

116
20



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

Coordinación de las Protecciones de la
Subestación Eléctrica General No. 2 de
Ciudad Universitaria

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

Ingeniero Mecánico Electricista

P R E S E N T A N

L. CARLOS SOLORZANO GARCIA

LUCINO TREJO MONROY

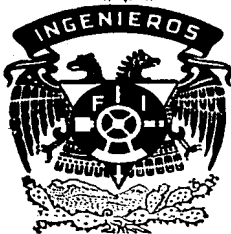
IGNACIO FDO. SUAREZ PELLYGER

J. CARLOS ARELLANO AGUILAR

ENRIQUE DIAZ GERMAN

DANIEL MEJIA CHAVEZ

Dir.: Ing. Francisco López Rivas



MEXICO, D. F.

1987.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

INDICE

I.	INTRODUCCION.....	1
II.	CARACTERISTICAS Y FUNCIONAMIENTO DE LOS DIFERENTES TIPOS DE RELEVADORES UTILIZADOS EN LAS PROTECCIONES.....	6
III.	CARACTERISTICAS GENERALES DE LA SUBESTACION No. 2 DE C. U.....	34
IV.	ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.....	65
V.	COORDINACION	110
	CONCLUSIONES.....	155

CAPITULO I

INTRODUCCION

Es innegable la influencia del desarrollo tecnológico en todas las actividades humanas y en las transformaciones de la sociedad.

La ingeniería como disciplina en la que la tecnología es el instrumento fundamental, ha participado a la vanguardia en la evolución social, y ha permitido, con la solución de problemas de toda índole, la ampliación de las expectativas de mejor vida para la humanidad.

En un país como el nuestro, en el que el crecimiento demográfico provoca necesidades ascendentes, de importante magnitud, la ingeniería ha jugado, pero sobre todo habrá de jugar, un papel de la más alta significación.

Coordinación, es la palabra clave, de suma importancia para la ejecución de una empresa cualquiera que fuese ésta.

En la elaboración de un proyecto eléctrico, la selección y coordinación de protecciones es una actividad que el ingeniero debe conocer satisfactoriamente. El presente trabajo pretende ser un estudio para efectuar las calibraciones adecuadas, de las protecciones de la subestación general No. 2 de Ciudad Universitaria.

En general, los sistemas eléctricos dedicados a la generación, transmisión y distribución de energía, ya sean indus-

triales, comerciales o domésticos, se desarrollan con el propósito común de suministrar, de la manera mas eficiente y económica posible, la energía eléctrica necesaria para la utilización de equipos y aparatos.

Los factores técnicos y económicos obligan a diseñar sistemas de distribución que proporcionen confiabilidad, seguridad y continuidad de operación, sabiendo que los equipos y aparatos eléctricos trabajan en situaciones en las que siempre esta latente la posibilidad de una falla.

Si un ingeniero proyectista, necesitara considerar sólo la operación normal, su trabajo sería relativamente sencillo, podría suponer que no van a existir fallas en el equipo, ni errores de operación, ni fenómenos imprevistos tales como inundaciones, incendios, rayos, etc., y así, sólo diseñaría una instalación capaz de producir, recibir y entregar energía eléctrica suficiente para satisfacer los requerimientos de la carga inicial con una tolerancia razonable para prever los crecimientos de la misma. Un diseño basado unicamente en los requerimientos de operación normal podría, en la practica, ser completamente inadecuado y dar por resultado intolerables desconexiones del equipo.

Cualquier diseño optimo de un sistema eléctrico de potencia debe basarse en las suposiciones de que el equipo fallara, la gente cometera errores y los fenómenos imprevistos ocurriran. La función del estudio de coordinacion de protecciones es minimizar los daños al sistema y sus componen-

tes, así como limitar la extensión y duración de la interrupción del servicio.

Las consideraciones económicas en la selección de las componentes, determinarán el grado de protección y coordinación con el que es factible diseñar un sistema. Los errores al diseñar un sistema de protección y coordinación que prevean al menos las condiciones mínimas de seguridad y confiabilidad requeridas, resultan en un funcionamiento insatisfactorio del sistema que se pretende proteger, ya que tratar de modificar una ya existente para hacer que alcance mayor grado de seguridad y confiabilidad, resulta mucho más costoso en muchos casos, menos satisfactorio que si las características faltantes se hubieran considerado desde el inicio del proyecto.

Para minimizar los efectos de cualquiera de las anomalías que se presentan tanto en el sistema, como en el equipo utilizado, debe hacerse el diseño de un sistema de protección tal que posea las siguientes características:

- 1.- Aislar rápidamente la parte afectada, mientras se mantiene normal el servicio en el resto del sistema, minimizando así los daños en la porción afectada.
- 2.- Disminuir la magnitud de la corriente para reducir los efectos potenciales que se pueden causar al sistema, sus componentes y al equipo que se alimenta.

3.- Proporcionar circuitos duplicados con dispositivos de transferencia automática y recierres, donde sean aplicables, para minimizar la duración y extensión de la desconexión del equipo de suministro o de utilización.

La función del sistema de protección puede definirse como "La detección y pronto aislamiento de la parte afectada del sistema cada vez que un corto circuito u otra anomalía se presente, lo que podría causar daños o afectar la operación normal de cualquier parte del mismo o de la carga".

El aspecto del sistema de protección es una de las características primordiales en el diseño de un sistema eléctrico y debe ser considerado simultáneamente con todas las características esenciales. Cualquier ingeniero proyectista competente debe tener en cuenta el aspecto de protección, al mismo tiempo que considerar todas las demás características del sistema eléctrico y desarrollarlo con el sistema de protección totalmente integrado, de modo que pueda ser bien coordinado.

Por tanto el estudio a realizar sobre la coordinación de protecciones de la Subestación general No. 2 de C.U. contemplará todos los aspectos mencionados anteriormente, ya que se ha observado que, las condiciones de operación han cambiado, por lo que es necesario una nueva calibración de las protecciones de la subestación.

Para poder realizar satisfactoriamente el estudio es necesario conocer los elementos de protección con que cuenta dicha subestación, dedicando a los relevadores especial interés. En nuestro caso la subestación alimenta principalmente cargas de alumbrado, ya que las cargas de fuerza son muy pequeñas, en comparación con las anteriores no se tomarán en cuenta en el estudio de corte circuito

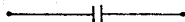
Con la realización de lo anterior, podrá entonces llevarse a cabo el estudio de una coordinación de las protecciones de nuestro interés, así mismo realizar de manera inmediata la calibración de los relevadores de la subestación

CAPITULO II

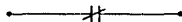
CARACTERISTICAS Y FUNCIONAMIENTO DE LOS DIFERENTES TIPOS DE RELEVADORES UTILIZADOS EN LAS PROTECCIONES

Se definirá en forma sencilla al relevador, como un dispositivo que por la acción de una magnitud eléctrica, de presión o temperatura abre o cierra un juego de contactos que forman parte de él.

De lo anterior se puede deducir, que básicamente un relevador se compone de un elemento de conexión o desconexión (Juego de contactos), y un elemento de operación (bobina). Refiriéndose al Juego de contactos con que cuentan los relevadores éstos son clasificados de acuerdo a la posición en la que se encuentran cuando el relevador no está operando y pueden ser normalmente abiertos (tipo a), o contactos normalmente cerrados (tipo b). Los primeros se tienen cuando



CONTACTO TIPO A



CONTACTO TIPO B

FIGURA II.0

los contactos se cierran al accionar el elemento de operación del relevador y viceversa para los segundos.

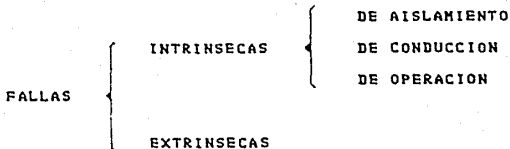
En cuanto a las funciones que tienen los relevadores dentro de los sistemas eléctricos de potencia, no es válido

mencionar que los relevadores impidan la ocurrencia de fallas, pero sí se puede afirmar, que cuando estas aparecen, los relevadores accionan mecanismos que impiden que las fallas se extiendan a lo largo de todo el sistema, aislando las partes dañadas, de las que se encuentran en buenas condiciones de seguir operando.

Y ya que fueron mencionadas las fallas, es conveniente abrir un paréntesis en este punto, para dar una breve explicación acerca de ellas.

Una falla en un sistema eléctrico de potencia, se puede definir como cualquier situación anormal de alguno de sus elementos constitutivos, que altere el funcionamiento correcto y llegue a hacer insostenible el servicio.

Las fallas son clasificadas de acuerdo a su origen como se muestra a continuación:



Las fallas intrínsecas son aquellas causadas por fenómenos internos en los elementos del sistema, y las tenemos, de aislamiento, que se dan cuando la corriente se desvía de su trayectoria normal; de conducción, que se tienen cuando existe alguna interrupción o discontinuidad en los elementos

conductores; y de operación, cuando los elementos del sistema son operados en forma incorrecta y sometidos a condiciones anormales de funcionamiento.

Las fallas extrínsecas son aquellas causadas por situaciones ajenas o externas al sistema.

Retomando el tema de los relevadores y sus funciones, se tiene que las principales son:

Determinar la parte dañada del sistema, el tipo de falla e iniciar un proceso para desconectar la parte dañada del resto del sistema y obtener así, un alto grado de continuidad en el servicio.

Con la protección por relevadores se pueden limitar en gran medida los daños al equipo y al personal.

Existen cuatro características que todo relevador debe cumplir, y son:

- SENSIBILIDAD
- CONFIABILIDAD
- SELECTIVIDAD
- VELOCIDAD

Algunos autores, además de las anteriores añaden las dos siguientes:

- SENCILLEZ
- ECONOMIA

Pero éstas dos últimas serán consideradas como implícitas en cualquier diseño o proyecto de ingeniería.

A continuación son definidas cada una de las primeras cuatro:

- **CONFIABILIDAD:** Significa que los relevadores deben tener una mínima probabilidad de falla en su operación.

- **SENSIBILIDAD:** Cualquier relevador deberá ser lo suficientemente sensible para poder funcionar aún con los valores mínimos de operación.

- **SELECTIVIDAD:** Deben tener la capacidad de poder distinguir entre las condiciones en las que deben operar y las condiciones en que no deben operar, asimismo elegir una operación retardada o instantánea.

- **VELOCIDAD:** Deberán operar en tiempos muy cortos en la ocurrencia de fallas severas, la velocidad de operación dependerá entonces de la magnitud de la falla y de la coordinación con otras protecciones del sistema.

De las clasificaciones de relevadores, una muy general, es la que se hace de acuerdo al principio de funcionamiento mediante el cual operan, y pueden ser:

- 1.- DE ATRACCION ELECTROMAGNETICA
- 2.- DE INDUCCION ELECTROMAGNETICA
- 3.- ESTATICOS

1.- En los relevadores que funcionan bajo el principio de atracción electromagnética, existe una fuerza de atracción generada por un electroimán, que actúa sobre un elemento móvil el cual tiene acción directa sobre los contactos del relevador para abrirlos o cerrarlos según el caso.

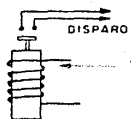


FIG. II.1

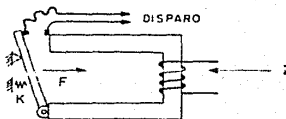


FIG. II.2

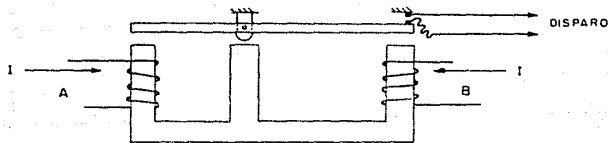


FIG. II.3

Observando las figuras II.1, II.2, y II.3, se deduce que al fluir una corriente a través de los devanados de la bobina, ésta produce un campo magnético que trata de concentrarse a través del circuito magnético, ejerciendo una fuerza sobre el elemento móvil del conjunto. Este tipo de relevador funciona con corriente alterna o corriente directa.

Dentro de los relevadores que funcionan con el principio

de atracción electromagnética, tenemos dos grupos: los llamados "de una sola magnitud" y los "direccionales".

Los de una sola magnitud reciben ese nombre debido a que son alimentados por una sola fuente de corriente o de tensión y pueden ser del tipo solenoide o el tipo armadura atraída.

Como se vió anteriormente en estos relevadores se genera una fuerza electromagnética que acciona el elemento móvil y esta puede ser determinada por la siguiente expresión:

$$F = K_1 I^2 - K_2$$

En la cual se desprecia el efecto de saturación, siendo:

F: La fuerza neta.

K₁: Una constante que involucra los parámetros físicos de la bobina y que nos permite hacer homogéneas las unidades de la expresión.

I: La magnitud de la corriente en la bobina.

K₂: La suma de fuerzas que impiden el desplazamiento del elemento móvil.

Los relevadores direccionales que cuentan con este tipo de funcionamiento, son alimentados por dos fuentes diferentes, lo cual le proporciona la capacidad de distinguir la dirección del flujo de una corriente o una polaridad determinada, de esta característica toma su nombre de direccional.

En la figura II.4, se puede observar el funcionamiento básico de esta clase de relevadores.

En ella se puede observar que la polaridad del "imán

de polarización" está determinado por la bobina de polarización y es fija, en cambio la polaridad magnética de la armadura móvil dependerá directamente del sentido en que fluya la corriente en la bobina actuante, provocando que la fuerza de actuación pueda generarse en dos sentidos diferentes.

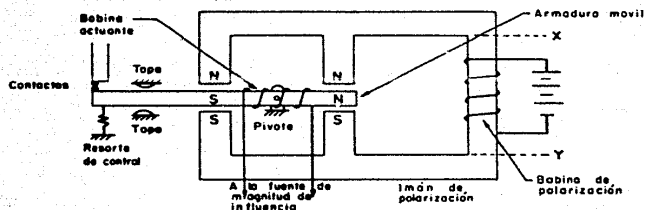


FIG. II.4

Al igual que en el caso anterior, la fuerza generada que actúa sobre el elemento móvil se puede determinar mediante una fórmula que resulta bastante similar.

$$f = K_1 I_p I_a - K_2$$

Donde:

F: Es la fuerza neta.

K_1 : Es la constante que involucra los parámetros físicos de las bobinas y hace homogéneas las unidades de la expresión.

I_p : Es la magnitud de la corriente en la bobina de polarización.

I_a : Es la magnitud de la corriente en la bobina de

la armadura.

K : Es la suma de fuerzas que impiden el movimiento de la armadura.

2.- Los relevadores que funcionan bajo el principio de inducción electromagnética, trabajan de manera análoga a un motor de inducción o a un watt-hourímetro.

En el caso de los relevadores, el funcionamiento puede ser fácilmente comprendido si se considera que el disco está constituido básicamente por un conjunto de conductores colocados uno a continuación del otro hasta formar una sola pieza. En dicho disco se inducen campos magnéticos que reaccionan con el que les dió origen, provocando un par que obliga al disco a girar, siendo la velocidad de giro del mismo, proporcional a la magnitud de la corriente que origina los flujos magnéticos.

Con ayuda de la figura II.5 que es presentada posteriormente, se explica someramente como se produce la fuerza en un fragmento del rotor (disco) que es atravesado por dos flujos producidos por corriente alterna, con la misma dirección.

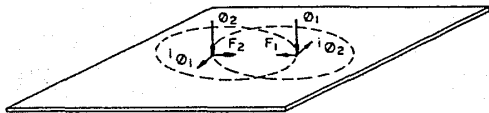


FIG. II.5

Los flujos ϕ_1 y ϕ_2 en la figura, son de magnitud variable en el tiempo, por lo que inducen una tensión a su alrededor cada uno de ellos sobre el rotor, las cuales producen corrientes que reaccionan entre sí, produciéndose las fuerzas F_1 y F_2 sobre el rotor.

Considerando que la variación de los flujos tiene una forma de onda senoidal, se pueden expresar ambos flujos en función del tiempo como sigue:

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

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

donde θ es el defasamiento que existe entre ϕ_1 y ϕ_2 .

Suponiendo despreciable la autoinducción que tienen en su trayectoria las corrientes i_1 e i_2 es posible suponer que éstas se encuentran en fase con sus respectivas tensiones:

$$i_1 \propto \phi_1 \cos \omega t$$

$$i_2 \propto \phi_2 \cos (\omega t + \theta)$$

De la figura se puede deducir que la fuerza neta será:

$$F = (i_2 - i_1) \propto (V_2 i_{y1} - V_1 i_{y2})$$

de donde:

$$F = \phi_1 \phi_2 \text{ sen } \theta$$

Por lo que se concluye que la fuerza producida que actúa sobre el disco es generada siempre y cuando existan los dos

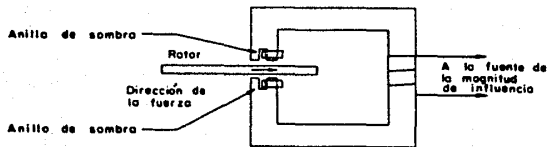
flujos con un ángulo de defasamiento entre ellos.

Una gran ventaja que presentan los relevadores de inducción es que pueden ser ajustados para operar en intervalos de tiempo diferentes, con lo que se obtienen diferentes formas en las curvas de tiempo contra corriente.

Estos relevadores no pueden ser utilizados con corriente directa, ya que el principio de funcionamiento se basa en las variaciones de magnitud de los flujos magnéticos producidos por las corrientes alternas.

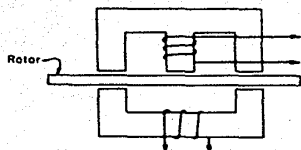
Al igual que los relevadores del tipo de atracción electromagnética, los relevadores de inducción se dividen en "direccionales" y de "una sola magnitud" siendo válidas para ellos las mismas características que se expusieron para los relevadores de atracción electromagnética.

Existen cuatro tipos de estructuras básicas con las que se pueden conformar relevadores del tipo de inducción, que pueden observarse en las siguientes figuras:



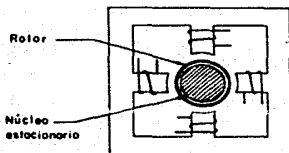
a) Estructura de polo sombreado

FIG. II.6



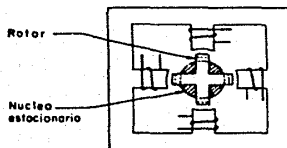
b) Estructura de walthorimetro

FIG. 11.7



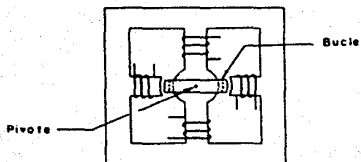
c) Estructura de tambor de inducción

FIG. 11.8



d) Estructura de anillo de doble inducción

FIG. 11.9



e) Estructura de anillo sencillo de inducción

FIG. 11.10

De las estructuras anteriores, la de la figura II.6 solo puede ser empleada como relevador del tipo de una sola magnitud, y todas las que restan pueden ser utilizadas indistintamente como direccionales o de una sola magnitud.

3.- Los relevadores estáticos han venido a sustituir a los relevadores con dispositivos electromecánicos a medida que los sistemas eléctricos se han vuelto más complejos, teniendo que fabricar elementos de protección más costosos y con una mayor dificultad para proporcionarles mantenimiento.

Con la utilización de circuitos y componentes, la mayoría de las veces electrónicos, se ha logrado obtener una variedad de funciones para protección que ha permitido desplazar en varios casos a los dispositivos electromecánicos que no han podido mejorar su diseño para satisfacer las necesidades de protección de algunos sistemas.

Englobando los diferentes tipos de relevadores estáticos, se enumeran las ventajas que tienen sobre los electromecánicos.

- 1.- Ausencia de contactos mecánicos, con lo que se eliminan la inercia y rebotes.
- 2.- Operación rápida
- 3.- Larga vida con bajo mantenimiento
- 4.- Mayor sensibilidad
- 5.- Bajo consumo de energía demandada a los TP's y TC's
- 6.- Empleo de circuitos integrados e impresos con la consecuente facilidad de producción en serie.

Los relevadores estáticos cuentan con los siguientes elementos básicos:

- a) Elementos de entrada o alimentación.
- b) Elementos de medición.
- c) Elementos de salida.
- d) Elementos de alimentación.

a) El elemento de entrada se constituye por circuitos que combinan de manera adecuada las señales proporcionadas por los transformadores de corriente y de potencial.

b) El elemento de medición es el encargado de determinar la operación del relevador enviando la señal de decisión al circuito de salida.

c) El elemento de salida se encarga de amplificar la señal binaria, multiplicarla y combinarla con ciertas señales.

d) El elemento de alimentación proporciona el voltaje de C.D. requerido por los circuitos del relevador.

Los relevadores estáticos son clasificados de acuerdo al elemento de medición con que cuentan, obteniéndose los diferentes grupos de relevadores:

- a) Electrónicos
- b) De transductores
- c) De puente rectificador
- d) De transistores
- e) Tipo Hall
- f) Tipo Gauss

a) Los relevadores electrónicos constituyen su unidad de medición de válvulas electrónicas y son el grupo de relevadores estáticos que se desarrolló primero, su aplicación actual se ve limitada al uso en relación por corriente portadora debido a las limitaciones que presentan sus circuitos electrónicos, entre las que se pueden mencionar: la existencia de un filamento incandescente que requiere de una fuente de bajo voltaje, la relativa corta vida de las válvulas electrónicas y su alto costo.

b) El relevador de transductor compone su elemento de medición básicamente de un núcleo magnético en el que hay dos grupos de devanados los cuales a su vez pueden constituirse por uno o más devanados enlazados magnéticamente.

Un grupo de devanados está destinado únicamente al control y el otro a la operación, operando con C.D. y C.A. respectivamente.

El transductor puede ser utilizado como comparador de amplitudes o de fases, obteniéndose una mayor sensibilidad en el segundo.

La ventaja del relevador transductor es que mecánicamente es muy sencillo, dependiendo la operación principalmente de los componentes estáticos, los cuales se pueden probar y verificar más fácilmente.

c) El relevador de puente rectificador está constituido primordialmente por dos puentes rectificadores con una bobina

móvil o relevador de hierro movi. polarizado. Su aplicación se ha venido incrementando con el desarrollo que han tenido los diodos semiconductores, obteniéndose actualmente como comparadores de fase o como comparadores de amplitud.

d) Los relevadores de transistores son los que han tenido un mayor desarrollo y actualmente, gracias a las características de los transistores, pueden reemplazar a los elementos funcionales que se usan en el relevador electromecánico. Este tipo de relevadores pueden ofrecer las ventajas de los relevadores de válvulas electrónicas pero sin las limitaciones que éstas presentan.

En un principio, los relevadores estáticos de transistores presentaron diversas limitaciones, como eran la variación de sus características a diferentes temperaturas y con el paso del tiempo, la baja capacidad de sobrecarga en un tiempo corto comparada con los relevadores electromagnéticos y el aumento de la probabilidad de falla al contar con mayor número de elementos y más conexiones eléctricas.

