a la red de tierra, los electrodos, las estructuras, los neutros de los bancos de transformadores, interruptores, etc.

Los conectores utilizados en los sistemas de tierra son principalmente de tres tipos:

- d<sub>1</sub>) Conectores atornillados
- d<sub>2</sub>) Conectores a presión
- d<sub>3</sub>) Conectores soldados

Todos los tipos de conectores deben soportar la corriente de la red de tierra en forma continua; tener alta resistencia mecánica, ser resistentes a la corrosión y proporcionar una conducción segura para cualquier tipo de falla. Actualmente se utilizan los conectores a presión o atornillados. Los conectores soldados, solo se usan para conectar a tierra los rieles de los transformadores y algunas veces en la unión de la malla a la varilla "cooper weld"; se usaron mucho hace algunos años pero se encontraron fallas debido a que la fusión de las uniones de los cables era irregular y formaba zonas huecas que producían falsos contactos.

### 1.3.3 Barras Colectoras

#### INTRODUCCION

Se llaman barras colectoras al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de que consta una subestación.

Los circuitos que se conectan o derivan de las barras colectoras, pueden ser generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, bancos de tierras, etc.

Las barras colectoras están formadas principalmente de los siguientes elementos: conductores eléctricos, aislado-

res y accesorios.

#### 1.3.3.1 Conductores eléctricos

El elemento principal de que se componen las barras colectoras, es el conductor eléctrico que llamaremos en lo subsecuente "barra" (conocida comúnmente como "bus").

Los tipos de barras normalmente usados en subestaciones, son: cables, tubos y soleras.

##### a) Cables

El cable es un conductor formado por un haz de alambres trenzados en forma helicoidal; los materiales más usados para los cables es el cobre y el aluminio reforzado con acero (ACSR), este último tiene alta resistencia mecánica, buena conductividad y bajo peso; actualmente se han normalizado los cables ACSR del calibre 336.4, 795 y 1113 KCM en la construcción de subestaciones en Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A.

Las principales ventajas del uso del cable, podemos decir que son las siguientes: es el más económico de los tres tipos de barras y se logra tener claros más grandes; sus desventajas pueden ser: se tienen mayores pérdidas por efecto corona y efecto superficial. Aunque, dependiendo de la capacidad de energía y para reducir las pérdidas por efecto corona se usan conjuntos de 2 ó 3 cables por fase, separados por conectores especiales.

## b) Tubos

Las barras colectoras tubulares se usan principalmente para transportar grandes magnitudes de corriente, especialmente en subestaciones de bajo perfil, como las instaladas en zonas urbanas. El uso del tubo reduce el área necesaria para la subestación, además se utilizan estructuras más ligeras para soportarlo, utilizándose de esta manera en subestaciones compactas exteriores.

Los materiales más usados para tubos son el cobre y el aluminio, teniéndose prioridad por el segundo, ya que tiene mayor capacidad de corriente en igualdad de peso, el costo es menor a igual conductividad y requiere estructuras más ligeras.

Las ventajas del uso del tubo en subestaciones las podemos resumir en las siguientes:

- b<sub>1</sub>) Tiene igual resistencia a la deformación en todos los planos.
- b<sub>2</sub>) Facilidad en la unión entre dos tramos de tubo.
- b<sub>3</sub>) Reduce las pérdidas por efecto corona y superficial.
- b<sub>4</sub>) Tiene capacidades de conducción de corriente relativamente grandes, por unidad de área.

La selección del tamaño y peso de los tubos es normalmente hecha en base a la capacidad de conducción de corriente y su deflexión, siendo el factor determinante para el diseño

de barras tubulares la deflexión. En la mayoría de los casos se usan diámetros mayores que los necesarios para la conducción de corriente, obteniéndose en esta forma un aumento en la longitud de los claros y por lo tanto una reducción en el número de soportes, disminuyendo además las pérdidas por efecto corona.

#### c) Soleras

La forma de barra más comúnmente usada para transportar elevadas cantidades de corriente (especialmente en interiores), es la solera de cobre o aluminio.

La posición vertical de las soleras es la forma más eficiente para la conducción de corrientes tanto alterna como directa, debido a su mejor ventilación, ya sea que se usen una sola o en grupos de soleras separadas entre sí cierto espacio, de manera que exista una mejor circulación de aire.

#### 1.3.3.2 Materiales

El material que forma un conductor eléctrico, podemos decir que es cualquier substancia que puede conducir una intensidad de corriente eléctrica cuando está sujeta a una diferencia de potencial entre sus extremos. A la anterior propiedad se le llama conductividad, y las substancias con mayor conductividad son los metales.

Los materiales comúnmente usados para conducir co-

riente eléctrica son en orden de importancia: cobre, aluminio, aleaciones de cobre y acero. La selección de un material conductor determinado es esencialmente un problema económico, el cual no solo considera las propiedades eléctricas del conductor, sino también otras como son: propiedades mecánicas, facilidad de efectuar conexiones, su mantenimiento, la cantidad de soportes necesarios, las limitaciones de espacio, resistencia a la corrosión del material y otras.

#### 1.3.3.3 Aisladores

Son aquellos elementos que fijan a las barras conductoras a la estructura, proporcionando además el nivel de aislamiento necesario; normalmente se fabrican de porcelana y vidrio templado.

La selección adecuada de determinado tipo de aislador, depende de varios factores como son: tipo de barra que se usará, el nivel de aislamiento, los esfuerzos a que estén sujetos, condiciones ambientales, etc. En las subestaciones normales son usados aisladores rígidos y cadenas de aisladores.

##### a) Aisladores rígidos

Este tipo de aisladores se usan para soportar barras rígidas como son tubos y soleras. Existen dos tipos de aisladores: tipo alfiler y tipo columna.

#### b) Cadenas de aisladores

Se usan para soportar barras de cable, enlazando un aislador con otro hasta formar una cadena para obtener el nivel de aislamiento deseado. La selección del aislador adecuado, se hace de acuerdo con los esfuerzos mecánicos a que se van a sujetar y el nivel de aislamiento normalizado.

#### 1.3.3.4 Accesorios

Podemos decir que estos accesorios, son todos aquellos elementos que nos sirven para unir las barras colectoras, fijarlas a los aisladores y absorber los esfuerzos mecánicos de los diferentes tipos que existen en las instalaciones eléctricas.

Los tipos más usados en instalaciones de barras colectoras son los siguientes:

a) Conectores.- Sirven para conectar los diferentes tramos de tubos que forman una barra, entre el juego de barras y las derivaciones a los aparatos (zapatas, coples, "T", reducciones, etc.); pueden ser soldados, atornillados o de compresión.

b) Juntas de expansión.- Son las formadas por conductores flexibles y que sirven para absorber las expansiones térmicas de las barras colectoras.

c) Herrajes.- Sirven para la fijación o soporte de

las barras sobre aisladores (clemas fijas o deslizantes).

#### 1.3.4 Cables de Control

##### INTRODUCCION

Aunque los cables de control y protección representan un pequeño porcentaje del costo de una subestación, es de extrema importancia su selección e instalación, desde el punto de vista de simplicidad y confiabilidad en el cableado y mantenimiento, para obtener un correcto funcionamiento de la subestación.

Los cables de control son normalmente contruidos por varios conductores (formados por alambres de cobre) aislados individualmente con polietileno o policloruro de vinilo (PVC), identificados con un código de colores o números progresivos marcados en su superficie, reunidos por medio de una cinta no metálica, no higroscópica y protegidos con una cubierta de policloruro de vinilo. El número de conductores con que se fabrican los cables de control varían de 2 hasta 25, siendo los calibres 10, 12 y 14 AWG (American Wire Gauge).

Las instalaciones del cable de control hacia el equipo individual de la subestación, se hace dentro de tubería conduit o ductos. Para instalar los cables de control del equipo hacia el salón de tableros, se han utilizado diferentes tipos de rutas, siendo básicamente las siguientes.



a) Rutas con tubería conduit

En este tipo de rutas, es necesario hacer cajas de registro a distancias razonables, para limitar los jalones de los cables a valores permisibles sin que se dañe el aislamiento o llegue a romperse algún conductor. En este caso cada cable de control lleva su tubo correspondiente, con lo cual se obtiene una buena protección mecánica, pero un costo relativamente alto.

b) Rutas con cables enterrados directamente

Este sistema es el más barato, pero tiene una mala protección mecánica.

c) Rutas con trincheras

Este tipo de sistema permite instalar los cables de acuerdo a las necesidades que se tengan en la subestación, ya sea directamente en el fondo de la trinchera o apoyando los cables en soportes anclados en las paredes de la misma. La trinchera debe ser cubierta con algún tipo de tapa de estar de acuerdo con las necesidades de tránsito de la zona; cabe hacer no se deben colocar trincheras en áreas de maniobras de equipo pesado..

El costo de este sistema es menor que el del inciso (a) y la protección mecánica está en un nivel intermedio entre las indicadas en los incisos a y b. En la actualidad se tien-

de a utilizar trincheras en subestaciones que tengan posibilidades futuras de crecimiento.

d) Rutas de charolas

Este sistema necesita estructuras para soportar las charolas; produce una instalación simple, y buena protección mecánica, teniendo la desventaja de limitar el movimiento del equipo.

### 1.3.5 Tableros

Los tableros de una subestación tienen por objeto soportar los aparatos de control, protección y medición, el diagrama sinóptico (bus mímico) y los indicadores luminosos de posición. Existen varios tipos de tableros, siendo éstos los siguientes:

a) Tableros de un solo frente

En subestaciones pequeñas se pueden montar los aparatos de control, protección y medición en un mismo tablero de un solo frente. Este tipo de instalación se uso en subestaciones antiguas; actualmente esta disposición ya no se utiliza, debido al mayor tamaño de las subestaciones y la mayor complejidad en los sistemas de protección y automatización, que hacen conveniente utilizar otros tipos de tableros más funcionales.

b) Tableros "duplex"

En este arreglo "duplex", los dispositivos de mando y aparatos indicadores van montados en un tablero y los relevadores de protección en un tablero posterior.

- c) Tableros separados para el mando y para relevadores.

Este tipo de instalaciones, se montan en un tablero fácilmente visible y accesible para el operador los siguientes elementos: dispositivos de mando, el diagrama sinóptico (bus mímico), los indicadores luminosos de posición y aparatos de medición. Los relevadores de protección se montan en tableros separados, colocados en otra sección del edificio para tableros y atrás del frente de tableros de mando, o bien en casetas colocadas en proximidades del equipo de alta tensión. Este tipo de instalación es la más usada en subestaciones de Compañía de Luz y Fuerza.

- d) Tableros tipo mosaico para el mando

El arreglo de tableros tipo mosaico para el mando, es utilizado normalmente en subestaciones operadas a control remoto y donde los relevadores de protección se montan en tableros separados, colocados en otra sección del edificio para tableros o bien en casetas localizadas en las proximidades del equipo de tensión.

El uso de trasductores para medición, relevadores de

interposición y cable telefónico hacen que los dispositivos de mando, el diagrama sinóptico, los indicadores luminosos de posición y los aparatos de medición sean de tamaño reducido, lo cual implica que el tablero de mosaico para mando sea sumamente compacto.

#### 1.3.6 Edificio para tableros

El edificio para tableros tiene por objeto proveer un local cubierto para alojar a todos los tableros de control requeridos para la subestación, al personal operativo y el equipo auxiliar (rectificador, batería, etc.).

Generalmente debe constar de los siguientes elementos:

- a) Un salón para el acomodo de todos los tableros (control, protección, medición, servicio de estación, etc.).
- b) Un cuarto para el banco de baterías
- c) Un cuarto para el equipo cargador de baterías.
- d) Un cuarto para el tablero de hilo piloto y teléfonos.
- e) Una bodega de mantenimiento.
- f) Un baño para el personal de la subestación.

La localización del edificio de tableros es muy importante, pues debe ser tal que permita al operador desde su escritorio, observar la mayor parte de las instalaciones de la subestación.

## CAPITULO 2. TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS

### INTRODUCCION

Consideramos que para la elaboración del estudio de "PROTECCION Y MEDICION DE UNA SUBESTACION 230/23 KV", es importante elaborar un capítulo de los transformadores para instrumento, con la finalidad de conocer sus características principales, y de ese modo, tener un criterio más amplio para su selección.

#### 2.1 GENERALIDADES

##### 2.1.1 Uso

Existe la tendencia de considerar a los transformadores para instrumento, como unos parásitos, pues tomando una tensión o corriente elevada de los circuitos, suministran únicamente una pequeña parte, consumiendo o disipando la mayor parte de la energía eléctrica recibida durante el proceso. Se puede considerar, sin lugar a dudas, que por cada Volt-Ampere (VA) de salida, son los transformadores más costosos que se construyen en la actualidad. De lo anterior, cabe hacer la pregunta: ¿Cuál es su utilidad?

La ventaja que se tiene con la utilización de este tipo de transformadores estriba en que al usarlos, evitamos te

ner que conectar los aparatos para medición o protección directamente a las líneas de alta tensión, lo que nos traería como consecuencia la fabricación de instrumentos más robustos y por lo tanto más costosos, teniendo mayor consumo de energía.

#### 2.1.1 Funciones

La función principal de estos transformadores se puede resumir en dos partes: (1) aislar los circuitos de potencia de alta tensión de los circuitos de medición y control, con el fin de proteger a los aparatos de medición y control, asimismo permitir el empleo de ellos sin peligro para los operadores; (2) hacer posible la medición de altas tensiones, con instrumentos de baja tensión (generalmente 120 V ó 115 V) y elevadas corrientes con aparatos de baja corriente (usualmente 5 A ó 1 A) reduciendo así los valores de tensión y corriente nominales que se pueden encontrar en los Sistemas Eléctricos de Potencia a una base común, logrando con ello la normalización de medidores, relevadores, solenoides y otros dispositivos de control análogos.

#### 2.1.3 Circuito equivalente

El diagrama equivalente de este tipo de transformadores es igual al utilizado para los transformadores de potencia; siendo este mostrado en la figura 2.1.

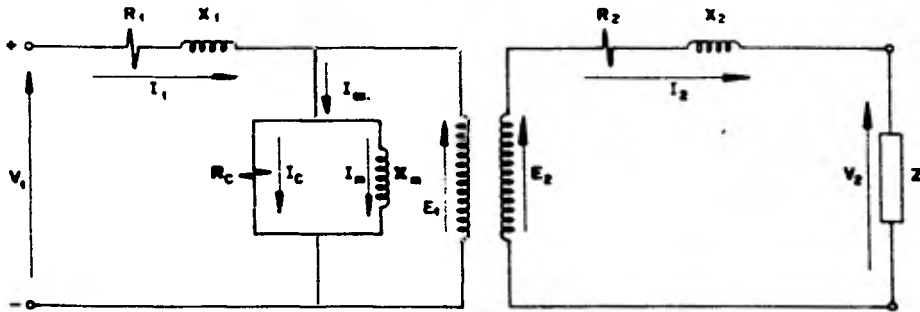


FIG. 2.1.- CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN TRANSFORMADOR PARA INSTRUMENTOS .

donde:

- $V_1$  - Tensión del lado primario
- $I_1$  - Corriente del lado primario
- $R_1$  - Resistencia de fuga del primario
- $X_1$  - Reactancia de fuga del primario
- $I_{ex.}$  - Corriente de excitación
- $I_c$  - Corriente de pérdidas en el núcleo
- $I_m$  - Corriente de magnetización
- $R_c$  - Resistencia del núcleo
- $X_m$  - Reactancia del núcleo
- $E_1$  - Fuerza electromotriz (fem) inducida en el primario.
- $E_2$  - Fuerza electromotriz (fem) en el secundario.

- $I_2$  - Corriente del lado secundario
- $R_2$  - Resistencia de fuga del lado secundario
- $X_2$  - Reactancia de fuga del lado secundario
- $V_2$  - Tensión del lado secundario
- $Z$  - Impedancia de carga del transformador

#### 2.1.4 Tipos

Existen dos tipos de transformadores para instrumentos: Transformadores de Potencial (TP's) y Transformadores de Corriente (TC's). Los primeros como su nombre lo indica son usados para disminuir el potencial del circuito primario a un valor tal que pueda ser usado con los instrumentos de medición y protección (120 ó 115 V); en este tipo de transformadores la tensión secundaria es, dentro de las condiciones normales de operación, prácticamente proporcional a la tensión primaria y con un defasamiento cercano a cero grados, para un sentido apropiado de conexiones. Los segundos son utilizados para transformar la corriente del circuito primario a un valor normalizado de corriente en el secundario (5 ó 1 A). Dependiendo del servicio al que van a estar destinados los TC's, se subdividen en dos grupos, los cuales son: transformadores para medición y transformadores para protección.

En los TC's utilizados para la medición de valores de corriente y potencia, es importante que los errores tanto de



relación de transformación como ángulo de fase, sean lo más pequeño posibles, ya que ambas características afectan las mediciones de potencia. En los TC's que sean usados para la operación de los relevadores en circuitos de protección y control, los errores de ángulo de fase generalmente tienen poca importancia, ya que la operación de los relevadores no es afectada notablemente por tales errores.

#### 2.1.5 Analogías

Para tener una idea clara de los diversos elementos que intervienen en el funcionamiento de los TC's y TP's, creemos útil hacer una analogía entre ambos; como se muestra en la tabla 2.2, observando que cualquier fenómeno que ocurre a un tipo, corresponderá el fenómeno contrario al otro tipo.

TIPO DE TRANSFORMADOR ELEMENTO	TP	TC
Tensión:	Constante	Variable
Corriente:	Variable	Constante
La carga determina a la:	Corriente	Tensión
Causa del error:	Caída de tensión en serie	Corriente derivada en paralelo.
Carga secundaria aumenta cuando:	"Z" disminuye	"Z" aumenta
Conexión del primario a la línea:	en paralelo	en serie
Conexión del secundario a los aparatos:	en paralelo	en serie

Tabla 2.2.- Analogías entre TP's y TC's.

### 2.1.6 Selección

Los factores importantes que determinan la selección de los transformadores para instrumento son las siguientes:

- a) Tipo de instalación
- b) Clase de aislamiento
- c) Potencia
- d) Clase de precisión

#### a) Instalación

Los aparatos pueden ser construidos para ser usados en instalaciones interiores y exteriores (intemperie).

Generalmente, por razones de economía, las instalaciones de baja y media tensión (hasta 25 KV), son diseñadas para servicio interior. Las instalaciones de tipo intemperie son normalmente para tensiones de 34.5 KV. a 400 KV., salvo en los casos donde, por condiciones particulares se hacen instalaciones interiores para tensiones hasta de 230 KV.

#### b) Clase de aislamiento

##### b<sub>1</sub>) Para baja tensión

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

##### b<sub>2</sub>) Para media tensión

Los transformadores utilizados para instalaciones in-

teriores (tensiones de 2.5 KV. a 25 KV.), pueden ser construidos con aislamiento seco (resina sintética) o líquido (aceite); siendo utilizados en la actualidad los de aislamiento seco.

Los aparatos para instalaciones exteriores son generalmente construidos con aislamiento de porcelana-aceite, aunque la tecnología más avanzada esta utilizando aislamiento en seco para este tipo de transformadores.

#### b<sub>3</sub>) Para alta tensión

Los transformadores para instrumento en alta tensión son aislados con papel dieléctrico impregnado en aceite y colocado dentro de un envolvente de porcelana.

#### c) Potencia

La potencia nominal que se debe seleccionar para este tipo de transformadores está en función de la utilización a que se destine el aparato. Examinaremos en lo posterior las potencias que normalmente se utilizan en los TC's y TP's.

#### d) Clases de precisión

La selección de la clase de precisión depende al igual que la potencia, a el uso a que se destinen los transformadores. Independientemente de esto, los aparatos que van a ser conectados a los TC's y TP's, deberán presentar una exactitud similar. Posteriormente entraremos con más detalle en las clases de precisión recomendadas por las normas Internacio-

nales y Nacionales.

## 2.2 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC's)

Como se mencionó anteriormente los TC's tienen por finalidad, transformar elevadas corrientes a valores de corriente que se puedan manejar y registrar cómodamente. Conectados en serie con los circuitos de alimentación, están sujetos a las mismas sobretensiones y sobrecorrientes que ocurran en los sistemas eléctricos, debidas principalmente a cortos circuitos. Por lo anterior, hay que tomar en consideración la capacidad de corto circuito del Sistema y el lugar donde se conectará el TC. A continuación se describen las características que nos ayudarán en la selección y uso de los transformadores de corriente.

### 2.2.1 Temperatura ambiente de operación

Se consideran dos clases de temperatura:

- a) 30°C promedio para un período de 24 horas y con un máximo de 40°C.
- b) 55°C como promedio para el interior de tableros.

La temperatura mínima que deben soportar los TC's tipo exterior es de -25°C y para TC's tipo interior de -5°C.

### 2.2.2 Tensión de Aislamiento y Nivel Básico de Impulso

La tensión de aislamiento y el Nivel Básico de Impulso (NBI) de los TC's deben estar asociados; siendo la tensión

de aislamiento cuando menos igual a la tensión del Sistema donde se utilicen. La tensión nominal de aislamiento depende igualmente de las condiciones especiales de la instalación elegida. En condiciones especiales de servicio como son: temperatura ambiente mayor a la especificada en el párrafo anterior, se deberá prever un TC de un aislamiento superior. Algunas tensiones de aislamiento y NBI utilizados en los TC's pueden observarse en la tabla 2.3.

TENSION DE AISLAMIENTO (KV)	NBI ONDA PLENA (KV de cresta)
0.6	10
1.2	30
2.5	45
5.0	60
8.7	75
15	95
25	150
34.5	200
69	350
115	550
138	650
230	1050
400	1800

Tabla 2.3 Tensiones de Aislamiento y NBI.

### 2.2.3 Instalación

Suponiendo que hemos elegido el tipo de instalación (interior o exterior), conviene examinar que tipo de transformador de corriente será posible utilizar en la misma. La elec

ción de un modelo puede estar influida por elementos particulares, como son: posición de montaje, tipo de conectores (primario y secundario), mantenimiento previsto, etc.

#### 2.2.4 Realización

Los TC's pueden ser construidos con uno ó varios circuitos magnéticos, según las necesidades particulares de su utilización. Los TC's son provistos con un solo circuito magnético, cuando alimentan un solo aparato, teniendo una función bien definida, por ejemplo: medición o protección, o cuando las exigencias de explotación permitan conectar, sobre el mismo circuito magnético, diversos aparatos teniendo funciones diferentes, pero donde las influencias mutuas de ellas no tengan consecuencias, por ejemplo: un ampérmetro indicador y un relevador de sobrecorriente.

Cuando son provistos con núcleos separados, cada circuito magnético alimenta los aparatos que tengan una función definida, por ejemplo: un TC que tenga tres circuitos magnéticos separados, pueden alimentar: el primero, la medición de precisión (facturación); el segundo, una protección diferencial y el tercero, mediciones industriales y relevadores de sobrecorriente.

Un aparato construido con dos ó tres circuitos magnéticos separados, se comporta, teóricamente, como si se tratase de 2 ó 3 aparatos completamente diferentes, ya que solo el em-

bobinado primario es común, los circuitos magnéticos y los embobinados secundarios están completamente separados e independientes.

Cabe hacer notar que, los TC's destinados a ser instalados en subestaciones de alta tensión (intemperie) y subestaciones interiores, con gran capacidad en el sistema de alimentación, son comúnmente construidos con varios núcleos separados.

#### 2.8.5 Corrientes nominales normalizadas para TC's

La corriente nominal de los embobinados primario y secundarios de un TC, son valores que han sido normalizados por instituciones como son: ANSI (American National Standards Institute), ASA (American Standard Association), CCONNIE (Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Industria Eléctrica), etc. Teniendo de esa normalización los siguientes resultados:

##### a) Corriente nominal primaria

Los valores de corriente nominal primaria dados por la norma CCONNIE 2.2-1 son los siguientes:

##### a) Para una simple relación de transformación:

5, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 75, 100, 150, 200,  
250, 300, 400, 500, 600, 800, 1000, 1200, 1500,  
1600, 2000, 2500, 3000, 4000, 5000, 6000, 8000,  
12000 amperes.

b) Para doble relación de transformación:

5 X 10, 10 X 20, 15 X 30, 25 X 50, 50 X 100,  
 75 X 150, 100 X 200, 150 X 300, 200 X 400,  
 300 X 600, 400 X 800, 500 X 1000, 600 X 1200,  
 1000 X 2000, 2000 X 4000 amperes

c) En combinaciones normales de corrientes para transformadores tipo boquilla:

600/500/450/400/300/250/200/150/100/50 amperes.  
 1200/1000/900/800/600/500/400/300/200/100 amperes.  
 2000/1600/1500/1200/1100/800/500/400/300 amperes.  
 3000/2000/1500 amperes.  
 4000/3000/2000 amperes.  
 5000/4000/3000 amperes.

Cabe hacer notar que para una correcta selección de los TC's se tomará el valor normalizado superior a la corriente nominal de instalación. Asimismo, se puede realizar una doble o triple relación primaria por medio de conexiones serie-paralelo del embobinado primario.

b) Corriente nominal secundaria

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



## 2.2.6 Carga secundaria (BURDEN)

La carga externa aplicada a el secundario de un TC es llamada "Burden". Normalmente el "burden" es considerado como el valor en ohms de la impedancia de carga, pero también se puede expresar en volt-amperes a un cierto factor de potencia; siendo los volt-amperes iguales al cuadrado de la corriente del secundario por la impedancia de carga. Por ejemplo: un burden de 0.5 ohm puede ser expresado como 12.5 volt-amperes a 5 amperes de corriente secundaria.

Según la norma ANSI-C.57.13 las cargas se designan con la letra "B" (de Burden) seguida del valor de su impedancia; su equivalencia en volt-amperes y su factor de potencia se muestran en la tabla 2.4

DESIGNACION ANSI DE LA CARGA	CARACTERISTICAS PARA 60 Hz. Y CORRIENTE SECUNDARIA DE 5 A.		IMPEDANCIA OHMS
	VA	FACTOR DE POTENCIA	
B0.1	2.5	0.9	0.1
B0.2	5	0.9	0.2
B0.5	12.5	0.9	0.5
B1.0	25	0.5	1.0
B2.0	50	0.5	2.0
B4.0	100	0.5	4.0
B8.0	200	0.5	8.0

Tabla 2.4 Capacidades nominales para TC's según la norma ANSI-C.57-13.

Para el cálculo del "burden" se debe tomar en consideración el consumo de los aparatos conectados a los TC's, así como las pérdidas en los tramos de cables que interconectan a ambos, para lo cual damos a continuación el consumo en volt-amperes de los principales aparatos (ver tabla 2.5); asimismo, también se muestra en la figura 2.6 las pérdidas (VA) por efecto "Joule" de los cables utilizados normalmente.

APARATOS	MODELO	CONSUMO EN VA. PARA LA CORRIENTE NOMINAL
Wattorímetros		0.5 a 1.5
Wattmetros de tablero.	Inducción	1.5 a 3
	Electrodinámico	4 a 5
Wattmetros registradores.	Inducción	1.5 a 2
	Electrodinámico	6 a 8
Wattmetros portátiles.	Electrodinámico	1 a 4
Wattmetro de laboratorio.		1.5 a 3
Fasómetros		10 a 18
Relevadores	De corriente máxima con atraso independiente.	3 a 10
	Especiales de corriente máxima, con atraso independiente	15 a 25
	De corriente máxima, instantánea.	1 a 10
	Direccional	1.5 a 10
	Diferencial compensado	1.6 a 10
	Diferencial	3 a 12
	Impedancia	0.5 a 12
Distancia	6 a 20	
Reguladores	Según modelo	10 a 150

Tabla 2.5 Consumos propios de los aparatos conectados a los TC's.

