

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO  
EN LA ESPECIALIZACION DE INGENIERIA ELECTRICA  
DE LA ESCUELA POLITECNICA NACIONAL.

ESTUDIO DEL SISTEMA DE  
PROTECCION PARA UNA SUB-  
ESTACION DE DISTRIBUCION  
DE 5.000 KVA.

JORGE RUBIO ESPINOSA.

Julio de 1.962

## INDICE.

### CAPITULO I

Página

Introducción.- Generalidades.- Estudio comparativo de Subestaciones con equipo interior y equipo de tipo in-temperie.- Estudio comparativo de tipos de subestaciones que puedan aplicarse al presente estudio. 1 - 8

### CAPITULO II

Estudio de la protección en los sistemas de transformación, transmisión y distribución.- Relés.- Principios fundamentales de los relés de protección.- Tipos de relés.

Información necesaria para determinar las características de un equipo de relés de protección. 9 -17

### CAPITULO III

Estudio del sistema de protección para el equipo de transformación de poder.- Protección contra fallas internas.- Protección diferencial.- Problemas que se presentan en la protección diferencial de transformadores. Efecto de la corriente de magnetización.- Protección de un banco de transformadores.- Relé Buchholz.- Estudio comparativo entre la protección diferencial y la protección Buchholz.- Protección del transformador contra sobrecalentamientos.- Protección del transformador contra fallas externas. 18-28

### CAPITULO IV

Estudio de las corrientes de cortocircuito.- Determinación de las corrientes de cortocircuito.- Comportamiento de una onda de corriente durante un cortocircuito. 29-37

## CAPITULO V

Página

Interruptores automáticos.- Tipos de interruptores automáticos.- Dispositivos de interrupción.- Mecanismo de control.- Fuente de alimentación para el mecanismo de disparo.- Características de corriente y de voltaje.- Cálculo del interruptor automático general.- Características de los relés de sobrecorriente que se utilizarán con el interruptor automático.- Diferencia entre los tiempos de operación de los reconectores y los relés de protección de retaguardia.

38-49

## CAPITULO VI

Protección de la línea de transmisión.- Forma cómo opera el reconector.- Cálculo del interruptor automático.

50-54

## CAPITULO VII

Protección de las líneas de distribución.- Reconexión automática en redes primarias.- Fusibles.- Cálculo de los fusibles y reconectores.

55-62

## CAPITULO VIII

Coordinación de los dispositivos de protección de sobrecorriente.- Coordinación de fusibles y reconectores.- Coordinación entre los reconectores y los relés de sobrecorriente.- Transformadores de corriente.- Tipos de transformadores de corriente.- Carga nominal de los transformadores de corriente.- Cálculo de la exactitud de los transformadores de corriente.- Cálculo de los transformadores que van a utilizarse.

63-81

CAPITULO IX

Coordinación de aislamiento.

Página

81-86

CAPITULO X

Puesta a tierra de los equipos de las subestaciones.-

Planeamiento del sistema de tierra.

87-91

*El desarrollo de la presente Tesis  
ha sido realizado bajo la dirección  
del suscrito.*

*A. Becerra*

*Noviembre 13/62.*

## CAPITULO I

### INTRODUCCION.

En la presente Tesis se tratará sobre el estudio y diseño del sistema de protección para la Subestación elevadora de tensión, línea de transmisión, ramales y subramales de distribución de alta tensión de un sistema de poder de una capacidad de 5.000 Kva, que ha sido proyectado para suministrar energía eléctrica a una ciudad de la Sierra ecuatoriana, que tiene una población aproximada de 50.000 habitantes y que está ubicada a 2,500 metros de altura sobre el nivel de mar.

De los datos obtenidos en los estudios realizados para los sistemas de generación, transformación, transmisión y distribución, se ha obtenido la siguiente información, que servirá como base para el presente estudio:

Central Generadora: Se trata de una central hidroeléctrica, con una capacidad de generación de 5.000 KVA, que ha sido distribuida en tres generadores: dos de 1.250 KVA y uno de 2.500 KVA. El voltaje de generación de los mismos es de 2.300 voltios.

Línea de Transmisión: Para transportar la energía disponible a la ciudad, se tendrá que construir una línea de transmisión, que ha sido proyectada con 2 circuitos de cable No.1/0 AWG de cobre; esta línea de transmisión llegará hasta una subestación distribuidora, localizada cerca del sitio donde se estima se encontrará el centro de carga.

Subestación de Elevación: Para obtener las máximas ventajas en los sistemas de transmisión y distribución, se ha calculado que es conveniente tener una tensión de 6.000 voltios, con la que se transmitirá la energía por la línea de transmisión y los circuitos de distribución de alta tensión, por lo cual habrá necesidad de elevar la tensión de generación de 2.300 voltios a 6.000 vol-

tios, mediante un equipo de transformación de poder, instalado a continuación de la Casa de Máquinas.

Subestación de Distribución: Como se indicó, la línea de transmisión llegará hasta un sitio próximo al centro de carga; desde aquí se derivarán alimentadores de alta tensión, para servir las diversas zonas de la ciudad, a las que se ha asignado una carga aproximada de 1.000 KVA.

Las cargas a servirse son casi todas de tipo residencial y comercial, existiendo tres fábricas que deben ser servidas en alta tensión, mediante circuitos que se derivarán de las líneas principales de alta tensión; estas cargas, que son de tipo trifásico, tienen valores de: 250, 300 y 500 KVA.

El diagrama unifilar del sistema, se muestra en la fig.1, y en el que:

- a) Estación de generación.
- b) Subestación elevadora de tensión.
- c) Línea de transmisión.
- d) Subestación de distribución.
- e) Feeders o alimentadores principales.
- f) Feeders secundarios.

Como información adicional añadiremos, que la Central que se está estudiando, reemplazará a otra Central de menor capacidad (2.000 KVA), la cual, mediante algunas adecuaciones, quedará como Central de reserva para casos de emergencia.

#### GENERALIDADES.

Como aún no han sido determinadas las características del equipo de transformación de elevación, comenzaremos señalando algunas características que éste deberá tener y que influyen directamente en el sistema de protección de todos los equipos instalados en esta subestación.

Una subestación, como la que estamos considerando en el presente estudio, la forman una serie de equipos y aparatos destinados a transformar la tensión del sistema, para que éste sea aprovechable para fines determinados. En nuestro caso, la ten -

sión deberá ser elevada de 2.300 a 6.000 voltios, tensión que se rá utilizada tanto para la transmisión como para la distribución en alta tensión.

Varía la disposición del equipo en una subestación, según la función específica a que esté destinada y a las condiciones que se presenten; no hay reglas fijas que indiquen la forma de hacer un tipo standar de subestación. Los factores que más influ yen en el diseño son: la potencia, la clase y la magnitud de la carga, y la calidad de servicio.

Para nosotros tiene también vital importancia la disposi- ción y el tipo de equipo que será utilizado en esta subestación, ya que de aquí, según lo planeado, tendremos que controlar todo el sistema de protección del resto de equipos.

De acuerdo a nuestras observaciones, la capacidad de gene ración instalada en la subestación no podrá ser aumentada en el futuro, dadas las condiciones del régimen fluvial del río que utiliza la Central. Las demandas posteriores de energía, por lo tanto, deberán ser satisfechas por centrales hidroeléctricas o térmicas instaladas en otros lugares.

Considerando la importancia que tiene el funcionamiento de la Central en el suministro de energía para la ciudad, aún disponiendo de la Central antigua, como Central de reserva, de- bemos poner especial interés en que la continuidad de servicio sea de óptima calidad, de manera que nuestro problema radicaría esencialmente en lograr una disposición del equipo y del sistema de protección para obtener el máximo de efectividad con el míni- mo costo.

Al comenzar el estudio por la Subestación de elevación de tensión, surge el problema de la subdivisión de la capacidad del equipo de transformación, si es que hace necesario obtener reser- va en el caso de que fallase él o los transformadores. Creo, sin embargo, necesario describir el equipo que forma parte de una subestación de este tipo, antes de tratar el problema planteado, el que se muestra esquemáticamente en la fig.2a y en la que:

- a) Desconectador de alta tensión, capaz de interrumpir la corriente en vacío del transformador.
- b) Transformador trifásico de poder.
- c) Desconectador de alta tensión, para protección del transformador.
- d) Desconectores manuales, que sirven para seccionar los diversos dispositivos manualmente y sin carga.
- e) Línea de transmisión.

Debemos discutir también sobre la conveniencia o inconveniencia de utilizar equipos de tipo "intemperie" o tipo "interior".

#### Estudio comparativo de Subestaciones con equipo tipo interior y equipo tipo intemperie.

Al revisar catálogos, en los que se muestran equipos para la instalación de subestaciones, he encontrado que hay una tendencia general de hacer de tipo de intemperie todos los aparatos de maniobra y equipo de alta tensión para 8 KV. y más, habiendo Casas manufactureras que no fabrican sino equipos de tipo exterior, especialmente Casas europeas.

De los precios marcados en catálogos, se deduce que el costo de aparatos y equipos para uso exterior son más caros que sus similares para uso en locales cerrados; mas debemos considerar que para una instalación de este último tipo tenemos que planear y construir un local para la protección de este equipo, cuyo costo resultará, seguramente, mayor que la diferencia de precios entre los dos tipos de equipo.

Por otro lado, las instalaciones de intemperie ofrecen mayores facilidades para la inspección y mayor espacio para las maniobras en los equipos, y se reducen las posibilidades de que se produzca un incendio general.

Más importante, quizá, resulta el razonamiento de que un local construido para alojar equipo interior, no ofrece facilidades para cambios, adecuaciones o aumento de equipos.

Los razonamientos anteriores nos han servido para decidir-



nos por el uso de equipos de tipo exterior, para la instalación de la Subestación.

ESTUDIO COMPARATIVO DE TIPOS DE SUBESTACIONES QUE PUEDEN APLICARSE AL PRESENTE ESTUDIO.

En las figuras: 2b, 2c y 2e, se muestran diagramas esquemáticos de tipos de subestaciones, que pueden aplicarse al caso que se está estudiando, en todos los cuales el equipo básico es el mismo, variando únicamente el número de transformadores y el tipo de protección de éstos.

El tipo de subestación mostrado en la figura 2b, consta de: un interruptor general para la subestación, un transformador de poder y un interruptor en el lado secundario del transformador.

El tipo mostrado en la fig. 2c, consta de: interruptor general para la subestación, dos transformadores de poder, cada uno de una capacidad igual a la mitad de la capacidad total de la subestación y un interruptor en el lado secundario de los transformadores.

La disposición mostrada en la fig. 2e, consta de: interruptores en los lados primarios y secundarios de los transformadores de poder y dos transformadores.

El principal objetivo que tendrían las disposiciones 2c y 2e, será la de obtener la división de la potencia total de la subestación en dos transformadores; esto se justifica plenamente en el caso de no disponer de otra capacidad de reserva, ya que en el caso de tener un daño o una suspensión en el equipo de transformación de poder, tendría que salir de servicio toda la subestación. La posibilidad de daño del equipo de transformación de poder en realidad es remota, pero existe; para el caso de las disposiciones 2c y 2e, puede salir de funcionamiento uno de los transformadores y a costa de perder la mitad de la capacidad de energía generada, se puede cubrir a lo menos parcialmente la demanda.

¿Cuáles son las ventajas y desventajas que se tendrían en el caso de utilizar un solo transformador, frente a las disposiciones que contemplan la instalación de dos transformadores de poder?

En primer lugar, menor cantidad de equipo y por consiguiente más simplicidad en la instalación. El espacio ocupado por los equipos sería menor y se obtendría, como se verá luego, mayor efectividad del equipo de protección. Frente a estas ventajas, tendríamos que afrontar la realidad de no disponer de equipo de reserva en la Subestación.

Con la disposición de la fig.2c, podemos obtener capacidad de reserva, sólo en el caso de que, al presentarse una falla en uno de los transformadores, podamos desconectar temporalmente toda la subestación, sacar el transformador falloso y poner nuevamente en funcionamiento el otro transformador de la subestación; estas operaciones implicarían una suspensión relativamente larga del servicio. Desde luego tendríamos la ventaja de utilizar menor cantidad de equipo que el empleado en la disposición 2e, pero dificultades de carácter técnico en lo concerniente al equipo de protección, como se verá luego en el estudio de la protección del equipo de transformación de poder, hace que ésta sea una disposición no adecuada para el caso.

La disposición mostrada en la fig.2e sería ideal para el caso de que el equipo de transformación de reserva, en la subestación, sea indispensable, al no disponer de otra reserva. Esta disposición presenta sin embargo sus desventajas, a más de utilizar mayor equipo y ocupar un espacio también mayor.

Si tenemos en cuenta que al presentarse una falla de tipo permanente en la línea de transmisión, se desconectaría toda la subestación, nos quedaríamos sin capacidad de reserva, con cualquiera de las tres disposiciones, y yo creo que este tipo de falla es de hecho más factible que una falla en el equipo de transformación; por lo tanto, para obtener capacidad de reserva con plena seguridad, con este tipo de subestación, sería además ne-

cesario contar con un circuito de transmisión también de emergencia, con lo que el costo de instalación aumenta aún más.

Por otro lado, la regulación de los relés del equipo de protección quedaría falsa, en el caso de ser necesario el retiro de un transformador, ya que los relés en funcionamiento normal deben estar sensibles para operar con sobrecargas, que eleven peligrosamente el nivel de sobreelevación de temperatura normal del transformador, y estas sobrecargas pueden presentarse realmente en estas emergencias, haciendo que se desconecte el otro transformador; si en cambio la calibración de los relés es inicialmente más alta, los transformadores no quedarán debidamente protegidos. También se presentan otros problemas con el equipo de protección, como se verá luego.

Debemos así mismo considerar que todos los interruptores ubicados en el mismo sitio para funciones específicas, deben ser de idénticas características ya que éstas se hallan prácticamente determinadas por los valores de corriente de cortocircuito. De este modo, el costo de los interruptores automáticos se duplicaría en esta última disposición, y este costo, de acuerdo a precios mostrados en los catálogos, representa de un 30 a un 40% del costo total de la subestación.

Para completar la protección del sistema, con la disposición de la fig.2a, habrá necesidad además de instalar un equipo de relés de corriente inversa en los desconectores del lado secundario del transformador, con el fin de impedir cualquier retorno de corriente, de manera que el transformador falloso quede completa y automáticamente aislado; esto implica la necesidad de utilizar en este lado del transformador, un interruptor automático asociado con relés en lugar de un reconectador, siendo este último más conveniente, de acuerdo a la comparación hecha más adelante.

Las razones expuestas anteriormente, así como también el hecho de disponer de una Central de reserva, que aunque de menor capacidad, se presta con mayores ventajas para estos casos de

emergencia, ha hecho que sea el tipo 2b, la disposición adoptada para este estudio.



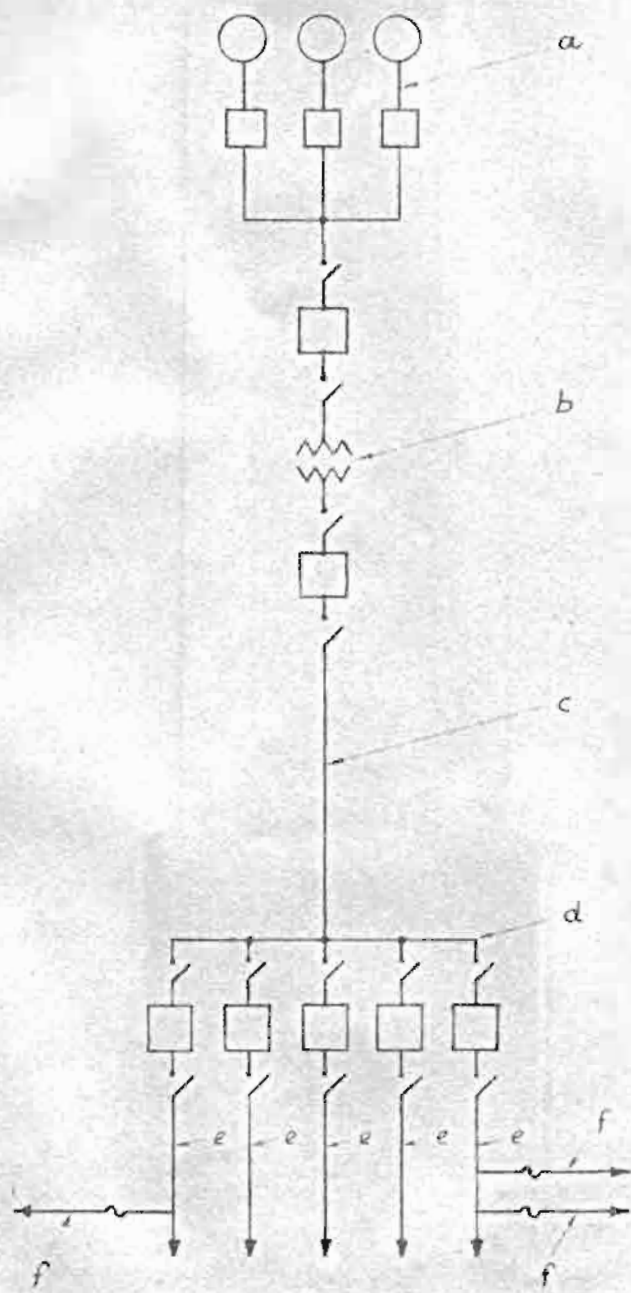


DIAGRAMA ELECTRICO UNIFILAR DEL SISTEMA

FIG. 1

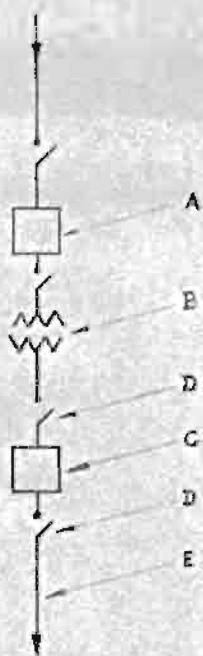


FIG. 2 a



FIG. 2 b

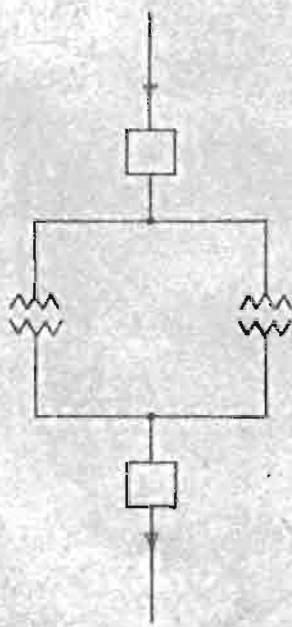


FIG. 2 c

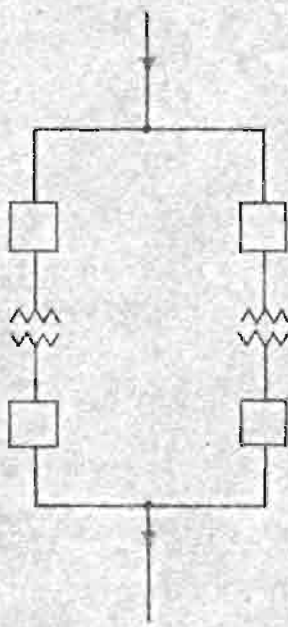


FIG. 2 e

## CAPITULO II

### ESTUDIO DE LA PROTECCION EN LOS SISTEMAS DE TRANSFORMACION, TRANSMISION Y DISTRIBUCION.

Gran importancia en el estudio de un sistema de generación, transmisión y distribución, tiene el capítulo referente a los aparatos que van a proteger los equipos y la forma cómo se ha proyectado esta protección, ya que de ellos dependerá en gran parte la calidad y continuidad del servicio.

El problema de la protección no debe ser estudiado aisladamente, sino tomando en cuenta todo el sistema, ya que una falla en cualesquiera de las partes que lo forman, tendrá inmediata repercusión en todo el sistema. Se hace necesario determinar, por lo tanto, cuáles son las diferentes partes del sistema que van a ser protegidas, las características de protección, y luego obtener una coordinación de todos estos sistemas, para lograr una protección de conjunto.

De acuerdo a la disposición del sistema que se está estudiando, creo que pueden establecerse las siguientes zonas de protección:

- 1) Zona de protección del equipo de transformación de poder.
- 2) Zona de protección de la línea de transmisión.
- 3) Zona de protección de los alimentadores principales, y
- 4) Zona de protección de los alimentadores derivados.

En la fig.3, se muestra el diagrama eléctrico unifilar del sistema, en el cual se han establecido las diversas zonas de protección para los diferentes equipos, determinando al mismo tiempo la ubicación de los interruptores con los cuales se harán las desconexiones. De acuerdo con esta figura, la protección del sistema se ha proyectado de la manera siguiente:

El transformador de potencia y demás equipo complementario instalados en la subestación elevadora de tensión, estarán protegidos contra fallas internas del transformador o cortocircuitos en las líneas de conexión del lado primario, mediante el interrup-

tor automático instalado en el lado primario del transformador, el mismo que estará asociado, de acuerdo al presente proyecto, con relés diferenciales y también con relés del tipo de sobrecorriente, que se instalarán en el lado secundario del transformador, para obtener protección contra fallas exteriores al transformador. Estos relés de sobrecorriente, que estarán coordinados, con los dispositivos de protección de sobrecorriente, que protegen a la línea de transmisión, servirán al mismo tiempo de protección de retaguardia a la línea de transmisión.

La línea de transmisión estará protegida por relés de sobrecorriente, instalados como parte integral del reconectador automático, colocado en el lado secundario del transformador. Estos relés de sobrecorriente, a su vez, servirán de protección de retaguardia, para el caso de fallar los relés de sobrecorriente de los reconectores que protegen a los feeders en la subestación de distribución.

Los circuitos de distribución de alta tensión estarán protegidos por los relés de sobrecorriente de los reconectores automáticos, que a su vez servirán de protección de retaguardia, en el caso de que fallaran los fusibles que protegen las líneas derivadas de los circuitos de alta tensión.

De esta manera, si se presentase una falla en el punto "a" de la fig.3, tiene que funcionar el fusible colocado en el sitio de la derivación de la línea, si la falla es de tipo permanente; si la falla es de tipo transitorio, tendrá que funcionar el reconector de protección del feeder, para despejar la falla antes de que se funda el fusible; si falla la protección del fusible, este mismo reconector, actuando como protección de retaguardia, tendrá que desconectar a todo el feeder.

Si la falla se presenta en el punto "b", y si ésta es de tipo temporal, será despejada durante el ciclo de operaciones del reconector; si es permanente, al completar el ciclo de reconexiones, el reconector quedará definitivamente abierto.

Si la falla fuese en el punto "c", tendrán que operar pa-



ra iniciar la desconexión, los relés de sobrecorriente del reconectador de la subestación; si la falla fuese del tipo temporal o permanente, el reconectador funcionará en igual forma que los reconectores de los feeders. Si por cualquier circunstancia no funcionase este reconectador, tendremos la protección de los relés de sobrecorriente que protegen al transformador, los que estarán coordinados con los relés de sobrecorriente del reconectador; éstos actuarán disparando el Interruptor del lado primario del transformador.

En caso de presentarse una falla en el interior del transformador de potencia, se han proyectado dos tipos de protecciones: con relé Buchholz y con relés diferenciales; de esta manera, si falla cualesquiera de ellos, queda la otra como protección de retaguardia.

Se puede deducir de lo expuesto, la importancia que tienen en los sistemas de protección los relés, razón por la cual vamos a estudiarlos ligeramente en sus características.

## RELÉS.

Modernamente, la protección de los diversos equipos eléctricos está confiada a dispositivos llamados "Relés", que constituyen una de las formas del denominado "aislamiento activo", gracias a la cual una falla es rápida y eficazmente detectada y despejada.

