

23  
141



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES  
"CUAUTITLAN"**

**EQUIPO DE PROTECCION DE UNA  
SUBESTACION DE  
115 KV / 23 KV**

**T E S I S**

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

**ANGEL MENDOZA CUEVAS**



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## INDICE

### Capítulo I

- I.1 Introducción. 2
- I.2 Filosofía de la protección eléctrica. 4
- I.3 Antecedentes y Características de la Subestación Villa de las Flores. 6

### Capítulo II

#### Descripción del Equipo.

- II.1 El Relevador. 12
- II.2 Transformadores de corriente. 14
- II.3 Transformadores de Potencial. 20
- II.4 Interruptores. 26
- II.5 Red de Tierra. 34
- II.6 Apartarrayos. 36
- II.7 Tablero de Control. 41

### Capítulo III

#### Coordinación de los dispositivos de protección.

- III.1 Lineamientos Básicos. 44
- III.2 Subestaciones con sistema de protección fusible relevador. 48
- III.3 Subestaciones con sistema de protección relevador-relevador. 51
- III.4 Coordinación interruptor-fusible de lado de carga. 58
- III.5 Coordinación interruptor-restaurador. 59
- III.6 Coordinación restaurador-fusible de lado de carga. 62
- III.7 Coordinación restaurador-fusible del lado alimentación. 65
- III.8 Coordinación restaurador- seccionalizador. 66
- III.9 Coordinación restaurador-seccionalizador-fusible. 68
- III.10 Coordinación restaurador-restaurador. 69
- III.11 Coordinación fusible- fusible. 73

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

I.1 En las instalaciones de corriente alterna destinadas al suministro de energía, son precisos los centros transformadores, cuya misión es la de elevar el voltaje de los generadores en las centrales de producción, con el fin de efectuar el transporte de la corriente, en condiciones económicas, ó de reducir la tensión al volar conveniente para el funcionamiento de los receptores, que lo hacen generalmente en baja voltaje.

Hay dos clases de estaciones Transformadoras ó Subestaciones -- que son: a) Principales y b) Secundarias; las secundarias son -- las destinadas a alimentar las redes distribuidoras ó las instalaciones de Zona Industriales. Constan de un sólo transformador tipo primario, el cuál se conecta a una red de alto voltaje. -- para obtener en el secundario voltaje en baja tensión.

La red primaria de las Subestaciones Transformadoras Secundarias, no puede trabajar separadamente en redes que absorben potencias importantes, a la misma tensión que la línea de transporte, y ello por razones de índole económica, es decir, con -- objeto de reducir los gastos de establecimientos en la instalación.

En las subestaciones principales, no solo se realiza la transformación de la energía, sino de ellas parten varias líneas -- del mismo voltaje que el de transporte, y que a su vez alimentan a otras subestaciones transformadoras principales.

En algunos casos las subestaciones se destinan solamente a la distribución, es decir, que en ellas penetran y de ellas salen las líneas sin sufrir la energía ninguna transformación, y esta queda limitada a la necesaria. Para los servicios auxiliares -- que exigen potencia reducida.

En la práctica se denominan a las subestaciones de la siguiente forma:

- 1.) Subestaciones transformadoras secundarias: Son las que alimentan las redes distribuidoras en baja tensión, ó las instalaciones de los usuarios que por su importancia exigen que el suministro se efectúe por medio de un centro transformador.

- 2.) Estaciones Principales ó Subestaciones: Son aquellas en las que se realiza la transformación intermedia de la tensión de transporte a la de la red. distribuidora de alto voltaje, cuya energía transformada se envía a dicha red por medio de apropiadas líneas que parten de las barras secundarias.
- 3.) Subestaciones de Seccionamiento: En estas la energía recibida se distribuye por líneas que trabajan a la misma tensión que -- la alimentadora. La energía transformada corresponde solamente a la necesaria para los servicios auxiliares.

## I.2 FILOSOFIA DE LA PROTECCION ELECTRICA.

Cualquier sistema eléctrico ya sea de potencia, distribución, industrial etc. está sujeto a sufrir fallas ó condiciones anormales tales como: Cortocircuito, Sobre tensiones, sobrecargas etc. estas condiciones anormales son ocasionadas por agentes externos al sistema, - como pueden ser: viento, lluvia, animales, ramas, vehículos y muchos mas. Las fallas pueden ocasionar calentamiento y destrucción de postes del sistema (cables, líneas, transformadores, motores, generadores, etc.) Si no son despejadas oportunamente. Una falla puede ser librada, interrumpiendo la alimentación hacia la misma, por medio de dispositivos de protección como fusibles, restauradores, - interruptores con relevadores etc. Entre más importante sea la parte del sistema que se desea proteger, se deberá tener una protección más confiable.

### A).- Que es la Protección?

La protección es el medio para desconectar un elemento fallado del sistema, lo más rápidamente posible, evitando mayores daños a ese elemento y perturbaciones al sistema.

Las principales características de una buena protección son las siguientes:

- Rapidez
- Confiability
- Selectividad
- Sensibilidad
- Economía

### B).- Zonas de Protección.

Cómo un sistema está compuesto por varios elementos, es necesario establecer. Zonas definidas de protección, las cuales están determinadas por la colocación de los transformadores de corriente, y por las características y ajustes de protección.- Estas Zonas de protección tienen como finalidad, la desconexión sólo del elemento fallado, evitando salidas innecesarias de otras partes del sistema.

### I.3 ANTECEDENTES Y CARACTERISTICAS

Con el objeto de resolver el problema de suministro de energía eléctrica, a las áreas urbanas de: Cd. Azteca, Villa de las Flores, Coacalco y Ojo de Agua; Así como, las áreas rurales de: Texcoco, Nopaltepec, Tequixquiac, Tecámac (Ajolotpan) y Tizayuca, con una demanda total conjunta de 20 MVA, y 73,292 usuarios, la división centro --- Sur, a través del área de Distribución, presentó un estudio de planeación integral que satisficará las necesidades de esta momento y futuras en forma económica y confiable.

Esta área era abastecida mediante 13 puntos de venta de energía --- a C.F.E. Alimentadas de Circuitos de Distribución de 23 KV de Compañía de Luz y Fuerza del centro (en liquidación), las cuales a su vez proporcionaban energía a lo largo de los mismos, a fábricas y Fraccionamientos habitacionales, siendo la norma general que los puntos de entrega de energía a C.F.E. Quedaban en las partes finales de los Circuitos, resultando un servicio deficiente, lo cual se corrobora con los siguientes datos estadísticos.

-- En el año de 1980 se registraron 670 interrupciones, con un promedio de 401 horas de falta de suministro de energía.

-- En el año de 1981 se registraron 913 interrupciones, con 200 --- horas de falta de servicio.

Para la planeación antes mencionada y su aceptación por parte de -- oficinas nacionales, se tomaron las siguientes bases:

- 1.- Se tomó la Planta Valle de México (Termoeléctrica), como fuente de suministro y punto más cercano a los Centros de carga servidos por C.F.E.
- 2.- En esta planeación se previó una Red de Subtransmisión a 115 -- KV, a partir de la Subestación de la Planta Termoeléctrica Valle de México, para enlazar posteriormente en 115 KV con la Subestación Tizayuca II.
- 3.- Dado que la Tensión de 85 KV está restringida únicamente al --- área metropolitana, se pensó desarrollar una infraestructura a 115 KV permitiera entregarse con las áreas de C.F.E. de iguales características.

### C).- Protección de Respaldo.

Al igual que un sistema eléctrico está sujeto a fallas, también un esquema de protección puede fallar debido a varias causas, tales como: Falta del mecanismo del interruptor, falla de voltaje de control, falla en el circuito de disparo, errores en los transformadores de corriente, mala operación del relevador, etc. en este caso, un sistema debe de disponer de la llamada protección de respaldo que puede ser de dos tipos:

--- Directa.- En este caso se dispone prácticamente de dos esquemas de protección por elemento, teniendo al inconveniente de ser costosa.

--- Indirecta.- Para este tipo no es necesario tener dos esquemas, bastaría sólo con que dentro de la protección del sistema existan áreas de traslape entre Zonas adyacentes de protección.

El inconveniente en este caso, es que si falla una protección primaria de un elemento fallado, al actuar la protección de respaldo, además de desconectar dicho elemento, sacará otra parte del sistema. Esta situación puede justificarse mediante el siguiente razonamiento:

"Es preferible un disparo aparentemente innecesario sobre una parte del sistema, que comprometer una mayor porción ó la totalidad del sistema."

4.- Obras a cargo de C.F.E.

NOMBRE Y CARACTERISTICAS

S.E. VALLE DE MEXICO.

4.A.T.-1F-33MVA-230/115 KV-0A/FA

(se considera la parte de la inversión proporcional a la carga).

LINEA DE SUBTRANSMISION VALLE DE MEXICO.

115 KV 2C -12 KM-795 ACSR- T.A

S.E. VILLA DE LAS FLORES

2T-3F- 115/23 KV- 18/24/30 MVA

5.- El área servida por la división de Distribución Centro Sur atende 25,491 usuarios, con una demanda de 18,333 KVA, que se suministraban de tres puntos de reventa que proporciona la C.L. y - F.C. (en liquidación) a C.F.E.

La División de Distribución Centro Sur ha contraído compromiso de suministrar energía eléctrica a los fraccionamientos habitacionales de 24,288 viviendas en total, con una demanda conjunta estimada de 29,684 KVA, para los próximos tres años, que sumada a la demanda actual llegara a 48,000 KVA, con cerca de 50,000 usuarios. Para cubrir estas necesidades se requiere disponer de una fuente de suministro segura y confiable, es por eso que se penso iniciar la alimentación de esta carga de las barras de 85 KV, de la S.E. Planta Valle de México, (C.F.E.), mediante una línea de doble Circuito de 85 KV, 12 KM. Construyendo inicialmente un circuito y posteriormente el otro, instalando un Banco de 230/85 KV de MVA, procedente de la S.E. Zapata.

## CARACTERISTICAS.

Esta Subestación es de tipo secundario, que se encarga de alimentar a redes de distribución ó circuitos de distribución a un voltaje de 23 KV. Consta de cinco circuitos de distribución que alimentan a fraccionamientos residenciales que son:

- I.- Circuito Prados
- II.- Circuito Villa de las Flores
- III.- Circuito parque Residencial Coacalco
- IV. Circuito Azteca
- V.- Circuito Ojo de Agua

En la figura I.1 se puede observar el lado de baja tensión de donde salen dichos circuitos, también podemos observar la forma como están instalados los interruptores que protegen a los circuitos de 23 KV.

El lado de baja Tensión consta de dos Buses; uno principal y otro auxiliar, estos buses están compuestos por barras colectores, fig. I.2

En el lado de alta tensión nada más se tiene un bus también se observa como están instalados los equipos que protegen a los transformadores de potencia de 18/24/30 KVA cada uno.

Una de las características importantes de este tipo de Subestaciones es que tiene poco fierro estructural lo cual hace que las manijas de operación sean más fáciles dentro de la misma.

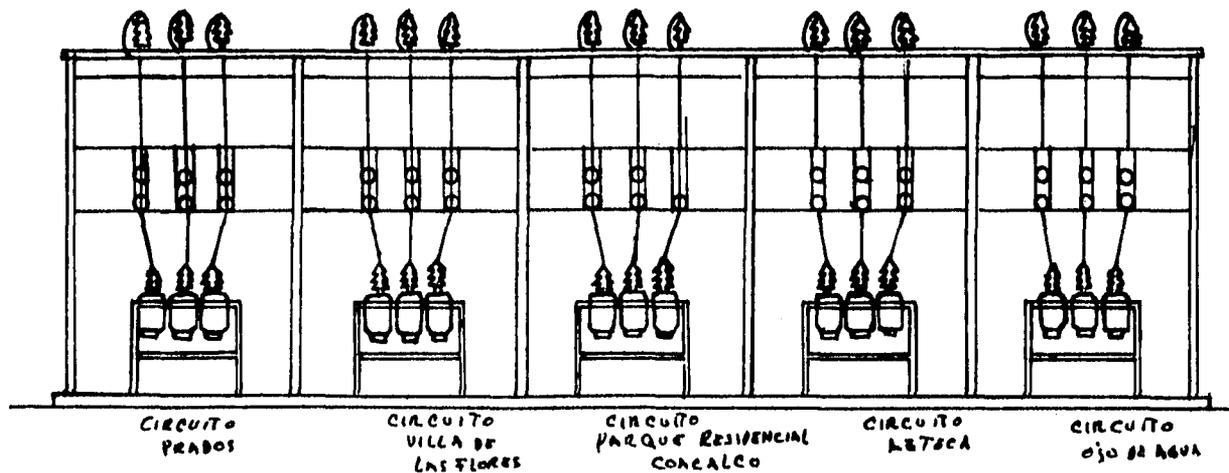


FIG. I.1 UNDO DE BAJA TENSIÓN. - DONDE SALEN  
LOS CIRCUITOS ALIMENTADORES

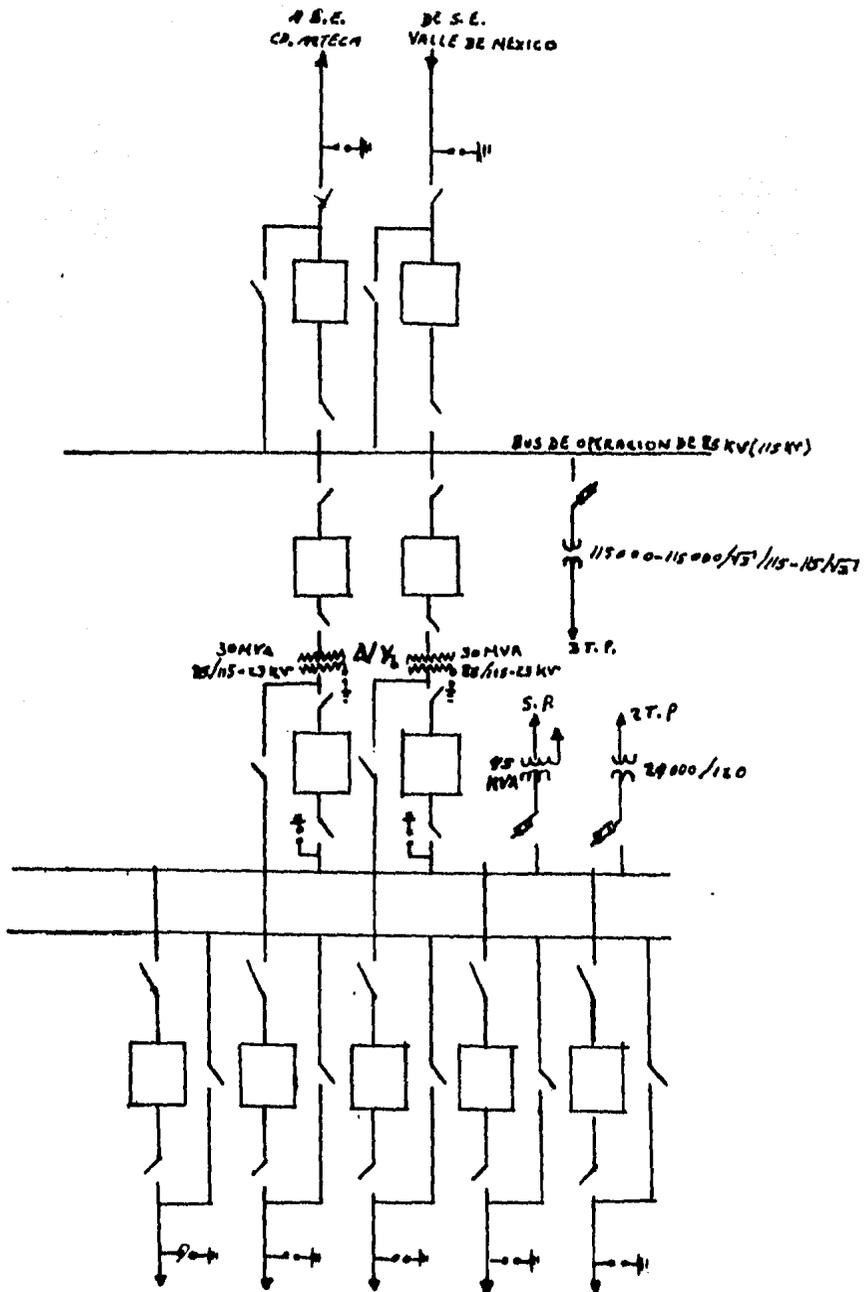


FIG. I.2 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACION MILCA DE LAS FLORES

## C A P I T U L O II

### Descripción del Equipo.

II.1 El Relevador.

II.2 Transformadores de corriente.

II.3 Transformadores de Potencial.

II.4 Interruptores.

II.5 Red de Tierras.

II.6 Apartarrayos.

II.7 Tablero de Control.

## II.1 EL RELEVADOR

Un relevador en Ingeniería Eléctrica es un dispositivo, el cual es operado por una condición física ó eléctrica y que origina la operación de otros dispositivos en un sistema eléctrico.

La función de los relevadores de protección es retirar rápidamente de servicio, cualquier elemento de un sistema de potencia, cuando este sufre un cortocircuito ó cuando empieza a funcionar en cualquier forma anormal que pueda originar daño ó, interfiera de alguna manera el funcionamiento eficaz del resto del sistema.

Debe entenderse que un relevador de protección no puede prevenir las fallas, sólo puede actuar después que ésta se ha presentado.-- Sería muy conveniente que la protección pudiera anticipar y prevenir las fallas, pero obviamente esto es imposible, excepto cuando la causa original de la falla produce alguna anomalía que haga funcionar a un relevador de protección; Sin embargo, algunos dispositivos como el relevador Buchholtz, puede anticipar y prevenir -- las fallas mayores. Dicho relevador es un dispositivo operado con gas, que puede detectar la acumulación de gas producida por la falla incipiente de un transformador.

Las Características Principales de un Sistema Eléctrico Son: Tensión, Corriente, Frecuencia, Fase, Polaridad, Potencia, F.P., y otras más: las cuales se alteran al suceder una falla ó perturbación en el sistema. Los relevadores tienen conocimiento de una ó varias de estas características y están arreglados para mantenerse inactivos mientras estas no varían.

De ocurrir una falla, el relevador detecta y selecciona la característica del sistema que le conviene y actúa sobre un sistema de control, con el fin de aislar la falla ó bien la parte del sistema donde se origina ésta. El objetivo de una protección es entonces, mantener una constante vigilancia en el sistema eléctrico y minimizar los daños al equipo cuando se presenta una falla.

Básicamente un relevador consiste de un elemento de operación y de un elemento de mando.

El primero toma la información de los transformadores de instrumentos, localizados en la porción específica del sistema que se desea proteger. En forma de tensiones y corrientes ejecuta una operación de medición y transforma el resultado en una señal para el elemento de mando, que a su vez acciona los mecanismos apropiados para aislar el elemento fallado.