Pero en la actualidad, estas limitaciones han sido compensadas y se puede asegurar que cuando se habla de relevadores electrónicos o estáticos se trata de relevadores transistorizados.

e) Los relevadores estáticos tipo Hall reciben su nombre debido a que su funcionamiento está basado en un efecto que predomina en algunos semiconductores como los de arseniuro de indio, de antimonio de indio y fosfato de indio.

El efecto es utilizado para obtener una comparación de fase y consiste en obtener un voltaje de C.D. a partir de un flujo magnético y una corriente, siendo dicho voltaje proporcional al producto vectorial de ambas magnitudes.

A pesar de presentar dos grandes ventajas sobre los relevadores transistorizados como son: que no requiere una fuente de C.D. y que su construcción es mucho más simple, el elevado costo de cristal de Hall, los errores por temperatura y la baja salida no han permitido su aplicación práctica.

f) Los relevadores Gauss aprovechan la propiedad que tienen algunos semiconductores de variar su resistencia al ser atravesados por un campo magnético. El dispositivo actúa como un comparador de fases y resulta más conveniente que el de efecto Hall, ya que no requiere de una corriente polarizante para su funcionamiento, además de una mayor salida. Al igual que el relevador de efecto Hall presenta la desventaja de tener un alto costo.

A continuación se presenta un panorama general de los principales tipos de relevadores de protección que son utilizados en forma frecuente en los sistemas eléctricos de potencia. Serán mencionadas las principales características de operación y aplicación de cada uno de ellos, haciendo énfasis en aquellos de características similares a los que se encuentran operando actualmente en la subestación No. 2 de Ciudad Universitaria.

Se inicia la presentación con aquellos relevadores que se aplican para proteger a uno de los elementos más importantes dentro de una subestación eléctrica de potencia, como lo son los transformadores. Tal elemento se encuentra propenso a sufrir sobrecargas o cortocircuitos prolongados que pueden provocarle daños graves que afectarían seriamente la continuidad del servicio.

Dentro de las protecciones más comunes que son aplicadas a los transformadores de potencia de una subestación eléctrica, tenemos los siguientes tipos de relevadores:

- a) DIFERENCIAL
- b) BUCHHOLZ
- c) DE SOBRECORRIENTE

a) EL RELEVADOR DIFERENCIAL.

"Es aquel que funciona cuando el vector diferencia de dos o más magnitudes eléctricas similares excede una cantidad predeterminada".

Aunque su aplicación principal se enfoca a transformadores, también es utilizado frecuentemente en alguna sección de un circuito, en el arrollamiento de algún generador o en la protección de buses principales.

El relevador diferencial puede constituirse con cualesquiera de los arreglos fundamentales que se mencionaron y describieron anteriormente, ya que el funcionamiento depende únicamente del arreglo del circuito de conexiones.

El funcionamiento se apoya en el hecho de que cuando un transformador se encuentra operando normalmente, las corrientes que circulan por el devanado primario y por el devanado secundario, son proporcionales entre si en función de la relación de transformación del transformador de que se trate. Así, la función del relevador consiste en comparar dos magnitudes de corriente, la dirección de la potencia o los ángulos de fase relativos de las corrientes en los extremos del transformador protegido.

La figura II.11 muestra un diagrama simplificado con el cual será explicado el funcionamiento de este tipo de protección.

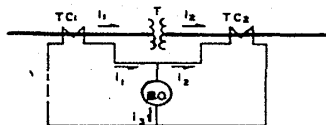


FIG. II.11

En condiciones normales de operación, la corriente I_1 que circula en el devanado primario del transformador T, induce una corriente i_1 en el devanado secundario del TC, al mismo tiempo, circula una corriente I_2 en el otro devanado del transformador T, la cual induce una corriente i_2 en el devanado secundario del TC. La relación de transformación de cada uno de los TC's se escoge de tal manera que las corrientes i_1 e i_2 sean iguales y el valor de la corriente i_3 que circula por la bobina de operación B.O. sea nula.

Teniéndose implementado un arreglo como el anteriormente descrito, es fácil comprender lo que sucedería en caso de presentarse una falla interna en el transformador T, que provocara alguna variación en cualquiera de sus corrientes I_1 o I_2 . Al suceder el disturbio se tendrá una diferencia de magnitudes de las corrientes inducidas i_1 e i_2 de los TC's, dando lugar a un incremento de la corriente i_3 , la cual, al circular por la bobina de operación B.O., accionaría los interruptores colocados a ambos extremos del transformador, desconectándolo completamente del resto del sistema.

De aquí resultaría fácil aplicar el principio de operación de la protección diferencial a otros elementos del sistema, teniendo en cuenta que las relaciones de transformación de los TC's y sus conexiones sean de la forma que no fluya ninguna corriente a través del relevador cuando el elemento que se este protegiendo se encuentre funcionando normalmente.

b) EL RELEVADOR BUCHHOLZ

El relevador buchholz consta basicamente de dos elementos principales que son: una cámara de recolección de gas y una válvula. Su funcionamiento aprovecha el hecho de que existen fallas que ocurren en los transformadores con aceite, que producen gases o provocan que el aceite mismo fluya a través de la valvula del relevador.

Las fallas pueden ser discontinuidades en los devanados del transformador, las cuales producen arcos electricos,

sobrecargas bruscas, cortocircuitos en los devanados o en el núcleo, descomposición química en aceite, etc.

Algunas de estas fallas no representan problemas graves en el funcionamiento del transformador, y en algunos casos son imperceptibles, pero a menudo o a largo plazo después de haber sido iniciada una falla de esta naturaleza, puede llegar a provocar fallas severas de consecuencias graves para el equipo.

Debido a las características de funcionamiento de este tipo de relevador, sólo puede ser empleado en transformadores enfriados por aceite que cuentan con tanque conservador.

Como se puede observar en la figura II.12, el relevador Buchholz se localiza instalado en el tubo que va del tanque del transformador al tanque conservador o de expansión.

La operación del relevador, como se mencionó anteriormente, es provocada por dos fenómenos; por una parte, al acumularse el gas producido por la desintegración o descomposición lenta del aislamiento en presencia de un arco eléctrico, se cierra un contacto que generalmente hace sonar la alarma o enciende alguna lámpara de señalización.

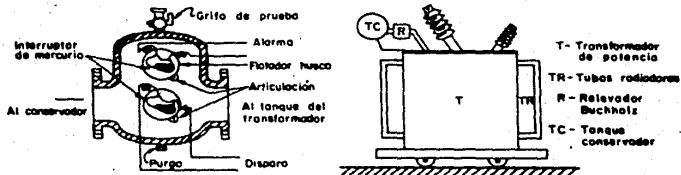


FIG. II.12

Por otra parte, el flujo de aceite a través de la válvula del relevador, producido generalmente por una falla severa, provoca el cierre de los contactos que por medio de un control ordenan la apertura de los interruptores que desconectan al transformador del resto del sistema.

c) EL RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE

La protección de sobrecorriente es utilizada para detectar fallas a tierra o entre fases, teniendo su mejor aplicación en sistemas industriales y de distribución de servicio eléctrico del tipo radial, ya que no es necesario que el relevador sea selectivo en cuanto a la dirección de la potencia, característica que resulta indispensable para las protecciones aplicadas a los sistemas en malla.

La principal ventaja que presenta esta protección es su bajo costo comparado con otros relevadores, siendo una poderosa razón para que en muchos casos sea utilizada en líneas de transmisión en lugar de un sofisticado relevador de distancia, pero en contraposición a lo anterior, su aplicación no es sencilla y necesita reajustes conforme el sistema vaya presentando cambios.

Dirigiendo ahora el enfoque hacia la forma en que operan éstos relevadores, se tienen cuatro tipos principales de ellos:

- 1.- De tiempo definido.
- 2.- De mínimo tiempo definido inverso.
- 3.- Muy inverso.
- 4.- Extremadamente inverso.

Las característica de operacion de cada uno de los tipos de relevadores, se obtiene aprovechando la saturacion de los circuitos magneticos, que es propia de cualquier relevador electromagnético, y de que el tiempo de operacion del relevador es de forma asintotica, tendiendo a un valor mínimo que depende del valor de la corriente.

En los relevadores de sobrecorriente se puede obtener un retardo intencional de operacion o hacerlos prácticamente instantaneos, reduciendo el tiempo de operacion a un valor mínimo, utilizando relevadores de armadura, no polarizada, y es muy útil para fallas que se presenten en puntos muy cercanos a la fuente suministradora o de corrientes muy altas siendo esta última característica la causa de que se utilice en grandes sistemas de potencia.

Los más frecuentes utilizados en sistemas industriales son los del tipo definido inverso y los de tiempo muy inverso, y la aplicacion de uno o de otro depende de la variacion que se tenga en los niveles de corriente de cortocircuito por el cambio frecuente de la fuente de potencia, prefiriendose el de tiempo muy inverso donde la variacion es amplia.

La aplicacion de los relevadores de sobrecorriente en transformadores que tienen interruptores es valida cuando no es justificable el costo de la proteccion diferencial, ya que esta última tiene una mayor sensibilidad.

Para los casos en que sean utilizados, deberán estar provistos de un elemento de tiempo inverso cuya puesta en trabajo pueda ajustarse un poco más elevada que la corriente nominal de carga máxima en casi 150% y con un retardo adecuado para ajustarse y coordinarse con el equipo de protección adyacente para fallas externas.

Estos relevadores, utilizados en transformadores, proporcionan también protección de respaldo a otros dispositivos del sistema.

Una gran desventaja que presentan los relevadores de sobrecorriente, descritos anteriormente, consiste en la dificultad para emplearlos eficazmente conforme el sistema que se intenta proteger se vuelve más complejo y cuenta con más de una fuente, ya que en estos casos la corriente de carga y de falla pueden fluir en ambas direcciones. Para dar solución a estos casos, son utilizados los relevadores direccionales de los cuales ya fue mencionado el principio básico de funcionamiento.

Los relevadores direccionales constituyen una familia amplia de dispositivos que tienen como característica fundamental la capacidad de poder distinguir la dirección que toma en determinados momentos el flujo de energía.

Como se explicó anteriormente, el relevador direccional opera y efectúa la medición comparando el módulo y fase del voltaje y la corriente, siendo muy importante para aplicarlo

correctamente, escoger el método de inserción en el cual el ángulo resulte más favorable al par máximo.

Otra desventaja que presentan los relevadores de sobrecorriente en grandes redes, es que los ajustes de tiempo para tener una buena coordinación resultan inadecuados, ya que se llegaría a ajustes de tiempos muy largos en los relevadores cuya ubicación fuera en los más lejanos escalones, con lo cual se tendría un tiempo de desconexión demasiado alto en el caso de presentarse una falla, en la zona protegida por estos últimos dispositivos, lo cual podría conducir a problemas de sincronismo en las máquinas o en las instalaciones de tipo industrial, por la caída prolongada de voltaje.

Estos problemas vinieron a ser solucionados por los relevadores denominados de distancia, cuyo principio de funcionamiento es tal que el tiempo de operación mantiene una proporción directa a la distancia en que se produce la falla, de tal manera que al presentarse alguna falla en cierto punto de la red, los relevadores que se encuentren más cercanos al punto fallado operaran en tiempos menores que los relevadores más lejanos.

Con estos relevadores se obtienen grandes ventajas en la protección de líneas de mediana y alta tensión ya que funcionan además como protecciones de respaldo a secciones adyacentes, obteniéndose la selectividad por medio de las características direccionales de los propios relevadores.

El principio de funcionamiento de los relevadores de distancia está regido por la relación cociente que guardan entre sí el voltaje y la corriente en el punto que se encuentra ubicado el relevador.

De tal manera que el tiempo de operación del relevador aumenta en razón directa al valor que tome el cociente $z=v/i$. Y ya que la impedancia es una medida eléctrica de la longitud de una línea de transmisión esta ha sido la razón para nombrar así a estos relevadores.

En la siguiente figura se puede observar el concepto de impedancia y más adelante se explicará la forma de operación.

Si se considera que el relevador tiene conectados sus sensores en el punto k de la línea representada en la figura 11.13, siendo V e I el voltaje y corriente de falla respectivamente el relevador "comparará" el valor de $Z = V/I$

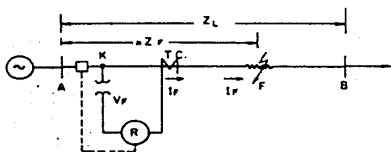


FIG. 11.13

con el valor al que se encuentre ajustado, operando si el valor de la impedancia en el momento de falla es menor al de ajuste.

La característica de funcionamiento de un relevador de distancia se muestra generalmente en un diagrama de impedancia o bien diagrama R-X, ver figura II.14

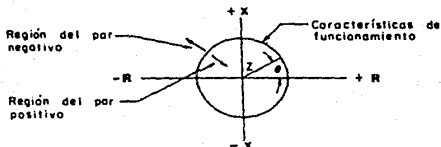


FIG. II.14 DIAGRAMA R-X
DE UN RELEVADOR DE DISTANCIA

El valor que toma la relación de V a I aparece en el diagrama como la magnitud del vector Z , y el ángulo de fase entre V e I se representa por θ . El par en el relevador variará de acuerdo a la magnitud de Z .

En la construcción de este tipo de relevador se utilizan estructuras básicas como las descritas al principio de este capítulo como son las de polo sombreado o las de wattorímetro y en los de alta velocidad pueden ser utilizadas las estructuras de atracción magnética de balanza, de tambor, copa de inducción o de anillo doble.

El concepto de relevador de distancia es utilizado indistintamente para designar a un grupo completo compuesto por los relevadores de impedancia, de reactancia, tipo MHO, de impedancia modificado, de MHO con desplazamiento, de característica elíptica y de características trapezoidales, y

son mencionados por la importancia que representa su utilizacion en las lineas de transmision.

Como parte final de este capitulo, son mencionados algunos dispositivos de proteccion que son utilizados mas frecuentemente con el numero correspondiente que le ha sido asignado por el IEEE y los cuales son reconocidos por la norma ANSI C37-2, 1970.

En la mayoria de los diagramas electricos que se basan en estas normas o que se ven influidos por ellas son utilizados y reconocidos estos numeros para identificar casi cualquier dispositivo utilizado con fines de proteccion.

- 21 RELEVADOR DE DISTANCIA.- Es un dispositivo el cual funciona cuando la admitancia, reactancia o impedancia de un circuito crece o decrece a traves de limites predeterminados.
- 25 DISPOSITIVO DE SINCRONISMO.- Permite o no el paralelaje de dos circuitos dependiendo de que se encuentren dentro de ciertos limites la frecuencia, el voltaje y el angulo de fase.
- 27 RELEVADOR DE BAJO VOLTAJE.- Dispositivo que funciona cuando el valor del voltaje cae por debajo de un valor determinado.

- 49 RELEVADOR TERMICO PARA MAQUINA O TRANSFORMADOR.- Es un dispositivo que detecta la temperatura de los devanados de un transformador o de la armadura de una máquina y funciona cuando esta rebasa un valor predeterminado.
- 50 RELEVADOR INSTANTANEO DE SOBRECORRIENTE O RELEVADOR INDICE DE CRECIMIENTO.- Es un dispositivo que funciona instantaneamente para un valor excesivo de corriente o un alto indice de crecimiento indicando así una falla en el aparato o circuito que se está protegiendo.
- 51 RELEVADOR DE TIEMPO DE SOBRECORRIENTES EN AC.- Es un dispositivo con característica de tiempo definido o tiempo inverso el cual funciona cuando la corriente en circuito de AC excede de un valor predeterminado.
- 59 RELEVADOR DE SOBREVOLTAJE.- Es un dispositivo que funciona al alcanzarse un valor dado de sobrevoltaje.
- 79 RELEVADOR DE RECIERRE EN CORRIENTE ALTERNA.- Es un dispositivo que controla el recierre automatico y bloqueo de un interruptor de circuito de AC.
- 81 RELEVADOR DE FRECUENCIA.- Es un dispositivo que funciona sobre un valor predeterminado de frecuencia. Por arriba o por abajo de la frecuencia normal del sistema, o con un cierto indice de cambio en la frecuencia.

CAPITULO III

CARACTERISTICAS GENERALES DE LA SUBESTACION

No. 2 DE C.U.

1.- GENERALIDADES DE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS:

Se entiende por instalación eléctrica al conjunto de aparatos y accesorios destinados a la producción, distribución y utilización de la energía eléctrica.

Una subestación eléctrica es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos que tienen como finalidad modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión y corriente), y de proveer de un medio de interconexión y suministro entre las diferentes líneas de un sistema.

Es muy difícil hacer una clasificación precisa de las subestaciones eléctricas, pero de acuerdo con sus diferentes características podemos dar la siguiente clasificación:

a). Por su operación

1. De corriente alterna
2. De corriente directa

b). Desde el punto de vista de la función que desempeñan las subestaciones se pueden clasificar en:

1. Subestaciones en las plantas generadoras o centrales eléctricas.

2. Subestaciones receptoras primarias:

- Elevadoras
- Receptoras reductoras
- De enlace o distribución
- De switcheo o de maniobra
- Convertidoras o rectificadoras

3. Subestaciones receptoras secundarias

- Reductoras
- Elevadoras
- Distribuidoras
- De enlace

c). Las subestaciones se clasifican por el tipo de instalación como:

- Subestaciones tipo intemperie
- Subestaciones tipo interior
- Subestaciones tipo blindado o compacta

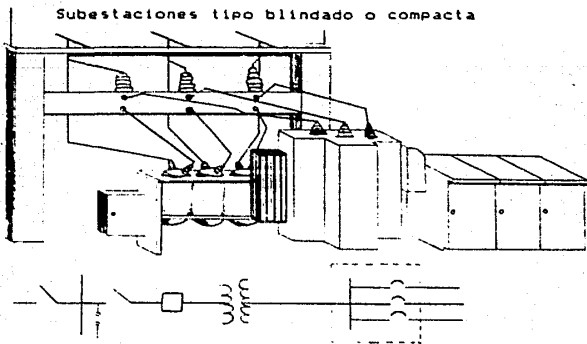


FIG. III.0

1.2 DESCRIPCION DE LOS DIFERENTES TIPOS DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

1.- SUBESTACIONES EN LAS PLANTAS GENERADORAS O CENTRALES ELECTRICAS

Estas se encuentran adyacentes a las centrales eléctricas, o plantas generadoras de electricidad para modificar los parámetros de la potencia suministrados por los generadores, para permitir la transmisión en alta tensión en líneas de transmisión, a este respecto se puede mencionar que los generadores pueden generar tensiones entre 5 y 25 KV, y la transmisión, dependiendo del volumen de energía y la distancia se puede efectuar a 69,85,115,138,300 ó 400 KV. En algunos países se emplean tensiones de transmisión de 765,800 y hasta 1200 KV en C.A.

La disposición de las barras colectoras en este tipo de plantas generadoras, son producto de un análisis que se conjuga con la importancia que tendrá en la instalación, o sistema eléctrico del que forma parte, y se pueden emplear diferentes configuraciones de barras (buses). A continuación veremos las más comunes:

a). Disposición con barras colectoras simples.- Esta disposición, se puede emplear en plantas generadoras termoeléctricas o hidroeléctricas, de una capacidad relativamente baja, y que no forme parte fundamental del suministro de energía eléctrica al sistema.

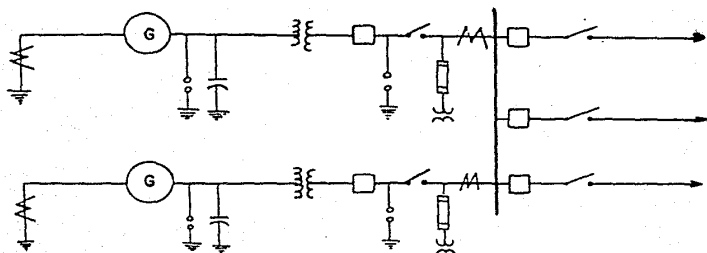


FIG. III.1 SISTEMA DE BARRAS COLECTORAS SIMPLES

b). Sistema con barra de transferencia.- En este esquema técnicamente se puede decir, es más cómodo y seguro ya que cada línea puede permanecer en servicio aún cuando su interruptor se encuentre fuera de servicio por mantenimiento o reparación, ya que el interruptor de transferencia adopta estas funciones.

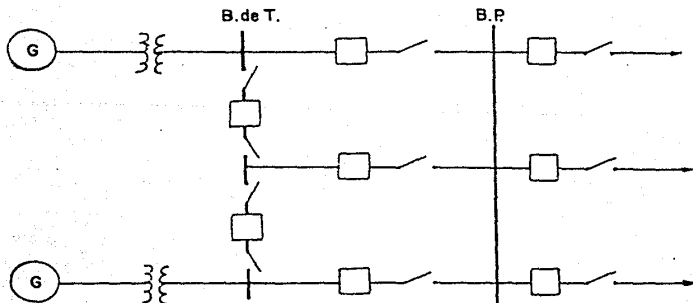


FIG. III.2 SISTEMA CON BARRA DE TRANSFERENCIA

II. SUBESTACIONES RECEPTORAS PRIMARIAS

Estas son alimentadas directamente de las líneas de transmisión y reducen la tensión a valores menores para los sistemas de subtransmisión o las redes de distribución, de manera que dependiendo de la tensión de transmisión se pueden tener en su secundario tensiones del orden de 115.09 y evidentemente 34.5, 13.2, 6.9 o 4.16 KV.

Para cada nivel de tensiones de la subestacion se emplea normalmente un esquema con barras colectoras dobles y con interruptor paralelo. En algunos casos para aumentar posteriormente la seguridad de operaciones en las subestaciones mas importantes de un sistema, se emplea tambien una barra de transferencia en el sistema de barras dobles.

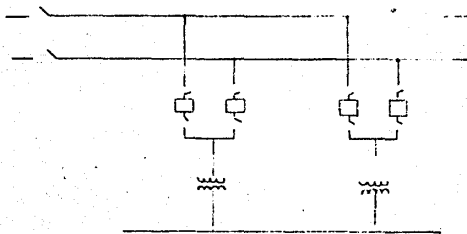


FIG. III.3 DIAGRAMA DE UNA SUBESTACION RECEPTORA PRIMARIA

III. SUBESTACIONES RECEPTORAS SECUNDARIAS

Estas son, por lo general alimentadas por las redes de subtransmisión, y suministran la energía eléctrica a las redes de distribución a tensiones comprendidas entre 34.5 y 6.9 KV.