La función de los relés de protección es sacar de servicio, lo más rápidamente posible, cualquier elemento de un sistema de poder, cuando éste ha sufrido un cortocircuito, o cuando funciona de una manera anormal, o cuando interfiere a la operación efectiva del resto de equipo.

Según la definición dada en las normas AIEE, un relé es: "un aparato que activado por condiciones físicas o eléctricas, provoca la operación de otros aparatos en un circuito eléctrico".

Los aparatos a los cuales hacen funcionar los relés, son los interruptores automáticos que operan para despejar una falla

cuando ésta se produce, ya que éstos no tienen por sí mismos medios para determinar cuándo deben operar.

Las fallas más comunes que requieren protección, son las fallas de cortocircuito; sin embargo, existen otras condiciones para las cuales podrían establecerse protecciones como: insuficiencia o exceso de tensión, interrupción de una fase, desequilibrio entre fases, exceso de temperatura, etc. Una función secundaria de los relés sería el de proveer de un medio de indicar y localizar una falla y el tipo de ésta.

#### PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE LOS RELES DE PROTECCION.

Por ser más importante para nosotros el estudio de la protección contra sobrecorrientes, vamos a considerar solamente este equipo.

Hay dos grupos de protecciones contra sobrecorrientes: el primer grupo se denomina "relés primarios", y el otro grupo "relés de protección de retaguardia" (back-up-relaying). Los primeros forman parte de la "primera línea de protección", mientras que los segundos operan únicamente cuando fallan los relés primarios.

La fig.4 nos muestra una forma de protección de un sistema con relés primarios, y se pueden hacer las siguientes observaciones: se han localizado interruptores junto a cada elemento principal del sistema; esto facilita la desconexión de únicamente el dispositivo falloso; si colocamos un solo interruptor automático para dos o más elementos, éstos saldrán de servicio en caso de falla de uno de los dos.

Las zonas punteadas nos indican que cada interruptor automático, con sus relés asociados, establecen una zona de protección alrededor del elemento protegido; esto indica que cualquier falla que ocurra dentro de esta zona hará que todos los relés incluidos dentro de esta zona funcionen, pero solamente los relés. Es evidente también que para el caso de fallas en puntos, donde dos diversas zonas de protección se sobreponen, puede ocasionar el dis-

paro de interruptores automáticos que para este caso no deben hacerlo; sin embargo de no existir esta sobreposición, se correría el peligro de que queden puntos sin protección y que en caso de que ocurran fallas no se dispore ninguno de los interruptores; por otro lado, la extensión de las zonas sobrepuestas es relativamente pequeña y las probabilidades de fallas dentro de estos puntos es así mismo pequeña. El efecto de la sobreposición de las zonas es, pues, un mal necesario.

Los relés para protección de retaguardia son solamente utilizados contra fallas por cortocircuito, porque es este tipo de falla el que más probabilidades tiene de presentarse, de acuerdo a estudios estadísticos de fallas, y la probabilidad de que fallen los relés de sobrecorriente es así mismo mayor. Experiencias reportadas por textos americanos sobre la materia, indican que no se justifica el uso de relés para protección de retaguardia que no sean del tipo de sobrecorriente.

Los relés primarios pueden fallar en los siguientes casos:

- a) Por falla de la corriente o el voltaje que hace operar al relé.
- b) Por falla de la corriente que alimenta al mecanismo de disparo.
- c) Por falla de los relés mismos.
- d) Por la posibilidad de que el mecanismo haya sido anteriormente disparado permaneciendo luego en esta posición, o que haya ocurrido un daño o una ruptura en este mismo mecanismo.
- e) Por falla del interruptor automático.

Desde luego, los relés de retaguardia deben ser dispuestos de manera que la causa que hizo fallar a los relés primarios no los haga fallar también a ellos; esto queda completamente satisfecho si los relés de retaguardia son completamente independientes de los relés primarios; ésto se consigue prácticamente colocándolos a la mayor distancia posible entre ellos. El ejemplo ilustrado en la fig.4 nos indica la forma de disponer los relés para obtener una protección de retaguardia. Si consideramos una protección de retaguardia para la sección de línea EF, los relés

colocados para esta función, deberán disparar los interruptores en A, B, I y J. Los interruptores en A y B se dispararán si fallan los interruptores en D y C, cuando hay una falla en cualquier lugar de la sección de línea EF. Así mismo los relés en A, B y F, proporcionan protección de retaguardia en el caso de ocurrir una falla en el punto K.

Una segunda función de los relés de retaguardia, es la de servir de relés primarios, cuando el propio equipo de relés primarios está en reparación o fuera de servicio.

Se debe notar, sin embargo, que si se disparan los relés de protección de retaguardia, se desconectará toda una sección del sistema, o en nuestro caso específico toda la subestación de elevación, esto es inevitable. Sin embargo, estos relés deberán ser calibrados de tal manera que dispongan de un tiempo suficiente de retardo antes de que comiencen a funcionar. De acuerdo a la disposición de protección proyectada, tanto los relés primarios como los de retaguardia deben estar normalmente listos para operar, pero mientras los relés primarios estén listos para disparar el interruptor automático de la zona afectada, los relés de retaguardia no funcionarán mientras no haya transcurrido el tiempo en que complete esta función.

Lo anterior se puede lograr gracias a las características de algunos tipos de relés, de tener tiempos de retardo graduables o características de tiempo denominadas instantáneas. La palabra "instantáneo", en la terminología de relés, significa que a éste no se le ha dado un tiempo de retardo intencional y se aplica a relés que operan en un mínimo de tiempo de aproximadamente 0.1 segundos o más comunmente en ~~un~~ ~~mínimo~~ ~~de~~ tiempos de 0.05 segundos y aún menos. El tiempo de operación de los relés, denominados de "alta velocidad", se expresa generalmente en ciclos, basándose en la frecuencia del sistema, de esta manera por ejemplo, un ciclo será 1/60 de segundo en un sistema de 60 ciclos.

Los modernos equipos eléctricos no se operan sin la res-

pectiva protección con relés; sin embargo, su uso no está determinado por una regla fija, ya que juega un papel importante el factor económico; por lo tanto debe justificarse plenamente el uso y la aplicación específica que se den a los relés.

Los equipos de protección de relés afectan necesariamente al costo total de la subestación o del equipo que van a proteger, por lo que se considera que estos gastos deben ser proporcionales al valor o la importancia que se dé al sistema protegido; una falla en un determinado elemento del sistema, puede afectar al rendimiento de todo el resto de equipo; en sistemas eléctricos algunos de los más serios daños ocurren precisamente por dejar desarrollarse pequeñas fallas en equipos que no estaban convenientemente protegidos.

Todos los relés utilizados para la protección contra circuitos y también algunos otros tipos, operan en virtud de corrientes o voltajes suministrados desde transformadores de corriente o de voltaje, conectados en el elemento de sistema que van a proteger.

Por los cambios relativos de corriente o de voltaje, se pueden detectar la presencia de fallas, determinar sus características y ser entonces localizadas por los relés. Para cada tipo y localización de falla, existen diferencias, que pueden hacer variar la tensión o la corriente, de esta manera pueden utilizarse varios tipos de protección con relés, cada una de las cuales está diseñada para reconocer diferencias específicas y operar en respuesta a ellas.

#### TIPOS DE RELES.

Las normas americanas definen cuatro tipos principales de relés, que son:

Relés Auxiliares: Aquellos que operan en respuesta a una apertura o a un cierre de un circuito de operación para ayudar a otro relé o dispositivo en la realización de una función.

Relés de Protección: Cuya función es detectar líneas o

aparatos fallosos u otros daños o condiciones indeseadas; estas condiciones permiten la iniciación de una adecuada operación de desconexión, o tener el aviso de una aparición de falla a su debido tiempo.

Relés de Regulación: Que son los que operan porque hay una desviación o un desarreglo de cantidades eléctricas ya determinadas entre ciertos límites; estos relés, una vez determinada la falla, funcionan a través de un equipo suplementario, para volver a las condiciones normales.

Relés de Verificación: Cuya función es comprobar que en sistemas de poder las condiciones, con respecto a límites prescritos, son correctas, e inician o permiten funciones automáticas, tales como la apertura de interruptores durante condiciones de fallas.

En estas cuatro grandes clasificaciones se incluyen a todos los otros tipos de relés.

Todos los relés mencionados operan en respuesta a una o más cantidades eléctricas, que abren o cierran sus contactos y todos funcionan bajo dos principios fundamentales y diferentes de operación:

- 1) Atracción electromagnética, y
- 2) Inducción electromagnética.

Los relés de atracción electromagnética operan en virtud de un émbolo que es atraído dentro de un solenoide o de una armadura atraída hacia los polos de un electromagneto; estos relés pueden funcionar con corrientes o voltajes alternos o continuos.

Los relés de inducción electromagnética, utilizan el principio del motor de inducción, donde se desarrolla un par de fuerzas por inducción en el rotor. Este principio de operación se aplica a relés que funcionan con corriente alterna y se los denomina también: "relés de tipo de inducción".

INFORMACION NECESARIA PARA DETERMINAR LAS CARACTERISTICAS DE

## UN EQUIPO DE RELES DE PROTECCION.

Para aplicar un equipo de relés de protección a un sistema determinado, es necesario un conocimiento cabal del problema de protección, que generalmente es la parte más dificultosa, pero dada su importancia, se justifica plenamente el tiempo que se pueda emplear en estudiarla; además, en el estudio que se está realizando, necesitamos la siguiente información:

- 1) Configuración del sistema.
- 2) Grado de protección requerida.
- 3) Posibles expansiones.
- 4) Estudio de las corrientes de fallas.
- 5) Cargas máximas y relaciones de tensión en los transformadores de corriente.
- 6) Características de los transformadores de tensión.
- 7) Impedancias de líneas y transformadores.
- 8) Voltaje nominal y máxima corriente de carga.
- 9) Voltaje y corriente del circuito de disparo.
- 10) Tipo de dispositivo de disparo.

La determinación de la configuración del sistema se lo hace mediante un diagrama unifilar, que nos muestre el área del sistema que va a ser protegida, señalar con detalle la localización de los interruptores, disposición de las barras, las líneas derivadas y su capacidad, la localización y características de los transformadores que se utilizarán con los relés y las conexiones de los transformadores de poder, todo lo cual se muestra en la fig.3.

El grado de protección deberá ser estudiado tomando en cuenta las condiciones de operación del sistema y el resultado que de ella se espera. Creo que el sistema de protección propuesto anteriormente, resulta el más conveniente desde el punto de vista funcional, técnico y económico; la justificación del uso de este sistema se lo hace a continuación, así como también el estudio de las corrientes de falla y de las características de los transformadores de corriente que van a ser utilizados.

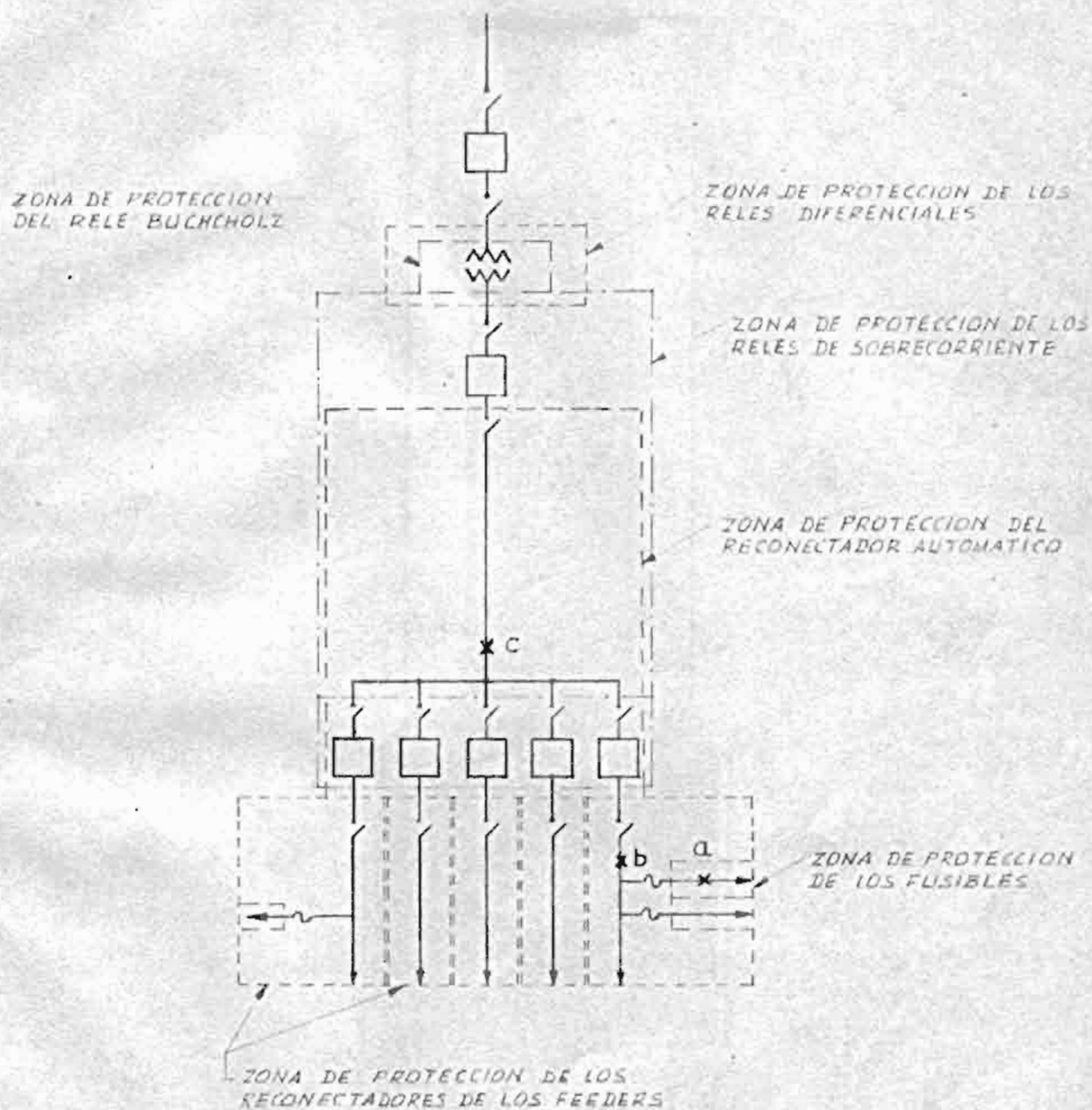


FIG. 3



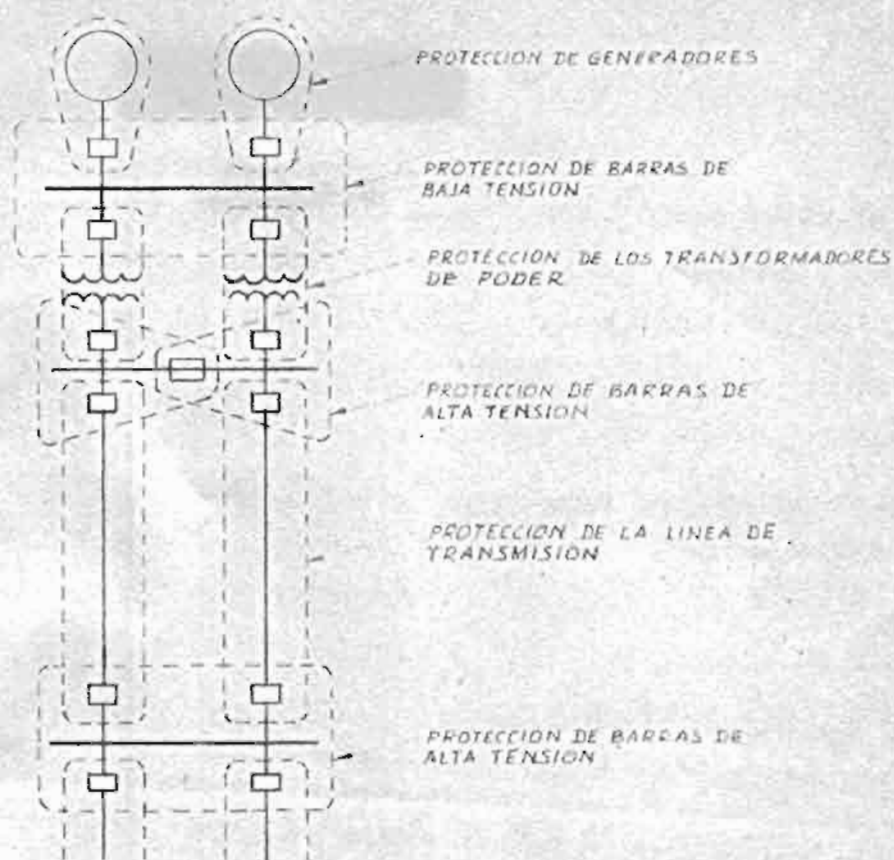
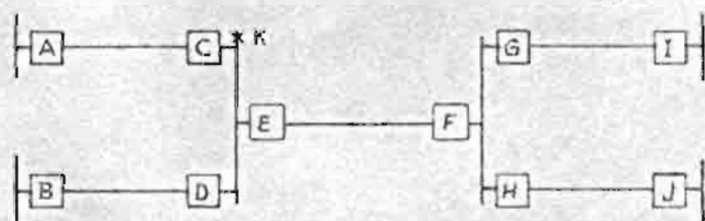


DIAGRAMA UNIFILAR DE UN SISTEMA ELECTRICO, ILUSTRANDO UNA DISPOSICION DE PROTECCION PRIMARIA.

FIG. 4 A



PROTECCION DE RETAGUARDIA EN UNA LINEA DE TRANSMISION

FIG. 4 B

### CAPITULO III

#### ESTUDIO DEL SISTEMA DE PROTECCION PARA EL EQUIPO DE TRANSFORMACION DE PODER.

La "vida útil" del equipo de transformación de poder, de los interruptores automáticos y demás equipo complementario, que debe ser instalado en la subestación elevadora de tensión, está prácticamente condicionada a la duración del aislamiento de los conductores incluidos en sus circuitos; todos los tipos de aislamiento utilizados en estos equipos se deterioran con mayor rapidez si su temperatura sobrepasa constantemente el límite admisible de sobreelevación de temperatura especificado para cada uno de ellos; por lo tanto, debe garantizarse por medio de sistemas de protección, que bajo cualquier condición, no se lleguen a los límites peligrosos de sobrecalentamiento.

Las normas ASA C37-2-1956, especifican las protecciones, consideradas como mínimas, para este tipo de equipos, y de acuerdo a ellas se ha planeado, en el presente caso, este tipo de protección. Las protecciones señaladas en estas normas incluyen:

- 1) Protección contra fallas internas.
- 2) Protección contra sobrecorrientes de origen exterior.
- 3) Protección contra sobrecalentamientos.
- 4) Protección contra falla de suministro de líquido refrigerante, si es que el transformador tiene este tipo de enfriamiento.

#### PROTECCION CONTRA FALLAS INTERNAS.

La protección contra fallas internas, en transformadores, puede obtenerse mediante protección diferencial o por medio del relé Buchholz, siendo el uso del primero más ampliamente difundido en los Estados Unidos y el segundo en Europa.

Russel Masson, tratadista americano, en su texto: "The Art and Science of the Protective Relaying", en la parte referente a la protección de transformadores, dice que los fabricantes

americanos de equipos de transformación recomiendan el uso de la protección diferencial para transformadores o bancos de transformadores, de capacidades mayores a 1.000 KVA, y que esta recomendación se debe hacer regla cuando la capacidad exceda los 5.000 KVA, no considerando indispensable la protección con relé Buchholz; en cambio, los europeos consideran que el transformador no está totalmente protegido si no cuenta con la protección de un relé de tipo "accionado por gas" (gas actuated), que es el tipo de relé Buchholz.

Vamos a ver en qué consisten estos dos tipos de protecciones:

#### PROTECCION DIFERENCIAL:

Un relé diferencial, es definido según las normas AIEE como: "es el relé que opera cuando el vector diferencia de dos o más cantidades eléctricas similares exceden una cantidad predeterminada.

Este sistema actúa comparando las corrientes entrantes y salientes del transformador o del equipo protegido, que normalmente serán de igual magnitud, pero que en el caso de presentarse una avería o un cortocircuito dentro del transformador, la corriente de uno de los lados será mayor; cuando esto sucede, el relé "arranca" para hacer funcionar el interruptor automático.

De acuerdo a lo expresado anteriormente, podemos deducir que puede obtenerse protección diferencial utilizando relés de tipo de sobrecorriente, para establecer esta diferencia de corriente, en realidad esto es posible si se da a éstos un valor determinado de sobrecorriente para que inicien la operación de disparo; sin embargo, existen algunas dificultades que se señalan a continuación:

Casi todos los relés de protección son construídos para funcionar con corrientes de 5 amperios, por lo tanto habrá necesidad de transformadores de corriente para poder tener información de las barras o conductores principales; como los transformadores de corriente en la protección diferencial comparan las

corrientes de los lados de alta y baja tensión, para poder establecer esta comparación se hace necesario que las relaciones de transformación y las conexiones sean de tal manera hechas, que compensen la diferencia de magnitud y el cambio de ángulo de fase en los dos lados del transformador de poder.

Como se conoce, al energizar un transformador, se presenta un impulso de corriente de magnetización, que aparece en los relés de sobrecorriente como una falla interna del transformador de poder.

De otro lado, al utilizar relés de sobrecorriente, no se obtendría el grado de selectividad deseado, es decir, este tipo de relés no podrán seleccionar entre aquellas operaciones para las cuales deben operar en un mínimo de tiempo, ya que el ajuste de los relés deberá ser hecho para un solo valor de sobrecorriente, y si se presenta corrientes de fallas que no alcanzan a arrancar el relé, éste no funcionará. Si el ajuste de sobrecorriente se deja con valores sensibles, cualquier falla externa de sobrecorriente puede hacer operar los relés y disparar el interruptor automático.

Por las razones expuestas anteriormente, se deduce la necesidad de utilizar relés que se basen en el principio denominado "corriente diferencial". Este principio se ilustra en el ejemplo mostrado en la fig.5a. Los transformadores de corriente se montan a cada lado del elemento del sistema que va a ser protegido, ya que con este sistema pueden ser protegidos: tramos de líneas, bobinados de generadores, barras colectoras, transformadores; los bobinados de los transformadores están interconectados y la bobina de un relé que actúa por sobrecorriente se conecta a través del circuito secundario de los transformadores. Si suponemos que fluye una corriente a través del circuito primario hacia una carga cualquiera, o hacia un cortocircuito, localizado en el punto X de la fig.5b, si los dos transformadores de corriente tienen iguales relaciones de transformación y están correctamente conec-

tados, la corriente secundaria circulará simplemente entre los transformadores, como indican las flechas, y no fluirá corriente a través del relé diferencial; pero si se desarrolla un cortocircuito en cualquier lugar del circuito entre los dos transformadores, como se muestra en la fig.5b, la corriente fluye al cortocircuito desde ambos lados, y la suma de las corrientes secundarias de los dos transformadores fluye entonces a través del relé diferencial. No es estrictamente necesario que la corriente fluya desde los dos lados para que se produzca un flujo de corriente que haga operar el relé diferencial; un flujo de corriente de cualquier lado, o una corriente así mismo de cualquier lado, causa una corriente diferencial. Debemos tener en cuenta que la corriente que fluye a través del relé diferencial sea proporcional al vector diferencia, entre las corrientes entrantes y las corriente salientes del elemento protegido; si esta corriente diferencial excede el valor de ajuste fijado para la corriente de arranque del relé, éste debe operar inmediatamente.

