



21
2Ej

**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO**



**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
CUAUTITLAN**

**CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA POR
CORTO CIRCUITO TRIFASICO EMPLEANDO EL
METODO E/X CORREGIDO POR DECREMENTOS
DE C.A. Y C.D. PARA LA PLANTA INDUSTRIAL DE
PEMEX " UNIDAD DE DESINTEGRACION
CATALITICA FLUIDA (FCC) ", SITUADA EN LA
REFINERIA ING. HECTOR R. LARA SOSA,
CADEREYTA N.L.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A :

JUAN JORGE GOMEZ SANCHEZ

ASESOR: ING. OSCAR CERVANTES TORRES



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

21
28

FALLA DE ORIGEN

**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
CUAUTITLAN**



**CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA POR
CORTO CIRCUITO TRIFASICO EMPLEANDO EL
METODO E/X CORREGIDO POR DECREMENTOS
DE C.A. Y C.D. PARA LA PLANTA INDUSTRIAL DE
PEMEX " UNIDAD DE DESINTEGRACION
CATALITICA FLUIDA (FCC) ", SITUADA EN LA
REFINERIA ING. HECTOR R. LARA SOSA,
CADEREYTA N.L.**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A I
JUAN JORGE GOMEZ SANCHEZ**

ASESOR: ING. CSCAR CERVANTES TORRES

FALLA DE ORIGEN



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN
UNIDAD DE LA ADMINISTRACIÓN ESCOLAR
DEPARTAMENTO DE EXÁMENES PROFESIONALES

ASUNTO: VOTOS APROBATORIOS

DR. JAIME KELLER TORRES
DIRECTOR DE LA FES-CUAUTITLÁN
P R E S E N T E .

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

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

Cálculo de las corrientes de falla por corto circuito trifásico empleando

el Método E/X Corregido por Decrementos de C.A. y C.D. para la planta industrial de PEMEX "Unidad de Desintegración Catalítica Fluida (FCC)", situada en la Refinería Ing. Hector R. Lara Sosa, Cadereyta, N.L.

que presenta el pasante: Juan Jorge Gómez Sánchez

con número de cuenta: 8601349-3 para obtener el TÍTULO de:
Ingeniero Mecánico Electricista

Considerando que dicha tesis reúne los requisitos necesarios para ser discutida en el EXÁMEN 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 13 de Julio de 1995

PRESIDENTE Ing. Javier Hernández Vega

VOCAL Ing. Alfonso Rodríguez Contreras

SECRETARIO Ing. Oscar Cervantes Torres

PRIMER SUPLENTE Ing. Benjamín Contreras Santacruz

SEGUNDO SUPLENTE Ing. Ma. de la Luz González Quijano

Keller 11/07/95
Alfonso Rodríguez 11/07/95
Oscar Cervantes 11-07-95
Benjamín Contreras 11/07/95
Ma. de la Luz González 13/07/95

AGRADECIMIENTOS

AGRADECIMIENTOS

A mi madre y padre:

Porque me han entregado todo su amor y siempre han estado con conmigo sin esperar nada a cambio, porque sin su ejemplo y educacion yo nunca habria logrado la terminación de este trabajo de tesis ni de ningún otro objetivo en la vida, porque me han enseñado a enfrentarme a las adversidades sin dejarme caer, porque la única recompensa que esperan es verme feliz y que sea un hombre de provecho.

Gracias los quiero mucho y me es difícil explicar todo el amor que siento por ustedes con palabras, espero que este trabajo contribuya en un poquito a pagar todo su esfuerzo, todos sus cuidados y la gran cantidad de amor que me han dado.

A mis hermanos:

Gracias por estar siempre conmigo en las buenas y en las malas, por ser un ejemplo a seguir para mí, por darme su cariño y ser mis mejores amigos, gracias por apoyarme en la terminación de esta tesis, los quiero mucho.

A mi cuñado:

Gracias por brindarme tu ayuda pues sin ella habría sido muy difícil imprimir esta tesis.

A mis amigos y compañeros:

Gracias por brindarme su amistad y agradezco el aliento y apoyo en la realización del presente trabajo.

Un reconocimiento a mis compañeros del IMP y a mi director de tesis por haberme mostrado el camino a seguir en la realización del presente trabajo.