En el siguiente diagrama unifilar típico, se ve lo que puede ser una subestación receptora secundaria, en la cual, se distingue un sistema de barras sencillo que conecta directamente a la línea de alimentación, con el transformador de la instalación. En este arreglo, el uso de un interruptor longitudinal es poco común, y sólo se emplea en aquellos casos en donde, por condiciones muy especiales de mantenimiento, así se quiere. El empleo de interruptores tripolares es más común, para evitar problemas en la red de suministro en caso de desconexión por alguna causa, en la subestación receptora secundaria.

Es práctica normal no usar más de dos transformadores en este tipo de subestaciones, y con potencias que no excedan a los 25 MVA.

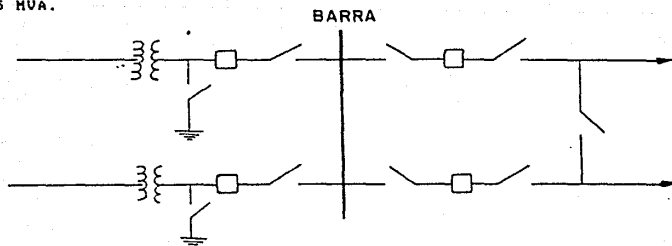


FIG. III,4 ARREGLO TÍPICO DE UNA SUBESTACION RECEPTORA SECUNDARIA

IV SUBESTACIONES TIPO INTEMPERIE

Estas estaciones se construyen en terrenos expuestos a la intemperie y requieren de un diseño, aparatos y máquinas capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, e inclemencias atmosféricas diversas), por lo general se adoptan en los sistemas de alta y extra alta tensión.

V SUBESTACIONES TIPO INTERIOR

En este tipo de subestaciones los aparatos y máquinas que se usan están diseñadas para operar en interiores, esta solución se usaba hace algunos años en la práctica europea, actualmente son pocos los tipos de subestaciones tipo interior y generalmente son usadas en las industrias incluyendo la variante de las subestaciones del tipo blindado.

VI SUBESTACIONES TIPO BLINDADO O COMPACTA

En estas subestaciones los aparatos y las máquinas se encuentran muy protegidos, y el espacio necesario es muy reducido en comparación a las construcciones de subestaciones convencionales, por lo regular, se usan en el interior de fábricas, hospitales, edificios y centros comerciales que requieren de poco espacio para estas instalaciones, actualmente en este tipo de instalaciones se utiliza el hexafluoruro de azufre como medio aislante y refrigerante. Se usan generalmente en tensiones de distribución y utilización.

De lo anterior, podemos afirmar que la subestación No. 2 de C.U. se clasifica, de acuerdo con su función, en una subestación receptora secundaria; y de acuerdo con su instalación, es una subestación tipo intemperie.

1.3 PRINCIPALES ELEMENTOS QUE FORMAN LA SUBESTACION No. 2

Siempre es conveniente tener una idea de cuales son los principales componentes que constituyen una subestación eléctrica, así como la función que desempeñan dentro de los sistemas, con objeto de analizar con mayor propiedad las características más importantes para una aplicación específica.

En particular para aquellos estudiantes que se inician con los problemas de diseño, es útil saber qué características resaltar de entre otras para un equipo, aparato o parte de una instalación, ya que se corre el riesgo de que por desconocimiento de algunos conceptos, se incurra en errores de apreciación o de selección.

Cabe mencionar que todos los elementos de una subestación eléctrica tienen una función que desempeñar, y cada uno es importante de acuerdo a la ubicación que guardan dentro de la instalación, sin embargo es obvio, que es necesario conocer con cierto detalle aquellos elementos que por la función que desempeñan resultan de mayor importancia.

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION
2	PZA.	Apartarrayo tipo estación intemperie para operar en un sistema de 20 KV con neutro a tierra. No. cat. IVL Mca., Westinghouse.
1	EB.	Equipo de medición (instalado por la compañía que suministra la energía)
6	PZA.	Cuchillas desconectadoras tipo intemperie 1 polo, simple tiro 23 KV. 400 A., tipo de montaje vertical, operación con pértiga No. Cat. 23423, marca I.U.S.A.
3	PZA.	Cuchilla portafusible tipo intemperie 1 polo, simple tiro, operación con pértiga con fusible de 7 A. 23 KV. No. de cat. 23423 marca S.&.C.
1	PZA.	Tablero blindado tipo intemperie compuesto de 9 gabinetes de acero, para el control y protección del secundario de tres transformado-

res de potencia, 1 gabinete para los circuitos de alimentación 3 fases, 3 hilos, 6.3 KV., 60 Htz., para alojar interruptores en vacío tipo POWER/VAC marca General Electric 1200 A. 7.2 KV. 3 polos, simple tiro, operación eléctrica; Juego de barras colectoras de bus, aisladas para 2000 A. y conexión también aislada, marca General Electric.

1 PZA. Transformador de distribución, sumergido en aceite de 45 KVA 20,000/240-120 V. \pm 25%, 3 ϕ , 60 Hz. Tipo estación intemperie, marca IEM.

1 PZA. Interruptor en aceite 3 polos, simple tiro 23 KV, 1200 Amp. de capacidad nominal, 500 MVA de capacidad interruptiva, tipo 60-2. Operación en grupo neumática con transformadores de corriente tipo aislador y adaptadores para terminal de tubo de 25 mm de ϕ , marca Westinghouse.

- 3 PZA. Transformadores de potencia tipo intemperie, enfriamiento por circulación de aceite y aire forzado, 2.5/3.125 MVA DR/FA, 20/63 KV, 3 fases: 60 Hz, cambiador de derivaciones +/- 2.5%, 2 arriba y 2 abajo del voltaje nominal; marca IEH.
- 3 PZA. Electroducto de barras aisladas tipo interior de 75 KV., 600 Amp., a 3 fases y 60 Hz, marca General Electric.
- 3 PZA. Cadenas de tensión compuesta por 3 aisladores de suspensión de porcelana, 254 mm O, clase: ANSI-NEMA-ASA 525 No. de cat. N-12. Marca OHIO BRASS.
- 33 PZA. Aislador de porcelana tipo poste para aparatos 23 KV. BIL-170 KV., clase ANSI-NEMA-ASA TR-7. Medida 267 por 305 mm. No. Cat. 2123 marca IUSA.
- 3 PZA. Clemas de sujeción para tubo de 25 mm O. Cat. LH 15-3 marca BURNDY

- 40 PZA. Tubo de cobre IPS para uso eléctrico de 25 mm ϕ , por 6.10 m de longitud, marca IUSA.
- Cable de cobre desnudo, semiduro, calibre 4/0 AWG marca CONDUMEX.
- 24 PZA. Conector derivación "T" de tubo de 25 mm de diámetro, cat. No. NT-1515, marca BURNDY.
- 3 PZA. Conector terminal p/cable calibre 4/0 AWG a barra plana, No. cat. KA-29, marca BURNDY
- 6 PZA. Conector recto de expansión para tubo de 25 mm de diámetro, No. de cat. XP-1515, marca BURNDY.
- 3 PZA. Conector derivación "T", de tubo de 25 mm de diámetro, cable 4/0 AWG, No. de cat. 1528, marca BURNDY.

DESCRIPCION DE LOS DIFERENTES COMPONENTES DE LA S. E. 2

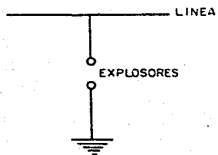
APARTARRAYOS

El apartarrayos es un dispositivo que nos permite proteger las instalaciones contra sobretensiones de origen atmosférico o de operación

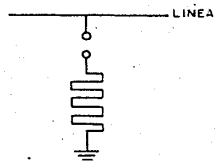
Este dispositivo se encuentra conectado permanentemente en el sistema, opera cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud, haciendo circular la corriente a tierra.

Su principio general de operación, se basa en la formación de un arco eléctrico entre los explosores, cuya separación esta determinada de acuerdo con la tensión a la que se va a operar.

La función del apartarrayos no es eliminar las ondas de sobretensión presentadas durante descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales para las máquinas del sistema.



a) Apartarrayos
tipo valvular



b) Apartarrayos tipo
resistencia variable

FIG. III.5

Los tipos más comunes de apartarrayos son: el tipo valvular y el tipo de resistencia variable, los cuales se representan en figura anterior.

CUCHILLAS DESCONECTADORAS

Son dispositivos de maniobra capaces de interrumpir en forma visible la continuidad de un circuito, pueden ser maniobrables bajo tensión pero en general sin corriente ya que poseen una capacidad interruptiva casi nula, aunque algunas veces y agregando algunos aditamentos se pueden operar con carga, hasta ciertos límites.

Clasificación de cuchillas desconectadoras

Por su operación

- a) Con carga (con tensión nominal)
- b) Sin carga (con tensión nominal)

Por su tipo de accionamiento

- a) Manual
- b) Automático

Por su forma de desconexión

- a) Unipolares
- b) Tripolares
- c) Unipolar de rotación
- d) Tripolar giratoria

- e) De apertura vertical
- f) Tipo pantógrafo o separador de tijera

Características principales

- a) Se emplean en baja tensión y tensiones medias con corrientes hasta de 1000 ó 1500 Amp.
- b) Se utilizan en sistemas de 85 a 230 KV.

CUCHILLA PORTAFUSIBLE

La cuchilla portafusible es un elemento de conexión y desconexión de circuitos eléctricos. Tiene dos funciones: como cuchilla desconectadora y como elemento de protección.

El elemento de protección lo constituye el elemento fusible, que se encuentra dentro del cartucho de conexión y desconexión.

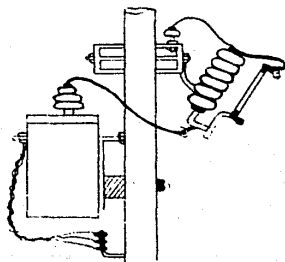


FIG. III.6

FUSIBLES

El uso de fusibles para la protección contra el corto circuito ó contra sobrecargas en los sistemas de baja tensión, ha sido muy común por la simplicidad y el bajo costo que estos representan, estas características hacen que también sean usadas en circuitos de mediana tensión.

La principal función del fusible la desarrolla el elemento fusible propiamente dicho, el cual se le deja la función de soportar sin calentamiento excesivo la corriente nominal y de fundirse durante un tiempo determinado cuando la corriente supera el límite máximo de fusión previsto, este tiempo depende de la densidad máxima de corriente del elemento fusible y otras características como su resistividad, calor específico, etc.

Un fusible se puede definir con las siguientes características:

- Tensión nominal
- Corriente nominal
- Capacidad interruptiva

Los fusibles que se emplean en los circuitos de alta y mediana tensión son de dos tipos:

- De expulsión
- De ácido bórico

TRANSFORMADOR

El transformador está considerado como el elemento más importante de una subestación de C.A., y se puede definir como sigue:

Un transformador es un dispositivo que:

Transfiere energía de un circuito a otro, haciendo esta función bajo el principio de inducción electromagnética, sus circuitos están eslabonados magnéticamente y aislados eléctricamente; transfiere la energía manteniendo la frecuencia constante, dicha transferencia la hace generalmente como un cambio de tensión, aunque esto no es necesario.

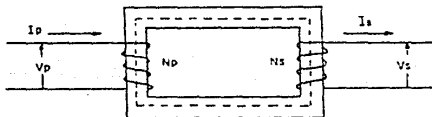


FIG. III.7 DIAGRAMA ELEMENTAL DE UN TRANSFORMADOR

CLASIFICACION DE LOS TRANSFORMADORES

Los transformadores se puede n clasificar por:

- a) La forma de su núcleo
 - Tipo columnas
 - Tipo acorazado
 - Tipo envolvente

- Tipo radial
- b) Por el número de fases
 - Monofásico
 - Trifásico
- c) Por el número de devanados
 - Dos devanados
 - Tres devanados
- d) Por el medio refrigerante
 - Aire
 - Aceite
 - Líquido inerte
- e) Por el tipo de enfriamiento
 - Tipo OA
 - Tipo OA/FA
 - Tipo FOA
 - Tipo OU
 - Tipo A/A
 - Tipo AFA
- f) Por su regulación
 - Regulación fija
 - Regulación variable con carga
 - Regulación variable sin carga
- g) Por la operación
 - De potencia
 - De distribución

-De instrumento

ECUACIONES FUNDAMENTALES

Las ecuaciones fundamentales de un transformador son:

La de relación de transformación: considerando un transformador monofásico

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s} ; \frac{V_p}{V_s} = \frac{I_s}{I_p}$$

$$K_n = \frac{V_p}{V_s} \implies = \frac{I_s}{I_p}$$

Donde:

V_p : Tensión del primario

V_s : Tensión del secundario

N_p : Número de espiras del primario

N_s : Número de espiras en el secundario

I_p : Corriente en el primario

I_s : Corriente en el secundario

K_n : Relación de transformación

La ecuación de la tensión inducida en el primario es:

$$V_p = 4.44 \Phi f N_p \times 10^{-8} \quad \text{volts}$$

Donde:

Φ : Líneas de flujo magnético (en maxwells)

f : Frecuencia de operación del transformador (ciclos/seg).

Para el secundario, la ecuación de la tensión inducida es:

$$V_s = 4.44 \phi f N_s \times 10^{-8} \quad \text{volts}$$

La ecuación de potencia del transformador es:

$$P = KVI \quad [\text{KVA}]$$

$$P = KV \cos \theta \quad [\text{KW}]$$

Donde:

KV: Tensión en kilovolts

$\cos \theta$: Factor de potencia de la carga alimentada por el transformador

La potencia por suministrar se puede calcular como sigue:

$$P = V_s I_s = \frac{V_s^2}{Z}$$

Donde:

Z: Impedancia de la carga por alimentar

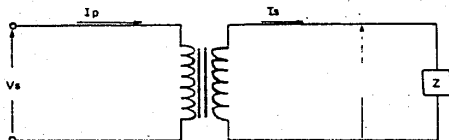


FIG. 111.8

CONEXION EN PARALELO DE LOS TRANSFORMADORES

Se dice que dos transformadores estan operando en paralelo, cuando sus primarios estan conectados a la misma fuente de alimentaci3n y sus secundarios a la misma carga.

Los transformadores se operan en paralelo por las siguientes razones:

- a) Para lograr un incremento en la capacidad de una instalaci3n, frecuentemente se presenta el aumento de carga, por lo que es necesario aumentar esa capacidad. En vez de comprar un transformador m1s grande, se instala en paralelo con el ya existente, otro de capacidad igual a la nueva demanda; esto resulta econ3micamente m1s conveniente.
- b) Para dar flexibilidad de operaci3n al sistema (continuidad de servicio).

Para que los transformadores operen correctamente en paralelo se deben cumplir los siguientes requisitos:

- a) Que tengan iguales tensiones en sus primarios y secundarios (igual relaci3n de transformaci3n)

- b) Que tengan el mismo desplazamiento angular, o sea la misma conexi3n (si un transformador tiene conexi3n delta-estrella, el otro debe tener la misma conexi3n).

- c) Deben conectarse con la misma secuencia de fases.

d) Que tengan igual por ciento de impedancia.

e) Deben tener la misma frecuencia de operación.

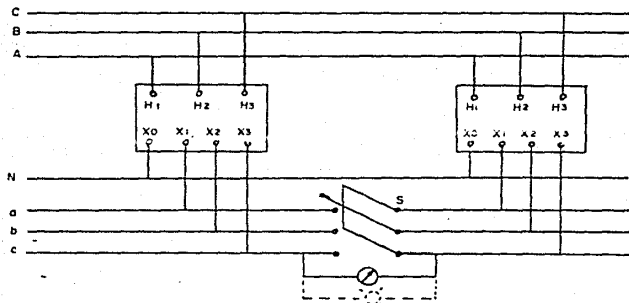


DIAGRAMA DE CONEXION DE DOS TRANSFORMADORES EN PARALELO

Antes de cerrar las cuchillas S, que ponen en paralelo a los transformadores, se deben tener las siguientes precauciones:

a) Unir los neutros mediante un cable.

b) Verificar que no haya diferencia de potencial entre los puntos a conectar, para lo cual se emplea un volómetro o una lámpara como se indica en la figura anterior.

c) Comprobar con un secuencímetro que tengan la misma secuencia de fases.

- d) Verificar que los taps o derivaciones tengan la misma posición.

CONEXION DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS EN BANCOS TRIFASICOS

En muchas subestaciones eléctricas, es conveniente instalar transformadores monofásicos en conexión trifásica, en lugar de transformadores trifásicos. Con esto se obtienen las siguientes ventajas:

- a) La carga se divide en tres transformadores en partes iguales.
- b) Se tiene continuidad de servicio, haciendo un banco de cuatro transformadores monofásicos: tres en operación normal y uno de reserva.
- c) Se puede trabajar con tensiones muy elevadas, debido a que las tres fases se encuentran separadas, no como en el caso de un transformador trifásico, que se tiene en un mismo tanque.

La conexión en banco trifásico tiene algunas desventajas como las siguientes:

- a) Es un poco más caro comprar tres transformadores monofásicos que uno trifásico.

b) Ocupa más espacio en la subestación que un transformador trifásico.

Las conexiones más comunes de transformadores monofásicos en bancos trifásicos son:

- a) Delta-Delta
- b) Delta-Estrella
- c) Estrella-Estrella
- d) Estrella-Delta

TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTO

Se denominan transformadores para instrumento los que se emplean para alimentación de equipos de medición, control o protección. Los transformadores para instrumento se dividen en dos clases:

1. Transformadores de corriente
2. Transformadores de potencial

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Se conoce como transformador de corriente, a aquel cuya función principal es cambiar el valor de la corriente, de uno más ó menos elevado, a otro, con el cual se pueden alimentar

instrumentos de medición, control o protección, como amperímetros, wattímetros, instrumentos registradores, relevadores de sobrecorriente, etc.

Su construcción es semejante a cualquier transformador, ya que fundamentalmente consiste de un devanado primario y un devanado secundario. La capacidad de estos transformadores es muy baja, se determina sumando las capacidades de los instrumentos que se van a alimentar, y pueden ser 15, 30, 60, y 70 VA.

Estos transformadores son generalmente de tamaño reducido y el aislamiento que se emplea en su construcción tiene que ser de muy buena calidad, pudiendo ser en algunos casos resinas sintéticas (compound), aceite o líquidos no inflamables (pyranol, clorextol, etc.).

Como estos transformadores normalmente van a estar conectados en sistemas trifásicos, las conexiones que pueden hacerse con ellos son las conexiones normales trifásicas entre transformadores (delta-delta, delta-estrella, etc.). Es muy importante en cualquier conexión trifásica, que se hagan conectar correctamente los devanados de acuerdo a sus marcas de polaridad, y siempre conectar el lado secundario a tierra.

Hay transformadores de corriente que operan con corrientes relativamente bajas; estos transformadores pueden construirse, sin devanado primario, ya que el primario lo constituye la línea a la que van a conectarse. En este caso a

los transformadores se les denomina tipo dona.

La representación de un transformador de corriente en un diagrama unifilar es la siguiente:

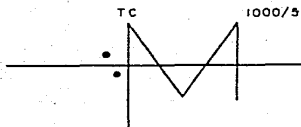


FIG. III.9

Las relaciones de transformación son de diferentes valores, pero la corriente en el devanado secundario normalmente es de 5 amperes.

TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

Se denomina transformador de potencial, a aquel cuya función principal es transformar los valores de voltaje sin tomar en cuenta la corriente. Estos transformadores sirven para alimentar instrumentos de medición, control ó protección que requieren la señal de voltaje.

Los transformadores de potencial se construyen con un devanado primario y otro secundario; su capacidad es baja, ya que se determina sumando las capacidades de los instrumentos de medición que se van a alimentar, y varían de 15 a 60 VA. Los

aislamientos empleados son de muy buena calidad y son en general los mismos que se usan en la fabricación de los transformadores de corriente.

Se construyen para diferentes relaciones de transformación, pero el voltaje en el devanado secundario es normalmente 115 volts. Para sistemas trifasicos se conectan en cualquiera de las conexiones trifasicas conocidas, segun las necesidades. Debe tenerse cuidado de que sus devanados esten conectados correctamente de acuerdo con sus marcas de polaridad.

Representación de un transformador de potencial en un diagrama unifilar:

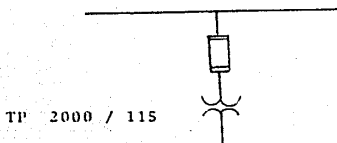


FIG III.10

Los transformadores de instrumento tienen diferente clase de precisión y se selecciona de acuerdo con la siguiente lista:

CLASE 1: Los pertenecientes a esta clase son generalmente transformadores patrones empleados en laboratorios para calibración por contrastación.

CLASE 2: Los de esta clase pueden emplearse como

transformadores patrones o para alimentar instrumentos que requieran mucha precisión, como son instrumentos registradores, controladores, aparatos integradores, etc.

CLASE 3: Los transformadores pertenecientes a esta clase se emplean comunmente para alimentar instrumentos de medición normal, como son amperímetros, voltímetros, wattímetros, varímetros, etc.

CLASE 4: Son empleados normalmente para alimentar instrumentos de protección como son relevadores; la tolerancia permitida en esta clase es de 2.5 al 10%.

INTERRUPTORES

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

La corriente que tiene que interrumpir el interruptor puede ser la corriente normal del circuito o una corriente que pueda ser mucho mayor debida a una situación anormal producida por un corto circuito, o una corriente mucho menor que la normal, por ejemplo al desconectar una línea de transmisión o un transformador en vacío.

La operación o ciclo de trabajo del interruptor puede consistir de lo siguiente:

- Desconexión normal

- Interrupción de una corriente de falla
- Cierre con corriente de falla
- Interrupción de corrientes capacitivas
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas
- Fallas de línea corta (falla kilométrica)
- Dposición de fase durante las salidas del sistema
- Recierres automáticos rápidos
- Cambios súbitos de corriente durante operaciones de maniobra

SELECCION DE INTERRUPTORES

Para seleccionar un interruptor de corriente alterna de alta tensión (más de 1 KV) es necesario, según las normas internacionales, especificar las siguientes características:

- 1) Grado de protección contra agentes externos.- Esto incluye principalmente, el especificar si el interruptor es para instalación interior o a la intemperie.
- 2) Número de polos.- (Unipolar ó multipolar). Para considerar a un interruptor como multipolar es necesario; que la operación de los distintos polos sea prácticamente simultánea.
- 3) Corriente nominal.- Se refiere a la corriente que puede circular permanentemente sin que se exceda la

temperatura máxima aceptable en las partes conductoras del interruptor.