La forma más utilizada de los relés diferenciales es la llamada: "relé de porcentaje diferencial", que consta principalmente de dos elementos, el uno que actúa como motor en el sentido de cerrar los contactos, mientras que el otro actúa antagónicamente; este efecto se consigue dividiendo en dos la bobina de operación del relé, denominándose a estos dos elementos: bobina de operación y bobina limitadora.

La corriente diferencial necesaria para operar este relé, es una cantidad variable, debido al efecto que ejerce la bobina limitadora; de esta manera, la corriente diferencial en la bobina de operación, es proporcional a la diferencia entre las corrientes primaria y secundaria ( $I_1 - I_2$ ), y la corriente equivalente en la bobina limitadora es proporcional a la semidiferencia de estas mismas dos corrientes  $(I_1 - I_2)/2$ . La relación de la corriente diferencial de operación y el promedio de la corriente

limitadora, es siempre un porcentaje fijo, lo cual explica el nombre de este relé.

Con este tipo de relé, las probabilidades de operaciones incorrectas son menores que en el caso de utilizar un simple relé de sobrecorriente, conectado para protección diferencial, cuando ocurre una falla externa a la zona protegida. Como se indicó, los transformadores de corriente de los tipos normales no pueden transformar las corrientes primarias de un modo preciso, especialmente en condiciones transitorias, un corto tiempo después de ocurrir un cortocircuito, ni aún en el caso de tener transformadores idénticos en ambos lados del sistema protegido. Las corrientes secundarias no resultan idénticas, debido a pequeñas diferencias en las propiedades magnéticas, o a que tienen diferentes cantidades de magnetismo remanente. Estas diferencias pueden ser en ocasiones grandes, mayores que las provocadas por las corrientes de cortocircuito; por esta razón, si no se balancea la corriente proveniente de un cortocircuito externo, puede provocarse una diferencia entre las corrientes secundarias de los transformadores de corriente, debido a las diferencias intrínsecas de los transformadores, como las que se indicaron, o debido a diferencias en el tipo de carga, especialmente en el caso de protegerse con este sistema transformadores de poder.

Los relés de porcentaje diferencial dan una característica de aumentar la cantidad de corriente necesaria para arrancar el relé, evitándose de esta manera operaciones indeseables. Los relés de porcentaje diferencial son usualmente de tipo instantáneo o de alta velocidad y no requieren tiempo de retardo para obtener selectividad, ya que sus características lo hacen inmune a los efectos transitorios, si es que estos relés están correctamente utilizados.

## PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN LA PROTECCION DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES.

Como ya se mencionó, se presentan problemas en la protección diferencial de transformadores.

Las características de voltaje en los dos lados del transformador, no pueden ser mantenidas exactamente en los dos lados de los transformadores de corriente, por esta razón, se presentan corrientes secundarias desiguales a través de la bobina de operación del relé. Además, se pueden originar componentes de corriente de secuencia cero en los bobinados de conexión delta de un transformador de poder conectado en ye-delta, cuando el bobinado ye está conectado a tierra. Estas características tienden a desensibilizar este tipo de protección. Iguales dificultades surgen cuando la corriente de línea de alta y baja tensión no están en fase, debido a la conexión ye-delta del transformador. Estas corrientes secundarias pueden ser puestas en fase conectando los transformadores de corriente en delta en el lado ye, y en ye en el lado delta; con esta conexión se consigue así mismo eliminar la componente de corriente de secuencia cero.

El transformador de la subestación de elevación tiene sus bobinados conectados en delta-ye y por lo mismo los transformadores de corriente de los lados primario y secundario deben ser conectados en ye-delta, respectivamente.

## EFEECTO DE LA CORRIENTE DE MAGNETIZACION.

Cuando se energiza un transformador o un banco de transformadores, se crea una corriente de magnetización dentro de estos transformadores; este fenómeno aparece en los relés como si fuera una falla interna. La manera como se conectan los transformadores de corriente, así como la forma como se efectúan los cambios de relaciones mediante los taps, son independientes a este impulso de corriente.

Bajo condiciones normales, las corrientes que por este fe-

nómeno atraviesan la bobina de operación son tan pequeñas, que el relé no tiende a operar; sin embargo, bajo ciertas condiciones, que producen cambios instantáneos en el flujo magnético de un transformador de poder, causan grandes corrientes anormales, que tienden a operar el relé.

Se producen mayores impulsos de corriente de magnetización y por lo tanto la mayor tendencia a operar el relé, cuando un transformador de poder está completamente deenergizado y va a ser puesto en servicio; el interruptor automático estará por lo tanto cerrado al aplicar voltaje en el lado de alta tensión, sin estar el lado secundario conectado a la carga. Este impulso asoma también cuando se energizan transformadores con carga, pero son de menor magnitud que los anteriores, o cuando se presentan cortocircuitos exteriores.

Los impulsos de corriente de magnetización pueden mostrarse en los relés como corriente de falla y pueden hacer disparar el interruptor automático, ocasionando, por consiguiente, retrasos de la puesta en servicio del transformador y hasta puede ocasionar dudas sobre si el transformador está en buenas condiciones o no, obligando de esta manera a hacer pruebas que tomarán un tiempo relativamente largo.

Para evitar estos efectos, los relés de porcentaje diferencial deben tener un tiempo de retardo de 0,2 segundos o más, es decir, disponer de un tiempo durante el cual el relé no funcione mientras dure esta corriente.

#### PROTECCION DE UN BANCO DE TRANSFORMADORES.

Al referirnos a la posibilidad de tener capacidad de reserva en el equipo de transformación de elevación de la subestación, dijimos que el uso de un solo transformador de poder traía ventajas técnicas en cuanto al equipo que protege el transformador. En efecto, desde el punto de vista de protección con relés, la operación de transformadores en paralelo, sin el uso de interrup-



tores automáticos individuales, se evita siempre. Si tenemos que proteger los dos transformadores de potencia, como si fuesen una unidad, tal como se muestra en la disposición de la fig.2c, utilizando transformadores de corriente en los lados de alta y baja tensión, se obtiene una sensibilidad de los relés solamente igual al 50% para la protección de cada uno de los transformadores. Esto se explica, porque las relaciones de los transformadores de corriente deben ser dos veces mayores que si se utilizaran transformadores de corriente individuales para la protección de cada uno de los transformadores de poder. La baja sensibilidad es aún mayor, si los dos transformadores de potencia son de distintas capacidades o si el porcentaje de impedancia difiere de uno a otro transformador.

#### RELE BUCHHOLZ.

Está también bastante difundido, sobre todo en Europa, el uso del relé Buchholz para la protección de transformadores contra fallas internas; esto se debe principalmente a la sencillez de su construcción y a la seguridad de funcionamiento que ofrece. Este relé no está expuesto a la posibilidad de desconexiones intempestivas, como las que pueden ser causadas por los impulsos de corriente de magnetización en los relés diferenciales o a las corrientes que se producen al poner al transformador en servicio.

Se basa el funcionamiento de este relé en las irregularidades que en el funcionamiento de los transformadores dan origen a calentamientos locales y consiguientemente a la producción de gases de aceite, cuya cantidad aumenta a medida que se extiende la avería. Este relé es aplicable a los relés de tipo de "conservador" (conservator type), en los cuales el tanque del transformador, que está completamente lleno de aceite, está conectado mediante una tubería a un tanque de expansión o "conservador"; en esta tubería se encuentra conectado el relé. Los accidentes producidos en los transformadores dan origen siempre a la formación

de gases, indicándose a continuación algunos casos:

En caso de ruptura de una conexión,<sup>2</sup> se produce un arco que se alarga rápidamente por fusión de los conductores; este arco volatiliza el aceite, y los defectos de este género se señalan por los humos de aceite que escapan del tanque.

Cuando existe una falla de aislamiento con masa, se produce un arco entre este punto del bobinado y el tanque o cualquier otro elemento conductor conectado al tanque.

En el caso de cortocircuito o sobrecarga brusca, se producirá un aumento fuerte de temperatura, principalmente en las capas interiores del arrollamiento; bajo estas condiciones, el aceite contenido en las bobinas se volatiliza.

A causa de la modificación de las propiedades químicas del aceite, que reducen su rigidez electrostática, es posible que ciertas partes de los arrollamientos estén sometidos a sobrecalentamientos muy elevados, que deterioren el aislamiento y produzcan arcos, o producirse vapores de aceite, por este mismo calentamiento, antes de que se produzcan arcos.

Así mismo, si hay fallas de tipo constructivo en el transformador, o fallas o averías efectuadas durante el envío del transformador, pueden producirse corrientes de Foucault intensas, lo que provoca el aumento local de temperatura, vaporizando el aceite con producción de gases.

Sin embargo, se ve que el relé funciona sólo para casos de fallas internas del transformador; si no hubiesen fallas que impliquen la inmediata descomposición del aceite, no funcionará este relé.

#### ESTUDIO COMPARATIVO ENTRE LA PROTECCION DIFERENCIAL Y LA PROTECCION BUCHHÖLZ.

Sirviendo estos dos tipos de equipos para la protección del transformador de poder, tenemos que evaluar las ventajas y desventajas de cada uno de ellos, para deducir la conveniencia

de su uso en el caso que estamos estudiando.

Como primera operación, señalamos que el relé diferencial establece una zona de protección mayor que la del relé Buchholz, ya que el primero extiende su protección entre las partes de instalación comprendidas entre los transformadores de intensidad, de los lados de alta y baja tensión, mientras que los relés Buchholz no reaccionan mas que con aquellos defectos que vaporizan el aceite. Esto es una desventaja del relé Buchholz, ya que al producirse un cortocircuito en los bushings del transformador, producido, por ejemplo, por un rayo que cae directamente en la subestación, o cuando por falla de los pararrayos, cualquier sobretensión llegue hasta el transformador provocando un cortocircuito en los bushings, el transformador queda sin protección.

En cambio, si las corrientes producidas por algún defecto interno del transformador fueran tan pequeñas que no alcancen a operar el relé diferencial, es el relé Buchholz el único que puede señalar la presencia de esta falla desde el momento mismo de su aparición.

Cuando se trata de defectos que atañen no sólo al transformador, sino que constituyen una perturbación para todo el sistema, la protección diferencial es la única que garantiza en todos los casos los tiempos de desconexión bastante cortos que exige una buena protección selectiva.

Como ya se indicó, el relé Buchholz, debido a la sencillez de su construcción, ofrece una gran garantía de seguridad en su funcionamiento y no está expuesto a la posibilidad de desconexiones intempestivas. Por otro lado, el relé Buchholz también funciona cuando baja el nivel de aceite, cualidad que ofrece ventajas para el mantenimiento del transformador.

He considerado que al utilizar estos dos sistemas de protección conjuntamente para la protección del equipo de transformación de potencia, no se hace un gasto innecesario, ya que estos dos sistemas se complementan en su funcionamiento, obteniéndose

al mismo tiempo las ventajas de que, si falla uno de los sistemas, el otro quedará como protección de retaguardia; así mismo, si por cualquier eventualidad se retira de funcionamiento uno de los dos sistemas de protección, el otro quedará listo para funcionar.

De acuerdo a lo planeado, el sistema de relés diferenciales actuará accionando al interruptor automático, ubicado en el lado primario del transformador; en tanto que el relé Buchholz funcionará operando un sistema de alarma acústico, que podrá ser escuchado por el personal que opera en la Central generadora.

#### PROTECCION DEL TRANSFORMADOR CONTRA SOBRECALENTAMIENTOS.

Las fallas de sobrecalentamiento son producidas por sobrecargas excesivas, que pueden ser chequeadas mediante relés térmicos, o únicamente de una manera mecánica al recibir avisos de alarmas, colocados para el efecto. Creo que el relé Buchholz, con su sistema de alarma acústico, puede servirnos para el caso, y no creo conveniente el uso de dispositivos que por pequeñas sobrecargas disparen el interruptor automático y saquen de servicio al transformador de poder.

#### PROTECCION DEL TRANSFORMADOR CONTRA FALLAS EXTERNAS.

Como ya se mencionó, el transformador necesita también de un sistema de protección contra fallas externas; esta protección se la obtiene con relés de sobrecorriente energizados preferiblemente, desde transformadores de corriente, diferentes a los que energizan los relés diferenciales.

Esta protección ha sido planeada con relés de corriente, de tipo inverso, cuyo funcionamiento y características se explican luego. Se ha planeado, a su vez, que esta protección sirva de protección de retaguardia al circuito de transmisión, debiendo por lo tanto su funcionamiento estar coordinado con el de los demás dispositivos de sobrecorriente.



FIG. 5

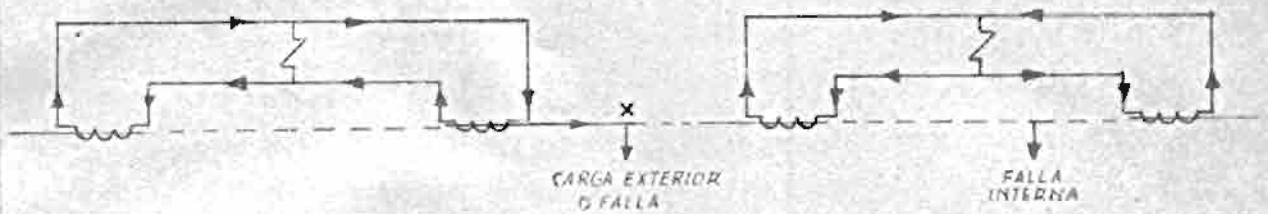
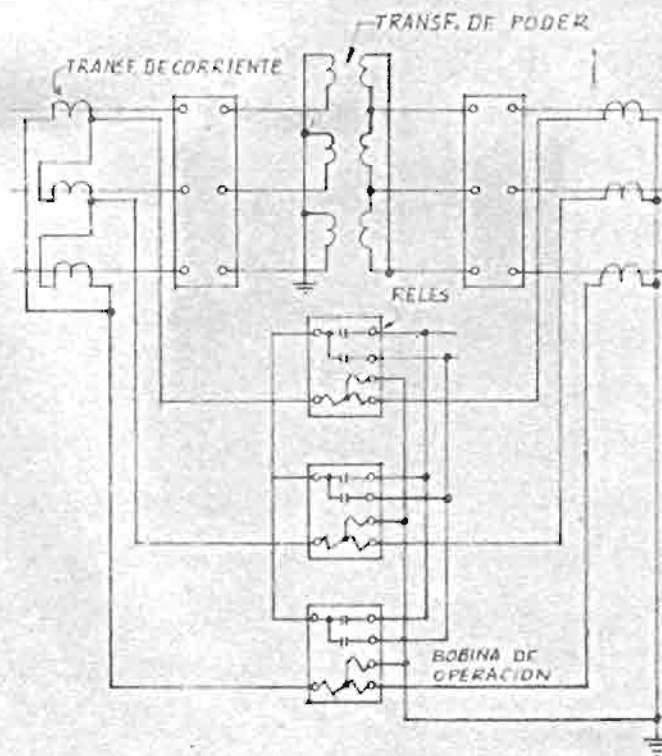


FIG. 5a

FIG. 5b



ESQUEMA DE CONEXIONES PARA LA PROTECCION DIFERENCIAL DE UN TRANSFORMADOR DE PODER.

FIG. 6

## CAPITULO IV

## ESTUDIO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.

Como paso previo al planeamiento del sistema de protección que se está estudiando, se hace necesario, para determinar las características de los equipos que van a utilizarse, conocer:

- 1) La corriente nominal de máxima carga, y
- 2) La probable corriente máxima de cortocircuito.

La primera de éstas nos servirá para determinar las características de corriente nominal de los equipos; y la segunda, la capacidad de interrupción requerida, que estará determinada por el valor de corriente de cortocircuito, que puede aparecer en un punto del sistema al producirse una falla.

Se producen cortocircuitos cuando entre los conductores de una línea, o en sistemas con el neutro puesto a tierra, entre los conductores y ésta se forma una unión galvánica.

Las causas que producen un cortocircuito pueden ser de naturaleza mecánica o eléctrica, pudiendo citar entre las primeras: falsas maniobras, o desperfectos mecánicos como sería la ruptura de un conductor o de uno de sus soportes; entre las segundas: arcos encendidos por la presencia de sobretensiones atmosféricas entre los conductores y las partes metálicas de los soportes que están conectados a tierra. Los cortocircuitos dan origen a corrientes de intensidad muy elevada, que generalmente no son tan peligrosos para las líneas mismas, pero que afectan su funcionamiento, ya que éstas quedan sin tensión o con tensión muy baja, según su posición relativa a la porción afectada; de esta forma, un cortocircuito puede afectar el funcionamiento de toda la subestación, si el dispositivo encargado de desconectar el tramo falloso no se desconecta antes.

Las desconexiones de los diversos elementos del sistema estarán a cargo -de acuerdo al planeamiento expuesto anteriormente- de fusibles, reconectores automáticos e interruptores

automáticos asociados con relés, aparatos para los cuales debemos determinar la capacidad normal de corriente y la capacidad nominal de interrupción.

#### DETERMINACION DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.

Para poder calcular la corriente de cortocircuito bajo condiciones de carga o de cortocircuito, hay que obtener el diagrama unifilar del sistema, en el que se muestren las características de todos los elementos que lo forman, obteniendo a partir de éste, el diagrama de impedancias o de reactividades, en el que figuren los circuitos equivalentes de todos los elementos del sistema.

La determinación de las impedancias para este tipo de cálculos, si se toma en cuenta tanto la resistencia como la reactancia de los diversos elementos, resulta complicada. Por esta razón, en el diagrama de impedancias que va a ser obtenido, se ha omitido el valor de la resistencia, ya que esta omisión apenas causará un ligero error, debido a que el valor total de la reactancia es bastante superior al de la resistencia.

Si hiciera falta la determinación exacta del circuito de impedancias, el circuito equivalente de las líneas de transmisión, se lo representa con precisión poniendo en serie toda su resistencia y reactancia inductiva, y en paralelo su capacitancia con respecto al neutro, dividiéndolo en dos ramas paralelas. El circuito equivalente de los transformadores comprendería la resistencia y la reactancia de dispersión del primario y secundario en las ramas serie, y las componentes de magnetización en las paralelas. El generador se representa poniendo su voltaje generado en serie con los valores apropiados de resistencia y de reactancia. Las cargas, para estos casos, se representan por una resistencia en serie con una reactancia inductiva, proporcionados de acuerdo al factor de potencia dado. Un diagrama determinado de esta manera, es más apropiado para ser estudiado

en analizadores de redes de corriente alterna, en los cuales pueden representarse tanto las componentes resistivas como las reactivas.

#### COMPORTAMIENTO DE UNA ONDA DE CORRIENTE DURANTE UN CORTOCIRCUITO.

Al ser estudiada una onda de este tipo en un oscilador, se ve que, a 60 ciclos, ésta es una onda sinusoidal simétrica, de manera que el medio ciclo positivo es un duplicado del medio ciclo negativo. Cuando aparece un cortocircuito en un circuito de corriente alterna, la impedancia que controla la corriente varía repentinamente, cambiándose el valor de corriente instantáneamente. Esto descontrola temporalmente el equilibrio entre las varias reactancias dentro de los generadores, de manera que el incremento repentino de corriente puede cambiar la simetría de la onda con respecto a su eje. Se produce entonces un efecto similar al de añadir una componente de corriente continua, que decrece con el tiempo, a la corriente simétrica. Si la componente de corriente continua dura un tiempo determinado, la corriente total resultante puede ser cambiada de tal manera que se produzca una asimetría con respecto al eje.

La corriente alterna bajo condiciones de cortocircuito, es más grande cuando se inicia y decae rápidamente luego de unos pocos ciclos y sigue decayendo más lentamente en un número mayor de ciclos, llegando hasta un valor simétrico estable que se representaría por la impedancia sincrónica nominal.

Para representar estos valores transitorios de corriente, se utilizan tres valores de reactancia, que son: subtransitorio, transitorio y sincrónico. De estos tres valores, la reactancia subtransitoria es la que más interesa, particularmente en los generadores, donde controla la potencia inicial que alimenta la corriente de cortocircuito, determinando, por lo tanto, la corriente instantánea, que el interruptor automático debe soportar



antes de que sus contactos se abran y la potencia que debe interrumpirse al momento que éstos se abren.

En general para determinar la corriente inicial de falla, la reactancia subtransitoria de generadores, de motores sincrónicos y de inducción, son las que se emplean. Para determinar la capacidad de interrupción de los disyuntores, se emplean las reactancias subtransitorias de los generadores y las transitorias de los motores sincrónicos y se desprecia la de los motores de inducción. En cuanto a los cables y transformadores, para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, se toman en cuenta sus impedancias normales o sea, sus impedancias de secuencia positiva.

Las corrientes así determinadas, corresponden a los valores simétricos de las corrientes de cortocircuito. Para tomar en cuenta la componente de corriente continua, presente en los primeros instantes del cortocircuito, se aplican factores especiales para mayorar estas corrientes, el factor puede ser de 1,6 para capacidades de 5.000 KVA y más; para capacidades menores este factor se reduce a 1,4, excepto para el caso de que el sistema alimente predominantemente a máquinas sincrónicas, que estén conectadas directamente a la red.

Los factores de 1,6 y 1,4, según los manuales americanos, pueden decrecer hasta la unidad, si el tiempo entre la iniciación del disparo y la apertura de los contactos es de 8 ciclos o más. En las normas ASA C37.6 - 1955, tabla 3, se ve que el tiempo de interrupción para interruptores automáticos de tipo intemperie, para tensiones nominales de 14,4 a 69 KV, es precisamente de 8 ciclos.

Una mayor proporción de resistencia en el circuito, acelera el decrecimiento de la componente de corriente continua. En puntos lejanos a los generadores y cuando los voltajes de distribución son bajos, la relación de X a R es mucho menor y, consecuentemente, se debe utilizar un factor menor, para compensar la influencia de la componente de corriente continua. Si la impedancia total del siste-

ma, incluyendo la reactancia de los generadores, se toman en cuenta para la selección de fusibles y reconectores automáticos, el valor de la corriente de cortocircuito debe ser multiplicado por el factor 1,2, para determinar la corriente a interrumpirse bajo condiciones de cortocircuito.

#### DETERMINACION DEL DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS Y CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.

Debemos comenzar, determinado el diagrama de impedancias del sistema, calculando los valores de impedancias de los generadores, transformador de potencia, línea de transmisión y circuitos de distribución, que influyen, limitando la corriente de cortocircuito, la misma que será calculada en diversos puntos del sistema.

Una vez determinado el diagrama de impedancias y para simplificar el cálculo, se utilizará el método de tanto por uno en el cálculo de corrientes. Esto hace necesario que se tomen valores de referencia de cada una de las magnitudes de: voltaje, corriente, potencia en KVA e impedancia; estas magnitudes están de tal manera relacionadas entre sí, que si seleccionamos las bases de dos de ellas, las bases de las otras dos quedan de hecho determinadas. Es práctica común tomar como referencias las bases de potencia y de voltaje, por eso tomaré como base: 5 KVA para potencia y 6 KV para voltaje. Resultando por lo tanto bases dependientes, la corriente y la impedancia, las que pueden ser determinadas con las siguientes fórmulas:

$$I_b = \frac{KVA_{base}}{3 KV_{base}} \quad (1)$$

$$Z_b = \frac{(KVA_{base})^2 \times 10^3}{KVA_{base}} \quad (2)$$

Debemos indicar que el voltaje base se refiere al voltaje de fase a fase, y los KVA base comprenden las tres fases, ya que estas fórmulas son para sistemas trifásicos.