La información de los transformadores de instrumentos (El Transformador de corriente y el transformador de potencia) es proporcionada al relevador, por medio de cables de control. También es usual que un banco de baterías de una subestación, proporcione la tensión de disparo del interruptor. La eliminación efectiva depende de la condición del banco de baterías, de la continuidad del alambrado y de la bobina de disparo, así como, de la correcta operación mecánica y eléctrica del interruptor y del cierre de los contactos de disparos del interruptor. principios de funcionamiento.

En realidad sólo hay dos principios de funcionamiento fundamentalmente diferentes:

1).- Atracción electromagnética

2).- Inducción electromagnética

Los primeros funcionan en virtud de un embolo que es atraído de un solenoide ó una armadura que es atraída por los polos de un electroimán. Dichos relevadores pueden ser accionados por magnitudes de C.D. ó C.A.

Los relevadores de inducción electromagnética, utilizan el principio del motor de inducción, por medio del cuál el par se desarrolla por inducción en un motor; este principio de funcionamiento se aplica sólo a relevadores accionados por C.A.

## II.2 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Los transformadores de corriente son los elementos que alimentan a los relevadores con corrientes que son proporcionales a las que -- circulan en el sistema de potencia.

Sin los transformadores de corriente los equipos de protección serian demasiados grandes y comparables al equipo de potencia así -- pues aparte de alimentar a los relevadores de protección, logran -- que el tamaño de éstos sea pequeño y de facil inspección. La aplicación adecuada de los transformadores de corriente implica la con sideración de varias requisitos como siguen:

Construcción mecánica, tipo de aislamiento (seco ó líquido), relación en función de las corrientes ó tensiones primarias y secundarias régimen térmico continuo, régimen de corto tiempo térmico y mecánico, clases de aislamiento, nivel de impulso, condiciones de servicio, precisión y conexiones.

Todos los tipos de transformadores de corriente se utilizan para -- propositos de protección por relevadores.

Cálculo de la precisión del T.C.-

Rara vez, si acaso, es necesario determinar el error de angulo de fase de un T.C., utilizado para propositos de protección.

Una razón para esto es que la carga en el secundario de un T.C., -- es generalmente de factor de potencia atrozado tan elevado que, la corriente secundaria esta practicamente en fase con la corriente de excitación y por lo tanto, el efecto en la precisión del ángulo de fase es despreciable.

Carga del Transformador de Corriente.-

Todas las consideraciones acerca de la precisión de los T.C. suponen el conocimiento de la carga del T.C., la carga externa aplicada al secundario de un transformador de corriente se conoce como -- "carga".

La carga esta expresada preferentemente en función de la impedencia de la carga y sus componentes de resistencia y reactancia.

## Operación de los Transformadores de Corriente.

Un transformador de corriente o T.C. Consta de dos partes principales: El primario que generalmente es una barra, y el secundario que consta de un devanado.

Suprincipio de operación es el siguiente; al circular una corriente en el primario, esta induce un flujo en el secundario al cual provoca que circule una corriente por el secundario. Lo anterior sucederá siempre y cuando el secundario se encuentre en cortocircuito, como lo es tener conectadas bobinas de baja impedancia, tales como: - Ampermetros, relevadores de corriente o bobinas de corriente de medidores de potencia o energía. Cuando el secundario de un T.C. se encuentra abierto se inducirá en este una tensión de varios miles de Volts, lo cual pone en peligro a la persona que accidente o descuido haya abierto el secundario.

### Relación de Transformación (R.T.C.)

La corriente que circula por el secundario guarda una relación que puede considerarse constante para ciertos valores de corriente primaria está relación es conocida como R.T.C. y está definida como:

Corriente primaria

$$R.T.C. = \frac{\text{Corriente Secundario}}{\text{no. de vueltas en el secundario}}$$

$$R.T.C. = \frac{\text{no. de vueltas en el primario}}{\text{Corriente primaria}}$$

Cuando la relación está expresada en termino de corrientes, en el denominador aparece 5 AMP., y en el numerador se tiene la corriente que el circular por el primario, hace el secundario circulen 5 AMP., que normalmente es la máxima corriente que en regimen permanente puede circular continuamente por el secundario sin saturar el T.C.

Ejemplo 200/5

Corriente máxima Primaria = 200 AMP.

Corriente máxima Secundaria = 5 AMP.

Cuando la relación está expresada en termino del número de vueltas, en el denominador aparece el 1.0 ya que el primario es una barra -- equivalente a una vuelta, y en el numerador se tiene el número.

marco de vueltas en el secundario.

### Ejemplo 40/1

no. de vueltas en el secundario 40.  
no. de vueltas en el primario 1.

Entonces si se quiere conocer que corriente va a circular en el  $S_2$  secundario, sólo se divide la corriente en el primario entre la R.T.C. Expresada en termino del número de vueltas; y viceversa, -- si se conoce la corriente secundaria, y se multiplica por la R.T.C. Se obtendrá la corriente en el primario.

### Conexiones.

Un concepto importante para comprender la operación de un T.C. es la polaridad. Las marcas de polaridad son simplemente un convenio -- ción, estableciéndose por definición lo siguiente: Cuando una corriente primaria entra por polaridad, la corriente secundaria sale por polaridad. Cuando una corriente primaria sale por polaridad la corriente secundaria entra por polaridad.

### Ejemplo:



En un sistema trifásico se tienen normalmente un T.C. por cada fase, los cuales pueden conectarse en delta o estrella en el secundario según sea la necesidad; Pero lo importante es que los secundarios se encuentran en regimen de cortocircuito; por está razón -- las conexiones que involucran corrientes en los transformadores de corriente, deben tener zapatos cerrados para evitar al máximo -- falsos contactos o posibilidades de abrir conexiones.

### Precauciones.

Al trabajar con T.C. se requiere un máximo de concentración, siendo recomendable trabajar en muerto, esto es sin corriente primaria. Cuando esto no es posible, los T.C.s disponen de elementos para cortocircuitarlos en sus salidas, aislando los circuitos de corriente en los que se desea trabajar aún en estos casos es necesario comprobar que el T.C. quede efectivamente cortocircuitado, -- -- chequeando con un gancho que la corriente en el circuito por abrir -- sea cero chequeando.

Para utilizar las curvas del factor de corrección de relación se debe calcular la carga del T.C. Para cada valor de la corriente secundaria, para la que se quiere conocer la precisión del T.C. Las curvas del factor de corrección de relación están determinadas para factores de potencia de cargas semejantes a los que se encuentran en las aplicaciones de relevadores y de aquí que no hay mucha discrepancia:

**Clasificación ASA de la precisión.-**

La clasificación ASA de la precisión para transformadores de corriente, utilizados con propósitos de protección, proporciona una medida de precisión de los T.C. Este método de clasificación supone que el T.C. esté suministrando 20 veces su corriente nominal secundaria a su carga, y se clasifica con base en el valor máximo de la tensión eficaz que este puede mantener en sus terminales secundarias, sin que el error de relación excede un margen especificado.

La clasificación de precisión ASA normalizadas son como se muestran la letra "H" significa Impedancia secundaria interna elevada", que es una característica de las T.C. que tienen arrollamientos secundarios concentrados. La letra "L" significa Impedancia secundaria interna baja", que es una característica de las T.C. de tipo boquilla, que tiene arrollamientos secundarios totalmente distribuidos ó del tipo ventana, que tiene dos ó cuatro bobinas secundarias con baja reactancia de dispersión secundaria. El número anterior a la letra es el error máximo de relación especificada en porcentaje ( $=100/FCR-1$ ) y el número después de la letra, es la tensión final mínima secundaria a la que pueda tolerarse el error de relación especificado para una corriente secundaria de 20 veces la normal.

10H10	2.5H10	10L10	2.5L10
10H20	2.5H20	10L20	2.5L20
10H50	2.5H50	10L50	2.5L50
10H100	2.5H100	10L100	2.5L100
10H200	2.5H200	10L200	2.5L200
10H400	2.5H400	10L400	2.5L400
10H800	2.5H800	10L800	2.5L800

El término "Carga" no solo se aplica a la carga externa total conectada a las terminales de un transformador de corriente, sino también a los elementos de esa carga.

La impedancia de la carga del T.C. disminuye a medida que aumenta la corriente secundaria, debido a la saturación en los circuitos magnéticos de los relevadores y otros dispositivos. De aquí que solo pueda aplicarse una carga dada para un valor particular de corriente secundaria.

#### Causas del factor de Corrección de Relación.

El término "factor de corrección de Relación" se define como, "El factor por el cual debe multiplicarse la relación marcada (ó datos de Placa) de un transformador de corriente para obtener la relación verdadera: Los errores de relación de los transformadores de corriente utilizados para la protección son tales que para una magnitud dada de la corriente primaria, la corriente secundaria es mayor que la que indicaría la relación marcada de aquí que, el factor de corrección de relación es mayor que 1.0 Una causa del factor de corrección de relación, es una causa de este trazada contra los múltiplos de la corriente primaria ó secundaria nominal, para una carga constante dada, como en la fig. II.1, dichas curvas dan los resultados más precisos para que los únicos errores involucrados en su utilización en las ligeras diferencias en precisión, entre los T.C. que tienen los mismos valores normales de placa, debido a las diferencias de los fabricantes.

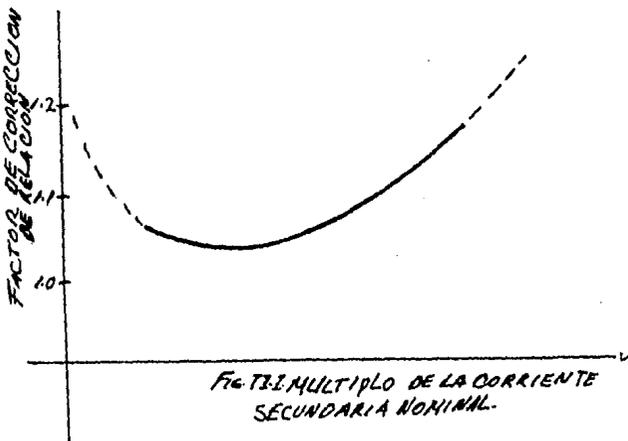
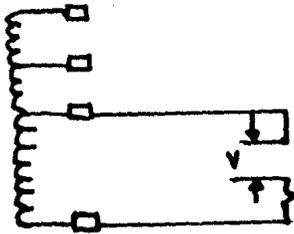
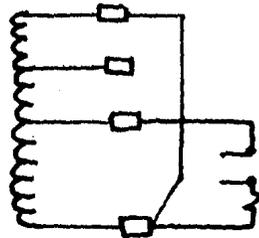


FIG. II.1. MULTIPLO DE LA CORRIENTE SECUNDARIA NOMINAL.



OPERACION  
INCORRECTA  
V = VOLTAJE



CORTOCIRCUITADO

OPERACION  
CORRECTA  
V = 0

### II.3 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL.

Para propósitos de protección por relevadores, se utilizan dos tipos de transformadores de potencial que son como sigue:

- (1).- EL "TRANSFORMADOR DE POTENCIAL PARA INSTRUMENTOS" que lo llamaremos en lo sucesivo "transformador de Potencial" simplemente, y.
- (2).- EL "DISPOSITIVO DE POTENCIAL DE CAPACIDAD O CAPACITIVO" un transformador de potencial es un transformador convencional que -- tiene arrollamientos primarios y secundarios.

El arrollamiento primario está conectado directamente al circuito de potencia ya sea entre dos fases dentro fase y tierra, dependiendo de la capacidad del transformador y de las exigencias requeridas por la aplicación. Un dispositivo de potencial capacitivo es un -- equipo de transformación de tensión que utiliza un divisor de tensión capacitivo conectado entre fase de un circuito de potencia.

#### Precisión de los Transformadores de Potencial.

Las impresiones de relación y ángulo de fase de cualquier clase de precisión normal ASA del transformador de potencial son tan pequeñas que pueden despreciarse en la práctica de la protección por relevadores si la carga está dentro de la capacidad "TÉRMICA" en -- Volts Amperes del transformador esta capacidad térmica en Volt -Amperes utilizada para clasificar transformadores de potencial como la precisión para propósitos de medición.

Si un transformador de potencial tiene una precisión aceptable en su tensión nominal, en realidad es adecuado para desempeñarse en -- una gama desde cero a 110% de la tensión nominal. El funcionamiento que excede el 10% de subtensión puede originar aumento de errores y calentamiento excesivo.

#### Dispositivos de Potencial Capacitivos.

Se utilizan dos tipos de dispositivos de potencial capacitivos para protección por relevadores:

- (I).- EL "Dispositivo de potencial de condensador de acoplamiento".

(2).- El "Dispositivo de Potencial de Boquilla" los dos dispositivos son básicamente semejantes y la diferencia principal consiste en el tipo de divisor de tensión capacitivo utilizando, que a su vez afecta su carga nominal. El dispositivo de condensador de acoplamiento utiliza como divisor de tensión un "Condensador de acoplamiento" que consiste de un empilamiento de condensadores conectados en serie, y de un condensador auxiliar", como se muestra esquemáticamente en la fig. II.1 El dispositivo de boquilla utiliza el acoplamiento capacitivo de una boquilla de un interruptor. Transformador de potencia especialmente construida, como se muestra en forma esquemática en la fig. II.2.

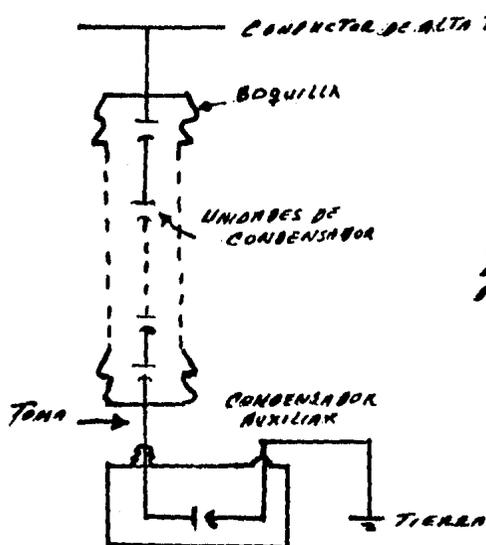


FIG. II.1 DIVISOR DE TENSION DE CONDENSADOR ACOPLAMIENTO

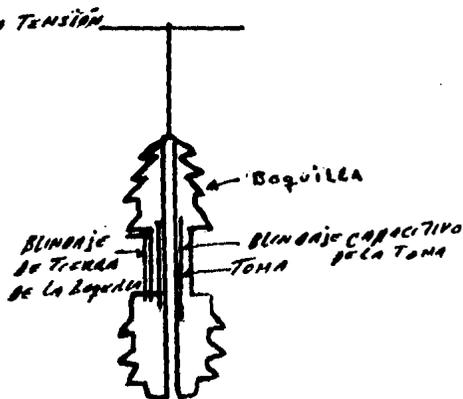


FIG. II.2 DIVISOR DE TENSION CAPACITIVO DE BOQUILLA.

Ambos dispositivos de Potencial para protección se conocen como dispositivos Clase "A" hay también los llamados alguna vez dispositivos en "FASE" ó "RESONANTES" por razones que serán explicadas más adelante.

Hay también los dispositivos clase "C" ó "Fuera de Fase" pero no son los adecuados para la protección por relevadores.

Un diagrama esquemático del dispositivo de potencial de la clase "A" que incluye un divisor de tensión capacitivo se muestra en la fig. 11.3 El dispositivo clase "A" tiene dos arrollamientos secundarios como se muestra, pero ambos arrollamientos secundario están designados a 115 Volts, y uno debe tener una toma de 66.4 Volts estos arrollamientos están conectados en combinación con los arrollamientos de los dispositivos de las dos fases de un circuito de potencia trifásico. La conexión en "Estrella" para relevadores de fase y en "Delta Rota" para relevadores de tierra.

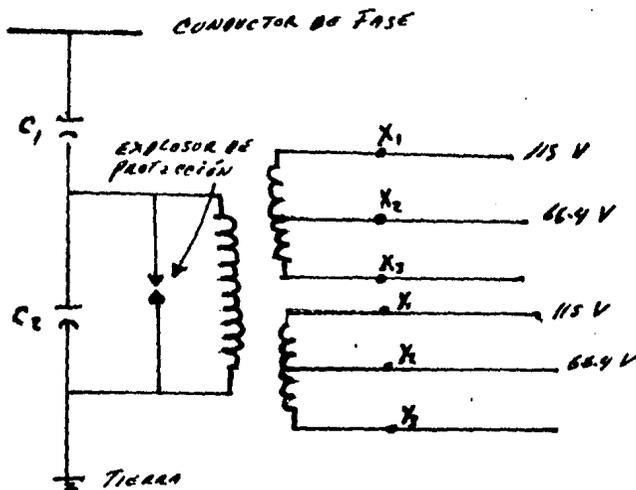


FIG. 11.3 DIAGRAMA esquemático de un dispositivo de potencial de clase "A"

Cargas Nominales Normalizadas de Dispositivos de Potencial Clase A  
 La carga nominal de un arrollamiento secundario de un dispositivo de potencial capacitivo está especificada en watts a la tensión nominal Secundaria cuando se aplica la tensión nominal de fase a tierra a través del divisor de tensión capacitivo. La carga nominal del dispositivo es la suma de los watts de las cargas que pueden aplicarse en ambos arrollamientos secundarios en forma simultáneas. En el dispositivo están dispuestos los condensadores de ajuste para corregir el factor de potencia de la carga total a la unidad ó libramiento adelantado.

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

Las cargas normalizadas de dispositivos de potencial de boquilla están en la tabla No. I,

**TABLA I. Cargas nominales de dispositivos de potencial de boquilla.**

Tensión Nominal del Circuito, KV	Cargas Nominales.	
FASE A FASE	FASE A TIERRA	WATTS.
115	66.4	25
138	79.7	35
161	93.0	45
230	133.0	80
287	166.0	100

Precisión normalizada de dispositivos potencial clase A.

LA TABLA 2. Proporciona la desviación máxima normalizada en relación y ángulo de fase de la tensión para carga nominal y para diversos valores de la tensión primaria, con el dispositivo ajustado para la precisión especificada a la tensión primaria nominal.

**TABLA 2. Error de Relación y ángulo de Fase Contra la Tensión.**

Tensión primaria porcentaje de la Nominal	Desviación Relación Porcentaje	Máxima Angulo de Fase Grados
100	- 1.0	- 1.0
25	- 3.0	- 3.0
5	- 5.0	- 5.0

La tabla 3 da la desviación máxima normalizada en relación y --- ángulo de fase de la tensión para la tensión normal y para diversos valores de la carga con el dispositivo ajustado a la precisión especificada para la carga nominal.

TABLA 3. Error de relación y ángulo de fase contra la carga.

