

10
24



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
CUAUTITLAN**

**" COORDINACION DE PROTECCIONES DEL
SISTEMA ELECTRICO DE LA PLANTA DE
RECICLADO DE BASURA BORDO PONIENTE "**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERA MECANICA ELECTRICISTA

P R E S E N T A

DIANA FABIOLA ARCE ZARAGOZA

ASESOR: ING. OSCAR CERVANTES TORRES

CUAUTITLAN IZCALLI, EDO. DE MEXICO

1996

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN
UNIDAD DE LA ADMINISTRACION ESCOLAR
DEPARTAMENTO DE EXAMENES PROFESIONALES

U. N. A. M.
FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES-CUAUTITLAN

ASUNTO: VOTOS APROBATORIOS

DR. JAIME KELLER TORRES
DIRECTOR DE LA FEB-CUAUTITLAN
P R E S E N T E .

AT'N: Ing. Rafael Rodríguez Ceballos
Jefe del Departamento de Exámenes
Profesionales de la F.E.B. - C.

Con base en el art. 28 del Reglamento General de Exámenes, nos permitimos comunicar a usted que revisamos la TESIS TITULADA:

"Coordinación de protecciones del sistema eléctrico de la planta de reciclado de basura Bordo Poniente"

que presenta la pasante: Diana Fabiola Arce Zaragoza
con número de cuenta: 8701050-5 para obtener el TITULO de:
Ingeniera Mecánica Electricista .

Considerando que dicha tesis reúne los requisitos necesarios para ser discutida en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VOTO APROBATORIO.

A T E N T A M E N T E .

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cuatitlán Izcalli, Edo. de Méx., a 18 de Marzo de 1996

PRESIDENTE	<u>Ing. Benjamín Contreras Santa Cruz</u>	
VOCAL	<u>Ing. Esteban Corona Escamilla</u>	
SECRETARIO	<u>Ing. Oscar Cervantes Torres</u>	
PRIMER SUPLENTE	<u>Ing. Ricardo Ramírez Verdeja</u>	
SEGUNDO SUPLENTE	<u>Ing. Ma. de la Luz González Quijano</u>	

Dedico este trabajo a :

Dios, por prestarme vida hasta este momento y así poder concluir esta tesis.

A mis padres Guadalupe Zaragoza y Carlos Arce, por haber estado siempre en el lugar y momento oportuno siempre que los he necesitado, por haberme inculcado el hábito de el estudio y guiarme en el difícil camino de la vida.

A mi hermana Alejandra por haberme mostrado el camino a seguir.

A mi tía María Antonieta y mis primos Fabián y Velaria.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México** y especialmente a la **Facultad de Estudios Superiores Cuautitlán**, por el privilegio de pertenecer a su comunidad.

A todo el personal académico que colaboró en mi formación profesional, especialmente a los ingenieros M. de la Luz González, Oscar Cervantes, Esteban Corona, Benjamín Contreras, Ricardo Ramírez, Socorro Carmona, por su colaboración directa en el desarrollo y culminación de este trabajo.

Diana Fabiola Arce Zaragoza.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....		1
CAPITULO I	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	
I.I	SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	3
I.II	FUENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	3
I.III	SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DE DISTRIBUCIÓN.....	3
I.IV	SUBESTACIONES DE POTENCIA.....	4
I.V	CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA DE UN SISTEMA.....	5
I.VI	CALIDAD DEL SERVICIO.....	6
	A).- CONTINUIDAD DEL SERVICIO.....	6
	B).- REGULACIÓN DE VOLTAJE.....	7
	C).- CONTROL DE FRECUENCIA.....	8
CAPITULO II	TIPOS Y EQUIPOS DE PROTECCIÓN	
II.I	PROTECCIÓN.....	9
II.II	CUALIDADES ESENCIALES DE LA PROTECCIÓN.....	9
II.III	ZONAS DE PROTECCIÓN.....	10
II.IV	CLASES DE PROTECCIONES.....	12
II.V	COMPONENTES DE PROTECCIÓN.....	13
II.VI	PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA PROTECCIÓN.....	16
II.VII	NÚMEROS CONVENCIONALES PARA DESIGNACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.....	20
CAPITULO III	ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO	
III.I	DEFINICIÓN DE ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.....	22
III.II	FUENTES DE CORTO CIRCUITO.....	23
III.III	CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO.....	23
III.IV	DIAGRAMA UNIFILAR.....	23
III.V	DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS.....	24
III.VI	MÉTODOS DE OBTENCIÓN DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO.....	25
III.VII	MÉTODO POR UNIDAD.....	28
III.VIII	CAMBIO DE BASE PARA LOS VALORES POR UNIDAD.....	29
III.IX	SELECCIÓN DE LA BASE PARA LOS VALORES POR UNIDAD.....	29
III.X	VENTAJAS DE LOS CÁLCULOS POR UNIDAD.....	29
CAPITULO IV	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	
IV.I	DEFINICIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	31
IV.II	IMPORTANCIA DE LA COORDINACIÓN.....	31
IV.III	¿ CUANDO SE DEBE HACER UN ESTUDIO DE COORDINACIÓN?.....	31
IV.IV	ELEMENTOS FUNDAMENTALES PARA LA COORDINACIÓN.....	31
IV.V	COORDINACIÓN.....	32
IV.VI	ESQUEMAS DE PROTECCIÓN APLICABLES EN FUNCIÓN DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA.....	33
IV.VII	OBTENCIÓN DE CURVAS.....	38
CAPITULO V	APLICACIÓN A PLANTA RECICLADORA DE BASURA "BORDO PONIENTE"	
V.I	INTRODUCCIÓN.....	42
V.II	DATOS TÉCNICOS.....	45
V.III	CONSIDERACIONES PARA EL CÁLCULO DE IMPEDANCIAS.....	49
V.IV	BASES PARA EL CÁLCULO EN POR UNIDAD.....	49
V.V	CÁLCULO EN POR UNIDAD.....	49
V.VI	CÁLCULOS DE CORRIENTES DE FALLA TRIFÁSICOS.....	60
V.VII	RESUMEN DE FALLAS.....	63
V.VIII	CÁLCULO DE AJUSTES DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.....	63
V.IX	CÁLCULO DE CURVAS.....	64
V.X	HOJA DE COORDINACIÓN DE CURVAS.....	71
CONCLUSIONES Y COMENTARIOS FINALES.....		72
BIBLIOGRAFÍA.....		74

INTRODUCCIÓN

Para poder coordinar protecciones y seleccionar el equipo más apto en caso de una falla es necesario realizar un estudio de corto circuito ya que de este se obtienen las corrientes producidas por una falla del sistema eléctrico de potencia.

Se entenderá por cortocircuito, a una falla que se presente en una instalación y que demanda una corriente excesiva denominada *corriente de corto circuito* al punto de ocurrencia.

El corto circuito tiene su origen en diferentes aspectos, algunos directamente relacionados con la operación del sistema y otros fuera de control del sistema mismo. Las causas principales que originan fallas por corto circuito son:

Envejecimiento de los aisladores. Este envejecimiento se produce en forma natural, debido a las temperaturas de operación en condiciones normales durante los tiempos de vida especificados por los aislamientos, además existe el envejecimiento prematuro que se presenta al operar las máquinas con cargas superiores a las especificadas.

Causas accidentales. Las causas accidentales son de distinta naturaleza, entre las más relevantes podemos citar:

- * Equipos de puesta a tierra no desconectados después de una revisión o mantenimiento.
- * Vandalismo
- * Vientos, sismos y nevadas.
- * Presencia de animales en distintas partes del sistema.
- * Descargas atmosféricas, este tipo de falla ocasiona interrupciones en el servicio.

Los relevadores y fusibles son dispositivos que protegen adecuadamente y aislan averías. Se seleccionan e instalan para operar con valores correctos de corriente y por medio de una coordinación adecuada entre sí.

Un sistema debidamente protegido incluye todos los dispositivos de protección que van desde los interruptores principales o fusibles en la Subestación de la entrada de la planta hasta los diferentes interruptores, relevadores y fusibles del sistema de distribución en media y baja tensión de toda la planta.

Al diseñarse y construirse un sistema de distribución de energía eléctrica, posiblemente se calcularon y coordinaron correctamente sus dispositivos protectores, pero no hay seguridad de que aun conserven esa coordinación. A menudo las modificaciones y aplicaciones cambian las necesidades de protección. Algunos de los dispositivos de protección pueden ser incapaces de aislar los cortocircuitos probables en el sistema que se ha ampliado. Los cambios en la potencia de entrada, en la carga de la planta y en los dispositivos de protección puede ser una indicación de que ya no se cuenta con la protección que una vez se tuvo.

Se le llama hipersensible cuando sobrecargas menores ocasionan interrupciones innecesarias, y sobreprotección es cuando un sistema completo sufre la interrupción, en lugar de únicamente la sección afectada.

Las revisiones periódicas + de los ajustes de los dispositivos de protección son tan importantes como el mantenimiento periódico del sistema de distribución para evitar interrupciones de energía. Estas revisiones periódicas son importantes en las plantas que dependen de un suministro continuo de energía eléctrica.

Mediante un análisis de coordinación del sistema, el estudio y aplicación apropiados del mismo pueden establecerse los ajustes de los relevadores, interruptores y fusibles para proporcionar la protección máxima al equipo así como operar selectivamente en condiciones de falla.

CAPITULO I

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.

I.I SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Un sistema eléctrico de potencia consiste en una gran diversidad de cargas eléctricas repartidas en una región, en las plantas generadoras para producir la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de transmisión y distribución, para transportar esa energía de las plantas generadoras a los puntos de consumo y todo el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de voltaje y control de frecuencia requeridas.

I.II FUENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La energía eléctrica suministrada por un sistema eléctrico procede principalmente de alguna de las siguientes fuentes:

- Aprovechamiento de caídas de agua
- Combustibles fósiles (petróleo, gas natural, carbón)
- Fusión nuclear.

Otras fuentes que han tenido una utilización limitada hasta la fecha son la energía geotérmica y la energía producida por las mareas. También se han utilizado para generación de pequeñas cantidades de energía eléctrica en forma intermitente a la fuerza de el viento y la energía solar.

Las plantas termoeléctricas generan problemas de contaminación atmosférica por lo cual este tipo de plantas se deben alejar de los centros urbanos y por tanto hacen necesaria la instalación de un sistema de transmisión de alta tensión.

I.III SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DE DISTRIBUCIÓN

Los principales elementos de un sistema de energía eléctrica son (fig 1.1):

- Plantas generadoras
- Subestaciones elevadoras
- Sistema de transmisión
- Subestaciones reductoras
- Sistema de distribución.
- Cargas.

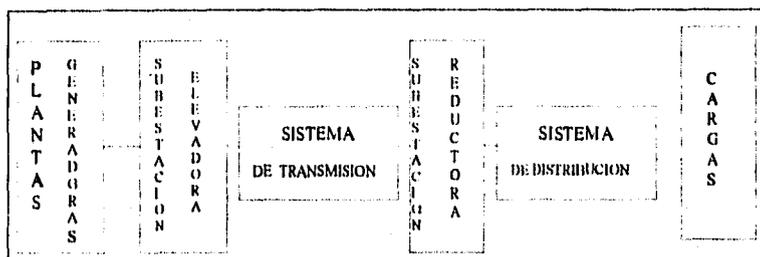


Figura 1.1

En general, las plantas generadoras, están alejadas de los centros de consumo y conectadas a éstos a través de una red de alta tensión.

La tensión se eleva a la salida de los generadores para realizar la transmisión de energía eléctrica en forma económica y se reduce en la proximidad de los centros de consumo para alimentar el sistema de distribución a una tensión adecuada.

La elevación, la reducción de la tensión y la interconexión de los distintos elementos del sistema se realiza en las subestaciones, que constituyen los nudos de la red, cuyas ramas están constituidas por las líneas. Los sistemas de distribución pueden adoptar diversas disposiciones, ya sea que la distribución sea con aéreas o subterráneas y diversos arreglos de la topología del sistema radial, en anillo o en red.

.IV SUBESTACIONES DE POTENCIA

Una subestación eléctrica es el conjunto de equipos y dispositivos eléctricos que transforman las características de la energía eléctrica (voltaje y corriente) para poderla emplear a niveles de distribución adecuados. Una subestación se puede clasificar por diferentes factores que pueden ser:

POR SU FUNCIÓN SE CLASIFICAN EN:

- Elevadora. Se encarga de aumentar el voltaje que recibe. (3.2kv/230kv, 3.8kv/23kv).
- Reductora. Tiene como función disminuir los voltajes que recibe. (230kv/23kv, 85kv/23kv, 23kv/6kv).
- De enlace. Su función es de conexión (230kv/400kv, 230kv/85kv).
- Rectificadora. Su función es hacer la conversión de corriente alterna a corriente directa.

POR SU CONSTRUCCIÓN

- *Subestación convencional.* Se construyen respetando las distancias mínimas a tierra de no flameo y a la distancia de seguridad para que el personal pueda circular por ella sin riesgo de recibir una descarga eléctrica y su medio aislante es el aire y ocupan una superficie de terreno bastante grande.

**Subestación blindada*, Son construidas en un espacio mucho menor que las convencionales y únicamente se respetan las distancias mínimas de no flama tierra, puesto que en estas el personal no puede circular dentro de ellas estando energizada, además de estar forradas de láminas para protección de personal.

* *Subestación encapsulada*. Estas son construidas por algún fabricante en especial y son instaladas en donde se requieran ya que ocupan un espacio aproximado de 20% de una convencional y están selladas y aisladas con un medio aislante que es un gas (hexafluoro de azufre).

POR SU OPERACIÓN

- * Convencional. Su operación necesita personal fijo.
- * Telecontrolada. Para su operación se necesita control remoto, en ella no hay personal fijo.
- * Rural. No existe personal fijo en ella, su operación se cuida con visitas periódicas.

I.V CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA DE UN SISTEMA

Para poder saber las características de una carga, es necesario saber antes que nada que es una carga: la carga es la parte final del sistema de distribución y esta formada por los aparatos o equipos eléctricos que utiliza un usuario para una cierta producción o para satisfacer sus necesidades mas comunes. Ahora bien, la carga se puede clasificar de acuerdo a varios factores que son:

DE ACUERDO A LA LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

- * Urbana central (40MVA-100MVA/Km²) centro o D.F.
- * Urbana (5MVA-40MVA/Km²) industrial
- * Semi-urbana (3MVA-5MVA/Km²) zona habitacional
- * Rural (<3MVA/Km²) pequeños poblados.

DE ACUERDO A EL TIPO DE UTILIZACIÓN DE ENERGÍA

- * Residenciales ----- Monofásica, trifásica
- * Comerciales ----- Monofásica, trifásica
- * Industriales----- Trifásica
- * Mixtas----- Trifásica (combinación de las tres anteriores)

En general una carga absorbe potencia real y potencia reactiva las cargas puramente resistivas absorben únicamente potencia real.

La potencia suministrada en cada instante por un sistema es la suma de la potencia absorbida por las cargas mas las pérdidas en el sistema. Aunque la conexión y desconexión de las cargas individuales es un fenómeno aleatorio, la potencia total varía en función del tiempo.

1 VI CALIDAD DEL SERVICIO

El suministro de energía eléctrica debe realizarse con una calidad adecuada, esto es con el fin de que los aparatos que funcionan con este tipo de energía funcionen a la perfección.

Para poder tener una calidad del suministro de energía eléctrica es importante tomar en cuenta los siguientes factores:

A) CONTINUIDAD DEL SERVICIO

El servicio debe ser ininterrumpido para no provocar problemas y además evitar pérdidas. Se debe de tomar en cuenta ciertas disposiciones necesarias para hacer frente a una falla en algún elemento del sistema, las principales disposiciones son:

- a) Disponer de la reserva de generación adecuada para hacer frente a la posible salida de servicio o disponibilidad, de cierta capacidad de generación.
- b) Disponer de un sistema de protección automático que permita eliminar con la rapidez necesaria cualquier elemento del sistema que ha sufrido una avería.
- c) Diseñar el sistema de manera que la falla y la desconexión de un elemento tenga la menor repercusión posible sobre el resto del sistema.
- d) Disponer de los circuitos de alimentación de emergencia para hacer frente a una falla en la alimentación.
- e) Disponer de los medios para un restablecimiento rápido del servicio disminuyendo así la duración de las interrupciones, cuando no sean evitadas.

Es conveniente tomar en cuenta la influencia de la topología del sistema y el esquema de conexiones adoptado para las subestaciones, sobre la continuidad de servicio.

Por lo que hace a la topología de los sistemas, estos pueden clasificarse en tres tipos: radial, anillo y red.

RADIAL. Cuando el flujo de energía tienen una sola trayectoria de la fuente a la carga. Se tiene la desventaja de que una falla en cualquier punto de la red producirá una mayor interrupción del servicio (fig. 1.2).

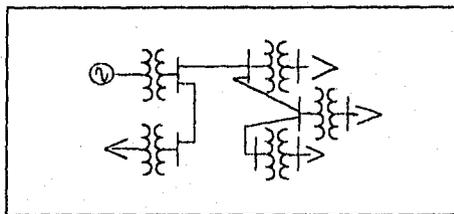


Figura 1.2

ANILLO. Es cuando se cuenta con más de una trayectoria del flujo de energía de la fuente a la carga. Tiene la ventaja de que se puede reducir el tiempo de interrupción del servicio en una falla y la desventaja de que las corrientes de cortocircuito son mucho mayores (fig. 1.3).

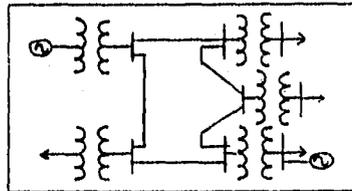


Figura 1.3

RED. Con una red se aumenta el número de interconexiones y consecuentemente la seguridad del servicio (fig. 1.4).

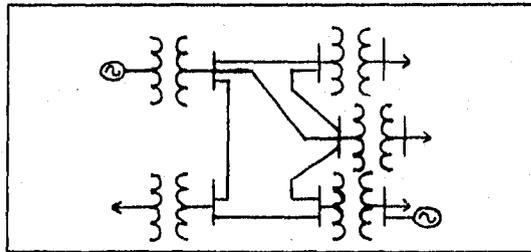


Figura 1.4

B) REGULACIÓN DEL VOLTAJE

Los aparatos que funcionan con energía eléctrica están diseñados para operar a un voltaje determinado y su funcionamiento será satisfactorio siempre que el voltaje aplicado no varíe más allá de ciertos límites.

Para el caso de las lámparas incandescentes, un voltaje menor que el nominal disminuye el flujo luminoso, en las lámparas fluorescentes la variación del flujo luminoso con el voltaje aplicado es algo menor que en las lámparas incandescentes. En cambio el bajo voltaje afecta el arranque y en general la lámpara no se prende si el voltaje aplicado es 90% o menor del voltaje nominal, cabe señalar que tanto el voltaje alto como el bajo acortan la vida de la lámpara.

En los aparatos de calefacción eléctrica por resistencia, la energía consumida es proporcional al cuadrado del voltaje aplicado; por lo tanto un voltaje inferior al nominal disminuye considerablemente el calor producido; un voltaje excesivamente alto acorta la vida del aparato.

Los motores de inducción están diseñados para trabajar satisfactoriamente con variaciones de $\pm 10\%$ del voltaje nominal. El equipo eléctrico está diseñado generalmente para operar con una tolerancia de $\pm 5\%$ de voltaje. La vida del equipo electrónico se reduce notablemente al funcionar a voltajes superiores a los de diseño.

Como se puede observar, la importancia de la regulación del voltaje en un sistema eléctrico es de suma relevancia para los equipos eléctricos, una variación de $\pm 5\%$ del voltaje nominal, se considera satisfactoria; una variación de $\pm 10\%$ se considera tolerable.

C) CONTROL DE LA FRECUENCIA

Los sistemas de energía eléctrica funcionan a una frecuencia determinada, dentro de cierta tolerancia. No se ha llegado a una normalización internacional.

En general el equipo eléctrico de un sistema, principalmente los generadores y los transformadores, están diseñados para funcionar a una frecuencia determinada.

El rango de las variaciones de frecuencia que pueden tolerarse en un sistema depende tanto de las características de los aparatos de utilización, como del funcionamiento del sistema mismo.

Las cargas resistivas son, evidentemente, insensibles a las variaciones de frecuencia.

En cambio las cargas constituidas por motores eléctricos que mueven distintos tipos de máquinas giratorias son afectadas en mayor o menor grado por las variaciones de frecuencia. La variación de la frecuencia causa una variación del mismo signo de la potencia consumida.

Para el conjunto de la carga de un sistema eléctrico un 1% de disminución de la frecuencia causa una disminución del orden de 1.5% a 2% de la carga.

Desde el punto de vista de el buen funcionamiento de los aparatos de utilización es suficiente controlar la frecuencia con una precisión del 1%, en sistemas modernos se controla la precisión del orden de $\pm .05\%$ Hz.