- 4) Voltaje nominal y nivel de aislamiento.- Se deben especificar un voltaje nominal máximo y un voltaje nominal mínimo correspondientes, respectivamente al valor máximo y al valor normal del voltaje entre líneas del circuito donde se va a instalar el interruptor.
- 5) Frecuencia del sistema donde se va a instalar el interruptor.
- 6) Capacidades interruptivas nominales.
- 7) Capacidades de cierre nominales.
- 8) Sobrecorrientes admisibles durante un corto circuito.
- 9) Mecanismo de operación.- Debe especificarse el tipo de mecanismo de operación, tanto para el cierre como para la apertura. Los mecanismos de cierre pueden ser : de acumulación de energía (mediante resortes); eléctricos (solenoides ó motor eléctrico); de aire comprimido, etc. El interruptor en posición de cerrado, debe tener acumulada una energía suficiente para realizar la apertura ; para abrir el interruptor, esta energía se libera mediante un dispositivo actuado mecánicamente ó eléctricamente.
- 10) Tiempo de apertura y cierre y si existe recierre automático, el ciclo de operación.

- 11) Pendiente máxima de la tensión transitoria de recuperación, con la que el interruptor puede operar correctamente.

CAPACIDAD INTERRUPTIVA

La capacidad interruptiva de un interruptor se define, como la máxima intensidad de corriente medida en el instante en que se separan los contactos, que el interruptor puede cortar con una tensión de recuperación de frecuencia fundamental determinada. La tensión de recuperación es el valor eficaz de la onda fundamental, a la frecuencia del sistema, de la tensión entre fases que reaparece en el circuito, después que se han extinguido los arcos en todos los polos del interruptor.

Según la comisión Electrónica Internacional, la capacidad interruptiva queda definida por dos valores:

a) Capacidad interruptiva simétrica, expresada por el valor eficaz de la componente de corriente alterna de la corriente total interrumpida por el interruptor.

En la figura, I_{ca} representa el valor de cresta de la componente de corriente alterna. Por lo tanto la capacidad interruptiva simétrica está dada por:

$$I_{sim} = \frac{I_{ca}}{\sqrt{2}} \text{ amperes (valor eficaz)}$$

b) La capacidad interruptiva asimétrica ó total expresada por el valor eficaz de la corriente total

interrumpida por el interruptor.

En la figura 3.11, I_{cd} representa el valor de la componente de corriente continua en el instante de la separación de los contactos. Por lo tanto, la capacidad interruptiva asimétrica está dada por:

$$I_{asim} = \sqrt{\left(\frac{I_{cd}}{\sqrt{2}}\right)^2 + I_{cd}^2} \quad \text{amperes (valor eficaz)}$$

La componente de corriente continua se considera despreciable, cuando su valor es igual ó menor que el 20% del valor de cresta de la componente simétrica de corriente alterna.

La capacidad interruptiva puede expresarse también en MVA (megavolts-amperes).

Para un interruptor instalado en un circuito trifásico, la capacidad interruptiva trifásica (simétrica ó asimétrica) es igual a la capacidad interruptiva en amperes (simétrica ó asimétrica), multiplicada por la tensión de recuperación de frecuencia fundamental y por raíz de 3.

$$S_{sim} = \sqrt{3} V_r I_{stm} \quad [\text{MVA}]$$

$$S_{asim} = \sqrt{3} V_r I_{asim} \quad [\text{MVA}]$$

La tensión de recuperación V_r es igual a:

$$V_r = \sqrt{3} \frac{1}{3} \left(\frac{V_a}{2\sqrt{2}} + \frac{V_b}{2\sqrt{2}} + \frac{V_c}{2\sqrt{2}} \right)$$

donde V_a , V_b , V_c son los valores medidos en el ciclo consecutivo a la extinción de los arcos eléctricos en todos los polos.

La capacidad interruptiva de un interruptor, expresada en amperes, es inversamente proporcional a la tensión de recuperación de frecuencia fundamental, para valores de esta comprendidos entre la tensión nominal máxima y la tensión nominal mínima del interruptor.

Para definir en forma completa la capacidad interruptiva de un interruptor, se especifica su capacidad interruptiva nominal simétrica en MVA, para tensiones de recuperación comprendidas entre las tensiones nominales máxima y mínima del interruptor y dos valores de la capacidad interruptiva nominal simétrica en amperes (Para las tensiones nominales máxima y mínima respectivamente).

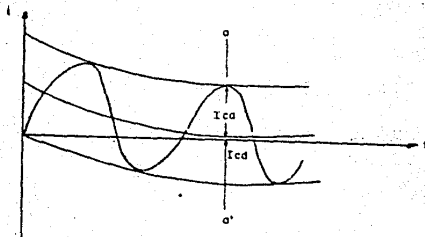


FIG. 3.11 CAPACIDAD INTERRUPTIVA SIMETRICA Y ASIMETRICA
Y CAPACIDAD DE CIERRE

CAPACIDAD DE CIERRE EN CORTOCIRCUITO

La capacidad de cierre en cortocircuito de un interruptor se define, como la máxima intensidad de corriente que el interruptor puede establecer, con una tensión dada.

El caso más severo para el interruptor se produce cuando éste, cierre contra un corto circuito en el instante en que la tensión pasa por cero, de manera que la corriente total de corto circuito alcanza su valor máximo, como se muestra en la figura 341. La capacidad de cierre está dada por el valor de la primera cresta de la onda de corriente I_1 .

En el circuito de prueba normalizado por la CEI, la primera cresta de la onda de corriente puede alcanzar, un máximo de 1.8 veces el valor de cresta I_{ca} de la onda de corriente simétrica. Así tenemos que la capacidad de cierre en amperes I_1 es igual a:

$$I_1 = 1.8\sqrt{2} I_{sim}$$

$$I_1 = 2.55 I_{sim}$$

Para cada interruptor se especifican dos valores nominales de capacidad de cierre, correspondientes respectivamente a la tensión nominal máxima y mínima de interruptor.

Por lo tanto cada capacidad de cierre nominal expresada en amperes (valor de cresta), es igual a 2.55 veces la capacidad interruptiva simétrica nominal correspondiente, expresada en amperes (valor eficaz).

CAPITULO IV

ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO

Es importante considerar en la operacion y planeacion de los sistemas electricos, el comportamiento en condiciones transitorias y como caso especial el comportamiento en condiciones de corto circuito.

Dentro del diseno de sistemas electricos, existen tres aspectos relacionados con la operacion de dichos sistemas, los cuales son:

a) Operacion normal del sistema.- Esto es, que no presentan fallas de circuito abierto o circuito corto.

b) Prevencion de fallas.- Significa que dentro de los limites economicos permisibles, se debe disenar con un bajo indice de fallas(sistema confiable).

c) Adoptar medidas para minimizar fallas.- Como resulta imposible evitar la ocurrencia de fallas, es necesario adoptar medidas tendientes a reducir los efectos de las mismas.

El corto circuito es una situacion indeseable en un sistema electrico, pero que lamentablemente se puede presentar eventualmente teniendo diversos origenes, como por ejemplo, una sobretension por descarga atmosferica, una falla de aislamiento por envejecimiento prematuro, algunas maniobras erroneas, etc. y en estas condiciones se debe estar en posibilidades de

conocer en todos los puntos de la instalación, las magnitudes de las corrientes de corto circuito.

Debido a lo anterior, se debe considerar que un equipo ó sistema en condiciones de falla puede sufrir daños que en ocasiones son graves, por lo que es necesario diseñar el sistema de tal forma que contenga los elementos adecuados de protección, considerando desde luego los dispositivos de detección, señalización y transmisión.

Una subestacion eléctrica es parte integrante de un sistema eléctrico de potencia y de acuerdo con la clasificación indicada en el capítulo III, existen desde las subestaciones elevadoras en las plantas generadoras hasta las reductoras en las redes de distribución, por lo que sea común que se efectúen estudios de corto circuito a nivel sistema, estudiando la red por la computadora digital para determinar las corrientes y potencias de falla en todos los buses del sistema. Es conveniente saber de que nivel se parte para la realización de un estudio de corto circuito, para este caso la subestación se alimenta de un sistema de distribución de 23 KV. Solo será necesario (como primer dato de nuestro estudio), consultar con la compañía suministradora de energía eléctrica, cual es la potencia de falla en el punto de la acometida a la subestación. Refiriéndose desde luego a la red y circuito al cual se conecta.

MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO

Existen diferentes métodos para el cálculo de los cortocircuitos en las instalaciones eléctricas. Dentro de estos métodos matemáticos se pueden mencionar los siguientes:

- a) Método de componentes simétricas (método exacto).
- b) Método por medio de determinantes (aproximado).
- c) Método de las potencias (aproximado).
- d) Método de caída porcentual (aproximado).

Para nuestro estudio utilizaremos el método exacto, es decir el de las componentes simétricas.

TEORÍA BÁSICA DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS

Se menciona solo en forma breve, con el propósito de tener la información necesaria para cálculos preliminares y simplificados de este corto circuito.

El concepto fundamental de la transformación de las componentes simétricas, es el de transformar un sistema de n vectores desbalanceados en un sistema de n vectores balanceados. En sistemas de potencia, es particularmente utilizado para el estudio de redes eléctricas desbalanceadas. Los n vectores de cada conjunto de componentes, son iguales en magnitud y los ángulos entre ellos son también iguales, aunque el método es aplicable a sistemas de n fases desbalanceadas, en esta introducción solo se concretará a sistemas trifásicos.

Los tres vectores desbalanceados de un sistema trifásico, se pueden descomponer en tres sistemas balanceados de vectores, para su solución. Es decir se sustituye el cálculo del sistema trifásico desequilibrado, por el cálculo de tres sistemas trifásicos equilibrados, los cuales se combinan aplicando el principio de superposición.

Ahora se hace necesario definir el operador "a":

El uso del operador "a" es en virtud, de los defasamientos que hay de las componentes simétricas de los vectores, de voltaje y corriente en los sistemas trifásicos. Este operador nos simplifica la representación matemática de la rotación o defasamiento de los vectores (120° contrario a las manecillas del reloj). Se define como el número complejo de módulo unidad y argumento $2\pi/3 = 120^\circ$, es decir:

$$a = 1 \angle 120^\circ = -1/2 + j\frac{\sqrt{3}}{2} = \underline{\underline{e^{j120^\circ}}}$$

Al multiplicar un fasor por el operador "a", se obtiene un nuevo fasor de igual módulo que el original y girado 120° en sentido positivo de los ángulos.

Si el operador "a" se aplica a un fasor dos veces en forma sucesiva, entonces se gira un ángulo de 240° , y tres aplicaciones sucesivas de "a" giran el vector 360° , es decir:

$$a^2 = 1 \angle 240^\circ = -1/2 - j\frac{\sqrt{3}}{2} = \underline{\underline{e^{j240^\circ}}}$$

$$a^3 = 1 \angle 360^\circ = 1 + j0 = \underline{\underline{e^{j360^\circ}}}$$

Los tres sistemas balanceados de vectores son los siguientes:

1) Un sistema directo ó de secuencia positiva, que consiste de tres fasores de igual magnitud, defasados uno del otro por 120° y teniendo la misma secuencia de fases, que el sistema original de vectores (generalmente secuencia a,b,c).

2) Un sistema inverso ó de secuencia negativa, que consiste de tres fasores iguales en magnitud y defasados 120° entre sí, con una secuencia de fases opuesta al sistema original de vectores (generalmente secuencia a,c,b).

3) Un sistema homopolar ó de secuencia cero, que consiste de tres fasores de igual magnitud con defasamiento de cero grados entre sí.

Sistema directo ó secuencia positiva.

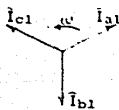


FIG. IV.1

$$\begin{aligned}\bar{I}_{a1} &= a^3 \bar{I}_{a1} \\ \bar{I}_{b1} &= a^2 \bar{I}_{a1} \\ \bar{I}_{c1} &= a \bar{I}_{a1}\end{aligned}$$

Sistema inverso ó secuencia negativa.

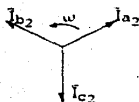



FIG. IV.2

$$\begin{aligned}\bar{I}_{a2} &= a^3 \bar{I}_{a2} \\ \bar{I}_{b2} &= a \bar{I}_{a2} \\ \bar{I}_{c2} &= a^2 \bar{I}_{a2}\end{aligned}$$

Sistema homopolar ó secuencia
cero.

$$\bar{I}_{a0} = \bar{I}_{b0} = \bar{I}_{c0}$$



$$\bar{I}_{a0} = \bar{I}_{b0} = \bar{I}_{c0}$$

FIG. IV.3

Por lo tanto, cada vector desbalanceado de voltaje ó corriente se puede expresar en términos de sus componentes simétricas como se indica a continuación:

Vectores de voltaje:

$$\bar{V}_a = \bar{V}_{a1} + \bar{V}_{a2} + \bar{V}_{a0}$$

$$\bar{V}_b = \bar{V}_{b1} + \bar{V}_{b2} + \bar{V}_{b0} \quad \text{Sistema de ecuaciones No. 1}$$

$$\bar{V}_c = \bar{V}_{c1} + \bar{V}_{c2} + \bar{V}_{c0}$$

Vectores de corriente:

$$\bar{I}_a = \bar{I}_{a1} + \bar{I}_{a2} + \bar{I}_{a0}$$

$$\bar{I}_b = \bar{I}_{b1} + \bar{I}_{b2} + \bar{I}_{b0} \quad \text{Sistema de ecuaciones No. 2}$$

$$\bar{I}_c = \bar{I}_{c1} + \bar{I}_{c2} + \bar{I}_{c0}$$

DETERMINACION DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS DE SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA Y CERO A PARTIR DE LOS TRES FASORES DESEQUILIBRADOS.

Recordando la aplicación del operador "a", y aplicando al sistema de ecuaciones No. 1 se tiene (tomando como referencia la fase a):

$$\bar{V}_{b1} = a^2 \bar{V}_{a1} \quad ; \quad \bar{V}_{c1} = a \bar{V}_{a1}$$

$$\tilde{V}_b = a \tilde{V}_a \quad ; \quad \tilde{V}_c = a^2 \tilde{V}_a$$

$$\tilde{V}_c = \tilde{V}_a \quad ; \quad \tilde{V}_c = \tilde{V}_a$$

Estas relaciones pueden ser escritas como:

$$\tilde{V}_a = \tilde{V}_{a1} + \tilde{V}_{a2} + \tilde{V}_{a0}$$

$$\tilde{V}_b = a^2 \tilde{V}_{a1} + a \tilde{V}_{a2} + \tilde{V}_{a0}$$

$$\tilde{V}_c = a \tilde{V}_{a1} + a^2 \tilde{V}_{a2} + \tilde{V}_{a0}$$

En forma matricial podemos escribir:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad \text{Si hacemos} \quad [A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

La inversa de esta matriz es: $[A]^{-1} = 1/3$

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

Por lo que podemos escribir:

$$[V_{abc}] = [A] [V_{a0,1,2}]$$

Y premultiplicando por A^{-1} tenemos:

$$[V_{a0,1,2}] = [A]^{-1} [V_{abc}] \quad \text{esto es:}$$

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

La expresión anterior permite obtener las componentes simétricas de un fasor desbalanceado.

$$\bar{U}_{a0} = 1/3 (\bar{U}_a + \bar{U}_b + \bar{U}_c)$$

$$\bar{U}_{a1} = 1/3 (\bar{U}_a + a\bar{U}_b + a^2\bar{U}_c)$$

$$\bar{U}_{a2} = 1/3 (\bar{U}_a + a^2\bar{U}_b + a\bar{U}_c)$$

Para las corrientes se obtienen en forma similar las expresiones:

$$\bar{I}_a = \bar{I}_{a1} + \bar{I}_{a2} + \bar{I}_{a0}$$

$$\bar{I}_b = a^2\bar{I}_{a1} + a\bar{I}_{a2} + \bar{I}_{a0}$$

$$\bar{I}_c = a\bar{I}_{a1} + a^2\bar{I}_{a2} + \bar{I}_{a0}$$

y las componentes simétricas de los fasores desbalanceados:

$$\bar{I}_{a0} = 1/3 (\bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_c)$$

$$\bar{I}_{a1} = 1/3 (\bar{I}_a + a\bar{I}_b + a^2\bar{I}_c)$$

$$\bar{I}_{a2} = 1/3 (\bar{I}_a + a^2\bar{I}_b + a\bar{I}_c)$$

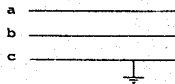
TIPOS DE FALLAS EXISTENTES

En un sistema eléctrico de potencia, en realidad existe la posibilidad de que se presenten diferentes tipos de fallas por corto circuito, en general se pueden mencionar las siguientes:

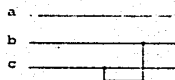
- Falla de línea a tierra (fase a tierra).
- Falla de línea a línea (fase a fase).
- Falla de dos líneas a tierra.
- Falla trifásica.

La distribución de ocurrencia de fallas de corto circuito tiene aproximadamente la siguiente forma:

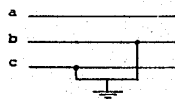
- 1) Falla de línea a tierra,
con una probabilidad de
ocurrencia del 85%.



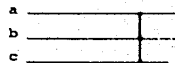
- 2) Falla de línea a línea,
con una probabilidad de
ocurrencia del 8%.



- 3) Falla de dos líneas a tie-
rra, con una probabilidad
de ocurrencia del orden del
5%.



- 4) Falla trifásica, probabi-
lidad de ocurrencia del
orden del 2% o menor.



Con el propósito de determinar las características del equipo de protección así como la protección misma en una subestación eléctrica, normalmente se efectúan estudios de corto circuito para fallas:

- 1) De línea a tierra (falla monofásica).
- 2) Trifásica.

La primera por ser la más probable de ocurrir como ya se

menciona, y la segunda porque a pesar de ser la menos probable en ocurrencia, su principal origen son los errores humanos y es la que puede someter a los equipos, maquinas y/o aparatos a los esfuerzos más severos y además, desde el punto de vista analítico resulta la más fácil de estudiar y sus resultados son bastante satisfactorios para las distintas aplicaciones eléctricas de distribución o las denominadas instalaciones y subestaciones eléctricas tipo industrial.

1) Falla de línea a tierra.

En este tipo de falla, la corriente está afectada por la forma en que se encuentran los neutros del sistema conectados a tierra, ya que representan los puntos de retorno para la circulación de las corrientes de secuencia cero, de tal forma que para su estudio, en los diagramas de reactancias es necesario considerar este aspecto en la red de secuencia cero del sistema.

La determinación de la corriente total de falla en un punto, se obtiene como la contribución de las corrientes de corto circuito para los elementos activos de la red bajo estudio en ese punto; esto significa que se requiere elaborar un diagrama de impedancias que considere a las impedancias de secuencia positiva, de secuencia negativa y cero. A partir de estos diagramas, se obtienen las impedancias equivalentes en cada caso, vistas del punto de falla hacia la fuente de alimentación del corto circuito.

PROCEDIMIENTO

1) Representar los elementos principales en un diagrama unifilar, como son los elementos pasivos (transformadores, líneas de transmisión, etc.), los elementos activos (generadores, motores sincrónicos, motores de inducción, etc.), y en general todos los elementos limitadores de corriente y elementos que contribuyan a la falla.

2) Se selecciona una potencia base y tensión base para referir, todas las impedancias a un valor común de tensión y potencia.

3) En los diagramas de impedancia del sistema se indican los valores correspondientes.

Se procede de la siguiente manera para la elaboración de los diagramas de impedancias.

DIAGRAMA DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA.

Se reemplaza cada elemento del sistema mostrado en el diagrama unifilar, por su impedancia ya referida a la base común y representando también a las fuentes de voltaje, con sus valores expresados en por unidad y referidas también a una base de tensión común.

DIAGRAMA DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA NEGATIVA.

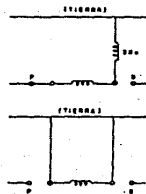
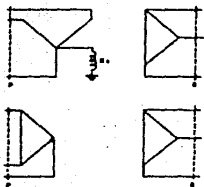
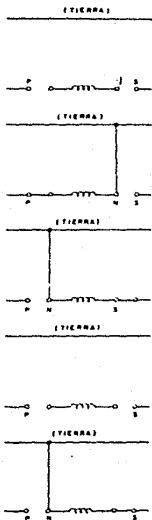
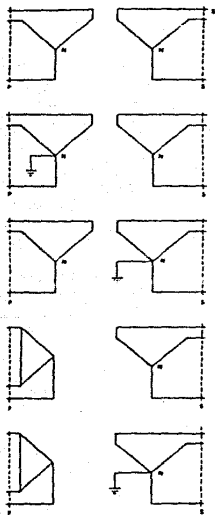
Se elabora en la misma forma que el de secuencia positiva, la única diferencia consiste, en que el diagrama de secuencia negativa no contiene fuentes de voltaje como ocurre

en el diagrama de secuencia positiva.

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO.

En este diagrama, se toma en cuenta la forma en como se encuentren conectados los neutros de los distintos elementos, ya que las corrientes de secuencia cero que circulan a través de estas impedancias, lo hacen por tierra. Es por esto que requiere de consideraciones adicionales a las hechas por los diagramas de secuencia positiva y negativa. En página siguiente se muestran diagramas de conexión de reactancias para transformadores.

TRANSFORMADORES



CALCULO DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

Para la falla de línea a tierra, usando el metodo de las componentes simetricas se puede calcular la corriente total de falla en un punto dado del sistema aplicando la expresion:

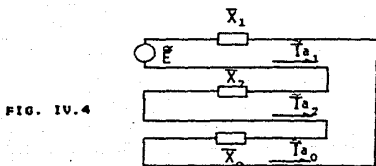
$$\tilde{I}_a = \frac{3 \hat{E}}{\bar{X}_1 + \bar{X}_2 + \bar{X}_0}$$

donde:

\bar{X}_1 es la reactancia de secuencia positiva equivalente entre el punto de falla y la fuente.

\bar{X}_2 es la reactancia de secuencia negativa equivalente entre el punto de falla y la fuente.

\bar{X}_0 es la reactancia de secuencia cero equivalente entre el punto de falla y la fuente.