DESVIACION MAXIMA

Porcentaje de la Carga Nominal	Relación, Porcentaje	Angulo de Fase, Grados
100	-1.0	- 1
50	-6.0	- 4
0	-12.0	- 8

La tabla 3, demuestra que para obtener la máxima precisión, al cambiarse la carga debe reajustarse el dispositivo.

**Efecto de la Sobrecarga.**

A medida que se alimenta la carga más allá del valor nominal los errores aumentarán hasta casi el valor mostrado por la extrapolación de los datos de la Tabla 3, lo cual no es muy grave para la protección por relevadores.

Coordinación del aislamiento del condensador de acoplamiento y - su efecto en la carga nominal.

El valor nominal de la tensión de un condensador de acoplamiento que se utiliza con la protección por relevadores debería ser -- tal que su aislamiento soportase la tensión de descarga disruptiva del circuito en el punto donde está conectado el condensador. La tabla 4 en lista las tensiones de prueba normalizadas que debe soportar el condensador para algunos valores nominales de tensión del circuito para altitudes menos de 3 300 pies.

TABLA 4. Tensiones de prueba normalizadas que deben soportarlos- condensadores de acoplamiento.

Fase a Fase	Fase a tierra	Tensión Normal del Circuito, KV. Tensión de prueba a soportar - <u>Baja frecuencia.</u>		
		KV	Impulso	
			Seco	Humedo
			1-MIN	10-SEG.
			KV	KV
115	66.4	550	265	230
138	79.7	650	320	275
161	93.0	750	370	315
230	133.0	1050	525	445
287	166.0	1300	655	555

Comparación de Transformadores de potencial Instrumentos y dispositivos de potencial Capacitivos.

Los dispositivos de potencial capacitivos se utilizan para la protección por relevadores solo cuando éstos son bastante más baratos que los transformadores de potencial. Los dispositivos de potencial no son precisos como transformadores de potencial, y éstos pueden también imprecisiones transitorias indeseables a menos que estén cargados adecuadamente. Cuando se requiere una fuente de tensión para relevadores de protección de un solo circuito es aproximadamente de 69 KV ó más elevada, los dispositivos de potencial de condensador de acoplamiento son menos costosos que los transformadores de potencial.

## II.4 INTERRUPTORES

II.4 Objeto y funcionamiento del interruptor.- El interruptor, llamado también en lenguaje técnico disyuntor. Es un aparato destinado a establecer o a cortar la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, y construido de tal modo que esta continuidad pueda ser mantenida después de cada maniobra de cierre ó de apertura.-

Tiene pues, por objeto insertar en un sistema eléctrico retirar de él máquinas, aparatos ó líneas e interrumpir el circuito cuando se produce una sobreintensidad. Esta interrupción se realiza automáticamente para que el tiempo preciso a la misma sea breve y graduado a voluntad.

Al iniciarse la interrupción de la corriente se forma, entre los contactos que se separan, un arco cuya extinción tiene lugar en un tiempo reducido y que depende de la construcción y de la clase de interruptor.

Como el circuito que se interrumpe por causa del defecto es fuertemente inductivo, la tensión y la corriente de corto circuito presentan un desfase muy importante (Cerca de  $90^{\circ}$ ) y ello es causa de que la corriente y la tensión no se anulen al mismo tiempo esto es desfavorable y para la extinción del arco, porque al paso por cero de la corriente la tensión subsiste y el funcionamiento del interruptor debe estar previsto para que realice su cometido con un desfase mínimo señalado en las normas de las pruebas a que deben someterse los interruptores para su recepción.

La energía que se desarrolla durante el proceso de interrupción puede definirse por la expresión.

$$Pr = \frac{t_a}{0.5 \cdot i \cdot At} \quad Pr = \frac{t_a \cdot c \cdot i}{t}$$

En donde

$t_a$  = tiempo de duración del arco en segundos;

$c$  = tensión del arco en Volts;

$i$  = corriente que circula por el interruptor, en amperes.

$pr$  = proceso de Interrupción.

$At$  = Tiempo en Segundos.

Por otra parte, la duración del arco  $t_a$  depende del tiempo  $t_0$ , que -

miperíodo; por consiguiente, si  $t'$  es la duración de éste y  $n$  el número de reencendimientos, se tendrá que:

$t = nt$

El proceso ideal de la interrupción de la corriente tendría lugar cuando el corte del circuito se realizase al paso de la intensidad por cero, y se mantuviese nula la tensión del arco durante los períodos que preceden a la interrupción. Este objetivo se ha logrado en gran parte en los modernos interruptores con la reducción del tiempo de duración del arco, y manteniendo la tensión en éste a un valor muy débil. El problema estribaba en dar, inmediatamente después de la apertura de los contactos, una rigidez dieléctrica, suficiente, al espacio que los separa, para hacer posible de este modo los reencendimientos del arco.

La rapidez lograda en el funcionamiento de los interruptores modernos en relación con los tipos normales, se desprende de los datos siguientes:

Desde que el relevador cierra los contactos y determine la intervención del interruptor, hasta el final de la interrupción, transcurre en los interruptores modernos un tiempo comprendido entre 2.5 a 4 períodos, mientras que en los normales este tiempo se eleva a  $n$  períodos y aún más en los pequeños interruptores desprovistos de cámara de extinción. El tiempo indicado comprende también el tiempo propio del interruptor, que es el necesario para que actúe el dispositivo de desconexión y comience la separación de los contactos, por lo cual la duración del arco en los interruptores modernos es, como máximo de dos semiperíodos contra ocho semiperíodos en los normales, y más todavía en los que se emplean para instalaciones de pequeña capacidad.

En los interruptores modernos, el valor de la rigidez dieléctrica necesario se obtiene por medio del vapor de aceite (interruptores de aceite) o por la acción de una violenta corriente de aire (Interruptores Neumáticos). En los primeros, dicha rigidez se alcanza por la presión encontrada en una cámara de extinción, donde el aceite se vaporiza debido a la formación del arco, y en la que los contactos se encuentran rodeados de dicho elemento. En los interruptores neumáticos la rigidez dieléctrica necesaria depende de la intensidad del chorro de aire que sopla el arco y lo extingue con la rapidez conveniente.

EL PROCESO INTERRUPCION Y MAGNITUDES CARACTERISTICAS.

Supongamos una instalación como la Fig. II.4, en la que se produce un cortocircuito al cerrar el interruptor, y que por la sobra intensidad, no existe más impedancia que la procedente de la resistencia del inducido del generador y de la reactancia de dispersión del mismo.

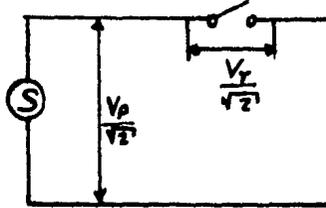


Fig. II.4 Circuito monofase para la producción de cortocircuitos.

El flujo creado se establece casi instantáneamente por cerrarse en el aire, y como la resistencia del arrollamiento del alternador es pequeña en comparación de la reactancia, se considera que sólo esta limita y de ella depende, por lo tanto, la corriente observada que se llama corriente inicial de cortocircuito. Su amplitud disminuye gradualmente debido a la acción electromagnética de la misma, que reduce el flujo y consiguientemente la fuerza electromotriz a que éste da lugar. Se llega así a un valor permanente de la corriente de cortocircuito, que depende entonces de la reactancia sincrónica del generador y debida al campo giratorio sincrónico de la reacción de inducido. A esta corriente se le denomina corriente permanente de cortocircuito. Si en el instante de producirse el cortocircuito fuese máxima la fuerza electromotriz del generador, la marcha de la corriente sería la indicada en la fig. II.5 que por su forma con ondulaciones cuyas centros de simetría están situados en el eje de los tiempos, se designa con el nombre de corriente de cortocircuito simétrica.

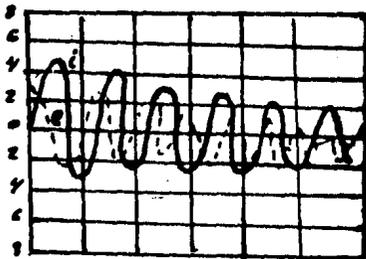


Fig. II.5 corriente de cortocircuitos simétrica.

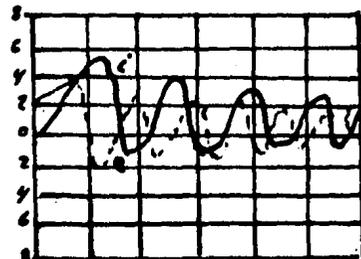


Fig. II.6 corriente de cortocircuito asimétrica.

En cualquier otro instante en que la fuerza electromotriz del generador tenga un valor distinto de su amplitud máxima, la marcha de la corriente de cortocircuito tendrá lugar conforme a la Fig. II.6 que por su forma se denomina corriente de cortocircuito asimétrica.

Las abscisas son los tiempos y las ordenadas representan múltiplos de la intensidad nominal de aquel.

Se observa en este último caso, que la amplitud de la intensidad es mejor porque a la corriente alterna se superpone una corriente unidireccional la cual por causa de la resistencia del circuito se amortigua con rapidez. La componente unidireccional será máxima si el cortocircuito se produce cuando es cero la amplitud de la fuerza electromotriz. Esta componente se amortigua con rapidez, durando solamente algunos periodos (0.25 de seg. como máximo).

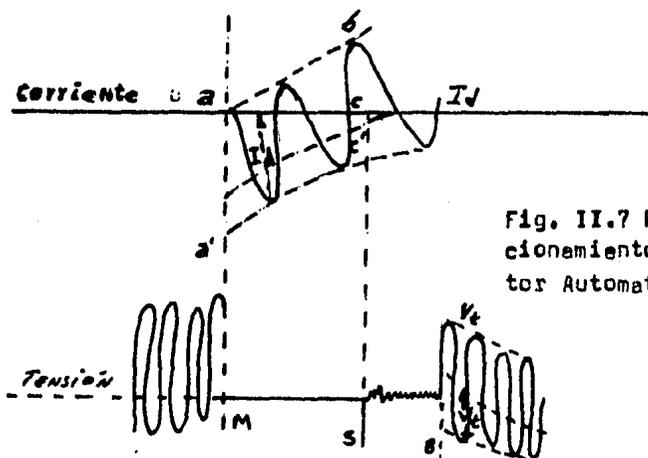


Fig. II.7 Proceso de funcionamiento de Interruptor Automatico.

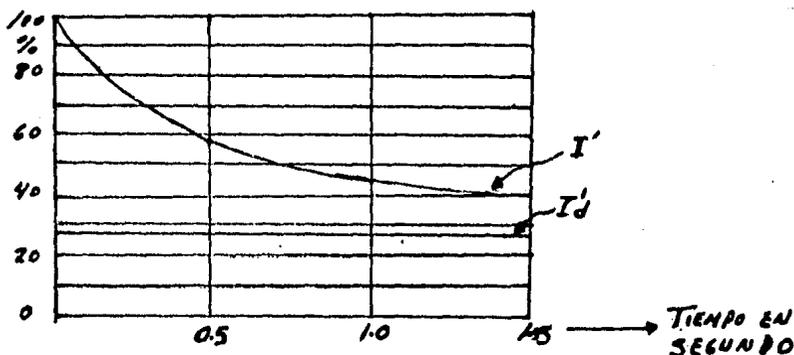
En los generadores trifásicos y aun para cortocircuitos tripolares, es decir entre las tres fases la corriente de cortocircuito presenta una marcha asimétrica por lo menos en dos de las fases. La experiencia ha comprobado que la amplitud de las primeras oscilaciones en el caso de la marcha asimétrica de la corriente de cortocircuito, tiene como valor medio 1.8 veces la amplitud de la corriente de cortocircuito simétrica.

Para el cálculo de las fuerzas producidas será preciso lógicamente basarse en el caso mas desfavorable es decir, cuando se trata de un cortocircuito asimétrico. La amplitud máxima de la corriente inicial de cortocircuito, siendo  $V_p$  la tensión normal de fase de la generatriz y  $Z_g$  la impedancia en ohms de aquella, mientras dure le citada corriente inicial tendrá por valor:

$$T_{i \max} = \frac{1.8 \sqrt{2} V_p}{Z_g}$$

Como se aprecia en la fig. II.6, del momento en que se produzca, la interrupción dependerá el valor de la corriente de cortocircuito que debe cortar el interruptor. Cuanto mas pronto se interrumpa el circuito, mayor será la amplitud de la corriente de ruptura.

La fig. II.8 muestra un diagrama de las corrientes inicial y permanente de cortocircuito,  $I'$  es la primera e  $I''$ , la segunda. Se refiere al cortocircuito tripolar, ó entre las tres fases de un alternador de 8800 KVA, que genera la energía a 8000 VOLTS y demarche lenta, 300 ~~revoluciones~~ por minuto. Se observa que el paso de la primera a la segunda exige varios segundos. Las máquinas de gran velocidad dan origen a corrientes de cortocircuito elevadas, que llegen en su valor inicial hasta veinte veces el valor de la intensidad normal 100%. La corriente de cortocircuito permanente alcanza valores comprendidos entre 2 y 3.2 veces la referida normal; la primera cifra corresponde a máquinas de gran velocidad.



Como se verá más adelante los valores de las corrientes de cortocircuito inicial y permanente dependen del punto de la instalación en donde tenga lugar el cortocircuito, porque las impedancias de los elementos que integran la instalación (generadores, transformadores y líneas) rebasan las amplitudes de las referidas corrientes.

El cierre del interruptor del esquema de la fig. II.4 da lugar al proceso de desconexión por causa del cortocircuito producido, el cual aparece indicado en la figura II.7, en ella la curva superior es la de la corriente y la inferior la de la tensión.

Antes de manifestarse el cortocircuito, la corriente es nula y la tensión igual a  $V_p$  (amplitud), en el punto M se inicia el cortocircuito; La intensidad se eleva entonces al valor de punta  $I_p$ , y la tensión cae a cero. En S los contactos comienzan a separarse y la componente continua (unidireccional)  $I_d = CC'$  está muy amortiguada, alcanzando la componente alternativa el valor  $I_a$ . la curva de la tensión entre los puntos S y B, correspondiente a la tensión del arco, afecta una forma que se aprecia en la fig. II.7, y cuya marcha dentellada es la característica del mismo.

El arco se extingue en B; la curva de la corriente vuelve a cero y la tensión toma un valor  $V_t$  que puede ser inferior a la tensión anteriormente al cortocircuito ó superior. El tiempo que transcurre entre M y S, es la suma de los tiempos propios del relevador y del interruptor, cuyo tiempo comprende desde que se inicia el cortocircuito hasta el instante en que los contactos del interruptor comienzan a separarse, y el tiempo de S a B es el de duración del arco.

las magnitudes características a considerar según la fig. II.7 y para el interruptor de que se trata, son las siguientes:

Tensión nominal (tensión de la línea).- Es la tensión eficaz de la línea para la cual ha sido construido el interruptor. En el caso del circuito monofásico su valor es  $\frac{V_p}{\sqrt{2}}$ , y en el trifásico -- puesto que  $V_p$  es la tensión estrella vale  $\frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} \frac{V_p}{\sqrt{2}}$

Corriente de ruptura.- Es el valor eficaz de la componente alterna durante la semionda con la cual se inicia el arco entre los contactos, y en el instante de la apertura su valor es  $\frac{bb'}{2}$  (fig. II.7. La definición expuesta no será válida para aquellas interrupciones en las que las componente unidireccional supere el 30% de la amplitud de la corriente alterna, esto es  $cc' \geq 0.3 I_a$ .

10.- Las magnitudes características a considerar según la fig. 2.8, y para el interruptor de que se trata, son las siguientes:

Tensión nominal (Tensión de la línea).- Es la tensión eficaz de la línea para la cual ha sido construido el interruptor. En el caso -- del circuito monofásico su valor es  $V_p$ , y en el trifásico, puesto que  $V_p$  es la tensión estrellada, vale  $\sqrt{3} \frac{V_p}{\sqrt{3}}$

Corriente de ruptura.- Es el valor eficaz de la componente alterna durante la semionda con la cual se inicia el arco entre los contactos, y en el instante de la apertura su valor es (fig. II.7 bb'. La definición expuesta no será válida para aquellas interrupciones en las que la componente unidireccional supere el 30% de la amplitud de la corriente alterna, esto es  $CC' \geq 0.3 I_a$ .

Corriente de cortocircuito, inicial.- Es el valor instantáneo de la primera semionda de la corriente, comprendida en ella la componente unidireccional y que se aprecia en un circuito en el momento del cierre del interruptor. La corriente de punta o amplitud máxima de la misma al comienzo del cortocircuito. Es  $I_p$ ,

Capacidad de ruptura.- Corrientemente, en las ofertas de interruptores se menciona la capacidad de ruptura de los mismo, llamado -- también poder de ruptura.

Pero no estando de acuerdo los constructores sobre los factores -- que debían integrar las cifras representativas de esta capacidad, -- fué motivo de que cada país dictara normas distintas con respecto a este particular. por ello, la comisión electrotécnica internacional recomienda que, si en lugar de la corriente de ruptura, se indica la capacidad de ruptura en kilovoltamperes y para corriente trifásica, se sobreentenderá que dicho valor ha de resultar del -- producto de  $\sqrt{3}$  por la tensión de ejercicio entre dos fases y por la corriente de ruptura como ha sido definida anteriormente, esto es:  $Pr = \sqrt{3} V.I_r$

Tensión de restablecimiento.- Es el valor eficaz de la componente alterna de la primera semionda de tensión que aparece entre contactos, después de la ruptura de corriente (en todas las fase), y que es el caso considerado  $V_r$ . Obsérvese que como valor de la tensión de restablecimiento no se toma la amplitud de la tensión de punta-  $V_t$ . sino la componente  $V_r$  alterna. Dicha tensión de restablecimiento tiene una influencia muy importante en el poder de ruptura del interruptor.

## 11.- Interruptores de gran volumen de aceite.-

Estos interruptores, debidos a Ferranti, que utilizó el aceite para la extinción del arco, fueron los primeramente empleados en las instalaciones de alta tensión, habiendose llegado al caso de numerosos ensayos con potentes instalaciones que permitían producir -- cortocircuitos de grandes intensidades, adeterminar las características y dimensiones que precisan los interruptores para poderes de ruptura que alcanzan varios miles de megavoltamperes.

En el interruptor ordinario, el gas producido por la acción del arco se acumula en forma de una burbuja esférica alrededor del punto de interrupción, de modo que el arco persiste en una atmósfera de gas (fig. II.9) y recibe una refrigeración insuficiente, por lo -- puede alcanzar longitudes considerables. En la fig. referida se reproduce tres dibujo concernientes a la teoría de M. Bruchman, -- que ha sido admitida universalmente, llamada el "Piston de Aceite;" y muestra la sucesión de movimientos de una esfera gaseosa y del aceite del recipiente, en un disyuntor de contactos libres.