Así mismo, cualquier impedancia  $Z$ , dada en ohmios, puede ser expresada en tanto por uno de la impedancia base, conocidos el voltaje y la potencia base, mediante la fórmula:

$$Z_{pu} = \frac{KVAbase \times Z \text{ (ohmios)}}{(KVbase)^2 \times 10^3} \quad (3)$$

Las características de los diversos elementos del sistema que intervienen en este cálculo son:

Central generadora, formada por tres generadores de las siguientes características:

	Generador 1	Generadores 2 y 3
Capacidad:	2.500 KVA	1.250 KVA
Tensión de generación:	2.300 voltios	2.300 voltios
Factor de potencia:	0.8	0.8
Reactancia subtransitoria:	34%	26%

Transformador de poder:

Capacidad 5.000 KVA

Relación de transformación: 2.300/6.000 voltios.

Porcentaje de impedancia: 6,39%

Línea de transmisión de cable de cobre # 1/0 AWG, de una longitud total de 3.000 metros, distancia equivalente entre conductores 2 pies.

Feeders de alta tensión: línea aérea trifásica de conductor de cobre # 2 AWG, distancia equivalente: 2 pies; longitud máxima: 800 metros. Capacidad: 1.000 KVA.

Cálculo de la impedancia en pu, de los generadores, utilizamos la fórmula:

$$Z_{pu} = \frac{z\% \times KVAbase}{KVA_{generador}} \quad (4)$$

en la cual  $z$ , es el porcentaje de reactancia subtransitoria del generador; de acuerdo a esta fórmula, la impedancia del generador

La impedancia de los fidere de alta tensión que se incluirán en los cálculos, tienen las longitudes de: 300, 500 y 600 metros, según consta en el diagrama unifilar. Estas impedancias han sido calculadas de igual manera que la impedancia de la línea de transmisión; las características de este circuito son:

$$r_a = 0.882 \text{ ohmios/milla}$$

$$x_a = 0.573 \text{ ohmios/milla}$$

$$x_b = 0.084 \text{ ohmios/milla}$$

$$x_t = 0.658 \text{ ohmios/milla}$$

Para las distancias de 300, 500 y 600 metros, se obtienen los siguientes valores en pu, para  $r_a$  y  $x_t$ :

Distancia	300	500	600
$r_a$ pu	0.278	0.0387	0.0456
$x_t$ pu	0.0171	0.0284	0.034

Obtenido de esta forma el diagrama unifilar que se representa en la figura 7, en el cual consta, además, los sitios donde se deben determinar las corrientes de cortocircuito, para obtener las características del interruptor automático, del reconectador de la subestación, de los reconectores de los fidere y de los fusibles.

Calculando la corriente de cortocircuito en el punto a, obtendremos la corriente máxima de cortocircuito, que debe soportar el interruptor automático general de la subestación. Las impedancias que se oponen a esta corriente, son las impedancias de los generadores, las mismas que están en paralelo; para obtener la impedancia equivalente utilizamos la fórmula:

$$\frac{1}{Z_t} = \frac{1}{Z_{g1}} + \frac{1}{Z_{g2}} + \frac{1}{Z_{g3}}$$

y reemplazando los valores:

$$\frac{1}{Z_t} = \frac{1}{0.68} + \frac{1}{1.04} + \frac{1}{1.04}$$

$$Z_t = 0.294$$

La potencia de cortocircuito, tendrá en este punto un valor de

$$P_{cca} = \frac{\text{KVA base}}{Z_t \text{ pu}} = \frac{5.000}{0.294} = 17.000 \text{ KVA}$$

Luego tendríamos que calcular la potencia de cortocircuito en el punto b, que nos servirá para determinar las características del reconectador instalado en el lado secundario del transformador; para lo cual, a la impedancia calculada anteriormente, tendrá que sumarse la impedancia del transformador de poder, ya que estas impedancias se encuentran en serie.

$$Z_b \text{ pu} = 0.294 + 0.0639 = 0.3579.$$

$$P_{ccb} = \frac{5.000}{0.3579} = 13.970 \text{ KVA.}$$

Para calcular la potencia de cortocircuito en el punto c, que nos sirve para determinar las características de los reconectadores de los fidere, hay que sumar vectorialmente los valores de resistencia y reactancia.

$$Z_c \text{ pu} = \sqrt{(0.3579 + 0.082)^2 + (0.079)^2} = 0.374$$

$$P_{ccc} = \frac{5.000}{0.374} = 13.360 \text{ KVA.}$$

De igual forma se han calculado las potencias de cortocircuito en los puntos d, e y f, con los cuales determinamos las características de los fusibles:

$$Z_d \text{ pu} = \sqrt{(0.3579 + 0.082 + 0.017)^2 + (0.079 + 0.023)^2} = 0.385$$

$$P_{ccd} = \frac{5.000}{0.385} = 12.900 \text{ KVA.}$$

$$Z_e \text{ pu} = \sqrt{(0.3579 + 0.082 + 0.028)^2 + (0.079 + 0.0387)^2} = 0.410$$

$$P_{cce} = \frac{5.000}{0.410} = 12.190 \text{ KVA.}$$

$$Z_f \text{ pu} = \sqrt{(0.3579 + 0.082 + 0.034)^2 + (0.079 + 0.046)^2} = 0.419$$

$$P_{ccf} = \frac{5.000}{0.419} = 11.930 \text{ KVA.}$$

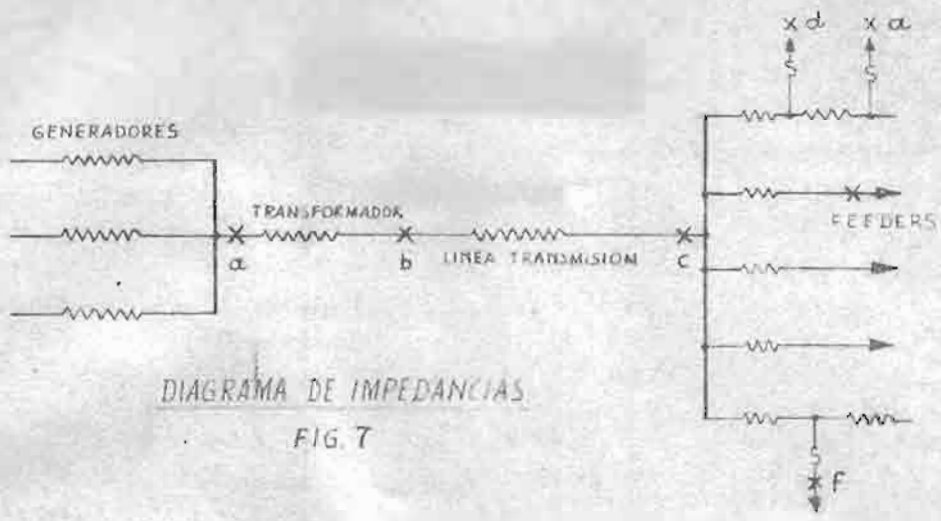


DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS  
FIG. 7

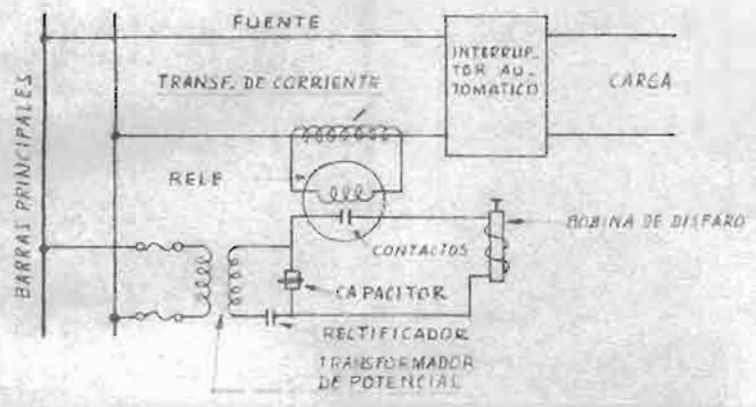


FIG. 8

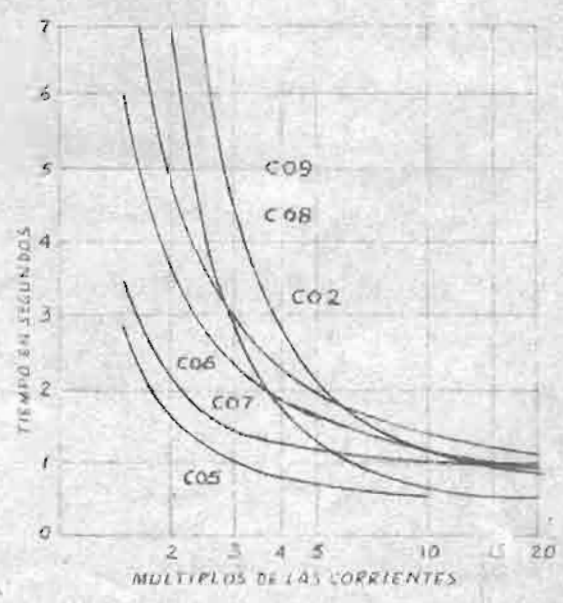


FIG. 9

## CAPITULO V

### INTERRUPTORES AUTOMATICOS.

Su objetivo principal es el de establecer o cortar la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, automáticamente, al ser accionado por los relés en condiciones de falla, o por voluntad expresa del operador en condiciones normales, cuando las circunstancias lo exigen.

Para nuestro caso, el interruptor automático, localizado del lado primario del transformador, tiene que sacar de servicio a éste cuando ocurra una falla en el transformador o en sus inmediaciones. Para efectuar esta operación, será accionado desde los relés de protección diferencial o por los relés de sobrecorriente cuando se presenten cortocircuitos en las barras colectoras del lado secundario, o cuando éstos actúan como relés de retaguardia.

Debido a la alta tensión de generación y a las grandes corrientes que deben ser interrumpidas, al dispararse el interruptor bajo condiciones de falla, al separarse los contactos se formará un arco entre éstos, y de la forma y el tiempo en que desaparece el camino ionizado que mantiene el arco, depende el tipo de construcción del interruptor. La corriente interrumpida por la naturaleza misma del defecto, es fuertemente inductiva, presentando la tensión y la corriente un desfase bastante grande, razón por la cual no pueden ser anuladas al mismo tiempo; esto desfavorece la extinción del arco, ya que al pasar por cero la corriente, subsiste la tensión; el funcionamiento del interruptor debe estar previsto para que realice su cometido con un desfasaje mínimo, el mismo que se encuentra señalado en las normas de las pruebas a que debe someterse el interruptor automático.

#### TIPOS DE INTERRUPTORES AUTOMATICOS.

Al especificar un interruptor automático, deben señalarse claramente las características de éste, tanto eléctricas como me-

cánicas y de montaje, para que a base de ellas pueda hacerse una correcta evaluación de los diversos tipos de interruptores automáticos, que pueden ser obtenidos en los mercados nacional o internacional.

Dentro de estas características hay algunas como: corriente nominal, capacidad de interrupción, nivel de aislamiento, etc. que son obtenidas de acuerdo a las características del sistema; mientras que otras como: tipo de interruptor, dispositivos de interrupción, mecanismo de disparo, fuente de alimentación para el mecanismo de disparo, pueden ser escogidas entre varios tipos existentes, que ofrecen ventajas o desventajas de acuerdo a la aplicación específica del interruptor.

Nuestro interruptor automático, de acuerdo a lo dicho anteriormente, deberá ser instalado a la intemperie, no habiendo necesidad de que tenga protecciones especiales contra agentes atmosféricos o químicos, ya que equipos eléctricos similares instalados en zonas cercanas, han permanecido en perfecto estado de funcionamiento por más de 10 años, sin que su funcionamiento haya sido interferido por agentes atmosféricos o químicos.

En cuanto al tipo mismo de interruptor automático, los hay de varias clases, siendo dos los que, de acuerdo al número de unidades instaladas en diversos países y a los reportes obtenidos sobre su funcionamiento, ofrecen especial interés para nuestro caso; ellos son: los interruptores automáticos de tipo de aceite, y los interruptores automáticos de tipo neumático; el primero de los cuales es utilizado en instalaciones de alta tensión en los Estados Unidos, mientras que en Europa se utiliza, tanto para instalaciones interiores como para las exteriores de alta tensión, el interruptor automático de tipo neumático.

Partiendo de la consideración de que el sistema de poder que se está estudiando es relativamente de pequeña capacidad y que la tensión de operación para el interruptor debe ser de só-



lo 2.300 voltios, se ha escogido el interruptor automático en aceite, en vista de las siguientes razones:

En caso de utilizarse interruptores automáticos de tipo neumático, se tendría que comprar un equipo adicional para poder producir aire comprimido, lo que representaría una inversión adicional, que podría justificarse en el caso de que este equipo sirviera para accionar varias unidades.

Es indudable que con el tipo de interruptor en aceite puede presentarse el peligro de un incendio o de una explosión, pero de considerar que esta posibilidad entrañe peligro, se puede recurrir al uso de interruptores que tengan pequeño volumen de aceite, o de interruptores que estén llenos de inerteen o askarel, o cualquier líquido de este tipo, que son considerados prácticamente incombustibles.

Por tratarse de una instalación de intemperie, un incendio en el interruptor automático no tendrá mayor posibilidad de extenderse. Si el transformador es de tipo sumergido en aceite, hay igual o quizá mayor posibilidad de que se presente un incendio en éste; luego, para tener una completa protección contra incendios, tendrían que especificarse todos los elementos que tienen líquidos aislantes, con líquidos incombustibles, lo que hará encarecer grandemente el costo total de la instalación. El costo de mantenimiento será así mismo mayor, ya que exigirá más cuidado, un almacenamiento más costoso y un equipo de pruebas y personal especializado.

Datos estadísticos sobre el funcionamiento de interruptores automáticos en aceite demuestran que este tipo de interruptor ha funcionado perfectamente en todos los casos y para todo tipo de fallas. En cambio, con un interruptor neumático, hay la posibilidad bastante grande de que falle el equipo de suministro de aire comprimido, y de no tener un equipo de emergencia el interruptor puede fallar. Creo, además, que el hecho de que no haya

ningún interruptor de tipo neumático instalado en el Ecuador, ofrece una seria desventaja, especialmente porque el personal de mantenimiento tiene que ser único y con verdaderos conocimientos sobre el asunto.

Los interruptores neumáticos tendrían la ventaja de cortar el arco con mayor rapidez y se prestan muy bien para la coordinación con relés de distancia rápidos, que en este caso no han sido utilizados; así mismo, por esta propiedad los contactos son de menores dimensiones y duran más ya que el metal de que están formados no tiene tiempo de vaporizarse en los puntos de unión.

#### DISPOSITIVOS DE INTERRUPCION.

Los dispositivos de interrupción modernos tienen dos tipos de diseños principales: el De-ion y el tipo "soplo de aceite" (oil blast); desde luego, hoy variaciones para cada tipo.

El tipo De-ion, está formado por piezas de acero separadas por piezas aisladas de micarta o herkolite, los contactos pasan a través de un espacio dejado por esta pieza, las llamadas rejillas de deionización rodean los contactos y el arco que se forma es impulsado lateralmente hacia bolsas de aceite en las cuales se produce una evaporación del aceite, estos gases son impulsados transversalmente a través de los gases conductores del arco y los deionizan y luego extinguen el arco, el mismo que se extingue antes de que los contactos hayan salido de las rejillas.

En el tipo de "soplo de aceite", éste es forzado a través de la corriente del arco, estableciéndose de esta manera la estabilidad molecular y apagándose el arco.

Ambos dispositivos han mostrado ser eficaces para extinguir arcos; sin embargo, creo que el tipo De-ion tendría la ventaja de que se han instalado varias unidades de interruptores con dispositivos de extinción de este tipo en el país.

## MECANISMO DE CONTROL.

Hay varios tipos de dispositivos de control, que son clasificados principalmente de acuerdo a la manera cómo se efectúa el cierre:

Mecanismo operado eléctricamente: el cierre puede ser efectuado por medio de un motor eléctrico o por medio de un solenoide alimentado desde una fuente exterior.

Mecanismo de energía almacenada: el cierre lo puede efectuar, por ejemplo, un resorte previamente calibrado, un volante anteriormente acelerado, etc.; la energía para estas operaciones puede ser suministrada por un motor eléctrico o manualmente.

Mecanismo neumático: el cierre se efectúa por medio de un pistón actuado por aire comprimido; este tipo de mecanismo se presta muy bien para operar con interruptores asociados con relés para la reconexión, donde se necesitan altas velocidades de operación para el ciclo de reconexiones, o donde no se pueda disponer de una fuente de corriente continua para el control de la operación de disparo.

De estos tipos de mecanismos, los más utilizados son los de tipo operado eléctricamente, y de éstos el tipo de solenoide es el más popular; este dispositivo utiliza un solenoide fuerte para cerrar el interruptor automático y otro más pequeño para dispararlo y abrirlo. La energía para la operación del solenoide se la obtiene desde una fuente de corriente continua por medio de un rectificador o desde un banco de baterías.

Por ser de uso más generalizado en el país y también por presentar menos complicación para el mantenimiento, nosotros utilizaremos el mecanismo operado por solenoide.

## FUENTE DE ALIMENTACION PARA EL MECANISMO DE DISPARO.

Si nos hemos decidido por el dispositivo de interrupción accionado eléctricamente por medio de un solenoide, debemos seleccionar el tipo de fuente de energía para operar el solenoide.

Este puede ser seleccionado desde fuentes de energía de corriente continua o de corriente alterna; la primera puede ser obtenida desde un banco de baterías o desde un transformador conectado a las barras colectoras de la subestación, y que estará asociado a un rectificador, etc. Mientras que la segunda, puede ser obtenida con un transformador conectado entre el solenoide y las barras colectoras de la subestación. Se puede deducir claramente que con estas dos últimas disposiciones, un cortocircuito cerca del interruptor automático, puede reducir el voltaje a un valor tal, que no se pueda suministrar energía al solenoide de operación. Por esta razón, me parece necesario el uso de una fuente de potencial separada y completamente independiente, lo que implica la desventaja de la necesidad de utilizar un equipo adicional considerable, el mantenimiento debe ser constante para verificar que la fuente de suministro sea eficaz en cualquier ocasión.

Otro método utilizado es el de capacitor de disparo (capacitor tripping), que utiliza corriente alterna; este método no es afectado por la caída momentánea de voltaje cuando ocurre un cortocircuito en las cercanías de la subestación. Este método utiliza un rectificador tipo seco, un capacitor en conjunción con relés de sobrecorriente, dispuestos como se ve en la fig.8. El capacitor es cargado desde el rectificador cuando las condiciones son normales, pero no fluye corriente a través de la bobina de disparo. Bajo condiciones de falla, cuando la corriente en la línea hace que los contactos en los relés se cierren, el capacitor cargado se descarga a través de la bobina de disparo y acciona el interruptor.

Como se ve, este método puede ser utilizado sólo con relés

de sobrecorriente, pero no se prestaría para ser utilizado con los relés diferenciales, por lo que se hace siempre necesario el uso de un banco de baterías.

#### CARACTERISTICAS DE CORRIENTE Y DE VOLTAJE.

Como el interruptor debe ser instalado a una altura de 2.500 metros sobre el nivel del mar, éste debe ser especificado para que funcione a plena capacidad a esta altura.

De otra manera las capacidades de corriente de interrupción y de voltaje nominal de los equipos de interrupción que puedan ser ofrecidos, deben ser multiplicados por factores que disminuyen estas características de acuerdo a la altura de instalación.

En general, los fabricantes señalan para los interruptores automáticos un voltaje nominal para el cual ha sido fabricado y y también se indica el voltaje máximo de diseño, el cual nos señala el voltaje máximo de operación. Estos voltajes nominales standars están en términos de voltaje de línea a línea en sistemas \* trifásicos y en todos se señala que estas características nominales son para alturas de 3.300 pies o menos. Estas mismas normas indican que se pueden utilizar equipo standard en instalaciones a mayores alturas si se aplican los siguientes factores de corrección:

Altura en pies	Factor de corrección para voltaje
3.300	1.00
4.000	0,98
5.000	0,95
10.000	0,80

Las normas ASA C37.6, señalan que los voltajes nominales para impulsos de onda, que nos servirán principalmente para el estudio de coordinación de aislamiento, deben ser multiplicados por los mismos factores de corrección, cuando se van a instalar interruptores en alturas mayores que 3.300 pies.

Corriente nominal continua: de igual manera que se debe multiplicar el voltaje por diversos factores, de acuerdo a la altura de

instalación, la corriente nominal continua se debe multiplicar por factores de acuerdo a la altura de instalación, de acuerdo a los valores mostrados en la tabla siguiente:

Altura en pies	Factor de corrección para corriente
3.300	1.00
4.000	0.966
5.000	0.99
10.000	0.96

#### CALCULO DEL INTERRUPTOR AUTOMATICO GENERAL.

El interruptor automático de la subestación de elevación, de acuerdo a lo planificado, será instalado en el lado primario del transformador de poder, sus características de corriente nominal y de corriente de cortocircuito deben ser calculadas en este punto.

Para determinar la corriente nominal, tenemos que considerar que el transformador que tiene una capacidad de 5.000 KVA, tiene una capacidad de sobrecarga de 25%. Pero la capacidad máxima que puede ser suministrada a la carga, está limitada por la sobrecarga máxima de los generadores, la que de acuerdo a las características de éstos, no puede sobrepasar de un 10% por un máximo de una hora.

Si se utilizan interruptores automáticos construídos con normas que permitan a éste trabajar en condiciones de sobrecarga por períodos de tiempo mayores a una hora, no haría falta el que se considere un factor de mayoración al calcular la corriente nominal para el interruptor, pero al no hacerlo se perderían las ventajas de la capacidad de sobrecarga del transformador.

Considerando los 5.000 KVA de potencia nominales, la corriente nominal continua tendrá un valor de:

$$I_n = \frac{5.000}{2,3 \times \sqrt{3}} = 1.270 \text{ amperios}$$

Para determinar el valor máximo de la corriente de corto-

circuito, nos referimos al valor de potencia de cortocircuito obtenido para el punto a, de la fig.7, en el Capítulo IV,

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \times E}$$

$$I_{cc} = \frac{17.000}{\sqrt{3} \times 2,3} = 4.270 \text{ amperios}$$

A la corriente de esta manera obtenida debemos multiplicarla por el factor de 1,2 para tomar en cuenta el efecto de la componente de corriente continua, como ya se explicó anteriormente.

$$I_{cc} = 4.270 \times 1,2 = 5.124 \text{ amperios.}$$

Si se piensa utilizar equipo standarizado, tanto la corriente nominal, como la corriente de cortocircuito, estarán afectadas por el factor de 0.96, al tomar en cuenta la altura en que va a ser instalado el interruptor.

$$I_n = \frac{I_n(\text{standard})}{0.96} = \frac{1.270}{0.96} = 1.323 \text{ amperios.}$$

Con este valor de corriente de cortocircuito, el interruptor deberá tener una capacidad de cortocircuito de

$$\text{Cap. de cc} = \sqrt{3} \times 2,3 \times 5.124 = 20.400 \text{ KVA.}$$

#### CARACTERÍSTICAS DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE QUE SE UTILIZARÁN CON EL INTERRUPTOR AUTOMÁTICO.

Los relés de sobrecorriente, asociados con el interruptor automático, servirán para la protección tanto del transformador contra fallas exteriores, como para la protección de retaguardia de la línea de transmisión. La primera de éstas, tiene vital importancia, ya que pueden ocurrir fallas dentro de la subestación, sea provocadas por agentes extraños, como serían animales o personas, sea por errores cometidos por el personal de mantenimiento, como sería en el caso de desconectar suiches bajo carga, al no existir enclavamiento entre éstos y los interruptores automáticos. Si bien es cierto que fallas de este tipo no son comunes, pero de ocurrirlas tendrían efectos desastrosos, ocasionando que salga de servicio toda la Central generadora.