FALLA TRIFASICA

En este caso la falla no conduce a ningun desequilibrio en el sistema trifásico y por lo tanto, no existiran corrientes ni voltajes de secuencia negativa y cero, independientemente que la falla trifásica este conectada a tierra o no. Todas las cantidades que intervienen en el calculo son de secuencia positiva.

$$\begin{aligned} \tilde{I}_a &= \tilde{I}_{a_1} + \tilde{I}_{a_2} + \tilde{I}_{a_0} \\ \text{COMO: } \tilde{I}_{a_2} &= \tilde{I}_{a_1} = 0 \\ \tilde{I}_a &= \tilde{I}_{a_1} = \frac{\tilde{E}_{a_1}}{Z_1} \\ \tilde{I}_b &= a^2 \tilde{I}_{a_1} \\ \tilde{I}_c &= a \tilde{I}_{a_1} \end{aligned}$$

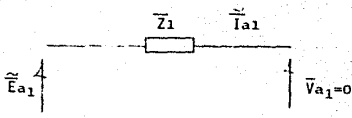


FIG. IV.5

CALCULO ANALITICO PARA DETERMINAR LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA DEL ALIMENTADOR (Ohms/Km).

$$R = 0.1845 \text{ Ohms/mi} = 0.1146 \text{ Ohms/Km}$$

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{s}{\text{RMG}} \quad \text{RMG} = 0.0214 \text{ ft} = 6.5 \times 10^{-3} \text{ m}$$

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{0.04}{6.5 \times 10^{-3}} = 3.634 \times 10^{-4} \text{ H/Km}$$

$$X_L = 2\pi fL = 2\pi(60)(3.634 \times 10^{-4}) = 0.1370 \text{ Ohms/Km}$$

$$R + jX_L = 0.1146 + j0.1370 \text{ Ohms/Km}$$

CALCULO ANALITICO PARA DETERMINAR EL VALOR DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO PARA EL ALIMENTADOR (Ω/Km)

La impedancia de secuencia cero está dada por:

$$Z_{00} = Z_{00c} - \frac{Z_{00M}^2}{Z_{00F}}$$

donde:

Z_{00c} : Impedancia propia de secuencia cero del grupo de tres conductores.

Z_{00F} : Impedancia propia de secuencia cero del grupo de tres forros metálicos de tres cables monofásicos.

Z_{00M} : Impedancia mutua de secuencia cero entre los tres conductores y los forros metálicos.

Se define para el caso de cables monofásicos:

$$Z_{00c} = r_c + 0.002964 f + j 0.008676 f \log_{10} \frac{658 \sqrt{\rho r}}{\sqrt[3]{r_g (DMG)^2}} \quad \frac{\text{Ohms}}{\text{Km}}$$

$$Z_{00F} = r_F + 0.002964 f + j 0.008676 f \log_{10} \frac{658 \sqrt{\rho r}}{\sqrt[3]{r_c (DMG)^2}} \quad \frac{\text{Ohms}}{\text{Km}}$$

$$Z_{00M} = Z_{00F} - r_F$$

donde:

r_c : resistencia efectiva de un conductor = 0.1845 Ω/mi

f : frecuencia = 60 Hz.

$$r_c = 0.11466 \text{ Ohms/Km.}$$

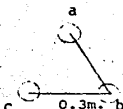
ρ : resistividad del terreno (cama rocosa = 0.01 $\Omega\text{Km}/\text{Km}^2$).

r : radio medio geométrico = $6.5 \times 10^{-3} \text{ m} = 6.5 \times 10^{-6} \text{ Km}$.

$$DMG = \sqrt[3]{(0.3)^3} = 0.3 \text{ m} = 3 \times 10^{-4} \text{ Km.}$$

$$\sqrt[3]{r_g (DMG)^2} = \sqrt[3]{(6.5 \times 10^{-6}) (3 \times 10^{-4})^2} = 8.36 \times 10^{-5} \text{ Km (ra-$$

dio medio geométrico del conjunto de tres conductores).



r_F : resistencia del forro metálico en Ω/Km .

$$r_F = \frac{5.53 K}{dm \times t}$$

donde:

k : factor para incrementar la resistencia debido al contacto en el traslape ($k = 1$ para cables nuevos; $K = 2$, cables en servicio).

d_m : 24.8 mm (espesor de la pantalla o forro metálico en mm).

$t = 0.12$ mm (espesor de la pantalla o forro metálico en mm).

$$r_F = \frac{5.53 (2)}{24.81 (0.12)} = 3.716 \frac{\text{Ohms.}}{\text{Km}}$$

$$r_0 = dm/2 = 12.4 \text{ mm.}$$

CALCULOS

$$Z_{oc} = r_c + 0.002964 f + J 0.008676 f \log_{10} \frac{658 \sqrt{f/r}}{\sqrt{r} (DMG)} \frac{\text{Ohms.}}{\text{Km}}$$

$$Z_{oc} = 0.11466 + 0.002964 (60) + J 0.008676 (60) \log_{10} \frac{658 \sqrt{0.01}}{\sqrt{30} (8.36 \times 10^5)}$$

$$Z_{oc} = 0.2925 + J 2.6064 \frac{\text{Ohms.}}{\text{Km}}$$

$$Z_{oF} = r_F + 0.002964 f + J 0.008676 f \log_{10} \frac{658 \sqrt{f/r}}{\sqrt{r_c} (DMG)} \frac{\text{Ohms.}}{\text{Km}}$$

$$Z_{00F} = 3.716 + 0.002964 (60) + j 0.008676 (60) \log_{10} \frac{658 \sqrt{\frac{0.01}{60}}}{\sqrt{12.4 (3 \times 10^{-4})^2}}$$

$$Z_{00F} = 3.89 + j3.508 \quad \frac{\text{Ohms}}{\text{Km}}$$

$$Z_{00M} = Z_{00F} - r_F = 3.8938 + j 3.508 - 3.716 = 0.1778 + j 3.508$$

$$Z_{00} = Z_{00C} - \frac{(Z_{00M})^2}{Z_{00F}}$$

$$Z_{00} = 0.2925 + j 2.6064 - \frac{(0.1778 + j 3.508)^2}{3.8938 + j 3.508}$$

$$Z_{00} = 0.2995 + j 2.6064 - \frac{12.337 \angle 174.2^\circ}{5.24 \angle 42^\circ}$$

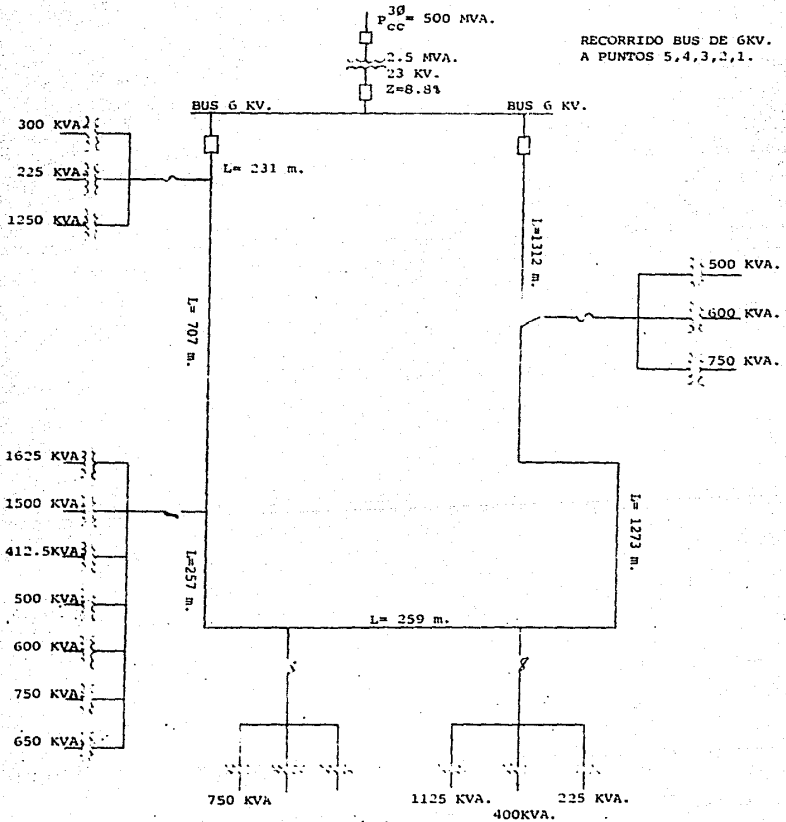
$$Z_{00} = 0.2995 + j 2.6064 - 2.354 \angle 132.2^\circ$$

$$Z_{00} = 0.2995 + j 2.6064 + 1.58 - j 1.743$$

$$Z_{00} = 1.8795 + j 0.8634 \quad \frac{\text{Ohms}}{\text{Km}}$$

DIAGRAMA UNIFILAR SUB. ELCT. No.2 C.U.
(CIRCUITO 1 Y CIRCUITO 2)

RECORRIDO BUS DE 6KV.
A PUNTOS 5,4,3,2,1.

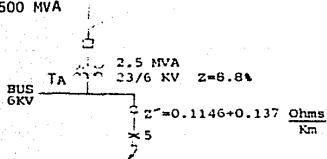


ESTUDIO ANALITICO DE CORTO CIRCUITO

(Recorrido bus 6Kv a puntos 5,4,3,2,1)

FALLA 3 Ø, PUNTO 5, L = 1312 m

$$P_{cc}^{3\phi} = 500 \text{ MVA}$$



Escogemos bases de potencia y voltaje :

$$S_B = 50 \text{ MVA} \quad V_B = 6 \text{ KV}$$

Se define como:

$$\bar{X}_B = \frac{S_B}{P_{cc}} = \frac{50}{500} = j 0.1$$

Cambiando a nuestra nueva base la reactancia del transformador:

$$\bar{X}_T = j \bar{X}_{TA} \left(\frac{V_{BA}}{V_B} \right)^2 \left(\frac{S_{BN}}{S_{BA}} \right)$$

donde:

\bar{X}_{TA} = Reactancia en p.u. referida a la base anterior del transformador .

V_{BA} = Voltaje base anterior.

V_{BN} = Voltaje base nuevo.

S_{BN} = Potencia base nueva.

S_{BA} = Potencia base anterior.

Z' = Impedancia en Ω/Km del alimentador.

Por lo tanto:

$$\bar{X}_T = j 0.088 \left(\frac{6}{6} \right)^2 (50/2.5) = j 1.76$$

Determinar la impedancia total del alimentador a L = 1.312 Km.

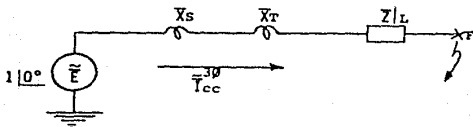
$$Z_{1.312\text{Km}} = 1.312 (0.1146 + j 0.1370) = 0.15035 + j 0.1797 \text{ Ohms.}$$

cambiando a P.U., tenemos:

$$\bar{Z} = \frac{Z_{L2}}{Z_B} ; Z_B = \frac{V_B^2}{S_B} = \frac{6^2}{50} = 0.72$$

$$\bar{Z}_{1.312} = \frac{0.15035 + j 0.1797}{0.72} = 0.2088 + j 0.2496$$

teniendo los datos referidos a las bases de voltaje y potencia, el diagrama equivalente para falla trifasica es:



Impedancia equivalente

$$\bar{Z}_{eq} = \bar{X}_S + \bar{X}_R + \bar{Z}_{1.312} = j 0.1 + j 1.76 + 0.2088 + j 0.2496$$

$$\bar{Z}_{eq} = 0.2088 + j 2.1096 = 2.119 \angle 84.34^\circ$$

$$\bar{I}_{cc}^{3\phi} = \bar{I}_{cc}^{3\phi} L_B = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_{eq}} \frac{S_B}{\sqrt{3} U_B} = \frac{1}{2.119 \angle 84.86^\circ} \frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6}$$

$$\bar{I}_{cc}^{3\phi} = 2270 \angle -84.34^\circ \text{ amp.}$$

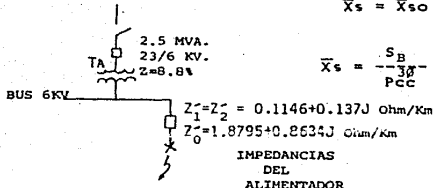
FALLA 1 ϕ , PUNTO S, L = 1.312 Km

Escogemos bases de potencia y voltaje :

$$S_{PCC} = 500 \text{ MVA}$$

$$S_B = 50 \text{ MVA} \quad V_B = 6 \text{ KV}$$

$$\bar{X}_s = \bar{X}_{s0} = \bar{X}_{s1} = \bar{X}_{s2}$$



$$\bar{X}_s = \frac{S_B}{PCC} = \frac{50}{500} = j 0.1$$

El valor de la reactancia del transformador referida a la nueva base es:

$$\bar{X}_{T2} = \bar{X}_{T1} = \bar{X}_{T0} = \bar{X}_T = j 1.76 \quad (\text{del ejemplo anterior})$$

Impedancia del alimentador a L = 1.312 Km

$$Z_2 = Z_1 = Z|_{1.312} (0.1146 + j 0.137) 1.312 = 0.15035 + j 0.1797 \text{ Ohms.}$$

Cambiando a p.u. (recordar que $Z_B = 0.72$)

$$Z_2 = Z_1 = Z|_{1.312} \frac{Z_{11}}{Z_B} = \frac{0.15035 + j 0.1797}{0.72} = 0.2088 + j 0.2496$$

$$\bar{Z}_1 = 0.2088 + j 0.2496$$

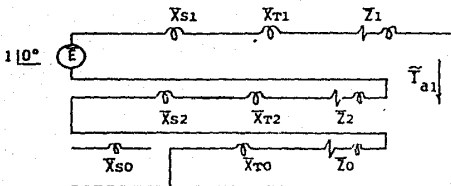
Igualmente para secuencia cero:

$$Z_0 = Z_0|_{1.312} = (1.8795 + j 0.8634) 1.312 = 2.4659 + j 1.1327 \text{ Ohms.}$$

cambiando a p.u.

$$\bar{Z}_0 = \bar{Z}_0|_{1.312} = \frac{2.4659 + j 1.1327}{0.72} = 3.424 + j 1.5733$$

Diagrama equivalente para falla monofasica:



Impedancia equivalente:

$$\bar{Z}_{eq} = \bar{X}_{S1} + \bar{X}_{S2} + \bar{X}_{T1} + \bar{X}_{T2} + \bar{X}_{T0} + \bar{Z}_1 + \bar{Z}_2 + \bar{Z}_0$$

$$\bar{Z}_{eq} = 2 (j 0.1) + 3 (j 1.76) + 2 (0.2088 + j 0.2496) + (3.424 + j 1.573)$$

$$\bar{Z}_{eq} = 0.8416 + j 7.5525 = 8.473 \angle 63^\circ$$

$$\bar{I}_{cc}^{1\phi} = 3 I_B \bar{I}_{a1} \text{ donde } \bar{I}_{a1} = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_{eq}}$$

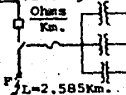
$$\bar{I}_{cc}^{1\phi} = 3 \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) \frac{1}{8.473 \angle 63^\circ} = 1703 \angle -63^\circ \text{ Amp}$$

NOTA: En lo sucesivo, para los siguientes puntos, los pasos a seguir son los mismos, por lo que se concretan los calculos.

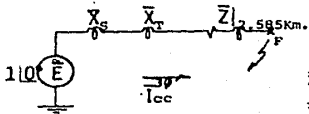
3ϕ
 $P_{cc} = 500 \text{ MVA}$

2.5MVA
23/6 KV
Z=8.8%

$Z'' = 0.1146 + j0.137$



FALLA 3 Ø, PUNTO 4, L = 2.585 Km



$S_B = 50 \text{ MVA}$

$\bar{X}_S = j 0.1$

$\bar{X}_T = j 1.76$

$Z_B = 0.72$

$$\bar{Z}|_{2.585} = \frac{(0.1146 + j 0.137) 2.585}{0.72} = 0.4114 + j 0.4918$$

$$\bar{Z}_{eq} = j 0.1 + j 1.76 + 0.4114 + j 0.4918 = 2.3875 \angle 80^\circ$$

$$I_{cc}^{\text{fa}} = \frac{1}{2.3875 \angle 80^\circ} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 2015 \angle -80^\circ \text{ amp.}$$

FALLA 1 Ø, PUNTO 4, L = 2.585 Km

$$S_B = 50 \text{ MVA.}$$

$$\bar{X}_S = \bar{X}_{S0} = \bar{X}_{S1} = \bar{X}_{S2} = j 0.1$$

$$\bar{X}_T = \bar{X}_{T1} = \bar{X}_{T2} = \bar{X}_{T0} = j 1.76$$

$$\bar{Z}'_1 = \bar{Z}'_2 = 0.1146 + j 0.137 \text{ Ohm/Km}$$

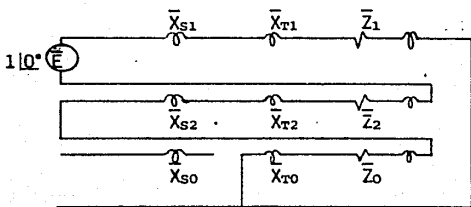
$$\bar{Z}'_0 = 1.8795 + j 0.8634 \text{ Ohm/Km}$$

$$\bar{Z}_B = 0.72$$

$$\bar{Z}_1 = \bar{Z}_2 = \bar{Z}|_{2.585} = \frac{(0.1146 + j 0.137) 2.585}{0.72}$$

$$= 0.4114 + j 0.4918$$

$$\bar{Z}_0 = \bar{Z}_0|_{2.585} = \frac{(1.8795 + j 0.8639) 2.585}{0.72} = 6.748 + j 3.1$$

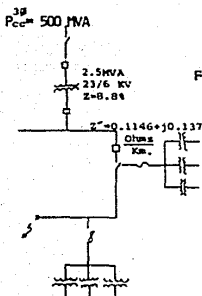


$$\bar{Z}_{eq} = 2(j0.1) + 3(j1.76) + 2(0.4114 + j0.4918) + 6.748 + j3.1$$

$$\bar{Z}_{eq} = 7.5708 + j9.5936 = 12.19 \angle 51^\circ$$

$$\bar{I}_{cc}^{(0)} = 3 \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) \left(\frac{1}{12.19 \angle 51^\circ} \right)$$

$$\bar{I}_{cc}^{(0)} = 1184 \angle -51^\circ \text{ Amp.}$$



FALLA 30, PUNTO 3, L = 2.844 Km

$$S_B = 50 \text{ MVA}$$

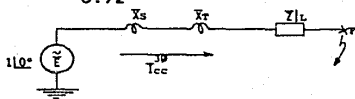
$$\bar{X}_S = j0.1$$

$$\bar{X}_T = j1.76$$

$$\bar{Z}_B = 0.72$$

$$Z' = 0.1146 + j0.137 \Omega / \text{Km}$$

$$\bar{Z}'_{2.844} = \frac{(0.1146 + j0.137) \cdot 2.844}{0.72} = 0.452 + j0.5411$$



Impedancia equivalente

$$\bar{Z}_{eq} = j0.1 + j1.76 + 0.4526 + j0.5411 = 0.4526 + j2.4011$$

$$\bar{Z}_{eq} = 2.44 \angle 79^\circ$$

$$\bar{I}_{cc}^{(0)} = \frac{1}{2.44 \angle 79^\circ} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 1971 \angle -79^\circ \text{ Amp}$$

FALLA 10, PUNTO 3, L = 2.844 Km

$$S_B = 50 \text{ MVA.}$$

$$\bar{X}_S = \bar{X}_{S0} = \bar{X}_{S1} = \bar{X}_{S2} = j 0.1$$

$$\bar{X}_T = \bar{X}_{T1} = \bar{X}_{T2} = \bar{X}_{T0} = j 1.76$$

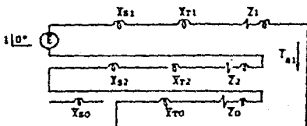
$$Z'_1 = Z'_2 = 0.1146 + j 0.137 \text{ Ohm/Km}$$

$$Z'_0 = 1.8795 + j 0.8634 \text{ Ohm/Km}$$

$$\bar{Z}_1 = \bar{Z}_2 = \sqrt[3]{2.844} = \frac{(0.1146 + j0.137) 2.844}{0.72} = 0.4526 + j 0.5411$$

$$\bar{Z}_0 = \bar{Z}_0 \sqrt[3]{2.844} = \frac{(1.8795 + j0.8634) 2.844}{0.72} = 7.42 + j3.41043$$

Diagrama equivalente para falla monofasica:



[Impedancia equivalente].

$$\bar{Z}_{eq} = 2(j0.1) + 3(j1.76) + 2(0.4526 + j0.5411) + 7.42 + j3.4104$$

$$\bar{Z}_{eq} = 8.32 + j9.97 = 12.98 \angle 50^\circ$$

$$\bar{I}_{f1} = 3 \frac{1}{12.98 \angle 50^\circ} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 1111 \angle -50^\circ$$

FALLA 1Ø, PUNTO 3, L = 2.844 Km

$$S_B = 50 \text{ MVA.}$$

$$\bar{X}_S = \bar{X}_{S0} = \bar{X}_{S1} = \bar{X}_{S2} = j 0.1$$

$$\bar{X}_T = \bar{X}_{T1} = \bar{X}_{T2} = \bar{X}_{T0} = j 1.76$$

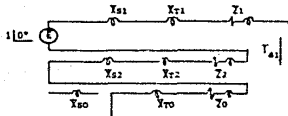
$$Z'_1 = Z'_2 = 0.1146 + j 0.137 \text{ Ohm/Km}$$

$$Z'_0 = 1.8795 + j 0.8634 \text{ Ohm/Km}$$

$$\bar{Z}_1 = \bar{Z}_2 = Z'_{1,2,844} = \frac{(0.1146 + j0.137) 2.844}{0.72} = 0.4526 + j 0.5411$$

$$\bar{Z}_0 = Z'_{0,2.844} = \frac{(1.8795 + j0.8634) 2.844}{0.72} = 7.42 + j3.41043$$

Diagrama equivalente para falla monofasica:



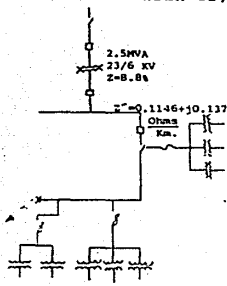
Impedancia equivalente:

$$\bar{Z}_{eq} = 2(j0.1) + 3(j1.76) + 2(0.4526 + j0.5411) + 7.42 + j3.4104$$

$$\bar{Z}_{eq} = 8.32 + j9.97 = 12.98 \angle -50^\circ$$

$$I_{f1} = 3 \frac{1}{12.98 \angle -50^\circ} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 1111 \angle -50^\circ$$

FALLA 3Ø, PUNTO 2, L = 3.101 Km



$$S_B = 50 \text{ MVA}$$

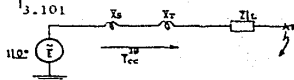
$$\bar{X}_S = j 0.1$$

$$\bar{X}_T = j 1.76$$

$$\bar{Z}_B = 0.72$$

$$Z' = 0.1146 + j0.137 \text{ Ohms/Km}$$

$$\bar{Z}_1 = 0.4935 + j0.59$$



$$\bar{Z}_{eq} = \bar{X}_S + \bar{X}_T + \bar{Z}_{3.101} = 0.4935 + j 2.45 = 2.5 \angle 78.6^\circ$$

$$I_{fc}^{3\phi} = \frac{1}{2.5 \angle 78.6^\circ} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 1925 \angle -78.6^\circ$$