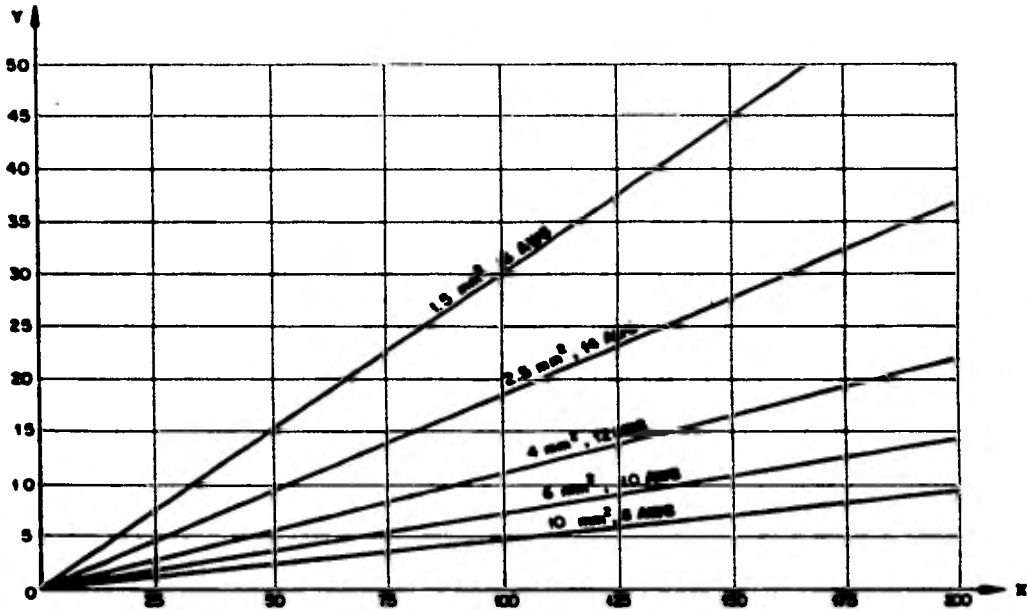


FIG. 2.6.- CONSUMO EN V. A. DE LOS CONDUCTORES.

X.- Longitud total de los cables de conexión en metros (ida y vuelta).

y.- Pérdidas en VA. de los conductores de cobre para corriente de 5 amperes.

NOTA: El calibre de los conductores se da en el sistema internacional ( $\text{mm}^2$ ) y AWG (American Wire Gauge).

### 2.2.7 Potencia nominal

La potencia nominal de los TC's, es la potencia aparente secundaria bajo corriente nominal predeterminada, considerando las determinaciones relativas a los límites de error de corriente y fase. La potencia nominal está indicada generalmente, en la placa de datos del transformador y se expresa en volt-amperes, aunque también puede expresarse en ohms.

Para la correcta elección de la potencia nominal de un TC, se debe hacer la suma de las potencias de todos los aparatos que serán conectados en serie con su devanado secundario y tomar en consideración las pérdidas de los cables de alimentación. Será necesario por lo tanto, tomar el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida en la tabla 2.4.

### 2.2.8 Clases de precisión

#### a) Para medición

Según la norma CCONNIE 2.2-1 la clase de precisión se designa como el máximo error admisible, en por ciento, que el TC pueda introducir en la medición, operando con su corriente nominal primaria, con carga y frecuencia nominal, siempre y cuando al 10% de la corriente nominal primaria, los errores no sean mayores del doble de los límites fijados para el 100%.

Las clases de precisión nominales que han sido normalizadas en México son: 0.3, 0.6 y 1.2

Cada clase de precisión especificada se puede asociar con una o varias cargas nominales. Por ejemplo: 0.3 con B0.1, B0.5, B2.0, B8.0; indica que la precisión 0.3 se garantiza para los cuatro "burden" descritos.

A continuación, daremos las clases de precisión recomendadas, según el aparato que se interconecte a los TC's.

- 0.3 Medidas de laboratorio y alimentación de wathorímetros para alimentadores de gran potencia.
- 0.6 Alimentación de wathorímetros para facturación, en circuitos de distribución, wathorímetros industriales.
- 1.2 Ampérmetros indicadores
  - Ampérmetros registradores
  - Fasómetros indicadores
  - Fasómetros registradores
  - Wathorímetros indicadores
  - Wathorímetros industriales
  - Wathorímetros registradores

b) Para protección.

Las normas CCONNIE indican que la clase de precisión para protección debe ser designada por dos símbolos, una letra y un número. La clasificación usada actualmente para este tipo de precisión, se indica con las letras "C" (calculated) y

"T" (tested) como se muestra en la tabla 2.7, donde se indican también las tensiones secundarias y las cargas correspondientes a cada clase de precisión.

CLASIFICACION		TENSION SECUNDARIA EN VOLTS.	CARGA NORMALIZADA
C	T		
C 10	T 10	10	BO.1
C 20	T 20	20	BO.2
C 50	T 50	50	BO.5
C 100	T 100	100	B1.0
C 200	T 200	200	B2.0
C 400	T 400	400	B4.0
C 800	T 800	800	B8.0

Tabla 2.7 Clases de precisión para protección

La clasificación "C", incluye los TC's tipo toroidal o dona con el devanado secundario uniformemente distribuido, y cualquier otro TC en el cual el flujo de dispersión en el núcleo no tiene efectos apreciables sobre el error de relación. La relación de transformación y el error de los mismos, pueden ser calculados partiendo de las curvas de saturación del TC.

La clasificación "T", incluye a los TC's que tienen los devanados no distribuidos de manera uniforme, y por lo tanto, el flujo de dispersión en el núcleo, tiene un efecto apreciable en el error de relación. La relación de transformación

y su error, son determinados por medio de pruebas.

El número que aparece después de la letra, indica la tensión nominal secundaria que el TC puede suministrar a una carga normalizada (B0.1 a B8.0) a 20 veces la corriente nominal secundaria, sin exceder en 10% el error de relación, para cualquier corriente comprendida entre 1 y 20 veces la corriente nominal secundaria o para cualquier carga menor.

Ejemplo C200: la "C" indica que el error de relación puede ser calculado a partir de las curvas de saturación, y que no debe exceder el 10%; el número 200 implica que en las terminales secundarias del TC, aparecen 200 volts cuando entrega 100 amperes (20 veces la corriente nominal de 5 A) a la carga normalizada B2.0 (2 ohms), de acuerdo con  $V = ZI$ .

#### 2.2.9 Capacidad de los TC's a los corto circuitos.

Por el hecho que los TC's van conectados en serie con las líneas de alimentación, están sujetas a las mismas sobrecorrientes y sobretensiones que las líneas. Estas sobrecorrientes, provocadas por corto circuitos (fallas), no son solamente función de la potencia tomada por el alimentador, sino que dependen también de la potencia del sistema o de la central, y de la impedancia de los circuitos que se encuentran entre las fuentes de energía y el lugar de la falla.

El incremento considerable de las potencias de las subestaciones, ha dado como resultado efectos de corto circuito

de importancia, que es necesario tomarlos en consideración para la selección de los TC's, con objeto de evitar graves interrupciones y accidentes en caso de falla.

La capacidad de corto circuito de los TC's, está determinada por dos corrientes; siendo estas: la corriente nominal de corto circuito Térmica y Dinámica.

a) Corriente nominal Térmica de corto circuito ( $I_t$ )

Es el valor eficaz de la corriente primaria que durante un segundo, el transformador pueda soportar con su secundario en corto circuito, sin que la temperatura en sus devanados exceda de 250°C para la clase de aislamiento 105, y de 350°C para la clase de aislamiento 130.

b) Corriente nominal Dinámica de corto circuito ( $I_d$ )

Es el valor de cresta de la primera amplitud de la componente de corriente alterna que el transformador es capaz de soportar con el secundario en corto circuito, sin sufrir daños mecánicos.

En la práctica el cálculo de las corrientes de corto circuito se efectúa con las fórmulas siguientes:

$$I_t \text{ (KA) ef.} = \frac{\text{Potencia de corto circuito (MVA)}}{\text{Tensión (KV)} \sqrt{3}}$$

$$I_d \text{ cresta} = 1.8 \sqrt{2} I_t = 2.54 I_t$$

Por otro lado, no es siempre posible fabricar TC's con características de corto circuito elevadas, debido a las



limitaciones de espacio en las subestaciones, sobre todo, cuando las potencias y clases de precisión son importantes.

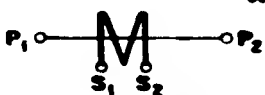
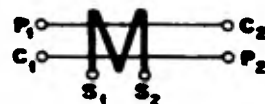

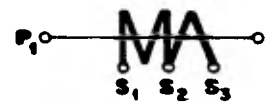
#### 2.8.10 Precaución que se debe tener en el uso de TC's.

Como se mencionó anteriormente, la corriente secundaria del TC depende, de manera primordial, de la corriente primaria, y es aproximadamente independiente de la impedancia de los instrumentos conectados al secundario. La corriente primaria fluye sin depender de que el circuito esté abierto o cerrado; ésta se determina completamente por la corriente de línea. Si el circuito secundario está abierto, no puede fluir corriente, y no habrá fuerza electromotriz de oposición proporcionada por la corriente secundaria. El resultado será, entonces, que la corriente primaria es una corriente magnetizante totalmente, teniéndose como resultado una densidad de flujo elevada y una tensión inducida elevada en el secundario, lo mismo que una caída por impedancia elevada a través del primario. La tensión puede ser suficiente para dañar el aislamiento secundario, o bien para golpear severamente al operador que entre en contacto con las terminales secundarias. Por lo tanto, es muy importante que el secundario de los TC's se ponga en corto circuito cuando no haya instrumentos conectados a éste.

#### 2.2.11 Símbolos utilizados para los TC's

Es común encontrarse en los diagramas de protección

y medición transformadores de corriente que cuentan con más de un devanado primario y/o secundario y/o derivaciones, debiéndose identificar unos de otros. Para esto contamos con símbolos normalizados por las normas CONNIE, los cuales se muestran a continuación:

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	EJEMPLO
: (dos puntos)	Relación entre corriente primaria y secundaria.	<p style="text-align: right;">600:5A</p> 
X (por)	Corrientes nominales de un TC con un devanado en 2 ó más secciones para conexión múltiple.	<p style="text-align: right;">100:200:5A</p> 
// (doble diagonal)	Separa dos devanados secundarios con núcleos independientes.	<p style="text-align: right;">400:5/5A</p> 
/ (diagonal)	Distintas relaciones de transformación obtenidas por tomas en el devanado secundario.	<p style="text-align: right;">600/500:5A</p> 

### 2.2.12 Datos necesarios para especificaciones

Como se ha visto en los párrafos anteriores, para la selección de los TC's, es necesario que cumplan con una serie de requisitos para obtener un correcto funcionamiento. A con-

tinuación daremos en forma de lista, los datos que se necesitan dar al fabricante para que éste pueda proporcionar un TC que efectúe un adecuado funcionamiento y además cumpla con su misión.

- |   |  |
|---|--|
| a) Tipo de servicio:  | Interior o exterior  |
| b) Relación(es) <u>nomi</u><br>nales) de trans-<br>formación: | Corriente(es) nominal(es)<br>primaria(s) a corriente(es)<br>nominal(es) secundaria(s)  |
| c) Frecuencia nominal:  | Hz.  |
| d) Tensión de <u>aisla-</u><br>miento.                        | KV   |
| e) Clase de precisión:  | Asociada(s) a su(s) car-<br>ga(s) nominal(es) de pre-<br>cisión indicando si hay<br>varios circuitos magnéti-<br>cos secundarios, <u>especifi</u><br>car a cual corresponde. |
| f) Corriente nominal<br>de corto circuito<br>térmica:         | KA. (durante 1 seg.)   |
| g) Corriente nominal<br>de corto circuito<br>dinámica:        | KA. cresta   |

## 2.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP's)

Recordando la definición de un TP, podemos decir que es un transformador diseñado para suministrar la tensión adecuada a los instrumentos de medición, protección o ambos, en el cual la tensión secundaria, en las condiciones normales de uso, es proporcional a la tensión primaria, defasada respecto a ella un ángulo cercano a cero.

En seguida haremos una descripción de las características que nos ayudarán a seleccionar de manera adecuada los transformadores de potencial.

### 2.3.1 Temperatura ambiente de operación.

Igual que los TC's se consideran dos clases de temperatura ambiente:

- a) 30°C promedio para un período de 24 horas y con un máximo de 40°C.
- b) 55°C como promedio para el interior de tableros.

### 2.3.2 Tensión de Aislamiento y Nivel Básico de Impulso.

La tensión nominal de aislamiento y el nivel básico de impulso (NBI), normalmente van asociados; se escoge generalmente la tensión nominal de aislamiento en KV superior, y más próxima a la tensión de servicio del sistema donde se deseen utilizar los TP's. Las tensiones de aislamiento y el NBI se pueden ver en la tabla 2.3 del inciso 2.8.2.

### 2.3.3 Tensión nominal primaria (Vp)

Los valores para la tensión nominal primaria dados por la norma CCONNIE 2.2-4 son los siguientes:

208/120, 416/140, 520/300, 832/480 , 1040/600,

4160/2400, 7280/4200, 8320/4800, 12740/7200,

14560/8400 volts.

25/14.4, 34.5/20.1, 46/27.6, 69/40.2, 92/55.2 KV

115/69, 138/80.5, 161/92, 196/115, 230/138 KV.

287/172.5, 345/207 KV.

### 2.3.4 Tensión nominal secundaria (Vs)

La tensión nominal secundaria, según ANSI, es de 120 volts para los transformadores de tensión de aislamiento hasta 25 KV., y de 115 volts para aquellos de 34.5 KV o más.

En transformadores conectados entre fase y tierra, es normal también una tensión secundaria de 115/1.73 v.

### 2.3.5 Conexiones

Los TP's pueden ir conectados ya sea entre fases, o bien, entre fase y tierra. La conexión entre fase y tierra se emplea con grupos de tres transformadores monofásicos conectados en estrella, tomando en consideración las siguientes alternativas:

- a) Cuando se trata de subestaciones con tensiones de 45 KV o superior.

- b) Cuando se desea medir la tensión y la potencia de cada una de las fases por separado.
- c) Para alimentar algún indicador de tierra.
- d) Cuando el número de VA., suministrado por dos TP's es insuficiente.

### 2.3.6 Carga nominal

Los valores, las designaciones y las características de las cargas nominales, según las normas ANSI, se pueden observar en la tabla 2.8

CARGAS NORMALES			CARACTERISTICAS EN BASE A 120 V y 60 Hz.		
Designación	VA.	f. p.	Resistencia ohms.	Inductancia henrys	Impedancia ohms.
W	12.5	0.1	115.2	3.042	1152
X	25	0.7	403.2	1.092	576
Y	75	0.85	163.2	0.268	192
Z	200	0.85	61.2	0.101	72
ZZ	400	0.85	30.6	0.0554	36

Tabla 2.8 Cargas nominales para TP's según las normas  
ANSI-C.57-13

### 2.3.7 Potencia nominal

Para escoger la potencia nominal de un TP, se hace la suma de las potencias nominales de todos los aparatos conectados al secundario. Tomando también en cuenta, las pérdidas por efec

to "Joule" en las líneas que interconectan a ambos (ver figura 2.6). A continuación, en la tabla 2.9, damos el consumo en volt-amperes de los aparatos usualmente conectados a los TP's.

APARATOS	CONSUMO EN VA.		
Vóltmetros Indicadores Registradores	3.5 15	a a	15 25
Wattmetros Indicadores Registradores	6 5	a a	10 12
Medidores de fase Indicadores Registradores	7 15	a a	20 20
Watthorímetros	3	a	15
Frecuenciómetros Indicadores Registradores	1 7	a a	15 15
Relevadores de tensión	10	a	15
Relevadores selectivos	2	a	10
Relevadores direccionales	25	a	40
Sincronoscopios	6	a	25
Reguladores de tensión	30	a	250

Tabla 2.9 Consumos propios de los aparatos alimentadores por TP's

### 2.3.8 Clases de precisión

Según la norma CCONNIE 2.2-4, la clase de precisión para los TP's, se designa por el máximo error admisible expresado en por ciento, que el transformador puede introducir en la medición de potencia, operando con su tensión nominal primaria y a frecuencia nominal.

Las clases de precisión que han sido normalizadas en México, son: 0.3, 0.6 y 1.2

Cada clase de precisión especificada se puede asociar con una o varias cargas nominales, por ejemplo: 0.6 Z, ZZ; implica la precisión 0.6 se garantiza para 200 y 400 VA.

Un mismo devanado puede tener varias clases de precisión según la carga que se le asocie. En los TP's que tengan 2 devanados secundarios o un secundario con derivaciones se debe asignar la clase de precisión para cada devanado o derivación.

A continuación, damos las clases de precisión que recomiendan los fabricantes, según el aparato que se conecte a los TP's.

0.3 Mediciones en laboratorios, alimentación de integradores (wathorímetros) para sistemas de gran potencia.

0.6 Instrumentos de medición e integradores (wathorímetros).



## 1.2 Vóltmetros de tableros

Vóltmetros registradores

Wattmetros de tableros

Watthorímetros

Frecuenciómetros de tablero

Sincronoscopios

Reguladores de tensión

Relevadores de protección, etc.

## 2.3.9 Datos necesarios para especificaciones

Para efectuar un pedido, deben proporcionarse los siguientes datos al fabricante:

- |                                |   |
|--------------------------------|---|
| a) Tipo de servicio            | Interior o exterior   |
| b) Tensión nominal primaria:   | Volts   |
| c) Tensión nominal secundaria: | Volts   |
| d) Frecuencia nominal:         | Hz.   |
| e) Clases de precisión:        | Asociada(s) a su(s)<br>carga(s) nominal(es)<br>precisión para cada<br>secundario o deriva-<br>ción. |
| f) Tensión de aislamiento:     | KV.   |
| g) Nivel básico de impulso:    | KV. cresta  |
| h) Potencia máxima:            | V.A. (que pueda lle-  |

var en permanencia el  
TP sin sobrepasar los  
aumentos de temperatu  
ra especificados).

### CAPITULO 3.- PROTECCION Y TEORIA DE LOS RELEVADORES

#### 3.1 GENERALIDADES

##### 3.1.1 Definición de protección

Un sistema eléctrico sirve para proveer a la humanidad de energía eléctrica, la cual, a través de un grupo de aparatos y dispositivos se puede convertir en: movimiento, luz, calor, etc.; indispensables en la vida moderna.

Como el sistema eléctrico está formado por partes creadas por el hombre, estará sujeto a regímenes anormales, los cuales generalmente causan alteración de los valores de corriente, tensión y frecuencia, fuera de los límites permitidos, dando posibilidad a fallas o la pérdida de estabilidad en el sistema.

Podemos definir a la protección como el conjunto de aparatos y elementos puestos al servicio de un sistema eléctrico, cuya finalidad es vigilar que se cumpla adecuadamente el propósito para el cual fué creado.

##### 3.1.2 Diferentes formas de protección

- a) Con pararrayos
- b) Con hilo de guarda
- c) Con fusibles
- d) Con relevadores

Todas las formas de protección tienen por objeto evitar fallas o disminuir los efectos causados por éstas, poniendo fuera de servicio los elementos del sistema donde ha ocurrido la falla.

a) **Protección con pararrayos**

La elección correcta de parrayos en sistemas eléctricos, disminuirán los efectos de sobretensiones producidas en los conductores por descargas atmosféricas o la operación de interruptores, canalizando sus efectos a tierra. (Ver capítulo 1, párrafo 1.3.1).

b) **Protección con hilo de guarda**

Los hilos de guarda son un método para proteger a la subestación contra posibles descargas atmosféricas; esta protección se lleva a cabo mediante cable de acero galvanizado colocado sobre la parte más elevada de las estructuras que se encuentran en la subestación.

c) **Protección con fusibles**

Los fusibles ordinariamente contienen un elemento de zinc, o una aleación de alambres con bajo punto de fusión; este elemento se funde al ocurrir una falla, aislando así dicha falla y evitando que prospere y pueda ocasionar daños mayores.

En general los fusibles son usados como dispositivos de protección en baja tensión, usualmente en un rango de 0-600 A y dentro de 250 y 600 V. También existen fusibles que son usados en alta tensión, para aplicaciones especiales.

#### d) Protección con relevadores

La función de los relevadores de protección, en un sistema eléctrico de potencia, es detectar rápidamente un disturbio e iniciar la acción con el fin de aislar las partes dañadas o en peligro, lo cual permite al resto del sistema, mantener un alto grado de continuidad en el servicio. Los relevadores solo detectan la falla y envían una orden al interruptor para que la aisle, ya que éste no posee los medios necesarios para determinar cuando debe cerrarse o abrirse para proteger el equipo de la subestación; por esta razón un interruptor sin relevadores, solamente es un dispositivo para abrir o cerrar bajo carga.

En nuestro caso, el sistema de protección por relevadores es el más importante; por tal motivo se hará un análisis más profundo de este tipo de protección.

### 3.2 PROTECCION POR RELEVADORES

#### Introducción

Las características de un sistema eléctrico son: tensión, corriente, frecuencia, fase, polaridad, factor de poten-

cia, etc., las cuales se alteran al suceder una falla en el sistema.

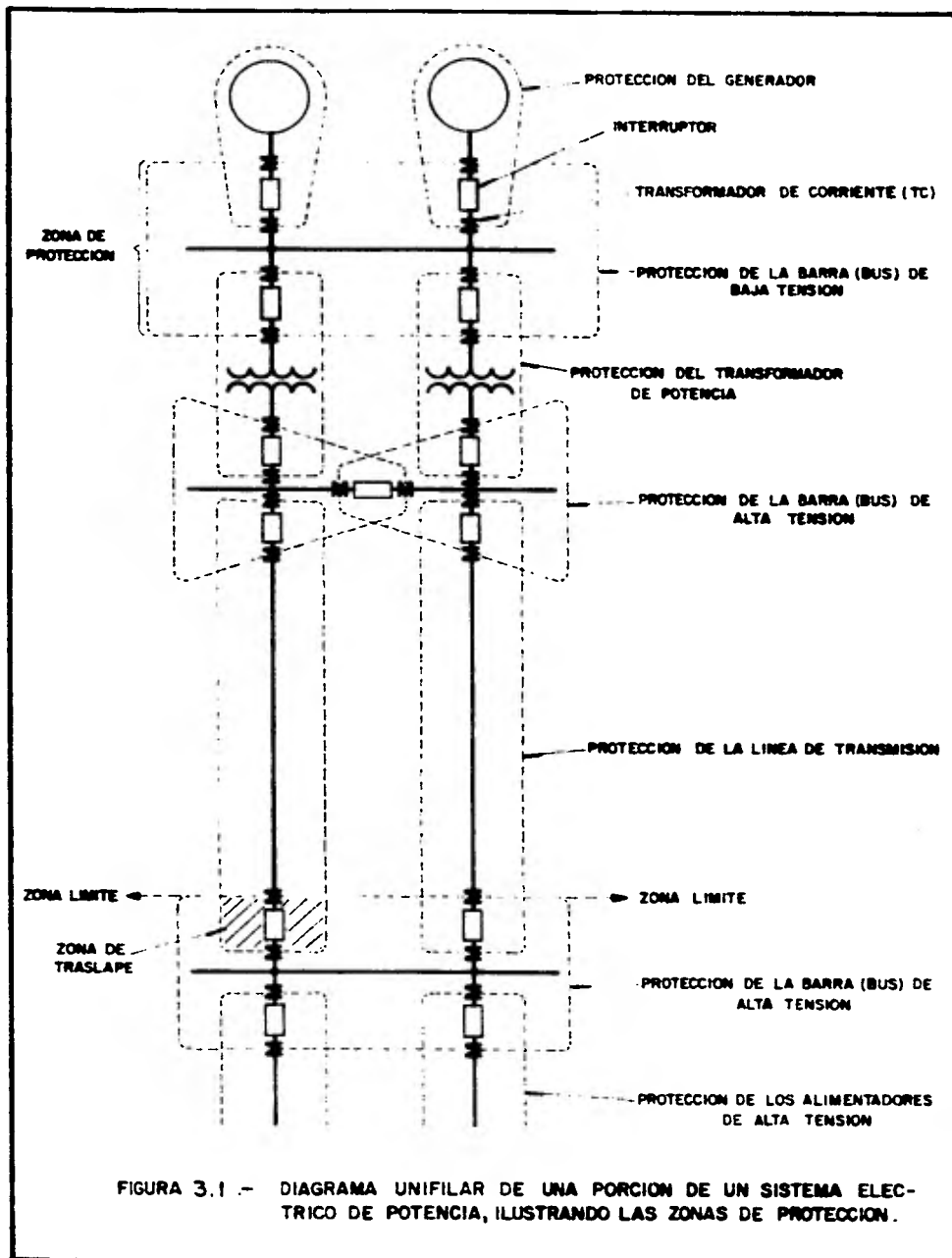
Los relevadores detectan una o varias de estas características y están diseñados para mantenerse inactivos mientras éstas no varían, pero al ocurrir una falla, el relevador selecciona la característica del sistema que le conviene y actúa sobre otro sistema, ya sea abriendo o cerrando algún contacto que pertenezca al circuito de apertura o cierre del interruptor adecuado para aislar la parte del sistema donde ha ocurrido la falla; así por ejemplo, un relevador de sobrecorriente actúa sobre un contacto del circuito de disparo del interruptor conectado a la línea, cuando las condiciones de corriente de esta línea son superiores a ciertos valores predeterminados.

### 3.2.2 Principios fundamentales

#### 3.2.2.1 Zonas de Protección

Podemos decir que una zona de protección es aquella parte del sistema de potencia, que está enmarcada por una cierta protección determinada, como se muestra en la figura 3.1. Cuando una falla ocurre dentro de una zona de protección, originará el disparo de los interruptores comprendidos dentro de esta zona.

Definiremos "zona límite" o "zona frontera" como el punto de unión de la zona de protección con el resto del siste-



ma de potencia, la cual normalmente está limitada físicamente por los transformadores de corriente (TC's) colocados en ambos lados de los interruptores (Ver figura 3.1).

"Zona de traslape" es el espacio comprendido entre dos zonas frontera (generalmente donde se encuentra un interruptor, Ver figura 3.1); esta "zona de traslape" deberá de tomarse en consideración en el diseño de sistemas de protección para que no existan "puntos ciegos" (Zonas desprotegidas), y sean disparados los interruptores mínimos necesarios para desconectar del sistema el elemento donde ocurre la falla. Si se presenta una falla en la "zona de traslape" deberán dispararse los interruptores comprendidos en las dos zonas de protección.

#### 3.2.2.2 Protección primaria y de respaldo

La protección primaria es la primera defensa que toma la iniciativa para librar una falla en un sistema eléctrico, es rápida y selectiva; está diseñada para desconectar la mínima porción del sistema, separando solamente el elemento que ha fallado, ya que los interruptores están normalmente localizados en las interconexiones de los distintos elementos del sistema, como se observa en la figura 3.1.

La protección de respaldo se puede considerar como la segunda línea de defensa que actuará si la protección primaria no ha operado por alguna de las siguientes razones:



- a) Falla de los transformadores para instrumento (TC's o TP's).
- b) Falla de los circuitos de alimentación de los relevadores.
- c) Falla de la alimentación de disparo (corriente directa).
- d) Falla de los relevadores de protección.
- e) Falla del circuito de disparo o del mecanismo de operación.

La protección de respaldo es más lenta y generalmente menos selectiva que la protección primaria; puede desconectar una porción mayor del sistema donde se ha localizado la falla, minimizando el daño que pudiera ocasionar el resto del conjunto.

Existen dos formas de protección de respaldo: remota y local. Las cuales estarán disponibles para operar cuando la protección primaria falle. Es evidente que deberá existir un tiempo suficiente de retraso entre la protección primaria y la de respaldo (local y remota), asegurando el disparo del mínimo número de interruptores.

Concluyendo, la mejor forma de tener una confiable protección de respaldo (local y remota), para cualquier sistema de potencia, es cuando las alimentaciones de corriente alterna y directa estén completamente separadas de la protección primaria.

### 3.2.3 Características funcionales

Es conveniente para lograr un eficiente diseño de la protección por relevadores, tomar en cuenta como directrices 6 principios básicos a saber:

- a) Selectividad
- b) Sensibilidad
- c) Velocidad
- d) Confiabilidad
- e) Simplicidad
- f) Economía

#### a) Selectividad

La protección por relevadores debe ser capaz de seleccionar aquellas condiciones en que debe operar y en las que no debe hacerlo, así como las condiciones de operación rápida o retardada, de manera que no exista la desconexión innecesaria de los elementos del sistema.