ÍNDICE

ÍNDICE

OBJETIVOS.	1
INTRODUCCIÓN.	2
CAPÍTULO 1. FUNCIÓN DE LA PLANTA (FCC) CADEREYTA, N. L.	4
Descripción del proceso.	4
CAPÍTULO 2. CONCEPTOS BÁSICOS DEL ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.	8
Naturaleza de las corrientes de corto circuito.	8
Causas y efectos de las corrientes de corto circuito.	8
El corto circuito y el objetivo de su estudio.	10
Reactancias de las máquinas rotatorias.	10
Fuentes de corriente de corto circuito.	11
Elementos pasivos o limitadores de las corrientes de corto circuito.	13
Términos transitorios y estacionarios en circuitos serie RL.	14
Simetría y asimetría de las corrientes de corto circuito.	15
La relación X/R del sistema.	18
Tipos de fallas a estudiar.	18
Diagramas unifilares y su simbología, sistemas o arreglos eléctricos y sistema utilizado por PEMEX.	19
Sistemas en por unidad.	23
Cambio de base de cantidades en por unidad o en por ciento.	25
Métodos de cálculo de corrientes de corto circuito diferencias y similitudes.	26

CAPÍTULO 3. PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO TRIFÁSICO DE LA UNIDAD DE DESINTEGRACIÓN CATALÍTICA FLUIDA CADEREYTA, N. L. EMPLEANDO EL MÉTODO E/X CORREGIDO CON AJUSTE DE LOS DECREMENTOS DE CORRIENTE ALTERNA Y CORRIENTE DIRECTA (DE ACUERDO A LO ESTABLECIDO EN EL ESTÁNDAR ANSI/IEEE C37.010 1979 Y A LAS RECOMENDACIONES DEL STD 141-1986 DEL IEEE, LIBRO ROJO).	28
Procedimiento para el cálculo.	28
(1) Preparación de diagramas unifilares.	29
(2) Recolección de los datos de los elementos del sistema.	29
(3) Conversión de reactancias y resistencias a una potencia base y combinación de éstas.	30
(4) Cálculo de la corriente de corto circuito.	31
Cálculo de las corrientes de corto circuito trifásicas de la Unidad de Desintegración Catalítica Fluida Cadereyta, N. L.	36
1) Preparar el diagrama unifilar simplificado del sistema eléctrico.	36
2) Recolección de los datos del sistema.	41
3) Convertir las reactancias y resistencias a una potencia base.	59
4) Cálculo de las corrientes de corto circuito.	63
CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO CALCULADAS POR EL MÉTODO E/X CORREGIDO EN LA SELECCIÓN Y AJUSTE DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.	89
Dispositivos de protección contra sobrecorrientes.	89
Interruptores para sistemas con voltajes mayores de 600 volts.	90
Interruptores con voltajes menores de 600 volts.	91
Fusibles para sistemas arriba de 600 volts.	92
Fusibles para sistemas menores de 600 volts.	92
Relevadores.	93

Selección de interruptores de potencia 52-1 y 52-2.	94
Ajuste de los relevadores 50/51 que disparan los interruptores de potencia 52-1 y 52-2.	101
Selección de fusibles para el primario de los transformadores de 1000 KVA.	109
Selección de interruptores principales electromagnéticos IEM-1, IEM-2, IEM-4 e IEM-5.	115
Selección de un interruptor termomagnético para el circuito derivado de un motor de 15 HP, 480 volts.	117
CONCLUSIONES.	122
BIBLIOGRAFÍA.	124

OBJETIVOS

OBJETIVOS

- 1. Establecer las bases para la comprensión del concepto de corto circuito.**
- 2. Mostrar el desarrollo y utilidad de el Método E/X Corregido con Ajuste de los Decrementos de Corriente Alterna y Corriente Directa en el cálculo de las corrientes de falla trifásicas en una planta industrial real.**
- 3. Dar a conocer los usos prácticos de este método en la selección y ajuste de dispositivos de protección.**

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

Para el desarrollo de la industria petrolera en sus ramas de perforación, transformación, transporte y distribución, ha sido necesario contar con una fuente de energía confiable, segura, de alto rendimiento y bajo costo que pueda transformarse para aprovecharla como energía mecánica, térmica o lumínica. La energía eléctrica satisface adecuadamente estas necesidades.

Un sistema eléctrico es un conjunto de elementos que permiten producir, transportar, distribuir y consumir la energía eléctrica. PEMEX ha creado sus propios sistemas eléctricos, a través del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), con capacidad para satisfacer la demanda cambiante cumpliendo con los parámetros de tensión y frecuencia requeridos por sus instalaciones.

Los complejos petroquímicos, refinerías de separación, plantas de almacenamiento y distribución, estaciones de compresión y demás instalaciones petroleras demandan un servicio confiable y gran cantidad de energía eléctrica.