FALLA 1Ø, PUNTO 2, L = 3.101 Km

$$S_B = 50 \text{ MVA.}$$

$$\bar{X}_S = \bar{X}_{S0} = \bar{X}_{S1} = \bar{X}_{S2} = j0.1$$

$$\bar{X}_T = \bar{X}_{T1} = \bar{X}_{T2} = \bar{X}_{T0} = j 1.76$$

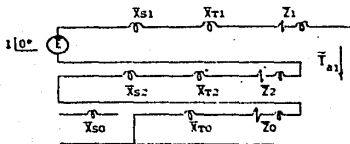
$$Z'_1 = Z'_2 = 0.1146 + j 0.137 \text{ Ohms/Km}$$

$$Z'_0 = 1.8795 + j 0.8634 \text{ Ohms/Km}$$

$$\bar{Z}_1 = \bar{Z}_2 = \bar{Z}_{3.101} = 0.4935 + j0.59$$

$$\bar{Z}_0 = \bar{Z}_{3.101} = 8.094 + j 3.718$$

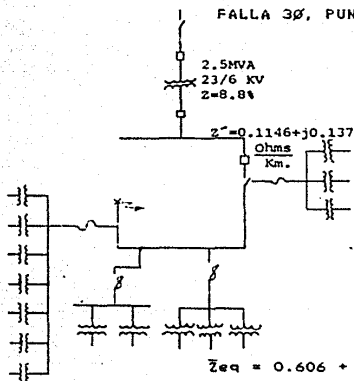
Diagrama equivalente para falla monofasica:



$$\bar{Z}_{eq} = 2(j0.1) + 3(j1.76) + 2(0.495 + j0.59) + 8.094 + j3.718$$

$$\bar{Z}_{eq} = 9.081 + j10.378 = 13.79 \angle 49^\circ$$

$$I_{CC}^{1\phi} = 3 \frac{1}{13.79 \angle 49^\circ} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 1046 \angle -49^\circ \text{ Amp}$$



$$S_B = 50 \text{ MVA}$$

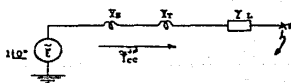
$$\bar{X}_s = j0.1$$

$$\bar{X}_T = j1.76$$

$$\bar{Z}_B = 0.72$$

$$Z' = 0.1146 + j0.137 \Omega/\text{Km}$$

$$\bar{Z}'_{3.808} = 0.606 + j0.724$$



$$I_{CC}^{3\phi} = \frac{1}{2.654 \angle 76^\circ} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 1812.8 \angle -76^\circ \text{ Amp}$$

FALLA 1Ø, PUNTO 1, L = 3.808

$$\bar{X}_s = \bar{X}_{s0} = \bar{X}_{s1} = \bar{X}_{s2} = j0.1$$

$$\bar{X}_T = \bar{X}_{T1} = \bar{X}_{T2} = \bar{X}_{T0} = j1.76$$

$$Z'_1 = Z'_2 = 0.1146 + j0.137 \Omega/\text{Km}$$

$$Z_b = 1.8795 + j 0.8634 \text{ } \Omega/\text{Km}$$

$$\bar{Z}_1 = \bar{Z}_2 = \bar{Z}_{j3.808} = 0.606 + j0.724$$

$$\bar{Z}_0 = \bar{Z}_{j3.808} = 9.94 + j 4.566$$

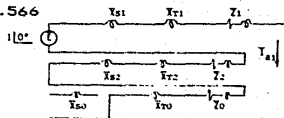


Diagrama equivalente para falla monofasica:

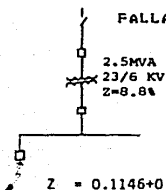
$$\bar{Z}_{eq} = 2(j0.1) + 3(j1.76) + 2(0.606 + j0.724) + 9.94 + j4.566$$

$$\bar{Z}_{eq} = 11.15 + j11.484 = 16 \angle 45^\circ$$

$$\bar{I}_{cc} = 3 \frac{1}{16 \angle 45^\circ} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3}} \right) = 902 \angle -45^\circ \text{ Amp.}$$

RECORRIDO BUS 6KV A PUNTOS 1,2,3,4 Y 5

FALLA 3 ϕ , PUNTO 1, L = 0.231 Km



$$S_B = 50 \text{ MVA}$$

$$\bar{X}_s = j 0.1$$

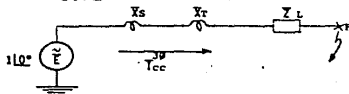
$$\bar{X}_r = j 1.76$$

$$Z_B = 0.72$$

$$Z = 0.1146 + j0.137j \text{ Ohm/Km}$$

$$Z_{|0.231} = 0.02647 + j0.0316 \text{ Ohms.}$$

$$\bar{Z}_{|0.231} = \frac{0.02647 + j0.0316}{0.72} = 0.03676 + j 0.04388$$

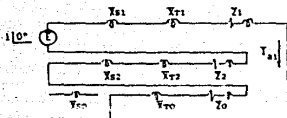


$$\bar{Z}_{eq} = 0.03676 + j 1.9038 = 1.904 \angle 88.9^\circ$$

$$\bar{I}_{cc}^{3\phi} \approx \bar{I}_{cc}^{1\phi}$$

$$I_{cc}^{3\phi} = \frac{1}{1.904 \angle 88.9^\circ} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 2526.9 \angle -88.9^\circ \text{ Amp}$$

FALLA 1Ø, PUNTO 1, L = 0.231 Km



$$S_B = 50 \text{ MVA}$$

$$\bar{X}_s = j 0.1$$

$$Z_B = 0.72$$

Diagrama equivalente para falla monofaseica

$$\bar{X}_{T1} = \bar{X}_{T2} = \bar{X}_{T0} = \bar{X}_T = j 1.76$$

$$Z_1' = Z_2' = 0.1146 + j 0.137 \text{ Ohm/Km}$$

$$Z_0' = 1.8795 + j 0.8634 \text{ Ohm./Km}$$

$$\bar{Z}_1 = \bar{Z}_2 = \bar{Z}'_{0.231} = 0.03676 + j 0.04388$$

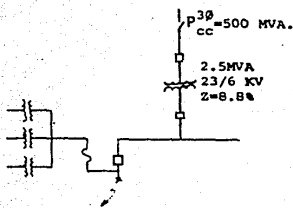
$$\bar{Z}_0 = \bar{Z}'_{0.231} = 0.603 + j 0.277$$

$$\bar{Z}_{eq} = 2(j0.1) + 3(j1.76) + 2(0.03676 + j0.04388) + 0.603 + j0.277$$

$$\bar{Z}_{eq} = 0.67652 + j 5.844 = 5.88 \angle 83.4^\circ$$

$$I_{cc}^{3\phi} = 3 \frac{1}{5.88 \angle 83.4^\circ} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 2453 \angle -83.4^\circ \text{ Amp}$$

FALLA 3Ø, PUNTO 2, L = 0.938 Km



$$S_B = 50 \text{ MVA}$$

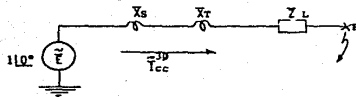
$$\bar{X}_s = j 0.1$$

$$\bar{X}_T = j 1.76$$

$$Z_B = 0.72$$

$$Z'_{0.938} = 0.10757 + j 0.1285 \text{ Ohms}$$

$$\bar{Z}|_{0.938} = \frac{0.1075 + j0.1285}{0.72} = 0.14936 + j 0.17848$$



$$\bar{Z}_{eq} = 0.14936 + j 2.0384 = 2.043 \angle 85.8^\circ$$

$$\bar{I}_{cc}^{3\phi} = \frac{1}{2.043 \angle 85.8^\circ} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 2355 \angle -85.8^\circ \text{ Amp}$$

FALLA 1Ø, PUNTO 2, L = 0.938 Km.

$S_B = 50 \text{ MVA}$

$$\bar{X}_s = \bar{X}_{s0} = \bar{X}_{s1} = \bar{X}_{s2} = j0.1$$

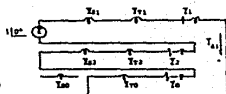
$$\bar{X}_T = \bar{X}_{T1} = \bar{X}_{T2} = \bar{X}_{T0} = j 1.76$$

$$\bar{Z}'_1 = \bar{Z}'_2 = 0.1146 + j 0.137 \text{ Ohm/Km}$$

$$\bar{Z}'_0 = 1.8795 + j 0.8634 \text{ Ohm/Km}$$

$$Z_B = 0.72$$

$$\bar{Z}_1 = \bar{Z}_2 = \bar{Z}|_{0.938} = 0.1493 + j 0.1784$$



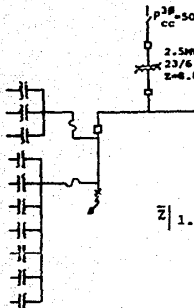
$$\bar{Z}_0|_{0.938} = \frac{(1.8795 + j0.8634) \cdot 0.938}{0.72} = 2.4485 + j 1.12478$$

$$\bar{Z}_{eq} = 2(j0.1) + 3(j1.76) + 2(0.1493 + j0.1784) + 2.4485 + j1.1247$$

$$\bar{Z}_{eq} = 2.7471 + j 6.9615 = 7.4839 \angle 68.4^\circ$$

$$\bar{I}_{cc}^{1\phi} = 3 \frac{1}{7.4839 \angle 68.4^\circ} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 1929 \angle -68.4^\circ \text{ Amp}$$

FALLA 3 ϕ , PUNTO 3, L = 1.195 Km



$$S_B = 50 \text{ MVA}$$

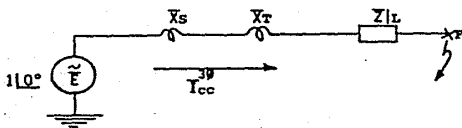
$$\bar{X}_S = J 0.1$$

$$\bar{X}_T = J 1.76$$

$$Z_B = 0.72$$

$$\bar{Z}|_{1.195} = 0.1369 + J 0.1637 \text{ Ohms.}$$

$$\bar{Z}|_{1.195} = \frac{0.1369 + J 0.1637}{0.72} = 0.19013 + J 0.2273$$



Impedancia equivalente

$$\bar{Z}_{eq} = 0.19013 + J 2.0873 = 2.096 \angle 84.8^\circ$$

$$\bar{I}_{cc}^{3\phi} = \frac{1}{2.096 \angle 84.8^\circ} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 2295 \angle -84.8^\circ \text{ Amp}$$

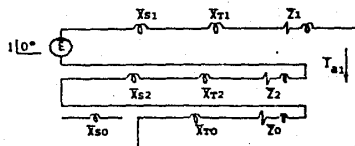
FALLA 1 ϕ , PUNTO 3, L = 1.195 Km

$$S_B = 50 \text{ MVA} \quad \bar{X}_S = \bar{X}_{S0} = \bar{X}_{S1} = \bar{X}_{S2} = J 0.1$$

$$\bar{X}_2 = \bar{X}_1 = \bar{X}_0 = \bar{X}_T = J 1.76$$

$$\bar{Z}_1 = \bar{Z}_2 = \bar{Z}|_{1.195} = 0.1902 + J 0.2273 \text{ Ohms/Km}$$

$$\bar{Z}_0|_{1.195} = 3.119 + J 1.433$$

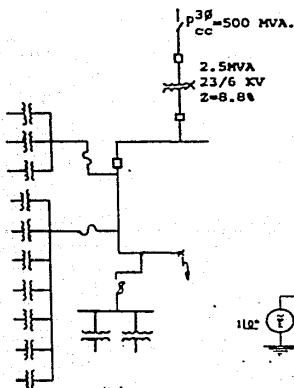


$$\bar{Z}_{eq} = 2(j0.1) + 3(j1.76) + 2(0.1902 + j0.2273) + 3.119 + j1.433$$

$$\bar{Z}_{eq} = 3.4994 + j 7.3676 = 8.1564 \angle 64.6^\circ$$

$$\bar{I}_{cc}^{1\phi} = 3 \frac{1}{8.1564 \angle 64.6^\circ} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 1769.5 \angle -64.6^\circ \text{ Amp}$$

FALLA 3 ϕ , PUNTO 4, L = 1.454 Km



$$S_B = 50 \text{ MVA}$$

$$\bar{X}_s = j 0.1$$

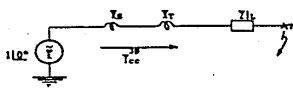
$$\bar{X}_T = j 1.76$$

$$Z_B = 0.72$$

$$Z' = 0.1146 + j0.137 \text{ Ohms/Km}$$

$$Z|_{1.154} = 0.1666 + j0.2 \text{ Ohms.}$$

$$\bar{Z}|_{1.154} = 0.2314 + j0.277$$



Impedancia equivalente

$$\bar{Z}_{eq} = 0.2314 + j 2.137 = 2.149 \angle 83.82^\circ$$

$$\bar{I}_{cc}^{3\phi} = \frac{1}{2.149 \angle 83.8^\circ} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 2238 \angle -83.82^\circ \text{ Amp}$$

FALLA 1Ø, PUNTO 4, L = 1.454 Km

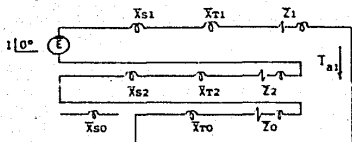
$$S_B = 50 \text{ MVA}$$

$$\bar{X}_S = j 0.1 ; \quad \bar{X}_T = j 1.76 ; \quad Z_B = 0.72$$

$$\bar{Z}_1 = \bar{Z}_2 = \bar{Z}_{1.454} = 0.2314 + j 0.277$$

$$\bar{Z}_0|_{1.454} = 3.795 + j 1.7435$$

Diagrama equivalente para falla monofásica:

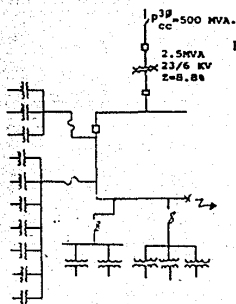


Impedancia equivalente:

$$\bar{Z}_{eq} = 2(j0.1) + 3(j1.76) + 2(0.2314 + j0.277) + 3.795 + j1.7435$$

$$\bar{Z}_{eq} = 4.2578 + j 7.77 = 8.86 \angle 61.3^\circ$$

$$I_{cc}^{1\phi} = 3 \frac{1}{8.86 \angle 61.3^\circ} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 1629 \angle -61.3^\circ \text{ Amp}$$



FALLA 3Ø, PUNTO 5, L = 2.727 Km

$$S_B = 50 \text{ MVA}$$

$$\bar{X}_S = j 0.1$$

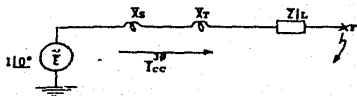
$$\bar{X}_T = j 1.76$$

$$Z_B = 0.72$$

$$Z'' = 0.1146 + j0.137 \text{ Ohms/Km}$$

$$Z|_{2.727} = 0.3125 + j0.3736 \text{ Ohms.}$$

$$\bar{Z}|_{2.727} = 0.434 + j0.518$$



Impedancia equivalente

$$\bar{Z}_{eq} = 0.434 + j 2.378 = 2.4172 \angle 79.65^\circ$$

$$\bar{I}_{cc} = \frac{1}{2.4172 \angle 79.65^\circ} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 1990 \angle -79.65^\circ \text{ Amp}$$

FALLA 1Ø, PUNTO 5, L = 2.727 Km

$S_B = 50 \text{ MVA}$

$$\bar{X}_T = \bar{X}_{T0} = \bar{X}_{T1} = \bar{X}_{T2} = j 1.76$$

$$\bar{X}_S = \bar{X}_{S0} = \bar{X}_{S1} = \bar{X}_{S2} = j 0.1$$

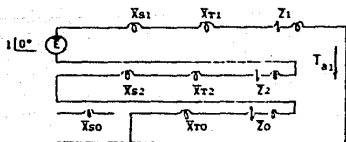
$$\bar{Z}_1 = \bar{Z}_2 = 0.1146 + j 0.137 \text{ Ohms/Km}$$

$$\bar{Z}_0 = 1.8795 + j 0.8634 \text{ Ohms/Km}$$

$$\bar{Z}_B = 0.72$$

$$\bar{Z}_1 = \bar{Z}_2 = \bar{Z} |_{2.727} = 0.434 + j 0.518$$

$$\bar{Z}_0 = \bar{Z} |_{2.727} = 7.1186 + j 3.27$$

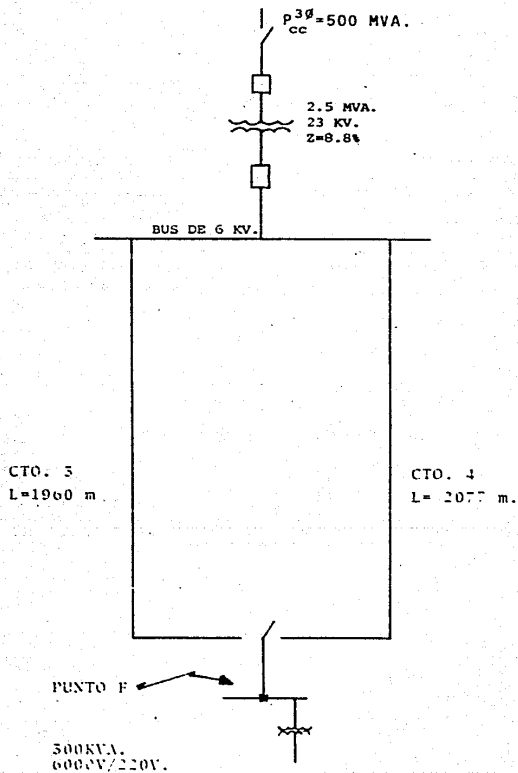


$$\bar{Z}_{eq} = 2(j 0.1) + 3(j 1.76) + 2(0.434 + j 0.518) + 7.1186 + j 3.27$$

$$\bar{Z}_{eq} = 7.9866 + j 9.786 = 12.63 \angle 50.78^\circ$$

$$\bar{I}_{cc} = 3 \frac{1}{12.63 \angle 50.78^\circ} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 1142 \angle -50.78^\circ \text{ Amp}$$

DIAGRAMA UNIFILAR SUB. ELECT. No.2 C.U.
(CIRCUITO 3 Y CIRCUITO 4)



FALLA 3Ø, PUNTO F, CIRCUITO 4

$$S_B = 50 \text{ MVA}$$

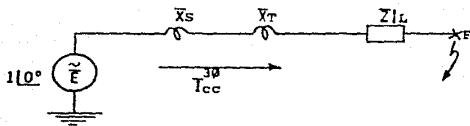
$$\bar{X}_s = j 0.1$$

$$\bar{X}_T = j 1.76$$

$$Z_B = 0.72$$

$$Z|_{2.077} = 0.238 + j 0.2845 \text{ Ohms}$$

$$\bar{Z}|_{2.077} = 0.33 + j 0.3952$$



$$\bar{Z}_{eq} = 0.33 + j 2.2552 = 2.2792 \angle -81.6^\circ$$

$$I_{cc}^{3\phi} = \frac{1}{2.2792 \angle -81.6^\circ} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 2111 \angle -81.6^\circ \text{ Amp}$$

FALLA 1Ø, PUNTO F, CIRCUITO 4

$$S_B = 50 \text{ MVA}$$

$$\bar{X}_T = \bar{X}_{T1} = \bar{X}_{T2} = \bar{X}_{T0} = j 1.76$$

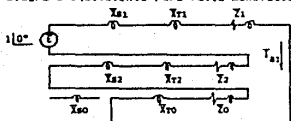
$$\bar{X}_s = \bar{X}_{s0} = \bar{X}_{s1} = \bar{X}_{s2} = j 0.1$$

$$Z_B = 0.72$$

$$\bar{Z}_1 = \bar{Z}_2 = \bar{Z}|_{2.077} = 0.33 + j0.3952$$

$$\bar{Z}_0 = \bar{Z}_0|_{2.077} = 5.421 + j2.49$$

Diagrama equivalente para falla monofásica:



Impedancia equivalente:

$$\bar{Z}_{eq} = 2(j0.1) + 3(j1.76) + 2(0.33 + j0.3952) + 5.421 + j2.49$$

$$\bar{Z}_{eq} = 6.081 + j 8.7604 = 10.664 \angle 55.2^\circ$$

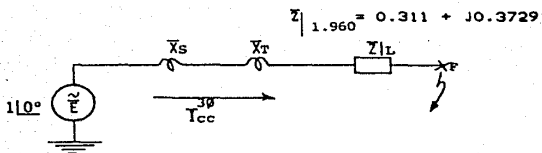
$$\bar{I}_{cc}^{1\phi} = 3 \frac{1}{10.664 \angle 50.2} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 1353 \angle -55.2^\circ \text{ Amp}$$

FALLA 3ϕ , PUNTO F, CIRCUITO 3, $L = 1.960 \text{ Km}$

$$S_B = 50 \text{ MVA}$$

$$\bar{X}_s = j 0.1$$

$$\bar{X}_T = j 1.76$$



$$\bar{Z}_{eq} = 0.3119 + j 2.2329 = 2.254 \angle 82^\circ$$

$$\bar{I}_{cc}^{3\phi} = \frac{1}{2.254 \angle 82} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 2134.5 \angle -82^\circ \text{ Amp}$$

FALLA 1Ø, PUNTO F, CIRCUITO 3, L = 1.960

$$S_B = 50 \text{ MVA}$$

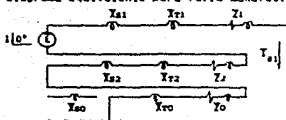
$$\bar{X}_T = \bar{X}_{T1} = \bar{X}_{T2} = \bar{X}_{T0} = j 1.76$$

$$\bar{X}_s = \bar{X}_{s0} = \bar{X}_{s1} = \bar{X}_{s2} = j 0.1$$

$$\bar{Z}_0 = \bar{Z}_0 |_{1.960} = 5.116 + j 2.35$$

$$\bar{Z}_1 = \bar{Z}_2 = \bar{Z} |_{1.960} = 0.3119 + j 0.3729$$

Diagrama equivalente para falla monofasica:



Impedancia equivalente:

$$\bar{Z}_{eq} = 2(j 0.1) + 3(j 1.76) + 2(0.3119 + j 0.3729) + 5.116 + j 2.35$$

$$\bar{Z}_{eq} = 5.7398 + j 8.5758 = 10.319 \angle 56.2^\circ$$

$$I_{cc}^{1\phi} = 3 \frac{1 \angle 0^\circ}{10.319 \angle 56.2^\circ} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 1398 \angle -56.2^\circ \text{ Amp}$$

FALLA 3Ø, BUS 6 KV, L = 0

$$\bar{X}_s = \frac{50}{500} = j 0.1$$

$$\bar{X}_{T1} = j 1.76$$

$$I_{cc}^{3\phi} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j 1.86} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 2586.7 \angle -90^\circ \text{ Amp}$$

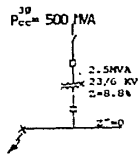
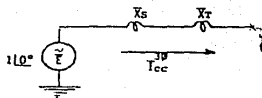


Diagrama equivalente



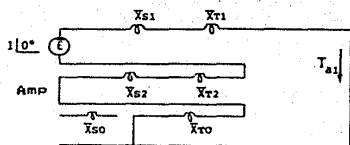
FALLA 1Ø, BUS 6 KV, L = 0

$$\bar{X}_S = j0.1 = \bar{X}_{S0} = \bar{X}_{S2}$$

$$\bar{X}_{T1} = j1.76 = \bar{X}_{T2} = \bar{X}_{T0}$$

$$\bar{I}_{a1} = \frac{1}{j5.48} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 877.9 \angle -90^\circ \text{ Amp}$$

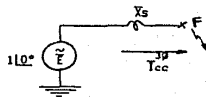
$$\bar{I}_{CC} = 3 \bar{I}_{a1} = 2633.7 \angle -90^\circ \text{ Amp}$$



FALLA 3Ø, ACOMETIDA

$$\bar{X}_S = j0.1$$

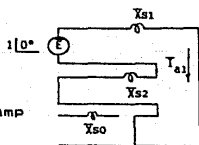
$$\bar{I}_{CC}^{3\phi} = \frac{1}{j0.1} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 48,112.5 \angle -90^\circ \text{ Amp}$$



FALLA 1Ø, ACOMETIDA

$$\bar{X}_{S0} = \bar{X}_{S1} = \bar{X}_{S2} = j0.1$$

$$\bar{I}_{CC}^{1\phi} = 3 \frac{1}{2(j0.1)} \left(\frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} \right) = 72,168 \angle -90^\circ \text{ Amp}$$



TIPO DE FALLA	DE BUS 6 KV A PUNTO No.	DISTANCIA (m)	ICORTO CIRCUITO (Amp)	ANGULO (grados)
3φ	5	1312	2270	-84.34
1φ	5	1312	1703	-63
3φ	4	2585	2015	-80
1φ	4	2585	1184	-51
3φ	3	2844	1971	-79
1φ	3	2844	1111	-50
3φ	2	3101	1925	-78
1φ	2	3101	1046	-49
3φ	1	3808	1812	-76
1φ	1	3808	902	-45
3φ	1	231	2526.9	-88.9
1φ	1	231	2453	-83
3φ	2	938	2355	-85.8
1φ	2	938	1929	-68
3φ	3	1195	2295	-84.8
1φ	3	1195	1769.5	-64.6
3φ	4	1454	2238.83	-83.82
1φ	4	1454	1629	-61.3
3φ	5	2727	1990	-79.65
1φ	5	2727	1142	-50.78
3φ	F	2077	2111	-81.6
1φ	F	2077	1353	-55.2
3φ	F	1960	2134.5	-82
1φ	F	1960	1398	-56.2
3φ	BUS 6KV	0	2586	-90
1φ	BUS 6KV	0	2633.7	-90

NOTA: * Referido a circuitos nuevos 3 y 4.