#### b) Sensibilidad

La protección deberá ser lo suficientemente sensible para operar en forma segura cuando sea necesario, aún bajo condiciones mínimas de falla dentro de su zona de protección, y, permanecer estable bajo fallas fuera de su zona de protección.

## c) Velocidad

La protección debe operar en tiempos muy cortos (0.008 a 0.017 segundos en condiciones favorables y de 0.033 a 0.05 segundos en condiciones desfavorables) para eliminar fallas que dañen al equipo o hagan que las máquinas salgan de sincronismo, conservando así la estabilidad del sistema. Sin embargo, la velocidad dependerá de la magnitud de la falla y estará ligada a la selectividad con el fin de no causar interrupción innecesaria en el conjunto.

## d) Confiabilidad

Existen protecciones que operan con muy poca frecuencia (en ocasiones una sola vez al año) en cambio, otras protecciones lo hacen frecuentemente, sin embargo deben ofrecer un máximo de confiabilidad en el momento que se requiera su operación. Esto es posible si el sistema de protección está diseñado para poder proporcionarle un mantenimiento adecuado y periódico, sin perturbar el alambrado, para lo cual, el equipo de protección deberá estar provisto con terminales de prueba.

## e) Simplicidad

Los esquemas de protección por relevadores deben ser diseñados con el equipo y circuitos de interconexiones mínimas necesarios.

## f) Economía

¡Se debe tener la máxima protección al mínimo costo!

Por último podemos decir que; obtener el máximo de cada uno de los seis principios básicos establecidos anteriormente para un sistema de protección por relevadores, prácticamente no es posible, sin embargo, debe tratar de lograrse una combinación óptima de todos ellos, tanto de manera general en el sistema como particular de cada equipo o aplicación, comparando riesgos, y en base a esto garantizar la seguridad y flexibilidad adecuada al sistema de potencia. Este hecho hace que la protección por relevadores resulte ser de criterios más que una ciencia exacta.

### 3.3 PRINCIPIO DE OPERACION DE LOS RELEVADORES

Un relevador de protección es un dispositivo, que al ser energizado por una señal adecuada (corriente, voltaje, frecuencia, potencia, presión, temperatura, flujo, vibración, etc) responde a la magnitud o relación de dicha señal, para indicar o aislar una condición de operación anormal en el sistema. Básicamente, el relevador de protección consiste de un elemento de operación (bobina) y uno o más contactos, como se muestra en el diagrama de bloques de la figura 3.2. El elemento de operación toma la información de la señal, realizando una operación de medición, y trasladando el resultado hacia los contactos.

Cuando estos actúan, envían una señal de aviso o completan el circuito de disparo de un interruptor, el cual aísla la parte del sistema que ha fallado, interrumpiendo el flujo de energía eléctrica.

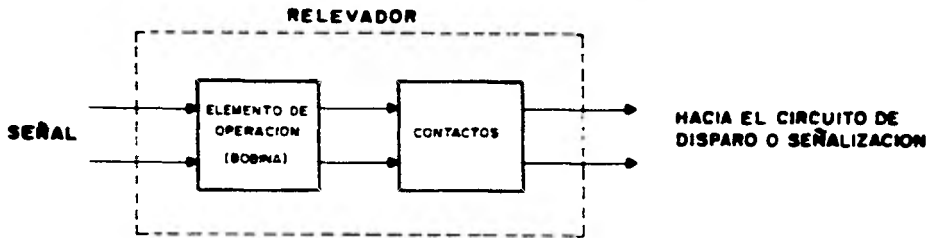
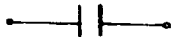


FIG. 3.2. DIAGRAMA DE BLOQUES DEL FUNCIONAMIENTO DE UN RELEVADOR

Los contactos del relevador asumen una posición determinada cuando el relevador se encuentra desenergizado; si la posición es de abierto el contacto será del tipo "normalmente abierto", si es cerrado el contacto será del tipo "normalmente cerrado". Estos tipos de contactos cuentan con una designación y símbolo, ya normalizados internacionalmente; siendo estos los siguientes:



Simbolo  
"a"  
designación

Contacto normalmente abierto.- Es un contacto abierto que cierra cuando el elemento de operación se energiza o pasa de la posición de abierto a la posición de cerrado.



Simbolo  
"b"  
designación

Contacto normalmente cerrado.- Es un contacto cerrado que abre cuando el elemento de operación se energiza o pasa de la posición de cerrado a la posición de abierto.

Cuando un relevador de protección funciona para abrir un contacto "b" o cerrar un contacto "a" se dice que el relevador opera; al valor mínimo de la señal que origina tal funcionamiento se le conoce como valor mínimo de operación (pick up). Cuando los contactos "a" o "b" regresan a su posición normal después de haber operado, se dice que el relevador se repuso; esta reposición puede ser manual, automática o eléctrica según el tipo de relevador.

Usualmente los relevadores están provistos de indicadores visuales o banderas coloreadas, que aparecen para mostrar que éste ha operado. Estos indicadores son operados por bobinas o contactos auxiliares.

### 3.3.1 Tipos de Relevadores

Los relevadores utilizados en los sistemas eléctricos de potencia los podemos dividir en 4 grupos, siendo estos:

- a) de protección
- b) auxiliares
- c) reguladores
- d) verificadores

a) Relevadores de protección

La función de estos relevadores es detectar fallas u otro tipo de condiciones indeseables y enviar una señal de alarma para permitir una apropiada desconexión del equipo donde ha ocurrido la falla.

b) Relevadores auxiliares

Los relevadores auxiliares actúan como respaldo, para asistir en el desarrollo de sus funciones a los relevadores de protección. El uso de relevadores auxiliares como respaldo de los de protección, se puede resumir en lo siguiente: energizan los circuitos de control múltiple, proporcionan la capacidad de los contactos para circuitos de control que necesiten corrientes de mayor intensidad que las que puedan manejarse con seguridad, dan cierta flexibilidad en los arreglos de los contactos.

c) Relevadores reguladores

Su función es detectar la variación no deseada de la cantidad medida y restaurarla dentro de los límites establecidos con anterioridad.

## d) Relevadores verificadores

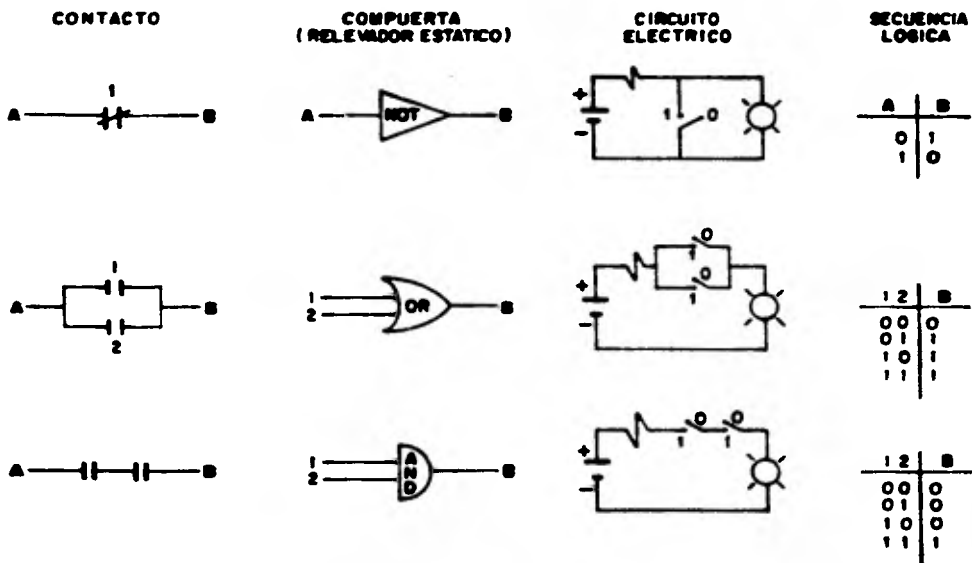
Son aquellos que tienen como finalidad verificar las condiciones del sistema de fuerza con respecto a límites prescritos, indicando operaciones automáticas o permitiéndolas.

## 3.3.2 Clasificación de los Relevadores

Existen dos clases de relevadores, los cuales son: relevadores estáticos y relevadores electromecánicos.

## 3.3.2.1 Relevadores estáticos

Los relevadores estáticos o de estado sólido siguen los principios de los circuitos lógicos, teniendo así, para diversos arreglos de contactos las siguientes compuertas:





A continuación mencionaremos algunas ventajas de los relevadores estáticos:

**Tamaño compacto.-** Son elementos ligeros y debido a sus pequeñas dimensiones permiten ser colocados en espacios reducidos.

**Sin partes móviles.-** Los relevadores estáticos no cuentan con bobinas, contactos o alguna parte móvil que pueda sufrir desgaste y por consiguiente fallar; debido a lo cual su vida es independiente del número de operaciones y se pueden considerar como relevadores confiables y seguros.

**Simplicidad.-** No es necesario conocer a fondo la teoría de los dispositivos semiconductores para aplicarlos, instalarlos y mantenerlos en operación.

**Velocidad de operación.-** Proporcionan respuestas extremadamente rápidas (0.004 seg.), cumple fácilmente con los requerimientos de las máquinas más avanzadas.

Actualmente el uso de los relevadores estáticos va en aumento, aunque en México no se ha generalizado; predominando los relevadores electromecánicos; por lo que en este capítulo haremos un resumen más detallado de estos últimos.

### 3.3.2.2 Relevadores electromecánicos

Para los relevadores electromecánicos existen dos principios fundamentales de operación; siendo estos: de atracción e inducción.

a) Relevadores de atracción electromagnética.

El principio de funcionamiento de estos relevadores es la fuerza de atracción ejercida sobre un elemento móvil por una estructura actuante, ya sea del tipo solenoide o de armadura atraída por un electroimán (Fig. 3.3 a y 3.3 b).

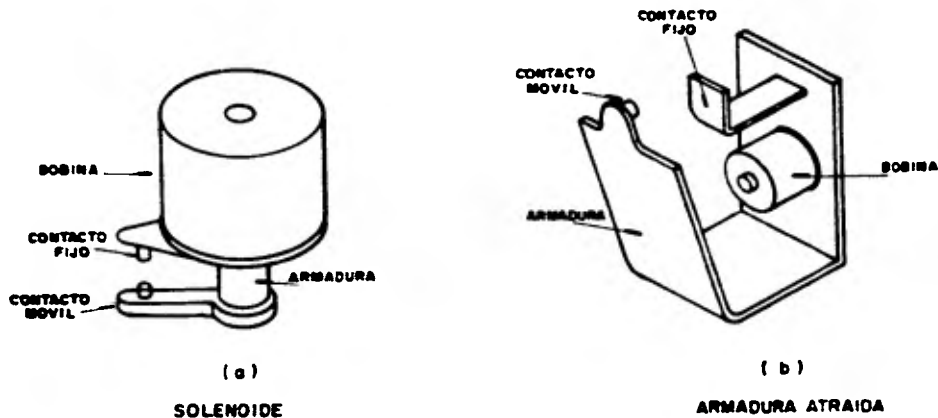


FIG. 3.3. RELEVADORES DE ATRACCION ELECTROMAGNETICA

La corriente al circular por el devanado de la bobina crea una fuerza de magnetización ( $F_a$ ) y consecuentemente un flujo magnético ( $\phi$ ) a través del núcleo del entrehierro y del elemento móvil, este último se magnetiza y es atraído hacia el polo del electroimán, uniéndose los contactos fijo y móvil.

La fuerza de atracción, es proporcional al cuadrado del flujo ( $\phi$ ) en el entrehierro, teniendo entonces:

$$F_a = K\phi^2 \dots 3.1$$

Por definición la fuerza magnetomotriz será:

$$F_m = NI \dots 3.2$$

donde:

$F_m$  = Fuerza magnetomotriz.

$N$  = Número de vueltas del alambre de la bobina.

$I$  = Corriente de la bobina.

Definiendo ahora la Reluctancia ( $R_m$ ) como la oposición en un circuito magnético al establecimiento del flujo ( $\phi$ ), tendremos la siguiente ecuación:

$$R_m = \frac{F_a}{\phi} \dots 3.3$$

entonces,

$$\phi = \frac{F_a}{R_m} \dots 3.4$$

como  $F_a = NI$  se tendrá:

$$\phi = \frac{IN}{R_m} \dots 3.5$$

substituyendo la igualdad 3.5 en 3.1 obtenemos:

$$F_a = K \left( \frac{IN}{R_m} \right)^2 \dots 3.6$$

considerando que  $\left( \frac{N}{R_m} \right)^2$  es constante se tendrá:

$$F_a = K_1 I^2 \dots 3.7$$

donde  $K_1$  es una constante de proporcionalidad.

De la ecuación 3.7 se puede asegurar que la fuerza magnetomotriz ( $F_a$ ) depende del cuadrado de la corriente ( $I$ ), entonces el signo de la corriente no tiene importancia en estos relevadores y se puede utilizar con corriente directa (C.D.) o con corriente alterna. Cuando se emplea C.A. la fuerza de atracción no es constante, ya que cada medio ciclo tenderá el relevador o desenergizarse, causando vibración, chisporroteo y fatiga en el mecanismo.

Este tipo de relevadores son del tipo instantáneo, respondiendo únicamente a una sola magnitud de influencia.

b) Relevadores de inducción electromagnética.

Los relevadores del tipo de inducción son ampliamente utilizados para propósitos de protección con relevadores que incluyen magnitudes de corriente alterna.

Principio de Inducción.- Supongamos que un disco de material no magnético, conductor de corriente eléctrica, generalmente de aluminio, es cortado perpendicularmente por dos flujos magnéticos variables  $\psi_1$  y  $\psi_2$  como se muestra en la figura 3.4.

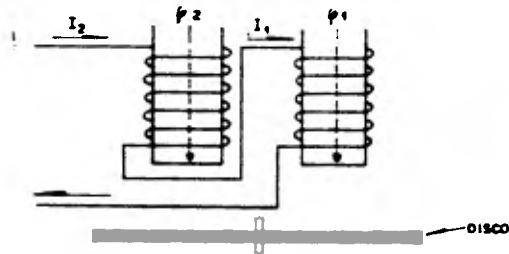


FIG. 3.4

Los flujos variables  $\phi_1$  y  $\phi_2$  defasados un cierto ángulo  $\theta$ , inciden en el disco que se encuentra en reposo, induciendo fuerzas electromotrices ( $e_1$  y  $e_2$ ) debido a la variación de los mismos (Ver figura 3.5), estas fuerzas electromotrices producen corrientes circulantes en el disco ( $i\phi_1$  e  $i\phi_2$ ). La interacción de los flujos con las corrientes inducidas en el disco (Ver figura 3.6). Dicho par puede ser de operación o de retención, según sea el sentido de giro del disco.

El flujo  $\phi_r$ , si se considera producido por una fuente de corriente alterna, tendremos:

$$\phi_1 = \phi_1 \text{sen } \omega t \dots 3.8$$

asimismo:

$$\phi_2 = \phi_2 \text{sen } (\omega t + \theta) \dots 3.9$$

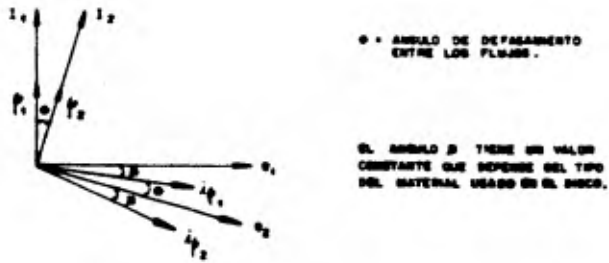


FIG. 3.5.- DIAGRAMA VECTORIAL DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PARAMETROS.

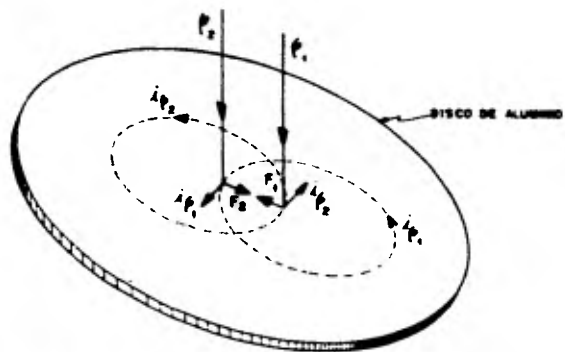


FIG. 3.6

Siendo  $\theta$  el ángulo de fase entre los dos flujos  $\Psi_1$  y  $\Psi_2$ . Para evitarnos el considerar por lo pronto la autoinducción de las corrientes creadas en la placa y también el ángulo de fase de estas con respecto a sus fuerzas electromotrices las tomamos como despreciables, se puede establecer que las corrientes son proporcionales a las derivadas del flujo con respecto al tiempo, según las expresiones siguientes:

$$i_{\Psi_1} \propto \frac{d\Psi_1}{dt} \propto \vartheta_1 \cos \omega t \quad \dots \quad 3.10$$

$$i_{\Psi_2} \propto \frac{d\Psi_2}{dt} \propto \vartheta_2 \cos (\omega t + \theta) \quad \dots \quad 3.11$$

Como se ve en la figura 3.6 las fuerzas  $F_1$  y  $F_2$  se encuentran en oposición y la resultante será la diferencia de ellas.

$$F = (F_2 - F_1) \propto (\varphi_2 i_{\Psi_1} - \varphi_1 i_{\Psi_2}) \quad \dots \quad 3.12$$

Substituyendo los valores de  $i_{\Psi_1}$  e  $i_{\Psi_2}$  en la igualdad anterior tenemos:

$$F \propto \varphi_2 \vartheta_1 \cos \omega t - \varphi_1 \vartheta_2 \cos (\omega t + \theta) \quad \dots \quad 3.13$$

A su vez, substituyendo los valores de  $\varphi_1$  y  $\varphi_2$  tenemos:

$$F \propto \vartheta_2 \sin (\omega t + \theta) \vartheta_1 \cos \omega t - \vartheta_1 \sin \omega t \vartheta_2 \cos (\omega t + \theta) \quad \dots \quad 3.14$$

Sacando a  $\phi_1$  y  $\phi_2$  como factor común:

$$F \propto \phi_1 \phi_2 \left[ \sin (wt + \theta) \cos wt - \sin wt \cos (wt + \theta) \right]$$

La expresión dentro del paréntesis equivale a:

$$\sin (wt + \theta - wt) = \sin \theta$$

Lo cual se reduce a:

$$F \propto \phi_1 \phi_2 \sin \theta$$

$$F = K \phi_1 \phi_2 \sin \theta \dots\dots 3.15$$

De la ecuación anterior podemos concluir lo siguiente: para que se produzca la fuerza que tenderá a hacer girar al rotor, necesariamente debe haber dos flujos, y además encontrarse defasado uno respecto del otro. El par máximo se produce cuando el defasamiento de los flujos es de  $90^\circ$  (caso ideal), si no hay defasamiento entre ellos  $\theta = 0^\circ$  y no habrá par de operación.

### 3.3.3 Tipos de estructuras empleadas en los relevadores de inducción electromagnética.

Los relevadores que reciben magnitudes de influencia de C.A. están formados por una o más de los siguientes tipos de estructura actuante:

- a) Polo Sombreado
- b) Watthorímetro
- c) Anillo doble de inducción, y tambor o copa de inducción.



d) Anillo sencillo de inducción.

a) Estructura de polo sombreado

La estructura de polo sombreado es accionada por corriente que fluye por una sola bobina en una estructura magnética que contiene un entrehierro. El flujo del entrehierro producido por esta corriente se encuentra dividido en dos componentes fuera de fase por el llamado anillo de sombra, generalmente de cobre, que rodea parte de la cara de cada polo en el entrehierro (Fig. 3.7).

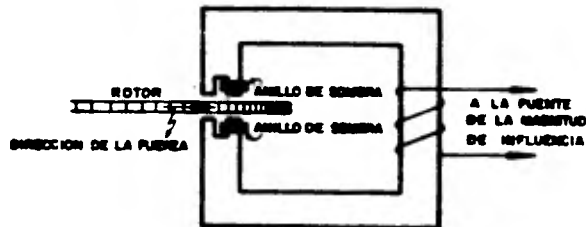


FIG. 3.7.- ESTRUCTURA DE POLO SOMBREADO

El rotor es un disco de cobre o aluminio, fijado por un pivote para girar el entrehierro entre los polos. El ángulo de fase entre los flujos que atraviesan el disco está fi-

jado por diseño y, por lo tanto, no entra en consideraciones de aplicación.

Los anillos de sombra pueden ser reemplazados por bobinas, si se desea el control del funcionamiento de un relevador de polo sombreado. Si las bobinas de sombra están en corto circuito por el contacto de algún otro relevador se producirá el par; pero si las bobinas están en circuito abierto, no se producirá par debido a que no habrá división de fase del flujo.

#### b) Estructura de Watthorímetro

Esta estructura toma su nombre por el hecho de que es la utilizada en los watthorímetros. Esta estructura contiene dos bobinas separadas en dos circuitos magnéticos diferentes, cada una de las cuales produce uno de los flujos necesarios para manejar el rotor, que como en la estructura anterior, también es un disco. Observar figura 3.8.

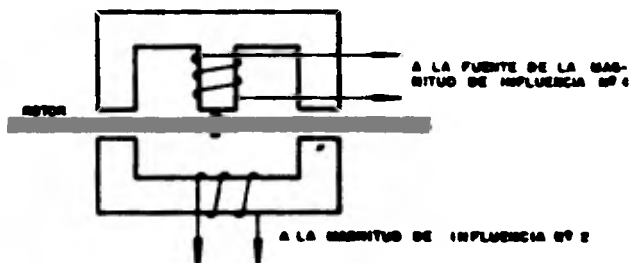


FIG. 3.8 ... ESTRUCTURA TIPO WATTHORIMETRO

- c) Estructura de anillo doble de inducción, y tambor o copa de inducción.

Estas estructuras mostradas en las figuras 3.9 (a) y (b) son similares a un motor de inducción, excepto en que el hierro del rotor se encuentra estacionario y solo la parte conductora del rotor está libre para girar. La estructura de tambor emplea un rotor cilíndrico hueco, mientras que la estructura de anillo doble emplea dos anillos en ángulo recto entre sí. Funcionalmente ambas estructuras son similares.

Tanto la estructura de anillo doble como la de tambor o copa de inducción, producen un par más eficiente que cualquiera de las estructuras a y b antes mencionadas y son el tipo utilizado en relevadores de alta velocidad.

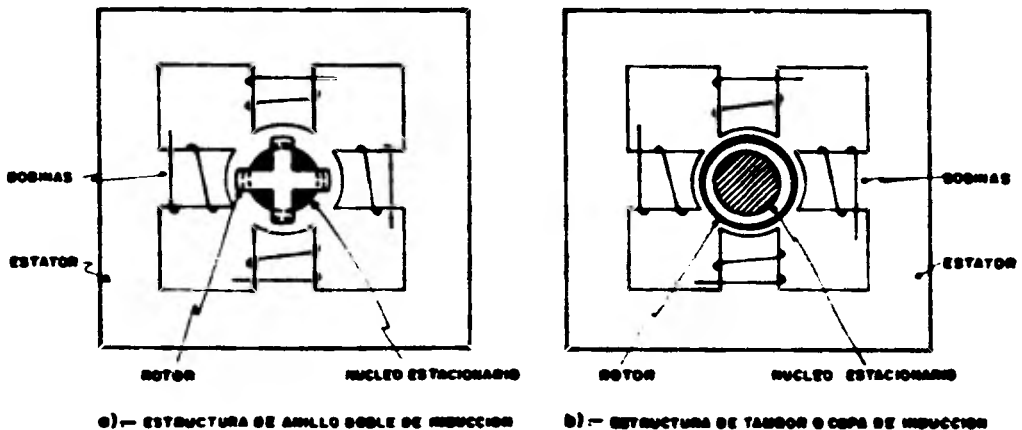


FIG. 3.9

## d) Estructura de anillo sencillo de inducción.

La estructura de anillo sencillo de inducción, mostrada en la figura 3.10, es la que produce el par de operación más eficiente de todos los tipos de estructuras de inducción descritos anteriormente. Sin embargo, tiene la desventaja que su rotor tiende a vibrar.

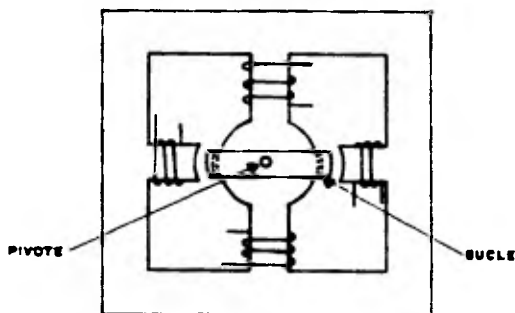


FIG. 3.10.- ESTRUCTURA DE ANILLO SENCILLO DE INDUCCION

## 3.3.4 Nomenclatura normalizada

Para tener una fácil identificación de los relevadores así como los demás dispositivos que aparecen en los diagramas de control, unifilares y esquemáticos de protección de los sistemas de potencia, estos han sido normalizados con números por ASA (American Standard Association), ANSI (American National Standards Institute), IEEE (Institute Electrical and Elec-

tionics Engeniering) y CCONNIE (Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Industria Eléctrica), donde ASA, ANSI, IEEE son las instituciones de uso más generalizado en los países de América; siendo el CCONNIE el que elabora las Normas Oficiales Mexicanas. Dichos números los podemos observar y analizar en las hojas siguientes:

**NORMA DE NOMENCLATURA CONNIE NUMEROS ASA**  
**(AMERICAN STANDARD ASSOCIATION) DE FUNCION DE DISPOSITIVOS Y PROTECCION**

NUMERO	TERMINO	NUMERO	TERMINO
1	ELEMENTO MAESTRO .	22	INTERRUPTOR IGUALADOR .
2	RELEVADOR DE RETARDO PARA ARRANQUE O CIERRE .	23	DISPOSITIVO DE CONTROL DE TEMPERATURA .
3	RELEVADOR DE ENTRELACE O VERIFICACION .	24	(#)
4	CONTACTOR MAESTRO .	25	DISPOSITIVO SINCRONIZADOR O VERIFICADOR DE SINCRONISMO .
5	DISPOSITIVO DE PARADA .	26	DISPOSITIVO TERMICO DE APARATOS .
6	INTERRUPTOR DE ARRANQUE .	27	RELEVADOR DE BAJA TENSION .
7	INTERRUPTOR DE ANODO .	28	DETECTOR DE FLAMA .
8	DISPOSITIVO DE DESCONEXION DEL CIRCUITO DE CONTROL .	29	CONTACTOR DE AISLAMIENTO .
9	DISPOSITIVO DE INVERSION .	30	RELEVADOR ANUNCIADOR .
10	SELECTOR O INTERRUPTOR DE SECUENCIA DE UNIDADES .	31	DISPOSITIVO PARA EXITACION INDEPENDIENTE .
11	RESERVADO PARA APLICACIONES FUTURAS (#) .	32	RELEVADOR DIRECCIONAL DE POTENCIA .
12	DISPOSITIVO DE SOBREVOLUCIDAD .	33	INTERRUPTOR DE POSICION .
13	DISPOSITIVO DE VELOCIDAD SINCRONICA .	34	INTERRUPTOR DE SECUENCIA ACCIONADO POR MOTOR .
14	DISPOSITIVO DE BAJA VELOCIDAD .	35	DISPOSITIVO PARA ACCIONAMIENTO DE LAS ESCOBILLAS O PARA PONER EN CIRCUITO CON LOS ANILLOS COLECTORES .
15	DISPOSITIVO IGUALADOR DE FRECUENCIA O VELOCIDAD .	36	DISPOSITIVO DE POLARIDAD .
16	(#) .	37	RELEVADOR DE BAJA CORRIENTE O BAJA POTENCIA .
17	INTERRUPTOR O CONTACTOR DE DESCARGA .	38	DISPOSITIVO PROTECTOR DE CHUMACERAS .
18	DISPOSITIVO DE ACELERACION O DESACELERACION .	39	MONITOR DE CONDICIONES MECANICAS .
19	CONTACTOR DE TRANSICION DE ARRANQUE A NORMAL .	40	RELEVADOR DE CAMPO .
20	VALVULA DE OPERACION ELECTRICA .	41	INTERRUPTOR DE CAMPO .
21	RELEVADOR DE DISTANCIA .	42	INTERRUPTOR DE MARCHA NORMAL .