Por estas razones, se ha proyectado la protección contra cortocircuitos con relés de tipo sobrecorriente, tomándose como base para este estudio los relés de este tipo, fabricados por la casa Westinghouse, de acuerdo a las normas americanas establecidas para el efecto y cuyas características de funcionamiento se muestran en la fig.9, y del estudio de las cuales se puede llegar a la conclusión de que las mayores ventajas pueden ser obtenidas de las características de tiempo inverso, principalmente porque los otros dispositivos de protección de sobrecorriente, que van a ser coordinados con éstos, tienen también características de tiempo inverso. La coordinación se facilita cuando todos los dispositivos tienen iguales características en las curvas de tiempo corriente. Los relés mostrados en la fig.9 son: el CO-6, cuyas características de tiempo corriente son del tipo de tiempo mínimo definido; el CO-7 de tipo moderadamente inverso; el CO-8 de tipo inverso; el CO-9 muy inverso, y el CO-11 extremadamente inverso. Las curvas están dibujadas en función de tiempo contra múltiplos de la corriente de arranque del relé y se nota claramente que el tiempo de operación varía con la magnitud de la corriente; así, si comparamos el tiempo de operación de los relés en valores de corriente, equivalentes a dos veces la corriente de arranque, obtendremos los siguientes resultados: CO-6 = .33 segs; CO-7 = .75 segs; CO-8 = 2,5 segs; CO-9 = 3,0 segs; y CO-11 = 10 segs.

La coordinación de estos tipos de relés debe ser hecha en la parte más inversa de la curva, la razón de esto es que una vez alcanzado el valor de la corriente de arranque del relé, la cupla que hace funcionar a éste puede ser tan baja, que cualquier pequeña fricción puede hacer que el relé no opere, o puede aumentar el tiempo de operación del relé de una manera tal, que operen los relés de retaguardia en caso de existir este tipo de protección. En otros casos, aunque el relé cierre sus contactos, la presión de éstos puede ser tan baja, que pequeñas imperfecciones pue-



den no permitir un buen contacto eléctrico, y esto resulta particularmente verdadero en relés de tiempo inverso.

#### DIFERENCIA ENTRE LOS TIEMPOS DE OPERACION DE LOS RECONECTADORES Y LOS RELES DE PROTECCION DE RETAGUARDIA.

Puesto que se va a establecer una coordinación entre los re conectadores y los relés de sobrecorriente que servirán de protección de retaguardia, debemos establecer cual debe ser la máxima diferencia entre los tiempos de operación de los reconectadores y los relés de sobrecorriente, para asegurar la selectividad.

Para una falla, tal como la que se muestra en el punto b de la fig.7, deberá funcionar en el primer instante el reconector que protege la línea de transmisión, que es el lugar donde se ha producido la falla; una vez que el reconector ha completado su ciclo de reconexiones, el interruptor automático general de la subestación deberá dispararse, accionado por sus relés, solamente después que este ciclo de operaciones haya concluído.

Podemos expresar el tiempo requerido para que operen los relés de retaguardia, en términos de tiempo de operación del reconector por medio de la siguiente fórmula:

$$T1 = tr1 + tr2 + tr3 + B2 + O1 + F,$$

donde T1 es el tiempo de operación del relé de retaguardia,

tr1, tr2 y tr3, son los tiempos de los ciclos de operación de los reconectadores,

B2 = tiempo de interrupción de cortocircuito por el interruptor del reconector,

O1 = tiempo de sobrecarrera de los reconectadores,

F = tiempo como factor de seguridad.

De las características de operación de los reconectadores, obtenidas en los catálogos respectivos, se ha tomado los siguientes datos: el tiempo de los ciclos de operación es de 120 ciclos, es decir, de 2 segs en base a la frecuencia de 60 ciclos.

El tiempo de interrupción de los cortocircuitos varía de acuerdo al tipo de reconectador y a las características de la secuencia de operación. Nosotros, como veremos luego, hemos establecido una secuencia de 4 operaciones: dos de tipo rápido y dos de tipo lento, para las cuales este tiempo es de 18 ciclos para las primeras y 30 ciclos para las segundas.

El tiempo de sobrecarrera puede variar, así mismo, según los tipos de relés, pero <sup>para</sup> las características de tiempo inverso se estima este valor en 0.1 seg.

El tiempo de seguridad se puede tomar de acuerdo a las variaciones normales, que se esperan en los otros tiempos y un valor de 0.2 a 0.3 segundos, nos dan una suficiente seguridad.

De acuerdo a estos datos, el tiempo en que deben operar los relés de retaguardia es de:

$$T_1 = 4 \times 0.2 + 1,6 \text{ segs} + 0.1 + 0.3 = 2,10 \text{ segundos. } |$$

## CAPITULO VI

### PROTECCION DE LA LINEA DE TRANSMISION.

La línea de transmisión, como todo sistema o equipo, puede ser protegida de diferentes maneras y con distintos métodos de protección, dependiendo esencialmente de la importancia que tenga su funcionamiento en la operación del sistema protegido.

La protección de la línea de transmisión se la hace generalmente con relés de tipo de sobrecorriente, con relés de distancia o con relés pilotos. Se ha adoptado el sistema de protección con relés de sobrecorriente principalmente en razón de que se trata de un simple sistema radial, donde no va a presentarse ninguna complicación con el uso de este sistema de protección.

El hecho de que se utilizan otros equipos de sobrecorriente, que deben ser coordinados, es otra de las razones para que se utilice este sistema de protección. Por otro lado, el equipo resulta más barato y se presta muy bien para cambios o modificaciones, sin que haya necesidad de hacer mayores inversiones.

De acuerdo a lo aquí planeado, estos relés de sobrecorriente deben estar asociados a sistemas de reconexión automática, para que en el caso de presentarse fallas de tipo transitorio en la línea de transmisión, no salga de servicio la Central generadora. Si la falla es de tipo permanente, una vez que se haya completado el ciclo de reconexiones, el interruptor debe quedar desconectado.

Los datos estadísticos demuestran que en redes aéreas, en la mayoría de los casos, las fallas son de naturaleza temporal, de manera que si el interruptor automático es reconectado inmediatamente después de que ha sido disparado, el suministro total de energía será completamente restaurado, reduciendo las perturbaciones en el sistema al mínimo. Podemos decir que el sistema de reconexión automática no sólo que beneficia al cliente, sino también a la Compañía productora de energía, por reducción en el costo de mantenimiento y el incremento del factor de utilización

de la Central productora de energía.

Debemos anotar que entre las causas que provocan los arcos momentáneos en líneas aéreas están: rayos, ramas de árboles en las líneas, pájaros u otra clase de animales. También indicaremos que el número de interrupciones es más alto para los casos de sistemas con un neutro a tierra.

Por otro lado, la reconexión automática es aplicada solamente en dos casos: en líneas interconectadas de alto voltaje y en distribución radial primaria; las características de reconexión difieren en ambos tipos de aplicación, ya que, mientras para el primer caso es necesaria solamente una reconexión luego de la cual el interruptor automático es abierto definitivamente, en el segundo caso puede que se necesite más de una reconexión. Los reconectadores del primer caso tienen que ser instalados en subestaciones que tengan personal permanente para el mantenimiento, ya que la reposición para un nuevo ciclo de operaciones hay que hacerla manualmente, los reconectadores de este tipo son interruptores automáticos a los que se ha añadido un relé de reconexión automática. Para el otro tipo de operación se utilizan los reconectadores automáticos, que son interruptores en aceite, accionados por relés de sobrecorriente; ambos elementos forman un solo conjunto, que está contenido en un mismo recipiente.

Ambos dispositivos pueden interrumpir corrientes de carga y de falla y pueden ser utilizados en similares aplicaciones.

Sus diferencias radican dentro del aspecto técnico, en las características de corriente nominal y corriente de corto-circuito, ya que las capacidades nominales de los interruptores automáticos que quieran ser utilizados con dispositivos de reconexión, son mayores que las de un reconectador que vaya a ser instalado para los mismos fines. Esto se explica al considerar que los fabricantes de interruptores automáticos no pueden, digámoslo así, controlar las características de los relés que deben asociarse

con los interruptores. Mientras que los desconectores emplean relés con dispositivos de tiempo como parte integral del equipo; de esta forma se puede conocer la máxima duración del flujo de corriente de falla. Por esta razón, los contactos de los interruptores asociados con relés resultan más grandes que los de los reconectores y el tiempo de apertura y el tiempo de despeje de la corriente de falla es también mayor. Se puede revisar fácilmente en los catálogos de estos dispositivos, que si se quiere obtener un ciclo de operaciones, como los que pueden obtenerse con un reconector, con un interruptor automático asociado con relés, la diferencia que hay en las dimensiones de los elementos de los dispositivos, lo que influye directamente en el costo.

De igual modo se reducen los costos de operación porque el mantenimiento de un interruptor asociado con relés exige inversiones para reemplazar fusibles o revisar relés.

Otra ventaja técnica de los reconectores es la de que como el tiempo de despeje de fallas es menor, en caso de presentarse una falla de tipo transitorio, como ésta es más rápidamente despejada, se reduce la posibilidad de que se hagan graves daños en los conductores de la línea de transmisión.

Desde luego que un interruptor automático asociado con relés es mucho más flexible en su uso que un reconector, ya que éste no tiene un amplio rango de ajustes de corriente para operar al suiche que lo abre, puesto que la corriente mínima de disparo está básicamente limitada por la capacidad de la bobina de operación y son casi siempre iguales al doble de la capacidad nominal de la bobina.

#### FORMA COMO OPERA EL RECONECTOR.

La operación de desconexión es iniciada por la acción de un solenoide cuando existe una sobrecorriente fluyendo a través de

las bobinas de operación en serie, el cual levanta un pestillo y separa dos contactos que están en serie con la bobina de operación y la línea; el arco se apaga en el aceite del reconectador.

La reconexión, después del disparo, está controlada por un dispositivo mecánico temporizado, el cual afloja la sujeción y permite caer al pestillo por influencia de la gravedad, y de un resorte y permiten reenganchar los contactos de la línea principal. El primer disparo es siempre instantáneo, y los disparos sucesivos pueden ser hechos con tiempos definidos de retardo o con tiempo inverso de retardo. El reconectador puede ser ajustado para desconectarse definitivamente después de una, dos, tres, etc. sucesivas desconexiones.

#### CALCULO DEL INTERRUPTOR AUTOMATICO.

La corriente nominal de los desconectadores tendrá un valor de:

$$I_n = \frac{5.000}{\sqrt{3} \times 6} = 462 \text{ amperios}$$

Si se utilizan reconectadores de tipo standard, el valor de corriente nominal estará afectado por el factor de 0.96, debido a la altura de la instalación.

Una de las dificultades que puede encontrarse para la aplicación de los reconectadores, es la de que no se encuentran dispositivos de esta naturaleza con una capacidad de corriente adecuada; sin embargo, los reconectadores de tipo "W" de la casa "Line Material", obvian esta dificultad, en los cuales se puede utilizar bobinas de operación de una corriente nominal de 560 amp.

Para calcular el valor de corriente de cortocircuito utilizamos el valor de potencia de cortocircuito, calculada para el punto b, en la fig.7 :

$$I_{cc} = \frac{13.970}{\sqrt{3} \times 6} = 1.343 \text{ amperios}$$

Aplicando el factor de 1,2 por la componente de corriente

continua, esta corriente tiene un valor de:

$$I_{cc} = 1.343 \times 1.2 = 1.612 \text{ amperios.}$$

Por lo tanto, la potencia de cortocircuito tendrá un valor

$$P_{cc} = 1.612 \times 6 \times \sqrt{3} = 16.765 \text{ KVA.}$$

Debemos calcular también la corriente mínima de disparo. Como se indicó, las bobinas de sobrecorriente están diseñadas para comenzar a funcionar con una corriente mínima igual al doble de la corriente nominal. Como sólo disponemos de una bobina que tiene una corriente nominal de 560 amperios, según catálogo, esta bobina puede ser pedida con una corriente mínima de disparo menor y que es de 800 amperios.

La corriente mínima de cortocircuito para este caso se producirá cuando se presente una falla al final de la línea de transmisión; el valor de potencia calculada para el punto c, de la fig. 7, nos dará este valor de corriente:

$$I_{cc} = \frac{18.360}{\sqrt{3} \times 6} = 1.284 \text{ amperios}$$

Con la cual estaríamos dentro del valor de corriente mínima de disparo de la bobina escogida.



## CAPITULO VII

### PROTECCION DE LAS LINEAS DE DISTRIBUCION.

Al igual que la línea de transmisión, las líneas alimentadoras de alta tensión y los ramales que de ella se deriven, estarán protegidas por dispositivos de sobrecorriente. Los relés de sobrecorriente de los reconectores automáticos, proyectados en la subestación de distribución, protegerán los feeders, mientras que los ramales estarán protegidos por fusibles.

La protección con fusibles de las líneas alimentadoras que salen de la subestación de distribución, ha sido desechada en vista de las siguientes razones:

1).- En caso de ocurrir fallas de tipo transitorio, saldría de servicio toda la línea alimentadora, suspendiéndose totalmente el servicio en la zona alimentada por este feeder. Esto implicaría, más pérdidas en la venta de energía y mayor costo de mantenimiento.

2).- Imposibilidad de poder establecer coordinación entre este tipo de protección con fusibles y el reconector automático de la subestación de elevación, ya que una falla localizada más allá de la subestación de distribución ocasionaría una corriente de falla inferior a la corriente mínima de disparo que tiene la bobina del reconector automático. En caso de ser ésta una falla transitoria, no tendría oportunidad de operar el reconector antes de que se quemara el fusible.

3).- Imposibilidad de poder desconectar las líneas alimentadoras con carga. Por razones de mantenimiento, esta eventualidad puede presentarse, y en este caso, tendríamos que desconectar, primero, el reconector automático de la subestación, interrumpiéndose, por esta razón, totalmente este servicio. Hace, por lo tanto, falta un interruptor que sea capaz de hacer desconexiones bajo carga en condiciones normales o de falla.

De todas las consideraciones hechas en este capítulo, como en el anterior, podemos establecer la necesidad de utilizar una



protección con fusibles que se instalarían a la llegada de la línea de transmisión a la subestación de distribución, en vista de que no se cuenta con una adecuada protección de retaguardia, para el caso de que aparezca una falla en las líneas alimentadoras; para el caso de que aparezca una falla en las líneas alimentadoras, al fallar la apertura del reconectador automático individual de los feeders, no habrá suficiente corriente para hacer actuar la bobina de operación del reconectador automático de la subestación de elevación.

Los fusibles proyectados para este tipo de protección, deben ser escogidos de manera que puedan coordinarse tanto con el ciclo de operaciones de los reconectadores de las líneas alimentadoras, para que no se fundan antes de que éstos hayan completado su ciclo de reconexiones, como con el ciclo de operaciones del reconectador principal. Como se verá luego, en el capítulo de coordinación, esta posibilidad existe y, por lo tanto, creo conveniente incluir este nuevo tipo de protección en el sistema que se está estudiando.

#### RECONEXION AUTOMATICA EN REDES PRIMARIAS.

El tiempo total de reconexión, entre el momento en que aparece una falla y el momento de la reconexión, es igual a la suma de los tiempos de operación de los relés y el tiempo de reconexión del interruptor, siendo este último la suma total del tiempo de interrupción del interruptor, el tiempo de retardo para el cierre y el tiempo de reposición del aparato. Es importante reducir el tiempo de reconexión a un mínimo, pero esto depende exclusivamente del tipo de la instalación. Para líneas de alumbrado o de fuerza, que no incluyan motores sincrónicos, la operación se restaura normal y automáticamente después de una reconexión, pudiendo tolerarse interrupciones relativamente largas. Los motores asincrónicos permiten interrupciones entre 0.5 y 1 segs. de

acuerdo a la reducción permisible de su velocidad. Para el caso de que haya motores sincrónicos en las instalaciones, la duración de las interrupciones deben ser lo menor posible, si no se quiere que estos motores dejen de funcionar. Las consideraciones anteriores fijan el límite superior del tiempo de reconexión, pero existe también un límite inferior, el cual está determinado por el momento cerca del cual se extingue el último arco entre los contactos del interruptor y el momento cerca del cual el interruptor se reconecta. Con esto se quiere decir que debe existir un tiempo suficiente para permitir que el camino ionizado formado por el arco desaparezca, permitiendo que el voltaje de recuperación no sea suficiente como para restaurar el arco.

El tiempo de dionización del camino del arco es en extremo variable, generalmente se incrementa con el voltaje del sistema y la corriente del arco es mayor durante condiciones de calma, especialmente cuando no hay viento.

Sin tomar en cuenta la posibilidad de alimentación inversa, que puede provenir de los motores sincrónicos, los cuales, dicho sea de paso, son de uso bastante restringido en nuestro medio, y asumiendo que el tiempo necesario para la dionización del camino del arco es de 0.25 segs., se puede decir que el tiempo mínimo que debe permitirse entre el momento final en que se apaga el arco en el interruptor y el momento en que los contactos se toquen nuevamente, variará de acuerdo al tipo de carga aproximadamente entre 0,25 y 0,40 segs. Los tiempos de receso de este tipo en los reconectores Line Material es de 0,25 segs. para las operaciones retardadas y de apenas 0,18 para las instantáneas.

La capacidad nominal de interrupción de los reconectores debe ser reducida si se hace el ciclo de reconexión más severo que el ciclo standard de operación nominal; esta disminución se la hace de acuerdo a un factor, que depende principalmente del número de operaciones y el acortamiento de los intervalos.

## FUSIBLES.

Si se reduce la sección de un conductor en una pequeña longitud, la corriente que en forma normal fluye por esta sección eleva su temperatura, y se fundirá y desconectará el circuito si la corriente se eleva anormalmente y se mantiene en ese estado durante algún tiempo. Los fusibles proyectados para la protección de los ramales que nacen de los feeders principales, deberán actuar de esta manera y estarán constituidos por una barra conductora fusible, que puede ser de plata, plomo, zinc o algún otro metal que se funde fácilmente, bajo condiciones de aumento de temperatura.

Los fusibles pueden conducir indefinidamente la corriente nominal para la cual están especificados, pero, de acuerdo a los standards americanos, deben operar dentro de un tiempo máximo de 5 minutos, si la corriente excede hasta en un 230% de su capacidad nominal. Todos los tipos de fusibles tienen características de tiempo inverso en sus curvas de tiempo corriente, ya que, a una mayor corriente, menor es el tiempo en que se funden, como se puede ver en la fig. 10, en que se muestran curvas típicas de tiempo corriente para fusibles. El aumento de temperatura en los fusibles es proporcional a  $I^2R$ .

En las normas EEL-NEMA, especifican las características de dos tipos de fusibles, denominadas de rápido (fast) a las que se asigna la letra "K", y el denominado tipo lento (slow), designado con la letra "T". Ambos tipos difieren únicamente en el tiempo de fusión, ya que las capacidades nominales preferidas según estas mismas normas son de: 6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140 y 200 amperios.

Para ilustrar la diferencia entre estos dos tipos de fusibles, vamos a comparar las características de dos fusibles, de los tipos K y T, de 40 amperios de capacidad nominal.

Las normas establecen, así mismo, los valores de corriente máxi-  
ma y mínima requeridas para fundir los fusibles en tres valores  
de tiempo:

a).- 300 segundos para barras fusibles con capacidades no-  
minales de 100 amperios y menos de 600 segundos para fusibles  
con capacidades de 140 y 200.

b).- 10 segundos.

c).- 0.1 segundo.

	Tipo "K"	Tipo "T"
Corriente nominal	40 amp.	40 amp.
a) Corriente de fusión para 300-600 segs.	min. 80 amp. máx 96 "	80 amp. 96 "
b) Corriente de fusión para 10 segs.	min 98 " máx 146 "	120 " 120 "
c) Corriente de fusión para 0,1 segs.	min 565 " máx 680 "	1.040 " 1.240 "

De esta comparación podemos deducir que los fusibles de  
tipo "K" tienen características más inversas que los de tipo "T",  
ya que si establecemos una relación entre los tiempos de fusión  
de estos dos tipos de fusibles, en los tiempos "a" y "c", tenemos:

$$\text{Tipo "K"} \quad 565/80 = 7,1$$

$$\text{Tipo "T"} \quad 1.040/80 = 13,0$$

Estas características nos servirán para determinar el tipo  
de fusible, en el momento de hacer la coordinación.

Los fusibles que van a ser utilizados para la protección  
de las líneas, pueden ser montados en desconectadores denominados  
de tipo "open" (abierto) o de tipo "enclosed" (cerrado),  
siendo los de primer tipo para tensiones y corrientes más eleva-  
das. Los cartuchos portafusibles son generalmente de fibra y  
alojan en su interior a la tira fusible; cuando hay una corrien-  
te excesiva se funde la tira fusible, lo cual produce gas que  
desarrolla una presión que empuja al cartucho fuera de la caja  
y lo desconecta, alargando al mismo tiempo el espacio entre los

dos secciones conductoras y cortando el arco.

Los fusibles no son capaces de distinguir entre corrientes temporarias de corta duración, como las que se presentarían en el caso de un impulso de corriente producido por el arranque de un motor o por un arco producido instantáneamente entre dos conductores, y aquellas corrientes de larga duración que pueden dañar los cables y el equipo cuando no son cortadas a tiempo. Este tipo de protección, por esto, sólo debe utilizarse para protección contra corrientes anormales y no para protección de sobrecorrientes provenientes de la carga. Esto se debe a las características mismas del fusible y al hecho de que no puede introducirse ningún tiempo de retardo o variar el tiempo de fusión.

Para evitar operaciones de los fusibles por sobrecorrientes temporales, provenientes de las variaciones normales de carga, la capacidad del fusible debe ser mayor que la capacidad nominal del dispositivo protegido; para nuestro caso deberá tener una capacidad mayor que la corriente de "pico" de la carga.

#### CALCULO DE LOS FUSIBLES Y RECONECTADORES.

Los reconectadores deberán tener una corriente nominal de 93 amperios, de acuerdo al dato de que cada feeder tiene una capacidad de 1.000 KVA.

$$I_n = \frac{1.000}{\sqrt{3} \times 6} = 93 \text{ amperios.}$$

De acuerdo a la capacidad de las bobinas standarizadas, la más próxima a este valor ha sido construída para una corriente nominal de 100 amperios, aplicando el factor debido a la altura de instalación; esta bobina operaría para una corriente de:

$$100 \times 0,96 = 96 \text{ amperios.}$$

De esta forma, hemos escogido esta bobina para la corriente de cortocircuito; consideramos el valor de la potencia de cortocircuito en el punto c de la fig.7.

$$I_{cc} = \frac{15.360}{\sqrt{3} \times 6} = 1.284 \text{ amperios}$$

Multiplicado por el factor 1,2:

$$I_{cc} = 1.284 \times 1,2 = 1.540 \text{ amperios.}$$

Y la potencia de cortocircuito tendrá un valor de:

$$P_{cc} = 1.540 \times \sqrt{3} \times 6 = 15.960 \text{ KVA.}$$

La corriente mínima de cortocircuito se producirá en el extremo del feeder que más alejado se encuentre de la subestación de elevación, el cual está localizado a 1.000 metros. En este punto la potencia de cortocircuito es de 6,200 KVA, que da una corriente de

$$I_{cc} = \frac{9.000}{\sqrt{3} \times 6} = 865 \text{ amperios}$$

Este valor de corriente es bastante superior al valor de corriente mínimo de la bobina que es de 200 amperios.