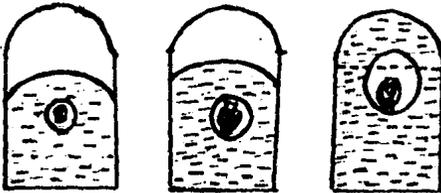


Fig. II.9 Proceso de la formación de gases por vaporización del aceite al interrumpir el circuito.

Interruptores de reducido volumen de aceite.- Estos interruptores fueron adoptados por primera vez en Suiza por el Doctor J. Landry. El efecto de extinción, en este tipo de interruptor, también provisto de cámara de extinción, es elástico, o sea, que se adapta a la intensidad de la corriente que es interrumpida, siendo muy elevado para grandes intensidades y más débil para la que tienen menor amplitud; por esta razón no son de temer las sobretensiones que se originan cuando se interrumpen corrientes de débil intensidad. por otra parte, la potencia de ruptura está limitada solamente por la presión de los gases desarrollados por el arco, de forma que dicha presión no debe exceder de la resistencia mecánica de la cámara de extinción.

Interruptores Neumáticos.- A causa de la inflamabilidad del aceite,

su empleo en los interruptores constituye desde luego un peligro.- Por ello, con la idea de eliminarlo como agente de extinción, se proyectaron y están desde hace años en funcionamiento interruptores neumáticos, en los que el apagado del arco se efectúa por la acción violenta de un chorro de aire que barre el que se ha ionizado por efecto del arco.

## II.5 RED DE TIERRAS

12.- Uno de los aspectos principales para la protección contra sobretensión en las subestaciones es la de disponer de una red de tierra adecuada, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, los pararrayos, los cables de guarda, las estructuras metálicas, y todas aquellas otras partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

Objetivo de la Red de Tierra.

La necesidad de contar con una red de tierra en las subestación es la de cumplir con los siguientes objetivos.

- 1).- Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sean debidas a una falla de aislamiento ó a la operación de un pararrayo.
- 2).- 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 el personal.
- 3).- Facilitar mediante sistemas de relevadores la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.
- 4).- Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

Hay tres sistemas básicos para la disposición de las redes de tierra.

- 1) sistema radial.
- 2) sistema de anillo.
- 3) sistema de red.

En esta subestación se utilizó el sistema de red fig. II.10, que es el más usado actualmente en el sistema eléctrico y consiste como su nombre lo indica, en una malla formada por cable de cobre --

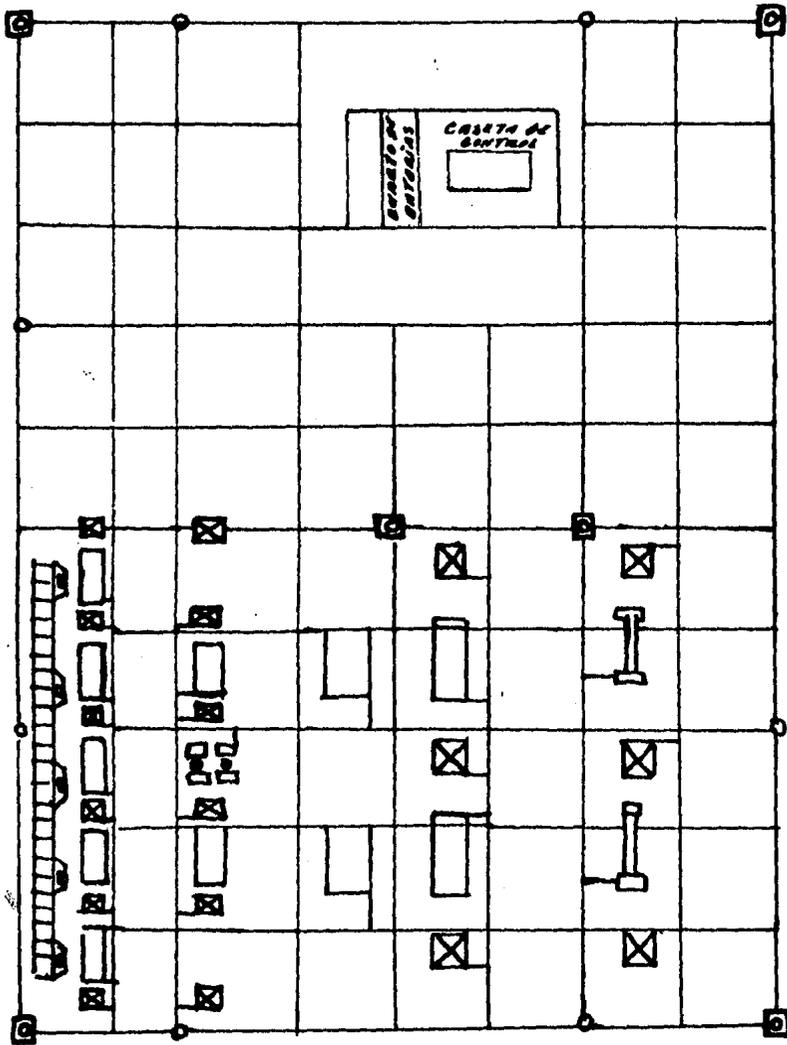


FIG. 11.10 SISTEMA DE RED DE TIERRAS

-  - INTERRUPTORES
-  - TORRES
-  - REGISTROS
-  - POSTE DE ALUMBRADO

(aprox. 4/o AWG) y conectado através de electronos de varillas de Cobreweld apertas mas profundas para buscar Zonas de menor resistividad. este sistema es el mas eficiente pero también el más costoso de los tres tipos.

### II.6 APARTARRAYOS.

14.- Un apartarrayos (o pararrayos ) es un dispositivo para descargar a tierra las cargas eléctricas asociadas a las sobrevoltajes producidos en los conductores por descargas atmosféricas y, en pararrayos de diseño moderno, por la operación de interruptores, eliminando así los sobrevoltajes y evitando que dañen el dislamiento del equipo y las instalaciones eléctricas.

Con el circuito eléctrico al cual protege en condiciones normales, el pararrayos, que está conectado entre fase y tierra debe comportarse como un aislador. Al aplicarle un sobrevoltaje de una magnitud determinada, el pararrayos debe convertirse en conductor. Por último, al desaparecer ese sobrevoltaje, el pararrayos debe convertirse de nuevo en aislador, interrumpiendo la corriente que se ha establecido a través de él.

Pararrayos autovalvulares.- Actualmente el tipo de pararrayos universalmente usado en los sistemas eléctricos de potencia es el conocido como pararrayos autovalvular, que esta formado por una serie de explosores conectados en serie con discos hechos de una mezcla de carburo de silicio y un aglutinante, -- moldeados a presión y cocidos, que constituyen el elemento -- valvular del pararrayos. Estos discos se comportan como una -- resistencia variable tal que para voltajes bajos su resistencia es muy alta y para voltajes altos su resistencia es baja. Todos estos elementos van protegidos por una cubierta de porcelana, que permite instalar el pararrayos a la intemporie. - En la fig. II.11 se representa esquemáticamente un pararrayos autovalvular.

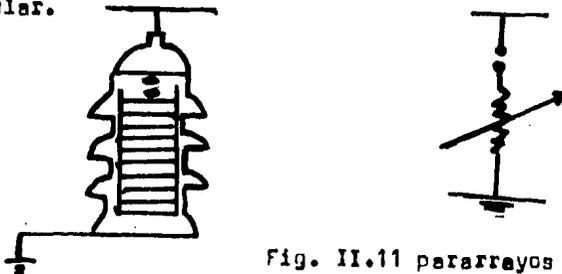


Fig. II.11 pararrayos autovalvular. 36

El funcionamiento de este tipo de pararrayos es el siguiente: En el lugar de un sistema eléctrico de potencia en el que se desea limitar la magnitud de los sobrevoltajes se instalan tres pararrayos, cada uno conectado de un lado a una de las fases del sistema y del otro lado a tierra. El pararrayos debe comportarse como un aislador no solo cuando tiene aplicado el voltaje normal de fase a tierra, sino también para los mayores sobrevoltajes de baja frecuencia que puedan producirse en ese punto del sistema, los cuales se presentan.

15.-En caso de una falla monofásica o bifásica a tierra, en las fases no afectadas por el cortocircuito; Esta condición es sumamente importante y condiciona la elección del pararrayos, ya que estos aparatos tienen una capacidad térmica, que les permite descargar las corrientes de duración muy corta (algunas decenas de microsegundos) debidas a sobrevoltajes producidos por rayos y en pararrayos de diseño moderno, las corrientes debidas a sobrevoltajes de alta frecuencia debidos a la operación de interruptores, que tienen duraciones del orden de mil microsegundos, pero no tienen capacidad térmica suficiente para descargar corrientes de baja frecuencia de duración relativamente larga, como las que circularían si el pararrayos operará al producirse un cortocircuito monofásico o bifásico a tierra.

Cuando se le aplica al pararrayos un sobrevoltaje transitorio de magnitud suficientemente alta para producir el cebado o flameo de los explosores, el pararrayos se convierte en conductor y la energía asociada con la onda de sobrevoltaje transitorio se descarga a tierra a través de los discos de material cerámico que constituyen el elemento valvular. Estos discos presentan una resistencia baja al paso de la corriente cuando el voltaje aplicado es alto; esta resistencia va aumentando a medida que el voltaje aplicado disminuye, lo que limita la corriente de baja frecuencia que circula por el pararrayos al convertirse este en un conductor, a un valor tal que el arco eléctrico entre los explosores se extingue definitivamente al primer paso de la corriente de baja frecuencia por cero y el pararrayos vuelve a comportarse como un aislador.

la característica eléctrica del material cerámico que constituye el elemento valvular, está dada por la siguiente expresión:

$$I^a R = C$$

Donde R es la resistencia variable del elemento valvular, I es la corriente que circula por él, a y c son constantes. Si el valor de "a" fuese igual a uno, la caída de voltaje através del pararrayos sería constante, ya que la resistencia variaría en proporción inversa a la corriente. En la práctica el valor de "a" es del orden de 0.83, lo que significa que la caída de voltaje através del pararrayos, que está dada por el producto IR, aumenta ligeramente al aumentar la corriente, como puede verse en la fig. II.12



fig. II.12  
característica eléctrica de las resistencias de material cerámico usado en los pararrayos.

- 16.- El comportamiento de un pararrayos queda definido por los siguientes valores.
- 1.- Voltaje de cebado o de flameo.- Es la magnitud del voltaje que causa el cebado de los explosores y por lo tanto la descarga através del pararrayos. Este voltaje depende de la forma de la onda de voltaje aplicada, por lo que se especifican los siguientes valores:
    - a) Voltaje de cebado para frente de onda se 1200 KV/ms (KV cresta).
    - b) Voltaje de cebado para onda de impulso de 1.5X40 microsegundos, (KV cresta).
    - c) Voltaje de cebado para onda de alta frecuencia (KV cresta).
    - d) Voltaje de cebado para onda de baja frecuencia (50 o 60 ciclos por segundo) (KV Eficaz).
  - 2.- Voltaje de descebado o de corte.- Después de que el sobrevoltaje ha sido eliminado, el pararrayos debe ser capaz de inte

rrumpir la corriente de baja frecuencia al primer paso por ca  
ro y recobrar su condición de aislador. El voltaje de desceba  
do ó de corte es el valor eficaz del máximo voltaje de baja -  
frecuencia (50 ó 60 c.p.s.) aplicado al pararrayos para el --  
cual esté pueda interrumpir la corriente y mantenerse en un -  
estado no conductor.

El voltaje de descebado es generalmente igual al voltaje nomi  
nal del pararrayos, aunque algunos pararrayos de diseño reci  
ente tienen un voltaje de descebado mayor que su voltaje nomi  
nal.

3.- Voltaje máximo de descarga.- El voltaje de descarga del para  
rrayos, o sea la caída de voltaje IR producida por la circula  
ción de corriente através del pararrayos, depende de la forma  
de onda de la corriente y de la magnitud de la corriente. por  
esta razón se especifica el voltaje máximo de descarga en KV,  
valor de cresta, para un impulso de corriente de 8 X 20 Micro  
segundos y para tres magnitudes de corriente: 5000 A, 10 000-  
A, y 20 000 A.

4.- Capacidad de descarga.- Un pararrayos debe tener la capacidad  
térmica suficiente para descargar los distintos tipos de corri  
entes que puedan llegar acircular por él.

Se definen los siguientes tres valores de capacidad de descar  
ga para los cuales se han normalizado las pruebas correspondi  
entes:

a) Capacidad de descarga de corrientes de gran intensidad y -  
corta duración.- Esta condición corresponde a la descarga  
de corrientes debidas a rayos. En la prueba normalizada se  
considera una onda de corriente de (4 A 8) X (10 A 20) Mi  
crosegundos y se define esta capacidad de descarga como el  
valor cresta, en amperes, de la mayor corriente que debe -  
descargar el pararrayos.

b) Capacidad de descarga de corrientes de baja intensidad y -  
larga duración.- Esta condición corresponde a descargas de  
bidas a Transitorios producidos por la conexión ó desconexi  
ón de circuitos. La prueba normalizada especifica que el  
pararrayos debe poder soportar 20 descargas de onda de ---

corriente rectangulares de 2000 microsegundos de duración y de un valor de cresta determinado.

Una manera más adecuada de definir la capacidad del pararrayos para este tipo de descargas es especificando la longitud de línea de un voltaje determinado que puede descargar el pararrayos.

- c) Capacidad del pararrayos para un ciclo de descarga sucesivas.- La prueba normalizada que define esta capacidad específica que el pararrayos debe soportar un ciclo de trabajo consistente en 20 descargas sucesivas de ondas de corriente de 8X20 microsegundos de un valor de cresta determinado.

## II.7 TABLEROS DE CONTROL.

Los tableros de una subestación tienen por objeto soportar los aparatos de control, protección y medición, el diagrama sinóptico --- (busmímico) y los indicadores luminosos de posición.

Diversos tipos de tableros.

**Tableros de un solo frente.**— En subestaciones pequeñas se pueden montar los aparatos de control y de protección en un mismo tablero de un solo frente. Este tipo de instalación se encuentra en subestaciones antiguas de nuestro sistema.

Actualmente esta disposición ya no se realiza en las nuevas subestaciones, debido al mayor tamaño de las mismas y a la mayor complejidad tanto de las protecciones como de la automatización, que hacen conveniente utilizar otros tipos de disposición más funcionales.

**Tableros Duplex.**— En el arreglo de tipo duplex, que es una disposición muy usada en los Estados Unidos, y que se adapta a las subestaciones de tamaño medio, los dispositivos de mando y los aparatos indicadores van montados en un tablero frontal y los relevadores de protección en un tablero posterior.

La desventaja de esta disposición consiste en que la longitud de los tableros de mando resulta más grande que en el caso de la disposición siguiente.

**Tableros separados para el mando y los relevadores.** En este tipo de instalación que se usa mucho en Europa y que en nuestro sistema se utiliza en subestaciones grandes; Se montan los dispositivos de mando, el diagrama sinóptico (busmímico), los indicadores luminosos de posición y los aparatos de medición indicadores en un tablero fácilmente visible y accesible para el operador. Los relevadores de protección se montan en tableros separados, colocados ya sea en otra sección del edificio central de tableros, en frente de tableros colocados atrás del frente de tableros de mando, o bien en estas colocadas en las proximidades de equipo de alta tensión.

## TABLEROS TIPO MOSAICO PARA EL MANDO.

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

La ventaja de esta disposición consiste en que dispositivos de mando, el diagrama sinóptico, los indicadores luminosos de posición y los aparatos de medición son de tamaño reducido lo cual hace que el tablero de mando sea sumamente compacto.

El motivo por el cual se reduce de tamaño el equipo anterior se debe al uso transductores para medición y relevadores de interposición y cable telefonico.

Para subestaciones de 85/23 KV con un máximo de 4 Bancos de potencia de 30 MVA cada uno, así como para subestaciones de 220/23 KV de capacidad limitada, es recomendable el uso de tableros tipo mosaico para los dispositivos de mando.

Por lo que se refiere a subestaciones muy grandes con tensiones de 400/220 /85 /23 KV puede resultar más económica y funcional la solución cuyos principios generales de realización son los siguientes:

- 1.- Se colocan en las casetas los relevadores de protección y todo el equipo de control y medición que no requiere observación permanente y en la misma caseta se instalan los tableros tipo-mosaico para los dispositivos de mando y aparatos indicadores-indispensables para la operación de la subestación; generalmente se agrupan en cada caseta los aparatos correspondientes a dos secciones contiguas de alta tensión.
- 2.- Los cables de control conectados a los secundarios de los trans de corriente y potencial y otros equipos de alta tensión se llevan hasta la caseta correspondiente donde alimentan los relevadores de protección y otros equipos de control y medición.

## C A P I T U L O    I I I

### Coordinación de los dispositivos de protección

- III.1 Lineamientos Básicos.
- III.2 Subestaciones con sistema de protección fusible relevador.
- III.3 Subestaciones con sistema de protección relevador -relevador.
- III.4 Coordinación interruptor-fusible de lado de carga.
- III.5 Coordinación interruptor-restaurador.
- III.6 Coordinación restaurador-fusible de lado de carga.
- III.7 Coordinación restaurador-fusible del lado alimentación.
- III.8 Coordinación restaurador-seccionalizador.
- III.9 Coordinación restaurador-seccionalizador-fusible.
- III.10 Coordinación restaurador-restaurador.
- III.11 Coordinación fusible-fusible

### III.1 LINEAMIENTOS BASICOS.

#### -Redes Aereas

Los estudios estadísticos efectuados en sistemas de distribución aerea, han demostrado que hasta el 95% de las fallas son transitorias.

Las causas típicas de dichas fallas pueden resumirse en:

- a)- conductores que por acción del viento se tocan.
- b)- descargas atmosféricas sobre un aislador.
- c)- animales que "puentean" alguna superficie conectada a tierra - con los conductores ó conductores entre sí.
- d)- ramas de arboles, antenas, laminas, etc.
- e)- sobrecargas momentaneas que producen ondas de corriente las que pueden hacer operar los dispositivos de protección.
- f)- contaminación ambiental.
- g)- vandalismo.

La experiencia real de fallas han demostrado que en el primer recierre se elimina hasta el 88% de ellas, en el segundo un 5% adicional y en el tercero un 2% mas, quedando un promedio del 5% de fallas permanentes.

Para la ubicación correcta del equipo de proteccionos deberá tenerse en cuenta lo siguiente:

- a)- El primer punto lógico a proteger sera la salida del alimentador.
- b)- Idealmente el origen de cada ramal deberia considerarse como punto de seccionalización con el objeto de limitar la falla en el retiro de al servicio el menor segmento practico del sistema.