CAPITULO II

TIPOS Y EQUIPOS DE PROTECCIÓN

II.1 PROTECCIÓN

Debido al sin número de causas que pueden provocar una falla en un sistema eléctrico, no se pueden prescindir de una adecuada protección.

Los sistemas de protección se basan en diferentes diagramas esquemáticos, con un conjunto de zonas. Cada zona debe estar protegida por 2 juegos de protecciones que deben ser lo más independientes posibles. Por lo que la función de un sistema de protección es la detección y pronto aislamiento de la porción afectada del sistema ya sea que ocurra un corto circuito, o bien otra condición anormal que pueda producir daño a la parte afectada o a la carga que alimenta.

II.2 CUALIDADES ESENCIALES DE LA PROTECCIÓN

Todo sistema de protección que aisle un elemento en condiciones de falla, debe llenar cuatro requisitos básicos:

Confiabilidad. Las fallas pueden reducirse a un pequeño riesgo calculado, mediante diseños inherentemente confiables respaldados por un mantenimiento regular y completo.

Selectividad. Esta es la propiedad por medio de la cual solo se aísla el elemento del sistema que se encuentra en condición de falla, quedando intactas las restantes secciones en buen estado.

Los equipos de protección que en principio son absolutamente selectivos, se conocen como *sistemas unitarios*. Los sistemas en que la selectividad es relativa son los *sistemas no unitarios*. La protección debe ser lo bastante sensitiva como para operar confiablemente en condiciones mínimas de falla, si esta ocurre dentro de su propia zona y debe permanecer estable bajo carga máxima o persistentes condiciones de falla.

Rapidez de operación. Se requiere que sean de acción rápida, por las siguientes razones:

- No debe rebasarse el tiempo crítico de eliminación.
- Los aparatos eléctricos pueden dañarse si se les hace soportar corrientes de falla durante un tiempo prolongado.
- Una falla persistente hace bajar el voltaje y ocasiona el arrastre o lento avance y la consiguiente sobrecarga en las transmisiones industriales.

Mientras más breve sea el tiempo en que persiste una falla, más carga podrá transmitirse entre puntos dados del sistema de potencia, sin que haya pérdida sincrónica.

Economía. Se requiere hacer un estudio minucioso de costos, checar los precios que tienen en el mercado los diferentes equipos y la disponibilidad que tenga el cliente, para usar determinado equipo de protección.

Se dan casos en que el cliente prefiere los interruptores ya que estos le soportarían 3 fallas y no tienen que estar cambiando fusibles cada que ocurra una falla. En el caso de uso de fusibles, se recomienda tener una cierta cantidad de fusible en stock, para fallas consecuentes.

II. III ZONAS DE PROTECCIÓN

La zona protegida es aquella parte de un sistema de potencia resguardada por una cierta protección, y por lo general contiene uno, o como máximo dos, elementos del sistema. Las zonas se disponen de manera que se traslapen, para que ninguna parte del sistema quede sin protección (fig. 2.1).

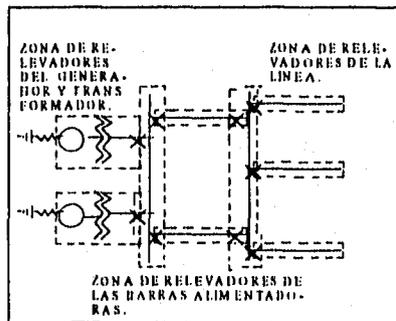


Figura 2.1

Cuando por razones económicas o de ahorro de espacio resulta conveniente hacer el traslape a un lado del interruptor, quedan regiones.



Figura 2.2

Puede verse en la figura 2.2, para una falla que ocurra en X, se dispararán los interruptores de la zona B e inclusive el interruptor C; sin embargo, esto no interrumpirá el paso de la corriente de falla procedente de la zona A; el equipo relevador de la zona B también debe disparar ciertos interruptores en la zona A.

Todo esto está correcto para la falla localizada en X, pero para fallas que ocurran en la zona B, a la derecha del interruptor C, no será útil la operación de los interruptores de la zona A. La determinación del grado en que pueda tolerarse esta operación innecesaria, dependerá de la aplicación de que se trate.

PROTECCIÓN PRIMARIA

La protección primaria debe operar con la mayor rapidez posible y en primer lugar.

La protección primaria se diseña de tal manera que desconecte la mínima porción posible de un sistema de potencia, de manera que aisle el elemento fallado, tomando en consideración lo siguiente:

* Cualquier falla que ocurra dentro de una zona dada deberá disparar todos los interruptores que envían energía a esa zona.

* Se deben considerar zonas de traslape, los puntos de unión de zonas contiguas, por lo general son interruptores. De tal manera que en caso de producirse una falla en la zona de traslape, se deben disparar todos los interruptores que alimentan las dos zonas.

* Los transformadores de corriente son los elementos que físicamente delimitan las zonas de protección y se localizan en ambos lados de cada uno de los interruptores, formando juegos de tres unidades monofásicas.

Las protecciones primarias pueden fallar por alguno de los siguientes factores:

** Falla del interruptor, ya sea del mecanismo de operación o del circuito de disparo.

** Falla de la alimentación de corriente directa.

** Falla de algún relevador.

** Falla de los transformadores de instrumento.

PROTECCIÓN SECUNDARIA O DE RESPALDO

Es la protección que debe operar cuando la protección primaria falla o esta fuera de servicio. Opera mediante componentes independientes de las utilizadas en la protección primaria, de manera que no puedan ser afectadas por las mismas causas que produjeron la falla en esta protección.

La protección de respaldo desconecta generalmente una porción mayor del sistema, que la primaria.

PROTECCIÓN DE RESPALDO REMOTA

Es una protección remota que se activa cuando han fallado la protección primaria y secundaria. Se considera como un tercer grado de protección, que opera por medio de las protecciones primarias de las subestaciones alimentadoras, y que libera los interruptores que alimentan la falla de la subestacion considerada.

Es una protección independiente del suministro local de energía, y es esencial donde no hay protección de buses. Esta protección se utilizan relevadores de sobrecorriente de distancia de alta velocidad, y cuya señal se envía a través de hilo piloto, si la distancia es menor de 20 km., y si la distancia es mayor, la señal se envía a través de un equipo de onda portadora.

PROTECCIÓN DE RESPALDO LOCAL DE INTERRUPTOR

En este caso se protege con un tercer juego de relevadores, que operan cuando ocurre la falla de algún interruptor.

Para cada caso de falla de interruptor, se debe efectuar un análisis sobre que interruptores deben disparar la falla, y cuya orden debe ser proporcionada por la protección de respaldo local.

II. IV CLASES DE PROTECCIONES

PROTECCIÓN CONTRA LAS SOBRECARGAS

Protege las máquinas, transformadores y líneas contra cualquier sobre-elevación de temperatura que es consecuencia de sobrecargas. Se trata de una protección térmica que permite la utilización racional de la capacidad de sobre carga de este mismo objeto.

Estas protecciones térmicas esencialmente se distinguen porque tienen en cuenta, no solamente las corrientes superiores a las corrientes de plena carga, sino que también reproducen y miden el calentamiento debido a la corriente de servicio, cualquiera que sea su valor; su inercia térmica está adaptada a la del objeto que deben proteger.

La protección térmica está indicada para todos los elementos que puedan sobrecargarse y calentarse anormalmente: generadores, transformadores, cables subterráneos, motores, etc.

PROTECCIÓN DE MÍNIMA IMPEDANCIA

Este tipo de protección es aplicable en los corto circuitos sobre la línea, la tensión en el origen de esta es igual al producto de la corriente de corto circuito por la impedancia de la línea. Es como si la relación de la tensión a la corriente, situará el corto circuito. La impedancia de desbloqueo del aparato, se ajustará a la línea más una fracción de la impedancia del transformador.

PROTECCIÓN DIRECCIONAL

El objeto de esta protección es reconocer en qué dirección se encuentra un defecto. Generalmente, constituye uno de los elementos de una protección compuesta. Se emplean relés de potencia que miden una potencia monofásica o trifásica, activa reactiva o compuesta. Estos relés direccionales solamente cierran sus contactos cuando la energía circula en un sentido determinado.

PROTECCIÓN DIFERENCIAL LONGITUDINAL

Esta basada en la comparación de las intensidades en los dos extremos del conductor que se debe proteger. Si no existe defecto en este conductor, las intensidades son iguales. Si hay defecto en el conductor hay una diferencia de intensidades.

PROTECCIÓN DIFERENCIAL COMPENSADA

Llamada también protección de porcentaje, elimina los errores que se provocan cuando hay una corriente de compensación, circulando por los transformadores de intensidad cuando no son idénticos; lo hacen eliminando el riesgo de una desconexión intempestiva, en caso de corto circuito fuera del dominio que se debe proteger.

PROTECCIÓN DIFERENCIAL TRANSVERSAL

La protección diferencial transversal, llamada también protección equilibrada, compara las intensidades de dos o más circuitos en paralelo; está basada en que tratándose de dos o más circuitos en paralelo de iguales características debe circular por todos ellos la misma intensidad, de forma que no pasara corriente por el relé mientras no exista un desequilibrio, que será indicio de avería.

Tiene la ventaja de que también funciona en caso de interrupción de un circuito, caso que no quedaría protegido con el sistema diferencial longitudinal.

PROTECCIÓN DE DISTANCIA

Cuando ocurre una falla de corto circuito en una línea, se produce una caída de tensión en las proximidades del fallo la tensión es mínima y va aumentando de valor a medida que nos alejamos del punto en que ha ocurrido la falla; de esta forma, al producirse una avería en un punto cualquiera de la red los equipos más próximos a este punto dispararán antes que los más alejados.

II. V COMPONENTES DE PROTECCIÓN

Para poder proteger adecuadamente, necesitamos saber los diferentes tipos de componentes que se pueden utilizar.

RELEVADORES

Cuando se presentan condiciones anormales la función principal de un relevador de protección es aislar por medio del control del interruptor la sección en que se presenta la falla, con el mínimo de interrupción del servicio. En consecuencia, los relevadores deben diseñarse para detectar y medir condiciones anormales y para cerrar los circuitos del dispositivo de disparo.

Las dos siguientes categorías de relevadores son las de uso más común en la relevación para protección:

Relevadores secundarios de acción indirecta: Este grupo incluye prácticamente todas las clases de relevadores, los de corriente, voltaje, potencia, impedancia, reactancia y frecuencia, sean mínimos o máximos.

Relevadores secundarios de acción directa: Grupo de relevadores del tipo electromagnético, interconstituidos a los mecanismos de operación del interruptor.

INTERRUPTORES

Estos se instalan en todos los circuitos de energía para abrirlos y cerrarlos en condiciones normales de carga. Los interruptores deben corresponder a los valores nominales de corriente y voltaje y a la capacidad de interrupción en MVA, así como también a las condiciones de carga y de falla de energía en el punto específico del circuito al que están incorporados. Para aislar una falla del sistema de potencia se requieren uno o más interruptores acoplados a la protección.

Los interruptores pueden operarse ya sea manual o automáticamente.

El tiempo de operación del interruptor depende realmente de su diseño y, por lo general, fluctúa entre .05 y 25 segundos. Esto debe tomarse en consideración al calcular el tiempo total de aislamiento de la falla.

EL DISPARO Y OTROS SUMINISTROS AUXILIARES

Para la operación de los relevadores y de los interruptores, se requiere una fuente de potencia diferente a la del circuito de suministro que se está protegiendo. Los esquemas de relevadores de protección y de control automático, en el campo de los sistemas de fuerza, utilizan dos clases de suministro auxiliar: c.d. y c.a.

El suministro auxiliar de potencia en c.d. se provee por medio de acumuladores que se mantienen continuamente cargados por algún tipo de sistema alimentador o por un cargador. Todos los circuitos de suministro auxiliar de c.d. deben mantener su resistencia de aislamiento al nivel adecuado, ya que cualquier falla de aislamiento con respecto a tierra puede producir un disparo en falso, debido a la formación de una trayectoria de desvío de la corriente en torno a los dispositivos de control.

El suministro auxiliar de c.a. se deriva principalmente de los transformadores de corriente. En condiciones de falla, la corriente que pasa por el secundario de un transformador de corriente adecuadamente seleccionado, será siempre suficiente para disparar confiablemente el interruptor asociado.

TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS

Son los dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir a escala, las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación, o sistema eléctrico en general.

Con el objeto de disminuir el costo y los peligros de las altas tensiones dentro de los tableros de control y protección, se dispone de los aparatos llamados transformadores de corriente y potencial que representan, a escalas muy reducidas, las grandes magnitudes de corriente o de tensión respectivamente. Normalmente estos transformadores se construyen con sus secundarios, para corrientes de 5 amperes o tensiones de 120 volts.

Transformadores de corriente. Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las corrientes normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados.

Un transformador de corriente puede tener uno o varios secundarios, embobinados a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos, se comporta como si fueran varios transformadores diferentes. Un circuito se puede utilizar para mediciones que requieren mayor precisión, y además se pueden utilizar para protección. Por otro lado, conviene que las protecciones diferenciales y de distancia se conecten a transformadores independientes.

Los transformadores de corriente se pueden fabricar para servicio interior o exterior. Los de servicio interior son más económicos y se fabrican para tensiones de servicio de hasta 25 kv, y son aislamiento en resina sintética. Los de servicio exterior y para tensiones medias se fabrican con aislamiento de porcelana y aceite, aunque ya se utilizan aislamientos a base de resinas que soportan las condiciones climatológicas. Para altas tensiones se continúan utilizando aislamientos a base de papel y aceite dentro de un recipiente metálico, con boquillas de porcelana.

La tensión del aislamiento de un transformador de corriente debe ser, cuando menos, igual a la tensión más elevada del sistema al que va a estar conectado.

Los transformadores de corriente pueden ser de tres tipos que son:

Transformador de medición. Los transformadores cuya función es medir, requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. Su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10%, hasta un exceso de corriente del orden del 20%, sobre el valor nominal.

Transformador de protección. Los transformadores cuya función es proteger un circuito, requieren conservar su fidelidad hasta un valor de 20 veces la magnitud de la corriente nominal.

En el caso de los relevadores de sobrecorriente, solo importa la relación de transformación, pero en otro tipo de relevadores, como pueden ser los de impedancia, se requiere además de la relación de transformación, mantener el error del ángulo de fase dentro de valores predeterminados.

Transformadores mixtos. Este tipo de transformadores, se diseñan para una combinación de los dos casos anteriores, un circuito con el núcleo de alta precisión para los circuitos de medición y uno o dos circuitos más, con sus núcleos adecuados, para los circuitos de protección.

Acoplador lineal. Un transformador de corriente de núcleo de hierro tiene la limitación de la saturación y debido a la componente transitoria de desplazamiento de la c.d., presente en la corriente de falla, puede ser difícil obtener la estabilidad en fallas intensas.

Con los transformadores de corriente con núcleo de aire, conocidos también como acopladores lineales, se resuelven los problemas de saturación y de la componente transitoria de desplazamiento de la c.d.

Transformador de potencia. Son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar.

Estos transformadores se fabrican para servicio interior o exterior, y al igual que los de corriente, se fabrican con aislamientos de resinas sintéticas para tensiones bajas o medias, mientras que para altas tensiones se utilizan aislamientos de papel, aceite y porcelana.

PARARRAYOS

Se conoce que la finalidad de estos dispositivos de seguridad, es eliminar las sobretensiones, que se provocan por la incidencia de las descargas atmosféricas, reduciendo las variaciones de tensión a cero voltaje.

El servicio de protección que realizan es muy importante porque colocadas estratégicamente en zonas claves evitan y eliminan el peligro de las sobretensiones, favoreciendo de este modo que la transmisión de potencia siga su curso normal.

En las subestaciones elevadoras, de donde parten las líneas de transmisión, evitan que en este punto, donde ya son a las tensiones haya descargas atmosféricas que aumenten la tensión y dañen la salida de las líneas de transmisión, en la propia central, lo que causaría pérdidas en la generación de energía.

FUSIBLES DE CARTUCHO

Son dispositivos especiales contra las cargas térmicas, que se originan en su mayoría por cargas de potencia exageradamente altas, sobre los conductores y por c-c.

Son apropiados en instalaciones de alta tensión en corriente alterna; en estaciones de distribución como en centrales pequeñas. Se utilizan a menudo por su sencillez y su precio económico.

Limita la intensidad de corto circuito a reducida fracción de su valor verdadero, no dejando desarrollarse por su rápida actuación.

II. VI PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA PROTECCIÓN

Los métodos de discriminación de las fallas, que hacen que funcione únicamente el dispositivo de interrupción apropiado son básicamente de dos tipos.

** Los que discriminan para la localización de la falla.

** Los que discriminan con respecto al tipo de falla.

MÉTODOS DE DISCRIMINACIÓN PARA LA LOCALIZACIÓN DE LA FALLA

El propósito es aislar en el menor tiempo posible la sección del sistema en que se localiza la falla. Los diversos métodos comprendidos en esta categoría son aquellos en los que el comportamiento del aparato protector depende del lugar en el que este situado dentro del sistema con respecto al punto en el que ocurra la falla.

Discriminación por tiempo. Sumando las características de atraso a los relevadores de control de un cierto número de disyuntores, puede dispararse el interruptor que se encuentre más cerca de la falla, antes, de que los que están más lejos del punto de falla.

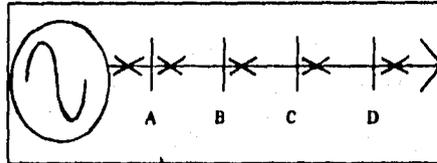


Figura 2.3

En la figura 2.3, para una falla que ocurre en una sección cualquiera, por ejemplo CD, si la corriente de falla sobrepasa el valor de ajuste, se dispararan los disyuntores situados en A,B y C y toda la línea alimentadora dejara de funcionar mas allá del punto A.

Para inducir el atraso necesario a los disyuntores situados en A, B, C y D, el atraso de disparo se dispone de la siguiente forma:

- D • Ningún atraso
- C • -0.4 seg. de atraso adicional
- B • -0.8 seg. de atraso adicional
- A • -1.2 seg. de atraso adicional

Discriminación por magnitud de la corriente. Esta depende de las magnitudes de la corriente ya que, la magnitud de la corriente de falla, varia también con la ubicación de la misma. Si los relevadores están ajustados para operar con una corriente progresivamente creciente hacia la fuente.

Discriminación por tiempo y dirección. En el caso de un anillo principal que forma un circuito cerrado, la sección en que se localiza la falla no puede aislarse con ayuda del tiempo solamente.

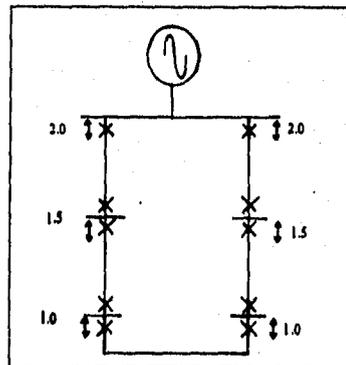


Figura 2.4

En la figura 2.4 se han provisto relevadores no direccionales ajustados para la misma corriente pero con diferentes atrasos, lo cual indica que no puede lograrse la discriminación apropiada ni puede mejorarse esta posición variando los atrasos respecto a los indicados en el diagrama.

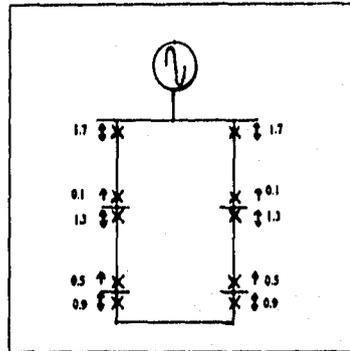


Figura 2.5

En la figura 2.5 se puede apreciar una característica direccional que se indica mediante flechas. Ahora puede verse que si ocurre una falla en cualquier sección, esta se aísla en forma discriminatoria sin pérdida de suministro.

Discriminación por medición de la distancia. Si los relevadores están diseñados para medir la distancia de la posición del corto circuito a la falla, y si casualmente tal distancia es mayor que la del interruptor siguiente con respecto a la fuente, la falla queda dentro de la sección controlada por dicho interruptor y este se dispara. Si la distancia es mayor que la que corresponde al siguiente disyuntor con respecto a la fuente, la falla queda fuera de la sección controlada por el disyuntor en cuestión y, por lo tanto, esta no se dispara. Todos los interruptores sucesivos están controlados de esta manera y ajustados para operar únicamente con fallas que ocurran en su propia sección.

El tiempo como complemento de la discriminación por magnitud de corriente o por distancia. La combinación del tiempo con la discriminación por magnitud de corriente y con la discriminación por distancia, da una dimensión práctica a la protección.