Como se indicó, los fusibles estarán destinados para la protección de los ramales derivados de los feeders principales, la carga asignados a éstos son de: 250, 300 y 500 KVA, la corriente nominal para estos fusibles será de:

$$I_{n1} = \frac{250}{\sqrt{3} \times 6} = 23 \text{ amperios.}$$

$$I_{n2} = \frac{300}{\sqrt{3} \times 6} = 28 \text{ amperios}$$

$$I_{n3} = \frac{500}{\sqrt{3} \times 6} = 47 \text{ amperios}$$

Se ha escogido fusibles standards de capacidades nominales de: 25, 30 y 50 amperios, los mismos que de acuerdo a las curvas de tiempo corriente, con un 230% de sobrecarga, se funden en tiempos inferiores a los 5 minutos, que es lo deseado para la coordinación. Para los tipos "K" y "T", estos tiempos son:

Corriente nomin.	230%	Tiempo	
		Tipo "K"	Tipo "T"
25 A	57,3 A	150 segs	300 segs
30 A	69,0 A	60 "	150 "
50 A	115,0 A	2 "	6 "

Como se ve, ambos tipos de fusibles pueden ser utilizados, pero creo que el tipo "T" ofrece la ventaja de un pequeño retardo en la operación, con respecto al "K", que se presta para tener una correcta coordinación, con la operación instantánea del reconnector de la subestación de distribución.

Estos fusibles podrán ser utilizados con cajas portafusibles de tipo "enclosed", ya que de acuerdo al equipo standarizado éstos se fabrican para tensiones de 7,8 KV y corrientes nominales de 50 amperios. La corriente máxima de cortocircuito que puede soportar este tipo de desconectador es la de 2,000 amperios, superior a la corriente máxima de 785 amperios que se espera en estos desconectadores.

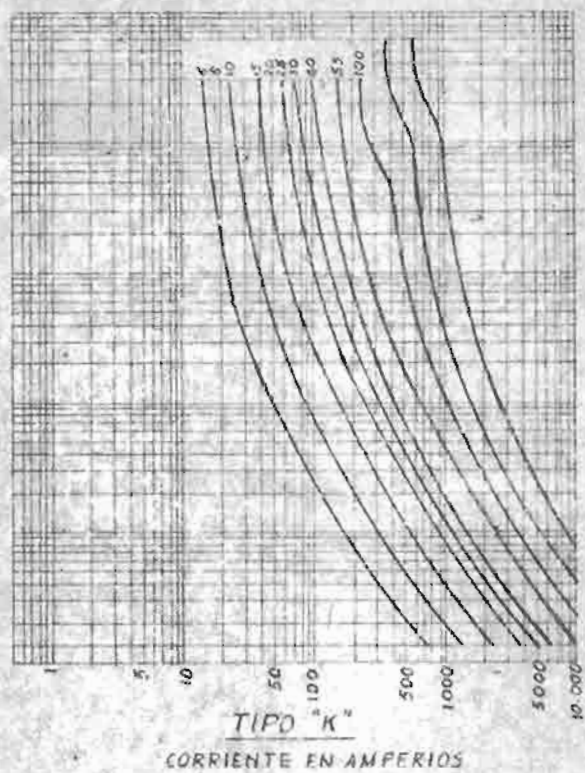
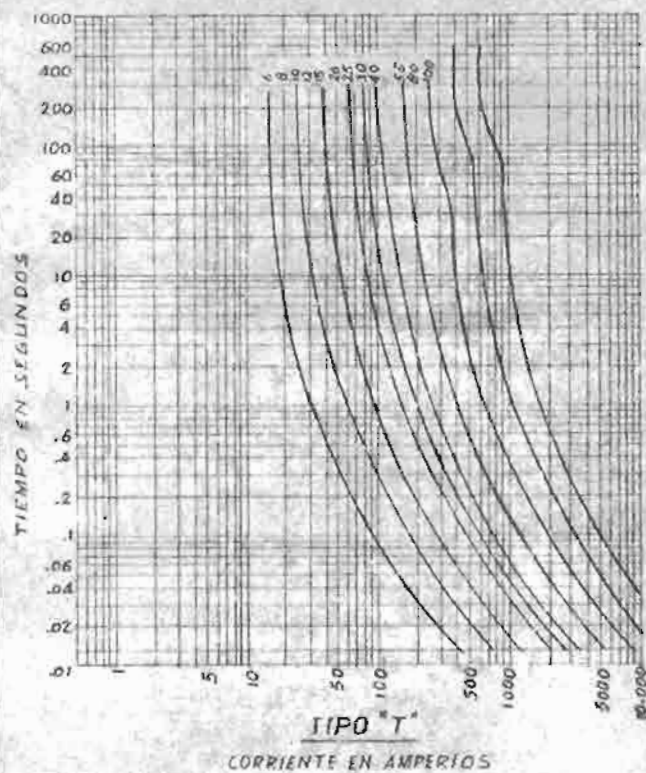


FIG. 10

TIEMPO DE FUSION DE VARIOS TIPOS DE FUSIBLES

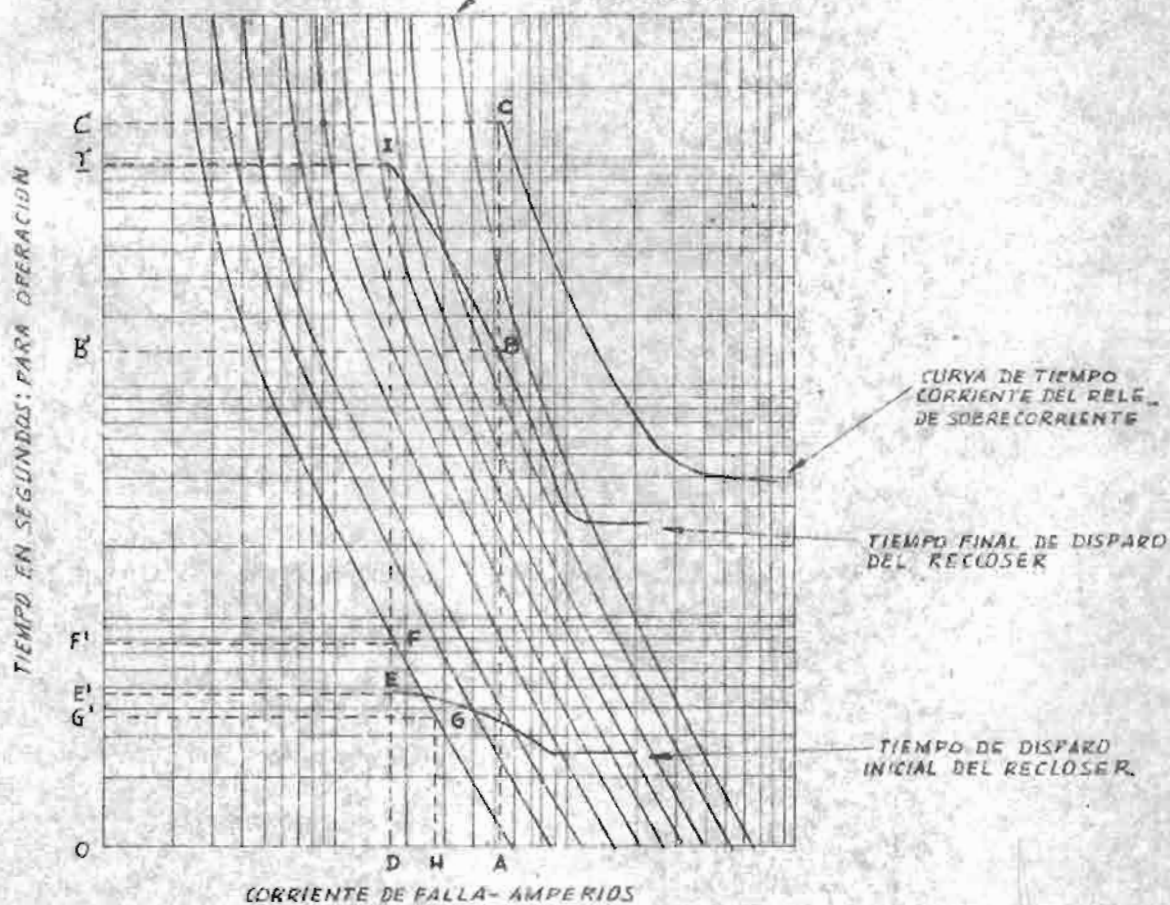


FIG. 11



## CAPITULO VIII

### COORDINACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE.

Una vez seleccionados los dispositivos de protección contra sobrecorriente, debemos establecer una coordinación entre ellos, de manera que la protección del sistema resulte altamente eficaz, tanto en lo que se refiere a la seguridad, como al aspecto de selectividad.

Vamos primeramente a revisar las características que deben tener todos los dispositivos de protección en cuanto a tiempo de funcionamiento se refiere, para obtener coordinación y selectividad. Basándonos en los relés de sobrecorriente, reconectadores y fusibles para distribución aérea primaria, nos referimos a la fig. 11, en la que se muestran las curvas de tiempo corriente de estos dispositivos, en estas curvas:

- 1) Se muestran y comparan el tiempo requerido por un relé de sobrecorriente, con retardo de tiempo inverso, para cerrar sus contactos e iniciar el disparo del interruptor general.
- 2) El tiempo requerido para que el reconectador efectúe su primer disparo instantáneo y las características de tiempo inverso de los sucesivos disparos retardados.
- 3) El tiempo requerido por fusibles de diferentes capacidades para operar con diferentes corrientes.

Estas curvas muestran que el relé puede cerrar sus contactos en  $OC''$  segs. cuando la corriente mínima de disparo  $OA$  fluye por las bobinas que inician la apertura del interruptor, para valores de corriente mayores que  $OA$ , los contactos se cierran en un tiempo menor que  $OC'$ , en proporción inversa al incremento de corriente.

Las curvas de tiempo corriente del reconectador, muestran que éste puede iniciar su ciclo de operaciones en  $OE'$  segs, cuando la corriente mínima de  $OD$  amperios, fluye por sus bobinas de operación, si la falla subsiste los disparos sucesivos del ciclo

sacarán fuera de servicio al reconectador en un tiempo relativamente mayor a  $0.1''$ . El tiempo inicial de disparo del reconectador decrece con el incremento de corriente, debido a sus características inversas y se aproxima a la operación instantánea. Con valores de corriente de  $0.04$  amperios habrá una diferencia relativamente grande entre el tiempo de disparo inicial y final del reconectador, como se ve si se compara el tiempo  $OB'$  segs. para el disparo final, con el tiempo requerido para el disparo final cuando fluye una corriente de  $0.04$  amperios.

Todos los dispositivos deben ser coordinados de manera que ellos puedan operar en una secuencia establecida. Partiendo de las curvas mostradas en la fig. 11, cualquier dispositivo cuyas curvas características de tiempo corriente estén totalmente a la izquierda de las curvas características del relé, se abrirán antes que el interruptor automático de la subestación controlado por los relés. Así mismo, cualquier fusible cuyas curvas características de tiempo corriente caen dentro de las curvas características instantáneas del reconectador y las curvas características de los disparos retardados, pueden servir para la coordinación; con esto se consigue que si hay una línea fallosa, el reconectador inicie su funcionamiento antes de que se funda el fusible. Si el reconectador se reconecta inmediatamente y la falla no ha podido ser despejada, puede éste reabrirse nuevamente pero ya con un tiempo de retardo; podrá entonces fundirse el fusible antes que el reconectador vuelva a reconectarse.

Todos los dispositivos de sobrecorriente deben tener un tiempo suficiente que permita su operación, de manera que se obtenga la secuencia de funcionamiento prevista, y los dispositivos restantes no puedan sobrecalentarse o dañarse.

La tira fusible se funde en un tiempo definido, pero el tiempo que se demora para detener al flujo de corriente, por completo, es ligeramente alargado por el arco que se forma entre los

extremos de la tira fusible fundida. El tiempo de fusión, así como también el tiempo debido al arco, pueden ser mucho menores para corrientes altas provenientes de sobrecargos.

Como los dispositivos adoptados tienen características inversas, el tiempo de operación normalmente decrece con el incremento de corriente, y como están en serie, la diferencia de tiempo para la coordinación se mide en fracciones de segundo; se pueden adoptar diferencias de tiempo de operación entre los fusibles y los reconectores entre 0.10 y 0.25 segundos.

#### COORDINACION DE FUSIBLES Y RECONECTADORES/

Dentro del aspecto de protección habíamos establecido varios tipos de protección para los diversos componentes del sistema, individuales y comunes. Consideraremos, en primer lugar, el sistema de protección de las líneas de alta tensión, derivadas de los feeders, que nacen en la subestación de distribución, las mismas que están protegidas por fusibles como protección primaria, y con reconectores automáticos como protección de retaguardia.

Al analizar este caso, se presenta el problema de la necesidad de mantener el servicio y la necesidad de aislar la falla. Los reconectores, como los que hemos escogido, tienen una amplia gama de secuencias de operación, basadas en un total de cuatro operaciones antes de que el reconector quede definitivamente abierto. Estas operaciones pueden ser escogidas de tipo instantáneo o de tipo retardado, pudiendo establecerse cualquier tipo de combinación entre ellas. Como el tiempo mínimo de reconexión está limitado por el tiempo requerido por una falla temporal para despejarse y al mismo tiempo enfriar los fusibles, un tiempo uniforme de uno o dos segundos puede despejar la mayoría de las fallas temporales.

La apertura instantánea reduce la posibilidad de daños en el sistema y permite la coordinación con fusibles durante fallas temporales. Pero las aperturas con tiempo retardado son necesarias para permitir que el fusible se funda cuando la falla no se despeja, pero puede ocasionar el recalentamiento del reconectador; por lo tanto, tendremos que combinar las aperturas instantáneas con las retardadas para obtener una característica de operación segura de estos dispositivos. Las secuencias más utilizadas en estos casos son las de: una apertura instantánea y tres retardadas, y la de dos instantáneas y dos retardadas. Cada una de ellas ofrece sus ventajas dependientes de las características del sistema. La primera es más ventajosa cuando se trata de la coordinación de reconectadores con fusibles instalados en el lado de alta tensión de transformadores de distribución, ya que si la falla es temporal, bastará una sola operación instantánea para despejarla, mientras que las otras tres permitirán fundirse al fusible antes de que cause daños al transformador. La otra secuencia ofrece mayores ventajas cuando la coordinación es hecha con fusibles que protegen feeders laterales.

En la fig.12 se muestran las curvas de tiempo corriente de la bobina de 100 amperios, de corriente nominal, utilizada en los reconectadores de la subestación de distribución. Las curvas de tipo instantáneo (A) y las curvas de tiempo retardado que pueden ser de tipo B o C. Conjuntamente con las curvas de tiempo corriente de los fusibles de 25, 30 y 50 amperios.

Como vamos a utilizar dos operaciones de tipo instantáneo, debemos escoger cuál de las dos curvas de tipo retardado nos conviene más. Se puede ver que la curva C nos ofrece mejores características de coordinación para los tres tipos de fusibles, ya que con ella se deja un mayor margen de tiempo para que éstos se fundan.

Las corrientes de cortocircuito calculadas para los puntos D, E y F, que son respectivamente de: 775, 750 y 780 amperios, nos

permiten establecer en las curvas de la fig.12 la diferencia entre los tiempos de operación de dos fusibles con los reconectadores.

Para una corriente de 775 amperios, la bobina del reconectador funciona en un tiempo de .05 segs. en la operación instantánea de la curva A, mientras que el fusible de 25 amperios lo hace en un tiempo de .15 segs, existiendo una diferencia entre el tiempo de operación de los dos dispositivos de .10 segs, que está dentro del tiempo de coordinación prescrito por las normas.

Para la corriente de 750 amperios, la bobina del reconectador funciona en un tiempo de .053 segs., mientras que el fusible de 30 amperios lo hace en un tiempo de .23 segs, con una diferencia entre estos dos tiempos de operación de .17 segs, que está correcta para la coordinación.

Con la corriente de 780 amperios, la bobina funciona en un tiempo de .05 segs. y el fusible de 50 amperios en .60 segs; la diferencia de .55 segs. está correcta.

En todos los casos anteriores, de funcionar adecuadamente tanto los fusibles como los reconectadores, para corrientes de falla que puedan presentarse en los ramales protegidos por fusibles, no se podrá efectuar la segunda reconexión, la que demoraría un tiempo de 138 ciclos (2,3 segs), tiempo en el cual se fundirán los fusibles, según puede verse en las curvas de la fig.12.

Durante todo el ciclo de operaciones de los reconectadores de la subestación de distribución, los fusibles de 500 amperios, colocados para la protección de retaguardia, no se fundirán, según puede verse en la fig.12, ya que éste con la corriente de falla de 800 amperios, se fundirá en un tiempo superior a los .60 segs., tiempo en el cual el reconectador alcanza a completar su ciclo de operaciones.

Igual cosa sucede, si consideramos la coordinación del reconectador de la subestación de poder con los fusibles de protec

ción de retaguardia de la subestación de distribución, según se puede ver en las curvas de tiempo corriente, mostradas en la fig. 13.

Este reconectador igualmente será calibrado para una secuencia de operaciones de dos instantáneas y dos retardadas; las curvas características de tiempo retardado pueden ser escogidas entre los tipos: B, C, E y D. Como se ve, cualesquiera de estas curvas se presta para establecer la coordinación de los fusibles; sin embargo, se ha escogido la curva tipo D, por ser la que menor tiempo de retardo en la operación tiene; esto nos conviene tanto para evitar que se caliente demasiado el reconectador, como para evitar quemazones durante cortocircuitos en la línea de transmisión.

#### COORDINACION ENTRE LOS RECONECTADORES Y LOS RELES DE SOBRECORRIENTE.

Para establecer la coordinación entre las bobinas de los reconectadores y los relés de sobrecorriente de tipo CO-8, escogidos para la protección contra fallas externas del transformador de poder en la subestación de elevación y como protección de retaguardia de la línea de transmisión, habíamos determinado que el tiempo necesario para que el relé arranque, es el de 10 segundos, desde el momento en que aparece la falla y el reconectador complete su ciclo de operaciones.

El relé tipo CO-8, cuyas curvas características de tiempo corriente son de tipo inverso, tiene 12 posiciones en su ajuste de tiempo, los cuales se muestran en la fig.14. Si el relé debe ser ajustado de manera que comience a arrancar cuando se presenta una corriente de falla igual al doble de la corriente nominal de la bobina de operación del reconectador, se puede ver que el ajuste debe ser hecho a partir de la curva # 4, en la cual con este valor de corriente, el relé operará en un tiempo superior a los 10 segundos.