**NORMA DE NOMENCLATURA CONNIE NUMEROS ASA**  
**(AMERICAN STANDARD ASSOCIATION) DE FUNCION Y PROTECCION**

NUMERO	TERMINO	NUMERO	TERMINO
43	DISPOSITIVO MANUAL DE TRANSFERENCIA O SELECTOR .	63	RELEVADOR DE FLUJO, NIVEL D PRESION DE GASES D LIQUIDOS .
44	RELEVADOR DE ARRANQUE DE LA UNIDAD EN SECUENCIA .	64	RELEVADOR PROTECTOR DE FALLA A TIERRA .
45	MONITOR DE CONDICIONES ATMOSFERICAS	65	GOBERNADOR O REGULADOR DE VELOCIDAD
46	RELEVADOR DE CORRIENTE PARA SECUENCIA INVERSA O EQUILIBRIO DE FASES .	66	DISPOSITIVO DE ESCALONAMIENTO O DE AVANCE PAULATINO .
47	RELEVADOR DE TENSION DE SECUENCIA DE FASES .	67	RELEVADOR DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE PARA CORRIENTE ALTERNA .
48	RELEVADOR DE SECUENCIA INCOMPLETA .	68	RELEVADOR DE BLOQUEO .
49	RELEVADOR TERMICO DE MAQUINA O TRANSFORMADOR .	69	DISPOSITIVO DE CONTROL PERMISIVO .
50	RELEVADOR INSTANTANEO DE SOBRECORRIENTE D DE RELACION INCREMENTO DE LA CORRIENTE	70	REOSTATO ACCIONADO ELECTRICAMENTE .
51	RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO PARA CORRIENTE ALTERNA .	71	RELEVADOR DE NIVEL DE LIQUIDO O DE GAS .
52	INTERRUPTOR DE POTENCIA PARA CORRIENTE ALTERNA .	72	INTERRUPTOR DE CORRIENTE DIRECTA .
53	RELEVADOR DE EXITATRIZ D DE GENERADOR PARA CORRIENTE DIRECTA	73	CONTACTOR PARA RESISTENCIA DE CARGA .
54	INTERRUPTOR DE CORRIENTE DIRECTA DE ALTA VELOCIDAD .	74	RELEVADOR DE ALARMA .
55	RELEVADOR DE FACTOR DE POTENCIA .	75	MECANISMO DE CAMBIO DE POSICION .
56	RELEVADOR DE APLICACION DEL CAMPO .	76	RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE PARA CORRIENTE DIRECTA .
57	DISPOSITIVO PARA CONECTAR EN CORTO CIRCUITO A TIERRA .	77	TRANSMISOR DE PULSACIONES .
58	RELEVADOR DE FALLA DE ENCENDIDO DE UN RECTIFICADOR .	78	RELEVADOR PROTECTOR CONTRA VARIACION DEL ANGULO DE FASE .
59	RELEVADOR DE SOBRETENSION .	79	RELEVADOR DE RECIERRE PARA CORRIENTE ALTERNA .
60	RELEVADOR DE EQUILIBRIO DE TENSION .	80	RELEVADOR DE FLUJO DE GAS O LIQUIDO .
61	RELEVADOR DE EQUILIBRIO DE CORRIENTE .	81	RELEVADOR DE FRECUENCIA .
62	RELEVADOR DE RETARDO DE PARADA O APERTURA .	82	RELEVADOR DE RECIERRE PARA CORRIENTE DIRECTA .
		83	RELEVADOR AUTOMATICO PARA CONTROL SELECTIVO O DE TRANSFERENCIA .

**NORMA DE NOMENCLATURA CONNIE NUMEROS ASA**  
**(AMERICAN STANDARD ASSOCIATION) DE FUNCION DE DISPOSITIVOS Y PROTECCION**

NUMERO	TERMINO	NUMERO	TERMINO
84	MECANISMO DE OPERACION		
85	RELEVADOR DE UN SISTEMA DE ONDAS PORTADORAS O DE HILO PILOTO .		
86	RELEVADOR DE BLOQUEO SOSTENIDO.		
87	RELEVADOR DE PROTECCION DIFERENCIAL .		
88	MOTOR O GRUPO MOTOR GENERADOR AUXILIAR		
89	CUCHILLA DE LINEA .		
90	APARATO REGULADOR .		
91	RELEVADOR DE TENSION DIRECCIONAL .		
92	RELEVADOR DIRECCIONAL DE POTENCIA Y TENSION .		
93	CONTACTOR CAMBIADOR DEL CAMPO .		
94	RELEVADOR DE DISPARO LIBRE .		
95 ... 99	USADOS SOLAMENTE PARA APLICACIONES ESPECIFICAS O INSTALACIONES INDIVIDUALES DONDE NINGUNA DE LAS FUNCIONES DE LOS NUMEROS ASIGNADOS DESDE EL 1 HASTA EL 94 ES CONVENIENTE .		



### 3.3.5 Relevadores de una sola magnitud de influencia

Los relevadores de una magnitud de influencia están accionados por una fuente, ya sea de corriente o de tensión. Cualquiera de las estructuras actuantes de relevadores de inducción puede ser utilizada haciendo las siguientes consideraciones: la estructura de polo sombreado es la utilizada para relevadores de una sola magnitud. Cuando se utiliza cualquiera de las otras estructuras se conectan sus dos circuitos actuantes en serie o en paralelo; y el ángulo de fase requerido entre los flujos se obtiene haciendo que los dos circuitos tengan relaciones  $X/R$  diferentes (reactancia a resistencia) usando una resistencia y/o capacitancia auxiliares o la combinación de ambos en cualquiera de los circuitos.

Los relevadores de una sola magnitud de influencia considerados en este estudio son los siguientes:

- a) Relevadores de sobrecorriente
  - b) Relevadores de sobretensión
  - c) Relevadores de baja tensión
- 
- a) Relevadores de sobrecorriente (Número ANSI-50/51)

Este tipo de relevadores se caracterizan por tener una sola magnitud de influencia (corriente); o sea, que es necesario disparar un interruptor o enviar una señal cuando una cierta cantidad de corriente mayor que la normal fluye por una

porción particular del Sistema de Potencia. Existen los tipos llamados relevadores instantáneos y de tiempo combinado; generalmente se usan los combinados.

El principio de funcionamiento en que se basan este tipo de relevadores es el de inducción electromagnética, aún cuando el elemento instantáneo es de atracción electromagnética (tipo Solenoide o Armadura Atraída).

La estructura actuante más empleada en estos relevadores es la de "Polo Sombreado" cuando se desea tener mayor retardo de tiempo al cerrar los contactos, para propósitos de coordinación con otros relevadores de protección. El tiempo de cierre de los contactos varía inversamente a la corriente; obteniéndose así 4 características que se representan gráficamente por una familia de curvas tiempo-corriente, para variaciones múltiples de corriente de operación (pick-up current). Los 4 modelos usados se muestran en la figura 3.11, conocidos como: tiempo definido o instantáneo, inverso, muy inverso y extremadamente inverso.

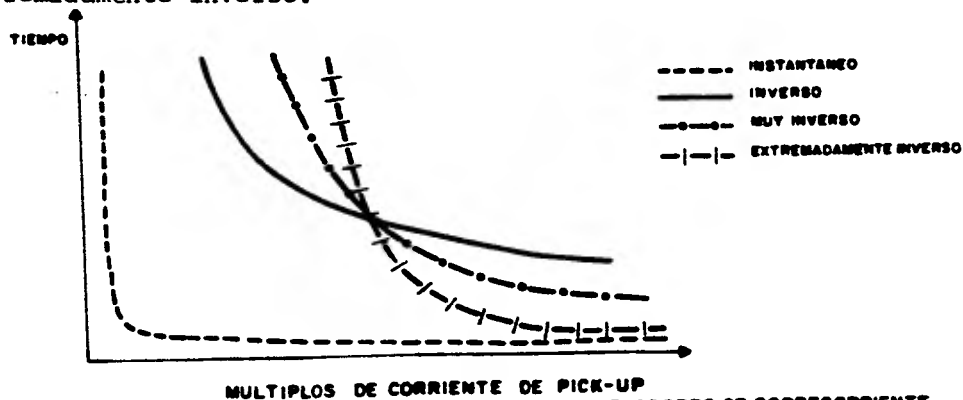


FIGURA 3.11 CARACTERÍSTICAS TIEMPO-CORRIENTE DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.

Estas características de operación nos permiten una gran flexibilidad para coordinar las protecciones con otros relevadores de protección, ya que tienen dos ajustes: uno de tiempo, que desplaza la curva hacia arriba o hacia abajo y otro de corriente, desplazando la curva hacia la derecha o izquierda como se observa en la figura 3.11

La ecuación del par de estos relevadores, despreciando el efecto de la saturación, se puede expresar de la siguiente forma:

$$T = K_1 I^2 - K_2 \dots 3.16$$

donde:

$K_1$  = Constante de proporcionalidad

$I$  = Magnitud eficaz de la corriente

$K_2$  = Fuerza de retención que incluye a la fricción

cuando el par sea igual con cero; tendremos:

$$K_1 I^2 = K_2 \dots 3.17$$

o sea:

$$I = \sqrt{K_2/K_1} \dots 3.18$$

En coordenadas polares podemos representar gráficamente a la igualdad anterior como una circunferencia de radio igual a la raíz cuadrada de  $K_2/K_1$ , cuyo centro se encuentre en el origen; como se muestra en la figura 3.12

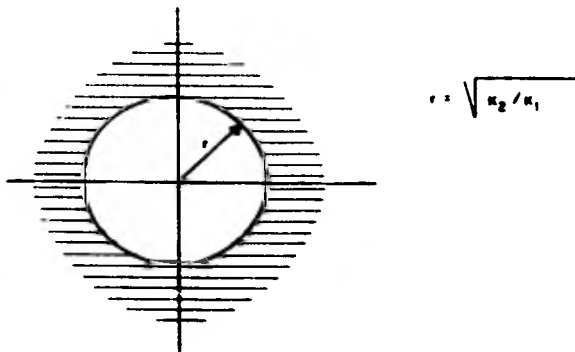


FIGURA 3.12 RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.

Quando la corriente (I) sea mayor que el radio de la circunferencia, el relevador operará; siendo la zona de disparo la exterior al círculo.

a.1) Aplicación de los relevadores de sobrecorriente.

Podemos decir que los relevadores de sobrecorriente son más sencillos y económicos; siendo utilizados en: protección de alimentadores radiales, líneas de transmisión cortas, protección de respaldo de transformadores de potencia, etc.

Generalmente se emplean conjuntos de 2 ó 3 relevadores para la protección de fallas entre fases y otro relevador para la protección de fallas a tierra (Ver fig. 3.13). Preferentemente los relevadores para fallas a tierra se deben instalarse separados de los de fase, para que puedan ser calibrados independientemente y obtener así una mayor sensibilidad en fallas a tierra. Normalmente los relevadores de sobrecorriente se calibran para actuar con corrientes superiores a las de plena car

ga de la instalación a proteger, y para que en condiciones de máximo corto-circuito, proporcionen una coordinación de tiempos en el disparo de interruptores que controlan los distintos tramos de la línea.

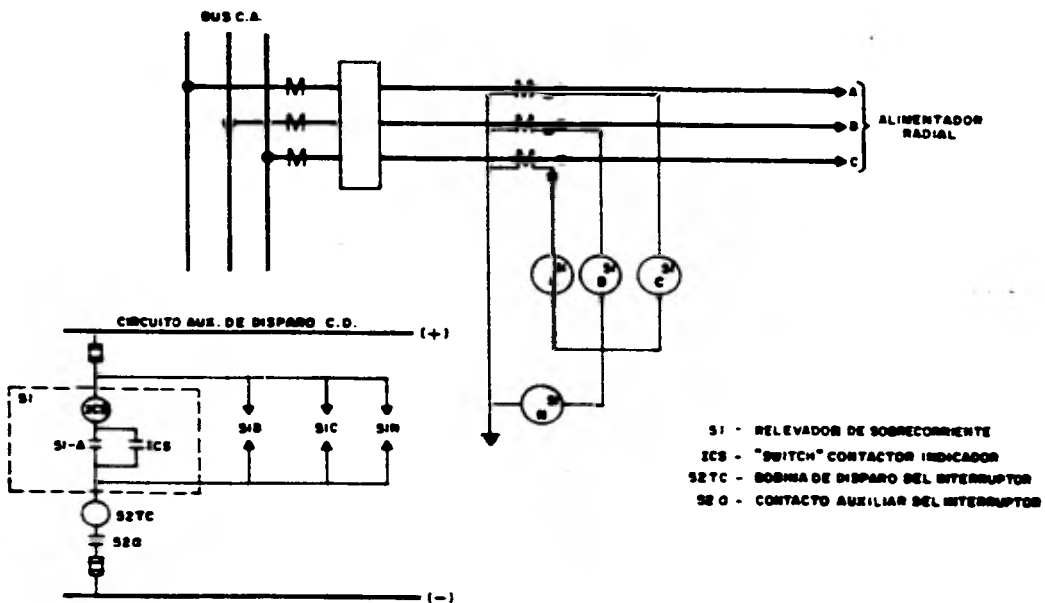


FIGURA 3.13 - DIAGRAMAS EXTERNOS DE ALAMBRADO DE UN RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE.

b) Relevadores de sobretensión (Número ANSI-59)

Este tipo de relevadores son similares a los de sobrecorriente en cuanto a principio de funcionamiento, asimismo teniendo como magnitud de influencia la tensión (V), podemos expresar la ecuación de par como:

$$T = K_1 V^2 - K_2 \dots 3.19$$

donde:

$V$  = valor eficaz de la tensión aplicada.

De ese modo cuando el par sea igual con cero; se tendrá:

$$V = \sqrt{K_2/K_1} \quad \dots \quad 3.20$$

Sus características polares se muestran gráficamente en la figura 3.14, o sea, cuando la tensión ( $V$ ) es mayor que la raíz cuadrada de  $K_2/K_1$  el relevador operará, y en caso contrario no operará.

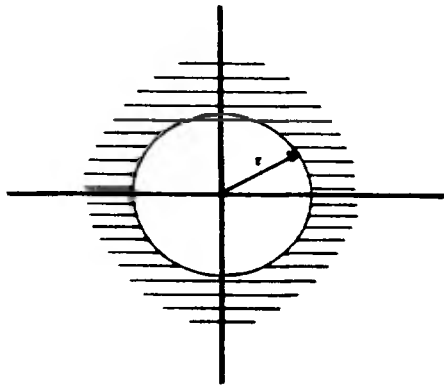


FIG. 3.14 RELEVADORES DE SOBRETENSION

c) Relevadores de baja tensión (Número ANSI-27)

El principio de funcionamiento y aplicación de estos relevadores es similar a los anteriores; únicamente cambiando el signo de  $K_1 V^2$ , tendremos la ecuación del par de la siguiente forma:

$$T = -K_1 V^2 - K_2 \quad \dots \quad 3.21$$

o sea, cuando el par sea igual con cero:

$$V = \sqrt{-K_2/K_1} \quad \dots \quad 3.22$$

Expresando gráficamente en coordenadas polares, obtenemos la figura 3.15.

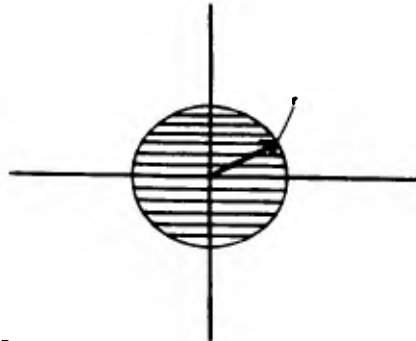


FIG.3.15 RELEVADORES DE BAJA TENSION

### 3.3.6 Relevadores de dos magnitudes de influencia

Estos relevadores en contraste con los relevadores de una sola magnitud de influencia, están accionados por dos fuentes independientes (corriente o tensión), empleando una de estas magnitudes como referencia llamada magnitud polarizante. Son capaces de distinguir el flujo de la corriente en una dirección o en otra, reconociendo diferencias de ángulo entre la corriente y la magnitud de polarización. Los relevadores de dos magnitudes de influencia considerados en este estudio son los siguientes:

- a) Relevadores direccionales
- b) Relevadores diferenciales

c) Relevadores de distancia

a) Relevadores direccionales (Número ANSI - 67)

Los relevadores direccionales de corriente alterna (C.A.) son utilizados para aplicaciones donde se desea permitir el disparo por flujo solamente en una dirección, reconociendo ciertas diferencias de ángulo de fase entre dos cantidades, justo como los relevadores direccionales de corriente directa (C.D.) reconocen las diferencias de polaridad.

Este tipo de relevadores están accionados por dos fuentes independientes (tensión y corriente); empleando una de ellas, como referencia llamada magnitud polarizante. Esta referencia debe permanecer más o menos fija y es contra la que se comparan los cambios de ángulo de fase de la otra magnitud de influencia.

Partiendo de la ecuación:

$$F = K_1 \phi_1 \phi_2 \sin \theta \dots 3.23$$

Suponiendo que no existe saturación en el núcleo del relevador, que las estructuras son simétricas y tomando además como magnitud de referencia la tensión; el par máximo de estos relevadores será:

$$T = K_1 V_1 \sin \theta - K_2 \dots 3.24$$

o también:

$$T = K_1 V_1 \cos (\theta - \alpha) - K_2 \dots 3.25$$



donde:

- $K_1$  = constante de proporcionalidad  
 $V$  = magnitud eficaz de la tensión  
 $I$  = magnitud eficaz de la corriente  
 $\theta$  = ángulo entre  $V$  e  $I$   
 $\zeta$  = ángulo del par máximo

Cuando el relevador está en el límite de funcionamiento, el par neto es cero, teniendo así:

$$V I - \cos (\theta - \zeta) = \frac{K_2}{K_1} = \text{constante} \dots 3.26$$

En coordenadas polares podemos mostrar el funcionamiento de este relevador en la figura 3.16.

La característica de operación es una línea recta descentrada del origen y perpendicular al par máximo positivo de la corriente ( $I$ ).

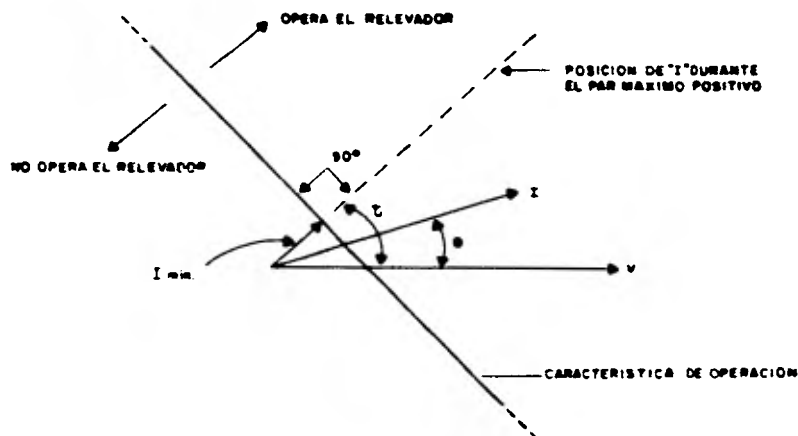


FIGURA. 3.16 CARACTERÍSTICA DE FUNCIONAMIENTO DE UN RELEVADOR DIRECCIONAL EN COORDENADAS POLARES.

Dicha línea será el trazo de la relación:

$$I \cos (\theta - \bar{\epsilon}) = \text{constante} \dots 3.27$$

que se obtiene cuando la magnitud "V" se supone constante, además dicha línea indicará las condiciones en las cuales el relevador opera o no opera; como se muestra en la figura 3.16.

Para una magnitud diferente del voltaje de referencia, la característica de funcionamiento deberá ser otra línea recta relacionada por la expresión.

$$V I_{\min} = \text{constante} \dots 3.28$$

donde  $I_{\min}$  es la corriente mínima de operación.

Las combinaciones de tensión y corriente pueden ser analizadas factorialmente, teniendo así las conexiones para los relevadores direccionales más usuales, las cuales son mostradas en la tabla 3.17, cuyas conexiones trifásicas se muestran en las figuras 3.17a, 3.17b, 3.17c.


CONEXION	RELEVADOR TIPO	FASE 1		FASE 2		FASE 3		PAR MAX.
		I	V	I	V	I	V	
30°	WATT.	I <sub>a</sub>	V <sub>bc</sub>	I <sub>b</sub>	V <sub>ca</sub>	I <sub>c</sub>	V <sub>ab</sub>	30°
60° 	WATT.	I <sub>a</sub>	-V <sub>c</sub>	I <sub>b</sub>	-V <sub>a</sub>	I <sub>c</sub>	-V <sub>b</sub>	60°
90°-60°	CILINDRO	I <sub>a</sub>	V <sub>bc</sub>	I <sub>b</sub>	V <sub>ca</sub>	I <sub>c</sub>	V <sub>ab</sub>	60°

TABLA 3.17 CONEXIONES PARA RELEVADORES DIRECCIONALES

Podemos clasificar los relevadores direccionales en tres grupos; siendo estos:

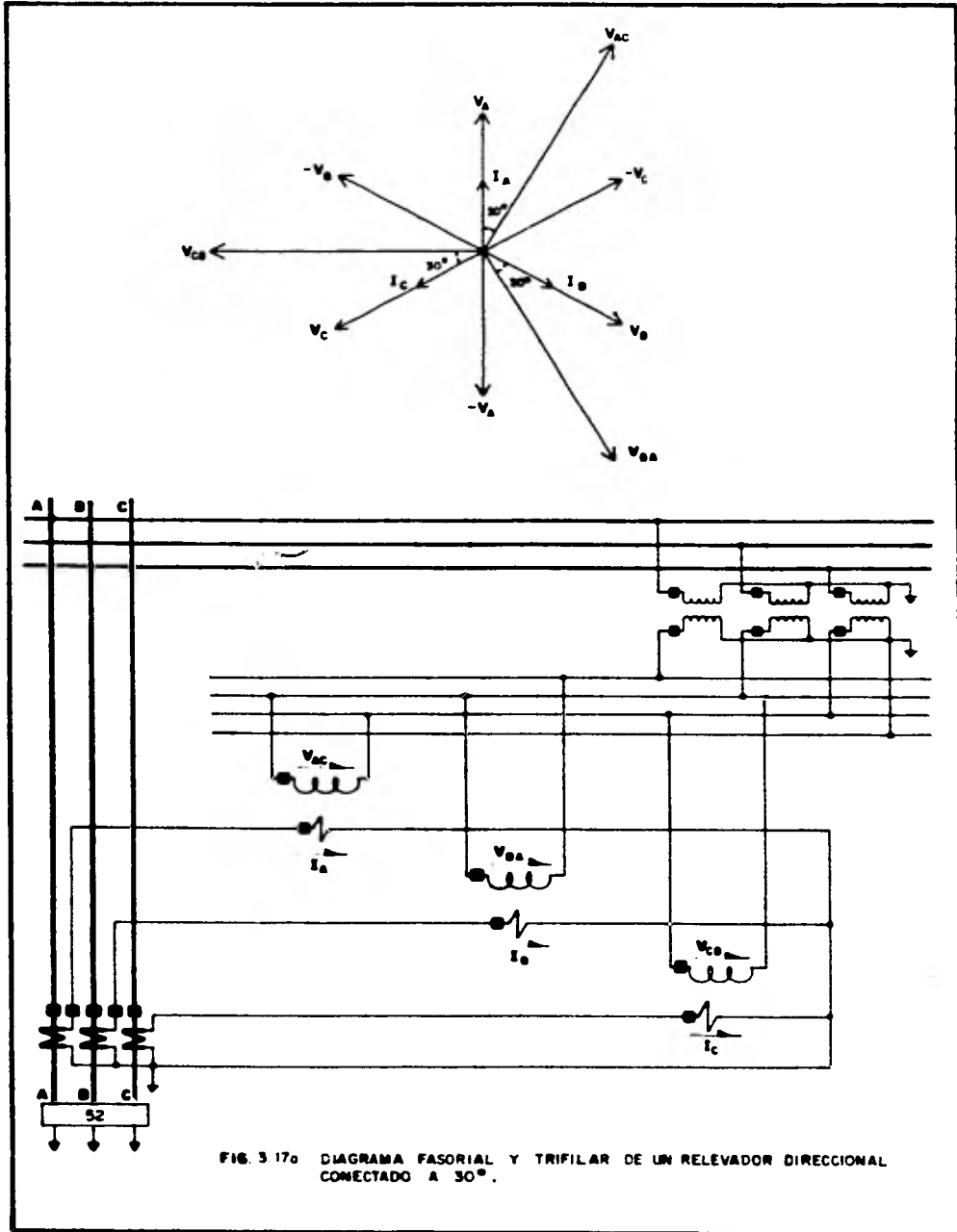


FIG. 3 17o DIAGRAMA FASORIAL Y TRIFILAR DE UN RELEVADOR DIRECCIONAL CONECTADO A  $30^\circ$ .

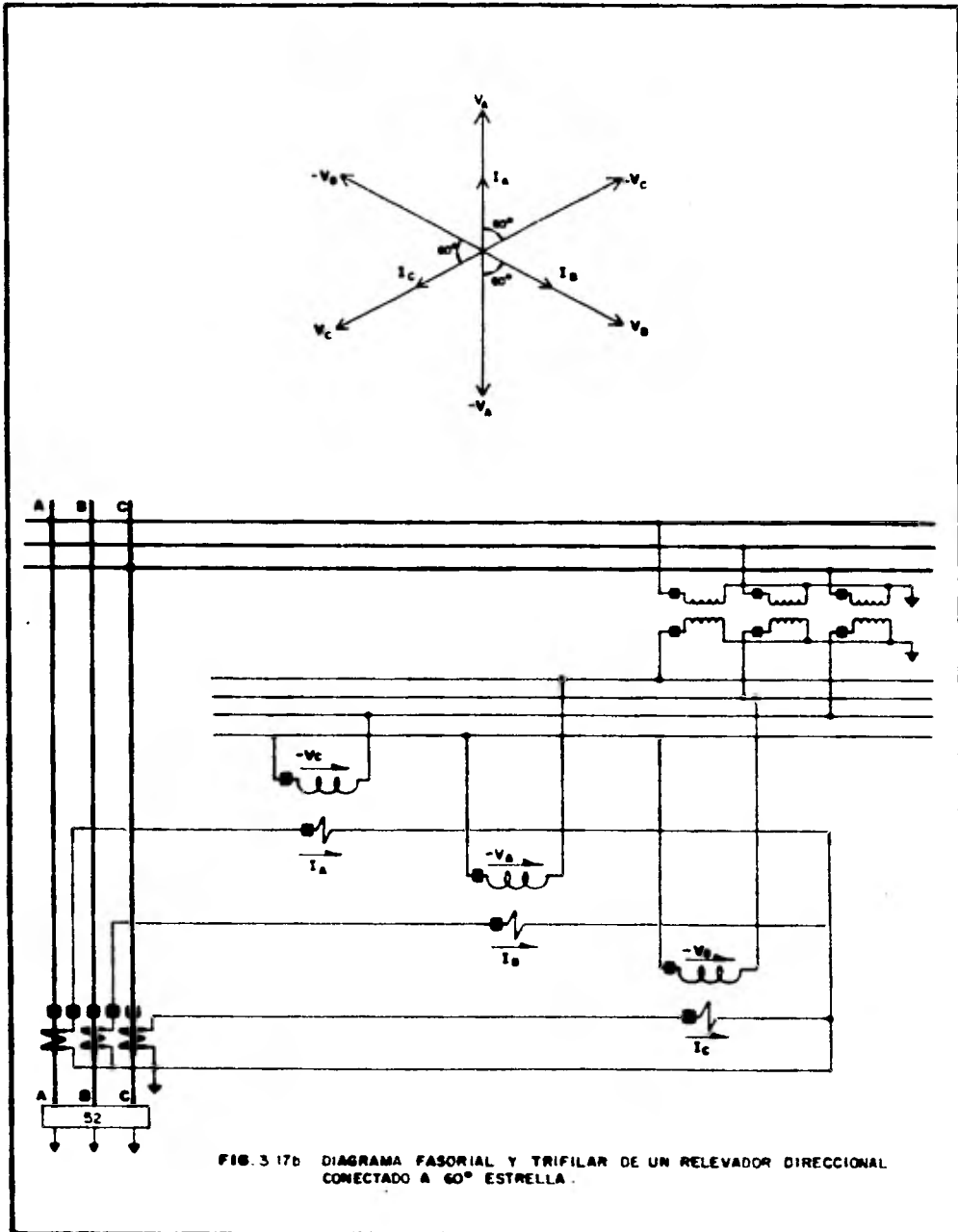


FIG. 3 17b DIAGRAMA FASORIAL Y TRIFILAR DE UN RELEVADOR DIRECCIONAL CONECTADO A 60° ESTRELLA.