Discriminación por equilibrio de corrientes. Requiere de una forma de discriminación cuyo alcance esta a un elemento del sistema y que logre el aislamiento de este elemento únicamente en el caso de que ocurra la falla en el elemento mismo, sin responder a ninguna otra falla externa a dicho elemento, ni aun cuando la corriente de falla pase a través de él. A dicha protección se le conoce como protección unitaria o de unidades, esta se basa en uno de los dos principios siguientes:

El principio de la corriente circulante. Compara las corrientes que pasan en los dos extremos de la sección protegida. La diferencia entre las magnitudes de las dos corrientes es la corriente que pasa por el relevador. Para una falla externa no se altera el equilibrio de las corrientes, disparan los interruptores aislando la sección por completo (fig. 2.6).

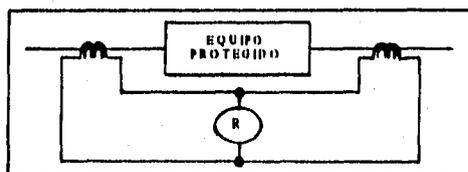


Figura 2.6

Principio del voltaje opuesto o del voltaje equilibrado. La polaridad relativa de los transformadores de corriente situados en los dos extremos es tal, que no hay corriente piloto para las condiciones de carga o para una falla externa. Los voltajes secundarios de los transformadores de corriente se desequilibran y esto origina el disparo de los interruptores aislando por completo la sección (fig. 2.7)

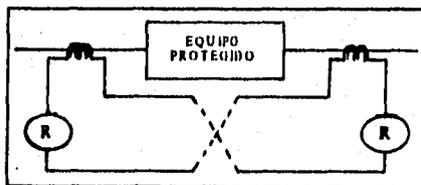


Figura 2.7

Discriminación por comparación de la dirección de la potencia. Se hace la comparación de la dirección de la potencia de la falla en los dos extremos de la sección protegida. En condiciones de falla externa, la dirección de la potencia de falla es hacia afuera en uno de los extremos de la sección protegida. En condiciones de falla interna, la potencia de falla se suministra solamente a la sección, ya sea por uno o ambos extremos, dependiendo de que la fuente de alimentación de potencia se encuentre en los dos o en uno solo de los lados de la sección protegida.

Discriminación por comparación de fase. Se compara el ángulo de fase de la corriente en los dos extremos de la sección protegida y dicha comparación indica si la falla es interna o externa.

MÉTODOS DE DISCRIMINACIÓN PARA EL TIPO DE FALLA

Existen casos en los que las corrientes de falla pueden no ser muy altas o diferir poco en magnitud de las corrientes de carga, y debido a ello, la detección de la magnitud de la corriente no señala tal falla. Sin embargo la corriente de falla tiene cierta peculiaridad que la distingue de las corrientes normales de carga.

II. VII NÚMEROS CONVENCIONALES PARA DESIGNACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

A continuación se mencionan los dispositivos más utilizados e importantes definidos con números para su identificación de acuerdo a las normas NEMA.

- 1.- Elemento principal
- 2.- Relé de tiempo retardado para arranque o cierre.
- 3.- Relé de entrelace o verificación.
- 4.- Contactor principal
- 6.- Interruptor de arranque.
- 10.- Switch de secuencia unitaria.
- 17.- Switch de descarga o de conexión en Shunt.
- 19.- Contactor de transición entre el arranque y marcha.
- 20.- Válvula operada eléctricamente.
- 21.- Relevador de distancia.
- 22.- Interruptor de circuito igualador
- 27.- Relevador de bajo voltaje
- 30.- Relé anunciador
- 31.- Elemento de excitación separada.
- 32.- Relevador de potencia direccional
- 33.- Switch de posiciones
- 34.- Switch de secuencia operado por motor.
- 37.- Relé de baja potencia o baja corriente.
- 40.- Relé de campo.
- 41.- Interruptor de campo
- 42.- Interruptor de marcha.
- 44.- Relé de arranque de secuencia unitaria
- 46.- Relé de corriente para fase inversa o de balance.
- 47.- Relé de voltaje de secuencia de fase.
- 48.- Relé de secuencia incompleta
- 49.- Relé térmico de transformador o de máquina.
- 50.- Relé sobrecorriente instantáneas.
- 51.- Relevador de sobrecorriente de tiempo.(C.A.)

- 52.- Interruptor de corriente alterna.
- 53.- Relé de excitador o de generador (C.D.)
- 54.- Interruptor de C.D. de alta velocidad.
- 55.- Relé de factor de potencia.
- 56.- Relé de aplicación de campo.
- 58.- Relé de falla para rectificador de potencia.
- 59.- Relé de sobre voltaje.
- 60.- Relé de voltaje balanceado.
- 61.- Relé de corriente balanceado
- 62.- Relé de tiempo retardado para arranque o apertura.
- 63.- Relé de presión de líquido o de gas, de nivel o de flujo (Buchholz).
- 64.- Relé de protección a tierra.
- 67.- Relevador direccional de sobrecorriente (A.C.).
- 68.- Relé de bloqueo.
- 72.- Interruptor de corriente directa.
- 73.- Contactor de resistor de carga.
- 74.- Relé de alarma.
- 76.- Relé de sobrecarga de (C.D.)
- 78.- Relé de medición de ángulo de fase o pérdida de sincronismo.
- 79.- Relé de recierre (C.A.)
- 81.- Relé de frecuencia
- 82.- Relé de recierre (C.D.)
- 83.- Relé de transferencia o de control selectivo automático.
- 85.- Relé receptor de carrier o hilo piloto.
- 86.- Relé auxiliar de bloqueo
- 87.- Relevador de protección diferencial.
- 89.- Switch de línea.
- 91.- Relé de voltaje direccional.
- 92.- Relé de voltaje y de potencia direccional.
- 94.- Relé de disparo.

CAPITULO III

III.1 ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.

DEFINICIÓN:

El estudio de corto circuito es un análisis de el cual se obtiene información importante que se aplica en la determinación de las capacidades interruptivas de los interruptores, selección y coordinación de protecciones, calculo de esfuerzos dinámicos y térmicos en las instalaciones, etc.

III. II FUENTES DE CORTO CIRCUITO.

*** Generadores.** Los generadores son accionados por motores primarios tales como turbinas de gas, vapor y agua, que al momento de ocurrir o producirse el cortocircuito, continúan proporcionándole movimiento al generador por lo que este sigue girando a velocidad normal manteniendo la excitación del campo, con lo cual sigue generando voltaje. Este voltaje generado produce un corto circuito con una corriente de gran magnitud que fluye hacia el punto de falla, este flujo de corriente solo es limitado por la reactancia del generador y la ubicación de la falla.

La reactancia de un generador cambia con el tiempo después del inicio de la falla, y se compone de la siguiente manera:

X''d (Reactancia subtransitoria)

Este valor determina la corriente de cortocircuito inmediatamente después de iniciada la falla y permanece durante pocos ciclos. En aproximadamente 0.1 segundo se incrementa la reactancia al siguiente valor.

X'd (Reactancia transitoria)

Es la reactancia total en el devanado del estator, si el efecto de los devanados amortiguadores se ignora y solamente se considera el devanado del campo. Esta reactancia determina la corriente que sigue al periodo de la reactancia subtransitoria. La reactancia transitoria es efectiva arriba de 0.5 a 2 segundos dependiendo del diseño de la máquina.

X (Reactancia sincrónica)

Este valor determina el flujo de corriente después de alcanzar una condición de estado estacionario.

*** Motores sincrónicos.** Los motores sincrónicos tienen un comportamiento similar a los generadores sincrónicos. Si ocurre una falla, el voltaje del sistema disminuye a un valor menor y el motor deja de tomar energía, disminuyendo su velocidad rápidamente. Cuando esto ocurre, la inercia hace las veces de un motor primario la excitación se mantiene, y el motor funciona como un generador que proporciona corriente de un corto circuito durante varios ciclos de iniciada la falla. Las designaciones para las reactancias son las mismas que se utilizan para los generadores, pero los valores de X''d, X'd y X son diferentes.

^a *Motores de inducción.* Los motores de inducción también aportan corriente de corto circuito debido al efecto de generador producido por la inercia de la carga y el giro del rotor accionando el motor después de iniciada la falla. El motor no contribuye a la corriente de falla del estado estacionario y tiene solo el valor de reactancia subtransitoria X''_d .

^a *Compañía suministradora.* Los generadores remotos de la compañía suministradora son una fuente de corriente de corto circuito, frecuentemente liberada a través de un transformador de suministro generalmente proporciona información a cerca de la corriente de corto circuito.

III. III CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

Las centrales eléctricas nos generan voltajes de forma senoidal el cual alimenta nuestros sistemas eléctricos de potencia. Tomando en cuenta esto, podemos llegar a la conclusión que cuando ocurra una falla, las corrientes que se generan de corto circuito van a ser del tipo senoidal. Los términos simétricas y asimétricas son usadas para describir la simetría de las ondas de corriente alterna respecto al eje cero, en el preciso instante de ocurrir la falla. La corriente de corto circuito es simétrica cuando la resistencia del sistema es despreciable si se hace una comparación con la reactancia del circuito, por lo que la corriente de corto circuito está retardada respecto al voltaje aproximadamente 90 grados.

Si el corto circuito ocurre en el punto cero de la onda de voltaje, la corriente también con inicio en cero, no se puede incrementar con el voltaje ni permanecer en fase con él. La onda de corriente se retrasa 90 grados con respecto a el voltaje, y por lo tanto se desplaza del eje cero. Cuando el voltaje se aproxima a su valor pico, la onda de corriente continúa incrementándose hasta que el voltaje se vuelve cero, produciendo una corriente de corto circuito totalmente asimétrica.

III. IV DIAGRAMA UNIFILAR

Un sistema trifásico equilibrado se puede simplificar, suprimiendo el cierre del circuito por el neutro e indicando sus puntos por medio de símbolos normalizados, mejor que por sus circuitos equivalentes. Los parámetros del circuito no se indican, y la línea de transmisión se representa por una sola línea entre los dos extremos. Al diagrama resultante de esta simplificación de un sistema eléctrico se le llama diagrama unifilar.

El objeto de un diagrama unifilar es suministrar de manera concisa los datos más significativos e importantes de un sistema. La importancia de las diferentes características de un sistema varía según el problema que se considere y la cantidad de información que se incluye en el diagrama depende del fin para el que se desea. Algunas veces, los diagramas unifilares incluyen información sobre los transformadores de corriente y de tensión que usen los relés al sistema o que están instalados para medida. La información de un diagrama unifilar, varía según el problema que se estudia. En la figura 3.1 se representa el diagrama unifilar de un sistema.

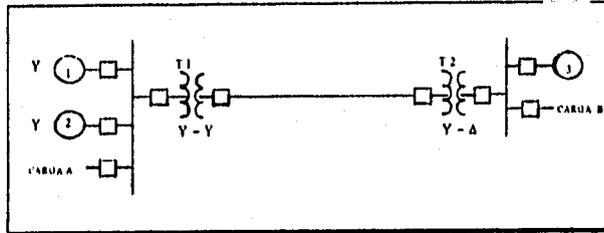


Figura 3.1

III.V DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS

Para estudiar el comportamiento de un sistema en condiciones de carga o al presentarse un cortocircuito, el diagrama unifilar tiene que transformarse en un diagrama de impedancia que muestre el circuito equivalente de cada componente del sistema, referido al mismo potencial. En la figura 3.2 se muestra el diagrama de impedancias del sistema mostrado en la figura 3.1.

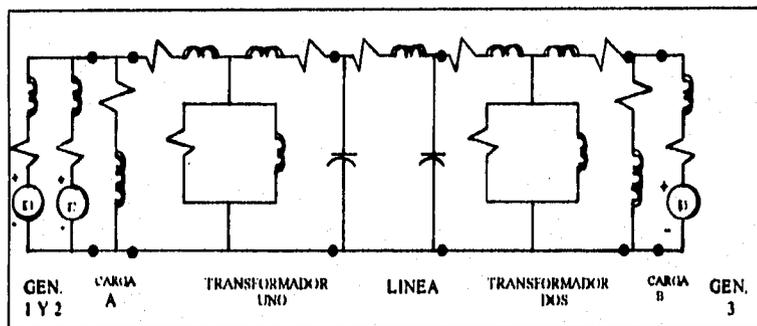


Figura 3.2

En la figura 3.3 se muestra el diagrama de impedancias reducido para fines de corto circuito en el cual se desprecian efectos capacitivos y resistivos.

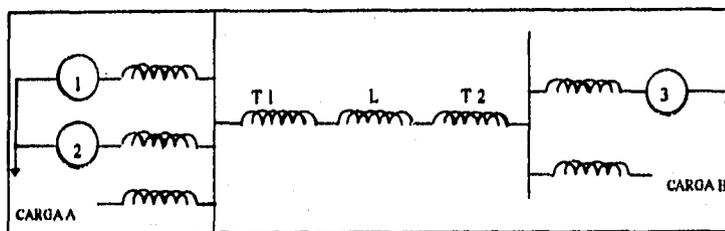


Figura 3.3

III.VI MÉTODOS PARA OBTENCIÓN DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO.

El estudio de corto circuito tiene como objetivo principal, entre otros, la coordinación de protecciones, y el método empleado para la solución en particular depende de varias cosas como son, el tamaño del sistema bajo estudio, los resultados esperados y la aplicación de estos resultados.

Existen varios métodos para la obtención de las corrientes de corto circuito, de los cuales podemos mencionar:

- 1) Método aproximado.
- 2) Método porcentual.
- 3) Método de las componentes simétricas.
- 4) Método por unidad.
- 5) Método analítico de R.C. Moore. (aplicación de las componentes simétricas)
- 6) Método de la curva de decrecimiento. (aplicación de las componentes simétricas)
- 7) Método del comité de dispositivos de protección del A.I. E.E. (aplicación de las componentes simétricas)

1) *Método aproximado.* Nos da una aproximación del valor real de la corriente simétrica de falla, para poder obtener la corriente de corto circuito simétrica de falla, es necesario contar con un diagrama de impedancias no referida a alguna base, sino que cada elemento se representa por una impedancia en su propia base. La relación siguiente determina el valor de la corriente de falla en función de los valores nominales del elemento en cuestión.

$$I_{cc} = \frac{KVA * 100}{Z_{eq}(\%) KV \sqrt{3}}$$

donde:

KVA = Es la potencia nominal del elemento

KV = Tensión nominal del elemento

$Z_{eq}(\%)$ = Impedancia equivalente total del diagrama en porcentaje.

I_{cc} = Corriente simétrica de falla.

Este método es poco usado, solo es empleado para un conocimiento preliminar del valor resultante de la corriente de falla pero, cualquier cálculo necesario para conocer el valor exacto de la corriente de fases será erróneo si se calcula por este método.

2) *Método porcentual.* Este método consiste en tener un diagrama de impedancias de cada elemento, pero referidos a una base que será común para todo el circuito de falla, de la buena elección de los valores de base, dependerá en gran parte la simplificación del circuito.

La expresión para obtener la referencia de una base a otra es la siguiente:

$$Z_{B1}(\%) = Z_{B2}(\%) \left(\frac{KVA_{B2}}{KVA_{B1}} \right) \left(\frac{KV_{B1}}{KV_{B2}} \right)^2$$

donde:

$Z(\%)$ = Impedancia porcentual

KVA = Potencia en el elemento

KV = Tensión en el elemento

El subíndice 1 indica las bases a las que se encuentra referido el elemento.

El subíndice 2 indica las bases a las que se desea referir el elemento.

3) *Método de las componentes simétricas.* En 1918 C.L. Fortescue, presentó un trabajo que constituye una de las herramientas más poderosas para el estudio de los circuitos polifásicos desequilibrados. Desde entonces, el método de las componentes simétricas ha ido adquiriendo más importancia y ha sido el tema de numerosos artículos e investigaciones experimentales. Los fallos asimétricos en sistemas de transmisión, que pueden ser cortocircuitos, impedancia entre líneas, impedancia de una o dos líneas a tierra o conductores abiertos, se estudian por el método de las componentes simétricas.

El trabajo de Fortescue demuestra que un sistema desequilibrado de n vectores relacionados entre sí, puede descomponerse en n sistemas de vectores equilibrados denominados "componentes simétricas" de los vectores originales. Los n vectores de cada conjunto de componentes son de igual longitud, siendo también iguales los ángulos formados por vectores adyacentes.

Según el teorema de Fortescue, tres vectores desequilibrados de un sistema trifásico pueden descomponerse en tres sistemas equilibrados de vectores. Los conjuntos equilibrados de componentes son:

** Componentes de secuencia positiva, formados por 3 vectores de igual módulo, con diferencias de fase de 120 grados y con la misma secuencia de fases que los vectores originales (fig. 3.4).

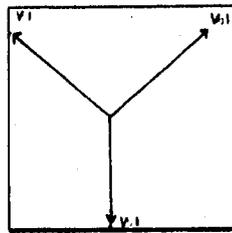


Fig 3.4

** Componentes de secuencia negativa, formados por 3 vectores de igual módulo, con diferencias de fases de 120 grados y con la secuencia de fases opuestas a la de los vectores originales (fig. 3.5).

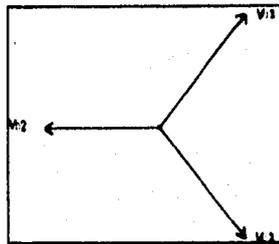


Figura 3.5

** Componentes de secuencia cero, formados por 3 vectores de igual módulo y con un diferencia de fase nula (fig. 3.6).

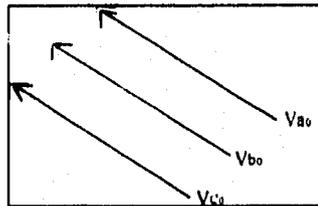


Figura 3.6

3) *Método analítico de R.C. Moore.* Este método es adoptado de una publicación de Moore en la Allis Chalmers Electrical Review, 1961. El método es especialmente útil en el caso de inductancias coronas a la estación generadora, en las cuales la contribución de los motores inductivos de la estación es notable.

6) *Método de la curva de decrecimiento.* Este método es tomando en cuenta la curva de la corriente de falla en una fase de un sistema trifásico, con esta curva se pueden apreciar las fases de la corriente de falla, el momento antes de la falla, el instante preciso de la falla, a las condiciones subtransitorias y el estado permanente de la falla en la reincorporación a la curva de simetría del sistema.

7) *Método del comité de dispositivos de protección.* Este método, además de fácil y práctico es suficientemente exacto para los valores de tiempo hasta de 8 y 10 ciclos después de la falla. Se funda en la determinación de un valor inicial de la corriente alterna normal, a la cual se le aplica un factor apropiado.

$$I_{of} = \frac{3E}{2X_1 + X_0}$$

donde:

E = Es el voltaje de fase

X_1 = Es la componente de secuencia positiva

X_0 = Es la componente de secuencia cero

III. VII MÉTODO POR UNIDAD

El valor en por unidad de un número es la relación de dicho número entre un valor fijado como base

$$P.u. = \frac{\text{Numero}}{\text{un numero base}}$$

es decir: los valores numéricos p.u. de cualquier cantidad, se definen como: *la relación numérica de la cantidad a una base elegida de la misma dimensión.*

Los métodos de cálculo que utilizan los valores por unidad son mucho más sencillos que usando los valores reales en amperios, ohmios y volts.

Las tensiones, corrientes, KVA y reactancias, están relacionadas entre sí, de tal forma que la elección de los valores base para dos cualesquiera determina los valores base de las otras dos.

La impedancia base es aquella que da lugar a lo largo de ella, a una caída de tensión igual a la tensión base, cuando la corriente que circula por dicha impedancia sea igual al valor básico de la corriente. Normalmente, las magnitudes elegidas para seleccionar la base son los KVA y la tensión, en KV.

La impedancia base y la corriente base pueden calcularse directamente a partir de los valores trifásicos base en KVA y KV. Si interpretamos que los KVA base y la tensión base en KV son los totales de las 3 fases y la tensión base de línea, tenemos:

$$I_{base} = \frac{KVA_{base}}{\text{tension base en KV} * \sqrt{3}}$$

$$Z_{base} = \frac{(\text{tension base en KV})^2}{MVA_{base}}$$

III.VIII CAMBIO DE BASE PARA LOS VALORES POR UNIDAD

Algunas veces la impedancia por unidad de un componente de un sistema se expresa sobre una base distinta que la seleccionada como base para la parte del sistema en la cual esta situado dicho componente. Dado que todas las impedancias de cualquier parte del sistema tienen que ser expresadas respecto a la misma impedancia base, al hacer los cálculos, es preciso tener un medio para pasar las impedancias por unidad de una base a otra. Para cambiar la impedancia por unidad respecto a una base nueva, se utiliza la siguiente ecuación:

$$Z_{p.u. (nueva)} = Z_{p.u. (dada)} \left(\frac{KV_{dada}}{KV_{nueva}} \right)^2 \left(\frac{KVA_{nueva}}{KVA_{dada}} \right)$$

III.IX SELECCIÓN DE LA BASE PARA LOS VALORES POR UNIDAD

Primero se selecciona una base para una parte del circuito.

Después deben determinarse, de acuerdo con los principios que se desarrollarán en esta sección, la base en otras partes del circuito, separadas de la parte primera por transformadores. La base elegida debe ser tal que lleve a valores por unidad de la tensión y corriente de régimen, aproximadamente iguales a la unidad, de forma que pocas magnitudes, por unidad, ya conocidas, tengan que convertirse a una nueva base.