La unidad de desintegración catalítica fluida (FCC) será diseñada para procesar 25,000 barriles de petróleo diarios (BPD) de gasóleo de vacío con el fin de producir gasolina catalítica de alto octano. Para ello se utilizarán los equipos disponibles de la unidad FCC de la ex-refinería de Azcapotzalco, que será desmantelada y reubicada en Cadereyta, Nuevo León. El diseño de la unidad estará basado en el aprovechamiento de los equipos existentes provenientes de la FCC de Azcapotzalco, modernizándose el esquema de procesamiento.

Para lograr obtener una utilización confiable de la energía eléctrica en la unidad de desintegración catalítica fluida de Cadereyta N.L. o en cualquier otra planta industrial es necesaria la ingeniería de diseño eléctrico que constituye la etapa en la que el proyecto iniciado con objetivos y bases establecidas se concreta en documentos como: Dibujos, Planos, Especificaciones, etc.

Dentro de la ingeniería de diseño eléctrico de la unidad de desintegración catalítica fluida FCC, así como en cualquier otra planta industrial se encuentra presente el estudio de corto circuito.

El corto circuito es uno de los principales problemas que afectan a los sistemas eléctricos industriales y de potencia ya que hasta en los mejores sistemas eléctricos ocasionalmente ocurren fallas por corto circuito por lo tanto el corto circuito es una condición indeseable en un sistema eléctrico pero que lamentablemente se puede presentar eventualmente.

Debido a que el corto circuito puede provocar daños severos a todo el sistema eléctrico por medio de las altas corrientes que circulan por el sistema es necesario conocer su valor para así poder seleccionar adecuadamente los equipos de protección, realizar una efectiva coordinación de protecciones, hacer estudio térmicos y dinámicos debidos a los esfuerzos a que son sometidos los elementos del sistema eléctrico como son barras, tableros, cables, etc.

El flujo de corriente durante una falla en algún punto del sistema es limitada por la impedancia del circuito y los equipos de los orígenes de las corrientes a el punto de falla, mientras que las corrientes de falla serán alimentadas por la compañía suministradora, generadores, motores sincros y motores de inducción.

Existen diferentes tipos de fallas por corto circuito las cuales son: falla de línea tierra, falla entre dos líneas, falla de dos líneas a tierra, falla entre tres líneas o trifásica pero en general solo se realizan cálculos para obtener las corrientes de corto circuito trifásico y monofásico ya que estos arrojan resultados generales que pueden ser rápidamente aprovechados, a su vez existen diferentes métodos de solución para el cálculo de corto circuito. En este trabajo el objetivo será calcular una falla trifásica en la unidad de desintegración catalítica fluida FCC Cadereyta N.L. por medio del Método E/X Corregido por Decrementos de C.A. y C.D., a causa de que por lo general este tipo de falla resulta tener el mayor valor de corriente por corto circuito y por lo tanto es la que puede producir los mayores daños, aun cuando sea la que se presenta en menor número, además la práctica ha mostrado a los ingenieros del Instituto Mexicano del Petróleo que este método resulta ser más práctico y provechoso para fallas trifásicas que para cualquier otra falla. En sistemas de servicio público la corriente de una falla de línea a tierra llega a ser el 125% del valor de una falla trifásica, pero en sistemas industriales raramente la falla de línea a tierra llega a ser mayor que la falla trifásica.

El procedimiento E/X corregido por decrementos de C.A. y C.D. involucra pasos relativamente simples de aplicación de factores para el cálculo E/X, con el objetivo de determinar la corriente total. Dichos factores dependen del punto del sistema en el que ocurre el corto circuito y de la relación X/R del sistema vista desde ese punto. Este método además nos proporciona los valores útiles para obtener las capacidades momentáneas para la selección de fusibles e interruptores en baja, media y alta tensión, así como para el ajuste instantáneo de relevadores de sobrecorriente, capacidades interruptivas para interruptores en media y alta tensión y valores de falla para el ajuste de relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo. El Método E/X Corregido por Decrementos de C/A y C.D. se basa en lo establecido en el estándar ANSI/IEEE C-37.010-1979 y a las recomendaciones del STD 141/1986 del IEEE, libro rojo.

CAPÍTULO I

CAPÍTULO 1

FUNCIÓN DE LA PLANTA (FCC) CADEREYTA, N. L.

La unidad de desintegración catalítica fluida (FCC) esta diseñada para procesar 25,000 barriles de petróleo diarios (BPD) de gasóleo de vacío con el fin de producir gasolina catalítica de alto octano. para ello se utilizaran los equipos disponibles de la unidad FCC de la Ex-refinería de Azcapotzalco, que será desmantelada y reubicada en la refinería "Ing. Hector R. Lara Sosa" de Cadereyta N.L.