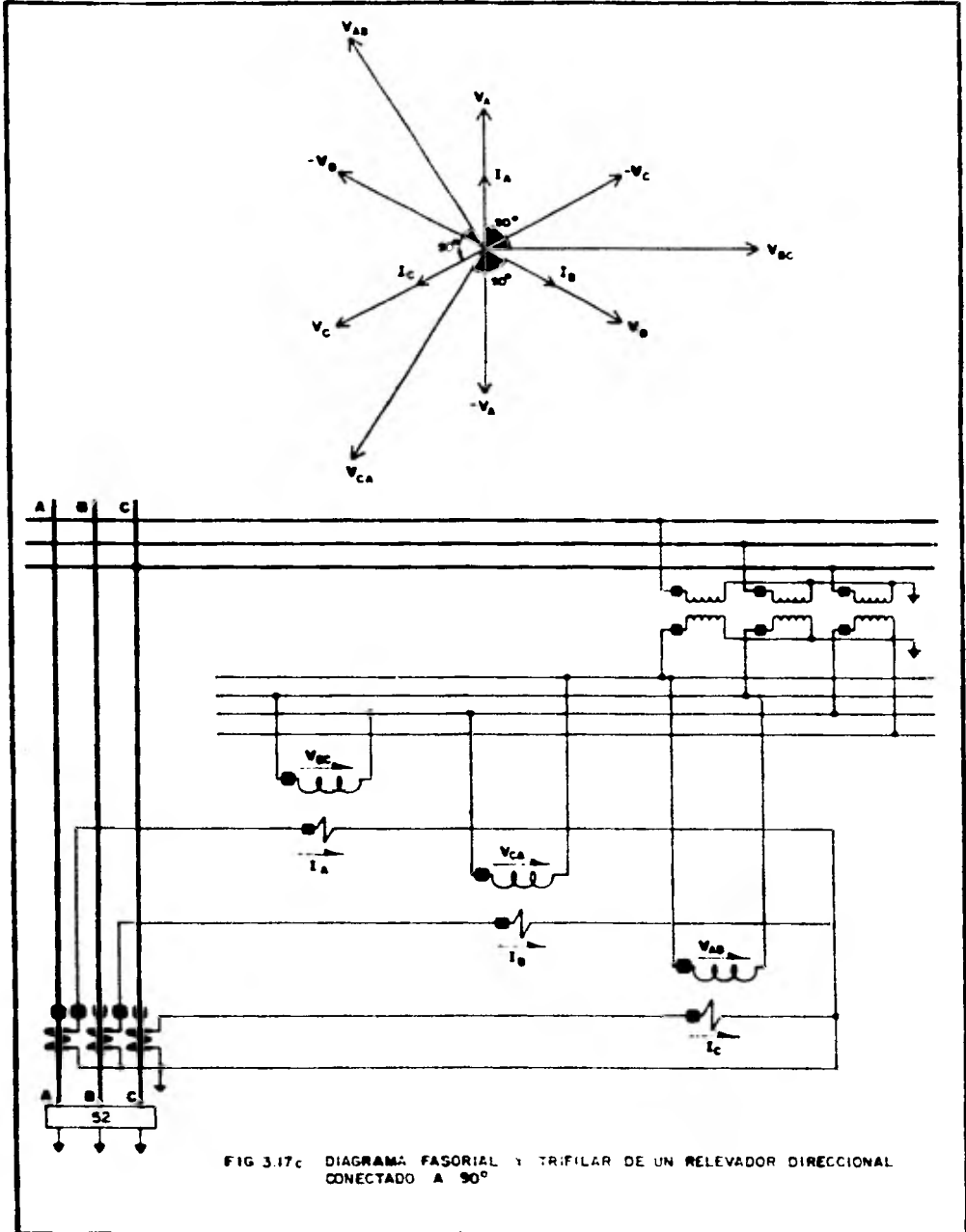


FIG 3.17c DIAGRAMA FASORIAL Y TRIFILAR DE UN RELEVADOR DIRECCIONAL CONECTADO A 90°

- a.1) Relevadores direccionales de potencia
- a.2) Relevadores direccionales de sobrecorriente
- a.3) Relevadores direccionales de sobrecorriente para fallas a tierra.

- a.1) Relevadores direccionales de potencia (Número ANSI - 32)

Estos relevadores reaccionan a la magnitud y signo del flujo de potencia; empleando normalmente la estructura tipo Wattorhorímetro, la cual cuenta con dos bobinas de operación (tensión y corriente) separados en dos circuitos magnéticos diferentes.

Pueden distinguir el flujo de potencia en una dirección o en la otra, dependiendo de la selección de la magnitud de polarización (3) y del ángulo de par máximo del relevador. Por lo tanto se deben seleccionar las conexiones y las características de un relevador de potencia direccional, de forma tal que el par máximo del relevador aparezca cuando la carga sea conducida a factor de potencia unitario por el circuito.

- (3) Entendiéndose por polarización aquellas características que tienen ciertas cantidades vectoriales que no cambian de sentido, y además nos pueden servir como referencia para medir los ángulos de desplazamiento de aquellas otras cantidades que si cambian de dirección.

El relevador se pondrá en operación para el flujo de potencia en una dirección a través del circuito y se repondrá para la dirección opuesta del flujo de potencia.

Las conexiones más utilizadas son las de 30° y 90°, mostradas en las figuras 3.17a y 3.17c; en las cuales se puede observar que no se mezclan corrientes y tensiones de la misma fase.

a.2) Relevadores direccionales de sobrecorriente

(Número ANSI - 67)

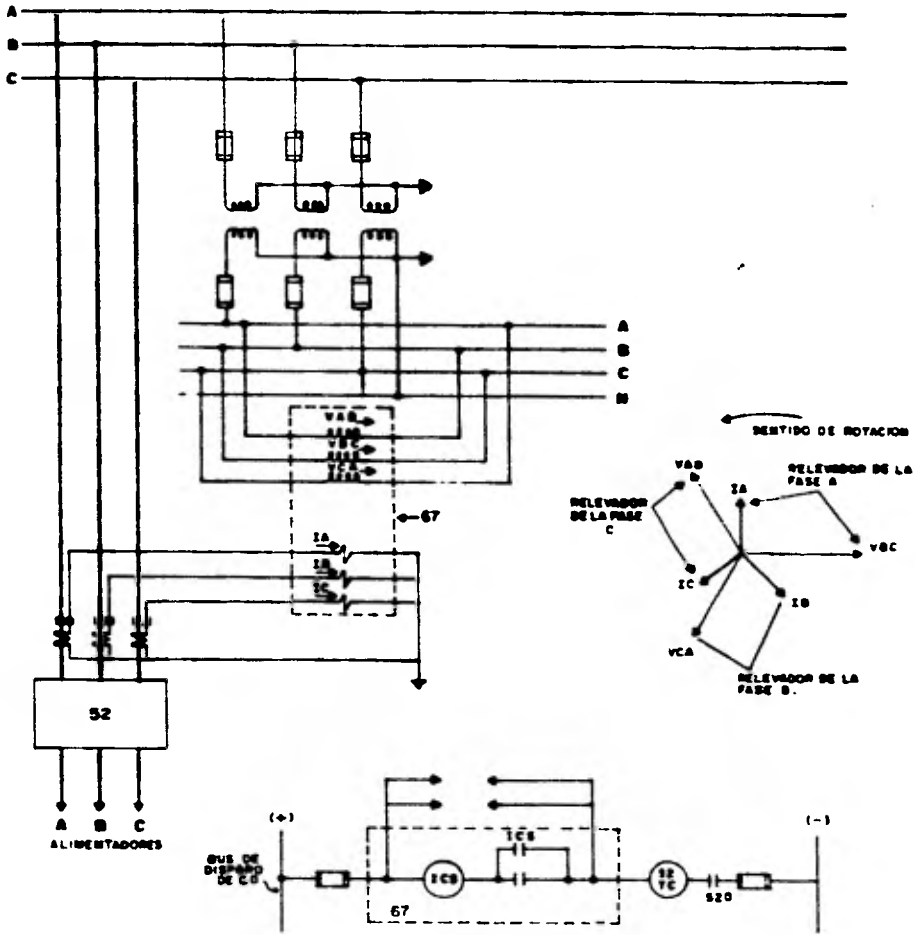
Este tipo de relevadores son combinaciones de un relevador direccional y uno de sobrecorriente formando una sola unidad; algunos de estos relevadores cuentan con una característica de diseño llamada "control direccional", con la cual la unidad de sobrecorriente no operará a menos que los contactos de la unidad direccional sean cerrados, sin importar la magnitud de la corriente. Esto es logrado cuando se efectúa la conexión de los contactos de la unidad direccional en serie con la bobina de sombra de la unidad de sobrecorriente.

Sin control direccional, los contactos de la unidad direccional y sobrecorriente son conectados en serie, dando posibilidad de un disparo incorrecto de los interruptores bajo ciertas circunstancias. Por ejemplo, consideremos que existe un corto circuito en un sistema eléctrico, produciendo una gran magnitud de corriente fluyendo en la dirección de no operación, la unidad de sobrecorriente operará. Después, suponiendo que

el disparo de algún circuito interruptor causa la dirección de la corriente fluyendo en reversa, la unidad direccional deberá operar inmediatamente creando un disparo indeseable, aun que la unidad de sobrecorriente tiende a reestablecerse. Efectuándose de esa manera una discrepancia entre la apertura y cierre de los contactos entre la unidad direccional y la de sobrecorriente.

Este tipo de relevadores son utilizados generalmente para desconectar líneas de transmisión y circuitos alimentadores, cuando la corriente que circula a través de ellos en una dirección fijada, excede un valor predeterminado. Podemos observar en la figura 3.18 los diagramas de alambrado externos de un relevador de sobrecorriente, para protección de un alimentador del tipo CR de "Westinghouse".





- 67 - RELEVADOR DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE
- ICS - SWITCH CONTACTOR INDICADOR
- S2 - CIRCUITO INTERRUPTOR
- S2A - CONTACTO AUXILIAR DEL INTERRUPTOR
- S2C - BOBINA DE DISPARO DEL INTERRUPTOR

FIG. 3.10 DIAGRAMAS EXTERNOS DE ALAMBRADO DEL RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL "CR" DE WESTINGHOUSE

a.3) Relevadores direccionales de sobrecorriente para fallas a tierra (Número ANSI-64)

Se han construido relevadores direccionales de sobrecorriente para la detección de fallas a tierra en una subestación o sistema de potencia, con estos se ha obtenido mayor sensibilidad y selectividad que en los direccionales de sobrecorriente descritos en el inciso anterior. Emplean estructuras tipo Watthorímetro con unidades instantáneas o de tiempo inverso de los relevadores de sobrecorriente.

Como ya se dijo anteriormente este tipo de relevadores basan su principio de funcionamiento en la comparación de dos cantidades vectoriales, una de las cuales se utiliza para polarizar al relevador. Desde el punto de vista de polarización podemos dividirlos en dos tipos; siendo éstos:

- a) Polarización por corriente
- b) Polarización por potencial
  
- a) Polarización por corriente

En este tipo de polarización se utiliza como magnitud de referencia la corriente del neutro de un transformador de potencia, como se muestra en la figura 3.19.

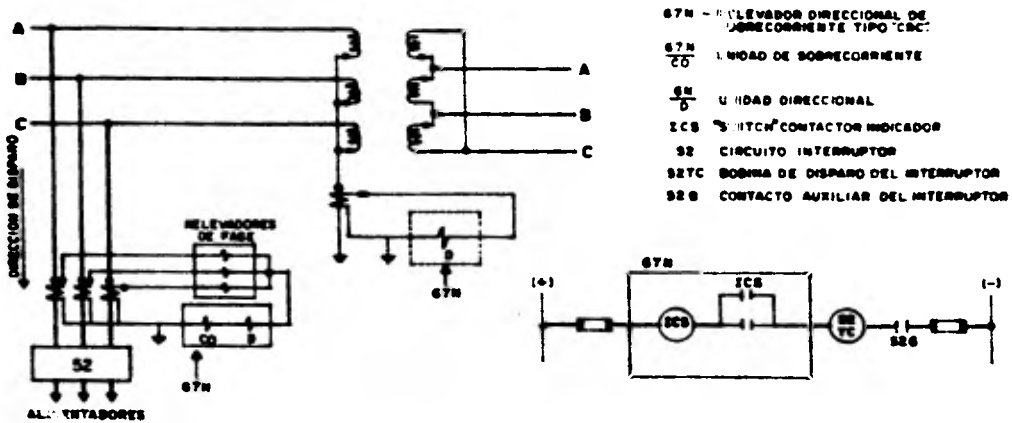


FIG. 3.19 DIAGRAMAS EXTERNOS DEL ALAMBRADO DEL RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL TIPO "CRC" DE "WESTINGHOUSE".

Al ocurrir una falla en cualquier fase de los alimentadores, la corriente de falla pasará por el neutro del transformador de potencia, la cual a su vez pasará por el TC conectado en el neutro y será enviada al relevador 67 N, actuando esta señal como magnitud polarizante. Al mismo tiempo los TC's de los alimentadores enviarán la señal de desbalanceo al otro elemento del relevador y así se energizará la bobina de disparo del interruptor.

b) Polarización por potencial

Es esta polarización se usa como magnitud de referencia el potencial de un juego de TP's conectados en estrella-delta; como se muestra en la figura 3.20.

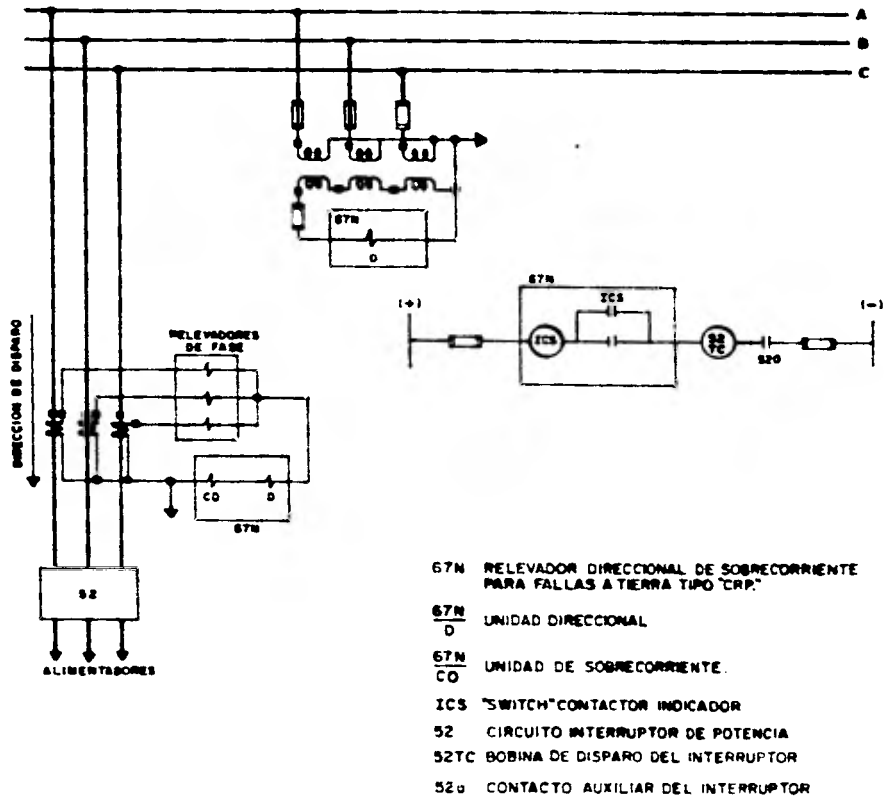


FIG. 3.20 DIAGRAMAS EXTERNOS DE ALAMBRAO DEL RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL TIPO "CRP" DE "WESTINGHOUSE"

Ejemplo de la protección direccional en sistema de anillos.

La protección con relevadores direccionales tiene múltiples aplicaciones y se considera de las más sencillas y económicas, para pequeños sistemas de anillos, donde existen derivaciones que puedan controlarse con interruptores; como ejemplo podemos mostrar el sistema de la figura 3.21.

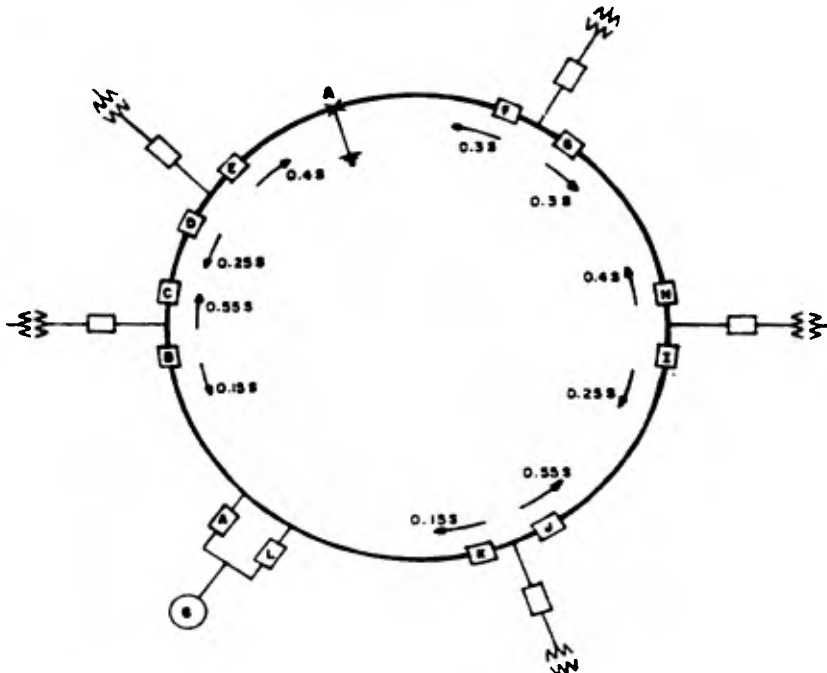


FIGURA 3-21.- SISTEMA DE ANILLO MOSTRANDO LA UTILIDAD DE LA PROTECCIÓN DIRECCIONAL

En el anillo mostrado en la figura 3.21, se observan subestaciones en las derivaciones marcadas; en este arreglo se usa la protección direccional en los interruptores indicados por las flechas, de manera tal, que la protección opere

cuando exista una falla en el sector comprendido entre dos interruptores; por ejemplo: si ocurriera una falla en el punto A se harán disparar los interruptores E y F, ya que la alimentación a dicha falla está en el sentido en que debe operar la protección direccional; sin embargo los interruptores D y G no recibirán la señal de disparo, permaneciendo cerrados. De lo anterior surge la siguiente duda: ¿Qué sucede con los demás interruptores que tienen igual sentido de disparo que el E y F?

¡Se ajustan sus tiempos de operación! , de la siguiente manera: tomando como referencia el sitio donde se encuentra el generador y recorriendo el anillo en contra de las manecillas del reloj, nos encontramos que el interruptor "B" es el más alejado, por lo que es necesario tener un ajuste de tiempo menor, supongamos 0.15s, el interruptor "D" tendrá un tiempo ligeramente mayor 0.25s., el F 0.3s., el H 0.4s. y el J 0.55s. Ahora recorriendo el anillo en el sentido de las manecillas del reloj, el interruptor "K" será el más alejado, así que podemos ajustarlo en 0.15s., asimismo I 0.25s., G 0.3s., E 0.4s y C 0.55s. De esta manera se logrará que una falla en cualquier punto del sistema no trascienda a otra parte y operen falsamente otros interruptores; logrando así con la combinación de ajustes de tiempo y dirección aislar únicamente la parte del sistema afectada, sin interrumpir el servicio de las subestaciones.

Podemos observar que los interruptores A y L no nece-

sitan protección direccional; en este caso será necesario una protección por sobrecorriente o diferencial.

b) Relevadores diferenciales (Número ANSI - 87)

Un relevador diferencial es aquel que opera cuando la diferencia vectorial de dos o más magnitudes eléctricas similares exceden un valor predeterminado.

La mayoría de las aplicaciones de los relevadores diferenciales son del tipo de "corriente diferencial"; por lo que de acuerdo con la ley de "Kirchoff": la corriente que entra a un dispositivo eléctrico debe ser la misma que sale de él, tomando en consideración las características de dicho dispositivo; de manera que al existir una diferencia (de ángulo de fase o magnitud) en las corrientes de entrada y salida independientemente de las pérdidas, indicará la existencia de una falla en el equipo a proteger. Podemos mostrar este principio en la figura 3.22, donde se muestra el diagrama unifilar de una porción del equipo eléctrico que se desea proteger.

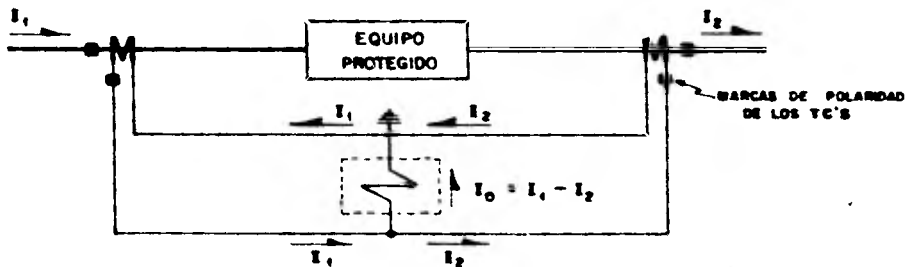


FIG. 3.22 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UN RELEVADOR DIFERENCIAL BASICO.

En condiciones normales de operación, o para una falla fuera de la zona de protección diferencial, la corriente  $I_1$  que entra al equipo es igual a la corriente  $I_2$  que sale. Suponiendo TC's ideales (despreciando corriente de pérdidas magnéticas, error de relación de transformación y ángulo de fase), la corriente que circularía por el relevador ( $I_D = I_1 - I_2$ ) sería pequeña o aproximadamente igual con cero y el relevador no operaría.

Cuando ocurriera una falla dentro de la zona de protección diferencial, la corriente  $I_1$ , se incrementaría súbitamente, al mismo tiempo la corriente  $I_2$  puede decrecer o incrementarse rápidamente (dependiendo de la disposición del sistema) y su flujo cambiaría de dirección; por lo antes dicho aparecerá una corriente en el relevador que lo hará operar.

En el esquema de protección mostrado en la figura 3.22, se puede tener un pequeño flujo de corriente en el relevador cuando ocurra una falla fuera de la zona de protección, causado por los efectos de saturación en los TC's (debida a: la impresión en la relación de la relación de transformación de los TC's, por mala calidad de los materiales y errores en el proceso de manufactura; diferencia en la carga de los secundarios por la caída de tensión de los cables de control que interconectan los TC's con el relevador, etc.), ésto ocasionaría el disparo indeseable del relevador. Para compensar estos



inconvenientes se emplea el relevador de "porcentaje diferencial", contando éste con dos (o más) bobinas llamadas restrictoras y una bobina de operación; como se muestra en la figura 3.23.

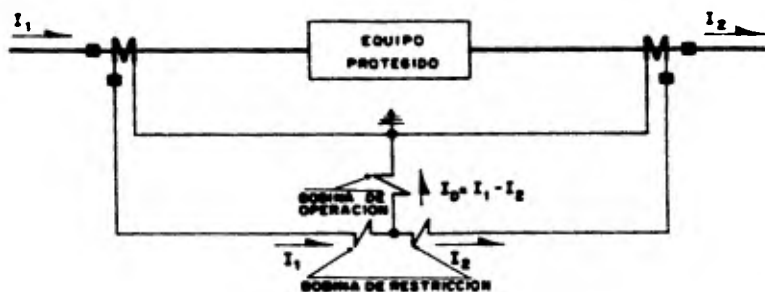


FIG. 3.23 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UN RELEVADOR DE PORCENTAJE DIFERENCIAL

En el relevador de "porcentaje diferencial", los devanados de restricción reciben el total de las corrientes secundarias de los TC's, y restringen las corrientes que llegan al devanado de operación; haciendo que este tipo de relevador sea sensible para operar cuando exista una falla interna y permanecer estable al ocurrir fallas externas a la zona de protección (condición de sensibilidad visto en el inciso 3.23 párrafo b).

La bobina operadora trabaja en proporción a la diferencia de corrientes  $I_D = I_1 - I_2$ . La bobina restrictora

está formada por dos partes: una, por la cual circula una corriente proporcional a  $I_1$  y otra, por la cual circula  $I_2$ , y como la derivación está en el punto medio, los amperes-vuelta de las dos mitades son iguales a  $I_1N/2$  e  $I_2N/2$  (siendo  $N$  el número de vueltas), lo que da por resultado que la suma de estas dos partes sea igual a  $N(I_1 + I_2)/2$ . De lo anterior podemos concluir que la bobina operadora trabaja en proporción a  $I_1 - I_2$  y la restrictora en proporción a  $(I_1 + I_2)/2$ .

Ya que es muy difícil o casi imposible mantener la diferencia  $I_1 - I_2$  igual con cero, debido a cierta cantidad de energía que se pierde en el interior del tramo o zona protegida; los relevadores deben estar adaptados para incluir una diferencia antes de operar. Actualmente se construyen estos relevadores no para operar con la diferencia de corrientes, sino con el porcentaje de diferencia con respecto a una de las corrientes ( $I_1$  ó  $I_2$ ), generalmente la más pequeña; denominándose por esta razón "relevadores de porcentaje diferencial" y cuya característica se muestra en la figura 3.24

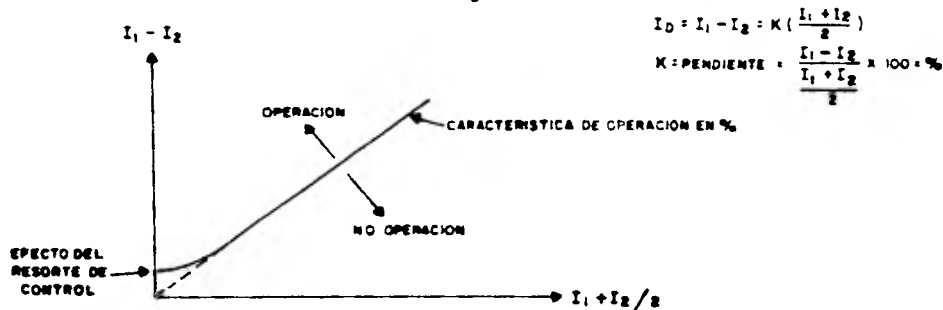


FIG. 3.24 CARACTERISTICA DE OPERACION DE UN RELEVADOR DE PORCENTAJE DIFERENCIAL.

Como puede observarse en la figura 3.24, que excepto para corrientes muy pequeñas, la relación de la corriente de la bobina operadora y la corriente de la bobina restrictora, es un porcentaje fijo. Si el punto que representa las condiciones del sistema protegido con este tipo de protección cae bajo la recta, no operará el relevador, pero si cae en la parte superior operará el relevador, dando la señal de disparo a los interruptores, de manera que la falla sea aislada del sistema. En general, el relevador de porcentaje diferencial tendrá ajustes para dar 10, 15, 25 y 40% de pendiente.

Los relevadores diferenciales no necesitan tener características de tiempo retardado o tiempo inverso, como los de sobrecorriente u otros, se construyen dentro de la clasificación de relevadores instantáneos, aún cuando existen unos más rápidos en su operación que otros. La razón para ser instantáneos, es que al proteger una zona determinada y encerrada entre los transformadores de corriente detectores (TC's), no es necesario considerar secuencias de operación con respecto a otra parte del sistema, y mientras más rápido se libre el equipo fallado, menores deterioros sufrirá éste.