La base debe ser la misma en todas las partes del sistema y la elección de KV base en una parte de él, determina los KV base que deben asignarse, de las otras partes del sistema. Siguiendo este principio de asignar KV base, es posible combinar en un diagrama de impedancias las diferentes partes del sistema.

Del teorema de Thevenin se deduce que el sistema eléctrico exterior de potencia esta correctamente representado por una tensión y una impedancia en serie. El teorema citado establece que una red lineal que termina en dos puntos a y b y contiene un número cualquiera de f.e.m. puede ser sustituido por una sola f.e.m. y una impedancia en serie entre a y b. La f.e.m. es igual a la tensión a circuito abierto medida entre a y b. La impedancia en serie es la impedancia de la red, medida entre a y b con las f.e.m. en cortocircuito. Si las f.e.m. son constantes, la impedancia es la tensión a circuito abierto, entre a y b, dividida por la corriente que circula en un cortocircuito aplicado entre a y b. Las compañías de suministro de energía eléctrica proporcionan datos sobre las corrientes de cortocircuito I_{sc} , que pueden esperarse a través de sus sistemas.

Si el sistema eléctrico de potencia exterior es grande, comparado con el de la planta industrial, las perturbaciones dentro de la fábrica no afectan a la tensión en el punto de conexión. En tal caso se dice que el sistema exterior es una barra infinita y esta representado por una tensión constante sin impedancia interna.

III.X VENTAJAS DE LOS CÁLCULOS POR UNIDAD.

* Los fabricantes explican normalmente la impedancia de un elemento de un aparato en por ciento o por unidad de los valores nominales que figuran en la placa de características.

* Las impedancias por unidad de máquinas del mismo tipo, con valores nominales dentro de un amplio margen, tienen valores dentro de un margen muy estrecho, aunque los valores ohmicos difieran materialmente para máquinas de distintos valores nominales. Por esta razón, si no se conoce la impedancia, generalmente es posible seleccionarla a partir de datos medios tabulados, que proporcionan un valor razonablemente correcto. La experiencia en el trabajo por unidad familiariza con los valores adecuados de las impedancias por unidad para diferentes tipos de aparatos.

* Si se especifica la impedancia en ohmios en un circuito equivalente, cada impedancia debe referirse al mismo circuito por multiplicación por el cuadrado de la relación de las tensiones nominales de los dos lados del transformador que conecta el circuito de referencia y el circuito que contiene la impedancia. La impedancia por unidad, una vez expresada en la base adecuada, es la misma referida a los dos lados del transformador.

* La forma en que los transformadores se conectan en los sistemas trifásicos no afectan a las impedancias por unidad del circuito equivalente, aunque la conexión determina la relación entre las tensiones base de los 2 lados del transformador.

CAPITULO IV

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

IV.I DEFINICIÓN:

Es la selectividad idónea y adecuada de introducir equipo de protección en un sistema, red o circuito, para que al momento de producirse una falla, actúe el equipo de protección que debe operar y así desconecte exclusivamente la parte afectada, evitando con ello, la paralización de otras zonas que no lo requieran.

IV.II IMPORTANCIA DE LA COORDINACIÓN

Hablar de coordinación, referida a los dispositivos de protección que se aplican en un sistema de potencia, es de vital importancia, por el planteamiento mismo que la coordinación encierra. Sabemos que consiste en hacer selectivos 2 o más dispositivos de protección colocadas en sucesión, de manera que una falla sea librada en el tiempo mínimo posible por el dispositivo más cercano a ella, y en caso de fallar este, por el dispositivo siguiente hacia la fuente de suministro, después de un tiempo predeterminado. Como consecuencia, los tiempos de operación deberán ser más cortos para los dispositivos de sobrecorriente más próximos a la falla y mayores para los dispositivos colocados progresivamente hacia la fuente.

IV.III ¿CUANDO SE DEBE HACER UN ESTUDIO DE COORDINACIÓN?

* Debe hacerse una precoordinación en las etapas iniciales al plantear el sistema. Cuando este definido un sistema de distribución el estudio tentativo debe confirmarse y afinarse cuando se dispone de las características definitivas del equipo.

* Debe hacerse también el estudio de coordinación cuando a una planta existente se le añaden cargas y equipo de generación que modifiquen las corrientes de falla.

* Debe hacerse cuando sucede que una falla deja fuera una porción mayor del sistema eléctrico de lo que correspondería de haberse eliminado por el dispositivo más cercano.

Este estudio es inminente cuando cambian las condiciones de continuidad de servicio, dado que hay que reconocer que la coordinación de protecciones representa un compromiso entre las metas de protección óptima y continuidad de servicio máxima.

IV.IV ELEMENTOS FUNDAMENTALES PARA LA COORDINACIÓN

La coordinación de protecciones implica el uso de elementos que se deben de tomar en cuenta como son, el diagrama unifilar del sistema, el arreglo del sistema de protección, las curvas tiempo - corriente, analizar si existe efecto de

saturación en transformadores de corriente, lo que haría más lenta la operación de los relevadores y podría obligar a cambiar la relación o la clase de precisión.

IV.V COORDINACIÓN

Una apropiada coordinación de dispositivos de protección es esencial para vigilar frecuentemente un sistema eléctrico de potencia. En casi todos los sistemas simples podremos usar generalmente un menor número de dispositivos conectados en serie entre alguna falla o sobrecarga y la fuente de poder. Para minimizar los efectos de una falla en el sistema, estos dispositivos deben estar en operación selectiva, así que uno que este de el lado cerca de la fuente de la falla puede operar primero y, si ningún dispositivo funciona con la falla, los siguientes dispositivos cerrados en el lado de la fuente deben abrir el circuito.

En una coordinación debida para un sistema de potencia los dispositivos de protección deben ser preseleccionados cada uno, o ser capaces de ajustarse sobre el rango requerido:

- * Para operar en la corriente mínima que permita distinguir entre la falla y la corriente de carga.
- * Para funcionar en el tiempo mínimo permitiendo selectividad con otros dispositivos en serie con éste.

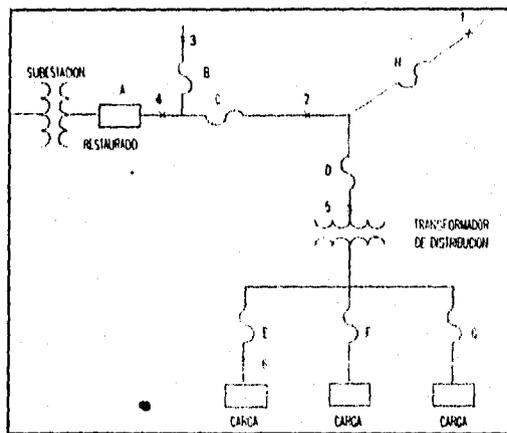


Figura 4.1

La figura 4.1 nos muestra el diagrama de un sistema eléctrico, en el cual se encuentran localizadas varias fallas y algunos dispositivos de protección, analizaremos cada una de las fallas:

- Falla 1** Para esta falla se tiene el fusible H que es el dispositivo protector y se encuentra el fusible C de respaldo.
- Falla 2** Se puede observar el dispositivo C que debe operar antes que el dispositivo A opere a bloqueo.

- Falla 3** Cuando ocurre la falla en este punto debe operar el dispositivo B antes de que A opere a bloqueo.
- Falla 4** En este punto el dispositivo opera a bloqueo, solamente con fallas permanentes antes que los dispositivos B y C.
- Falla 5** Para esta falla el dispositivo que debe operar es el D muchísimo antes que opere el C o el H.
- Falla 6** El dispositivo E debe operar antes que el D ya que esto haría que el transformador salga de servicio y a consecuencia no habría suministro de energía a las otras cargas en el secundario del transformador.

Para cada sistema de potencia los requisitos de coordinación son distintos, todos los dispositivos de protección ajustables deben tener que fijarse en el campo para lograr la coordinación deseada. Este no es un misterio complicado, mas bien es un caso de perseverancia en varios intentos de combinaciones de curvas características para asegurar la correcta operación en las dos corrientes de falla, máxima y mínima. El procedimiento básico a seguir es:

- ** Asegurar la información necesaria y tomar lo indispensable de cálculo de cortocircuito para determinar los diferentes valores de mínima y máxima corriente de falla requeridos para permitir la coordinación de selección de curvas tiempo - corriente para los diversos dispositivos.
- ** Usando los valores apropiados de corrientes de falla, seleccionando tiempo y corriente para ajustar las colocaciones de los dispositivos y deteniendo la actuación de los dispositivos no ajustables con el objetivo de asegurar una combinación que pueda operar en la secuencia necesaria para aislar una falla con la mínima perturbación en las demás partes del sistema.
- ** Se deben planear las curvas tiempo - corriente para los diferentes dispositivos que operen en serie y en secuencia, se debe estar seguro de que éstas no tengan disturbios con inesperados traslapes de las curvas tiempo - corriente o innecesarios tiempos prolongados entre dispositivos y series.

IV.VI ESQUEMAS DE PROTECCIÓN APLICABLES EN FUNCIÓN DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA

Estos esquemas que se aplican son:

- * Interruptor - restaurador
- * Interruptor - fusible
- * Restaurador - restaurador
- * Restaurador - seccionador
- * Restaurador - fusible
- * Fusible - fusible
- * Fusible de A.T. - interruptor termomagnético de B.T.

* **Interruptor - restaurador.** Estos dos dispositivos se coordinan adecuadamente cuando el restaurador impide que opere el interruptor a través del relevador de tiempo, por lo que la curva característica del restaurador no cruza con la del relevador, dejando un tiempo mínimo de 0.35 segundos (fig. 4.2).

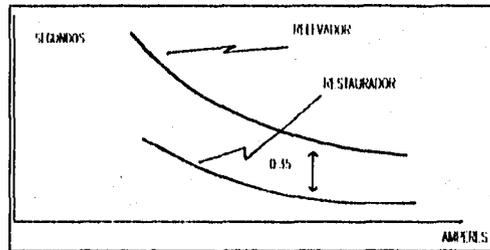


Figura 4.2

* **Interruptor - fusible.** En este caso, el fusible tiene la función de operar con una falla del lado de la carga, impidiendo que opere el interruptor, a menos que este último cuente con un relevador instantáneo, en caso de persistir la falla operara el fusible. Se recomienda un tiempo mínimo de 0.35 segundos entre la curva I-t del relevador de tiempo del interruptor (fig. 4.3).

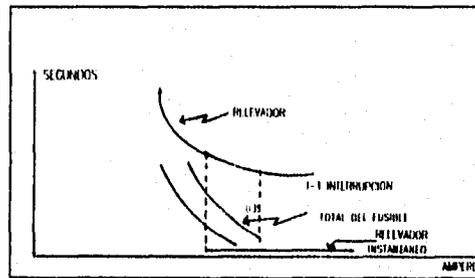


Figura 4.3

* **Restaurador - restaurador.** Los restauradores están diseñados para operar en una secuencia de hasta 4 disparos y 3 recierres con el objeto de eliminar una falla. Para una adecuada coordinación debe existir un retraso en la operación del restaurador A de por lo menos 12 ciclos, ya que en un rango menor a este pueden operar simultáneamente, y menor a 2 ciclos ambos operaran siempre (fig. 4.4).

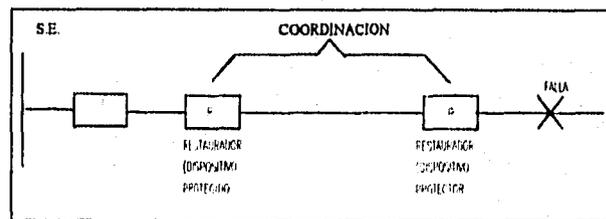


Figura 4.4

* **Restaurador - seccionizador.** El seccionizador es un dispositivo automático de seccionamiento que no cuenta con curvas de operación I-t, y que simplemente senaa una corriente mínima actuante de 160 % de la capacidad nominal de su bobina (fig 4.5).

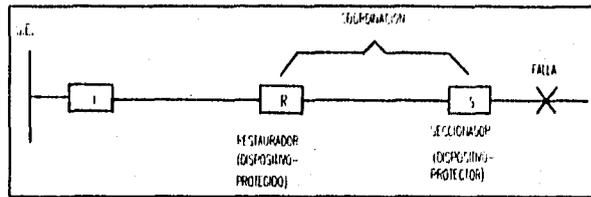


Figura 4.5

* **Restaurador - fusible.** En esta coordinación se busca que las operaciones rápidas del restaurador no provoquen daño a los fusibles, incluyendo el efecto acumulativo de las operaciones rápidas considerando los intervalos de recierre. Así mismo, las operaciones lentas del restaurador se deben retardar lo suficiente para asegurar la operación del fusible antes de la apertura definitiva del restaurador (fig. 4.6).

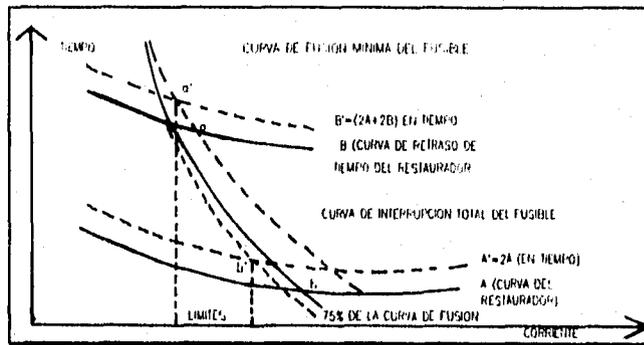


Figura 4.6

La curva de interrupción total del fusible se utiliza para establecer el límite inferior de la coordinación con la curva de retraso de tiempo del restaurador (punto a).

La curva mínima de fusión del fusible se utiliza para establecer el límite superior de la coordinación con la curva de disparo instantáneo del restaurador (punto b). Sin embargo, es necesario modificar las curvas del restaurador y fusible para considerar los efectos de los ciclos de calentamiento - enfriamiento por la secuencia de operación del restaurador. Por lo anterior, la curva a' es la suma de las dos aperturas instantáneas a, y se compara con la curva de fusión del fusible, que previamente se ha desplazado el 75 % en función del tiempo de fusión, encontrándose el nuevo límite superior de coordinación (punto b').

La curva B' es la suma de las dos aperturas instantáneas y las dos de retraso de tiempo, que representan la cantidad total de calor aplicado al fusible, obteniéndose el límite inferior de coordinación (punto a') al compararse con la curva de interrupción total del fusible.

* *Fusible - fusible*. Para este caso se utilizan las curvas corriente tiempo mínimo de fusión y las curvas corriente - tiempo de interrupción total de cada fusible empleado F1 y F2, de tal forma que para una falla en lado de la carga debe operar el fusible protector F2 antes que se presente algún daño en el fusible protegido F1, el cual debe operar únicamente como respaldo para la misma falla o para alguna otra que se presente entre los dos fusibles en serie (fig. 4.7).

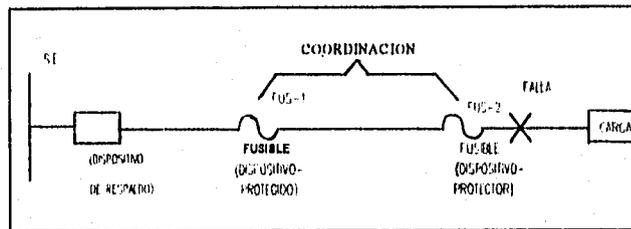


Figura 4.7

Debido a que en los sistemas de distribución en general se tienen dos tipos de fusibles en media tensión, se pueden hacer las combinaciones de coordinación siguientes:

- ** Fusible de expulsión (F1) - fusible de expulsión(F2)
- ** Fusible limitador de corriente (F2) que protege a un fusible limitador de corriente.
- ** Fusible de expulsión (F2) que protege a un fusible limitador de corriente (F1)
- ** Fusible limitador de corriente (F2) que protege a un fusible de expulsión (F1)
- ** *Fusible de expulsión (F1) - fusible de expulsión (F2)*. La coordinación de los fusibles de expulsión se logra comparando la curva I-t de interrupción total del fusible protector F2 con la curva I-t mínima de fusión del fusible protegido F1, al cual previamente debe haberse reducido un 75 % en valores de tiempo, para asegurar la no operación o daño por efectos de precalentamiento debido a la carga y alta temperatura ambiente (fig. 4.8).

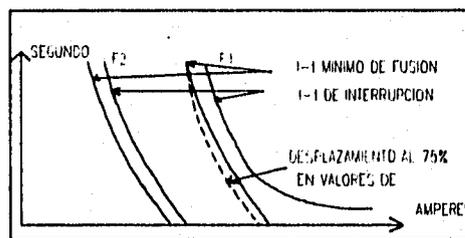


Figura 4.8

** *Fusible limitador de corriente (F2) que protege a un fusible limitador de corriente (F1)*. Para mantener una coordinación apropiada para todas las corrientes de falla, se compara la energía I^2t de interrupción de F2 que sea menor que la energía I^2t mínima de fusión del fusible protegido F1 (fig. 4.9).

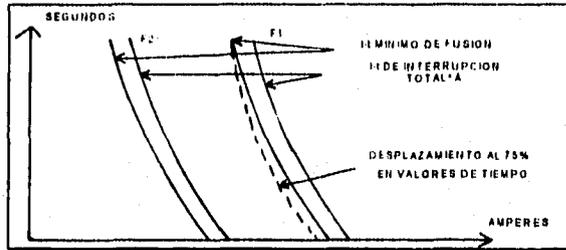


Figura 4.9

**** Fusible de expulsión (F2) que protege a un fusible limitador de corriente (F1).** Debido a el fusible de expulsión su coordinación solo es posible para tiempos mayores de 0.0133 segundos.

Se compara la curva de interrupción total del fusible de expulsión F2 con la curva mínima de fusión del fusible limitador de corriente F1 previamente desplazada un 75 % en valores de tiempo, para determinar el punto de coordinación (fig. 4.10).

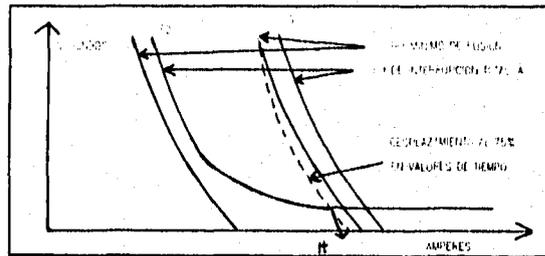


Figura 4.10

**** Fusible limitador de corriente (F2) que protege a un fusible de expulsión (F1).** El criterio se define como la energía I^2t de interrupción total del FLC (F2) menor que la energía I^2t mínima de fusión del F E (F1) (fig. 4.11).

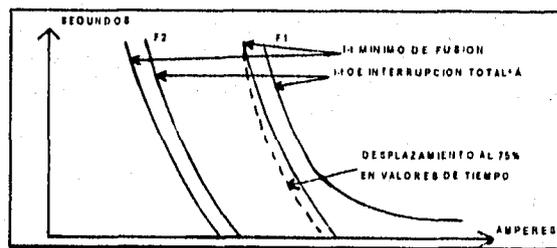


Figura 4.11

* *Fusible de A. T. - interruptor termomagnético de B. T.* Este se utiliza para la protección integral de transformadores, instalando en el primario fusibles tipo expulsión, limitadores de corriente o una combinación de estos, y en el secundario un interruptor termomagnético de baja tensión.

Con este, aunque representa una mayor inversión, se obtienen mejores condiciones de protección en la red de baja tensión, ya que fácilmente se pueden detectar fallas secundarias ($3\phi, 2\phi, 1\phi$) y sobrecargas reales.

Para obtener buenos resultados en nuestra coordinación hay que fijar en cada nivel de voltaje los intervalos de coordinación, con el fin de asegurar que se tendrá la operación secuencial de los dispositivos.

En sistemas de tensión media, cuando se usan interruptores con 5 Hz, de tiempo de apertura, se aconseja un intervalo de coordinación entre 0.3 y 0.4 segundos, que desglosados serían:

Tiempo de apertura del interruptor	0.080 seg.
Sobrecarrera	0.100 seg.
Margen de seguridad	0.220 seg.

Para coordinar correctamente a los fusibles a instalar en el lado de baja tensión, cualquiera que sea su tipo, con los fusibles instalados en el lado de alta tensión de un transformador, únicamente se deben utilizar las curvas corriente tiempo mínimo de fusión de los fusibles de alta tensión y en ningún caso sus curvas corriente - tiempo de interrupción total.

Como se observa en el párrafo anterior, es necesario obtener las curvas de daño de cada elemento de nuestro sistema, para después representarlos en las hojas logarítmicas y así poder observar el comportamiento de nuestro sistema en caso de falla (observar que dispositivos funcionan idóneamente).