El diseño de la unidad fue basada en el aprovechamiento de los equipos existentes provenientes de la FCC de Azcapotzalco, modernizándose el esquema de procesamiento, principalmente en la sección de reaccion-regeneración, orientado a maximizar el rendimiento a gasolina e incorporando esquemas de ahorro de energía y de control de emisiones contaminantes.

Además de la producción de gasolina catalítica se obtendrán los siguientes productos: gas ácido, gas seco, fracción C3'S (Propano-propileno), fracción C4'S (butanos-butenos), nafta pesada, aceite cíclico ligero (ACL) y residuo catalítico (Aceite decantado) que son enviados a límites de batería (L.B.).

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Para lograr tener una mejor comprensión de proceso primero se definirán algunos términos:

Catalizador: Es un agente que acelera o retrasa una acción química.

Absorber: Atraer un cuerpo y retener entre sus moléculas las de otro en estado líquido o gaseoso.

Para facilitar la descripción del proceso, esta se hará acorde a las secciones que ahora integran la unidad FCC.

A) SECCIÓN DE REACCIÓN - REGENERACIÓN

En esta sección se reciben 25,000 BPD de un gasóleo proveniente de tanques de almacenamiento que serán recibidos por el reactor, este reactor se encarga de hacer el primer fraccionamiento del gasóleo por medio de un aditivo catalizador, este catalizador fracciona las moléculas compuestas de carbono e hidrógeno. creándose diferentes fracciones o diferentes aceites y gases ligeros y pesados.

El catalizador necesario para la reacción proviene de dos fuentes, una la sección de regeneración que es la encargada de procesar el catalizador usado en la reacción con la finalidad de devolverle sus propiedades iniciales, la otra es catalizador nuevo.

B) SECCIÓN DE FRACCIONAMIENTO PRIMARIO

En esta sección se divide el producto de la desintegración catalítica (inciso A) por medio de una torre fraccionadora en fracciones que serán procesadas en las secciones subsecuentes, tales como: gas húmedo y nafta ligera que se obtienen como destilados; nafta pesada y aceite cíclico ligero que se obtiene como productos laterales y una corriente de fondos que se envía como combustóleo a límites de batería (L.B.).

El gas húmedo se manda a la sección de recuperación de vapores; la nafta ligera es dividida en dos; una de las corrientes vuelve como refluo a la torre fraccionadora, la segunda corriente se manda a la sección de recuperación de vapores.

El producto de nafta pesada sale y se divide en dos corrientes, una se manda a la sección de recuperación de vapores como aceite esponja, la cual retorna como aceite esponja rico; la segunda corriente se envía a L.B. como producto. El producto de fondos se envía a L.B. como residuo catalítico.

C) SECCIÓN DE RECUPERACIÓN DE VAPORES

La sección de recuperación de vapores procesa el gas y la gasolina no estabilizada de la sección de fraccionamiento primario por medio de un absorbedor-fraccionador. El de gas húmedo es enviado a una primera etapa de compresión donde a su salida se une a la gasolina no estabilizada (nafta ligera), la mezcla completa es parcialmente condensada y enfriada y nuevamente separada, el gas y el hidrocarburo líquido (nafta) son enviados a la sección de tratamiento con DEA (di-etanolamina). A su regreso la corriente de líquido vapor es alimentada con aceite esponja de la sección de fraccionamiento con el fin de desatanizar la corriente de gas absorbiendo los productos pesados por medio de la alimentación de este aceite esponja.

El gas que sale de la absorbidora pasa por el separador de gasolina de gas seco para después fluir al cabezal de gas combustible en L.B. Los fondos de la torre absorbidora pasan a los rehervidores, los vapores retornan a la torre, el fondo líquido se bombea a la torre desbutanizadora.

El destilado líquido producto de la desbutanizadora es una corriente de propanos/butanos que será la carga de la torre despropanizadora.

Los fondos de la torre desbutanizadora (gasolina desbutanizada) son enviados a los rehervidores, a su salida de estos son enfriados y se divide en dos: uno es el producto neto de gasolina desbutanizada que es enviada a la unidad de tratamiento cáustico oximer y finalmente a almacenamiento fuera de L.B., la otra corriente de gasolina (aceite pobre) se utiliza como aceite de absorción en la torre absorbidora.

La carga de la torre despropanizadora proveniente de la torre desbutanizadora es enviada inicialmente a la unidad de tratamiento cáustico oximer de gas L.P. con la finalidad de eliminarle H₂S, mercaptanos y sulfuro de carbonilo, principalmente. Posteriormente es enviado a la despropanizadora, el producto del domo se enfría y se condensa, el producto líquido neto es una mezcla de propano-propileno que se entrega en L.B. los fondos netos de la despropanizadora son una mezcla de butanos-butenos que son enfriados y entregados en L.B.