#### PROTECCION DE GENERADORES CON RELEVADORES DIFERENCIALES.

El tipo de relevadores que se utilizan para la protección de generadores son de porcentaje diferencial. La mag-

nitud de corriente diferencial (ID) requerida para la operación de ellos, se incrementará tanto como la falla interna en la zona de protección se incrementa.

Este tipo de relevadores son extremadamente sensibles, sin embargo, únicamente deberán dispararse cuando la diferencia de corrientes expresada como porcentaje de la corriente rectora más pequeña exceda el porcentaje de sensibilidad ya fijada. La conexión trifásica de este tipo de relevadores se muestra en la figura 3.25.

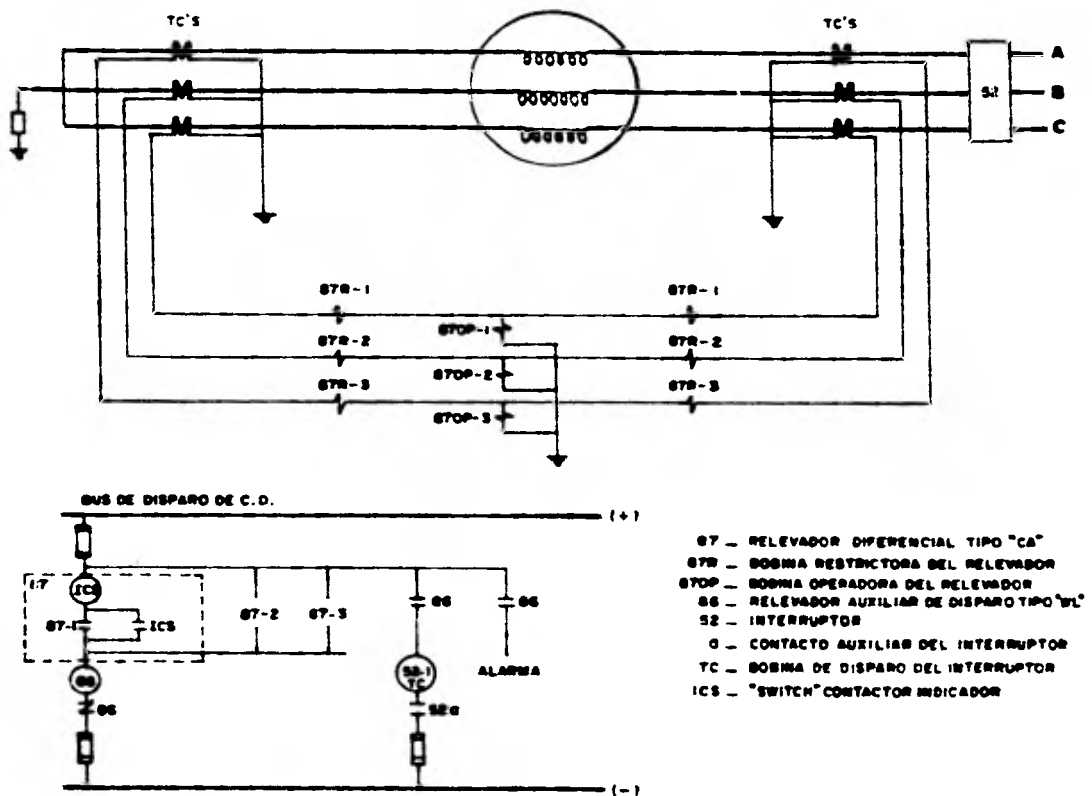


FIG. 3.25 DIAGRAMAS EXTERNOS DE ALAMBRADO DE UN RELEVADOR DIFERENCIAL TIPO "CA" DE "WESTINGHOUSE".

Conectando como se muestra en la figura 3.25, bajo condiciones normales la corriente que pasa a través de los TC's, es atrasada por las bobinas restrictoras, produciendo así un par de restricción que impide que la bobina de operación sea accionada. Para una falla interna en la zona de protección (mecanismo protegido), las corrientes del secundario de los TC's se desbalancean, forzando a la corriente diferencial a operar el relevador.

#### PROTECCION DE TRANSFORMADORES CON RELEVADORES DIFERENCIALES.

Podemos decir que el equipo más importante es una subestación eléctrica de potencia es el banco de transformadores, ya que una avería en cualquiera de ellos, afecta la continuidad del servicio; y aún cuando exista un transformador de reserva, el poner este en servicio requiere tiempo para su interconexión y pruebas.

Como sabemos los transformadores de potencia cuentan con un devanado de alta tensión y otro de baja tensión y algunos tienen un devanado intermedio (3 devanados); ésto implica que los TC's asociados con cada devanado deberán tener diferentes relaciones de transformación y diferentes características de operación, particularmente funcionado con fuertes sobrecar-

gas y condiciones de corto circuito. Por esta razón los relevadores diferenciales utilizados para la protección de transformadores, usualmente estarán provistos con derivaciones "Taps" para balancear la diferencia de características en los TC's. En algunas aplicaciones es necesario utilizar transformadores de corriente auto-balanceados.

Un elemento importante que se ha adicionado a este tipo de relevadores diferenciales, es el nombrado "restringidor de armónicas", que es capaz de seleccionarlas y operar solamente con las convenientes. Nació esto del problema que se presentaba algunas veces al entrar un transformador de potencia en servicio, momento en que aparecen corrientes transitorias en el lado del primario debidas al inicio de la magnetización del núcleo, desequilibrando así la protección diferencial y haciendo operar los relevadores. Al estudiar este fenómeno, se observó que la corriente de magnetización de entrada (Magnetizing inrush current), es una corriente plagada de armónicas apreciables (hasta la séptima armónica), que podrían dar un valor de hasta 16 veces la corriente nominal del transformador.

En la actualidad este tipo de relevadores tienen la capacidad de diferenciar entre las corrientes de corto circuito y las corrientes de entrada de magnetización.

La conexión trifásica para la protección de un banco conectado estrella-delta con relevadores, se muestra en la figura 3.26.

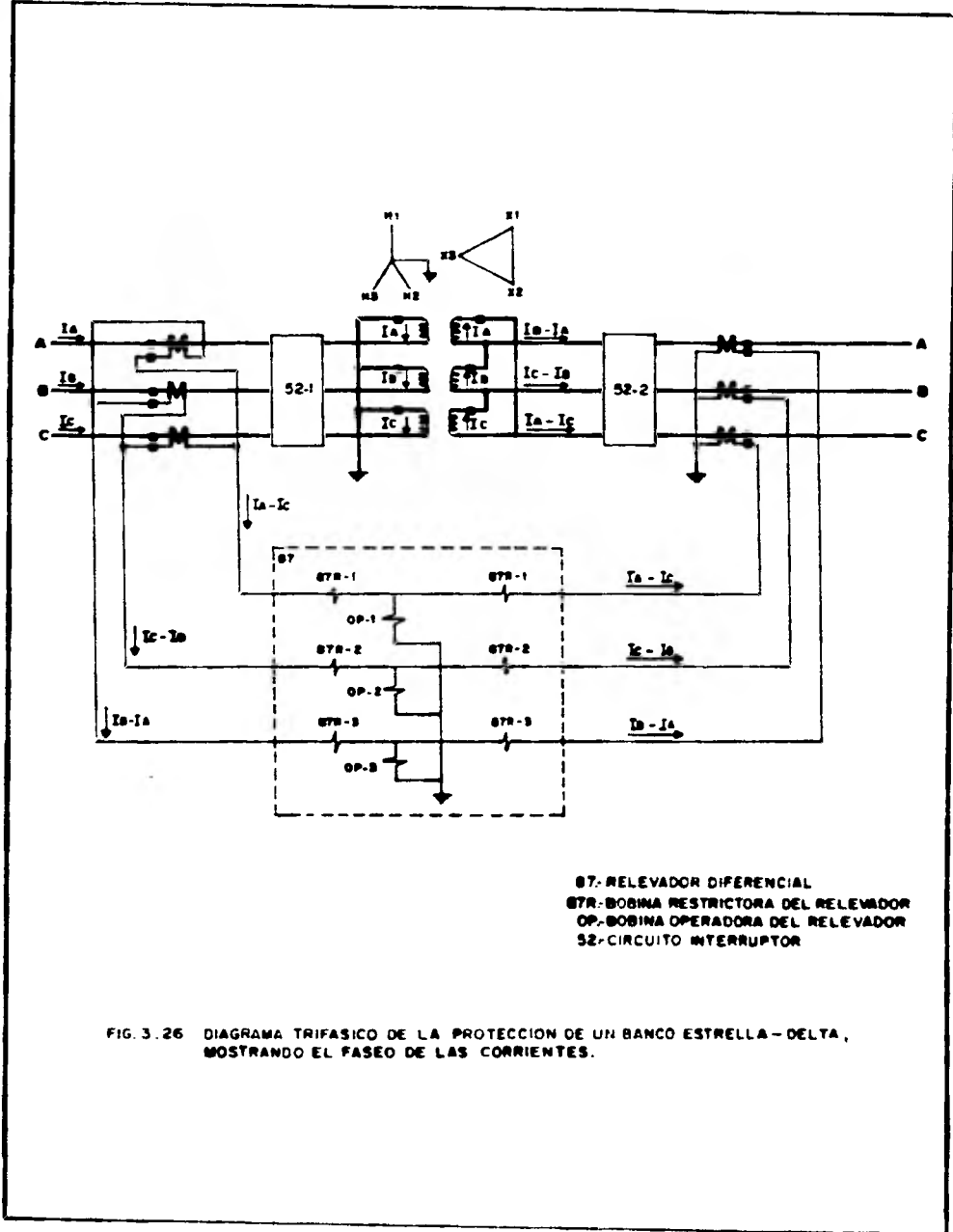


FIG. 3. 26 DIAGRAMA TRIFASICO DE LA PROTECCION DE UN BANCO ESTRELLA-DELTA, MOSTRANDO EL FASEO DE LAS CORRIENTES.

PROTECCION PARA BARRAS "BUSES" CON RELEVADORES DIFERENCIALES.

El tipo de relevadores que se pueden utilizar para la protección de buses son los llamados de "alta impedancia". Para el uso de estos relevadores, los TC's se deben conectar en paralelo como se muestra en la figura 3.27.

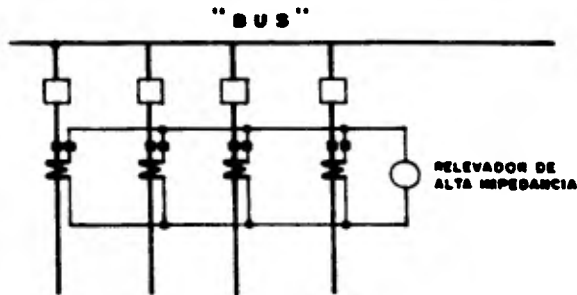


FIG. 3.27 DIAGRAMA ELEMENTAL DE LA CONEXION DE LOS TC'S CON UN RELEVADOR DIFERENCIAL DE ALTA IMPEDANCIA.

En operación normal la tensión en el relevador es aproximadamente igual con cero.

Al ocurrir una falla externa a la zona de protección, la tensión entre las terminales de el relevador quedará todavía igual con cero si los TC's no se han saturado. Sin embargo, durante una falla rigurosa externa, alguno de los TC's puede saturarse, en este caso la impedancia del relevador es mayor a la del TC fallado, y la mayor parte de corriente fluye hacia



ese TC; previniendo al relevador de tener una operación incorrecta.

En el caso de fallas internas a la zona de protección, la impedancia de los TC's y el relevador son altas, teniendo los TC's en ese momento una gran impedancia de carga "Burden", entonces en las terminales del relevador aparecerá una tensión elevada, superior a tensión de operación y el relevador deberá operar.

Este tipo de protección es particularmente aplicable para la protección de "Buses" donde la componente de corriente directa de la corriente de corto-circuito tenga una constante de tiempo larga, y cause saturación de los TC's.

Concluyendo, podemos decir que la protección diferencial es una de las más eficientes y versátiles, ya que con ella se puede proteger cualquier elemento de un Sistema de Potencia; ya sea una línea de transmisión, un transformador de potencia, un generador, barras colectoras de una subestación, etc.

La protección diferencial es el esquema de mayor confiabilidad, selectividad, velocidad, economía y simplicidad; es decir reúne todas las características de una buena protección.

c) Relevadores de Distancia (Número ANSI-21)

El principio de los relevadores de distancia, está basado en que, la impedancia o reactancia de un circuito entre

el relevador y el punto donde ocurre una falla es proporcional a la distancia existente entre ellos; ya que la impedancia en por unidad (4) de la longitud de un conductor es constante; por lo tanto la impedancia total es proporcional a la distancia.

Estos relevadores son adecuados para medir la distancia en términos de cantidades de secuencia positiva (4), ya sea impedancia o reactancia; dichas cantidades pueden ser representadas en función de la relación  $V/I$ , donde "V" es la caída de tensión a través de la falla e "I" es la corriente de falla.

Las estructuras actuantes empleadas en estos relevadores son las de anillo doble de inducción y la de tambor o copa, las cuales son de muy alta velocidad de operación.

Existen actualmente tres tipos de relevadores de distancia electromecánicos, los cuales son: de Impedancia, de Reactancia y de Admitancia o "mho". Las características de estos relevadores y su principio de funcionamiento se describen a continuación.

#### Relevadores de distancia tipo Impedancia

Es un relevador de impedancia el par producido por un elemento de corriente está equilibrado por el par producido

(4) Ver Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia de William D. Stevenson.

por el elemento de tensión: El elemento de corriente produce par positivo (puesta en operación), mientras que el elemento de tensión produce el par negativo (reposición).

El par de operación de este relevador es proporcional al cuadrado de la corriente y el par de restricción es proporcional al cuadrado de la tensión; por lo tanto la ecuación del par neto será:

$$T = K_1 I^2 - K_2 V^2 - K_3 \dots 3.29$$

Donde  $K_1$  y  $K_2$  son factores de proporcionalidad,  $K_3$  es el par del resorte de control,  $V$  e  $I$  son magnitudes eficaces "RMS" (5) de tensión y corriente respectivamente.

Cuando el relevador está en el límite de operación (sus contactos están casi para cerrarse), el par neto es igual con cero, entonces tendremos que:

$$K_2 V^2 = K_1 I^2 - K_3 \dots 3.30$$

de donde:

$$\frac{V}{I} = Z = \sqrt{\frac{K_1}{K_2} - \frac{K_3}{K_2 I^2}} \dots 3.31$$

como  $K_3$  es despreciable para las magnitudes de corriente manejadas por el relevador, se tendrá:

$$Z = \sqrt{\frac{K_1}{K_2}} = \text{cte} \dots 3.32$$

Es decir el relevador de impedancia está en el límite de operación a un valor constante dado de la relación de  $V$

e  $I$ , el cual puede expresarse como una impedancia. En términos de corriente y tensión las características del relevador se muestran en la figura 3.28.

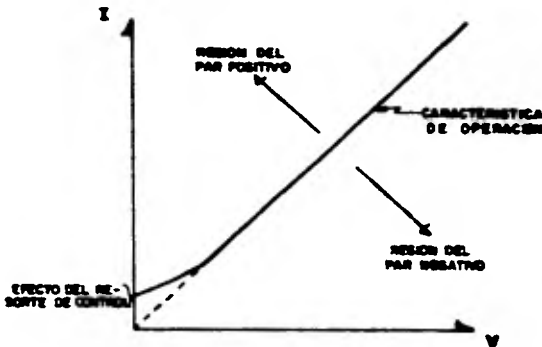


FIGURA 3.28.- CARACTERÍSTICAS DE OPERACION DE UN RELEVADOR DE IMPEDANCIA .

Prácticamente, para mostrar las características del relevador de Impedancia es usado el llamado "diagrama de impedancia" o "diagrama  $R - X$ "; el cual, despreciando el efecto del resorte de control, es un círculo con centro en el origen como se muestra en la figura 3.29.

Para algún valor de " $Z$ " menor que el radio del círculo dará como resultado un par positivo, asimismo para un valor de " $Z$ " mayor que el radio del círculo resultará un par negativo, independiente del ángulo de fase entre  $V$  e  $I$ .

(5) RMS (Root mean square)

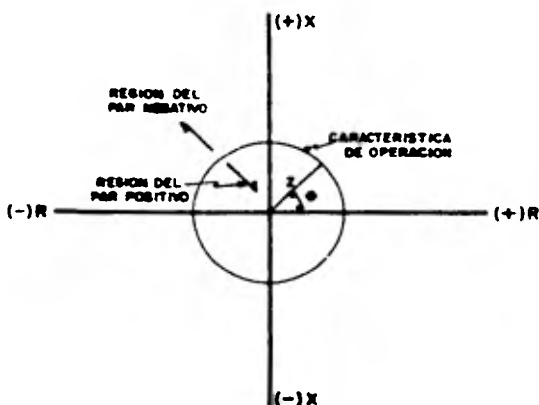


FIGURA 3.29.- CARACTERISTICAS DE OPERACION DEL RELEVADOR DE DISTANCIA TIPO IMPEDANCIA SOBRE UN DIAGRAMA "R-X"

Como puede observarse este relevador no es direccional, por lo que es necesario agregarle una unidad direccional donde se necesite dirección en el disparo. Dicha unidad direccional tiene una característica de funcionamiento de línea recta y cuyo par viene expresado por:

$$T = K_1 V I \cos (\theta - \tau) \dots 3.33$$

cuando el par neto (T) es igual con cero tenemos:

$$K_1 V I \cos (\theta - \tau) = 0 \dots 3.34$$

ya que  $K_1$  y  $V \cdot I$  no son necesariamente cero, para satisfacer la igualdad anterior podemos hacer:

$$\cos (\theta - \tau) = 0$$

donde:

$$\theta - \tau = \cos^{-1} 0$$

$$\theta - \tau = \pm 90^\circ$$

por lo tanto:

$$\theta = \alpha \pm 90^\circ \dots 3.35$$

La ecuación anterior describe el funcionamiento del relevador, o sea, la parte superior de cualquier radio del vector "Z" a  $90^\circ$  del ángulo del par máximo, está situado sobre la característica de funcionamiento de par positivo o par negativo delimitada por la línea recta de la figura 3.30.

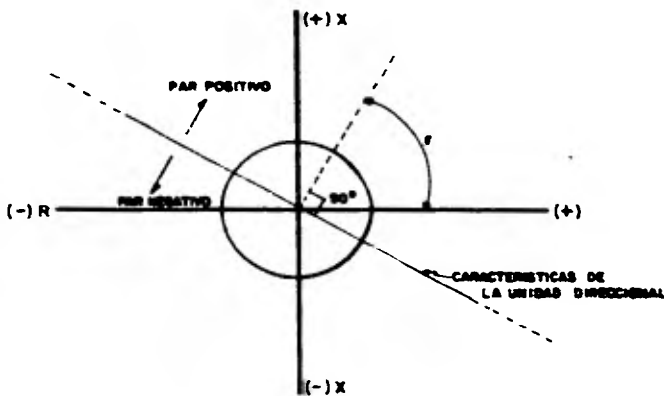


FIGURA 3.30.- CARACTERÍSTICAS DE UN RELEVADOR DE DISTANCIA TIPO IMPEDANCIA CON UNIDAD DIRECCIONAL .

### Relevador de Distancia tipo Reactancia

El relevador direccional de distancia tipo Reactancia es de un relevador de sobrecorriente con retención direccional; es decir el elemento de sobrecorriente desarrolla el par positivo y el elemento direccional corriente-tensión se opone o ayuda al elemento de sobrecorriente, dependiendo del

ángulo de fase entre corriente y tensión. El elemento direccional está arreglado para desarrollar el par máximo negativo cuando la corriente esta atrás 90° de la tensión.

La ecuación del par para este tipo de relevador es:

$$T = K_1 I^2 - K_2 V I \text{ sen } \theta - K_3 \dots \quad 3.36$$

donde  $\theta$  es positivo cuando "I" está atrás de V; en el punto de equilibrio, el par neto es cero entonces:

$$K_1 I^2 = K_2 V I \text{ sen } \theta + K_3 \dots \quad 3.37$$

dividiendo ambos lados de la ecuación anterior por  $I^2$  tendremos:

$$K_1 = K_2 \frac{V}{I} \text{ sen } \theta + \frac{K_3}{I^2} \dots \quad 3.38$$

o también:

$$\frac{V}{I} \text{ sen } \theta = \frac{K_1}{K_2} - \frac{K_3}{K_2 I^2} \dots \quad 3.39$$

De la ley de ohm, sabemos que  $\frac{V}{I} = Z$ , asimismo

$X = Z \text{ sen } \theta$  ; y despreciando el efecto del resorte de control ( $K_3$ ) tendremos:

$$X = \frac{K_1}{K_2} = \text{cte} \dots \quad 3.40$$

La gran ventaja de este relevador es que no influye en su operación el valor de la resistencia, el relevador solo responde al valor de reactancia; por lo cual es aplicable a sistemas donde la resistencia de arco sea un problema, como en el caso de fallas a tierra en los sistemas de potencia aterrizados.

Su comportamiento lo podemos observar en el diagrama R - X de la figura 3.31, donde tenemos una línea recta paralela al eje de las abscisas.

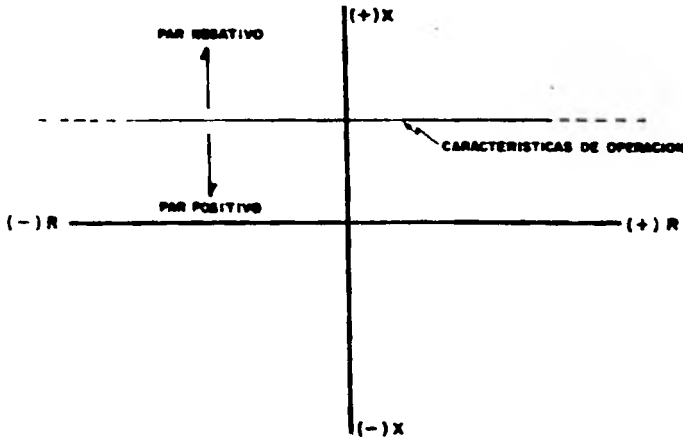


FIGURA 3.31 CARACTERÍSTICAS DE OPERACION DE UN RELEVADOR DE DISTANCIA TIPO REACTANCIA

### Relevadores de distancia tipo Admitancia o "Mho"

Este tipo de relevadores direccionales son de tensión de retención, siendo su par de operación neto el siguiente:

$$T = K_1 V I \cos (\theta - r) - K_2 V^2 - K_3 \dots \quad 3.41$$

donde  $\theta$  es el ángulo de la impedancia, "r" es el ángulo del par máximo;  $\theta$  y  $r$  son positivos cuando  $I$  esta atrás de  $V$ .

Sabemos que, cuando el relevador está a punto de operar el par neto es igual con cero; entonces:

$$K_1 V I \cos (\theta - r) = K_2 V_2 - K_3 \dots \quad 3.42$$



dividiendo la igualdad por  $(K_2 V I)$  y despreciando el efecto del resorte de control  $K_3$ , se tendrá:

$$\frac{K_1}{K_2} \cos (\theta - r) = \frac{V}{I} \dots 3.43$$

pero:  $\frac{I}{V} = \frac{1}{Z} = Y = \text{Admitancia}$ , por lo tanto:

$$Y = \frac{K_2}{K_1} \cos (\theta - r) \dots 3.44$$

La característica de operación descrita por la ecuación anterior se muestra en la figura 3.32; se puede observar un círculo, donde su diámetro es prácticamente independiente de la tensión o corriente, excepto para pequeñas magnitudes de tensión o corriente cuando el efecto del resorte de control  $K_3$  se toma en consideración, causando que dicho diámetro disminuya.

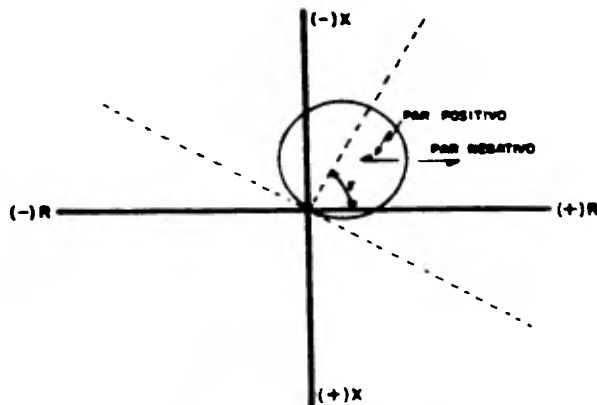


FIGURA 3.32.- CARACTERÍSTICAS DE OPERACION DE UN RELEVADOR DE DISTANCIA TIPO ADMITANCIA O "IMPED"

Concluyendo, podemos observar las características de los relevadores de distancia (Impedancia, Reactancia y Admitancia) en la figura 3.33 donde se muestra un diagrama R - X.

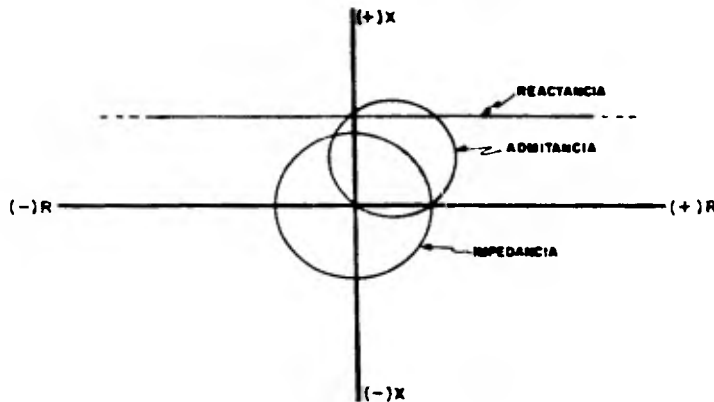


FIGURA 3.33 - CARACTERÍSTICAS DE LOS RELEVADORES DE DISTANCIA EN UN DIAGRAMA R-X

Los relevadores de distancia, son adaptables para responder a todos los problemas que se presentan en la protección de líneas de transmisión, asimismo se pueden aplicar como "protección de respaldo" a generadores y transformadores de potencia.

Una de sus grandes ventajas, es no ser afectados por los cambios en el sistema de potencia, es decir que no influye en su operación ningún cambio en el nivel de falla de corto circuito. Otra de sus grandes ventajas es también, su alta velo-

cidad de operación y de reposición, con lo que se pueden lograr recierres en las líneas sin perder sincronismo.

### 3.3.7 Relevador trafoscope o "buchholz" (Número ANSI-63)

El "buchholz" es un relevador de gases que es instalado en la tubería que une el tanque del transformador y el tanque conservador de aceite. Este aparato se compone de una cámara de acumulación de gases y dos flotadores con contactos de alarma normalmente abiertos.

Dentro del tanque del transformador pueden ocurrir pequeños arcos eléctricos que se forman al existir un corto circuito entre las espiras o entre éstas y el tanque, creando con esto desprendimiento de gases debido a la descomposición o desintegración lenta del aislamiento.

Al ocurrir pequeñas fallas el gas desprendido subirá hasta depositarse en la cámara de gases, haciendo descender el nivel de aceite de la cámara y hará que el flotador uno baje y cierre sus contactos, los cuales deben estar conectados para hacer funcionar una alarma.

Si en el transformador ocurre una falla severa, con gran formación de gases, el gas pasará bruscamente al "buchholz" y accionará directamente al flotador dos, el cual cerrará sus contactos y hará operar el circuito de disparo del interruptor del transformador, además, el gas desprendido se acumulará en la

cámara de gases, haciendo bajar el flotador uno, el cual accionará la alarma.

El relevador "buchholz" posee también una válvula de purga, con el fin de poder extraer los gases acumulados en la cámara de gases, analizarlos y poder determinar su procedencia. Si los gases son inflamables, significa que, son hidrocarburos provenientes de la descomposición del aceite, lo cual nos indicará que ha ocurrido la formación de algún arco dentro del tanque del transformador. Si los gases son no combustibles, entonces contendrán nitrógeno y oxígeno, en este caso se deduce que únicamente ha habido entrada de aire al tanque.

## CAPITULO IV. APARATOS Y TEORIA DE LA MEDICION

### 4.1 INTRODUCCION

Medir significa comparar una magnitud desconocida con otra conocida llamada patrón, establecido para definir físicamente la magnitud a medir. La medición es un proceso de reconocimiento, que permite la comparación física de la magnitud medida con una magnitud elegida como su unidad. En ningún caso podrá esperarse obtener resultados con una precisión mayor que la correspondiente al patrón de comparación.