IV.VII OBTENCIÓN DE CURVAS

** *Barra subestación.* La curva de daño barras (por arco) se calcula en base a la fórmula siguiente, en la cual necesitamos, la corriente nominal (I_n) que se sustituye en la fórmula para encontrar la corriente en amperes de daño en la barra (I_{ARQ}) y se consideran diferentes tiempos (t), por lo que nuestra fórmula es:

$$I_{ARQ} = \left(\frac{I_n * 250}{t} \right)^{\frac{2}{3}}$$

** *Cables.* La curva de daño de los cables se calcula en base a la fórmula siguiente:

$$I = S \sqrt{\frac{\text{LOG} \left(\frac{T_m + 234.5}{T_a + 234.5} \right)}{33t}}$$

donde:

- I = Corriente en amperes
- S = Sección del conductor en m.c.m.
- t = Tiempo en segundos
- T_m = Temperatura de fusión
- T_a = Temperatura ambiente

al igual que la ecuación anterior. lo hacemos para distintos tiempos (t)

** *Transformador*. La curva de daño de los transformadores para propósitos de coordinación se tomo como base la NORMA ANSI/IEEE C57.109 de 1986. La Z_0 se tomo igual a Z_1 para la determinación de los límites máximos y mínimos de la operación de los transformadores, por lo que para los límites mínimos se tomaron los siguientes criterios:

$$I_n = \frac{S_n}{(V_n)\sqrt{3}}$$

El punto de magnetización representa una aproximación del efecto de la corriente de magnetización del transformador, este valor de corriente se calcula como un múltiplo de la corriente nominal del transformador y varia de acuerdo con la capacidad del mismo.

Este valor puede alcanzar un rango de 8 a 25 veces la corriente nominal (tabla 4.1) para transformadores tipo seco y el tiempo de duración de esta corriente es siempre de 0.1 segundos

TABLA 4.1

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR	MULTIPLIO
MENORES DE 1500 KVA	8
MAYORES DE 1500 KVA Y MENORES DE 3750 KVA	10
MAYORES DE 3750 KVA	12

$$I_m = (8)(I_n)$$

$$t_m = 0.1 \text{ seg.}$$

$$I_{m \min} = I_n$$

donde:

I_n = Corriente nominal

S_n = Potencia de base

V_n = Voltaje de base

I_m = Corriente de magnetización

t_m = tiempo de magnetización

$I_{m \min}$ = Corriente mínima

En lo que concierne a límites máximos, consideramos lo siguiente:

$$I_{sc} = (3)(I_n)$$

$$Z_{sc} = 5.55\% V_n$$

Punto ANSI

Las normas americanas (ANSI) establecen lo que se conoce como el punto ANSI, que determinan un punto que fija las características que deben satisfacer los devanados de un transformador para soportar, sin resultar dañados los esfuerzos

térmicos y magnéticos producidos por un corto circuito en sus terminales, considerando periodos definidos de tiempo. Estos valores o puntos expresados como múltiplos de la corriente a plena carga, se indican en la tabla 4.2

TABLA 4.2

CORRIENTE SIMETRICA RMS EN CUALQUIER BOBINA			
Z%	MULTIPLoS CONEXION		MULTIPLoS CONEXION DELTA ESTRELLA
	DELTA ESTRELLA	DELTA ESTRELLA	
4 O MENOS	25	14,5	2
5	20	11,6	3
5,25	19,25	11,06	3,25
5,5	18,18	10,66	3,5
5,75	17,39	10,09	3,75
6	18,87	9,87	4
6,5	15,38	8,92	4,5
7 O MAYORES	14,29	8,29	5

Es frecuente que no se disponga de los valores de la tabla, en este caso, los llamados valores de corriente "ANSI", se pueden calcular a partir de las expresiones siguientes:

A) Transformadores en conexión DELTA - DELTA o ESTRELLA - ESTRELLA.

$$I_{ANSI} = \left(\frac{100}{Z_{CV\%}} \right) \cdot I_n$$

donde:

I_n = Corriente nominal

I_{sc} = Corriente máxima de sobrecarga

I_{ANSI} = Corriente ANSI

B) Transformadores en conexión DELTA - ESTRELLA

$$I_{ANSI} = \left(\frac{100}{Z_{CV\%}} \right) 0,58 I_n$$

Con la restricción de que el valor de la impedancia expresada en por ciento sea mayor o igual que 4 y menor o igual que 7.

El tiempo ANSI de sobrecarga se obtiene de la tabla 4.3.

TABLA 4.3

VALOR DE IMPEDANCIA (%)	TIEMPO ANSI (SEG)
Z% MAYOR QUE 4 Y MENOR QUE 7	T ANSI = Z% - 2
Z% MAYOR O IGUAL A 7	T ANSI = 5
Z% MENOR O IGUAL A 4	T ANSI = 2

**** Tablero eléctrico.** La curva de daño barras (por arqueo) en los tableros eléctricos se calculo en base a la formula siguiente en la cual necesitamos saber las medidas de la barra L" y H", además de su densidad (D).

$$I_n = (L^n)(H^n)(D) = [A]$$

$$I_{ARQ} = \left(\frac{I_n * 250}{t} \right)^2 = [A]$$

donde:

I_n = Corriente nominal

L^n = Largo en pulgadas de la barra

H^n = Ancho de la barra en pulgadas

D = Densidad en $[A / pu l g^2]$

I_{ARQ} = Corriente en amperes de daño en la barra

t = Tiempo en segundos

al igual que en las otras curvas, se calcula I_{ARQ} , para diferentes tiempos t.

**** Relevadores y fusibles.** Para la obtención de las curvas de los relevadores o de los fusibles, los fabricantes las proporcionan, de acuerdo a sus características propias de cada uno de estos.

**** Interruptores.** Cada interruptor tiene distintas características y puede ser de acuerdo al fabricante de distinto tipo, dependiendo de esto, se pueden ajustar las unidades de disparo disponibles y que pueden ser:

• De tiempo largo (L)

• De tiempo corto (s)

• Instantáneo (I)

• De protección contra fallas a tierra (G)

• De tiempo largo (L). Este tiempo se hace para proteger al transformador contra sobrecargas.

• De tiempo corto (s). Es una practica común ajustar el valor de tiempo corto en el sensor de un valor de 7 a 8 veces el valor de la corriente nominal siempre y cuando no exceda a la capacidad interruptiva de los demás elementos del sistema, y coordinados adecuadamente con los elementos de protección localizados antes de este.

• Instantáneo (I). Es una practica común en ingeniería, el ajustar el valor de corto circuito (ajuste instantáneo) a un valor de 10 veces la corriente nominal del sistema siempre y cuando este no exceda de la capacidad interruptiva de los elementos del sistema, y coordinados adecuadamente con los elementos de protección localizados antes de este.

• De protección contra fallas a tierra.(G) En este tipo de relevador, el ajuste de disparo fallas a tierra, es fijo a 0.2 veces el rango del sensor.

Cabe señalar que la representación gráfica de las curvas es conveniente, porque raramente todos los dispositivos de protección tienen la misma forma de curvas tiempo - corriente, y es difícil visualizar la relación de varias formas diferentes de curvas. Todas tienen que estar en una sola hoja graficadas usando una corriente común de escala.

CAPITULO V

APLICACIÓN A PLANTA RECICLADORA DE BASURA BORDO PONIENTE

I INTRODUCCIÓN

En este capítulo se aplicará todo lo anteriormente visto, por lo cual, verificaremos la capacidad del equipo instalado tales como fusibles, interruptores, buses y cables. Estos deben soportar momentáneamente los esfuerzos térmicos y magnéticos impuestos por las corrientes máximas de falla. Además de que los interruptores y fusibles deben interrumpir en forma segura éstas corrientes de falla.

También se deben de checar los límites de coordinación de los dispositivos de protección, asegurando que estos se elijan o ajusten de manera que al ocurrir una falla se aislé solo el área fallada provocando un mínimo de perturbación para el resto del sistema.

Para poder hacer todas estas verificaciones, lo haremos analizando casos de corto circuito trifásico en los puntos 1 al 12.

La planta recicladora de basura Bordo Poniente se encuentra ubicada en el kilómetro 2.5 de la carretera Peñón - Texcoco, cuenta con una superficie total de 3.5 hectáreas de las cuales la nave ocupa 42 metros por 120 metros. Se encuentra dividida en 7 zonas que son:

Zona de recepción de materiales	Se encuentra conformada por un patio de descarga.
Zona de alimentación de materiales	Consta de 3 bandas transportadoras de tablillas.
Zona de selección principal.	Consta de 3 bandas transportadoras.
Zona de selección secundaria	Consta de 3 bandas transversales.
Zona de acondicionamiento	Se compone de 4 equipos de compactación.
Zonas de almacenamiento de subproductos	Una de estas zonas se encuentra ubicada en el interior de la nave y las demás se encuentran en cajones de concreto alojados en la periferia de la nave.

Zona de descarga de rechazo.

Esta planta fue diseñada para trabajar a una capacidad de 1500 toneladas por día, se trabajan 3 turnos seis días a la semana generando 850 fuentes de trabajo y presta servicio a las delegaciones Azcapotzalco, Cuahutemoc, Miguel Hidalgo y Venustiano Carranza.

La planta logra recuperar de un 15 % a un 20% de materiales de entre los cuales se encuentran el papel, cartón, plástico, vidrio, material ferroso, no ferroso, madera y llantas.

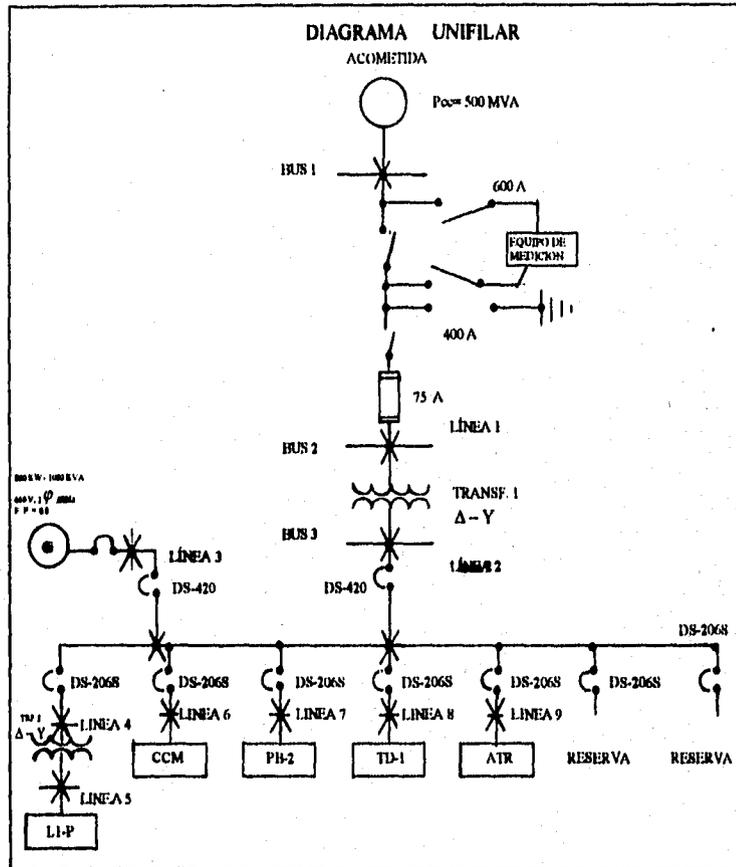
La planta recicladora de basura bordo poniente pertenece al Departamento del Distrito Federal cuenta con el siguiente diagrama unifilar y los siguientes datos técnicos.

Cabe mencionar que en el diagrama unifilar (figura 5.1), se encuentran marcados los puntos por analizar para el estudio de corto circuito.

El estudio hará de la siguiente forma:

- ** Se fijaran las bases para el calculo en por unidad.
- ** Se calcularan los valores de impedancias, resistencias y reactancias de las líneas, transformadores y generador.
- ** Se hará el diagrama de impedancias correspondiente.
- ** Se procederá a hacer las reducciones pertinentes para comenzar el calculo de las corrientes de falla en los diferentes puntos del sistema.
- ** Se hará un cuadro con las corrientes de falla encontradas.

- ** Se procederá a calcular las curvas daño de los elementos del sistema.
- ** Se graficarán las curvas corriente - tiempo de los elementos del sistema
- ** Se harán los cambios necesarios para ajustar los interruptores
- ** Se vaciarán estos datos en tablas de ajustes y finalmente se darán las conclusiones tanto para el corto circuito como para la coordinación de protecciones.



- Pcc Potencia de corto circuito proporcionada por C.F.E.
- LI-P Tablero general de distribución LI-P de alumbrado y contactos marca square D, CAKA225M125A I-LINE
- CCM Centro de control de motores en nave principal, marca square D clase 8998, nema B.
- PB-2 Tablero de distribución de la planta de bombeo # 2 aun no se instala, pero esta para instalarla a futuro.
- TD-1 Tablero de distribución TD-1 de la caseta de bombas a base de tableros con combinaciones interruptor-arrancador.

- ATR Combinación interruptor-arrancador a tensión reducida para motor de 75 C.P. de bomba principal contra incendio.
DS Interruptor ampector.

ALAMBRES DE CABLE DESNUDO

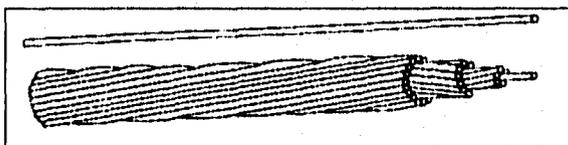


Figura 5.2

DESCRIPCIÓN:

Alambre de cable concéntrico formado por 1, 7, 19 o 37 hilos de cobre electrolítico en tres temple: duro, semiduro y suave.

ESPECIFICACIONES:

Alambres: NOM-J2, NOM-J35, NOM-J-36, ASTM-B1, ASTM-B2, ASTM-B3
Cables: NOM-J-12 (ASTM B8).

APLICACIONES:

Líneas de transmisión, subtransmisión y distribución de energía eléctrica, especialmente en ambientes salubres (cerca del mar, esteros, etc.) y en ambientes corrosivos. También se emplean para redes de tierra en sistemas de potencia.

DATOS PARA PEDIDO:

Alambre o cable de cobre desnudo, temple (duro, semiduro o suave), calibre, número de hilos, longitud, peso aproximado en kilogramos y número de producto.

PROPIEDADES:

- * Alta conductividad, ductilidad, resistencia a la tracción y a la fatiga.
- * Altamente resistentes a la corrosión en ambientes salobres o contaminados.
- * Varios tipos de cableado: A, AA y B.

TEMPERATURA MÁXIMA EN EL CONDUCTOR:

75 grados centígrados (Temperatura usual de diseño en líneas aéreas.)

CABLES DE COBRE DESNIDO (TABLA 5.1)

CALIBRE	CONDUCTORES	DIAMETRO DEL CABLE		AREA	CLASE	IE	REDD	TABLA 1		TABLA 2		TABLA 3		TABLA 4	
		Nº DE HILOS	Ø					Nº DE HILOS	Ø	Nº DE HILOS	Ø	Nº DE HILOS	Ø		
AWG/KCM	DIA (MM)	MM	MM	MM ²	OMEGAS	MM	MM	RESISTENCIA							
12	7077	231	3.31	B	0	2132	H1	2132	H1	2132	H1	2132	H1	2132	H1
10	7038	256	3.28	B	0.7	2130	2.3	2119	117	2151	143	2161	143	2171	143
8	7123	371	3.27	B	78	2133	33	2118	277	2132	277	2146	277	2160	277
6	7155	467	3.3	B	121	2134	55	2117	435	2153	350	2167	350	2181	350
4	7198	589	2.2	AyB	132	2132	80	2116	833	2151	573	2165	573	2179	573
2	7247	742	3.62	AyB	335	2131	132	2114	1072	2149	1149	2164	1149	2179	1149
10	7312	935	3.49	A	465	2130	2157	2121	1822	2157	1332	2167	1332	2177	1332
10	19189	947	3.49	B	465	2137	2.225	2127	1727	2172	1449	2187	1449	2202	1449
30	7330	1032	67.43	A	612	2134	289	2122	2107	2168	1738	2183	1738	2198	1738
20	19233	1061	67.43	B	612	2138	2789	2128	2173	2187	1827	2202	1827	2217	1827
30	19239	1194	65.01	B	771	2137	1465	2133	271	2174	2334	2189	2334	2204	2334
40	7442	1325	107.2	AAyA	972	2135	1455	2134	3134	2185	2732	2205	2732	2220	2732
40	19268	1341	107.2	B	972	2138	1359	2130	3335	2175	2732	2208	2732	2223	2732
20	19241	1438	127	A	1149	2145	6157	2131	4138	2178	3228	2201	3228	2216	3228
20	37202	1461	127	B	1149	2110	5285	2137	4034	2183	3432	2206	3432	2221	3432
30	19319	1598	132	A	1339	2159	6134	2132	4761	2198	3528	2216	3528	2231	3528
500	19412	206	253	AA	200	2182	9335	2135	7833	2177	6357	2210	6357	2225	6357
100	37245	2185	253	AyB	200	2145	9122	2141	7988	2187	6357	2214	6357	2229	6357
750	37362	2532	380	AA	340	2147	15164	2142	11872	2190	9163	2217	9163	2232	9163
1000	37416	2824	517	AA	480	2155	19489	2143	15616	2193	11193	2220	11193	2235	11193

TABLA 5.2

CALIBRE	RESISTENCIA			C.D. A 20 C	EN OHM/KM					
	DURO				SEMIDURO			SUAVE		
	CONDUCTIVIDAD (% IACS)									
AWG/KCM	98.16	96.06	100							
12	5.63	5.6	5.31							
10	3.48	3.46	3.34							
8	2.19	2.17	2.1							
6	1.38	1.37	1.32							
4	0.855	0.66	0.532							
2	0.544	0.541	0.523							
1/0	0.342	0.34	0.329							
2/0	0.271	0.27	0.261							
3/0	0.215	0.214	0.207							
4/0	0.171	0.17	0.164							
250	0.144	0.143	0.139							
300	0.12	0.119	0.116							
500	0.072	0.072	0.069							
750	0.048	0.048	0.046							
1000	0.036	0.036	0.035							

II DATOS TÉCNICOS

De las tablas anteriores que fueron proporcionadas por el fabricante, se obtienen los siguientes datos

Línea I

3-1/0 (XLP - 25 KV)

1/fase L = 10.0 m

S = 53.49mm² (105600 M.C.M.)
R = 0.329Ω/Km 20°C
19 hilos de φ = 1.89mm (0.0744")

Línea 2
15 - 500 KCM (THW/LS)
5/fase L = 16.0m
S = 253.0mm² (499472.79 M.C.M.)
R = 0.069Ω/Km 20°C
37 hilos de φ = 2.45 mm (0.9645")

Línea 3
15 - 250 KCM(THW/LS)
5/fase L = 17.0m
S = 127.0mm² (250723.49 M.C.M.)
R = 0.139Ω/Km 20°C
37 hilos de φ = 2.09mm (0.0822")

Línea 4
3 - 2 AWG(THW/LS)
1/fase L = 17.0m
S = 127.0mm² (66372.63 M.C.M.)
R = 0.523Ω/Km 20°C
7 hilos de φ = 2.09mm (0.0972")

Línea 5
4 - 4/0 THW/LS

El nivel de corto circuito en el secundario del transformador 2 es muy bajo y en consecuencia no tiene sentido analizar esta línea

Línea 6
6 - 4/0 AWG(THW/LS)
2/fase L = 80.0 m
S = 107.20mm² (211634.32 M.C.M.)
R = 0.164Ω/Km 20°C
19 hilos de φ = 2.680mm (0.1055")

Linea 7

3 - 500 KCM (THW / LS)

l / fase L = 185.0m

S = 253.0 mm² (409472.79 M.C.M.)

R = 0.069Ω / Km 20°C

37 hilos de $\phi = 2.45\text{mm}$ (0.09645")

Linea 8

3 - 4 AWG (THW / LS)

l / fase L = 117.0m

S = 21.20mm² (41853.05 M.C.M.)

R = 0.832Ω / Km 20°C

7 hilos de $\phi = 1.96\text{mm}$ (0.07716")

Linea 9

3 - 1 0 AWG (THW / LS)

l / fase L = 118.0m

S = 53.49mm² (105600 M.C.M.)

R = 0.329Ω / Km 20°C

19 hilos de $\phi = 1.89\text{mm}$ (0.0744")

Transformador T₁

1500 KVA $\Delta - Y$

22.9 - 20 KV / 440 - 254 V

Z = 5.6% Z = 6.11%

Clase "O. A." - 65°C

Transformador T₂

75 KVA $\Delta - Y$

440 / 220 - 127 V

Z = 5.04%

Clase "A. A." - 75°C

Generador

800 KW - 1000 KVA

440 V, 3 ϕ , 60 Hz

F. P = 0.8 1800 rpm

X" d = 0.20 4 polos

Tipo sincrónico de polos salientes

X" d = Reactancia subtransitoria de eje directo.

Los datos de las líneas, fueron sacados de los manuales correspondientes, los cuales proporciona el fabricante, en lo que concierne a los transformadores y el generador, son datos de placa.