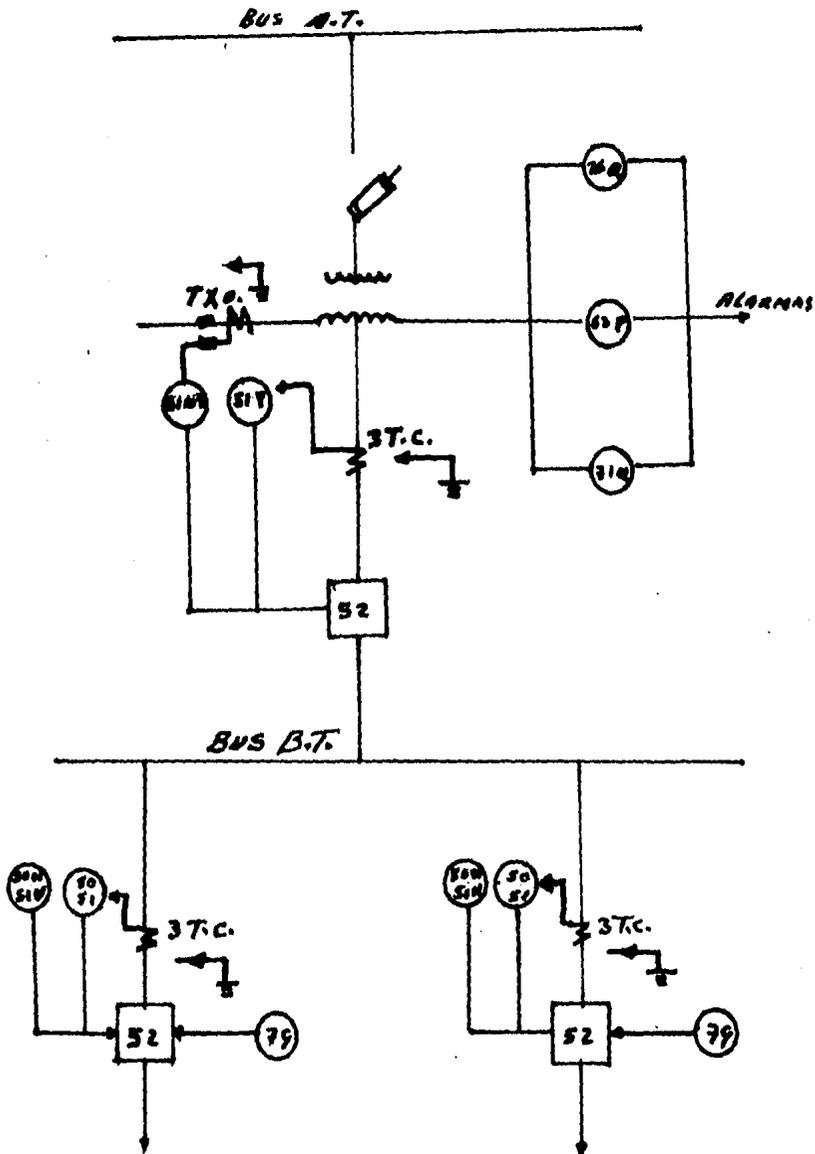


Fig. 1.1 DIAGRAMA UNIFILAR QUE MUESTRA EL SISTEMA DE PROTECCIÓN PARA UNA SUBESTACIÓN DE 12 KV.

- c)- se debe tomar en cuenta la facilidad de acceso al equipo de protección que se instale.
- d)- la decisión definitiva sobre el grado de protección debe quedar sujeta a una evaluación técnico-económica que tome en cuenta la inversión inicial en los equipos contra los ahorros en costo y beneficio a largo plazo.

Los factores que deben tomarse en cuenta para la aplicación apropiada del equipo de protección se pueden resumir en:

- a)-distancia y calibre de conductores a lo largo del circuito que se desea proteger.
- b)-voltaje del sistema.
- c)-corrientes normales de carga en las ubicaciones del equipo de protección.
- d)-niveles de falla máxima y mínimos en los puntos que se desean proteger.
- e)-valores mínimos de operación.
- f)-características operativas (curvas tiempo-corriente) y corriente seleccionada en los equipos de protección.
- g)-en el equipo de protección se deben considerar ciertos margenes de capacidad, tales que cubran los futuros crecimientos de carga ó probable modificaciones del sistema.
- h)-normalmente, a medida que las distancias desde la subestación aumentan, se utilizan equipos menos caros y sofisticados.

Existen dos principios básicos que deben tomarse en cuenta en la coordinación de dispositivos de protección.

- a)- el dispositivo de protección mas cercano debe eliminar una falla permanente ó transitoria antes que el dispositivo de respaldo, adscrito al lado de alimentación, interrumpa el circuito en forma definitiva.

b)- las interrupciones del servicio motivadas por fallas permanentes, deben ser restringidas a una sección del circuito lo más pequeña y por el tiempo menor que sea posible.

#### REDES SUBTERRANEAS.

La distribución subterránea de energía eléctrica se ha ido desarrollando cada vez más con mayor intensidad, tanto en la evolución de los materiales empleados para su construcción, como en las técnicas y sistemas utilizados en su diseño.

Los principales motivos de fallas en los sistemas subterráneos, - que se pueden mencionar son:

- 1.- reducción ó pérdida del aislamiento debido principalmente a humedad.
- 2.- daños físicos del aislamiento debido a esfuerzos mecánicos.
- 3.- esfuerzos eléctricos de sobretensión a que se someten el aislamiento, provocado por voltajes transitorios.
- 4.- envejecimiento del aislamiento, producido principalmente por sobrecarga permanente ó de corta duración, creado principalmente por transitorios eléctricos de corto circuito.

### III.2 SUBESTACIONES CON SISTEMA DE PROTECCION FUSIBLE-RELEVADOR.

Las subestaciones que emplean este sistema de protección son aquellas en las cuales sus bancos de transformación son de capacidad menor a los 12 MVA y no se justifica económicamente el empleo de un interruptor de potencia en el lado de alta tensión. Los transformadores cuentan con los siguientes dispositivos para su protección interna:

Relevadores de:

- a) nivel 7IQ
- b) presión 63P
- c) termico de liquido 26Q
- d) Termico de devanado 49T.

Para estas capacidades el relevador 49T y el relevador 63P son substituidos por un dispositivo de desfogue tipo "cuello de ganso" obturado por un vidrio que se rompe a una presión critica, permitiendo la salida de gases provocados por falla interna. Ocasionalmente se tienen transformadores de potencia en estas capacidades que cuentan con tanque conservador y que poseen también el relevador de flujo y de presencia de gases (buchholz). para la protección externa del transformador de potencia se emplean fusibles de potencia en el lado de alta tensión y relevadores de sobrecorriente en el lado de baja tensión.

Un diagrama unifilar que muestra el sistema de protección para una subestación de capacidad menor a 12 MVA, es el siguiente:

Podemos observar que son los fusibles de potencia los que realmente protegen al transformador y lo aíslan en caso de falla, además de respaldar la función de los relevadores del interruptor de baja tensión.

Los fusibles de potencia deben cumplir algunas condiciones para su elección como medio de protección primaria del transformador:

- a)- las curvas MMT y MCT del fusible deben quedar abajo de la curva de daño del transformador.
- b)- el fusible deberá soportar la corriente de magnetización (Inrush), es decir, la curva MMT quedará a la derecha de los siguientes puntos:  $3I_n=10.0$  seg.;  $12I_n=0.10$  seg.;  $25I_n=0.01$  seg.;  $I_n$ = corriente nominal (OA) del transformador.
- c)- el fusible deberá soportar las corrientes de carga fría, la carga fría es el resultado de la combinación de cargas conectadas en el circuito y que en el momento de energizar el transformador pueden intervenir.

La experiencia ha determinado que la curva MMT debe quedar a la derecha de los siguientes puntos:  $6I_n=1$  seg.;  $3I_n=10$  seg.

- d)- La curva MMT se toma como frontera de coordinación para los elementos inferiores en la cascada.

Los relevadores de sobrecorriente de fase que operan sobre el interruptor de banco de baja tensión, protejeran al transformador de sobrecargas sostenidas, evitando que operen los fusibles de potencia cuyo costo es elevado y de tiempo de reposición largo para estas anomalías que no son fallas internas del transformador.

Otra de las funciones es respaldar la operación de los relevadores de fase de los circuitos, para el caso en que estos no operen con falla en el alimentador primario.

El relevador SINT para detectar fallas a tierra, debe conectarse del T.C. de neutro del transformador de potencia ya que, al circular la corriente de falla directamente por el neutro del transformador, su reflejo a través del T.C. es mas fiel que en una conexión residual de una estrella. cuando existe interruptor en alta-tensión, este relevador actuará sobre el mismo para eliminar las fallas de fase a tierra del devanado de baja tensión del transformador.

Para el caso que describimos la función del relevador será despejar las fallas en el bus y respaldar la operación de los relevadores SIN de los alimentadores. las fallas del transformador las despejaren unicamente los fusibles de potencia.

Los relevadores que operan sobre el interruptor de banco de baja-tensión, carecen de unidad instantanea (SU) ya que siendo el bus y la salida de los alimentadores el mismo punto eléctrico, operaran simultaneamente con los relevadores del alimentador, no existiendo coordinación, los relevadores para protección interna del transformador, al no contar con equipo de desconexión en alta tensión pierden su utilidad, e menos que la subestación cuente con control supervisorio que permita tomar medidas conectivas al emitirse señales de alarma por condiciones anormales en la misma.

Los relevadores de sbrecorriente de fase del interruptor de banco en baja tensión deben ajustarse para un pick-up máximo del 200% de la capacidad nominal del transformador y su tiempo de operación para falla en la barra de baja tensión deberá tener de 0.3.-0.4 seg. ; más que el tiempo de operación del esquema de protección del alimentador.

El relevador SINT, debido a que no se efectúa con la corriente de carga, es posible ajustarlo aun valor entre el 10 y el 70% de ésta.

El tiempo de operación deberá seleccionarse en forma similar al de los relevadores de fase.

### III.3 Subestaciones con sistema de protección relevador-relevador.

Este sistema de protección se emplea generalmente en los bancos de transformación con capacidad superior a los 12 MVA, aunque no es raro encontrar subestaciones con transformadores de 7500 KVA con este sistema de protección.

Para la protección interna de estos transformadores, se utilizan los siguientes relevadores;

- a)- de nivel 7IQ
- b)- de presión 63P
- c)- de flujo y de presencia de gases 63T
- d)- termico de liquido 26Q
- e)- termico de devanado 49T

Los relevadores 63P, 63T y 6IQ operan sobre el interruptor de banco de alta tensión, desenergizando el transformador. los relevadores 63T y 7IQ tienen un arreglo de detección de condiciones anormales leves ó severas. el primer paso se utiliza para mandar una señal de alarma y el segundo como se indicó, de desconexión.

Los relevadores 26Q y 49T, actúan de manera preventiva, es decir no desenergizar el transformador pero dan una señal de alarma, con el fin de que se elimine la causa de su operación. Si se cuenta con control supervisorio, unicamente el disparco del interruptor de alta tensión será por 63T y 63P.

El relevador 49T, se utiliza para controlar automáticamente los pasos de ventilación forzada de transformadores.



Los relevadores con restricción de armónicas que son mas complejos y mas seguros deben usarse en donde haya probabilidad de una corriente severa de desmagnetización.

Para una operación confiable del esquema, debe considerarse lo siguiente:

- a)- diferencias en las características de los T.C. (magnetización y saturación).
- b)- el porcentaje de errores de la relación de corrientes secundarias a los taps de ajuste de los relevadores (mismatch).

$$M = \frac{(I1/Ih - I1/Th) \times 100}{S}$$

Donde:

I1, IH = corrientes secundarias que entran al relevador de los T.C. de alta y de baja tensión.

I1, Th = taps de ajustes del relevador para corriente secundaria de alta y de baja tensión.

S = es el menor de los dos terminos.

c)- relación de transformación variable (cambiador de taps del transformador).

d)- corrientes de magnetización del transformador.

Los tres primeros puntos se presentan para fallas externas, la operación errónea de un relevador diferencial debe evitarse verificando que el error sea menor al 10% para el valor máximo de falla externa dando un margen de seguridad del 5% al 15% adicional al 1% de pendiente calculado.

Debido a que la selección de la RTC se hace considerando la relación del tap central del transformador de potencia, el mismatch obtenido se le añadira la variación máxima en % para el tap mas alejado.

El cuarto punto, ya se mencionó al principio, aparece como falla-interna para los relevadores diferenciales, su valor pico puede--llegar a ser de 8 a 10 veces la corriente nominal, su valor máximo es alcanzado cuando al transformador se energiza estando el valor de voltaje cercano al valor cero, decayendo rapidamente en los primeros ciclo y luego lentamente tardando hasta 40 segundos para alcanzar su valor final.

El disparo de este relevador, debe hacerse a través de un relevador auxiliar de contactos multiples y reposición manual que tenga los contactos necesarios para disparar los interruptores asociados y bloquear el cierre de los mismos, de manera que eviten un cierre imprudencial los T.C. deben ser exclusivos para esta protección.

La protección de sobrecorriente de fase, es similar a la mencionada anteriormente solo que aparece en el lado de alta tensión, su ajuste máximo debiera ser del 200% de la In del transformador y para la coordinación de fallas en la barra de baja tensión con un tiempo de 0.3 a 0.4 seg. mayor que los esquemas de los alimentados.

## ALIMENTADORES PRIMARIOS.

Podemos distinguir tres tipos básicos de alimentadores primarios:

- a)- tipo rural.- con dos tipos de carga; la que alimenta pequeños poblados cuya carga se caracteriza por motores chicos (bombas, molinos, pequeñas industrias) y alumbrado.
- b)- tipo urbano.- aquel que tiene carga de alumbrado, pequeños y grandes comercios y pequeñas industrias.
- c)- tipo industrial.- urbano ó rural que se caracteriza por grandes consumos de energía y por ende grandes motores.

Los alimentadores primarios operan en forma radial generalmente y en el caso de existir anillos, estos están generalmente abiertos operando como circuitos radiales alimentando la carga de diferentes subestaciones.

La forma más usual de protección para las fallas que se presentan en el alimentador primario es la de sobrecorriente, con esquema formado por tres relevadores de fase alimentados a través de igual número de T.C. cuyos secundarios se conectan en estrella y un relevador residual que como su nombre lo indica se conecta al neutro común de la estrella formada.

Este esquema cuenta siempre con unidades de sobrecorriente de disparo instantáneo (50).

También debe tenerse un relevador de recierre (79) que permita recerrar el interruptor cuando éste abra por acción de los relevadores de sobrecorriente por una falla transitoria, que son las que se presentan en un gran porcentaje en comparación a otras fallas.

Si la falla es permanente el relevador tiene la habilidad de quedar bloqueado y abierto si después de un número predeterminado de operaciones para las que se programó (generalmente a

2.5 y segundos) no se despoja esta falla. si se cuenta con control supervisorio, su función ya no es necesaria y debere bloquearse - mientras éste esté en operación.

Existen diversas características de operación para relevadores -- de sobrecorriente y se considera que la curva extremadamente in - versa es la mas adecuada para una buena coordinación con fusibles y restauradores.

El ajuste de la unidad de disparo instantaneo de sobrecorriente, dependerá de si el siguiente dispositivo de protección sobre el - alimentador es fusible ó restaurador, como se indica en los linea mientos básicos.

Si el siguiente dispositivo es fusible se puede optar por:

- 1) ajustar la unidad instantanea para ver la falla en el punto de ubicación de los fusibles en la primera operación de la proteg ción, despues de bloquear su operación por medio de contactos - auxiliares del relevador de recierre con el fin de que si la - falla no se libra en esta primere ocasión opere la unidad SI - dando tiempo a que el fusible se quema.
- 2) ajustar la unidad instantanea de manera que no vea la falla en la localización del fusible y seleccionando la unidad de tiempo de forma tal que permita se funda éste.

El criterio que puede aplicarse para asegurar que no sobreal - cence y que es aplicable también para el caso de que el sigui - ente dispositivo de protección sea un restaurador es como si - gun:

$$N = \frac{K_s (1 - K_i)}{K_i} I$$

Donde:

N= distancia en P.u. del tramo protegido.

K<sub>i</sub>= 1.3(para instantaneas del tipo IIT, SC, IT).

K<sub>s</sub>= Z<sub>s</sub>/Z<sub>i</sub>

Z<sub>s</sub>= impedancia del sistema.

Z<sub>i</sub>= impedancia del alimentador.

Los relevadores de sobrecorriente de fase se deberán ajustarse a un tap que permita llevar el 200% de la corriente de carga máxima (nunca menor al 150%) y de manera que la corriente secundaria no sea mayor a 4 ó 5 amperes y a la vez que la corriente de falla máxima no sobrepase los 100 amperes secundarios. El tiempo de operación del relevador "palanca" se obtiene de la coordinación respecto a los ajustes de los relevadores de respaldo; un valor típico de 0.2 segundos para falla en bus dadas las características generales de las curvas de los fabricantes de relevadores tanto para los de fase como los residuales.

El relevador sobrecorriente residual, se ajustará en la forma ya indicada para la unidad instantánea, la unidad con retardo de tiempo se ajustará a un valor entre el 10% y el 20% de la corriente nominal del transformador sin que sea superior al ajuste dado al SINT, el tiempo de operación será de 0.2 seg. para falla en bus como se indicó anteriormente.

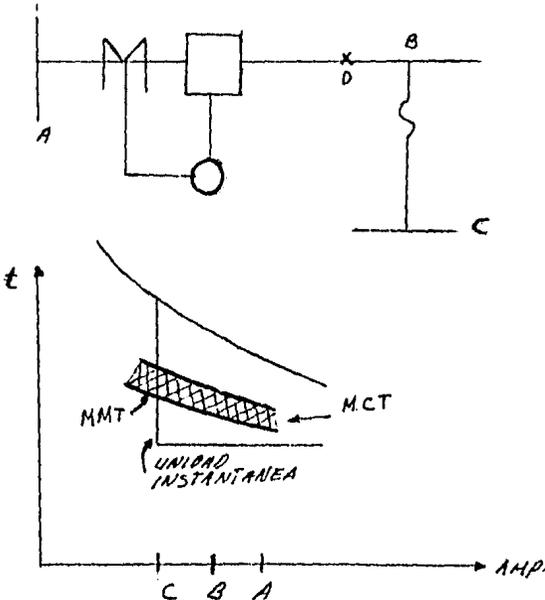
Las curvas de estos relevadores deberá trazarse en papel logarítmico para verificar los tiempos de coordinación con los dispositivos de protección lado carga y lado fuente con que se cuenta y deberán trazarse también las curvas de daño de los equipos protegidos que nos permita asegurar y optimizar el sistema de protección.

#### Redes de Distribución.

Una vez definidas algunas reglas para la coordinación en subestación y alimentadores primarios, veremos a continuación algunas reglas --- aplicables a los dispositivos utilizados en la protección de redes, como son restauradores, fusibles y seccionadores.