Para efectuar una medición correcta, es importante tomar en consideración los siguientes factores: el método para hacerla, el proceso de ejecución y el elemento de medición; ya que estos llevan inherentes ciertos errores que nos limitan la exactitud que se desea obtener.

### 4.2 APARATOS PARA MEDICION ELECTRICA

El instrumento eléctrico de medición es un elemento cuya misión es indicar con una exactitud requerida, una magnitud eléctrica a medir, por medio de una aguja material o inmaterial (un haz de luz) sobre una escala.

Los instrumentos de medición utilizados en una subestación son:

- a) Ampérmetros (A)
- b) Voltímetros (V)

- c) Wattmetros (WM)
- d) Varmetros (VARM)

Los cuales pueden ser:

Indicadores (electromecánicos)

Registradores o Gráficos (de inducción y térmicos)

Medidores o Integradores (Inducción)

#### 4.2.1 Instrumentos Indicadores

Nos dan valores directos por medio de una aguja indicadora que se mueve a lo largo de una escala fija, los valores que dicha aguja indica, son independientes del tiempo. Según el tipo de corriente con la que se va a operar, se dividen en 2 grupos, de corriente directa y corriente alterna.

#### 4.2.2 Instrumentos Registradores o Gráficos

Este tipo de instrumentos nos indican sobre una carta móvil, el valor de la magnitud eléctrica que se está midiendo y registran las variaciones de dicha magnitud con respecto al tiempo. Dicha carta es movida por medio de un mecanismo de relojería, el cual es alimentado con energía eléctrica, o bien por medio de una cuerda.

Algunos registradores operan bajo el principio del relevador y cualquier variación de la cantidad eléctrica que se está midiendo, cerrará los contactos que operan un mecanismo, el cual a su vez moverá la aguja.

#### 4.3.2 Instrumentos Medidores o Integradores

Nos indican en una carátula el incremento de energía de alimentación en el circuito al cual está conectado el instrumento integrador. Generalmente los instrumentos integradores se emplean para medir la energía activa o reactiva consumida en un determinado tiempo.

#### 4.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LOS APARATOS PARA MEDICION

A continuación se explicará brevemente el principio de funcionamiento de los instrumentos de medición más comunes:

##### 4.3.1 Instrumentos electromecánicos

Este tipo de instrumentos se dividen, según su construcción en:

- a) Instrumentos con imán permanente y bobina móvil
  - b) Instrumento con hierro móvil y bobina fija
  - c) Instrumentos electrodinámicos
- a) Instrumentos con imán permanente y bobina móvil  
(D'arsonval)

Es el dispositivo más comunmente empleado en la medición de corriente directa; pudiéndose medir también tensión y resistencia.

Su forma más elemental la podemos observar en la figura 4.1; donde se muestra una bobina de alambre delgado (Magneto), la cual se encuentra enrollada sobre un marco de alumi-

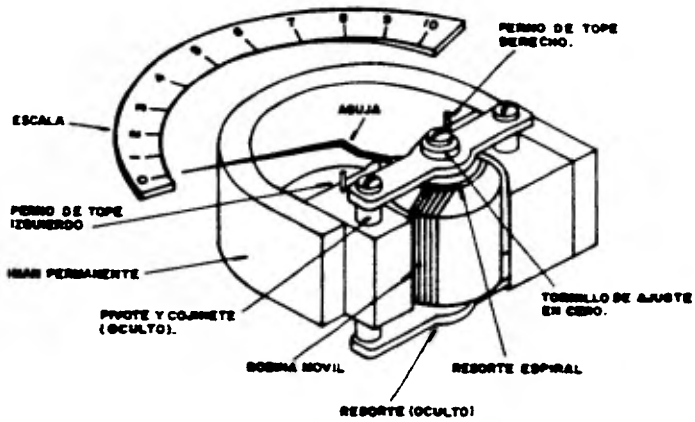


FIGURA 4.1- PARTES PRINCIPALES DE INSTRUMENTO DE IMAN FIJO Y BOBINA MOVIL.

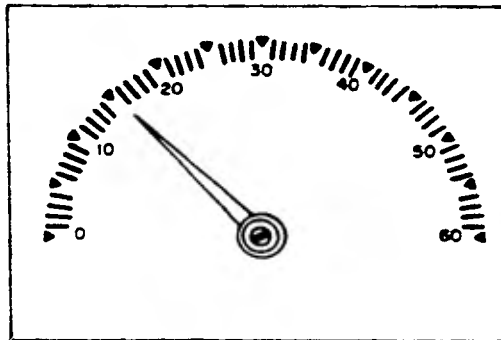


FIGURA 4.2- ESCALA LINEAL DEL INSTRUMENTO DE IMAN FIJO Y BOBINA MOVIL.



nio ligero; el imán permanente rodea la bobina, estableciéndose así un campo magnético uniforme, dentro del cual gira la bobina móvil. El marco de aluminio se encuentra montado sobre unos pivotes, permitiendo que éste gire libremente junto con la bobina entre los polos del imán permanente.

La medición de la magnitud eléctrica se lleva a cabo de la siguiente manera: la corriente que se desea medir, pasa a través de la bobina móvil, la cual produce un campo magnético alrededor de ésta, y la polaridad de la bobina es tal que existe una repulsión del campo magnético de imán permanente con lo cual el marco de aluminio comienza a girar, este movimiento es transmitido a la aguja indicadora, la que a su vez indicará sobre una escala calibrada, la cantidad de corriente que fluye a través de la bobina.

Este tipo de instrumentos normalmente cuentan con una escala lineal (ver figura 4.2), es decir, una escala en la que el espacio entre divisiones es igual. La distancia que la aguja se desvía sobre dicha escala, es directamente proporcional a la cantidad de corriente que fluye a través de la bobina, es decir, el flujo magnético producido por la bobina es directamente proporcional a la corriente que pasa por ella, y como consecuencia, la interacción de los campos magnéticos también aumenta proporcionalmente, lo que nos da finalmente una lectura lineal.

Para concluir, podemos decir que el consumo propio de

energía de este tipo de aparato es del orden de microwatts, por lo tanto es despreciable, teniendo de esa manera una lectura confiable.

b) Instrumentos con hierro móvil y bobina fija

Este tipo de instrumentos son usados comunmente para llevar a cabo mediciones de corriente alterna, aunque también pueden usarse para medir corriente directa. Hay 2 tipos de medidores de hierro móvil, los cuales son: de paleta radial y de álabes concéntricos.

b<sub>1</sub>) Medidores de paleta radial

Este tipo de medidor lo podemos observar en la figura 4.3; donde se tienen dos piezas rectangulares de hierro dulce llamadas paletas, las cuales se encuentran rodeadas por una bobina. Una de las paletas es fija y la otra móvil pudiendo girar ésta sobre una de sus aristas que a su vez permanece fija en un pivote; unida a la paleta móvil se encuentra una aguja que indicará en la escala graduada la cantidad de corriente a medir.

El funcionamiento de este aparato es de la siguiente forma: al existir un flujo de corriente en la bobina, se establece un campo magnético alrededor de ésta, induciendo sobre las paletas un campo magnético de igual polaridad, produciéndose así una repulsión entre la paleta fija y la móvil que hará que la aguja se mueva una cierta distancia, que estará en función del campo magnético producido por la intensidad de corriente que flu

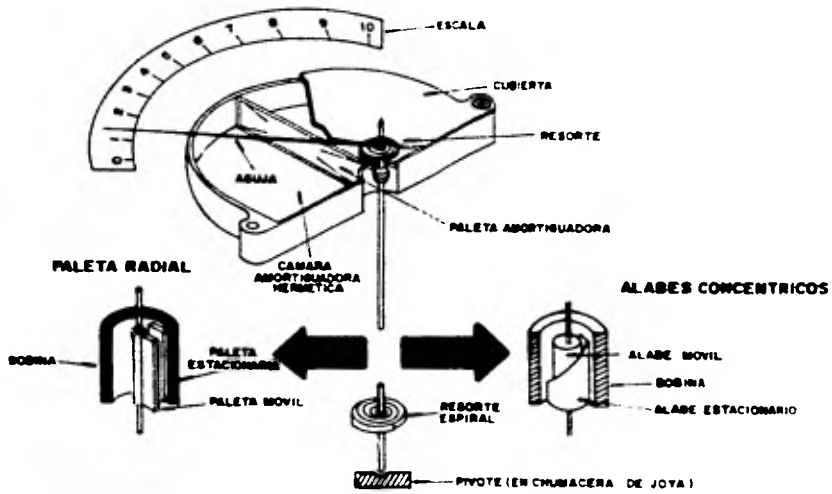


FIGURA 4.3.- PARTES PRINCIPALES DEL INSTRUMENTO DE HIERRO MOVIL Y BOBINA FIJA

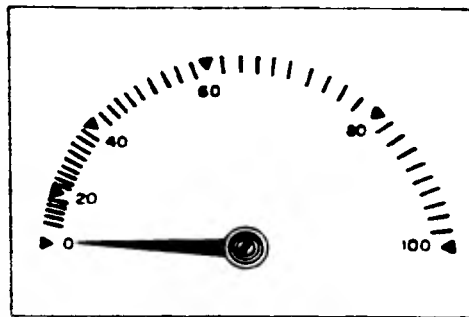


FIGURA 4.4.- ESCALA LOGARITMICA.

ye en la bobina, indicando así en la escala la cantidad de co  
rriente medida.

## b<sub>2</sub>) Medidores de álabes concéntricos

Este tipo de medidores cuenta con dos álabes semicir  
culares de hierro dulce, rodeados por una bobina (Ver figura  
4.3). Uno de los álabes está fijo y envuelve prácticamente al  
otro álabes móvil, razón por la cual este aparato se le llama de  
álabes concéntricos. El álabes móvil se encuentra fijo, en una  
de sus aristas, a un pivote contando también con una aguja que  
indicará en la escala la cantidad de corriente a medir.

Cuando fluye corriente a través de la bobina, las lí-  
neas de fuerza cortarán ambos álabes, de ese modo se magnetiza-  
rán con la misma polaridad, haciendo que el álabes móvil gire so  
bre el pivote; asimismo la aguja se moverá cierta distancia, in  
dicando en la escala la intensidad de corriente medida.

Hacemos notar que en este tipo de medidores (paleta  
radial y álabes concéntricos) su escala no es lineal; ya que la  
desviación de la aguja está en función del cuadrado de la co-  
rriente que fluye en la bobina; siendo entonces la escala de ti  
po logarítmica, como se muestra en la figura 4.4.

## c) Instrumentos electrodinámicos

Este tipo de instrumentos están provistos de dos bob  
inas estacionarias conectadas en serie, y una bobina móvil como  
se muestra en la figura 4.5

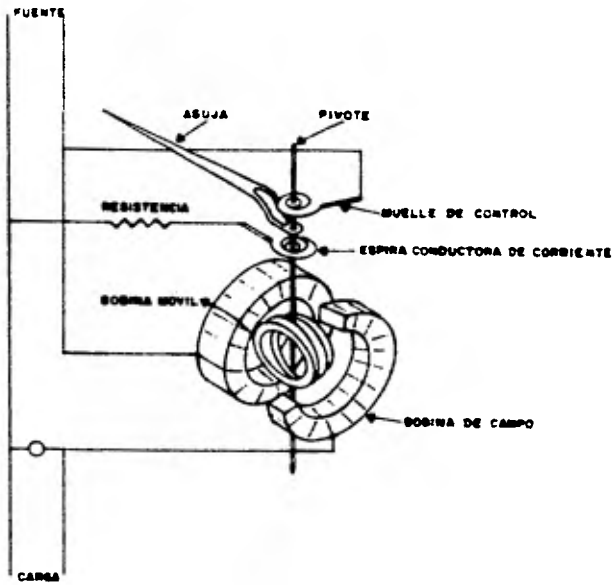


FIGURA: 4.5- INSTRUMENTO ELECTRODINAMICO

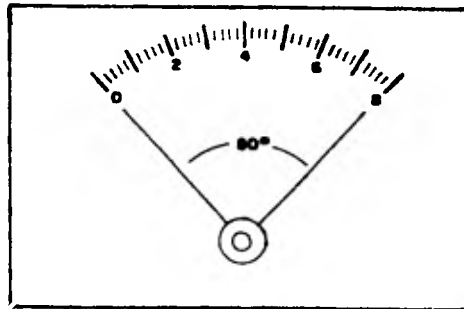


FIGURA: 4.6- ESCALA LINEAL DE 90° MAXIMO

El funcionamiento de este aparato está basado sobre la acción mutua entre las fuerzas generadas por las corrientes que circulan a través de las bobinas fijas y la bobina móvil. Dentro del campo generado por las bobinas fijas se encuentra la bobina móvil, soportada por un pivote que contiene también a una aguja indicadora. Este tipo de aparatos se pueden utilizar para corriente directa y alterna; adaptándose mejor para la medición de potencia activa y reactiva. Estos instrumentos tienen una escala lineal, hasta una abertura de 80 grados, arriba de este ángulo se convierte en escala logarítmica (ver figura 4.6); normalmente usándolos como wáttmetros o vârmetros su escala es lineal y como ampérmetros o vóltmetros su escala es logarítmica.

#### 4.3.2 Instrumentos térmicos

En este tipo de instrumentos, el movimiento de la aguja indicadora, es consecuencia de la dilatación de un determinado metal, como consecuencia del calentamiento producido por el paso, a través de él, de una intensidad de corriente.

La representación esquemática de este tipo de instrumento la podemos observar en la figura 4.7, donde tenemos dos espiras bimetálicas enrolladas en direcciones opuestas, estas espiras y la aguja indicadora están fijadas a una flecha común (entre chumaceras adecuadas). El par de espiras constituyen un termómetro diferencial, es decir, mientras la temperatura de las

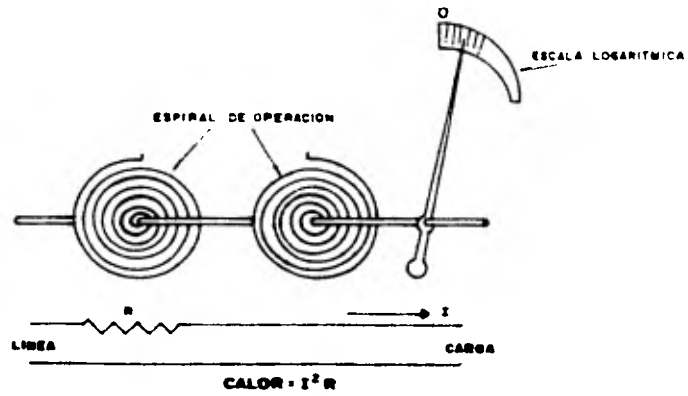


FIGURA 4.7 INSTRUMENTO TERMICO (REPRESENTACION EN FORMA ESQUEMATICA, PARA ENTENDER SU FUNCIONAMIENTO.)

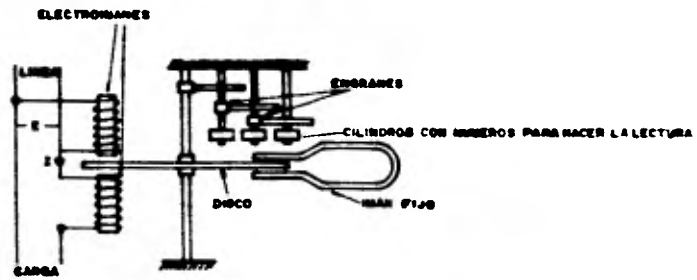


FIGURA 4.8 REPRESENTACION DEL MEDIDOR DEL TIPO DE INDUCCION

dos espiras sea igual, la aguja no se moverá; sin embargo, cuando la temperatura de alguna espira es diferente a la otra, habrá una deflexión de la aguja indicando la corriente a medir. Este tipo de instrumentos cuentan normalmente con escala del tipo logarítmico.

#### 4.3.3 Instrumentos de inducción

El principio de funcionamiento de este tipo de instrumentos de medición es igual al de los relevadores de inducción electromagnética (ver capítulo 3, párrafo 3.3.2.2 de este trabajo).

Este aparato es usado solamente para corriente alterna; en la figura 4.8 están representados en forma esquemática los elementos principales que lo componen.

Podemos decir que el medidor de inducción es propiamente un motor de inducción, y se compone de 4 partes principales siendo éstas:

- a) Un electroimán que produce dos campos magnéticos, uno por efecto de la tensión y otro por la corriente.
- b) Un rotor o disco, el cual gira por efecto de los dos campos.
- c) Un imán fijo o freno que retarda el movimiento del disco, regulando que la velocidad del rotor sea



proporcional a la potencia de la carga.

- d) Un mecanismo de registro, compuesto de pequeñas ruedas dentadas (sistema de relojería), movido por un engrane fijo en un extremo del eje rotor. Dicho registro contiene unos cilindros donde se encuentran marcados números (0,1, ... , 9), de manera que se pueda efectuar una lectura de potencia con respecto al tiempo.

#### 4.4 POTENCIA ELECTRICA Y FACTOR DE POTENCIA

Uno de los parámetros importantes en los Sistemas Eléctricos, se puede considerar que es la potencia; ya que es necesario conocer la energía eléctrica suministrada o consumida por los aparatos que componen dicho Sistema en un momento determinado.

##### 4.4.1 Diferentes tipos de potencia

###### a) Potencia activa (P)

La potencia activa está dada por la siguiente ecuación:

$$P = VI \cos \theta$$

donde:

V = Valor eficaz de la tensión

I = Valor eficaz de la corriente

$\theta$  = Angulo que existe entre V e I

$\cos \theta$  = Factor de potencia (f.p)

La unidad de la potencia activa en el Sistema Internacional es el "Watt", representado normalmente por la letra "W".

###### b) Potencia aparente (S)

El producto de V por I se le conoce como potencia aparente, siendo su unidad el volt-ampere (VA).

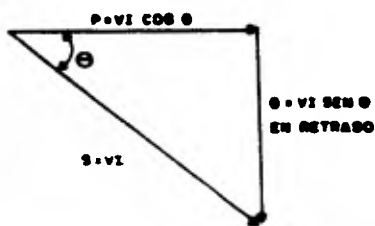
c) Potencia reactiva (Q)

La potencia reactiva está dada por la siguiente igualdad:

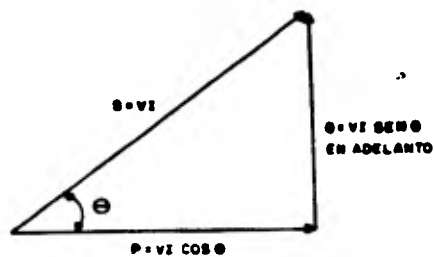
$$Q = VI \text{ sen } \theta$$

la unidad de este tipo de potencia es el volt-ampere reactivo (VAR).

Las expresiones de las potencias activa, reactiva y aparente se pueden representar geoméricamente mediante los lados de un triángulo que se le conoce con el nombre de "Triángulo de Potencias". A continuación se muestra dicho triángulo de potencias para una carga inductiva (la corriente atrás de la tensión) y una carga capacitiva (la corriente adelante de la tensión).



CARGA INDUCTIVA

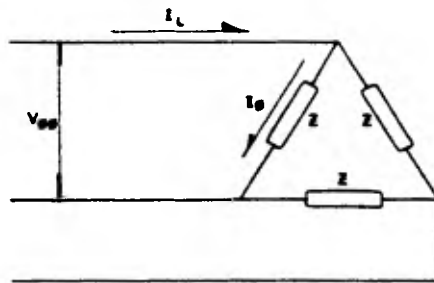


CARGA CAPACITIVA

#### 4.4.2 Potencia en cargas trifásicas equilibradas

Consideremos que las impedancias ( $Z$ ) conectadas a cada una de las fases son iguales, circulan por ellas corrientes iguales en magnitud, con lo cual tendremos una carga equilibrada. Si las conexiones de la carga están en delta o estrella, podemos hacer las siguientes consideraciones:

##### a) Conexión delta



La potencia de una fase será:

$$P_{1\phi} = V_{\phi\phi} I_{\phi} \cos\theta \quad \dots \quad 2.1$$

donde:

$V_{\phi\phi}$  = tensión de línea o entre fases

$I_{\phi}$  = corriente de fase

$\theta$  = ángulo de la impedancia de carga

$I_L$  = corriente de línea

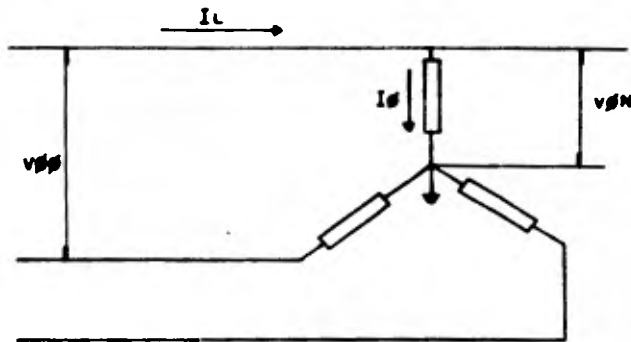
la potencia total o trifásica será:

$$P_{3\phi} = 3 V_{\phi\phi} I_{\phi} \cos\theta \quad \dots \quad 2.2$$

como la corriente de línea ( $I_L$ ) es  $\sqrt{3}$  veces mayor que la corriente de fase ( $I_\phi$ ), tendremos:

$$P_{3\phi} = \sqrt{3} V_{\phi\phi} I_L \cos\theta \quad \dots \quad 2.3$$

b) Conexión estrella



En este caso tendremos que  $I_L = I_\phi$ , además la tensión entre fases ( $V_{\phi\phi}$ ) es  $\sqrt{3}$  mayor a la tensión de fase a neutro  $V_{\phi N}$ ; así se tendrá que la potencia total o trifásica será:

$$P_{3\phi} = \sqrt{3} V_{\phi\phi} I_L \cos\theta \quad \dots \quad 2.3$$

#### 4.5 MEDICION DE POTENCIA ACTIVA TRIFASICA

El tipo de medición que analizaremos en este punto será directa, o sea, sin utilizar transformadores de corriente o transformadores de potencial, interconectados entre los aparatos de medición y los circuitos; con el fin de simplifi-

car los diagramas esquemáticos, pero teniendo presente que al medir una corriente mayor de 5 amperes o una tensión mayor a 127 volts se deben utilizar dichos transformadores para instrumento.

El aparato utilizado para la medición de potencia activa es el Wáttmetro, el cual está constituido por dos bobinas, una de tensión y otra de corriente, dispuestas de tal forma que la desviación de la aguja es proporcional a  $VI \cos\theta$ , donde  $\theta$  es el ángulo entre la tensión (V) y la corriente (I).

Los métodos para la medición de potencia activa trifásica en sistemas balanceados o desbalanceados son los siguientes:

#### 4.5.1 Método de los 3 Wáttmetros (3 fases 4 hilos)

La conexión en las fases (a, b y c) de los wáttmetros monofásicos, para este tipo de medición, se muestra en la figura 4.9 (a).

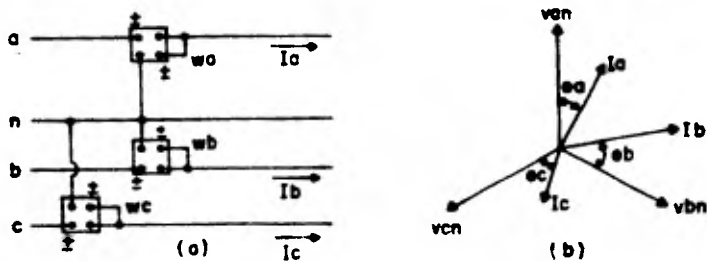


FIGURA 4.9. METODO DE LOS TRES WATTMETROS.

En el diagrama fasorial de la figura 4.9 (b), supongamos que la corriente de la línea "a" está atrás de la tensión de línea al neutro  $V_{an}$  con un ángulo  $\theta_a$ ; las corrientes de las líneas "b" y "c" se encuentran adelante de las tensiones  $V_{bn}$  y  $V_{cn}$ ; con las condiciones antes expuestas, la lectura de cada uno de los wáttmetros será:

$$W_a = V_{an} I_a \cos\theta_a$$

$$W_b = V_{bn} I_b \cos\theta_b$$

$$W_c = V_{cn} I_c \cos\theta_c$$

siendo la potencia total la suma de  $W_a$ ,  $W_b$  y  $W_c$ .

#### 4.5.2 Método de los 3 wáttmetros (3 fases 3 hilos)

Este tipo de medición es similar a la descrita anteriormente, su diagrama de conexiones se muestra en la figura 4.10.

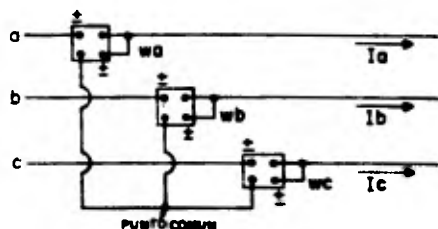


FIGURA 4.10

En dicha figura podemos observar que uno de los polos de la bobina de potencial se conectan a un punto común, teniendo así la lectura de cada uno de los wáttmetros igual a la descrita en el tipo de medición anterior; y en consecuencia la lectura total será la suma de  $W_a$ ,  $W_b$  y  $W_c$ .

#### 4.5.3 Método de los 2 Wáttmetros (3 fases 3 hilos)

En esta medición podemos tener 3 diferentes formas de conectar los wáttmetros, las cuales son las mostradas en las figuras 4.11 (a), 4.11 (b) y 4.11 (c). La lectura de cada uno de los wáttmetros se observan en las mismas figuras; teniendo como resultado que la potencia total o trifásica será la suma de los dos wáttmetros conectados a cada una de las líneas.



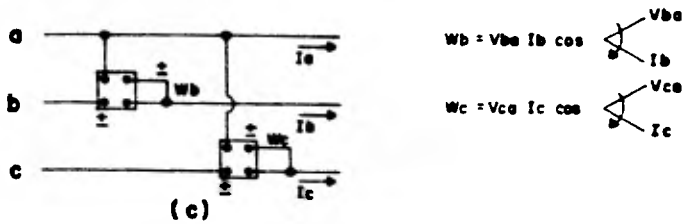
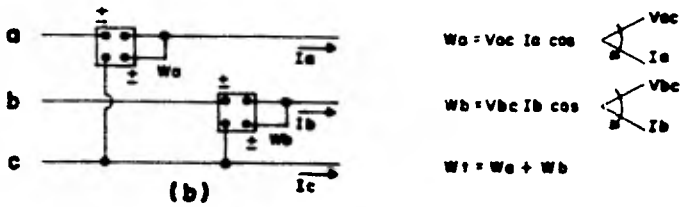
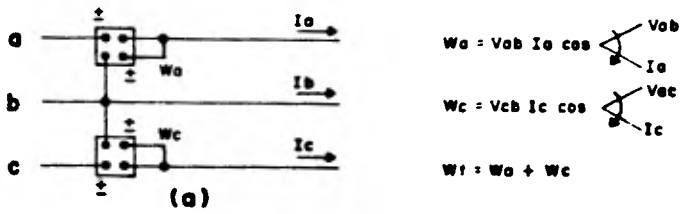


FIGURA: 4.11 METODO DE LOS 2 WATTMETROS

## CAPITULO 5. SISTEMA DE MEDICION Y PROTECCION EN LA SUBESTACION

5.1 SISTEMA DE MEDICION

Se entiende por sistema de medición de una subestación, al conjunto de aparatos de medición conectados en una red de baja tensión formada por los secundarios de los transformadores para instrumentos (TC's y TP's), que nos indican las condiciones de carga de las instalaciones de alta tensión.

Consideraremos que todos los aparatos de medición se encuentran alojados dentro de los límites de la subestación y concentrados en el salón de tableros (sistema de medición local). Las mediciones que se realizan en este tipo de subestaciones podemos observarlas en los diagramas esquemáticos de protección y medición de las figuras 5.1, 5.2, 5.3 y 5.4 anexas.

A continuación mencionaremos las mediciones que se efectúan a los diferentes elementos de la subestación, dando algunas características de los aparatos utilizados para este fin, y las relaciones de transformación de los TC's o TP's a los cuales son conectados.