A continuación se muestra una figura con la ubicación de cada uno de los puntos que serán analizados y los valores base que se utilizarán

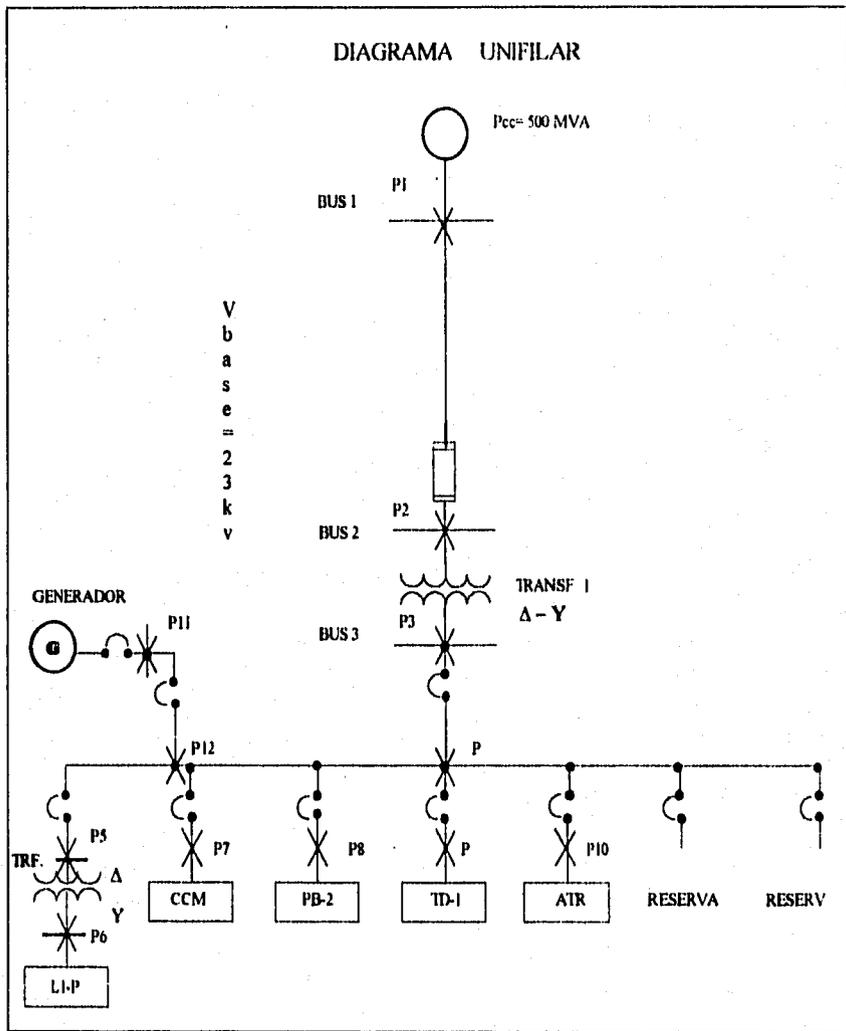


Figura 5.3

III CONSIDERACIONES PARA EL CALCULO DE IMPEDANCIAS

Para el calculo de impedancias de los elementos eléctricos se hicieron las siguientes consideraciones:

- Generadores. Para asignar los valores $X'd$ y $X''d$ se tomaron como bases los datos proporcionados por los fabricantes de los generadores y los datos de la tabla 18 pag. 197. del manual IEEE 141-1986.
- Transformadores. Los datos de impedancia de los transformadores se obtuvieron directamente de la placa de datos.
- La longitud y calibre de los conductores fue tomada de los datos del plano IE-001 (proporcionado por el D.D.F.). Los valores de resistencia y reactiva se calcularon de acuerdo al arreglo físico de los cables y a sus características eléctricas

IV BASES PARA EL CALCULO EN POR UNIDAD

Se consideran como bases para el calculo en por unidad $V_b=23 \text{ kv}$ y $S_b=1.5 \text{ MVA}$

$$I_{base} = \frac{KVA_{base}}{\text{tension}_{base} \text{ en KV} \cdot \sqrt{3}}$$

$$Z_{base} = \frac{(\text{tension}_{base} \text{ en KV})^2}{MVA_{base}}$$

POTENCIA	BASE	$S_b = 1.5 \text{ MVA}$		
VOLTAJE	BASE	$V_b1 = 23 \text{ KV}$	$V_b2 = 0.44192 \text{ KV}$	$V_b3 = 0.22096 \text{ KV}$
CORRIENTE	BASE	$I_b1 = 37.654 \text{ A}$	$I_b2 = 1959.74 \text{ A}$	$I_b3 = 3919.49 \text{ A}$
IMPEDANCIA	BASE	$Z_b1 = 352.67 \text{ ohms}$	$Z_b2 = 0.1302 \text{ ohms}$	$Z_b3 = 0.032548 \text{ ohms}$

Se obtuvieron los valores base anteriores de la siguiente manera: $n = \frac{V_p}{V_s}$

V CALCULO EN POR UNIDAD

LÍNEA 1

Esta línea esta formada por tres conductores de 19 hilos cada uno, figura 5.4.

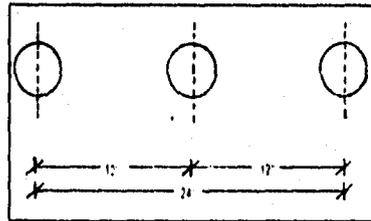


Figura 5.4

$$DMG = \sqrt{D_{m1} D_{m2} D_{m3}}$$

$$DMG = 3\sqrt{(12)(12)(24)} = 15.119^m$$

$$RMG = 0.758r^*$$

$$RMG = 0.758(0.0744 / 2)$$

$$RMG = 0.02819$$

* Factor, para el calculo de el radio medio geométrico (Sistemas eléctricos de potencia, Jacinto Viqueira Landa)

$$L = 2 \cdot 10^{-3} \cdot L_n \frac{DMG \left[\frac{H}{m} \right]}{RMG \left[\frac{H}{m} \right]}$$

$$L = 2 \cdot 10^{-3} \cdot L_n \frac{15.119}{0.02819}$$

$$L = 1.2569 \cdot 10^{-3} \left[\frac{H}{m} \right]$$

$$L = 1.2569 \cdot 10^{-3} (10) = 1.2569 \cdot 10^{-2} \left[\frac{H}{m} \right] = H$$

$$X_i = 2\pi fL$$

$$X_i = (2)(\pi)(60)(1.2569 \cdot 10^{-2})$$

$$X_i = 4.7385 \cdot 10^{-1} \Omega$$

$$Z_i = \sqrt{R_i^2 + X_i^2}$$

$$R_i = 0.329 \left[\frac{\Omega}{Km} \right]$$

$$R_i = \frac{(0.329)(10)}{1000} \left[\frac{\Omega}{Km} \right] \left[\frac{Km}{m} \right] [m]$$

$$R_i = 3.29 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$Z_i = \sqrt{(3.29 \cdot 10^{-3})^2 + (4.7385 \cdot 10^{-1})^2}$$

$$Z_i = 5.76860 \cdot 10^{-1} \Omega$$

$$Z_{n1} = \frac{Z_i \left[\frac{\Omega}{\Omega} \right]}{Z_n \left[\frac{\Omega}{\Omega} \right]}$$

$$Z_n = \frac{(V_0)^2}{S_n}$$

$$Z_n = \frac{(23 \cdot 10^3)^2}{1.5 \cdot 10^6} = 352.666 \Omega$$

$$Z_{n1} = \frac{5.76860 \cdot 10^{-1}}{352.666}$$

$$Z_{n1} = 0.016357 \cdot 10^{-1} pu$$

LÍNEA 2

Esta línea está formada por tres conductores de 19 hilos cada uno, figura 5.5.

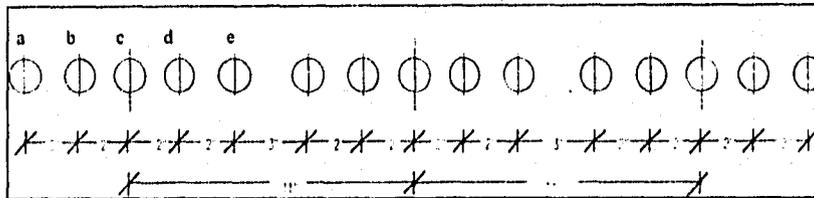


Figura 5.5

$$DMG = \sqrt[3]{(11)(11)(22)}$$

$$DMG = 13.859''$$

$$RMG = \sqrt[25]{d_1 d_2 d_3 d_4 d_5 d_6 d_7 d_8 d_9 d_{10} d_{11} d_{12} d_{13} d_{14} d_{15} d_{16} d_{17} d_{18} d_{19}}$$

$d_a = 0.768r$	$d_b = 2$	$d_c = 4$	$d_d = 6$	$d_e = 8$
$d_6 = 2$	$d_7 = 0.768r$	$d_8 = 2$	$d_9 = 4$	$d_{10} = 6$
$d_{11} = 4$	$d_{12} = 2$	$d_{13} = 0.768r$	$d_{14} = 2$	$d_{15} = 4$
$d_{16} = 6$	$d_{17} = 4$	$d_{18} = 2$	$d_{19} = 0.768r$	$d_{20} = 2$
$d_{21} = 8$	$d_{22} = 6$	$d_{23} = 4$	$d_{24} = 2$	$d_{25} = 0.768r$

$$RMG = \sqrt[25]{\left[\left(0.768 \cdot \left(\frac{0.09645}{2} \right) \right)^2 \cdot 2^2 \cdot 4^2 \cdot 6^2 \cdot 8^2 \right]}$$

$$RMG = 1.41677''$$

$$L_2 = 2 \cdot 10^{-1} \cdot L_{11} \frac{13.859}{1.41677} = 0.45610 \cdot 10^{-4} \left[\frac{H}{m} \right]$$

$$L_2 = (0.45610 \cdot 10^{-4})(16) = 7.29775 \cdot 10^{-4} \left[\frac{H}{m} \right] [m] = H$$

$$X_{L2} = (2)(\pi)(60)(7.29775 \cdot 10^{-4})$$

$$X_{L2} = 2.75118 \cdot 10^{-1}$$

$$Z_{L2} = \sqrt{R_1^2 + X_{L2}^2}$$

$$R_1 = \frac{(0.069)(16)}{1000} \left(\frac{1}{5} \right) = 2.208 \cdot 10^{-4} \Omega$$

$$Z_{L2} = \sqrt{(2.208 \cdot 10^{-4})^2 + (2.75118 \cdot 10^{-1})^2}$$

$$Z_{L2} = 2.76004 \cdot 10^{-1} \Omega$$

$$Z_{e1} = \frac{Z_{L2} \Omega}{Z_{e1} \Omega} \quad \text{y} \quad Z_{e1} = \frac{(V_e)^2}{S_e}$$

$$V_{02} = 23 \left(\frac{440}{22.9} \right) = 441.92V$$

$$Z_{02} = \frac{44192 \cdot 10^3}{15 \cdot 10^6} = 130195 \Omega$$

$$Z_{02} = \frac{276002 \cdot 10^{-3}}{130195}$$

$$Z_{02} = 0.02119 pu$$

LÍNEA 3

Esta línea está formada por quince conductores de 37 hilos cada uno, figura 5.6.

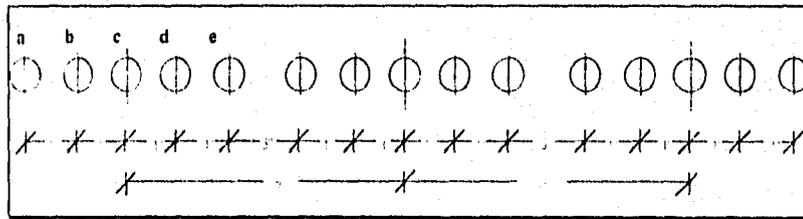


Figura 5.6

$$DMG = \sqrt{(7)(7)(14)}$$

$$DMG = 88194''$$

$$RMG = \sqrt{d_a d_b d_c d_d d_e d_a d_b d_c d_d d_e}$$

$d_a = 0.768r$	$d_b = 1$	$d_c = 2$	$d_d = 3$	$d_e = 4$
$d_b = 1$	$d_c = 0.768r$	$d_d = 1$	$d_e = 2$	$d_a = 3$
$d_c = 2$	$d_d = 1$	$d_e = 0.768r$	$d_a = 1$	$d_b = 2$
$d_d = 3$	$d_e = 2$	$d_a = 1$	$d_b = 0.768r$	$d_c = 1$
$d_e = 4$	$d_a = 3$	$d_b = 2$	$d_c = 1$	$d_d = 0.768r$

$$RMG = \sqrt{\left[\left(0.768r \left(\frac{0.0822}{2} \right) \right)^2 \cdot 1^2 + 2^2 + 3^2 + 4^2 \right]}$$

$$RMG = 0.788119''$$

$$L_{11} = 2 \cdot 10^{-4} L_{11} \frac{88194}{0.788119} = 0.48301 \cdot 10^{-4} \left[\frac{H}{m} \right]$$

$$L_{11} = (0.48301 \cdot 10^{-4})(17) = 8.21120 \cdot 10^{-4} \left[\frac{H}{m} \right] m = H$$

$$X_{11} = (2)(\pi)(60)(8.21120 \cdot 10^{-4})$$

$$X_{11} = 3.09555 \cdot 10^{-3}$$

$$Z_{11} = \sqrt{R_{11}^2 + X_{11}^2}$$

$$R_1 = \frac{(0.139)(17)}{1000} \left(\frac{1}{3}\right) = 0.4726 \cdot 10^{-1} \Omega$$

$$Z_{L1} = \sqrt{(0.4726 \cdot 10^{-1})^2 + (3.09555 \cdot 10^{-1})^2}$$

$$Z_{L1} = 3.13141 \cdot 10^{-1} \Omega$$

$$Z_L = 0.130195 \Omega$$

$$Z_{m1} = \frac{3.13141 \cdot 10^{-1}}{0.130195}$$

$$Z_{m1} = 0.02405 \text{ pu}$$

LÍNEA 4

Esta línea está formada por tres conductores de 7 hilos cada uno, figura 5.7

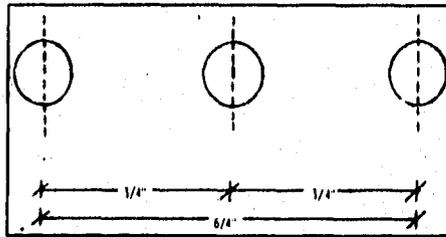


Figura 5.7

$$DMG = \sqrt{\left(\frac{3}{4}\right)\left(\frac{3}{4}\right)\left(\frac{6}{4}\right)}$$

$$DMG = 0.9449$$

$$RMG = 0.726$$

$$RMG = 0.726(0.0972/2)$$

$$RMG = 0.03528$$

$$L_1 = 2 \cdot 10^{-1} L_n \frac{0.9449}{0.03528} = 0.65755 \cdot 10^{-1} \left[\frac{H}{m}\right]$$

$$L_1 = (0.65755 \cdot 10^{-1})(17) = 11.17839 \cdot \left[\frac{H}{m}\right] m = H$$

$$X_{L1} = (2)(\pi)(60)(11.17839 \cdot)$$

$$X_{L1} = 4.21415 \cdot 10^{-1} \Omega$$

$$Z_{L1} = \sqrt{R_1^2 + X_{L1}^2}$$

$$R_c = 0.523 \left[\frac{\Omega}{\text{Km}} \right]$$

$$R_c = \frac{(0.523)(17)}{1000} \left[\frac{\Omega}{\text{Km}} \left[\frac{\text{Km}}{\text{m}} \right] \right]$$

$$R_c = 8.891 \cdot 10^{-5} \Omega$$

* Factor, para el calculo de el radio medio geométrico (Sistemas eléctricos de potencia, Jacinto Viqueira Landa)

$$Z_{Lc} = \sqrt{(8.891 \cdot 10^{-5})^2 + (4.2141 \cdot 10^{-3})^2}$$

$$Z_{Lc} = 9.83915 \cdot 10^{-4} \Omega$$

$$Z_0 = 0.130195 \Omega$$

$$Z_{puL} = \frac{9.83915 \cdot 10^{-4}}{0.130195}$$

$$Z_{puL} = 0.0755724 \text{ pu}$$

LÍNEA 5

El nivel de corto circuito en el secundario de T2 es muy bajo y en consecuencia no tiene sentido analizar esta línea.

LÍNEA 6

Esta línea esta formada por seis conductores de 19 hilos cada uno, figura 5.8.

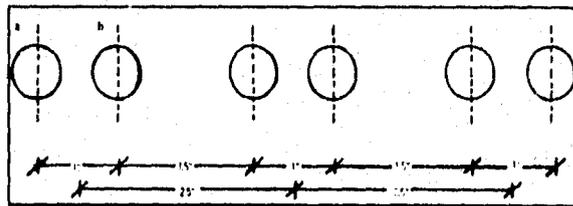


Figura 5.8

$$DMG = \sqrt[3]{(2.5)(2.5)(5)}$$

$$DMG = 3.1498''$$

$$RMG = \sqrt[4]{d_a d_b d_c d_d}$$

$$d_a = 0.758r \quad d_b = 1$$

$$d_c = 1 \quad d_d = 0.758r$$

$$RMG = \sqrt[4]{\left(\left(0.758 \cdot \left(\frac{0.1055}{2} \right) \right)^2 \cdot 1^2 \right)}$$

$$RMG = 0.19996''$$

$$L_s = 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{31498}{0.19996} = 0.55139 \cdot 10^{-3} \left[\frac{H}{m} \right]$$

$$L_s = (0.55139 \cdot 10^{-3})(80) = 0.044111 \cdot 10^{-3} \left[\frac{H}{m} \right] = H$$

$$X_{Ls} = (2)(\pi)(60)(0.044111 \cdot 10^{-3})$$

$$X_{Ls} = 0.016629 \Omega$$

$$Z_{Ls} = \sqrt{R_s^2 + X_{Ls}^2}$$

$$R_s = 0.164 \left[\frac{\Omega}{Km} \right]$$

$$R_s = \frac{(0.164)(80)}{1000} \left(\frac{1}{2} \left[\frac{\Omega}{Km} \left[\frac{Km}{m} \right] \right] \right)$$

$$R_s = 0.00656 \Omega$$

$$Z_{Ls} = \sqrt{(0.00656)^2 + (0.016629)^2}$$

$$Z_{Ls} = 0.01787 \Omega$$

$$Z_s = 0.130195 \Omega$$

$$Z_{pu} = \frac{0.01787}{0.130195}$$

$$Z_{pu} = 0.13730 pu$$

LÍNEA 7

Esta línea está formada por tres conductores de 37 hilos cada uno, figura 5.9

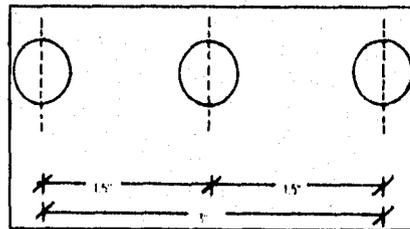


Figura 5.9

$$DMG = \sqrt[3]{(1.5)(1.5)(3)}$$

$$DMG = 1.88988''$$

$$RMG = 0.768''$$

$$RMG = 0.768(0.09645/2)$$

$$RMG = 0.03703''$$

$$L_1 = 2 \cdot 10^{-4} L_m \frac{188988}{0.03703} = 0.78650 \cdot 10^{-4} \left[\frac{H}{m} \right]$$

$$L_1 = (0.78650 \cdot 10^{-4}) (185) = 0.14550 \cdot 10^{-4} \left[\frac{H}{m} \right] m = H$$

$$X_{L1} = (2)(\pi)(60)(0.14550 \cdot 10^{-4})$$

$$X_{L1} = 0.05485 \Omega$$

$$Z_{L1} = \sqrt{R_1^2 + X_{L1}^2}$$

$$R_1 = 0.069 \left[\frac{\Omega}{Km} \right]$$

$$R_1 = \frac{(0.069)(185)}{1000} \left[\frac{\Omega}{Km} \right] \left[\frac{Km}{m} \right] m$$

$$R_1 = 0.01276 \Omega$$

* Factor, para el calculo de el radio medio geométrico (Sistemas eléctricos de potencia, Jacinto Viqueira Landa)

$$Z_{L1} = \sqrt{(0.01276)^2 + (0.05485)^2}$$

$$Z_{L1} = 0.05631 \Omega$$

$$Z_0 = 0.130195 \Omega$$

$$Z_{m1} = \frac{0.05631}{0.130195}$$

$$Z_{m1} = 0.43250 pu$$

LÍNEA 8

Esta línea esta formada por tres conductores de 7 hilos cada uno, figura 5.10.