### III.4 COORDINACION INTERRUPTOR-FUSIBLE DE LADO DE CARGA.

La coordinación de estos dispositivos ocurre normalmente encontrando se el interruptor dentro de la subestación. En base a la curva tiempo-corriente del relevador del interruptor, podremos realizar la coordinación de protección observando las siguientes consideraciones: si el ramal B-C es muy importante, se debe utilizar un restaurador ó bien tratar de hacer el arreglo siguiente:



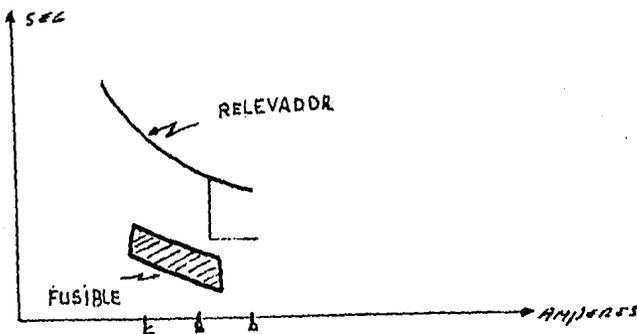
Es conocido el hecho de que la aplicación de protecciones es un arte y como tal, permite satisfacciones que dependen de la actitud, experiencias, conocimientos, habilidades y disciplina del ingeniero que resuelve el caso.

Con la operación alternada del instantáneo (1 disparo instantáneo 2- disparo tiempo) cualquier falla en ese ramal, el primer disparo lo hace el relevador, a través del recierre, el interruptor vuelve a cerrar y si la falla persiste, se fundirá el fusible.

Ventajas- como el 85% de las fallas puede ser eliminada en el primer disparo, es muy probable que por medio del recierre del interruptor- quede todo normalizado y no sea necesario reponer fusible.

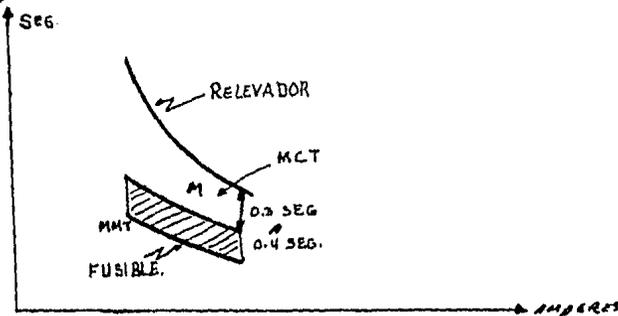
Desventajas- es afectado mayor número de consumidores por falla en un ramal en el caso de que la falla sea transitoria, por lo tanto no es conveniente sensibilizar la operación por instantaneo en el relevador para todos los ramales con fusibles.

La otra consideración es aumentar la operación por instantaneo o --- bloquearlo.



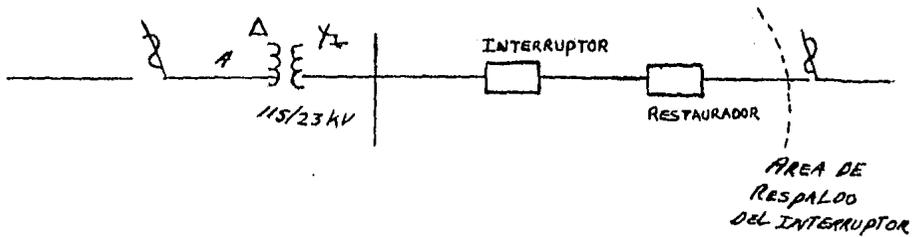
Para fallas entre B-C se fundirá el fusible sin afectar todo el circuito.

Los tiempos de coordinación se tratará de fijarlos entre 0.3 -0.4 -- segundos.



### III.5 Coordinación Interruptor- Restaurador.

La coordinación de estos dispositivos ocurre en un circuito - el interruptor actua como respaldo normalmente dentro de la - subestación.



En el estudio de coordinación es necesario notar lo siguiente:

- a) un interruptor abre y despeja la falla varios ciclos después que su relevador de sobrecorriente opera.
- b) el tiempo de reposición del relevador del interruptor es extremadamente largo y si la corriente de falla se aplica antes de que el relevador se reponga completamente éste avanza nuevamente hacia el punto de cierre desde la posición de reposición incompleta.

Para aclarar los conceptos anteriormente expuestos, veamos el siguiente ejemplo: (Tiempo- para palanca 5).

Restaurador:- ajustado a una secuencia 2A 2C, intervalo de recierre de 2 segundos, tiempo de despeje para curva A de 0.035 segundos y -- para curva C de 0.3 segundos.

Relevador del Interruptor:- tiempo de operación del relevador 0.6 -- segundos para reponerse totalmente. Al producirse una falla actúa el restaurador en curva A y el relevador del interruptor inicia su carrera durante 0.035 seg. es decir, avanza en por ciento de su carrera total.

$$\frac{0.035}{0.6} \times 100 = 5.8\%$$

A continuación el restaurador abre para liberar la falla durante 2 - segundos y el relevador del interruptor se repone.

$$\frac{2 \times 100}{30} = 6.7\%$$

Lo cual quiere decir que hay una reposición completa en las dos operaciones de secuencia rápida del restaurador.

Cuando el restaurador percibe la falla ahora en curva C, el relevador del interruptor avanza.

$$\frac{0.3}{0.6} \times 100 = 50\%$$

y se repone durante los dos segundos de despeje.

$$\frac{2}{30} \times 100 = 6.7\%$$

Es decir, que en este momento tiene un avance neto del:

$$50 - 6.7 = 43.3\%$$

Al percibir nuevamente la falla con curva C del restaurador, tiene un nuevo avance de:

$$\frac{0.3}{0.6} \times 100 = 50\%$$

A partir del punto anterior, es decir:

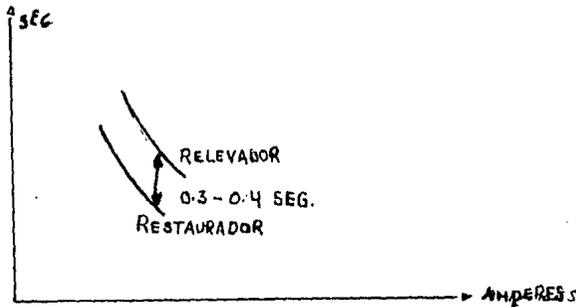
$$50 + 43.3 = 93\%$$

En este momento el restaurador opera definitivamente por falla permanente impidiendo que el interruptor opere primero, es decir que la curva característica acumulativa del restaurador no se cruza con la del interruptor y por lo tanto hay probabilidad de coordinación.

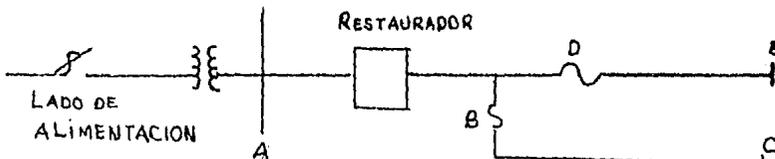
Lo anterior podría considerarse totalmente real, sin embargo, en la práctica el avance no debe exceder del 90% en vista de que hay que considerar que el mantenimiento de los restauradores, no siempre es el adecuado.

También hay que tomar en cuenta para una efectiva coordinación entre interruptor y restaurador, que la distancia entre ellos debe ser como mínimo de 3 Kms. o bien eliminar una operación lenta del restaurador.

Es conveniente dejar un tiempo de 0.3- 0.4 seg. entre la curva acumulativa del restaurador y la característica del relevador.



### III.6 Coordinación Restaurador- Fusible del lado de carga.



Para hacer posible la coordinación, el restaurador debe percibir todas las corrientes de falla en la zona protegida desde el punto A hasta C y E).

Se obtiene máxima coordinación de estos dispositivos, ajustando el restaurador para una secuencia de dos operaciones rápidas seguidas por dos demoradas.

#### Secuencia 2A 2B

**Ventajas:** excelente coordinación, permite despejar hasta un 90% durante las operaciones rápidas y un 5% más cuando el fusible opere.

**Desventajas:** puede ocurrir el fenómeno de cascada limitada cuando dos restauradores del mismo rango están conectados en serie y cada uno está ajustado para dos operaciones rápidas y dos demoradas. (consultar el caso de coordinación restaurador- restaurador).

### Secuencia 2A 2C

Ventajas: se amplia el rango de coordinación.

Desventajas: tiempo total de operación mayor que con secuencia 2A -- 2B y la misma posibilidad de cascada limitada.

### Secuencia 2A 2B

Las misma ventajas y desventajas de la secuencia 2A 2C.

### Secuencia IA 3B, IA 3C o IA 3D.

Se obtiene coordinación en menor grado que las anteriores, aunque -- permite despejar hasta un 85% de las fallas antes de que el fusible opere.

### Secuencia todas rapidas ó todas demoradas.

no es posible la coordinación selectiva, en vista de que con las secuencia "todas rapidas", no operaría el fusible y en secuencia "todas demoradas", a la primera operaría el fusible. Para la coordinación con elementos fusible hay que tomar en cuenta dos reglas fundamentales.

a) el punto máximo de coordinación, es el valor de corriente en la -- intersección de las curvas mínimas de fusión del elemento fusible con la curva de tiempo rapido de despeje del restaurador multiplicada por un fator "K".

Para una marca de restaurador en particular tenemos que.

tiempo de recierre (seg.)	factor "K" para una operación rapida	dos operaciones rapidas.
0.5	1.2	1.8
1.0	1.2	1.35
1.5	1.2	1.35
2.0	1.2	1.35

b) El punto minimo de coordinación es el valor de corriente en la -- intersección de las curvas mínimas de fusión del elemento fusible con el tiempo de despeje minimo del restaurador ó interruptor en su curva demorada. (ver la sig. figura).

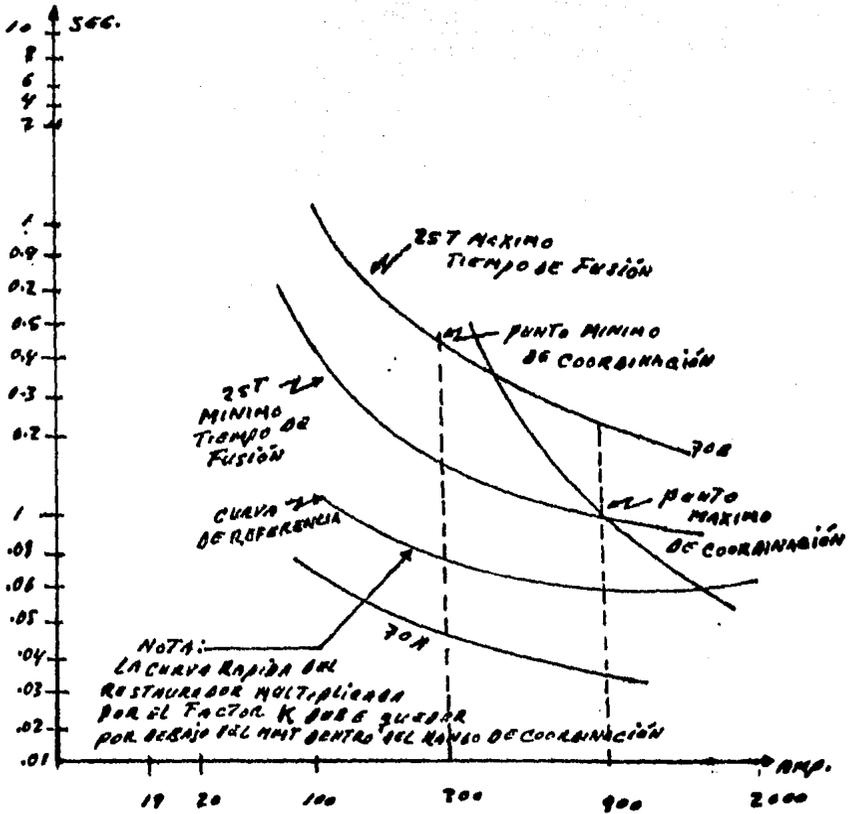


FIG. N.º 2 CURVAS MINIMAS DE FUSION DEL ELEMENTO FUSIBLE

### III.7 COORDINACION RESTAURADOR-FUSIBLE DEL LADO ALIMENTACION.

Todas las operaciones del restaurador deben ser más rápidas que la curva mínima de fusión del fusible. además, la secuencia de operación del restaurador y el intervalo de recierre deben ser considerados.

Para la máxima corriente de falla disponible en un punto determinado del circuito, el tiempo mínimo de fusión del elemento fusible en el lado de alimentación del transformador debe ser mayor que el tiempo-promedio de despejar de la curva demorada del restaurador, multiplicada por un factor específico.

Esto introduce otro grupo de factores K que varía con las secuencia de recierre y operación y del tipo de restaurador usado, a continuación se muestran valores para una marca de restaurador en particular Factores de multiplicación ó "K" para elementos fusibles del lado de alimentación.

TIEMPO DE RECIBIRAL SEGUNDOS	FACTORES DE MULTIPLICACION		
	DOS OPERACIONES RAPIDAS Y DOS DEMORADAS	UNA OPERACION RAPIDA Y TRES DEMORADAS	CUATRO OPERACIONES DEMORADAS
	0.4	2.7	3.30
0.5	2.6	3.10	3.50
1.0	2.1	2.50	2.70
1.5	1.85	2.10	2.20
2.0	1.70	1.90	1.90
4.0	1.40	1.40	1.45
10.0	1.35	1.35	1.35

La coordinación de los restauradores con los fusibles de lado de carga, así como con los de lado de la alimentación utilizan las características de tiempo-corriente del elemento fusible para cualquier tipo particular, en consecuencia, los elementos fusibles usados en un plan de protección, deben contar con curvas características garantizadas. cada estudio de coordinación identifica un tipo de elemento específico y el regimen de corriente que debe usarse para asegurar una coordinación correcta.

Cuando un elemento opera debido a una falla, el liniero debe reemplazar el elemento consumido por el mismo tipo y regimen de amperes, -- preferiblemente del mismo fabricante.

### III.8 COORDINACION RESTAURADOR-SECCIONALIZADOR.

Un seccionalizador, cuenta la cantidad de veces que una corriente superior a su minima actuante es interrumpida por un dispositivo de respaldo y después de una cantidad preseleccionada de recuentos abre sus contactos.

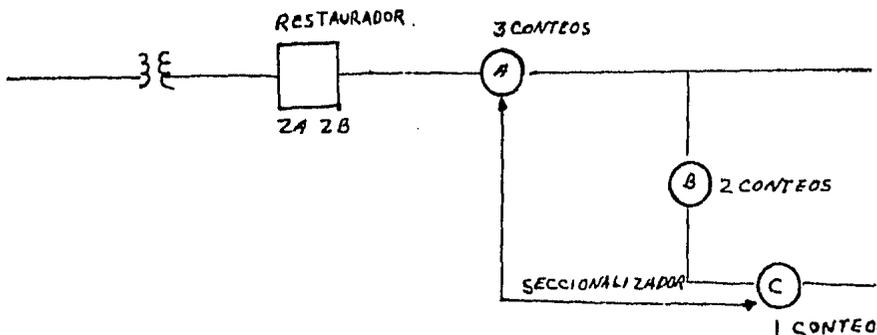
Cuando es debidamente utilizado, abrira la linea estando desenergizada.

No tiene capacidad de ruptura para corriente de falla, aunque si --- tiene suficiente para abrir el circuito con carga normal. Si la corriente que fluye a traves del seccionalizador es mayor del 160% de la capacidad nominal de su bobina y el dispositivo de respaldo interrumpe la corriente de falla, entonces el seccionalizador efectuara una cuenta, repitiendose el proceso hasta el momento en que al llegar a la cantidad preseleccionada de recuentos abrira sus contactos quedando abierto debiendose reponer manualmente.

Si la falla es transitoria, el seccionalizador se repone a su estado original, para lo cual quiere un determinado tiempo, el para seccionalizadores hidraulicos es aproximadamente un minuto y para los electronicos puede preseleccionarse dicho tiempo.

Como los seccionalizadores no tienen característica de tiempo corriente, su coordinación con un restaurador es necesario analizar el tiempo de retención de cuenta del seccionalizador.

La regla para la coordinación restaurador- seccionalizador, es ajustar este último a una cuenta menos que el restaurador y cada seccionalizador adicional en serie, debiera ser ajustado para una cuenta -- menos que el anterior.



La secuencia 2A 2B en el restaurador es una buena selección para coordinar estos dos dispositivos, aunque si posteriormente al seccionador se desea coordinar con un fusible no se considera la más adecuada como veremos más adelante.

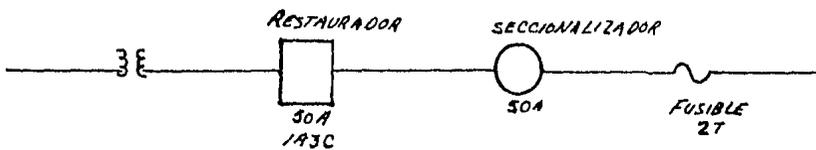
Con un restaurador hidráulico y un seccionador hidráulico se asegura la coordinación cuando tanto el restaurador como el seccionador bobinas con el mismo régimen continuo.

La suma de los tiempos de corte y recierre del restaurador, no deben exceder el tiempo de memoria del seccionador.

En el caso de corriente de entrada, cuando ésta excede la corriente actuante del seccionador pero por debajo del restaurador, el seccionador cuenta y puede abrir el circuito incesantemente. Este problema se elimina seleccionando las bobinas por encima de cualquier corriente de entrada probable. Otra solución será instalar en el seccionador un accesorio de retricción de voltaje el cual hace que el corte quede bloqueado mientras exista voltaje del lado de alimentación. Con este accesorio, puede instalarse un seccionador entre dos restauradores.

Ahora que si la corriente de entrada hace que el restaurador corte, - el voltaje al seccionizador se perdiera y abriera inecesariamente. - Si se instala un accesorio de restricci3n de corriente de entrada en el seccionizador el problema se elimina ya que detecta si la falla ocurre antes 3 despu3s del seccionizador para que en caso que sea- despu3s de 3sta, pueda operar normalmente, pero si la falla est3 en- tre el restaurador y seccionizador se bloquee su operaci3n.

### III.9 COORDINACION RESTAURADOR-SECCIONALIZADOR-FUSIBLE.



Las secuencias IA 3B, IA 3C y IA 3D se consideran excelentes para la coordinaci3n de estos tres dispositivos en las siguientes desventa- jas:

Desventajas: el fusible se funde y despeja la falla durante la pri- mera operaci3n demorada, aunque anteriormente el restaurador elimin3 el 85% de las fallas transitorias con la operaci3n rapida. El tiempo total de operaci3n es mayor que con secuencia 2A 2B y puede haber -- da1o en el conductor.

Con las secuencias 2A 2B, 2A 2C y 2A 2D no coordinan los tres dispo- sitivos en vista de que en la primera operaci3n demorada abriria el- seccionizador ajustado para tres conteos y se fundira el fusible.