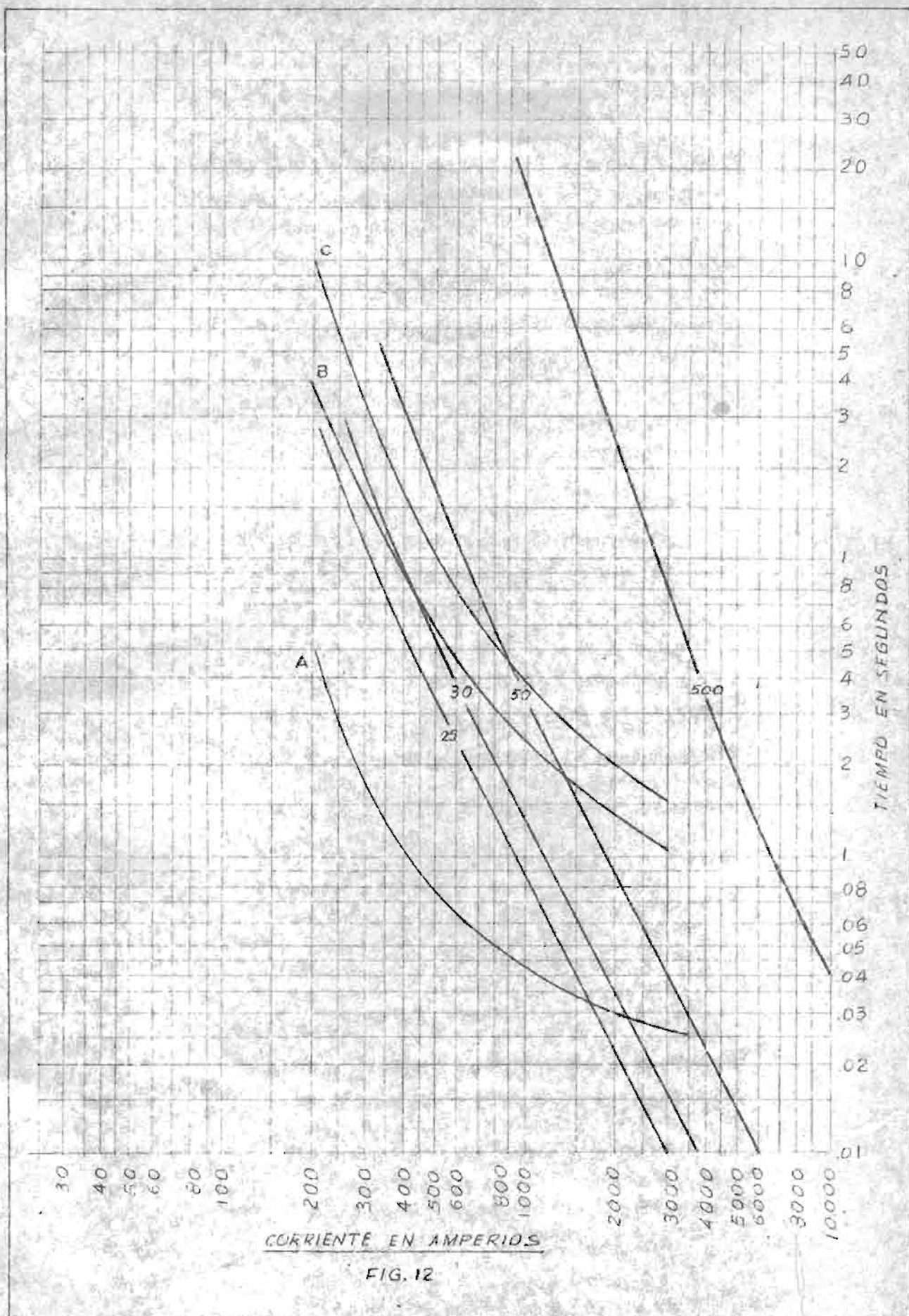


FIG. 12

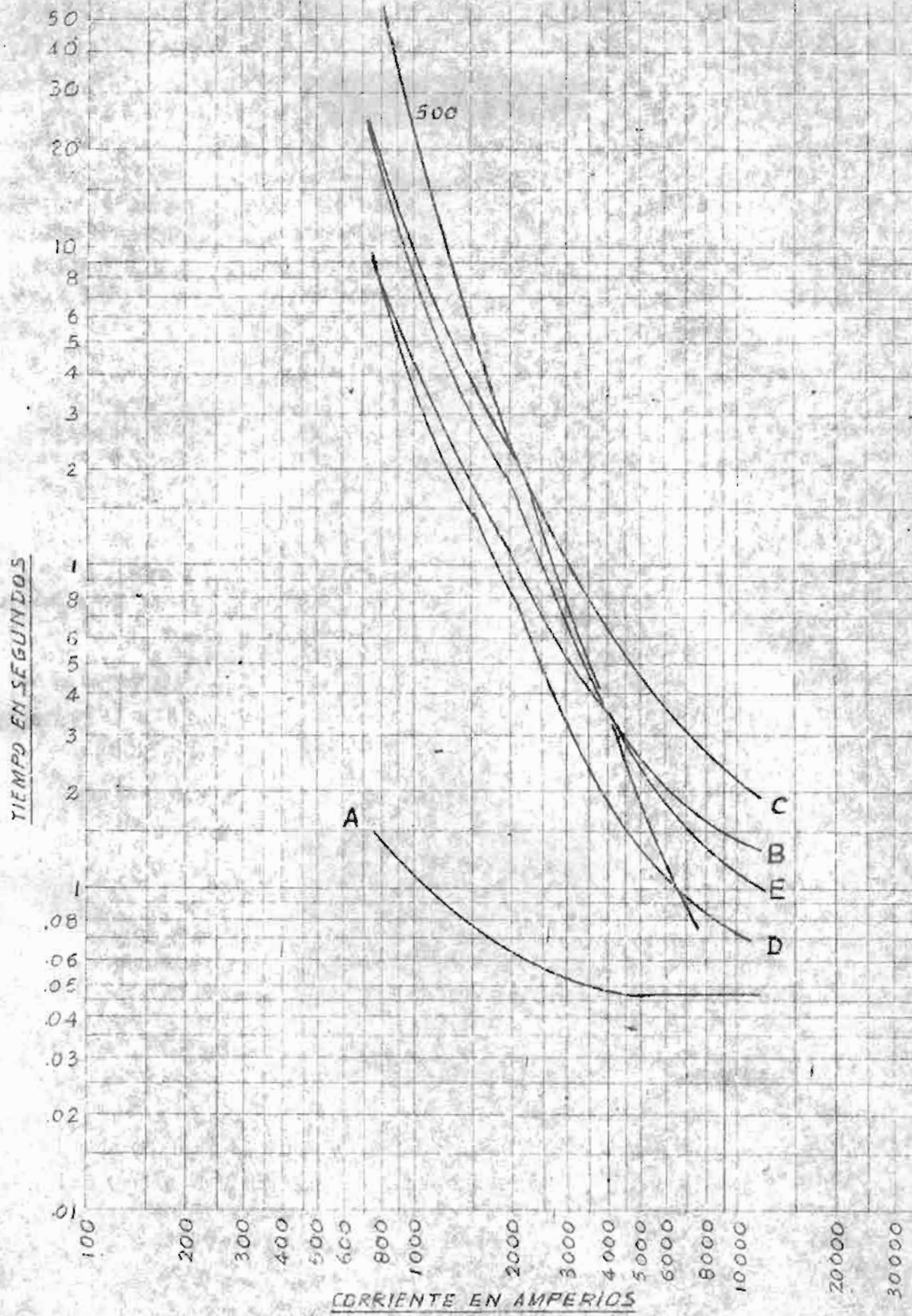


FIG. 13



CURVAS DE TIEMPO CORRIENTE PARA EL RELE CO-8

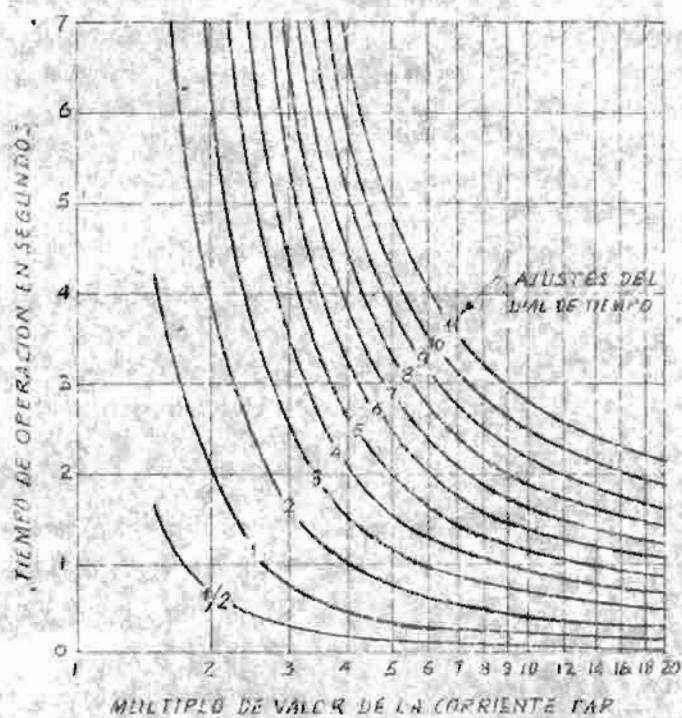


FIG. 14

## TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Tanto los relés de protección, como los aparatos de medida, son accionados por corrientes o voltajes suministrados desde transformadores de corriente o voltaje. Se utilizan estos transformadores por las siguientes razones:

- 1) Necesidad de proteger a los aparatos contra altas corrientes y altos voltajes.
- 2) Permitir el uso de niveles razonables de aislamiento.
- 3) Tener la capacidad de corriente de los relés en una base común.

Este tipo de transformadores proporcionan un aislamiento casi perfecto contra los altos voltajes del sistema y suministran cantidades eléctricas proporcionales a aquellas que existen en el circuito principal, pero suficientemente reducidas en magnitud, para que los relés y aparatos de medida puedan ser fabricados de tamaño pequeño y de reducido costo.

La correcta aplicación de los transformadores de corriente y de voltaje requiere la consideración de varios aspectos, como son: construcción mecánica, tipo de aislamiento, relación de términos de primario y secundario de corrientes y voltajes, capacidad térmica continua, condiciones de servicio, conexiones, y, sobre todo, la clasificación de exactitud.

De datos tomados de catálogos, se ha obtenido que las características preferidas tanto para los relés como para aparatos de medida, son los voltajes nominales de 120 voltios y corrientes nominales de 5 amperios en el secundario.

Para el equipo de relés que protegen la subestación de poder y la línea de transmisión, se utilizarán transformadores de corriente, cuyas características debemos estudiar, para determinar su funcionamiento y rendimiento en unión con los relés de protección.

Se utilizará este tipo de transformadores en los lados de alta y baja tensión del transformador de poder, para los relés diferenciales y otros diferentes para el uso con los relés de

sobrecorriente, para la protección contra fallas externas.

Según la definición de ASA: "un transformador de corriente, es un transformador destinado a propósitos de medida o de control, diseñado de manera tal que tenga su bobinado primario en serie con el circuito que lleva la corriente que va a ser medida o controlada".

En estos aparatos se requiere que la intensidad de corriente en el secundario sea proporcional a la del primario y que ambas no se diferencien en más de lo correspondiente a la relación de transformación, debiendo además concordar las fases de corriente primaria y secundaria para evitar errores. El valor de la corriente secundaria neta en estos dispositivos, es la información utilizada por los relés para determinar las condiciones existentes en los equipos por ellos protegidos. Se hace necesario, pues, que en el lado secundario existan condiciones similares a la del primario, principalmente durante las fallas; por esta razón su funcionamiento durante condiciones extremas debe ser perfectamente conocido, de manera que un error que se reproduzca en el circuito secundario pueda ser parcial o totalmente compensado.

El criterio principal para la selección de las relaciones de transformación para corriente, es siempre la máxima corriente de carga, es decir, aquella corriente que se presenta en las cercanías de la máxima carga, la que no debe exceder en ningún momento la capacidad de corriente nominal del relé. Las corrientes secundarias nominales, como se mencionó, están standarizadas en 5 amperios, aunque también los hay de 10 amperios; por ser de uso más generalizado, utilizaremos los primeros.

Como los transformadores de corriente que van a ser utilizados, resultan recorridos por las corrientes de cortocircuito que proceden de la red, deben ser provistos para resistir los consiguientes efectos mecánicos y térmicos. Para poder juzgar su comportamiento, bajo grandes intensidades de corriente, se ha

creado el término de intensidad límite térmica, y se da esta designación a la intensidad primaria que el arrollamiento de este nombre puede soportar sin perjuicio alguno durante un segundo. Los transformadores de corriente se dimensionan casi siempre para una:

$I_{\text{térmica}} : 100 \times I_{\text{nominal}}$ .

El transformador tiene además que resistir las fuerzas electromagnéticas que se manifiestan bajo las corrientes de cortocircuito y se entiende por corriente límite dinámica la amplitud de corriente máxima que el transformador soporta desde el punto de vista mecánico, y que es igual:

$I_{\text{dinámico}} : 2,5 I_{\text{térmico}}$ .

#### TIPOS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Todos los tipos de transformadores existentes, son utilizados con los relés de protección, sin embargo el de tipo "bushing" es casi siempre el escogido para uso con relés en circuitos de alto voltaje.

El transformador de corriente tipo "bushing" consiste en un núcleo de hierro de forma anular, que contiene al bobinado secundario y casi siempre son construídos como parte del equipo opcional de interruptores automáticos, transformadores de poder, reconectores, etc, como puede verse en los catálogos correspondientes de estos equipos, y rodea completamente al conductor de poder que atraviesa los bushings de estos aparatos.

Debido al diámetro interno del bushing, el núcleo del transformador de corriente debe ser suficientemente grande para acomodar al bushing, resultado, por lo mismo, el camino de las líneas magnéticas más largo que en los otros tipos de transformadores, para compensar el efecto que produce esta característica y por el hecho de que su primario lo constituye una sola vuelta de conductor, la sección de su núcleo debe ser grande y como la sa-

turación es menor en núcleos de gran sección, este tipo de transformadores funcionan más precisamente que los otros cuando existen corrientes mucho mayores que las nominales; con bajas corrientes, la exactitud es menor, por la presencia de altas corrientes de excitación.

#### CARGA NOMINAL DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

La carga nominal de un transformador de corriente la constituyen todos los aparatos y cables conectados al lado secundario del transformador; esta carga se expresa en términos de impedancia, y para escoger uno de estos transformadores debemos determinar la impedancia de la carga secundaria; se debe considerar, sin embargo, que ésta disminuye a medida que aumenta la corriente secundaria, por la saturación producida en los circuitos magnéticos de los relés y de otros dispositivos; de esta manera, si se tiene una carga, ésta puede ser aplicada sólo para un valor de corriente de carga particular. Los datos de impedancia pueden ser obtenidos en los catálogos para algunos valores de sobrecorriente en los relés, con ellos se puede obtener los valores de la carga para diferentes valores de corriente.

Para calcular el valor de la carga en circuitos simples, cuando dos o más instrumentos estén en serie, hay que obtener los valores de resistencia y reactancia de cada aparato. La resistencia total es la suma de las resistencias individuales de cada instrumento, y la reactancia total la suma de las reactancias; de esta manera, la carga total en ohmios se obtendrá:

$$\text{Carga total (ohms)} = \sqrt{(\text{Resistencia total})^2 + (\text{Reactancia total})^2}$$

A nosotros se nos presentaría el problema al calcular la carga para los transformadores de corriente utilizados en la protección diferencial, ya que el valor de carga que éstos representan es una cantidad indefinida que depende de los errores de los transformadores de corriente, cuya variación es bastante complicada. Sin embargo, de pruebas realizadas en laboratorios, se ha

concluído que la carga que el relé representa, es conjuntamente tomada por los dos transformadores. Pero si alguno de ellos tiene un mejor rendimiento, éste toma la mayor parte de la carga. Si uno de los transformadores fallase, aparece una pequeña corriente fluyendo en la bobina de operación del relé; esta corriente actúa transfiriendo la carga del relé al transformador de mejor rendimiento y, por lo tanto, el relé debe ser ajustado de manera que no dispare en falso, con pequeñas diferencias de corrientes que se originan por las diferencias en el funcionamiento de los transformadores de corriente, como se explicó en el capítulo de relés diferenciales.

Otro problema que puede presentarse en la aplicación de relés diferenciales, es la determinación de la impedancia total del relé, ya que como éste tiene taps, el cálculo de la impedancia debería hacerse para cada valor de corriente de tap. La reactancia en las bobinas con taps varía aproximadamente con el cuadrado del número de vueltas de la bobina, mientras que la resistencia varía aproximadamente con el número de vueltas, siendo suficiente considerar que la impedancia varía con el cuadrado del número de vueltas de la bobina, y como ésta es inversamente proporcional a la corriente de arranque, se puede decir que la impedancia varía en forma inversamente proporcional a la corriente de arranque.

#### CALCULO DE LA EXACTITUD DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

La calidad de un transformador de corriente, está determinada por el máximo valor de la tensión secundaria, que puede ser engendrada sin llegar a la saturación del núcleo y, por consiguiente, sin que se produzcan grandes errores. Sabemos que la corriente en el núcleo aumenta con la corriente del secundario; si se ha establecido que el flujo no puede crecer más allá del punto de saturación del hierro, la corriente y tensión secunda-

de 10 y el de 2.5. Los números que siguen a las letras L y H (10, 20, 50, etc.) nos indican el voltaje máximo especificado, para los terminales secundarios, al cual la relación establecida puede mantenerse. Si para nuestro caso vamos a tener una corriente nominal de 5 amperios, 20 veces la corriente nominal nos daría 100 amperios, y los ohmios de la carga secundaria se obtendrían dividiendo el voltaje de la carga: 50, 100, 200, 400 800 para 100, obteniéndose las cargas normalizadas para los relés, que son: 0.5; 1.0; 2.0; 4.0 y 8.0 ohmios, como se muestra en las normas ASA C-57-13, párrafo 13-21.100. La exactitud especificada podrá ser cualesquiera de los valores normales: 2, 5 ó 10% del error de relación.

La clasificación completa se da de la siguiente manera y orden: tanto por ciento del error de relación, si el tipo corresponde a H o L, y la tensión máxima engendrada. Por ejemplo: 2.5H100, nos indica que el error de relación no excederá del 2,5%, mientras que el transformador de corriente no tenga que engendrar más de 100 voltios, para cualquier valor de la corriente secundaria comprendida entre 5 y 20 veces la normal; 2.5L100, indica que el transformador podrá engendrar 100 voltios, con una corriente 5 veces la normal, pero con un error probable de 10%. Aunque las normas ASA no lo especifican, un transformador de clasificación 2.5L100 es igual a uno 10H100.

#### CALCULO DE LOS TRANSFORMADORES QUE VAN A UTILIZARSE.

Para el estudio y cálculo de los transformadores de corriente que vamos a utilizar con los relés diferenciales y de sobrecorriente, tenemos que utilizar el estudio de corrientes de cortocircuito hecho anteriormente y determinar las características de los relés.

Los transformadores de corriente para la protección diferencial, estarán en los lados primario y secundario del trans-

formador de poder en la subestación de elevación y formando parte del equipo opcional de éste, siendo por esta razón de tipo bushing y correspondiéndole la clasificación L. El error especificado podemos determinarlo en 10%, debido a que no se necesita gran exactitud para el funcionamiento de los relés.

De acuerdo a las normas ASA-C57-13, tabla 13-21410, podemos disponer de transformadores de corriente, de las siguientes relaciones de transformación:

Corriente primaria standard Capacidad nominal máxima	Relaciones standard	
600.....	120/80/60/40/20	: 1
1.200.....	240/160/120/80/40	: 1
2.000.....	400/300/240/160/	: 1
3.000.....	600/400/300	: 1
4.000.....	800/600/400	: 1

Las corrientes de cortocircuito, calculadas para los lados primario y secundario del transformador de poder son:

Lado primario:

Corriente nominal : 1.270 amperios.

Corriente cortocircuito : 4.270 amperios.

Lado secundario:

Corriente nominal: 462 amperios

Corriente cortocircuito: 1.652 amperios.

De las curvas de operación de los relés diferenciales que hemos tomado como ejemplo y que corresponden al tipo CA-5 de Westinghouse, observamos que se necesita un mínimo de 10 amperios en la bobina limitadora, para que en la bobina de operación haya una corriente que varía según el tap: de 2 a 5 amperios, con la cual el relé cerrará sus contactos en un tiempo de 4 a 8 ciclos. Con valores mayores de corriente en la bobina limitadora, la corriente en la bobina de operación también crece, pero la velocidad de cierre de los contactos se mantiene entre 3 y 6 ciclos.



Si tenemos en el lado primario una corriente nominal de 1,270 amperios, vemos que el transformador debe tener una relación de transformación de 2.000/5; si utilizamos la relación de 400/1, tendremos un valor de corriente nominal en el lado secundario de 3.18 amperios y para la corriente de cortocircuito que tiene un valor primario de 4,270 amperios, una corriente de 10,7 amperios.

Si utilizamos en este mismo transformador el tap que da la relación de 300/5, obtendremos una corriente nominal en el secundario de 4,25 amperios y el valor de la corriente de cortocircuito en el lado secundario de 14,2 amperios.

De acuerdo a las curvas de sobrecorriente mostradas en la fig.15 y en las que se muestran las variaciones de la corriente secundaria, cuando aumenta la corriente secundaria, la relación de corriente en el lado secundario permanece constante, ya que ellas no producen ninguna saturación en el núcleo del transformador.

Las curvas de tiempo del relé CA-5, mostradas en la fig. 16, que muestran las características de éste, utilizando los diversos taps, nos indican que prácticamente no habrá diferencia, si tenemos 11 o 14 amperios en la corriente secundaria, ya que ambos valores de corriente se encuentran en las partes aplanadas de las curvas.

De esta forma, creo conveniente utilizar el transformador de corriente de 2.000/5, pero en el tap de 300/5, para poder obtener una corriente secundaria más aproximada al valor de la corriente nominal, que nos permitiría utilizar estos mismos transformadores, para equipo de medición, en el caso de ser necesario.

En el lado secundario del transformador de poder, donde utilizaremos transformadores de corriente, tanto para los relés diferenciales como para los relés de sobrecorriente, tenemos una corriente nominal de 426 amperios y una corriente de cortocircuito de 1.652 amperios. Pudiendo por lo tanto utilizar transforma-

dores de corriente con relación de 1.200/5. Con los cuales, utilizando el tap de 120/1, tendremos una corriente nominal secundaria de  $3,85 \times \sqrt{3} = 6,7$  amperios, debida a la conexión delta del transformador de corriente. La corriente de cortocircuito, tendrá un valor de:  $13,8 \times \sqrt{3} = 24$  amperios. Utilizando el tap de 160/1, la corriente nominal en el lado secundario valdrá  $3,9 \times \sqrt{3} = 5$  amperios y la de cortocircuito:  $10,3 \times \sqrt{3} = 18$  amperios.

Debemos, por lo tanto, utilizar el tap que da la relación de 160/1, ya que la corriente de 18 amperios, es la que más se aproxima a la corriente secundaria, obtenida en los transformadores de corriente del lado primario del transformador y que tiene un valor de 14,7 amperios.

Los transformadores de corriente para los relés de sobrecorriente, tienen que ser diferentes de los transformadores que se utilizan con los relés diferenciales, por cuanto si utilizamos un transformador común, para los dos tipos de protecciones, en caso de fallar el transformador de corriente, el transformador de poder queda sin ninguna protección contra fallas de tipo exterior, ya que existe el relé Buchholz, que nos servirá de protección de retaguardia, en caso de fallar el relé diferencial.

Estos transformadores no podrán ser de tipo bushing, puesto que no se puede instalar dos de estos dispositivos, en los bushings del lado secundario del transformador de poder; hemos escogido por lo tanto, transformadores de corriente de tipo "ventana", para uso exterior y con una relación de transformación de 600/5 en las cuales debemos utilizar el tap de 80/5, puesto que con esta relación, obtenemos una corriente secundaria nominal de 5,78 amperios, más aproximada a los 5 amperios de corriente nominal de los relés y aparatos de medida, que pueden ser utilizados con estos transformadores.

En la Figura 17, se muestra el funcionamiento del relé diferencial cuando se presenta una falla en la parte comprendida en-

tre los transformadores de corriente de los lados primario y secundario del transformador de poder; al aparecer una falla de esta naturaleza, se tendrá corriente de cortocircuito únicamente en los transformadores de corriente del lado primario, y, de acuerdo a nuestro cálculo, tendrá un valor de 14,2 amperios; esta corriente circulará por la bobina de operación del relé y de acuerdo a las curvas de operación del relé CA-5, tomado como ejemplo en el presente caso, operará en un tiempo de 3 ciclos.

Si la falla se produce en un sitio cualquiera del lado secundario del transformador y exterior a éste, la corriente de cortocircuito que circulará por los transformadores de corriente del lado primario y secundario, serán de: 14,2 amperios en el lado primario y 13,8 amperios en el lado secundario; al concurrir estas dos corrientes a la bobina de operación del relé, se produce una corriente diferencial de:  $14,2 - 13,8$  amperios, corriente con la cual no opera el relé diferencial, con lo que estamos acordes con el sistema de protección planificado, ya que para este caso deberán operar los relés de sobrecorriente, que están conectados a transformadores de corriente independientes, instalados en el lado secundario del transformador de poder.

Pasemos ahora a estudiar la clasificación de exactitud, para lo cual necesitamos conocer las cargas de los relés. La carga del relé diferencial de tipo CA-5, de acuerdo a las instrucciones del catálogo, dice que es una cantidad variable, dependiendo de la corriente que fluye a través de ella; bajo condiciones normales de operación del sistema, no se presenta ninguna carga en los transformadores de corriente de los relés diferenciales, ya que no fluye corriente a través de ellos. Bajo condiciones de corriente mínima de disparo, la carga del circuito de la bobina de operación varía de 7 a 9 ohmios. Bajo condiciones de máxima falla interna, cuando toda la corriente deba fluir a través de la bobina de operación, la carga se reduce aproximadamente a 1 ohmio debido a la saturación.

Observando la tabla de las normas de exactitud de ASA para transformadores de corriente, observamos que se dan cuatro tipos de cargas que son: 1, 2, 4, y 8 ohmios. Asumiendo que uno solo de los transformadores va a tomar toda la carga, creo que con una carga de 8 ohmios para los relés diferenciales, estaremos dentro del límite permisible para corrientes mínimas de disparo. Si sabemos que la corriente secundaria en los transformadores de corriente del lado primario y secundario tienen valores de: 14,2 y 13,8 amperios respectivamente, el voltaje obtenido para 8 ohmios será de:

$$V = I \times R$$

$$V = 14,2 \times 8 = 113,6 \text{ voltios y}$$

$$V = 13,8 \times 8 = 110,4 \text{ voltios.}$$

Si podemos escoger según la clasificación de ASA entre las clasificaciones de: L100, L200, L400 y L800, la clasificación necesaria para este caso es la de L200, para los transformadores de corriente de los lados primario y secundario, utilizados en la protección diferencial.

Los valores de la carga en los relés de sobrecorriente tipo CO de Westinghouse, tienen capacidades nominales de 3 tipos que van de: 0.5 a 2,5 amperios; de 2 a 6 amperios y de 4 a 12 amperios. De las corrientes secundarias anteriormente calculadas, deducimos que el rango de capacidad de corriente nominal que nos ofrece mayor ventaja es el de 4 a 12 amperios. Los datos de resistencia y reactancia, para el tap de 4 a 12 amperios son de:  $R = 0.52$  ohmios y  $X = 0.90$  ohmios, para 4 amperios y  $R = 0.04$  ohmios y  $X = 0.07$  ohmios para 12 amperios. La impedancia total calculada según la fórmula:

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$$

Para 4 amperios:  $Z = 1.04$  ohmios

Para 12 amperios:  $Z = 0.08$  ohmios.

Utilizando el mayor valor de carga de 1.04 ohmios, con el

valor de corriente secundaria para cortocircuito, el voltaje obtenido será de:  $V = 1.04 \times 20,6 = 21,42$  voltios.

Utilizando, por lo tanto, la clasificación H100, para este tipo de transformadores.