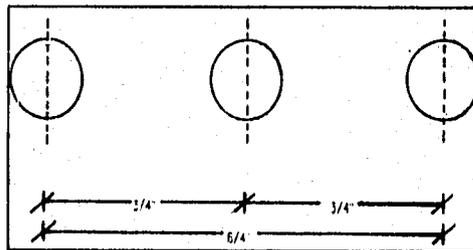


Figura 5.10

$$DMG = \sqrt{\left(\frac{3}{4}\right)\left(\frac{3}{4}\right)\left(\frac{6}{4}\right)}$$

$$DMG = 0.9449^*$$

$$RMG = 0.726r^*$$

$$RMG = 0.726(0.07716/2)$$

$$RMG = 0.0280^*$$

$$L_1 = 2 \cdot 10^{-4} \cdot L_n \frac{0.9449}{0.0280} = 0.70377 \cdot 10^{-4} \left[\frac{H}{m} \right]$$

$$L_1 = (0.70377 \cdot 10^{-4}) \cdot (117) = 0.08234 \cdot 10^{-4} \left[\frac{H}{m} \right] [m]$$

$$X_{L1} = (2)(\pi)(60)(0.08232 \cdot 10^{-4})$$

$$X_{L1} = 0.03104 \Omega$$

$$Z_{L1} = \sqrt{R_1^2 + X_{L1}^2}$$

$$R_1 = 0.832 \left[\frac{\Omega}{Km} \right]$$

$$R_1 = \frac{(0.832)(117)}{1000} \left[\frac{\Omega}{Km} \right] \left[\frac{Km}{m} \right] [m]$$

$$R_1 = 0.09734 \Omega$$

$$Z_{L1} = \sqrt{(0.09734)^2 + (0.03103)^2}$$

$$Z_{L1} = 0.10217 \Omega$$

$$Z_{L1} = 0.130195 \Omega$$

$$Z_{L1} = \frac{0.10216}{0.130195}$$

$$Z_{L1} = 0.78477 \text{ pu}$$

* Factor, para el calculo de el radio medio geométrico (Sistemas eléctricos de potencia, Jacinto Viqueira Landa)

LÍNEA 9

Esta línea esta formada por tres conductores de 19 kilos cada uno, figura 5.11.

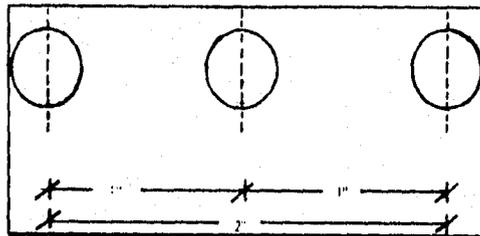


Figura 5.11

$$DMG = \sqrt[3]{(1)(1)(2)}$$

$$DMG = 1.2599''$$

$$RMG = 0.758r *$$

$$RMG = 0.758(0.0744 / 2)$$

$$RMG = 0.02819''$$

$$L_s = 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{1.2599}{0.02819} = 0.75991 \cdot 10^{-6} \frac{\text{H}}{\text{m}}$$

$$L_s = (0.75991 \cdot 10^{-6})(118) = 0.08967 \cdot 10^{-4} \left[\frac{\text{H}}{\text{m}} \right] \text{m}$$

$$X_{L_s} = (2)(\pi)(60)(0.08967 \cdot 10^{-4})$$

$$X_{L_s} = 0.03380 \Omega$$

$$Z_{L_s} = \sqrt{R_s^2 + X_{L_s}^2}$$

$$R_s = 0.329 \left[\frac{\Omega}{\text{Km}} \right]$$

$$R_s = \frac{(0.329)(117)}{1000} \left[\frac{\Omega}{\text{Km}} \left[\frac{\text{Km}}{\text{m}} \right] \text{m} \right]$$

$$R_s = 0.038822 \Omega$$

$$Z_{L_s} = \sqrt{(0.038822)^2 + (0.03380)^2}$$

$$Z_{L_s} = 0.05147 \Omega$$

$$Z_{L_s} = 0.130195 \Omega$$

$$Z_{L_s} = \frac{0.05147}{0.130195}$$

$$Z_{L_s} = 0.39539 \text{ pu}$$

TRANSFORMADOR 1

$$Z_{\text{out1}} = Z_1 \left(\frac{V_{b1}}{V_{m1}} \right)^2 \left(\frac{S_{b1}}{S_{m1}} \right)$$

$$Z_{\text{out1}} = 0.05 \left(\frac{22.9}{23} \right)^2 \left(\frac{1.5}{1.5} \right)$$

$$Z_{\text{out1}} = 0.055514 \text{ pu}$$

* Factor, para el calculo de el radio medio geométrico (Sistemas eléctricos de potencia, Jacinto Viqueira Landa)

TRANSFORMADOR 2

$$Z_{\text{out2}} = Z_2 \left(\frac{V_{b2}}{V_{m2}} \right)^2 \left(\frac{S_{b2}}{S_{m2}} \right)$$

$$Z_{\text{out2}} = 0.0509 \left(\frac{440}{441.92} \right)^2 \left(\frac{1.5}{1.5} \right)$$

$$Z_{\text{out2}} = 0.0504586 \text{ pu}$$

GENERADOR:

$$Z_g = 0.20 \left(\frac{440}{441.92} \right)^2 \left(\frac{1500}{1000} \right)$$

$$Z_g = 0.297398 \text{ pu}$$

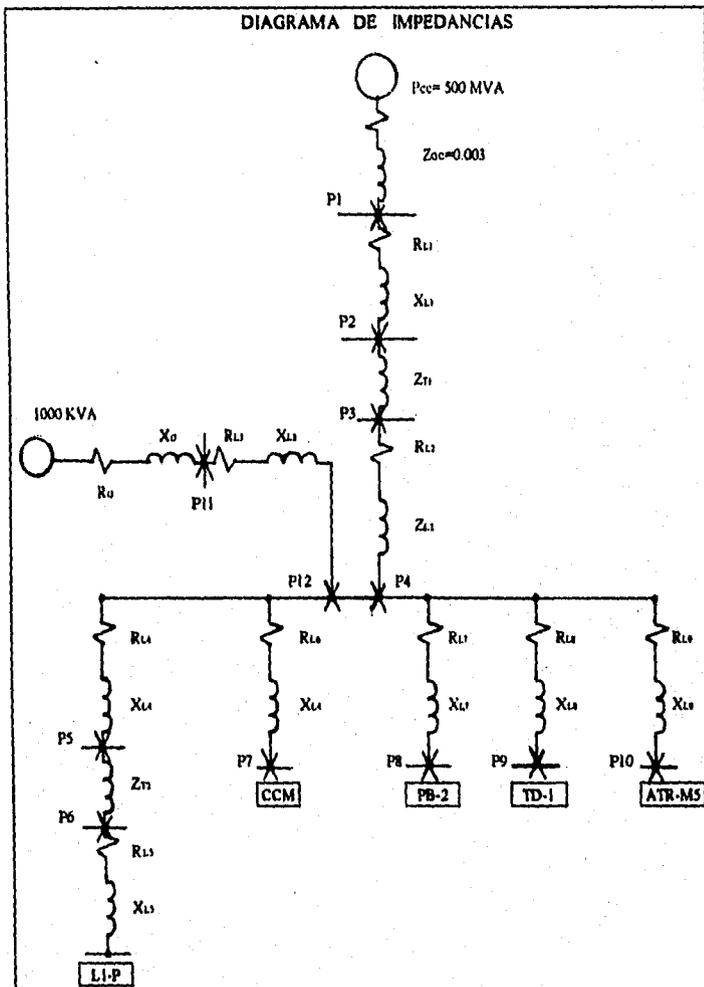


Figure 5.12

VI CALCULO DE CORRIENTES DE FALLA TRIFASICOS EN DIFERENTES PUNTOS DEL SISTEMA

CONSIDERACIONES GENERALES EN EL ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO

- ** Todas las fuentes están en fase e igual a 1 p.u. detrás de su reactancia transitoria o subtransitoria.
- ** Se considera que el flujo de corriente previo a la falla es cero; es decir se desprecia la corriente de carga.
- ** Para condiciones de falla máxima se considera un factor de asimetría de 1.6
- ** Motores. La contribución de los motores de inducción al corto circuito es muy baja y depende de la capacidad del motor, para motores de inducción menores a 50 H.P. su contribución al corto circuito se puede despreciar. Para el caso de el motor M-5 que es de 75 H.P. este se encuentra muy alejado (118 m) del tablero principal y en consecuencia su contribución también se puede despreciar
- ** Para el cálculo de las fallas se siguió la norma IEEE 141-1986.

* PUNTO 1 (ACOMETIDA Y BUS DE LA SUBESTACIÓN)

$$Z_{sc} = \frac{S_n}{P_{sc}}$$

$$Z_{sc} = \frac{1.3MVA}{500MVA} = 0.003pu$$

$$I_{sc} = \frac{I_n}{Z_{sc}}$$

$$I_{sc1} = \frac{37.654}{0.003} = 12551.33Asim.$$

* PUNTO 2 (PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR 1)

$$Z_{p2} = Z_{sc} + Z_{L1}$$

$$Z_{p2} = 0.003 + 0.016357 \cdot 10^{-1}$$

$$Z_{p2} = 3.01635 \cdot 10^{-1}$$

$$I_{sc2} = \frac{37.654}{3.01635 \cdot 10^{-1}}$$

$$I_{sc2} = 12483.27Asim$$

* PUNTO 3 (SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR 1)

$$Z_{p3} = Z_{sc} + Z_{L1} + Z_{T1}$$

$$Z_{p3} = 0.003 + 0.016357 \cdot 10^{-1} + 0.0555$$

$$Z_{p3} = 0.05851$$

$$I_{sc} = \frac{S_{n2}}{(\sqrt{3}) \cdot V_b}$$

$$I_{sc} = \frac{1500KVA}{(\sqrt{3}) \cdot 44192KV} = 1959.74A$$

$$I_{sc} = \frac{1959.74}{0.05851}$$

$$I_{sc} = 33490.46 \text{ Asim}$$

• PUNTO 4 (BUS DEL TABLERO BLINDADO PRINCIPAL)

$$Z_{p4} = Z_{v1} + Z_{L1} + Z_{L2} + Z_{L3}$$

$$Z_{p4} = 0.003 + 0.016357 \cdot 10^{-1} + 0.0555 + 0.02119$$

$$Z_{p4} = 0.07970$$

$$I_{sc} = \frac{1959.74}{0.07970}$$

$$I_{sc} = 24586.99 \text{ Asim}$$

• PUNTO 5 (PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR 2)

$$Z_{p5} = Z_{v1} + Z_{L1} + Z_{L2} + Z_{L3} + Z_{L4}$$

$$Z_{p5} = 0.003 + 0.016357 \cdot 10^{-1} + 0.0555 + 0.02119 + 0.07557$$

$$Z_{p5} = 0.15527$$

$$I_{sc} = \frac{1959.74}{0.15527}$$

$$I_{sc} = 12620.18 \text{ Asim}$$

• PUNTO 6 (SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR 2)

$$Z_{p6} = Z_{v1} + Z_{L1} + Z_{L2} + Z_{L3} + Z_{L4} + Z_{L5}$$

$$Z_{p6} = 0.003 + 0.016357 \cdot 10^{-1} + 0.0555 + 0.02119 + 0.07557 + 0.0504586$$

$$Z_{p6} = 0.20573$$

$$V_n = 441.92 \quad S_n = 1.5 \quad I_n = 3919.49$$

$$Z_{p6} = 0.20573 \left(\frac{441.92}{220} \right)^2 \left(\frac{1.5}{1.5} \right)$$

$$Z_{p6} = 0.83013$$

$$I_{sc} = \frac{3919.49}{0.83013}$$

$$I_{sc} = 4721.49 \text{ Asim}$$

• PUNTO 7 (BUS PRINCIPAL DEL C.C.M)

$$Z_{p7} = Z_{v1} + Z_{L1} + Z_{L2} + Z_{L3} + Z_{L4}$$

$$Z_{p7} = 0.003 + 0.016357 \cdot 10^{-1} + 0.0555 + 0.02119 + 0.13730$$

$$Z_{p7} = 0.21700$$

$$I_{sc} = \frac{1959.74}{0.21700}$$

$$I_{sc} = 90307.9 \text{ Asim}$$

* PUNTO 8 (BUS PRINCIPAL DEL TABLERO PB-2)

$$Z_{P8} = Z_{C8} + Z_{L1} + Z_{L2} + Z_{L3} + Z_{L4}$$

$$Z_{P8} = 0.003 + 0.016357 \cdot 10^{-1} + 0.0555 + 0.02119 + 0.43250$$

$$Z_{P8} = 0.51220$$

$$I_{C8} = \frac{1959.74}{0.51220}$$

$$I_{C8} = 3826.07 \text{ Asim}$$

* PUNTO 9 (BUS PRINCIPAL DEL TABLERO TD-1)

$$Z_{P9} = Z_{C9} + Z_{L1} + Z_{L2} + Z_{L3} + Z_{L4}$$

$$Z_{P9} = 0.003 + 0.016357 \cdot 10^{-1} + 0.0555 + 0.02119 + 0.78477$$

$$Z_{P9} = 0.86447$$

$$I_{C9} = \frac{1959.74}{0.86447}$$

$$I_{C9} = 226.96 \text{ Asim}$$

* PUNTO 10 (ALIMENTACIÓN AL ATR-MS)

$$Z_{P10} = Z_{C10} + Z_{L1} + Z_{L2} + Z_{L3} + Z_{L4}$$

$$Z_{P10} = 0.003 + 0.016357 \cdot 10^{-1} + 0.0555 + 0.02119 + 0.39539$$

$$Z_{P10} = 0.47509$$

$$I_{C10} = \frac{1959.74}{0.47509}$$

$$I_{C10} = 4124.93 \text{ Asim}$$

CALCULO DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO CUANDO ESTA OPERANDO LA PLANTA DE EMERGENCIA DE 1000 KVA.

* PUNTO 11 (GENERADOR)

$$Z_{G11} = 0.20 \left(\frac{440}{441.92} \right)^2 \left(\frac{1500}{1000} \right)$$

$$Z_{G11} = 0.297398 \text{ pu}$$

$$I_{C11} = \frac{1959.74}{0.297398}$$

$$I_{C11} = 6589.60 \text{ Asim}$$

* PUNTO 12 (GENERADOR Y LÍNEA 3)

$$Z_{P12} = X_4 + Z_3$$

$$Z_{P12} = 0.4726 \cdot 10^{-1} + j0.30049355 \cdot 10^{-1}$$

$$X_{G11} = j0.297398$$

$$Z_{P12} = \sqrt{(0.4726 \cdot 10^{-1})^2 + (0.30049355)^2}$$

$$Z_{P12} = 0.300493921$$

$$I_{fca} = \frac{1959.74}{0.300493921}$$

$$I_{fca} = 6521.72 \text{ Asim}$$

VII RESUMEN DE FALLAS

Para el cálculo de la falla a tierra se considera:

$$I_f \cdot t = 0.6 I_{fca}$$

$$t = 0.1 \text{ seg}$$

PUNTO	LOCALIZACIÓN	CORRIENTE	CORRIENTE
		FALLA TRI-FÁSICA SIM.	FALLA A TIERRA ASIM.
1	Acometida y bus subestación.	12 551.33 A	7 530.79 A
2	Primario transformador 1	12 483.27 A	7 489.96 A
3	Secundario transformador 1	33 490.46 A	20 094.27 A
4	Bus tablero blindado principal	24 586.99 A	14 752.19 A
5	Primario transformador 2	12 620.98 A	7 572.58 A
6	Secundario transformador 2	4 721.49 A	2 832.89 A
7	Bus principal del C.C.M.	9 030.79 A	5 418.47 A
8	Bus principal PB-2	3 826.07 A	2 295.64 A
9	Bus principal TD-1	2 266.96 A	1 360.17 A
10	Alimentación al ATR-MS	4 124.93 A	2 474.95 A
11	Generador planta de emergencia	6 589.60 A	3 953.76 A
12	Generador y línea 3 planta de emergencia	6 521.72 A	3 913.03 A

VIII CALCULO DE AJUSTES DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

CONSIDERACIONES GENERALES

Se harán las siguientes consideraciones en el estudio de coordinación.

** La selección de los fusibles de los transformadores debe estar en el rango de 100% al 300% de la capacidad de estos, y deben estar debajo de la curva de daño del transformador.

** Para la coordinación entre curvas de relevadores es necesaria una separación mínima de 0.30 seg. para condiciones de falla máxima. Esto se debe al retardo en la apertura del interruptor, inercia de los relevadores (sobrecarga), y un factor de seguridad que debe proporcionarse debido a las inexactitudes.

** Para coordinación entre relevador y fusible en tensiones medias, se acepta un valor mínima de 0.25 seg. para condiciones de falla máxima.

** Debido a la corta distancia y por lo tanto a la poca diferencia en los niveles de falla entre el punto de instalación de un relevador instantáneo (50) y, otro; resulta problemática la coordinación de estos relevadores, máxime si se toma la asimetría de la corriente de falla.

El ajuste se da a un solo relevador, bloqueándose los demás.

** Los relevadores de neutro instalados inmediatamente antes de la delta de un transformador conectado en delta - estrella, no tiene que coordinar con ningún dispositivo de protección lado carga, por lo que se le ponen ajustes mínimos; y en el caso de que el sistema de que este alimentado provenga de un transformador o generador aterrizado a través de una resistencia, debe ajustarse lo suficientemente sensible para detectar fallas a tierra en el lado de la delta.

* * Todo el estudio y coordinación fue hecho con un voltaje de referencia a 440 v., por lo que los valores de corriente mostrados en la hoja de coordinación están en esta base.

** Los interruptores de acción directa usados en baja tensión, no se considera intervalo de coordinación entre la operación de dos o más conectados en serie en un mismo ramal. Sólo se da una pequeña separación para evitar que se traslapen sus curvas y con esto tener una selectividad en sus disparos.

CONSIDERACIONES PARA EL CALCULO DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

* * *Motores*: Para todos los motores de 4.16 Kv. se considero la letra de clave G, de acuerdo a la norma IEEE-141 1986 se considero un tiempo de arranque igual a 10 seg. y en lo que concierne a la corriente de magnetización se considerara igual a 1.5 la corriente de rotor bloqueado.

** *Transformadores*: Los criterios para protección de transformadores estaran fijados por las normas ANSI C57 109-1985 (IEEE Guide for Transformer Through Fault Current Duration). Estas normas dividen los transformadores en 4 categorias para las cuales se desarrollaron, las curvas daño de los transformadores.

- CATEGORÍA 1 Transformadores de 5-500 KVA monofásicos y de 15-500 KVA trifásicos.
- CATEGORÍA 2 Transformadores de 501-1667 KVA monofásicos y de 501-5000 KVA trifásicos.
- CATEGORÍA 3 Transformadores de 1668-1000 KVA monofásicos y de 5001-30000 KVA trifásicos.
- CATEGORÍA 4 Transformadores mayores de 10000 KVA monofásicos y mayores de 30000 KVA trifásicos

La corriente de magnetización de acuerdo a la norma mencionada se determina como sigue:

Transformadores menores de 1500 KVA	$I_{mag} = 8I_{np}$
Transformadores 1500 KVA < POT. < 3500 KVA	$I_{mag} = 10I_{np}$
Transformadores mayores de 3500 KVA	$I_{mag} = 12I_{np}$
Para todos los casos	$t_{mag} = 0.1seg$

** *Cables*: La curva de daño de los cables fue obtenida de la norma IEEE 242- 1986.

IX CALCULO DE AJUSTES Y CURVAS

Todas las curvas que a continuación se calculan, deben graficarse en la hoja logaritmica - logaritmica de 6 ciclos por 4 ciclos con el fin de verificar que no existan traslapos ni tampoco tiempos prolongados entre un equipo de protección y otro.

• CURVA DAÑO SUBESTACION (CURVA A) 23 KV.

$$I_m = 600A$$

$$I_{kv} = \left(\frac{I_m \cdot 250}{t} \right)^{\frac{1}{2}}$$

*si $t = 0.1 \text{ seg.}$

$$I_{kv} = \left(\frac{600 \cdot 250}{0.1} \right)^{\frac{1}{2}} = 13103.74A$$

Referido a 440V

$$13103.74 \left(\frac{23KV}{440V} \right) = 684968.22A$$

*si $t = 1 \text{ seg.}$

$$I_{kv} = \left(\frac{600 \cdot 250}{1} \right)^{\frac{1}{2}} = 2823.10A$$

Referido a 440V

$$2823.10 \left(\frac{23KV}{440V} \right) = 147571.55A$$

Para trazar la curva nos posicionamos en la hoja logarítmica en el eje de las ordenadas en el valor de 684968.22 A y en un tiempo de 0.1 segundos en el eje de las abscisas, marcamos el primer punto, posteriormente, tomamos el valor de 147571.55 A y procedemos a hacer lo mismo que con el valor anterior modificando únicamente el tiempo a 1 segundo, encontrando así otro punto, finalmente se unen los puntos encontrados teniendo como resultado, la curva tiempo - corriente de la subestación.