La secuencia de coordinación debe ser como sigue:

- a) el restaurador y fusible se coordinan como fue descrito anteriormente, tomando en cuenta que el restaurador debe ajustarse con una secuencia de una operación rápida para tres demoradas.
- b) luego el restaurador y seccionalizador se coordinan como fue descrito anteriormente.

Una secuencia de operación 2A 2B, 2A 2C ó 2A 2D, es posible en el caso de que el seccionalizador se esté equipado con accesorios de restricción de voltaje en vista de que la operación de un fusible más allá del seccionalizador, no hará que este corte ó que cuente, debido a que habrá voltaje todavía en el lado de alimentación del seccionalizador.

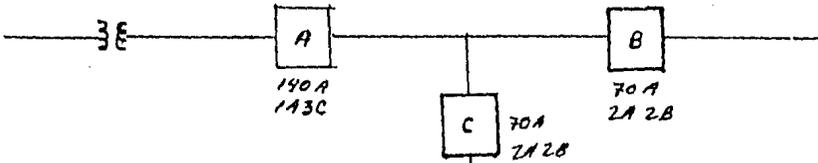
### III.10 COORDINACION RESTAURADOR-RESTAURADOR.

Para coordinar los restauradores hidráulicos, es necesario estudiar sus curvas características tiempo-corriente y suponer que para una corriente alterna 60 Hz:

- a) dos restauradores en serie con curvas tiempo-corriente con menos de 0.033 seg. de separación, siempre operan simultáneamente.
- b) si la operación es entre 0.2-0.033 seg. de diferencia, pueden operar simultáneamente.
- c) si la separación es mayor de 0.2 seg. los restauradores operarán independientemente.

Hay tres métodos básicos para efectuar su coordinación:

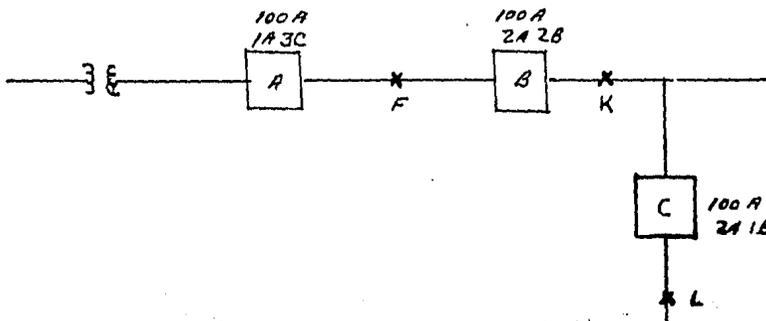
- A) usando una combinación de tamaños de bobina y secuencias de operación.



Este método es el más recomendable en coordinación entre restaurador debiendo ser usado siempre que sea posible, ya que elimina ó al menos minimiza el efecto de cascada y puede mantener una buena coordinación, con los fusibles de los ramales.

Para efectuar la coordinación, es necesario estudiar las curvas características de tiempo-corriente aplicando los métodos básicos de coordinación descritos en los incisos A y B.

- a- coordinar los restauradores por medio de sus curvas características tiempo-corriente y una selección adecuado de niveles de cortadores hidráulicos.
  - b- elegir intervalos de recierre para que el restaurador protegido esté cerrado ó programado para cerrar cuando el protector esté programado para cerrar.
  - c- seleccionar intervalos de reposición de tal modo que cada restaurador cumpla con la secuencia preseleccionada para todas las condiciones de falla.
- B) Usar los mismos tamaños de bobinas y diferentes secuencias de operación.

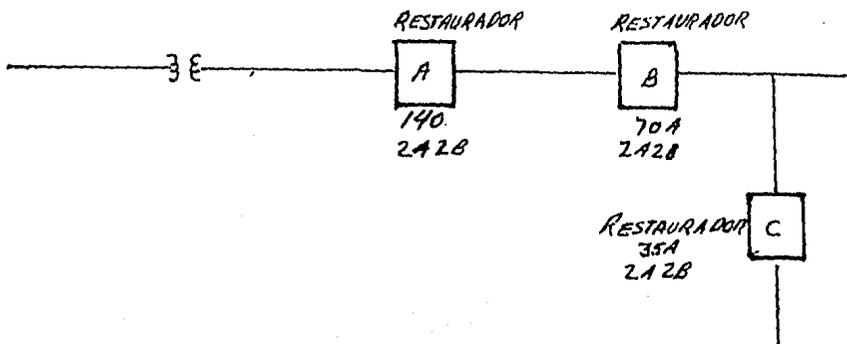


Sí analizamos las posibles fallas permanentes en los puntos F, K y L de la fig. anterior, los restauradores operan de la sig. forma:

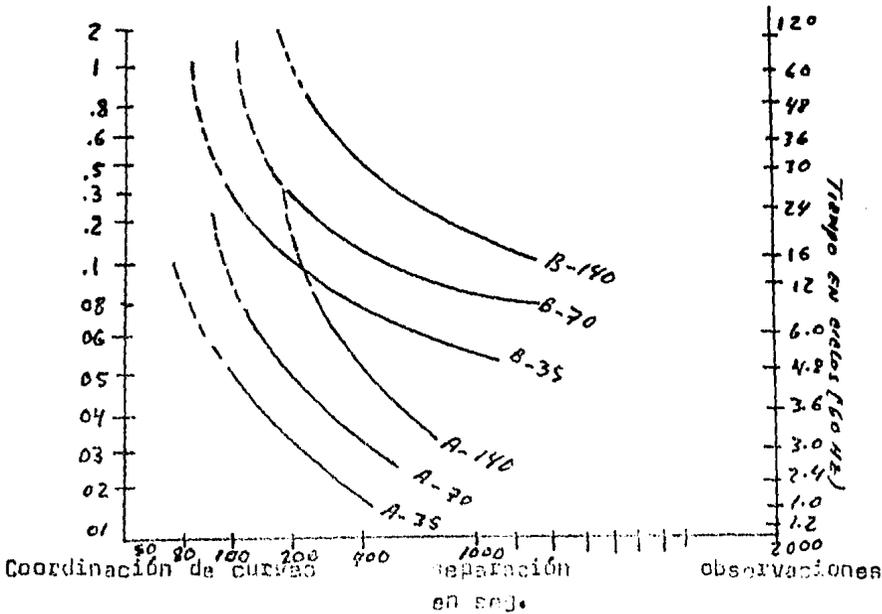
- Para una falla en F, solamente debe operar el restaurador A y despejar la falla abriendo el circuito.
- Para una falla en K, los restauradores A y B la detectan y operan simultáneamente en su primera operación rápida, la segunda operación la pueden hacer simultáneamente A y B en sus curvas demoradas (tomado en cuenta que para A sería su segunda operación) y en la última, también pueden operar simultáneamente en sus curvas demoradas, pero como B tiene sus cuatros recierres, solamente recierre - A y B queda abierto para despejar la falla.
- Para una falla en L, los tres restauradores operan simultáneamente en su curva rápida A, en la segunda ocasión pueden operar simultáneamente los tres restauradores y C queda abierto, mientras que B se queda con tres cuentas y A con dos cuentas restableciéndose estos últimos para nuevas operaciones.

Por lo anterior se pueden concluir que aunque se tienen algunas -- operaciones simultaneas, puede asegurarse una coordinación efectiva.

- C) Usar diferentes tamaños de bobinas y las mismas secuencias de --- operación.



Analicemos el ejemplo mostrado en la fig. anterior en donde se quieren coordinar tres restauradores con la misma secuencia de operación 2A 2B y con diferentes tamaños de bobinas. sus curvas características aparecen en la fig. siguiente y en ellas podemos ver que para una corriente de falla de 1000 amp., tenemos;



A-35/A-70	menos de 0.033	operan simultaneamente
A-70/A-140	menos de 0.033	Idem.
B-35/B-70	0.067	pueden operar simultaneamente.
B-70/B-140	0.117	Idem.

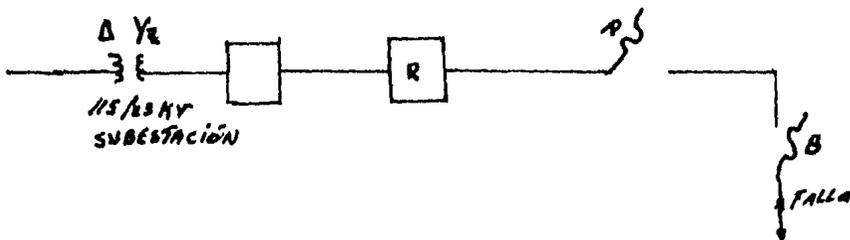
para una falla de 500 amperes.

A-35/A-70	menos de 0.083	operan simultaneamente
A-70/A-140	0.083	pueden operar simultaneamente.
B-35/b-70	0.2	operan independiente mente.
B-70/B-140	0.5	operan independiente mente.

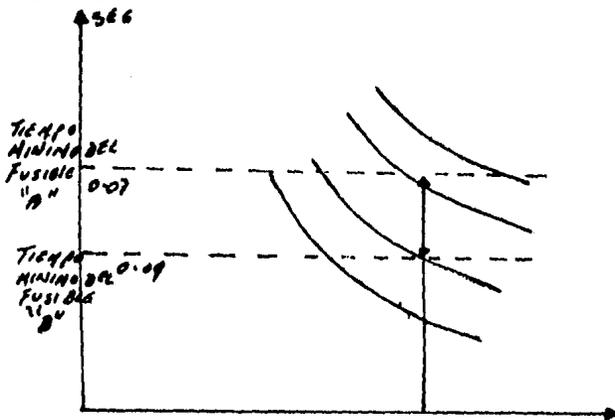
Podemos concluir que anivel de 500 amp. de falla es posible la coordinacion los restauradores del ejemplo de la fig. aunque puede experimentarse el efecto de cascada.

Durante las operaciones rápidas.

### III.11 COORDINACION FUSIBLE-FUSIBLE.



La regla esencial para la coordinación fusible- fusible establece que el tiempo máximo de apertura de fusible "B" no debe exceder del 75% - del tiempo mínimo del fusible "A".



La relación de tiempo no debe ser mayor que 75 R.

$$\frac{0.04 \times 100}{0.07} = 57\% \quad 75\%$$

Por lo tanto esta coordinación del fusible "B" y "A" es satisfactoria.

## C A P I T U L O I V

Disposición y Calculo del Equipo de la S.E.

- IV.1 Calibración del Relevador Diferencial y Relevador de Sobrecorriente.
- IV.2 Diagramas del sistema de Protección de la - Subestación.

#### IV.1 CALIBRACION DEL RELEVADOR DIFERENCIAL Y RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE.

En esta subestación se emplearon tres tipos de relevadores:

- a) El Relevador Diferencial (87)
- b) El Relevador Sobrecorriente (50)
- c) El Relevador de Recierre (79)

Estos tres tipos de Relevadores son los más usados para este tipo de Subestaciones.

En esta Subestación el tipo Transformador de potencia que se instaló, es de las siguientes características:

18/24/30 MVA                      Conexión                      Delta-Estrella.

Tipo de Protección del transformador:

- 1) Relevador de Nivel (71Q)
- 2) Relevador de presión (63P)
- 3) Relevador Térmico de Líquido (26Q)
- 4) Relevador térmico de Devanado (49T)
- 5) Relevador de flujo y de presencia de gases (BUCHHOLZ) (63).

Estos Relevadores están instalados en el mismo transformador de potencia.

Para calibrar el relevador diferencial se deben considerar ó seguir los siguientes pasos:

- 1) Observar los datos del transformador de potencia.

Enfriamiento	KV,	KVA	%Z	KV
OA	85	18 000	16.88	23 000
FA	85	24 000	20.08	
FA	85	30 000	26.50	

Conexión

$\Delta - Y$

2) TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC's ) DEL INTERRUPTOR 23 KV

RTC	RV	TERMINALES
1200/5	240/1	X1-X4
1000/5	200/1	X2-X4
800/5	160/1	X1-X3
600/5	120/1	X2-X3
400/5	80/1	X3-X4
200/5	40/1	X1-X2

3) Transformadores de corriente lado 85 KV

RTC: 1200/5 100/5 900/5 800/5 600/5 500/5 400/5 300/5 200/5 100/5  
 Termiles: S<sub>1</sub>-S<sub>2</sub>, S<sub>2</sub>-S<sub>3</sub>, S<sub>4</sub>-S<sub>5</sub>, S<sub>1</sub>-S<sub>16</sub>, S<sub>2</sub>-S<sub>6</sub>, S<sub>7</sub>-S<sub>8</sub>, S<sub>4</sub>-S<sub>9</sub>, S<sub>1</sub>-S<sub>9</sub>, S<sub>1</sub>-S<sub>2</sub>, S<sub>2</sub>-S<sub>10</sub>,  
 S<sub>7</sub>-S<sub>16</sub>, S<sub>10</sub>-S<sub>16</sub>, S<sub>2</sub>-S<sub>16</sub>, S<sub>9</sub>-S<sub>17</sub>, S<sub>10</sub>-S<sub>17</sub>, S<sub>12</sub>-S<sub>17</sub>, S<sub>17</sub>-S<sub>18</sub>, S<sub>7</sub>-S<sub>2</sub>, S<sub>9</sub>-S<sub>10</sub>, S<sub>12</sub>-S<sub>10</sub>.

4) TAP'S de protección del Relevador diferencial tipo BoD. 6.E.

2.9    3.2    3.5    3.8    4.2    4.6    5.0    8.7

5) Calculo de ajuste en baja tensión.

$$I_n = \frac{25 \text{ MVA}}{23.8 \text{ KV} \sqrt{3}} = 606.46 \text{ Amperes} \quad I_n = 606.46 \text{ A.}$$

$$RTC = 800/5 \quad 160/1$$

$$I_{ns} = 606.46 = 3.79 \text{ Amperes} \quad I_{ns} = 3.79 \text{ A.}$$

Como los TC's se conectaron en  $\Delta$

$$I_{ns} = 3.79 \sqrt{3} = 6.56 \text{ Amp.} \quad TAP = 8.7$$

En alta tensión tenemos:

$$I_n = \frac{25 \text{ MVA}}{85 \text{ KV} \sqrt{3}} = 169.80 \text{ Amperes} \quad I_n = 169.80 \text{ A.}$$

$$RTC = 400/5 \quad 80/1$$

$$I_{ns} = \frac{169.80}{80} = 2.12 \text{ Amperes} \quad I_{ns} = 2.12 \text{ A.}$$

$$I_{ns} = \frac{2.12}{6.56} \times 8.7 = 2.81 \text{ Amperes}$$

$$TAP = 2.9$$

Ahora veamos el por ciento de error de relación de corrientes secundarias a los TAP'S de ajuste de los Relevadores:

$$\% \text{ MMT} = \frac{I \times I_1 - \frac{TAPX}{TAPH}}{\frac{TAPX}{TAPH}} \times 100$$

$$\% \text{ MMT} = \frac{6.56 - \frac{8.7}{2.9}}{\frac{8.7}{2.9}} \times 100 = 3.14\%$$

$$\frac{8.7}{2.9}$$

$$\% \text{ MMT} = 3.14\%$$

Como podemos ver si queda dentro del rango de condición establecido - que dice que debe ser menor del 10% para el valor máximo de falla externa y dando un margen de seguridad del 5% al 15% adicional al 2% de pendiente calculado.

Ajuste de la protección de los alimentadores.

En este tipo de protección se utilizó el relevador de sobrecorriente 50/5I.

a) el pick-up de los relevadores de este tipo utilizado, es de el 200% de la carga máxima, considerando un factor de potencia de 0.9.

Carga máxima de uno de los circuitos alimentadores es de 7000 amp.

$$I_{pic-up} = \frac{2(7000)}{\sqrt{3} \cdot 23} = 351.43 \text{ amperes.}$$

Para el lado de baja tensión seleccionamos RTC=800/3

$$\text{selección del tap} = \frac{I_{pic-up}}{RTC} = \frac{351.43}{160} = 2.19 \text{ amperes.}$$

El relevador cuenta con los siguientes taps de ajuste:

4, 5, 6, 8, 10, 12 y 16 amperes.

Para seleccionar la palanca se propone un tiempo de operación, en este caso  $t=0.3$  segundos.

De la curva característica para los relevadores IA5I, tenemos que:

para palanca I  $t=0.3$  segundos.

## IV.2 DIAGRAMA DEL SISTEMA DE PROTECCION DE LA SUBESTACION.

Los diagramas más importantes de un sistema de protección son:

- A) Diagrama unifilar del equipo de protección.
- B) Diagrama unifilar de algún circuito de carga.
- C) Diagrama de localización de los aparatos en el tablero de control.

Ahora describiremos cada uno de ellos:

- 1) El diagrama unifilar del equipo de protección fig. IV.1 esta ---  
Compuesto por todas las zonas de protección de la subestación, -  
como son:

- a) Zona de protección de cada circuito de carga.
- b) Zona de protección de respaldo.

La zona de protección de cada circuito tiene el siguiente equipo:

Interruptor de corriente alterna (52).

Transformadores de corriente de baja tensión.

Transformadores de potencial de baja tensión.

La zona de respaldo es idéntica pero en alta tensión:

Interruptor de corriente alterna (52).

Transformadores de corriente de alta tensión.

Transformadores de potencial de alta tensión.

de los transformadores de corriente, se conectan los relevadores diferencial y de sobrecorriente, estos a vez estan conectados a los --- interruptores quienes son los que mandan la señal de operación al interruptor. De los transformadores de potencial se conectan los equipos de medición, para medir potencia aparente y potencia reactiva.