EN EL PUNTO DE ACOMETIDA:

TIPO DE FALLA	DE BUS 6 KV A PUNTO No.	DISTANCIA (m)	I corto circuito (Amp)	ANGULO (grados)
3Ø	acometida	----	48112.5	-90
1Ø	acometida	----	72168	-90

CAPITULO V

COORDINACION

Para un sistema electrico de potencia, el llamado estudio de coordinacion consiste en la elaboracion de un analisis de tiempo corriente de todos los dispositivos de proteccion (relevadores y fusibles), utilizados hasta la fuente. En este estudio, hay una comparacion del tiempo que le toma a los dispositivos de proteccion, en forma individual, de operar cuando cierto nivel de corriente ya sea normal o anormal, pasa a traves de ellos. Hay ocasiones que en el diseno de un sistema electrico de potencia, en sus primeras etapas de planeacion, un estudio de coordinacion es necesario como estudio preliminar, porque darfa indices que cambiarfan, por ejemplo, dimensiones de equipo o el modificar calibres de cable, etc., despues de que sean determinadas las caracteristicas del equipo.

Cuando hay un incremento en la corriente de corto circuito en la fuente de un sistema, es obligado el estudio de coordinacion, ya que este estudio darfa el nuevo ajuste que es necesario para los dispositivos de proteccion, tambien cuando hay incremento de cargas para un sistema o cuando el equipo es reemplazado por otro de mayor capacidad, es necesaria una revision del estudio de coordinacion, para asegurar que la eficiencia del mismo, es adecuada a las necesidades requeridas.

Cuando se coordinan relevadores con fusibles que estén hacia la carga, el sobreviaje del relevador y el tiempo de apertura del interruptor termomagnético no existen para el fusible.

El margen de tiempo entre la curva del fusible y la del relevador hacia la fuente, puede ser baja como 0.1 seg. cuando se involucran tiempos de reposición, por debajo de 1 seg. También cuando en algún sistema de relevadores con disco de inducción; donde se tenga que coordinar interruptores termomagnéticos de bajo voltaje equipados con unidades de disparo de acción directa con relevadores, el intervalo de tiempo de coordinación se considera generalmente de 0.4 seg., este intervalo se puede reducir empleando un relevador de sobrecorriente con un elemento instantáneo especial, de disparo rápido, ajustado aproximadamente al mismo Pick-Up que el elemento de tiempo, con sus contactos en serie con el contacto del relevador principal.

Pick-Up.- Este término tiene varios significados, para muchos dispositivos es la corriente mínima a la cual se inicia una acción, el cual se usa al describir la característica de un relevador. Por ejemplo, para un relevador de protección contra sobrecorriente, es el valor mínimo de corriente que origina el cierre de contactos. También el término Pick-Up se usa para describir el funcionamiento de un interruptor de potencia en bajo voltaje. Para los accionados por bobina con mecanismo de retardo, también el tiempo de cierre de contactos del



dispositivo anterior es extremadamente corto, tanto las desviaciones como los ajustes de corriente de estos relevadores generalmente corresponden a la corriente de Pick-Up.

Para interruptores termomagnéticos, aunque en este estudio de coordinación no los hay, cabe mencionar algunas características ya que es importante conocerlas porque en otros estudios de coordinación se encontrarán seguramente. Por ejemplo, para el interruptor termomagnético su Pick-Up es el valor de calibración de corriente mínima, sujeto a ciertas tolerancias, que originará el cierre de la armadura del dispositivo de disparo, abriendo el interruptor termomagnético o cerrando un contacto de alarma.

Se tendrán tres Pick-Up's para un dispositivo de disparo que tenga un retardo de tiempo largo, uno corto y uno instantáneo, todos estos Pick-Up's estarán en términos de múltiplos o por cientos de valor nominal del dispositivo de disparo, sin hacer caso a los ajustes de los elementos con retardo de tiempo, corto o largo, el Pick-Up instantáneo es igual a una corriente de 900% del rango del dispositivo de disparo con una tolerancia de más o menos el 10%.

Para interruptores termomagnéticos de caja moldeada con elementos de disparo térmico, se consideran los tiempos de disparo, no los Pick-Up's. Dado que un interruptor termomagnético de caja moldeada, de apertura en aire, calibrado correctamente, conduce 100% de su corriente nominal a 25° C, como se puede observar el término Pick-Up es indebidamente

aplicado al disparo termico ó a un interruptor de caja moldeada, el cual se desvía debido al calor almacenado.

Resumiendo, puede notarse que es más sencillo y menos confuso, particularmente cuando se hacen estudios de coordinación, pensar en terminos de corriente y de ajuste de tiempo.

Casi siempre, los instrumentos de medición y los relevadores, se alimentan del mismo grupo de transformadores de corriente. Una operación perfectamente satisfactoria se obtiene con transformadores de corriente de precisión estándar, un análisis del funcionamiento de la mayoría de los transformadores de corriente normalizados indicara que aunque estan lejos de ser perfectos son adecuados para una aplicación particular.

El mejor criterio para la selección de la relación del transformador de corriente, es casi invariablemente la máxima corriente de carga.

Quando se comprueba la coordinación debe tomarse en cuenta que el efecto de la saturación del transformador de corriente hace que la operación del relevador de disco de inducción sea más lenta. Cuando el transformador de corriente se llega a saturar debido a una alta carga en el secundario de varias veces la corriente a plena carga, la corriente del relevador en el secundario es menor que la que sería operando normalmente (antes de saturarse), y el relevador opera más lentamente.

Para propósitos prácticos, la máxima corriente disponible en el secundario, despreciando la saturación, es representada por la corriente de excitación en el secundario, en el punto de intersección de una línea de Burden no saturada, con la curva de saturación del transformador de corriente. La línea de carga no saturada es una línea de 45° iniciada en el punto de Pick-Up del relevador en la curva de saturación del transformador de corriente y dibujada arriba y a la derecha hasta su cruce con la curva de saturación. En la práctica un Burden se aplica solamente a un valor particular de corriente de secundario; esto es porque la mayoría del equipo aplicado tiene un circuito magnético en el cual el Burden decrece debido a la saturación a medida que la corriente se incrementa, así las impedancias de los aparatos aplicados deberán ser conocidas para varios valores de sobrecorriente tal que los valores de impedancia pueden ser aproximados para un valor particular de corriente.

La mayoría de los sistemas industriales, la saturación del transformador de corriente es un problema, principalmente en circuitos con transformadores de corriente cuya relación de transformación es relativamente baja, como en la mayoría de los casos éstos circuitos abastecen circuitos de trabajo, se deberían aplicar relevadores con ajuste instantáneo que no son afectados por la saturación. Para un respaldo progresivo hacia la fuente la relación del transformador de corriente debe ser más alta, los transformadores tienen más vueltas, desarrollando mayores voltajes, y por eso están menos propensos a saturarse cuando cargas nominales son aplicadas.

El relevador diferencial generalmente no es susceptible a problemas de saturación si los transformadores de corriente estan aproximadamente igualados, o si se seleccionan taps (derivaciones) apropiadas a los relevadores.

La saturación de los transformadores de corriente debido a la componente de DC de una corriente de falla asimétrica, puede causar retardo en la operación de algunos relevadores instantáneos, esto puede causar tambien disparos falsos de relevadores conectados residualmente a tierra si el retardo de tiempo no es usado.

LECTURA DE CURVAS

Lo que corresponde a la comprensión de las características tiempo-corriente de las curvas es básica para cualquier estudio de coordinación.

En una curva de coordinación, el tiempo "0" es considerado como el tiempo en el cual la falla ocurre, y todos los tiempos mostrados sobre la curva son el tiempo transcurrido desde ese instante.

Después de la interrupción, el sobreviaje del relevador así como el tiempo de reposición del interruptor termomagnético y del relevador, son considerados con el fin de determinar si algún dispositivo el cual haya comenzado a operar continuara operando bajo la corriente reducida y dispare un dispositivo de protección de respaldo, estos sobreviajes y

tiempos de reposición son tomados en cuenta por la desviación de las curvas o permitiendo márgenes de tiempo entre curvas.

Una curva de coordinación es arreglada de manera tal que la región abajo y a la izquierda de la curva represente un área de no operación. Las curvas representan una familia de Pares de coordenadas (corriente-tiempo), lo cual indica que tan largo es el periodo de tiempo requerido para la operación del dispositivo en un valor seleccionado de corriente. Las curvas del relevador de protección son representadas solamente por una línea. Las curvas de disparo del interruptor termomagnético, así como el tiempo de disparo del dispositivo, son representadas por bandas que fijan los límites máximo y mínimo de tiempo para corrientes seleccionadas.

La corriente se lee en el eje de las abscisas, el tiempo o rango de tiempos en los cuales se espera que algún dispositivo opere, corresponde al eje de las ordenadas.

Tomando en cuenta un sistema grande o uno con mas de una transformación de voltaje, la curva característica de los dispositivos mas pequeños se grafica lo mas a la izquierda del papel log-log como sea posible, tal que las curvas no se amontonen a la derecha del papel. El máximo nivel de corto circuito en el sistema, es el límite de las curvas a la derecha, a menos que aparezca deseable observar el comportamiento posible sobre el nivel de corriente de cortocircuito en un sistema bajo estudio.

**PASOS NECESARIOS PARA LA PLANEACION DE UN ESTUDIO DE
COORDINACION DE PROTECCIONES**

- 1) Desarrollar un diagrama unifilar incluyendo los datos siguientes:
 - a) Potencia aparente y voltaje nominales así como la impedancia y las conexiones en todos los transformadores.
 - b) Condiciones de switcheo normal y de emergencia.
 - c) Datos nominales de placa y reactancias subtransitorias de todos los motores importantes y generadores, así como las reactancias transitorias de motores síncronos y generadores, más las reactancias síncronas de generadores.
 - d) Calibres de conductores.
 - e) Relaciones de los transformadores de corriente.
 - f) Valores nominales, características y rangos de ajuste de relevadores, dispositivos de disparo de acción directa y fusibles.
- 2) Determinar el nivel de corriente de cortocircuito. Este estudio deberá incluir el máximo y mínimo rendimiento o duración esperada, así como los datos de la corriente de corto circuito disponible en todas las fuentes.
- 3) Determinar las necesidades de protección de varios

elementos del sistema, y las exigencias de flujo a la carga del mismo.

- 4) Reunir las características de los dispositivos de protección involucrados en el sistema.

Con las bases establecidas se procede al estudio de la coordinación de la subestación.

SELECCION DE VOLTAJE DE BASE

- 1.- Dispositivo más alejado de la fuente (transformadores T-4, T-5, T-6).
- 2.- Limite superior: será el máximo corto circuito del sistema.

$$I_{cc} = 2,527 \text{ amp. RMS., SIN.}$$

el corto circuito máximo asimétrico será:

$$I_{cc} = 3 (2,527) = 4,367.89 \text{ amp.}$$

Al observar el diagrama unifilar de la subestación No. 2 de C.U., se encuentra que el ramal con más dispositivos de protección, es el de 6000 volts, seleccionando a este voltaje como base, ya que simplificará la manipulación aritmética de las operaciones a realizar.

Comprobación del voltaje de base seleccionado:

Limite inferior.- Se cumplirá si y sólo si $I_r > i_m$.

Donde i_m es la corriente mínima representada en el inicio de las décadas en el eje horizontal del papel log-log empleado.

$$I_n V_n = I_r V_b$$

$$I_r = \frac{V_n I_n}{V_b}$$

donde: I_n : corriente nominal del dispositivo más alejado.

V_n : voltaje nominal.

I_r : corriente referida.

V_b : voltaje base.

Sustituyendo valores:

$$I_r = \frac{(6,000) (178)}{6,000} = 178 \text{ amp.}$$

entonces: $178 > 150$

Límite superior.- Cumple si y solo si $I_r < I_m$, donde I_m es la corriente al final de las décadas del eje horizontal del papel log-log empleado.

$$I_{ccm\acute{a}x} V_n = I_r V_b$$

$$I_r = \frac{V_n I_{ccm\acute{a}x}}{V_b}$$

donde: $I_{ccm\acute{a}x}$ = corriente de corto circuito máximo asimétrico.
sustituyendo valores:

$$I_r = \frac{(6,000) (4,376.89)}{6,000} = 4,376.89 \text{ amp.}$$

entonces: $4,376 < 1,000,000$

Por lo anterior, se elige como voltaje base a 6,000 V, el paso siguiente es efectuar la memoria de cálculo.

MEMORIA DE CALCULO

Subestación No. 3

La terminología usada será:

$I_{nom. prim.}$: corriente nominal en el primario del transformador.

$I_{nom. sec.}$: corriente nominal en el secundario del

transformador.

z: impedancia del transformador.

Imag.: corriente de magnetizacion del transformador.

Punto ANSI: punto de dafio del transformador.

NEC OC del secundario: limite de ajuste contra sobrecorriente del secundario.

T: tiempo que resiste el transformador sin dañarse con la corriente ANSI.

$$Inom.prim. = \frac{1,250}{\sqrt{3} (6)} = 120.23 \text{ amp.}$$

$$Inom.sec. = \frac{1,250}{\sqrt{3} (0.220)} = 3,280.39 \text{ amp.}$$

$$Imag. = Inom.prim. (8) = 120.28 (8) = 962.24 \text{ amp.}$$

en 0.1 segundos.

$$\text{Punto ANSI.} = Inom.prim. (11) = 120.28 (11) = 1,323 \text{ amp.}$$

en 3.25 segundos.

Capacidad de sobrecarga = Inom.sec. f. de elevación de temperatura f. de enfriamiento.

$$\text{Capacidad de sobrecarga} = 3,280.39 \times 1.0 \times 1.0 = 3,280.39 \text{ amp.}$$

AJUSTES PERMITIDOS POR EL NEC:

$$\text{NEC OC. prim.} = Inom.prim. \times 3 = 120.28 \times 3 = 360.84 \text{ amp}$$

$$\text{NEC OC. sec.} = Inom.sec. \times 1.75 = 3,280.39 \times 1.75$$

$$\text{NEC OC. sec.} = 5,740 \text{ amp.}$$

Subestacion No. T26-C

$$Inom.prim. = \frac{2,500}{\sqrt{3} \cdot 23} = 62.75 \text{ amp. (240.546 referido a Vb)}$$

$$Inom.sec. = \frac{2,500}{\sqrt{3} \cdot 6} = 240.56$$

$$Imag. = Inom.prim. \times 8 = 62.75 \times 8 = 502 \text{ amp.}$$

$$\text{Punto ANSI} = 7.3 \times Inom.prim. = 7.3 \times 62.75 = 458.07 \text{ amp}$$

en 5 segundos. (1,755.93 referido a Vb)

$$\text{Capacidad de sobrecarga} = 240.56 \times 1 \times 1.33 = 320 \text{ amp}$$

Ajustes permitidos por el NEC:

$$\text{NEC OC del primario} = Inom.prim \times 7 = 62.75 \times 7 = 439.25 \text{ amp.}$$

$$\text{NEC OC del secundario} = Inom.sec. \times 2.5 = 240.56 \times 2.5$$

$$\text{NEC OC del secundario} = 601.4 \text{ amp.}$$

AJUSTE DE DISPOSITIVOS DE PROTECCION

El fusible seleccionado deberá cumplir:

- a) Permitir sobrecargar al transformador
- b) No rebasar el límite NEC OC del secundario
- c) La energización del transformador
- d) No rebasar el límite de la corriente que pueda soportar el transformador (Punto ANSI).

Considerando los incisos a,b,c y d se escoge un fusible tipo FL-100.

2.- Bus en la subestación No. 3.

El relevador seleccionado deberá cumplir con:

- a) Tomar en cuenta la capacidad del Bus.
- b) Tener selectividad con los alimentadores derivados, es decir con el fusible.
- c) Permitir la corriente crítica en el Bus.

Icrit. = Es la suma de las corrientes que se demandan en el Bus cuando se energizan los transformadores T-1, T-2 y T3.

La selectividad del relevador deberá ser tal que, éste no operará hasta fundido el fusible, por lo tanto el ajuste contra sobrecorriente de disparo del relevador sea mayor o igual al 120% de la corriente de fusión del fusible en un tiempo determinado.

Para la selección del tap se considerarán las corrientes nominales de los transformadores T-1, T-2 y T-3. que reflejadas en el TC será de:

$$170.79 \left(\frac{5}{500} \right) = 1.707 \text{ amp}$$

El relevador de sobrecorriente utilizado en la S.E. No. 2 de C. U. tiene taps de ajuste de: 1.1, 1.5, 2.5, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 20, 30, 40, y 50, de los cuales se selecciona a primera instancia más próximo mayor, siendo éste el tap 2.

Verificando que el tap seleccionado a primera instancia al aplicarlo en algunas de las curvas del relevador de sobrecor-

riente, de una corriente de operación en cualquier tiempo mayor o igual al 120% de la corriente de fusión del fusible, encontrando:

(Time dial setting 1) en 1 seg. el múltiplo del tap es 1.1
entonces $I_{tc} = 1.1 \times 2 = 2.2 \text{ amp.}$

$$I_{lin} = 2.2 \times \frac{500}{5} = 220 \text{ amp.}$$

en 1 seg. la corriente de fusión del fusible ($I_{fusión}$) es de 260 amp. Ahora $260 \times 1.2 = 312 \text{ amp.}$

$I_{lin} < 120\% I_{fusión} \quad \text{====>}$ No cumple con la condición
en el mismo tiempo.

Usando (time dial setting 2). En 2 seg., el múltiplo del tap es 1.1, entonces:

$$I_{tc} = 1.5 \times 2 = 3 \text{ amp.}$$

$$I_{lin} = 3 \times \frac{500}{5} = 300 \text{ amp.}$$

en 2 seg. la $I_{fusión}$ es de 300 amp. Ahora $300 \times 1.2 = 360 \text{ amp.}$

$I_{lin} < 120\% I_{fusión} \quad \text{====>}$ No cumple.

Usando (time dial setting 7). En 6 seg., el múltiplo del tap es 1.5, entonces:

$$I_{tc} = 1.5 \times 2 = 3 \text{ amp.}$$

$$I_{lin} = 300 \text{ amp.}$$

en 6 seg. la corriente de fusión del fusible es de 240 amp.

Ahora $240 \times 1.2 = 288$ amp.

$I_{lin} < 120\%$ Ifusión. $====>$ No cumple.

Se observa que no cumple para ninguna de las curvas del relevador de sobrecorriente, teniendo que seleccionar, por ejemplo el tap 5. Seleccionando este tap, se procede a ver cual de los ajustes del disco de tiempo (time dial setting) es el que dará la selectividad para la coordinación y además cumpla con las condiciones antes enumeradas.

Probando tentativamente con el time dial setting 3.

Comprobando que se cumplan con todas las condiciones se tiene que:

En 3.5 seg. el múltiplo del tap es 1.1 entonces:

$$I_{tc} = 1.1 \times 5 = 5.5 \text{ amp.}$$

$$I_{lin.} = 5.5 \left(\frac{500}{5} \right) = 550 \text{ amp.}$$

En ese mismo tiempo la Ifusión del fusible es de 240 amp. Ahora $240 \times 1.2 = 288$ amp., entonces:

$I_{lin} > 120\%$ Ifusión. $===== >$ Cumple.

En 2.4 seg. el múltiplo del tap es 1.5., entonces:

$$I_{tc} = 1.5 \times 5 = 7.5 \text{ amp.}$$

$$I_{lin.} = 7.5 \left(\frac{500}{5} \right) = 750 \text{ amp.}$$

En ese mismo tiempo la Ifusión del fusible es de 250

amp., entonces:

$$I_{lin} > 120\% \text{ Ifusion} \quad \text{====>} \quad \text{Cumple.}$$

En 9 decimos de seg. el múltiplo del tap es 4., entonces:

$$I_{tc} = 4 \times 5 = 20 \text{ amp.}$$

$$I_{lin} = 20 \times \left(\frac{500}{5} \right) = 2000 \text{ amp.}$$

La Ifusion del fusible en 5 decimos de seg. es de 500 amp.