CURVAS DE RELACION DE SOBRECORRIENTE

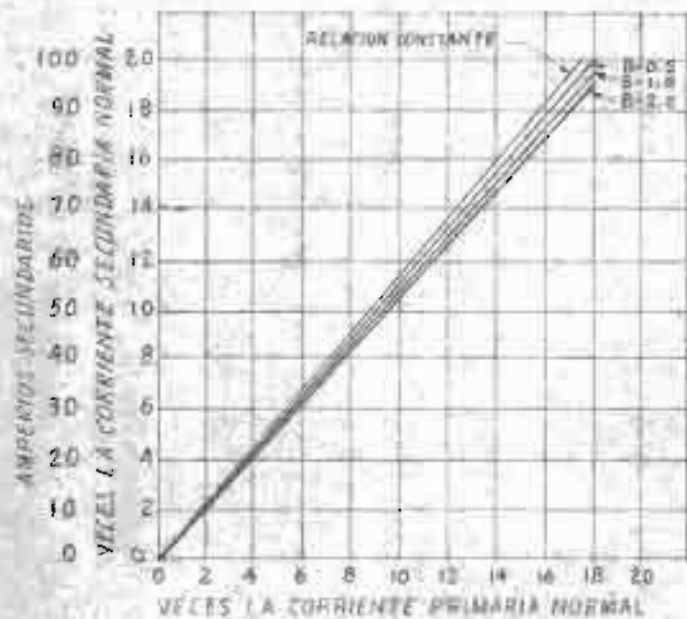


FIG. 15

CURVAS DE TIEMPO RELE CA-5

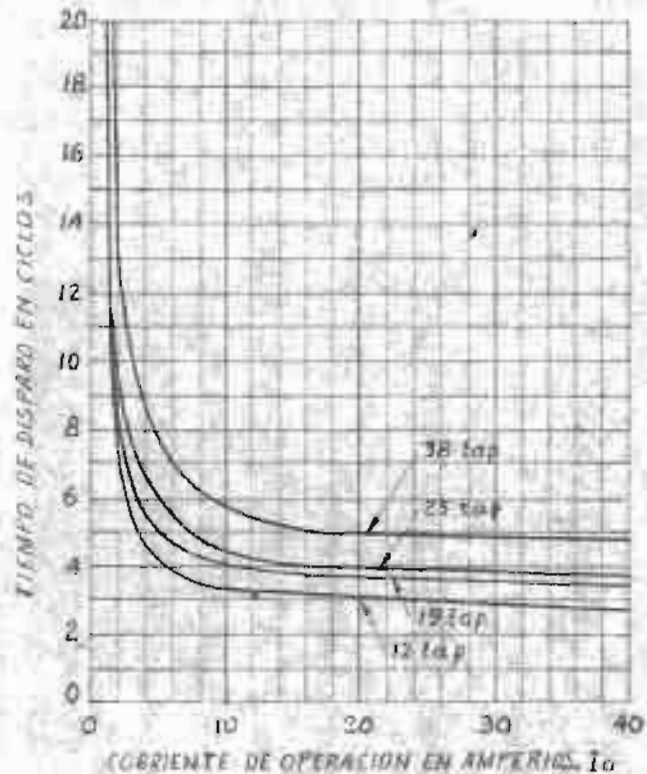


FIG. 16

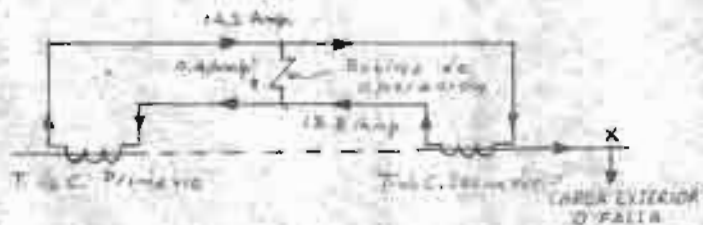


FIG. 17

## CAPITULO IX

## COORDINACION DE AISLAMIENTO

En las instalaciones eléctricas, por causas a veces intrínsecas y en otras debido a fenómenos internos, la diferencia de potencial entre conductores o entre éstos y tierra, pueden alcanzar durante tiempos generalmente reducidos, valores superiores a la diferencia de potencial considerada constante que existe en los bornes de las máquinas generatrices. Cuando esta sobretensión alcanza y sobrepasa el valor de voltaje para el cual han sido calculados el aislamiento de la línea, o los aislantes de los arrollamientos o conductores de los equipos eléctricos, durante un tiempo considerable, estando acompañadas de corrientes suficientemente intensas, se pueden producir averías en estos aparatos, que pueden manifestarse como un deterioro lento o rápido o como una perforación de los aislantes.

A través de los conductores de las líneas de alimentación o distribución aun cuando tengan líneas de protección, pueden propagarse sobretensiones, cuya magnitud estará limitada por el nivel de aislamiento de éstas. Las ondas migratorias pueden tener valores mayores, como resultado de la reflexión que se produce al llegar la onda a los aparatos y dispositivos de las subestaciones y que tienen distinta impedancia de onda que la línea, se hace necesario por lo tanto proteger a los equipos existentes en las subestaciones contra estas sobretensiones, las más peligrosas de las cuales son las de origen atmosférico, que son las únicas que pueden originar contorneamientos en los aisladores, ya que las de origen interno pueden ser disminuídas por medios económicos.

Se hace, pues, necesario que existan puntos especiales que tengan un bajo nivel de aislamiento, para que por estos puntos puedan descargarse a tierra las sobretensiones peligrosas; los pararrayos son los que, en sistemas de poder, suministran

estos puntos de aislamiento débil, y son en los sitios donde éstos han sido instalados y no en otros donde deben producirse los arcos. Necesariamente, por lo mismo, debemos adoptar niveles de aislamiento más altos para los diversos equipos que se instalarán en las subestaciones.

A pesar de esto, existe la posibilidad de que los pararrayos no funcionen o lo hagan incorrectamente, lo que hace necesario conocer el comportamiento de los aislamientos de los equipos para condiciones de sobretensión anormal. La solución ideal para la protección de los equipos de las subestaciones, sería la instalación de pararrayos en sitios adecuados y la adopción para los diversos equipos de un nivel único de aislamiento, más alto en un adecuado grado que la tensión de descarga de los pararrayos y que al mismo tiempo nos asegure, para caso de falla de éstos, que no se afecten las partes principales de los equipos.

Para nuestro caso, se presenta el problema de escoger un nivel o niveles adecuados de aislamiento, para que los equipos: en la subestación de elevación, línea de transmisión, subestación de distribución y en los alimentadores y subalimentadores, queden convenientemente protegidos y que esta protección resulte ventajosa desde el punto de vista económico.

Al revisar las características de niveles de aislamiento para los diversos equipos, se observa que éstas varían de acuerdo al tipo de equipo y sobre todo de acuerdo a las Normas que rigen en los países donde han sido manufacturados. Las normas americanas tienen niveles básicos de aislamiento para equipos que los denominan de "poder" y para equipos de distribución, siendo mayores las primeras. Comparando los precios para diversos equipos de características similares, dentro de la clasificación de aislamiento, se comprueba que los ahorros conseguidos al escoger el segundo tipo de nivel de aislamiento son pequeños,



sobre todo porque se trata de pocas unidades.

Lo anterior nos indica que debe haber más de un nivel de aislamiento en el sistema, siendo conveniente tener un nivel menor en los aisladores de las líneas de transmisión y distribución, para que de esta manera se pueda producir el contorneamiento en uno de los aisladores, antes que en los bobinados del transformador de poder o en la cablería del interruptor automático o de los reconectores. Con este criterio, creo que se pueden adoptar tres niveles de aislamiento para las subestaciones de transformación y distribución:

El nivel más alto correspondería a los aparatos con aislación flúida o seca: arrollamientos de los transformadores, interruptores automáticos, reconectores, etc., es decir, para las partes más importantes y costosas de las subestaciones.

Otro nivel mediano, para los aisladores, suiches desconectores, bushings de los transformadores, interruptores automáticos etc.

Y un nivel más bajo para los pararrayos.

Los equipos norteamericanos normalizados, para tensiones de 2,4 a 14,4 Kv, dentro de los cuales estaría la tensión de operación del sistema que estamos estudiando, es de 110 KV, por lo tanto debemos indicar que al adoptar este primer nivel básico de aislamiento, sobre todo porque los tipos de reconectores escogidos por nosotros para las subestaciones, sólo son fabricados bajo estas normas americanas, se debe chequear que el resto de equipos, transformador de poder, interruptor automático, transformadores de corriente, tengan este nivel básico de aislamiento.

El segundo nivel básico de aislamiento lo hemos fijado en 75 KV, dentro de esta clasificación, los suiches desconectores, aisladores de tipo pin y retención, que para tensiones de servicio de 7,8 KV, tiene este nivel básico de aislamiento.

De acuerdo a lo indicado en los textos, es necesario que entre los grados de aislamiento exista por lo menos una diferencia de 10 a 15%, ya que de lo contrario existiría el peligro de que se produzcan contorneamientos en el nivel superior, más pronto que en el inferior; nosotros hemos adoptado esta regla al adoptar los niveles básicos de aislamiento.

El voltaje de descarga de los pararrayos que deben ser instalados, debe ser menor que el nivel básico de aislamiento mínimo, con un margen adecuado, dentro del cual debe estar incluido un factor de seguridad, correspondiente a la posibilidad de existencia de fallas en los equipos, cuando se presentan fallas de mucha intensidad.

También debemos indicar que la zona donde van a ser instalados los sistemas de: generación, transmisión y distribución, es una zona donde las tormentas de tipo eléctrico no son abundantes, de manera que la posibilidad de un impacto directo de un rayo sobre los equipos es remota; de datos obtenidos se conoce que no ha habido impactos de rayos sobre equipos eléctricos similares en los últimos 10 años. Esta posibilidad queda aún más reducida por la colocación en las subestaciones y en la línea de transmisión de hilos de guardia, que tienen por objeto la destrucción de la uniformidad del campo electrostático y a la vez la prevención de descargas directas sobre los equipos.

Es importante también la determinación del tipo de pararrayos que va a ser utilizado; podemos nosotros escoger entre tres tipos para la protección de las subestaciones, que son: el de Distribución, el Intermediato (Intermedio) y el tipo Station. Clasificación hecha en vista de la capacidad de descarga de corriente que tiene cada uno de ellos. Todos tres tipos de pararrayos anteriormente nominados son fabricados para tensiones de hasta 20 KV, los de tipo Intermedio para tensiones entre

3 y 121 KV. y los de tipo Station solamente para tensiones de 121 KV. y más; para nuestro caso quedaría descartado este último tipo de pararrayos. El margen de protección se disminuye desde el tipo Station al de distribución, pero así mismo el costo se aumenta grandemente desde este último.

Nosotros hemos escogido pararrayos de tipo Intermediate para la protección de la subestación de elevación, donde estarán instalados los equipos más costosos del sistema, los cuales deben estar perfectamente protegidos, y pararrayos del tipo de distribución para la protección a la subestación de distribución y los alimentadores y subalimentadores.

Así mismo podemos escoger la tensión nominal de servicio de los pararrayos, entre las tensiones normalizadas para este tipo de equipos y que para nuestro caso serían de 6 a 9 KV; si escogemos los pararrayos de voltaje nominal de 6 KV, tendremos una excelente protección del equipo; sin embargo aumentaríamos el riesgo de que falle el pararrayos y por lo tanto la posibilidad de una interrupción de servicio; en cambio, si utilizamos un voltaje demasiado alto, superior a los 9 KV, no obtendremos una protección adecuada.

Se ha escogido la tensión de 9 KV, principalmente en razón de que pararrayos de esta tensión nominal son los que han sido utilizados para la protección de los equipos eléctricos existentes en la zona, sin que se hayan reportado fallas en éstos. Con esta tensión de servicio para los pararrayos, dejamos un suficiente margen de seguridad, con respecto al segundo nivel básico de aislamiento que, como hemos dicho, es de 75 KV.

## CAPITULO X

### PUESTA A TIERRA DE LOS EQUIPOS DE LAS SUBESTACIONES.

Se hace necesario un buen sistema de tierra para los equipos de las subestaciones de transformación y distribución, por las siguientes razones:

- a) Seguridad del personal.
- b) Protección de equipos y aparatos contra daños por fallas eléctricas.
- c) medios para despejar fallas por cortocircuitos a tierra mediante el uso de relés.
- d) dar facilidades para una buena conexión del neutro del transformador.

Para seguridad del personal, deben ser conectadas a tierra todas las partes metálicas de los aparatos que van a ser utilizados, dentro de los cuales se incluirán: tanque del transformador de poder, estructuras metálicas del interruptor automático y de los reconectores, equipo de desconexión del switch desconectador, estructuras metálicas de las subestaciones, cajas de los transformadores de corriente, gabinetes, tubos conduit, fundas metálicas de los cables, etc. De manera que cualquier persona o animal que se acerque a ellos no resulte afectado, en la posibilidad de que alguno de los conductores con tensión se encuentre unido a ellos.

Los terrenos donde se colocarán los sistemas de tierra de las subestaciones, se comportarán como resistencias de tipo aglomerado, bajo estas condiciones la resistencia disminuye en función de la tensión aplicada. Para tensiones importantes, la superficie de contacto activo de la tierra se encuentra sensiblemente aumentada, por el hecho de formarse varios pequeños arcos en los espacios de aire entre la superficie metálica y el suelo. Para corrientes rápidamente variables, como las que se

presentarán en el caso de sobretensiones de origen externo, la capacidad interviene en paralelo con la resistencia para reducir en grandes proporciones la impedancia total del circuito.

La impedancia del circuito de tierra está compuesta por:

- a) de la resistencia del contacto entre el aparato protegido y el conductor de tierra.
- b) de la impedancia del conductor de tierra y de su conexión al electrodo y el terreno.
- c) de la resistencia entre el electrodo y el terreno.
- d) de la resistencia propia del electrodo.
- e) de la resistencia del terreno.

De lo anterior se deduce, que para reducir a un mínimo estas resistencias y por lo tanto la impedancia total del circuito, se hace necesario el uso de buenos contactos, tanto para unir los aparatos a los conductores de tierra, como para unir este conductor al electrodo o varilla de tierra, así mismo los conductores y las varillas de tierra deben tener alta conductibilidad y suficiente sección.

Sin embargo, lo que más afecta a la impedancia total del circuito de tierra, es la resistencia del terreno, la misma que depende de varios factores, como son: clase de terreno, humedad, temperatura, profundidad a que han sido instaladas las varillas de tierra, su número, diámetro y separación.

La tabla siguiente nos muestra el promedio de resistividad de varios tipos de terrenos:

Tipo de terreno	Resistividad.- Ohms/metro
Vegetal húmedo	10
Húmedo	10 <sup>2</sup>
Seco	10 <sup>3</sup>
Roca maciza	10 <sup>4</sup>

La subestación de transformación estará ubicada sobre terrenos vegetales húmedos, mientras que la subestación de distribución lo estará sobre un terreno arenoso y seco. Podemos

mejorar las calidades eléctricas de los terrenos por medios artificiales, por ejemplo, humedeciéndolos, ya que según se puede ver en la tabla anterior, la diferencia que hay en la resistividad de los terrenos húmedos y secos. Otra forma sería la de agregarle soluciones salinas.

Por otro lado, la resistencia específica de los terrenos no es uniforme en toda la zona, por lo que la distribución de la corriente tampoco lo será, así como también la distribución de los gradientes de potencial. Esta no uniformidad de la resistencia del terreno se produce porque la estructura químico-geológica de éstos no es uniforme, debido a que las lluvias al mojar la tierra de una forma superficial, aumentan la conductibilidad de las capas superiores. En consecuencia, existe la tendencia de profundizar la colocación de las varillas de tierra. Se consigue también la disminución de la resistencia, aumentando los diámetros de las varillas o colocándolas en paralelo. Al colocar varillas de tierra en paralelo, la resistencia disminuye notablemente, pudiendo decir que esta disminución es proporcional al número de varillas colocadas en paralelo.

El método más seguro y satisfactorio de reducir la gradiente de potencial en la superficie del terreno de las subestaciones, donde las intensidades a tierra pueden ser bastante elevadas, consiste en un entramado o enrejado formado por varias varillas en paralelo unidas entre sí por cables desnudos de sección conveniente; este enrejado, de acuerdo a las prescripciones, deberá extenderse por lo menos 90 centímetros más allá de la valla que rodea las subestaciones.

#### PLANEAMIENTO DEL SISTEMA DE TIERRA.

Todo sistema de puesto a tierra, comprende las tres siguientes partes:

- 1) circuitos conductores de unión.

2) electrodos o varillas de tierra.

3) tierra propiamente dicha.

Para el diseño y dimensionamiento de los circuitos conductores de unión, nos referimos a la tabla 65 del catálogo de Burndy No.50, en la que se muestran las capacidades de conducción de corrientes de cortocircuito en los diversos calibres de cables.

Corriente de cortocircuito	Calibre del cable
menos de 2.000 amperios	1/0 AWG
2.000 a 4.000 amperios	2/0 AWG
4.000 a 6.000 amperios	250 MCM
6.000 a 10.000 amperios	350 MCM
10.000 a 15.000 amperios	500 MCM
15.000 a 20.000 amperios	750 MCM
20.000 a 30.000 amperios	1.000 MCM

Al hacer el estudio de las corrientes de cortocircuito, calculamos que las corrientes de este tipo que pueden presentarse en la zona de la subestación de elevación son superiores a los 4.000 amperios; por lo tanto, el cable de tierra con el cual se formará la malla, debe tener una sección mínima de 250 MCM, mientras que en la subestación de distribución las corrientes de cortocircuito tienen valores inferiores a los 2.000 amperios, por lo que utilizaremos cable con una sección de 1/0 AWG.

Los cables que unen las partes metálicas de los diversos equipos de las subestaciones a la línea principal de tierra, será de acuerdo a nuestro planeamiento de calibre # 2 AWG; este mismo tipo de cable servirá para unir al sistema de tierra la valla que rodea a la subestación.

En cuanto se refiere a las características de las varillas de tierra, las hemos escogido de un diámetro de 5/8" y 6 pies de longitud y hechas de copperweld, que pueden conducir corrientes de cortocircuito superiores a los 5.000 Amperios; en cuanto a la profundidad a que serán enterradas las varillas,

corresponde a la longitud de éstas; vemos que de acuerdo a la fig.18, pasados los 2 metros no conseguimos disminuir mayormente la resistencia del terreno; la próxima longitud de varilla es la de 10 pies y su costo con respecto a la de 6 pies es de aproximadamente un 60% mayor.

Las varillas deberán estar separadas entre sí 2 metros; de acuerdo a la fig.18, se muestra que los valores de resistencia a partir de una distancia de 2 metros el aumento de la resistencia es de escaso valor.

Las varillas para formar la malla y las varillas que servirán de barras de tierra a los pararrayos estarán separadas, ya que debido a la alta frecuencia de las descargas, se recomienda la separación de los dos sistemas de puesta a tierra; la sección para las varillas de puesta a tierra de los pararrayos, de acuerdo a lo prescrito en las normas, debe ser igual a la mínima sección de las varillas de la subestación. Así mismo, con el objeto de evitar potenciales peligrosos que puedan pasar del sistema de tierra de los pararrayos al sistema de tierra general, se deberá, como ya se indicó, separar estos dos sistemas.

La fig.18 nos muestra la gradiente de potencia que existe al utilizar una sola varilla para la puesta a tierra de los pararrayos, comparada con el gradiente de potencial al utilizar varillas en paralelo. En el sistema de tierra de los pararrayos utilizaremos 4 varillas de copperweld, de iguales características que las varillas del sistema general de tierra.

A más de las varillas de la tierra general y de la puesta a tierra de los pararrayos, se han previsto varillas de tierra individuales para los diversos equipos de las subestaciones, tales como: transformadores de corriente, neutro del transformador de poder, interruptor automático general, reconectador automático, en la subestación de elevación y una varilla de tierra para cada uno de los reconectores, en la subestación de distribución.



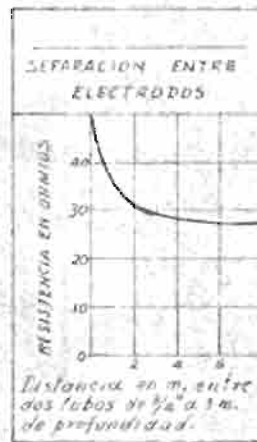
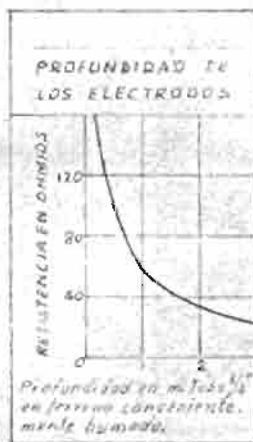
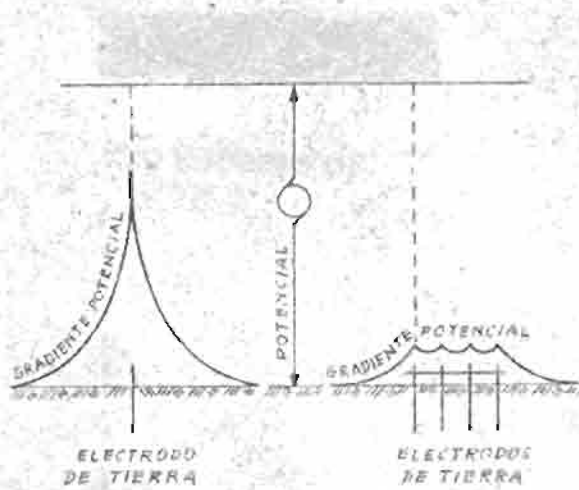


FIG. 18

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

- THE ART AND SCIENCE OF PROTECTIVE RELAYING.- C. Russel. Mason.  
Edit. Jhon Wiley Sons NC. New York. Public en 1956.
- APPLIED PROTECTIVE RELAYING.  
Edit. Westinghouse Electric Corporation. Segunda Edición 1958.
- SILENT SENTINELS.  
Edit. Westinghouse Electric Corporation. Segunda Edición 1950.
- ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK.  
Edit. Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation. Cuarta Edición 1950.
- TRANSFORMERS PRINCIPLES AND PRACTICE. J. B. Gibbs.  
Edit. Mac Graw Hill Engineering Books. 1949.
- EIGH VOLTAGE A.C. CIRCUIT BREAKERS.- S. Gerszonowics.  
Edit. George Newnes Limited. 1953
- TRANSMISSION AND DISTRIBUTION.  
Edit. Mac Graw Gill Engineering Books. 1958
- MANUAL DEL INGENIERO ELECTRICISTA.- A. E. Knowlton.- Tomos I y II.  
Edit. Editorial Labor S.A. 1953.
- Estaciones Transformadoras y de Distribución.- O. Zoppetti.  
Edit. Gustavo Gill S.A. 1955
- LINEAS Y REDES ELECTRICAS.- P. Marcellic.  
Edit. Ediar. 1957.
- POLIGRAFIADOS.- Profesor Ing. Vicente Jácome.  
POLIGRAFIADOS.- Profesor Ing. Honorato Placencia.  
POLIGRAFIADOS.- Profesor Ing. Galo Pazmiño.
- NORMAS AMERICANAS: ASA, NEMA, AIE.E: para:  
Transformadores de poder y de medida. Interruptores automáticos, reconectadores automáticos, pararrayos. Protección de equipos.
- CATALOGOS Y PUBLICACIONES DE:  
WESTINGHOUSE, sobre: transformadores de poder y de medida; interruptores automáticos, reconectadores, relés de protección y pararrayos.
- LINE MATERIAL: Reconectadores automáticos, pararrayos, fusibles, aisladores, estaciones transformadoras de intemperie.
- BURNDY: Barras colectoras. Equipos para puesta a tierra.  
B T H: Interruptores automáticos, pararrayos. Relé Buchholz.
- ENGLISH ELECTRIC: Transformadores de poder, pararrayos, relés

Buchholz.

ELECTROCERAMICA: Aisladores. Disyuntores de alta tensión.