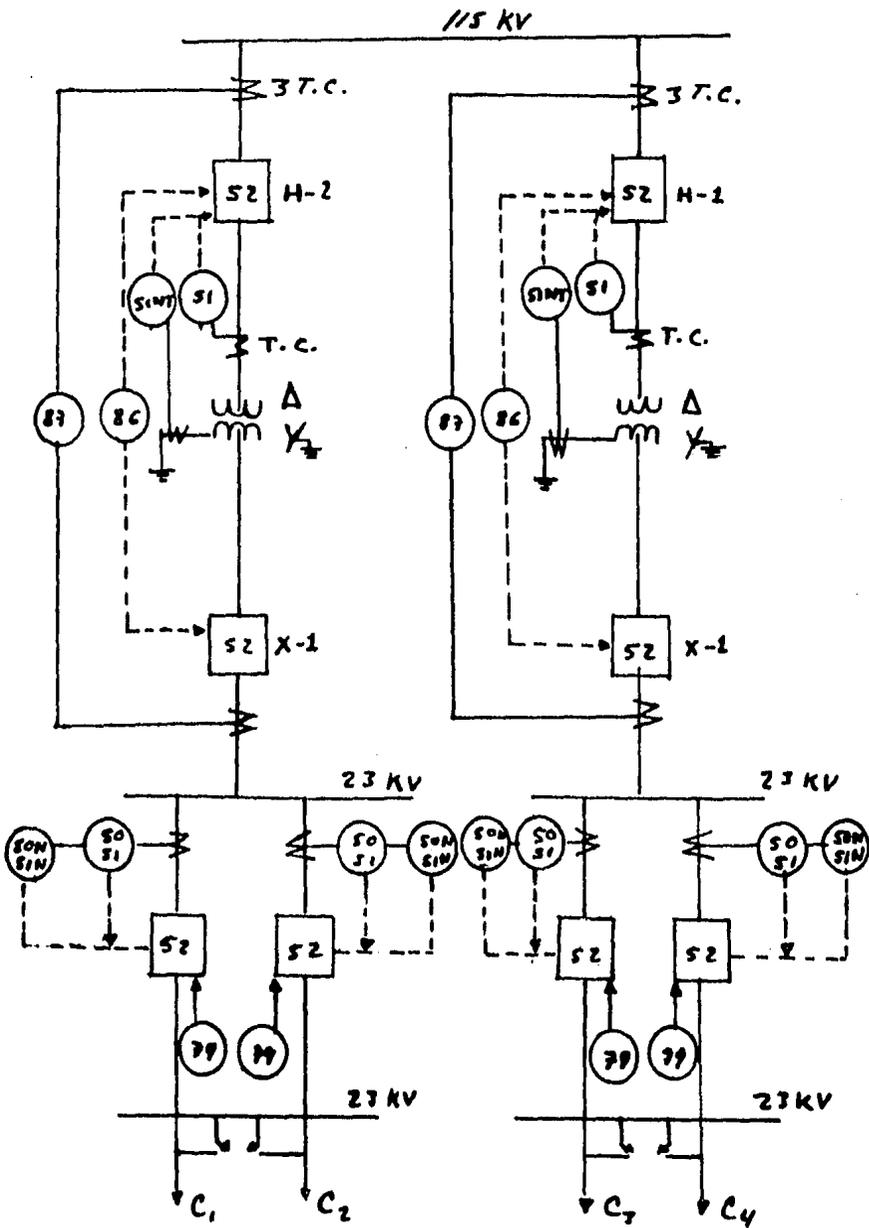


Fig. IV.1 DIAGRAMA UNIFILAR DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN Y DE LAS FRORES 115 KV/23 K.V.

2) Diagrama unifilar de uno de los circuitos. Este diagrama muestra la forma de como están conectados los TC'S, el Interruptor y los relevadores al tablero de control. veamos el sig. ejemplo -- fig. IV. 2 de un circuito de alimentación de la subestación.

Nombre del circuito: Coacalco clave:5010

Este circuito consta del siguiente equipo:

Interruptor de corriente alterna 52 A1

52: Clave estandar del interruptor que protege a los circuitos -- alimentadores.

A1: Alimentador No.1.

Este interruptor esta conectado al mando 4 tablilla dos(M4T2) en el tablero de control, de ese mando 4 está conectado el relevador de recierre (M4D), por medio de un contacto normalmente cerrado, A este cable de control se le designa con el (Nombre de ruta 4 No. 1), - (R41). También los relevadores de sobrecorriente (50/51) con el interruptor ( R4A, R4C, R4E).

Transformadores de corriente ( T.C.), estos están conectados sus terminales secundarias al interruptor y de ahí a la vez a los relevadores.

R4T1:Ruta No. 4 Tablilla No. 1

M4T1:Mando No.4 Tablilla No. 1

BUS PRINCIPAL DE 23 K.V

BUS AUXILIAR DE 23 K.V

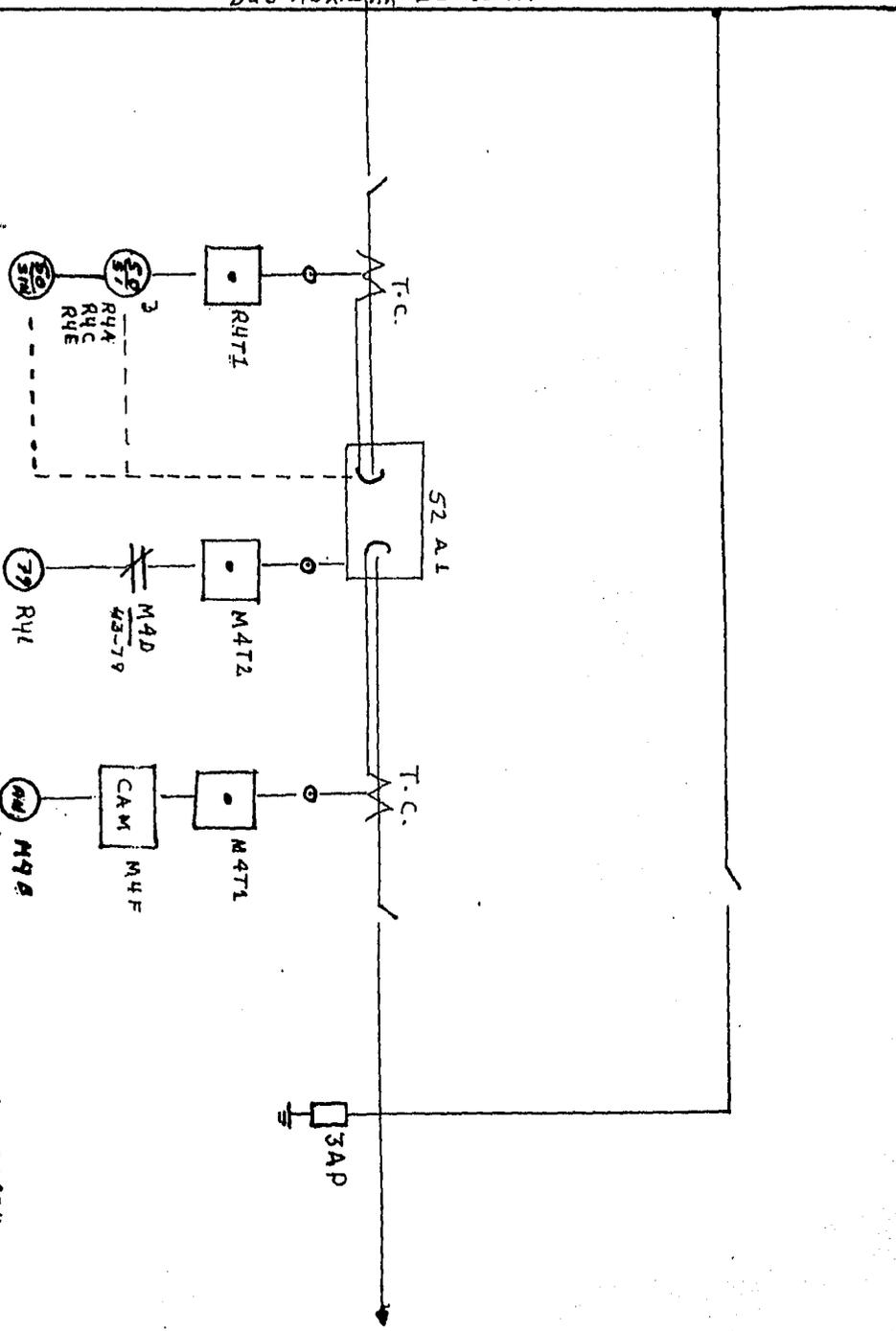


FIG. IV. 2 DIAGRAMA UNIFICAR DEL CIRCUITO ALIMENTADOR. N.º 1.- DE 23 K.V

C) Diagrama de localización de los aparatos en el tablero de control.  
En este diagrama podemos ver como esta instalado todo el equipo de-  
protección y medición.

A : Amperimetro del alimentador A  
AM

B : Amperimetro del alimentador B  
AM

D : Relevador de recierre del alimentador B  
43-79

C : Relevador de recierre del alimentador A  
43-79

HRES: Palanca de restablecimiento del circuito B

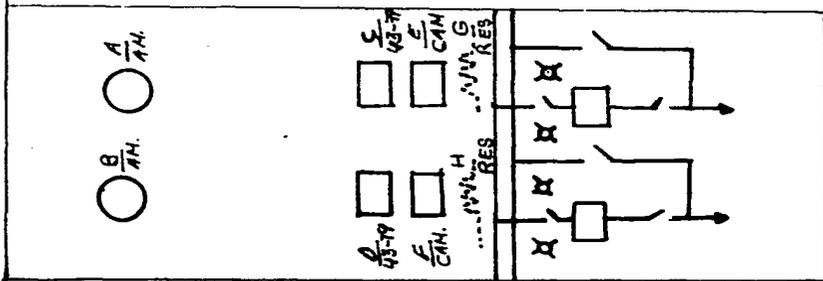
6 RES: Palanca de restablecimiento del circuito A

Esto es lo que se refiere a la parte de frente. en la parte posterior  
están instalados todos los Relevadores de sobrecorriente y relevado -  
res de diferencial.

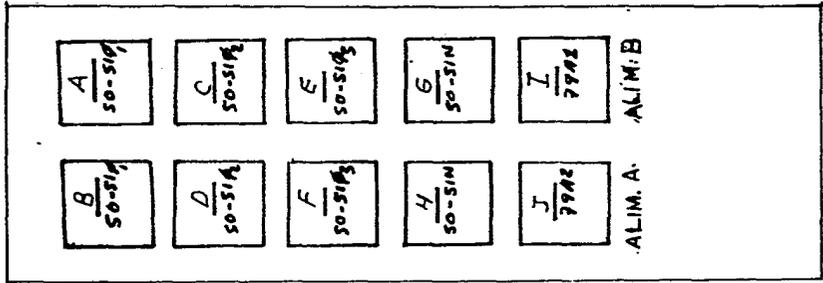
A : Relevadores de sobrecorriente del circuito A  
50- 51  $\phi$ , Fase No. 1

6 : Relevador de sobrecorriente de la fase A  
50- 51 N Tierra 6 Neutro.

I : Relevador diferencial del alimentador No. 1  
79 A1



ALIMENTADORES  
A y B Sección M4  
(FRENTE)



ALIMENTADORES  
A y B Sección R-4  
(POSTERIOR)

FIG. IV.3 LOCALIZACIÓN DE APARATOS EN EL TRÁILERO.  
DE CONTROL, PROTECCIÓN Y MEDICIÓN.

Las siguientes formas son hojas utilizadas para llevar un mejor control de las rutas, de los cables que se emplean para la conexión del equipo de protección y medición con el tablero de control.

Estas hojas son la clave para saber como esta compuesto el sistema - de la subestación.



DIVISION CENTRO SUR

SUPERINTENDENCIA DE PROTECCION, CONTROL Y MEDICION

ZONA TEXCOCO  
S. E. V. DE LAS FLORES  
HOJA 1 DE A-5010

LISTA DE CABLES DE CONTROL, PROTECCION, MEDICION Y FUERZA

ROTA No.	No. CABLES	CALIBRE	COLOR	SALE DE:	TERMINALES	LLEGA A:	TERMINALES	FUNCION	OBSERVACIONES Y REFERENCIAS
100	4	10	N	TABLERO	A-1	INTERRUPTOR	6	ALIMENTACION	
			B	DE	A-1	5010	7	DE MOTOR C.A.	
			R	C.A.				220	
			V						
101	4	10	N	TABLERO		INTERRUPTOR	99	(+) ALIMENTACION	
			B	DE		5010	2	(-) C.D. 115	
			E	C.D.					
			V						
102	4	10	N		M472-9		49	52 a	Reservado.
			B		M472-10		99	<del>—</del>	
			R						
			V						
103	8	10	N	TABLERO	M472-1	INTERRUPTOR	90	(+) S.C.	PUENTES 89-99-90
			B	DE	M472-2	5010	1	(-)	
			E	CONTROL	M472-13	11	8	DISPARO	PUENTES 1-2
			V	DUPLEX	M472-8		5	CIERRE	
			N <sub>1</sub>	"	M472-3	11	4	52 b	
			A <sub>2</sub>	"	M472-4	11	19		
			BN		M472-14		47	<del>52 b</del>	
			BN		M472-2		48		

FORMA: \_\_\_\_\_

1a. REVISION: \_\_\_\_\_

FECHA: \_\_\_\_\_

APROBO: \_\_\_\_\_

2a. REVISION: \_\_\_\_\_

FECHA: \_\_\_\_\_





DIVISION CENTRO SUR

SUPERINTENDENCIA DE PROTECCION, CONTROL Y MEDICION

ZONA TEXCOCO  
S. E. V DE LAS PLAGAS  
HOJA 2 DE A-510

LISTA DE CABLES DE CONTROL, PROTECCION, MEDICION Y FUERZA

RUTA No.	No. CABLES	CALIBRE	COLOR	SALE DE:	TERMINALES	LLEGA A:	TERMINALES	FUNCION	OBSERVACIONES Y REFERENCIAS
104	4	10	N B R N	DISPONIBLE					
105	4	10	N B Z V	DISPONIBLE					
105A	4	10	N B R V.	CUADRO DE ALARMAS TABLERO DUPEEX		INTERRUPTOR A-1	39 40	Señalización. Cuadro de Alarmas.	

FORMO. \_\_\_\_\_  
Aprobado: \_\_\_\_\_

1a. REVISION \_\_\_\_\_  
2a. REVISION \_\_\_\_\_

FECHA \_\_\_\_\_  
FECHA \_\_\_\_\_

A P E N D I C E.

Lista de los dispositivos, con sus respectivos números clave que se designan en las subestaciones.

CLAVE	NOMBRE
1	Elemento principal.
2	Relé de tiempo retardado para arranque ó cierre.
3	Relé de entrelace ó verificación.
4	Contacto principal.
5	Elemento de parar.
6	Interruptor de arranque.
7	Interruptor de anodo
8	Elemento de desconexión de la fuente de control.
9	Elemento reversible.
10	Switch de secuencia unitaria.
11	Aplicación futura.
12	Elemento de sobrevelocidad.
13	Elemento de velocidad sincrónica.
14	Elemento de baja velocidad.
15	Elemento de correspondencia de velocidad ó frecuencia.
16	Aplicación futura.
17	Switch de descarga ó de conexión en Shunt.
18	Elemento de aceleración ó desaceleración.
19	Contactador de transición entre el arranque y marcha.
20	Válvula operada eléctricamente.
21	Relevador de distancia.
22	Interruptor de circuito igualador.
23	Elemento de control de temperatura.
24	Aplicación futura.
25	Elemento de sincronización ó para verificar sincronización.
26	Elemento de aparato térmico.
27	Relevador de bajo voltaje.
28	Aplicación futura.
29	Contactador de aislamiento.

30	Relé anunciador.
31	Elemento de excitación separada.
32	Relavador de potencia direccional.
33	Switch de posiciones.
34	Switch de secuencia operado por motor.
35	Elemento de operación de escobillas ó para conectar en cortocircuito los anillos deslizantes.
36	Elemento de polaridad.
37	Relé de baja potencia ó baja corriente.
38	Elemento de protección de chumacera.
39	Aplicación futura.
40	Relé de campo.
41	Interruptor de campo.
42	Interruptor de marcha.
43	Elemento selector de transferencia manual.
44	Relé de arranque de secuencia unitaria.
45	Aplicación futura.
46	Relé de corriente para fase inversa ó de balances de fases.
47	Relé de voltaje de secuencia de fase.
48	Relé de secuencia incompleta.
49	Relé térmico de transformador ó de maquina.
50	Relé de sobrecorriente instantanea.
51	Relé de sobrecorriente de tiempo (C.A.)
52	Interruptor de corriente alterna.
53	Relé de excitador ó de generador (C.D.)
54	Interruptor de C.D. de alta velocidad.
55	Relé de factor de potencia.
56	Relé de aplicación de campo.
57	Elemento de cortocircuito ó de conexión a tierra.
58	Relé de falla para rectificador de potencia.
59	Relé de sobrevoltaje.
60	Relé de voltaje balanceado.

- 61 Relé de corriente balanceada.
- 62 Relé de tiempo retardado para arranque ó apertura.
- 63 Relé de presión de liquido ó de gas, de nivel ó -  
de flujo (BUCHOLTZ).
- 64 Relé de protección a tierra.
- 65 Gobernador.
- 66 Elemento de aceleración intermitente.
- 67 Relevador direccional de sobrecorriente (A.C)
- 68 Relevador de bloqueo.
- 69 Dispositivo de opción.
- 70 Reostato operado eléctricamente.
- 71 Aplicación futura.
- 72 Interruptor de corriente directa.
- 73 Contactor de resistor de carga.
- 74 Relé de alarma.
- 75 Mecanismos de cambio de posición.
- 76 Relé de sobrecarga.
- 77 Transmisor de pulsaciones.
- 78 Relé de medición de ángulo de fases operada de  
sincronismo.
- 79 Relé de recierre (C.A)
- 80 Aplicación futura.
- 81 Relé de frecuencia.
- 82 Relé de recierre (C.D.)
- 83 Relé de transferencias ó de control selectivo au-  
tomático.
- 84 Mecanismo de operación.
- 85 Relé receptor de carrier ó de hilo piloto.
- 86 Relé auxiliar de bloqueo.
- 87 Relé de protección diferencial.
- 88 Motor auxiliar ó grupo motor generador.
- 89 Switch de línea.
- 90 Elemento de regulación.
- 91 Relé de voltaje direccional.
- 92 Relé de voltaje y de potencia direccional.

93

Contactor de cambio de campo.

94

Relé de disparo.

## C O N C L U S I O N

Con el presente trabajo hacemos ver que tan importante es el Equipo de protección en una Subestación, ya que la finalidad de el Equipo-tienen como función principal proteger el transformador de potencia que es el elemento principal de la Subestación tanto por su función como por su costo Económico.

El Equipo de protección varía, según sea la capacidad de cada subestación, si son menor de 50 MVA de capacidad es menos complejo el -- Equipo, Pero para capacidades mayores de 50 MVA es más complejo. -- Pero si las zonas de protección son de igual forma en grandes y pequeñas subestaciones. como ya dijimos antes el elemento principal-- es el transformador y hay que cuida que esté bien protegido.

En las subestaciones de distribución, los relevadores más usados es el de sobrecorriente y el relevador diferencial, estos relevadores-- son los que estan conectados con los interruptores de cada circuito de distribución, y por lo tanto tanto son los que mandan la señal al interruptor para que se dispare al momento que ocurra una falla. El Equipo de protección es importante para que aisle las fallas que pueden causar grandes daños al sistema eléctrico.

## B I B L I O G R A F I A

- Estaciones transformadoras y de distribución  
Gaudencio zopetti júdez.
- El arte y la ciencia de la protección por relevadores  
J. russell mason.
- Redes electricas  
Jacinto viqueira lauda.
- Procedimientos para coordinación de protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución.  
Subdirección de operación. gerencia de distribución. C.F.E.
- Manual de diseño de subestaciones  
Compañia de luz y fuerza del centro.
- Análisis de sistemas electricos de potencia  
William D. stevenson..
- Apuntes de cursos a ingenieros de operación y distribución C.F.E.