• CURVA DAÑO LÍNEA I (CURVA B) 23 KV.

$$I = S \sqrt{\frac{\text{Log} \left(\frac{T_m + 234.5}{T_a + 234.5} \right)}{33t}}$$

$$T_m = 1083^{\circ}C$$

$$T_a = 40^{\circ}C$$

*si $t = 1 \text{ seg}$

$$I = 105600 \sqrt{\frac{\text{Log} \left(\frac{1083 + 234.5}{40 + 234.5} \right)}{33(1)}}$$

$$I = 15172.14A$$

Referido a 440V

$$15172.14 \left(\frac{23KV}{440V} \right) = 793089.25A$$

*si $t = 10\text{seg}$

$$I = 105600 \sqrt{\frac{\text{Log}\left(\frac{1083 + 234.5}{40 + 234.5}\right)}{33(10)}}$$

$$I = 4797.85\text{A}$$

Re ferido a 440V

$$4797.85 \left(\frac{23\text{KV}}{440\text{V}} \right) = 250796.84\text{A}$$

Se procede a graficar en la hoja logaritmica - logaritmica.

* LIMITES MÍNIMOS Y MÁXIMOS DE OPERACIÓN DEL TRANSFORMADOR I

MÍNIMOS CURVA C

$$I_m = \frac{1.5 \cdot 10^6}{(\sqrt{3})(23 \cdot 10^3)} = 37.65\text{A}$$

Re ferido a 440V

$$37.65 \left(\frac{23\text{KV}}{440\text{V}} \right) = 1968.23\text{A}$$

Corriente de magnetización

$$I_m = 8 \cdot I_m$$

$$I_m = (8)(1968.23)$$

$$I_m = 15745.91\text{A}$$

$$t_m = 0.1\text{seg}$$

Se procede a graficar en la hoja logaritmica - logaritmica

MÁXIMOS CURVA D

$$I_{m'} = 3I_m$$

$$I_{m'} = (3)(37.65)$$

$$I_{m'} = 112.95\text{A (en el primario)}$$

Re ferido a 440V

$$112.95 \left(\frac{23\text{KV}}{440\text{V}} \right) = 5904.20\text{A}$$

$$Z_{cv} = 5.55\%$$

PUNTO ANSI

$$I_{ANSI} = \left(\frac{100}{Z_{cv}\%} \right) 0.58I_m$$

$$I_{ANSI} = \left(\frac{100}{5.55} \right) (0.58)(37.65)$$

$$I_{ANSI} = 393.45\text{A}$$

Re ferido a 440V

$$393.45 \left(\frac{23\text{KV}}{440\text{V}} \right) = 20567.19\text{A}$$

$$I_{ASM} = Z_{\%} - 2$$

$$I_{ASM} = 5.55 - 2$$

$$I_{ASM} = 3.55 \text{seg}$$

Se procede a graficar en la hoja logaritmica - logaritmica

• CURVA FUSIBLE (CURVA E)

Es necesario mencionar que este transformador tiene un fusible limitador de corriente y de alta capacidad interruptiva 2.5

KVA sim. de 75 A. 23 KV. (CURVA E)

• CURVA DAÑO LÍNEA 2 (CURVA F) 440 V

*si $t = 1 \text{seg}$

$$I = (5)(499472.79) \sqrt{\frac{\text{Log}\left(\frac{1083 + 234.5}{40 + 234.5}\right)}{33(1)}}$$

$$I = 358808.05 \text{A}$$

*si $t = 10 \text{seg}$

$$I = (5)(499472.79) \sqrt{\frac{\text{Log}\left(\frac{1083 + 234.5}{40 + 234.5}\right)}{33(10)}}$$

$$I = 113465.07 \text{A}$$

Se procede a graficar en la hoja logaritmica - logaritmica

• CURVA DAÑO TABLERO BLINDADO PRINCIPAL TGD-1 (CURVA G)

El tablero tiene una barra de 1/4" x 3" y una densidad de 1000A / pu1g², su capacidad será:

$$L_t = (0.25)(5)(1000)$$

$$I_{ABQ} = \left(\frac{L_t \cdot 250}{t}\right)^{\frac{1}{2}}$$

*si $t = 0.1 \text{seg}$

$$I_{ABQ} = \left(\frac{1250 \cdot 250}{0.1}\right)^{\frac{1}{2}}$$

$$I_{ABQ} = 21374.69 \text{A}$$

*si $t = 1 \text{seg}$

$$I_{ABQ} = \left(\frac{1250 \cdot 250}{1}\right)^{\frac{1}{2}}$$

$$I_{ABQ} = 4605.03 \text{A}$$

Se procede a graficar en la hoja logaritmica - logaritmica

Este tablero blindado contiene los siguientes interruptores electromagnéticos:

* Un interruptor principal electromagnético 52-G1-02 440 V, 2000 A, 3 polos, 60 Hz, OE/MR, marca IEM, catalogo DS-420 con sensor de 2000/5 A, 50 KA sim. de capacidad interruptiva a 440 V, con relevador de protección amptector con ajustes de tiempo retardo largo, retardo corto, instantáneo y falla a tierra.

* Un interruptor de reserva 52-G1-02 idéntico al anterior.

* Un interruptor de emergencia 52-G1-03 idéntico al anterior.

* Siete interruptores derivados 52-G1-04, 52-G1-05, 52-G1-06, 52-G1-07, 52-G1-08, 52-G1-09, 52-G1-10, todos de 440 V 800A, 3 polos, 60 Hz, OE/MR, marca IEM, catalogo DS-2065 con sensores de 150/5A, 600/5 A, 100/5 A, 150/5 A, 600/5 A, 150/5 A, respectivamente 30 KA, sim. de capacidad interruptiva a 440 V, con relevador de protección amptector con ajustes de tiempo retardo largo, instantáneo y falla a tierra.

*** AJUSTES DEL RELEVADOR AMPTECTOR DEL INTERRUPTOR PRINCIPAL 52-G1-10**

**** Ajuste tiempo largo (sobrecarga)(CURVA H)**

La carga actual instalada es de:

CARGA	KVA
XL-1	75
CCM	270.26
PB-2	*****
TD-1	41.75
M5	<u>69.35</u>
	456.36

por lo que la corriente que controla el interruptor principal es de.

$$I_c = \frac{(456.36)(1000)}{(\sqrt{3})(440)} = 598.81 \left[\frac{VA}{V} \right]$$

para el ajuste tiempo largo de el TAP será de:

$$T_{AP} = \frac{598.81}{2000} = 0.2994$$

Los TAPS de nuestro relevador, son de 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9, 1.0 veces el rango de el sensor, por lo que se utilizara el TAP de 0.5 que es el mas bajo, siendo la corriente de 2000 * 0.5 = 1000 A.

El tiempo que se puede tener, es de 4 a 36 segundos (a 6 veces el rango del sensor y en pasos de 4 segundos), por lo que el tiempo de retardo se dejara a el mínimo es decir a 4 seg., en consecuencia de que el TAP seleccionado esta muy alto.

ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

**** Ajuste tiempo corto (CURVA I).**

El ajuste de tiempo corto tiene un calibrado de 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 veces el rango del sensor, por lo que se utilizara el TAP de 4 veces el sensor, o sea $2000 * 4 = 8000$ A

El tiempo de ajuste se hará entre los valores de 0.18 a 0.5 segundos seleccionándose la curva que mejor coordine con los elementos anteriores.

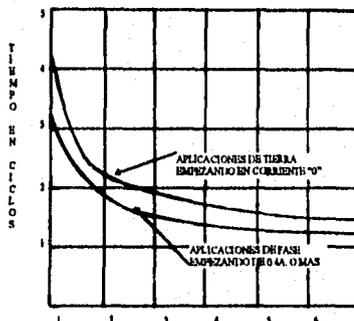
**** Ajuste instantáneo (cortocircuito CURVA J)**

Dado que la corriente de corto circuito trifásica en el bus del tablero TGD-1 es de 24586.99 ajustaremos el valor del corto circuito a valor de 8 veces el sensor es decir $TAP 8 2000 * 8 = 16000$.

En lo que respecta a el tiempo se considera instantáneo, pero en realidad, no es así, tarda según la gráfica 5.1 de curvas instantáneas características.

GRAFICA 5.1

CURVAS INSTANTANEAS CARACTERISTICAS



**** Ajuste de falla a tierra (CURVA K)**

El ajuste de disparo fallas a tierra, es fijo a 0.2 veces el rango del sensor, y el tiempo se puede calibrar en 0.5, 0.35 y 0.22 segundos.

El tiempo de ajuste se hará entre los valores de 0.22 a 0.5 segundos seleccionándose la curva que mejor coordine con los elementos anteriores.

*** AJUSTE DEL RELEVADOR AMPTECTOR DEL INTERRUPTOR DE EMERGENCIA 52-G1-03.**

Se tiene una carga de 456.36 KVA y una corriente de 598.81 A por lo que:

**** Ajuste tiempo largo (sobrecarga)**

Los TAPS de nuestro relevador, son de 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9, 1.0 veces el rango de el sensor, por lo que se utilizara el TAP de 0.5 que es el mas bajo, siendo la corriente de $2000 * 0.5 = 1000$ A.

El tiempo que se puede tener, es de 4 a 36 segundos (a 6 veces el rango del sensor y en pasos de 4 segundos), por lo que el tiempo de retardo se dejara a el mínimo es decir a 4 seg.

**** Ajuste tiempo corto**

El ajuste de tiempo corto tiene un calibrado de 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 veces el rango del sensor, dado que la corriente de corto circuito en el punto 12 es únicamente de éste ajuste será el mínimo, por lo que se utilizara el TAP de 4 veces el sensor, o sea $2000 * 4 = 8000$ A.

El tiempo de ajuste puede escogerse de 0.5, 0.33 y de 0.18 segundos, en consecuencia se escoge al mínimo ya que el TAP seleccionado no protege a el generador.

**** Ajuste instantáneo (corto circuito)**

Dado que la corriente de corto circuito trifásica en el bus del tablero TGI-1 (emergencia) es de 6521.72 ajustaremos el valor del corto circuito a valor de 4 veces el sensor es decir $TAP 4 2000 * 4 = 8000$ A. Lo cual nos muestra que es inadecuado ya que no protege a el generador.

En lo que respecta a el tiempo se considera instantáneo, pero en realidad, no es así, tarda según la gráfica anterior de curvas instantáneas características.

**** Ajuste de falla a tierra**

Es ajuste de disparo fallas a tierra, es fijo a 0.2 veces el rango del sensor, y el tiempo se puede calibrar en 0.5, 0.35 y 0.22 segundos

El tiempo de ajuste se hará entre los valores de 0.22 a 0.5 segundos seleccionándose la curva que mejor coordine con los elementos

**** Ajustes de los relevadores amptector de los interruptores derivados:**

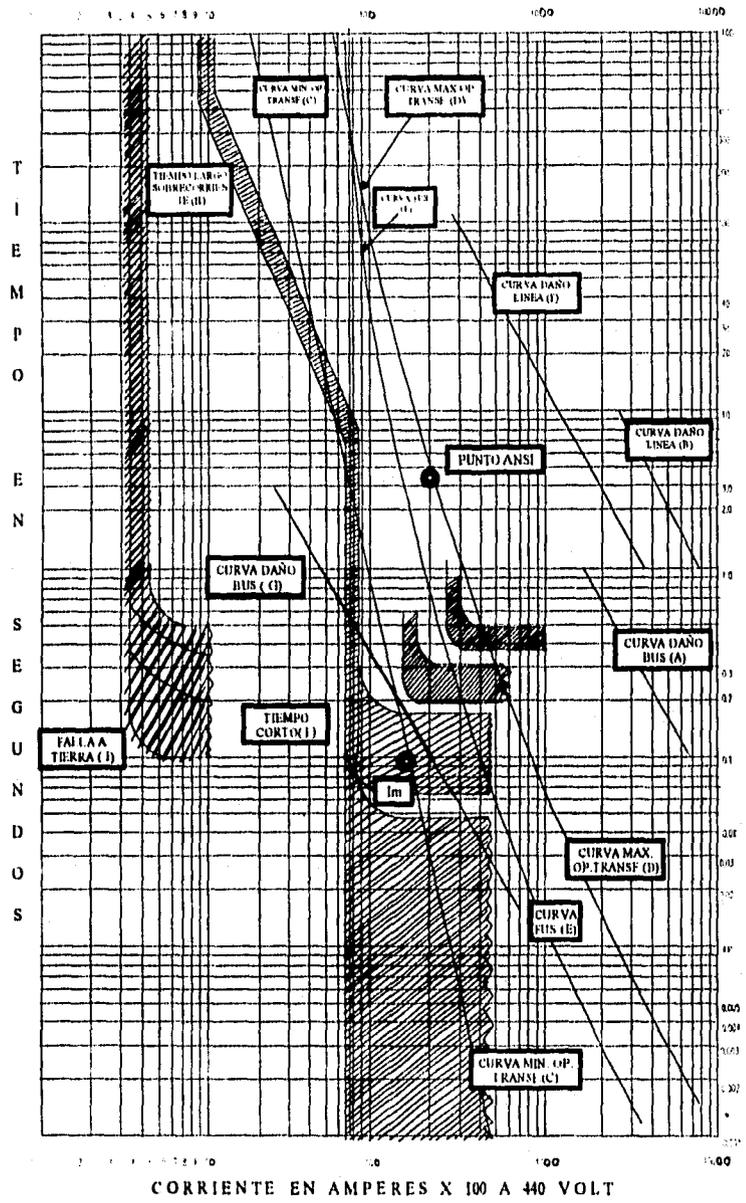
TABLA 5.3

INTERRUPTOR	CARGA EN KVA	CONFUENTE A	SENSOR	TAP TIEMPO LARGO	AJUSTE DE TIEMPO	TAP INSTAN-TANEO	TIEMPO FALLA A TIERRA
S2-G1-04	75	98.41	150/5	TAP 0.7 108 A	36 SEG.	TAP 10 1800 A	0.35 SEG.
S2-G1-05	280.28	367.74	600/5	TAP 0.7 420 A	36 SEG.	TAP 10 8000 A	0.35 SEG.
S2-G1-06	FUTURO	*****	600/5	*****	*****	*****	*****
S2-G1-07	41.75	57.78	100/5	TAP 0.6 60 A	36 SEG.	TAP 10 1000 A	0.35 SEG.
S2-G1-08	60.35	90.00	150/5	TAP 0.6 90 A	36 SEG.	TAP 10 1000 A	0.35 SEG.
S2-G1-09	RESERVA	*****	600/5	*****	*****	*****	*****
S2-G1-10	RESERVA	*****	150/5	*****	*****	*****	*****

TABLA GENERAL DE AJUSTES

TABLA 5.4

INTERRUPTOR	SENSOR	TAP TIEMPO LARGO	TIEMPO LARGO	TAP TIEMPO CORTO	TIEMPO CORTO	TAP ANTENA TAJEO	TIEMPO FALLA A TIERRA
S2-G1-01	2000/5	0.5	4 SEG.	4	0.33 SEG.	8	0.35 SEG.
S2-G1-02	2000/5	*****	*****	*****	*****	*****	*****
S2-G1-03	2000/5	0.5	4 SEG.	4	0.18 SEG.	4	0.35 SEG.
S2-G1-04	150/5	0.7	36 SEG.	*****	*****	10	0.35 SEG.
S2-G1-05	600/5	0.7	36 SEG.	*****	*****	10	0.35 SEG.
S2-G1-06	600/5	*****	*****	*****	*****	*****	*****
S2-G1-07	100/5	0.6	36 SEG.	*****	*****	10	0.35 SEG.
S2-G1-08	150/5	0.6	36 SEG.	*****	*****	10	0.35 SEG.
S2-G1-09	600/5	*****	*****	*****	*****	*****	*****
S2-G1-10	150/5	*****	*****	*****	*****	*****	*****



CONCLUSIONES:

NIVEL DE CORTO CIRCUITO

* ACOMETIDA Y SUBESTACION

Puesto que el corto circuito simétrico en el punto 1 es de 12 551.33 A, tanto el hus de la subestación así como los fusibles soportan perfectamente esta falla.

* TABLERO BLINDADO EN BAJA TENSIÓN TGD-1

En esta zona el corto circuito es de 24 586.99 A; los interruptores electromagnéticos DS-2065 son capaces de interrumpir un corto circuito de 30 KA a 440 V, por lo tanto no hay problema con estos equipos, en cuanto a las barras del tablero estas deberán de ser capaces de soportar este nivel de corto circuito.

* CENTRO DE CONTROL DE MOTORES (CCM)

En este punto (7) el nivel de corto circuito es de 9 030.79 A a 440 V, y todos los interruptores termomagnéticos que integren el CCM son capaces de soportar este corto circuito sin ningún problema.

* OTROS EQUIPOS

Por lo que respecta a los demás elementos de la instalación eléctrica tales como, cables, transformadores, tableros de alumbrado, arrancadores, etc., no representan problema alguno en virtud de encontrarse muy retirados de la fuente principal de energía eléctrica donde el nivel de corto circuito es muy bajo.

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Como se puede apreciar en la hoja logarítmica de coordinación, todos los elementos eléctricos (subestación, transformadores, cables, tableros, etc.) están correctamente coordinados si se hacen ajustes propuestos a los relevadores amperector.

Cabe señalar que para el caso de los interruptores electromagnéticos principal (52-G1-01) y el de emergencia (52-g1-03), estos están equipados con un sensor de 2000/5, el cual es demasiado grande para que el interruptor proteja de manera correcta a la carga real, tanto por sobrecargas como por corto circuito y falla a tierra.

Lo más recomendable en este caso sería cambiar el sensor por uno más pequeño 1200/5, o en su defecto cambiar el interruptor a uno de marco DS 416 que es más pequeño.

COMENTARIOS

Actualmente el crecimiento industrial y comercial requiere de instalaciones eléctricas que sean bien diseñadas, económicas y seguras en su operación, incorporando sistemas de protección contra fallas eléctricas que minimicen los efectos de estas, en base a los criterios de selectividad que se establezcan.

El tipo de estudio hecho en la presente tesis es un tema importante, ya que permite identificar posibles problemas y adoptar las soluciones requeridas en cada caso con oportunidad.

Es importante hacer notar que en este caso la planta ya contaba con un determinado equipo de protección, por tal motivo este estudio tubo que adaptarse a esa condición con el objeto de utilizar los elementos de protección existentes y por lo tanto hacer la implementación de todo un sistema de protección lo mas económico posible.

En este caso se pudo apreciar que el interruptor principal de la planta estudiada es demasiado grande aun ajustándolo a su valor mínimo no cumple con el objetivo para el que fue colocado.

Cuando la planta estudiada trabaja en condiciones normales, en lo que concierne a los demás equipos no existe ningún problema, todos los elementos de protección funcionan de manera coordinada.

Considerando que entre en operación la planta de emergencia se tiene que el interruptor que protege a el generador se encuentra sobrado por lo que ni igual que el interruptor principal no protege al generador.

Como se pudo apreciar, se dieron sugerencias para los casos en los que los elementos de protección no cumplen con su función, así pues si se hacen estos cambios se puede considerar que el sistema se encontraría en un nivel alto de protección.

Finalmente quiero concluir haciendo mención de que la protección de sistemas eléctricos es solo una rama de la ingeniería, entonces la ingeniería es un vasto campo de aplicación de las ciencias y de la capacidad que tiene el ser humano para modificar su ambiente en beneficio de él mismo.

BIBLIOGRAFÍA

- ANÁLISIS MODERNO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA
GILBERTO ENRIQUEZ HARPER
LIMUSA
- EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCIÓN
C. RUSSELL MASON
C.E.C.S.A.
- APPLIED PROTECTIVE RELAYING
SILENT - SENTINELS
WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION
- PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA: INTERRUPTORES
B. RAVINDRANATH M. CHANDER
MC GRAW HILL
- REDES ELÉCTRICAS VOLUMEN I
JACINTO VIQUEIRA LANDA
REPRESENTACIONES Y SERVICIOS DE INGENIERÍA
- SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN
ROBERTO ESPINOZA Y LARA
LIMUSA
- TABLEROS ILUMINADOS DE BAJA TENSIÓN CON CORTA-CIRCUITOS TIPO DS.
CATALOGO NUMERO DD-414-000
INDUSTRIAS IEM 1982
- INDUSTRIAL POWER SYSTEMS PROTECTIVE DEVICE COORDINATION
F.J. SHIELDS
PUBLICATIONS OF ENGINEER 1986
- PROTECCIÓN Y COORDINACIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA DE BAJA Y ALTA TENSIÓN
EZEQUEL MÉNDEZ CALVILLO
TESIS UNAM
- DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS
JOSÉ RAÚL MARTÍN
MC GRAW HILL
- ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO EN LA PLANTA "CERVECERÍA CHAUITEMOC"
MANUEL LÓPEZ RAMÍREZ
TESIS UNAM
- ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA
WILLIAM D. STEVENSON
MC GRAW HILL
- PROTECCIÓN DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES Y COMERCIALES
GILBERTO ENRIQUEZ HARPER
LIMUSA
- CATALOGO GENERAL 1990
CONDUMEX
SECTOR: ELECTROMANUFACTURAS