Ahora $500 \times 1.2 = 600$ amp., entonces:

$$I_{lin} > \text{Ifusion} \quad \text{====>} \quad \text{Cumple}$$

3.- Transformador T26-C.

El relevador seleccionado deberá cumplir con:

- a) Permitir la corriente de magnetización.
- b) No rebasar la corriente que pueda soportar el transformador (PUNTO ANSI).
- c) Tener selectividad.

La corriente nominal del transformador es:

$$I_{nom. \text{ prim.}} = \frac{2500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} (23 \text{ KV})} = 62.75$$

$$I_{ref \ V} = I_b \ V_b \quad I_b = \frac{I_{ref \ V}}{V_b} \quad ; \quad \text{sustituyendo valores:}$$

$$I_b = \frac{62.75 \times 23000}{6000} = 240.54 \text{ amp.}$$

que reflejada en el transformador de corriente es:

$$240.54 \times \frac{5}{200} = 6.03 \implies \text{el tap más próximo es el 6.}$$

Tomando este valor de tap se verificará con las curvas del relevador de sobrecorriente, den una corriente de operación en cualquier tiempo que cumpla con la selectividad del anterior, por ejemplo, usando el time dial 8.

En 8 seg.; implica que el múltiplo del tap es 1.5

$$I_{tc} = 1.5 \times 6 = 9 \text{ amp.} \quad I_{lin} = 9 \times \frac{200}{5} = 360 \text{ amp.}$$

Usando el time dial setting 10, en 3 seg.; implica que el múltiplo del tap es 4.

$$I_{tc} = 4 \times 6 = 24 \text{ amp.} \quad I_{lin} \times \frac{200}{5} = 960 \text{ amp.}$$

Se encuentra que no se cumple para ninguna de las curvas.

Seleccionando el tap 10 y el time dial 9; para encontrar la selectividad deseada para la coordinación, cumpliendo además con las condiciones enumeradas anteriormente.

Verificando que se cumpla con todas las condiciones, se tiene que:

En 9 seg. el múltiplo del tap es 1.2

$$I_{tc} = 1.2 \times 10 = 12 \quad I_{lin} = 12 \times \frac{200}{5} = 480 \text{ amp.}$$

En 7 seg. el múltiplo del tap es 1.5

$$I_{tc} = 1.5 \times 10 = 15 \quad I_{lin} = 15 \times \frac{200}{5} = 600 \text{ amp.}$$

En 4 seg. el múltiplo del tap es 2.5

$$I_{tc} = 2.5 \times 10 = 25 \quad I_{lin} = 25 \times \frac{200}{5} = 1000 \text{ amp}$$

En 1.5 seg. el múltiplo del tap es 25

$$I_{tc} = 25 \times 10 = 250 \quad I_{lin} = 250 \times \frac{200}{5} = 10,000 \text{ amp.}$$

Todas estas curvas son finalmente graficadas en la curva de coordinación del sistema, para el anillo que forman los alimentadores 1 y 2. Para el otro anillo que lo componen los alimentadores 3 y 4, solo se tendrá que seleccionar el fusible de protección y el ajuste del relevador de sobrecorriente del interruptor del propio anillo, ya que no se moverá el ajuste del interruptor principal de la S. E.

4.- Transformador No. 7

El fusible seleccionado deberá cumplir:

- a) Permitir sobrecargar el fusible (787.01 amp.).
- b) La energización del transformador (230.88 amp.).
- c) No rebasar el punto ANSI (317.46 amp.).

Tomando en cuenta las condiciones enumeradas en los incisos a, b y c, se selecciona un fusible tipo FL-40.

5.- Bus de la S. E. No. 7

El relevador seleccionado deberá cumplir:

- a) Tomar en cuenta la capacidad del bus.
- b) Tener selectividad.

c) Permitir la corriente crítica en el bus.

$I_{crit.}$ = La corriente nominal que se demanda en el bus cuando se energiza el transformador.

La selectividad del relevador deberá ser tal que, esta no operará hasta fundido el fusible, por tanto, el ajuste contra sobrecorriente deberá ser tal que la corriente de disparo del relevador sea mayor o igual al 120% de la corriente de fusión del fusible en un tiempo determinado.

Para la selección del tap, se considerará la corriente nominal del transformador No. 7. Que reflejada en el transformador de corriente será de:

$$28.86 \times \frac{5}{500} = 0.2886$$

El tap de ajuste más próximo, es el tap 1.1 Comprobando (time dial setting 1). En 1 seg., múltiplo del tap 1.1 :

$$I_{tc} = 1.21 \text{ amp.}$$

$$I_{lin} = 121 \text{ amp. ; } I_{fusión} = 95 \text{ amp.}$$

por lo tanto:

$$I_{lin} > 120 \% I_{fusión} \quad \text{====>} \quad \text{Cumple.}$$

CURVA PARA LA PROTECCION DE FALLA A TIERRA

Para la barra de 6 KV se tiene una falla de fase a tierra de 2 633.70 amp.

Se determina la corriente de pick-up, si se desea que la protección opere a un 40% de la corriente nominal del transformador T26-C, entonces:

$$I_{nom} \text{ sec} = \frac{2\ 500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \ 6 \text{ KV}} = 240.56 \text{ amp.}$$

con lo cual al 40% de este valor, la corriente de pick-up será:

$$I_{pick-up} = 240.56 \times 0.40 = 96.22 \text{ amp.}$$

Para la selección del tap se tiene que:

$$96.22 \times \frac{5}{300} = 0.962$$

y los taps disponibles del relevador son: 0.5, 0.6, 0.8, 0.9, 1, 1.2, 1.4, 2.5.

Tomando el tap mas cercano, se elige el tap 1.

Con el tap ya elegido se procede a determinar el time dial setting si se requiere que opere en 0.55 segundos. Entonces el múltiplo del tap será:

$$M.T. = \frac{I_{cc}/R_{tc}}{\text{tap}} = \frac{2\ 633.70/100}{1} = 26.33$$

Con 26.33 y 0.55 seg en la curva T-I del relevador se localiza el time dial setting 3.

Para las demás curvas, también se cumple la desigualdad.
Ahora se selecciona el tap 1.5 y el time dial setting 2.
En 2 seg. Múltiplo del tap 1.2.

$$I_{tc} = 1.2 \times 1.5 = 1.8 \text{ amp.}$$

$$I_{lin.} = 1.8 \times \frac{500}{5} = 180 \text{ amp.}$$

En 1 seg. Múltiplo del tap 1.5.

$$I_{tc} = 1.5 \times 1.5 = 2.25$$

$$I_{lin.} = 2.25 \times \frac{500}{5} = 225 \text{ amp.}$$

En 0.5 seg. Múltiplo del tap 6.

$$I_{tc} = 6 \times 1.5 = 9 \text{ amp.}$$

$$I_{lin.} = 9 \times \frac{500}{5} = 900$$

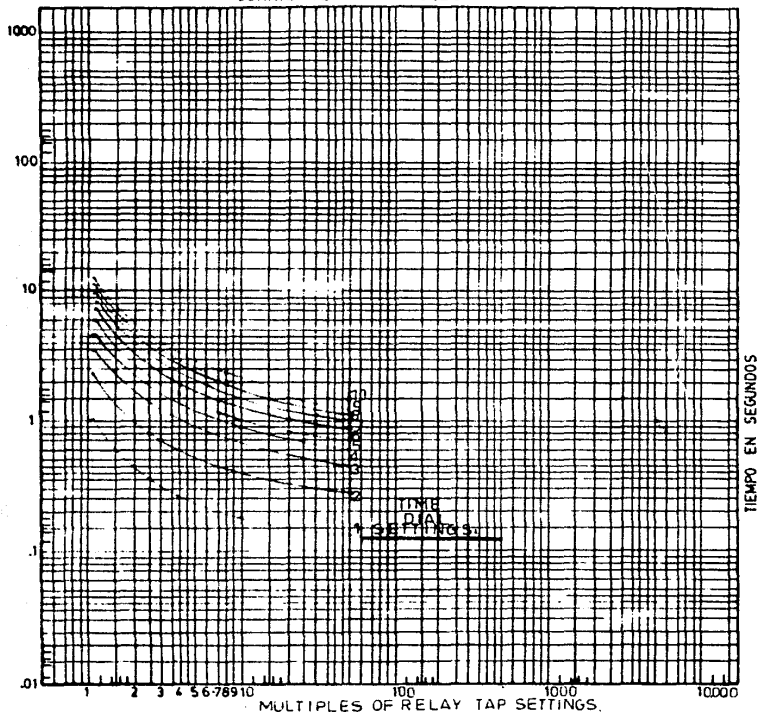
En 0.3 seg. Múltiplo del tap 30.

$$I_{tc} = 30 \times 1.5 = 45 \text{ amp.}$$

$$I_{lin.} = 45 \times \frac{500}{5} = 4500 \text{ amp.}$$

Las curvas obtenidas, son aplicadas para los alimentadores 3 y 4 que forman el segundo anillo. Quedando así la segunda curva de coordinación de la subestación No. 2 de Ciudad Universitaria.

CORRIENTE EN AMPERES

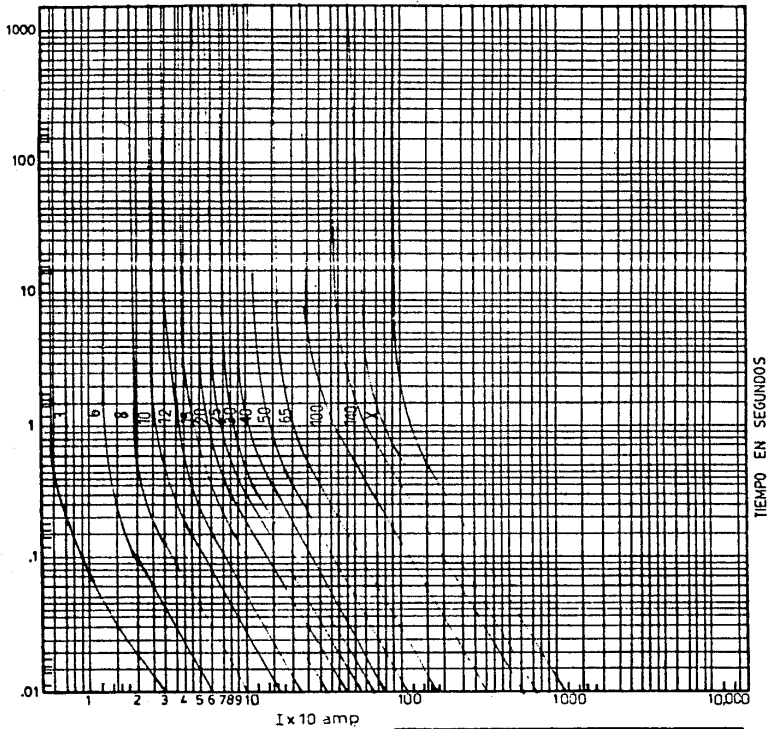


MULTIPLES OF RELAY TAP SETTINGS.

CURVAS TIEMPO-CORRIENTE

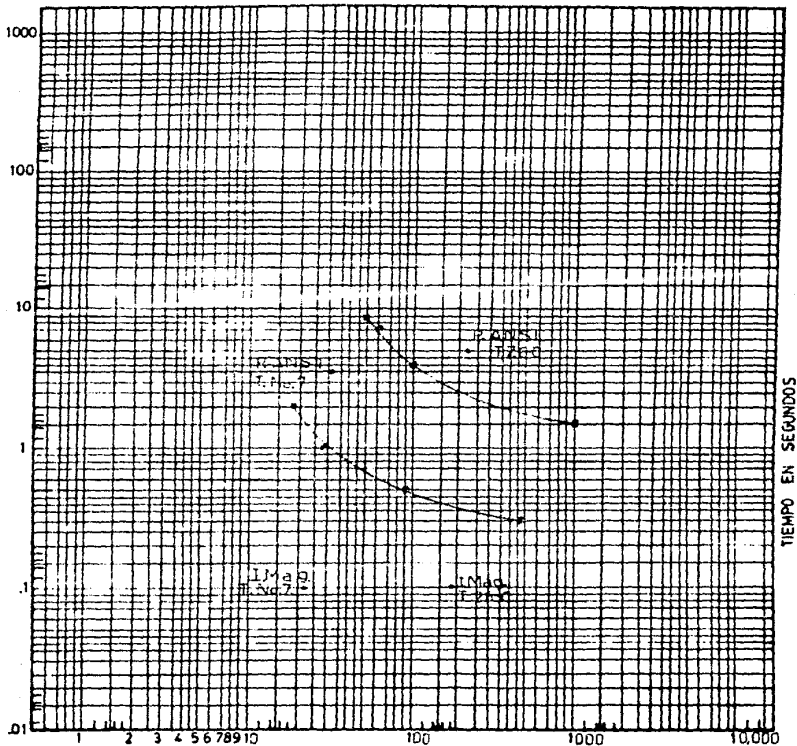
RELEVADOR DE
SOBRECORRIENTE
TIPO SFC 151A.

CORRIENTE EN AMPERES



CURVAS TIEMPO-CORRIENTE
FUSIBLE.

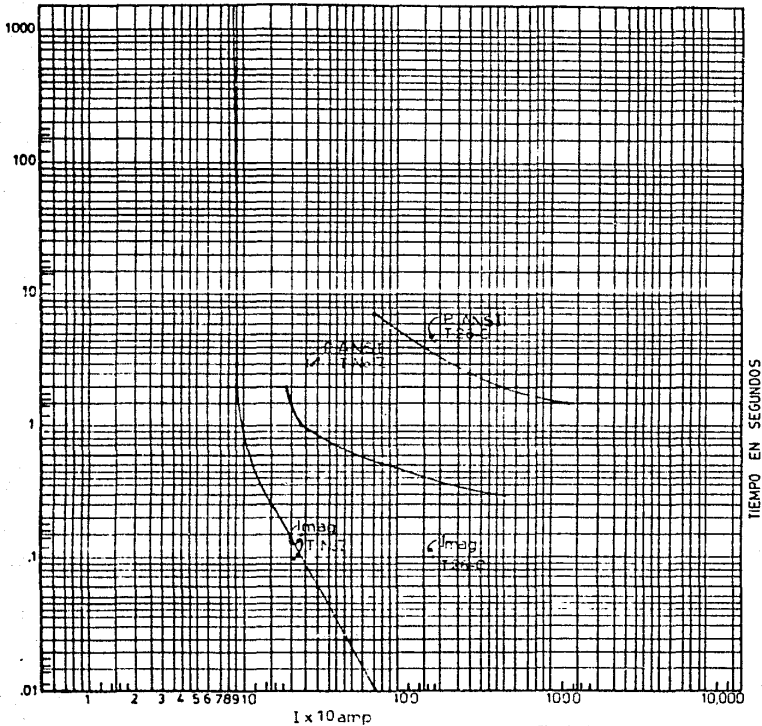
CORRIENTE EN AMPERES



1 x 10 amp
 CURVA DE COORDINACIÓN:
 CTOS. 3-4.

CURVAS TIEMPO-CORRIENTE

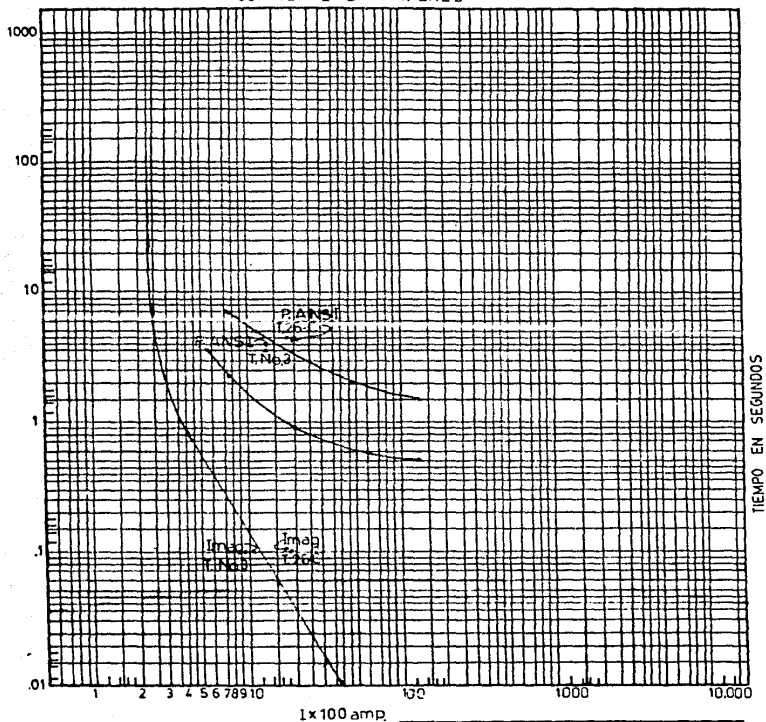
CORRIENTE EN AMPERES



Δ 6000 V.
POR CTOS. 3 y 4

CURVAS TIEMPO-CORRIENTE
COORDINACION DE
LA S.E. No. 2 DE C.U.

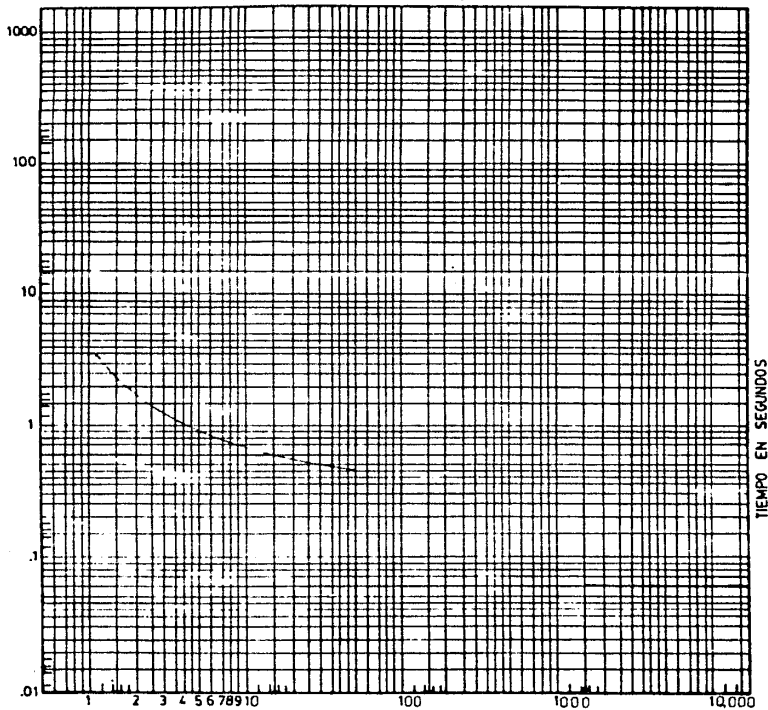
CORRIENTE EN AMPERES



A 6000-V.
POR CTC. 1 y 2.

CURVAS TIEMPO-CORRIENTE
COORDINACION DE
LA S.E. No. 2 DE C.U.

CORRIENTE EN AMPERES



CURVAS TIEMPO-CORRIENTE
CURVA DE PROTECCIÓN
PARA FALLA A TIERRA

CONCLUSIONES

Durante la elaboración del trabajo realizado, se presentaron obstáculos y problemas, que una vez que fueron solventados, dejaron en nosotros ciertas experiencias en cuanto a las consideraciones que se deberían tomar en cuenta durante la planeación, construcción y mantenimiento de un sistema eléctrico de potencia, y no obstante que se contemplo un sistema de pequeñas magnitudes, podemos asegurar que los principios básicos que fueron planteados en los diferentes capítulos del trabajo, son extensivos a sistemas de mayores magnitudes, en los cuales un estudio de esta naturaleza, sólo sería en esencia, más laboriosa su realización, utilizándose actualmente, complejos programas de computadora para su elaboración.

Como puntos importantes que consideramos que se deberían tomar en cuenta durante la planeación, construcción y mantenimiento de un sistema eléctrico mencionamos los siguientes:

- La selección del equipo, debe contemplar entre otros aspectos, la facilidad de obtener refacciones, e información técnica del mismo.
- Conservar toda la información del proyecto (planos, catálogos, instructivos, curvas, etc.) en disponibilidad y en lugar seguro para poder llevar a cabo un buen mantenimiento y que cualquier modificación al diseño original sea asentada en los planos y los diagramas correspondientes.

-Que únicamente personal autorizado y bien capacitado sea el que realice los trabajos de mantenimiento al sistema.

- En el caso específico del estudio de coordinación de protecciones, se debe tener especial cuidado al realizar modificaciones al diseño, sobre todo en un sistema que continuamente es ampliado como sucede en este caso, analizando la manera en que puede ser afectado el sistema de protección.

En esta forma concluye el estudio, siendo muchas más las enseñanzas que se obtuvieron al realizarlo, y sería muy satisfactorio que este trabajo representara (por la información que contiene), una utilidad práctica, para el departamento de mantenimiento eléctrico de nuestra Universidad.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- FUNDAMENTOS DE PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS POR RELEVADORES
ING. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER
EDITORIAL: LIMUSA 1984.
- 2.- ELECTRICAL, TRNSMISION AND PISTRIBUTION
REFERENCE BOOK.
4 EDITION.
WESTINGHOUSE ELECTRICAL CORPORATION.
- 3.- EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCION
POR RELEVADORES
C. RUSSELL KASON
C.E.C.S.A. 1982
- 4.- PROTECCION DE SISTEMAS DE POTENCIA E INTERRUPTORES
D. RAVINDRANAT, M. CHANDER
EDITORIAL LIMUSA 1980.
- 5.- ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS
ING. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER
EDITORIAL LIMUSA 1980.
- 6.- REDES ELECTRICAS VOL. I
JACINTO VIQUEIRA LANDA
REPRESENTACIONES Y SERVICIOS DE INGENIERIA
- 7.- REDES ELECTRICAS VOL. II
JACINTO VIQUEIRA LANDA
REPRESENTACIONES Y SERVICIOS DE INGENIERIA
- 8.- ANALISIS DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA
W. STEVENSON
Mc GRAW HILL.
- 9.- FUNDAMENTOS DE INSTALACIONES ELECTRICAS DE MEDIANA Y ALTA TENSION.
ING. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER
EDITORIAL: LIMUSA.

10. - MANUAL TECNICO DE CABLES DE ENERGIA DE CONDUMEX,
SEGUNDA EDICION.
EDITORIAL: M^C GRAW HILL 19
11. - APUNTES DEL CURSO DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
PARTE I
IMPARTIDA EN EL PALACIO DE MINERIA.
POR LA DIVISION DE EDUCACION CONTINUA DE LA FACULTAD DE
INGENIERIA U.N.A.M.