## 5.1.1 Medición para líneas de 230 KV. (Fig. 5.1)

Se efectúa medición de potencia real y potencia reactiva con wáttmetro (WM) y vármetro (VARM) de 2 1/2 elementos,

teniendo escalas de 500-0-500 MW y 300-0-300 MVAR respectivamente; ambos aparatos son conectados a los secundarios de un TC. 1200:5 y un TP. 1200:1.

#### 5.1.2 Medición para barras colectoras de 230 KV (Fig. 5.2)

Se tiene medición de tensión en una sola fase con voltmetro de escala 0-360 KV conectado al secundario de un TP 1200:1. Asimismo, se cuenta con frecuencímetro con escala de 55-65 Hz.

#### 5.1.3 Medición para banco trifásico de 230/23 KV.

Como se puede observar en el diagrama esquemático de la figura 5.3, tenemos la medición de potencia real y reactiva en el lado de 23 KV; conectando los aparatos de medición a los secundarios de un TC. 2000:5 y TP's 120:1. Los aparatos utilizados tienen las siguientes características:

Wáttmetro (WM) con escala 0-80 MW

Vármetro (VARM) con escala 50-0-50 MVAR.

Wattthorímetro (WHM) con 5 registros y constante de 10,000.

#### 5.1.4 Medición para alimentadores de 23 KV. (Fig. 5.4)

Únicamente se efectúa medición de corriente alterna en una sola fase, con ampérmetro de 0-600 A, conectado al secundario de un TC. 600:5.

## 5.2 SISTEMAS DE PROTECCION

Los sistemas de protección utilizados para los diferentes elementos de la subestación, se basan en esquemas de relevadores, los cuales han sido seleccionados tomando en consideración los factores determinantes que las subestaciones modernas imponen, como son: pequeños márgenes de estabilidad, alta confiabilidad en la continuidad del servicio, etc.

El criterio que se debe tener para la protección de los elementos más importantes de la subestación, como son: líneas de alimentación (230 KV) y bancos de transformadores (230/23 KV); es el de utilizar dos esquemas de protección, lo más independientes que sea posible, a saber: esquema principal o primario y esquema secundario o de respaldo del principal.

Los esquemas de relevadores que se utilicen deben cumplir con las tres siguientes funciones principales:

- a) Aislar todo tipo de fallas con rapidez, tanto con el esquema primario como con el de respaldo.
- b) Aislar una mínima porción de la subestación en condiciones de falla.
- c) Proporcionar una máxima confiabilidad, tanto en los propios esquemas de relevadores, como en los elementos asociados (TP's, TC's, cables de control, fuentes de alimentación para control, etc.).

En seguida mostraremos los diagramas de protección que intervienen en la subestación (ya normalizados en Compañía de Luz y Fuerza), tratando de describir cada uno de los relevadores, así como su función que realizan en cada diagrama.

#### 5.2.1 Esquema de protección para líneas de 230 KV.

La protección que se utiliza para las líneas de 230 KV. que alimentan a la subestación, se muestra en el diagrama esquemático de la figura 5.1. Este tipo de protección normalmente se utiliza con circuitos mayores de 20 km. y se requiere tener un equipo de protección similar en cada extremo de la línea de transmisión, para tener un disparo simultáneo en ambos extremos y consecuentemente una estabilidad confiable.

La lista de relevadores que se utilizan en este esquema se puede observar en la tabla 5.1, donde se dan las características particulares de cada relevador y la función que deben desarrollar dentro del sistema de protección.

Como se mencionó anteriormente este elemento de la subestación cuenta con protección primaria y protección de respaldo. Se utiliza como protección primaria al relevador diferencial 87 c (comparación de fases); teniendo como protección de respaldo el relevador de distancia 21P y los relevadores de sobrecorriente de tierra con elementos instantáneos y de tiempo 67NP y 67N (Ver tabla 5.1).

### 5.2.2 Esquema de protección para barras colectoras de 230 KV.

El esquema utilizado para la protección de barras colectoras de la subestación se puede observar en la figura 5.2.

El esquema es del tipo diferencial, de alta rapidez de operación, teniendo además un sistema de estabilización para prever falsas operaciones debidas a fallas externas a la zona de protección de los relevadores, las cuales pueden ocurrir a causa de los errores en la relación de transformación de los TC's conectados a los diferentes circuitos.

El principio en que se base este esquema, es establecer un circuito donde se sumen vectorialmente las corrientes rectificadas (corriente continua) de todos los circuitos conectados a las barras en cuestión; en este caso la corriente que se aplicará al relevador diferencial será:

$$I_d = |\sum I| - s \sum |I|$$

donde el factor "S" llamado de estabilización, representa el porcentaje o por unidad del error permisible de la corriente diferencial, obtenida por la suma de las corrientes rectificadas de los distintos circuitos. Su listado de relevadores y la función de cada uno se muestra en la tabla 5.2

### 5.2.3 Esquema de protección para banco de transformación 230/23 KV.

El equipo más importante es una subestación eléctrica de potencia es el banco de transformadores, ya que una avería

en cualquiera de ellos, afecta la continuidad en el servicio; y aún cuando exista un transformador de reserva (monofásico), el poner éste en servicio requiere tiempo para su conexión y pruebas. A esto se debe que dicho elemento cuente con protección primaria y de respaldo.

El diagrama esquemático de protección y medición para el banco se muestra en la figura 5.3.

La protección primaria se lleva a cabo con el relevador diferencial (87 T) para cualquier tipo de falla dentro de la zona de protección; además cuenta con el relevador detector de gas trafoescopi<sup>o</sup> (63) que también se puede considerar como protección primaria. La protección secundaria o de respaldo se tiene para: fallas a tierra en el primario del banco (67 N), fallas a tierra en el lado de 23 KV (51 T), fallas de interruptores en 230 KV (51 TT), y fallas en el primario y respaldo de los alimentadores (50/51). El listado de relevadores que se utiliza en este esquema se tiene en la tabla 5.3.

#### 5.2.4 Esquema de protección para alimentadores 23 KV.

La protección de los alimentadores consiste básicamente en un esquema compuesto por relevadores de sobrecorriente de fases y tierra, con elementos instantáneos y de tiempo, coordinados con los fusibles de transformadores de distribución; teniendo además relevadores de recierre.

El diagrama esquemático de protección y medición lo tenemos en la figura 5.4 y adjunto a éste el listado de relevadores usados (tabla 5.4).



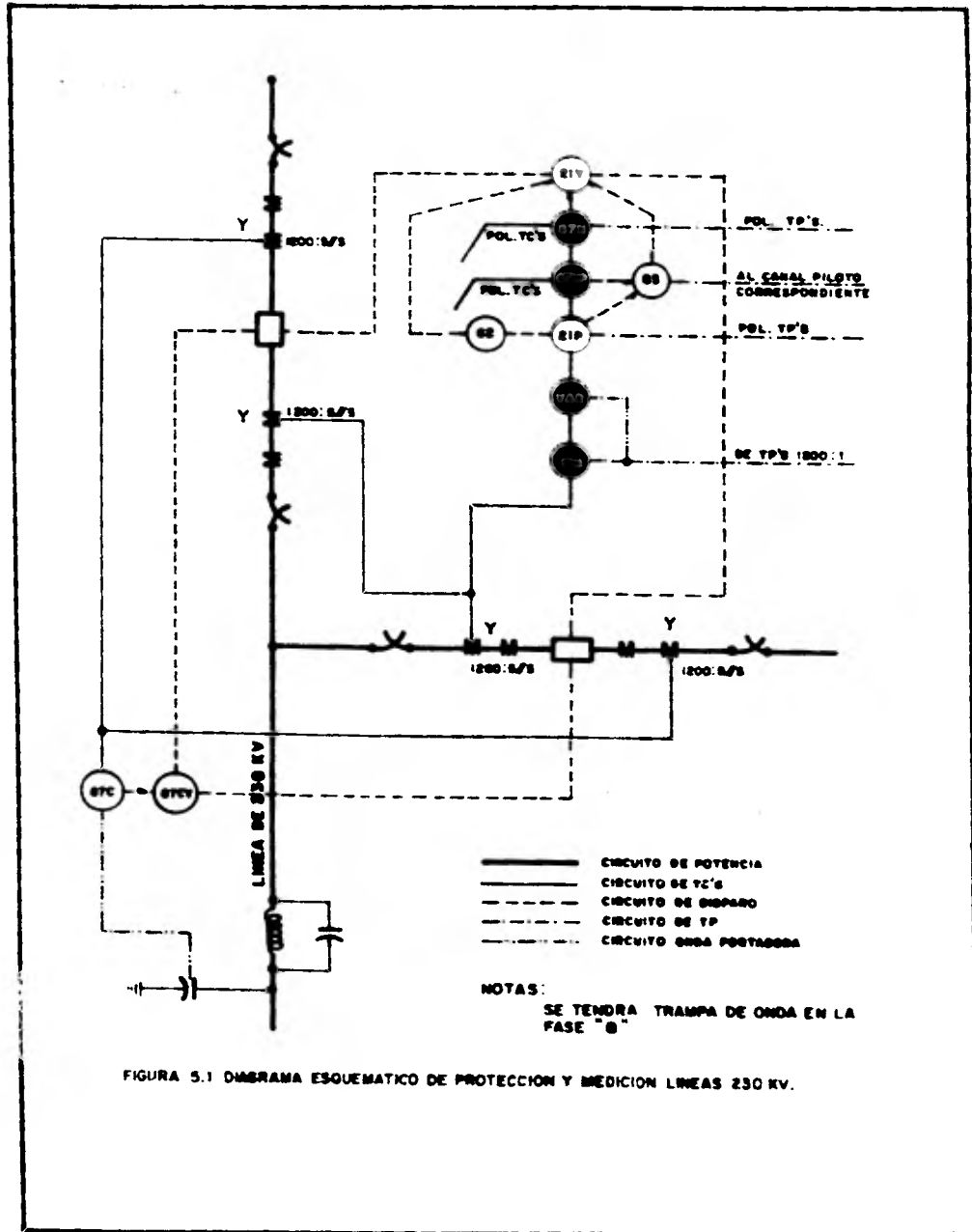


FIGURA 5.1 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION Y MEDICION LINEAS 230 KV.

NO. ANSI	TIPO (MCA)	CANTIDAD	DESCRIPCION	FUNCION
87C	SLD (G.E.)  SKB (W.H.)	1	Comparación de fases con canal de corriente portadora (carrier).	Protección primaria de la línea para fallas entre fases y a tierra.
21P	KD4 (W.H.)	1	De distancia tipo comparador trifásico, con ajustes de impedancia de 0.2 a 4.35 ohms.	Detector de fallas entre fases para iniciar disparo local y transmisión del canal piloto, respaldo de 2 $\frac{1}{2}$ zona en caso de pérdida del canal
67NP	KRD-4 (W.H.)	1	De sobrecorriente direccional de tierras, con elemento instantáneo 2 a 8 A. con polarización de corriente y/o potencial.	Detector de fallas a tierra para iniciar disparo local y transmisión del canal piloto.
67N	JBCG (G.E.)  IRD (W.H.)	1	De sobrecorriente direccional de tierra, con unidad de tiempo inverso de 0.5 a 2.0 A. y unidad instantánea de 10 a 40 A. con polarización de corriente y potencial.	Protección de respaldo de la línea para fallas a tierra.
62	TD-4 (W.H.)	1	Auxiliar de tiempo con rango de ajuste entre 0.1 y 3.0 seg.	Retarda el disparo del relevador de distancia para suministrar segura zona de protección.
85	TT-12 (W.H.)	1	Auxiliar de canal piloto.	Suministra circuitos de disparo para fallas internas, bloqueo de disparo y alarmas por falla de canal, circuitos de prueba para la supervisión del sistema y coordina una inversión de flujo de potencia para fallas externas.
87-Y 21-Y	TRB (W.H.)	2	Dispositivo estático de disparo.	Auxiliar para disparo directo.

Tabla 7.1.- Lista de relés de protección de líneas 138 KV

Nota: 1. - Relés de protección  
2. - Relés de protección  
3. - Relés de protección

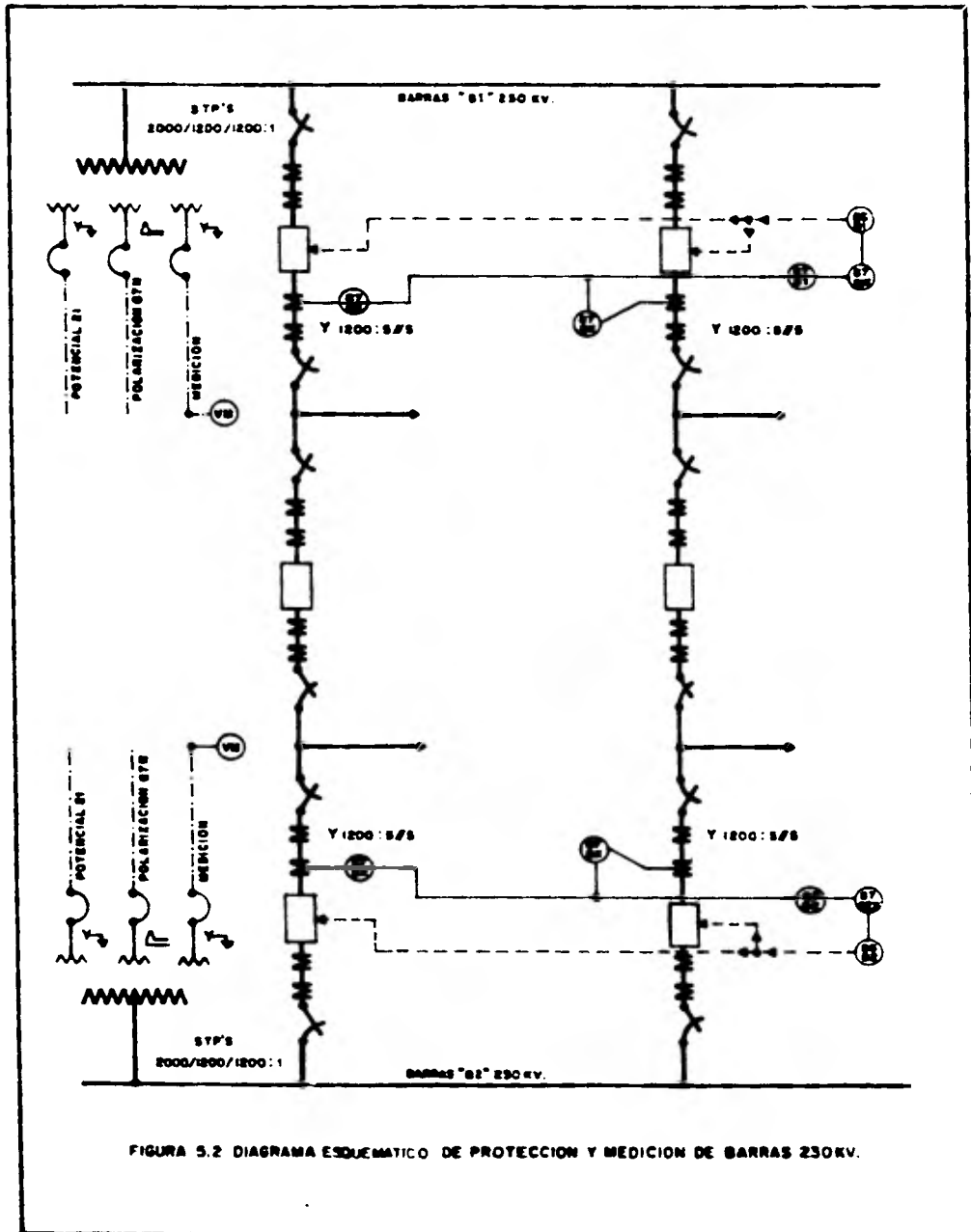


FIGURA 5.2 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION Y MEDICION DE BARRAS 230KV.

NO. ANSI	TIPO	CANTIDAD	DESCRIPCION	FUNCION
87B1 87B2	RN-23 (SIEMENS)	2	Rel. diferencial de barras.	Actúa con la suma de la corriente que sale del relevador receptor y envía señal de disparo a los relevadores auxiliares.
87B1X 87B2X	RIAH423 (SIEMENS)	2	Rel. supervisión de disparo.	Este rel. detecta si la falla es en el equipo de potencia o en los relevadores permitiendo o bloqueando el disparo.
86B1 86B2	HEA (G. E.)	2	Rel. auxiliar de disparo de reposición manual.	Dispara todos los interruptores ligados a la barra.
87BX	RN-24r (SIEMENS)	4	Rel. receptor de corriente con transformadores auxiliares y 2 unidades rectificadoras.	Para la señal trifásica del sistema a dos señales monofásicas de c.a. y dos señales monofásicas de C.D.

Tabla 5.2 Listado de relevadores de la protección de Barras 230 KV.

NOTA: G. E. = General Electric

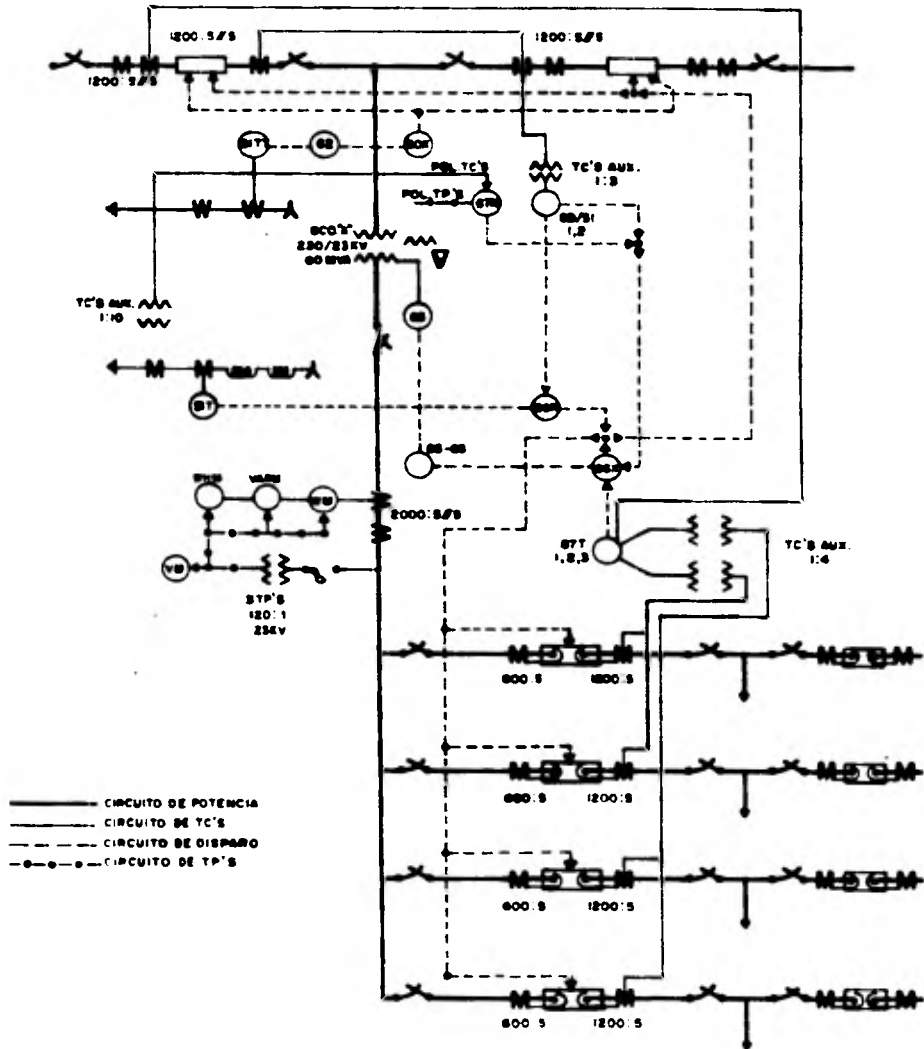


FIGURA 5.3 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION Y MEDICION DE BANCO 230/23 KV

No. ANSI	TIPO	CANTIDAD	DESCRIPCION	FUNCION
50/51	IAC (G.E.)	2	Sobrecorriente con unidad de tiempo inverso de 4 a 16 A y unidad instantánea de 20 a 80 A.	Protección de respaldo, la unidad instantánea para el banco y la unidad de tiempo para los alimentadores.
67N	JBCG (G.E.)	1	Sobrecorriente direccional con unidad de tiempo inverso de 0.5 a 2 A. con polarización de corriente y potencial.	Protección de respaldo para fallas a tierra en el devanado primario del banco.
87T	BDD (G.E.)	3	Diferencial de banco con 3 bobinas de restricción y supresión de armónicas.	Protección primaria del banco para cualquier tipo de falla dentro de la zona de la diferencial.
86X	HEA (G.E.)	3	Auxiliar de disparo, reposición manual, 16 contactos.	Auxiliar de disparo de las protecciones primarias y de respaldo.
51T	IAC (G.E.)	1	Sobrecorriente con unidad de tiempo inverso de 0.5 a 4 A y unidad instantánea de 10 a 80 A.	Protección de respaldo para fallas a tierra del lado de 23 KV del banco y alimentadores.
51-TT	PJC (G.E.)	1	Tiempo definido con unidad instantánea de 0.5 a 2 A.	Protección de respaldo para fallas de interruptor en el lado de 230 KV. NOTA: solo se usará cuando no exista esquema de protección de respaldo local por falla de interruptor.
63	Trafos copio		Detector de gas	Protege el banco contra fallas internas incipientes.
62	TD-5 (W.H.)	1	De tiempo con rango de ajuste de 0.05 a 3 seg	Retarda el disparo del relevador de tiempo inverso, para suministrar 2a. zona de protección.
50X	TRB (G.E.)	2	Auxiliar de disparo.	Auxiliar de disparo de la protección de respaldo.

Tabla 5.3 Listado de Relevadores de Banco 230/23 KV.

G.E. - General Electric  
 W.H. - Westinghouse

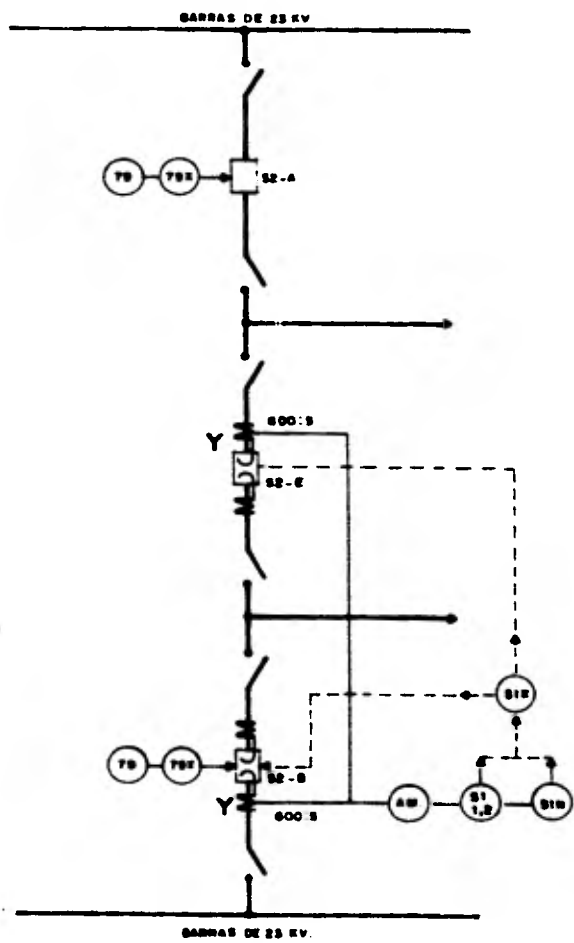


FIGURA 5.4. DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION Y MEDICION DE ALIMENTADORES 23KV.

No. ANSI	TIPO	CANTIDAD	DESCRIPCION	FUNCION
51	IAC (G.E.)	2	Sobrecorriente con unidad de tiempo inverso de 4-16 A. y unidad instantánea de 20 a 80 A.	Protección de alimentadores de 23 KV. para fallas entre fases.
51-N	IAC (G.E.)	1	Sobrecorriente con unidad de tiempo inverso de 0.5-2 A y unidad instantánea.	Protección de alimentadores de 23 KV. para fallas a tierra.
79	NLR (G.E.)	2	Relevador de recierre con 3 ciclos de operación.	
79X	KBP (PyB)	2	Bloqueo de recierres.	

Tabla 5.4 Listado de Relevadores Alimentadores 23 KV.

NOTAS: G.E. = General Electric

PyB = Potter and Brumfield



## CONCLUSIONES

Para poder prever una adecuada protección contra fallas en una subestación, es necesario el conocimiento de los elementos a proteger cuando ocurran éstas, de manera que no se cause un desequilibrio en el sistema eléctrico de potencia, asimismo, es necesario saber utilizar los medios adecuados para efectuar una medición eléctrica en alta tensión, con el fin de evitar accidentes de trabajo.

En nuestro país la demanda de energía eléctrica tiende a triplicarse cada 10 años, y como consecuencia el crecimiento de las subestaciones de distribución es continuo, lo cual hace que los esquemas de protección y medición requieran revisiones periódicas, para actualizarlos y adaptarlos a las nuevas condiciones de operación. Es necesario que un esquema de protección y medición deba ser correctamente seleccionado, de manera que su aplicación sea flexible y se pueda adaptar fácilmente a los cambios originados por el crecimiento de la subestación.

Por lo tanto el Ingeniero Electricista debe estar en continuo proceso de actualización para adquirir o descubrir nuevas técnicas que permitan mejorar los equipos y esquemas de protección y medición.

De lo anterior podemos resumir que, al hacer un estudio de protección y medición de una subestación implica poner

en consideración muchos factores técnicos, económicos y sociales; los cuales deben ser analizados y evaluados de manera tal que permitan obtener el máximo de confiabilidad en una subestación.

BIBLIOGRAFIA

- Manual de Diseño de Subestaciones cap. I al IV.  
Gerencia de Planeación e Ingeniería CLFC, S. A.
- Estaciones Transformadoras y de Distribución  
Zopetti, Ed. G. Gilli, 1966
- Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Mediana y Alta Tensión.  
Gilberto Enriquez Harper, Ed. Limusa 1979
- Introducción al Análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia.  
Gilberto Enriquez Harper, Ed. Limusa 1977
- Curren Limiting Reactors  
Folleto Westinghouse Electric Corporation 1953
- Power-Line Carrier Application  
R. C. Cheek, Westinghouse Engineer 1947
- Instructions High Capacitance Coupling Capacitor Voltage Transformer  
Folleto técnico de General Electric 1978

- **Fundamentos de Teoría y Selección de Transformadores para Medición.**  
Antonio Cárdenas Loeza, Electrotécnica BALTEAU
- **Pruebas a transformadores de medición**  
Pedro Maigler R., Electrotécnica BALTEAU
- **Magnetic Circuits and Transformers**  
Massachusetts Institute of Technology, London:  
Chapman & Hall 1957
- **Transformadores y motores trifásicos de Inducción**  
Gilberto Enriquez Harper, Ed. Limusa 1977
- **The art and Science of protective relaying**  
C. Russel Mason, London 1956
- **Silent Sentinels Protective Relays**  
Westinghouse Electric Co., Newark, New Jersey
- **Protective Relays their Theory and Practice, Vol. I**  
A.R. van C. Warrington, London 1962
- **Protección de Circuitos Eléctricos por Medio de Relevadores**  
Raúl Sánchez Bustos y Gustavo García F.
- **Power Systems Relayin Short Course**  
IEEE, June/July 1974

- Descriptive Bulletin and Application Data  
Westinghouse Electric Co. 1976 - 1977
- Tecnología de las Medidas Eléctricas  
Hans Orth, Ed. Gustavo Gili, S. A.
- Instrumentos para Medición y Control  
W. G. Holzbock
- Mediciones Eléctricas  
E. N. Packmann
- Circuitos Eléctricos  
Joseph A. Edminister, Mc.Graw-Hill 1969
- Circuitos de Corriente Alterna  
Russell M. Kerchner y George F. Corcoran  
Ed. Continental, S. A.
- NORMAS:
  - CLFC, S. A. (Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A.)
  - CCONNIE (Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Industria Eléctrica).
  - ANSI (American National Standards Institute)