D) SECCIÓN DE TRATAMIENTO CON DIETALOMINA

El gas amargo y la carga de nafta ligera que proviene de la S.R.V. tiene contacto con la solución de dietalmina pobre para la remoción del ácido sulfhídrico y bióxido de carbono. El gas dulce ya tratado pasa al tanque separador de dietalmina para separar la dietalmina que haya sido arrastrada y después es retornado a la S.R.V. la nafta ligera tratada se manda al tanque separador de hidrocarburo líquido para eliminarle cualquier cantidad de solución de dietalmina.

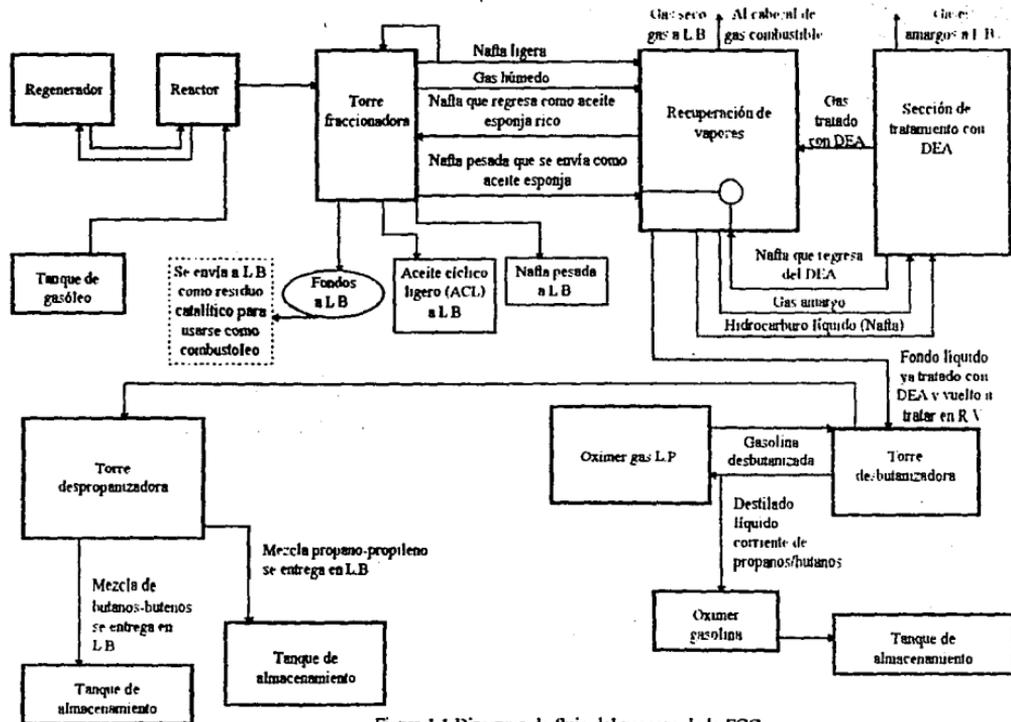
La dietalmina rica es mandada al tanque de asentamiento para después enviarse como carga a la torre regeneradora de DEA para después ser nuevamente utilizada.

El gas amargo rico en ácido sulfhídrico y bióxido de carbono producto del proceso, fluyen al tanque acumulador de DEA para obtener una mayor recuperación de DEA y finalmente el gas amargo (Gas ácido) es enviado a L.B.

E, F) SECCIONES DE TRATAMIENTO CÁUSTICO OXIMER GAS L.P. Y GASOLINA

Las unidades de tratamiento cáustico oximer están diseñadas para procesar, el gas L.P. y la gasolina proveniente de la sección de R.V. las cuales han sido tratadas con DEA en una etapa anterior.

El objetivo de estas plantas es eliminar el H₂S remanente, mercaptanos y sulfuro de carbonilo (COS) mediante el tratamiento con sosa cáustica y MEA (Mono Etanol Amina) de tal manera que el producto cumpla con los requerimientos necesarios para su buena utilización.



FALLA DE ORIGEN

Figura 1.1 Diagrama de flujo del proceso de la FCC.

CAPÍTULO 2

CAPÍTULO 2

CONCEPTOS BÁSICOS DEL ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO

NATURALEZA DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

Una corriente de corto circuito es aquella que circula en un circuito eléctrico cuando existe el contacto entre dos o mas conductores al perderse el aislamiento entre ellos o entre ellos y tierra.

Por lo tanto el corto circuito es una corriente que esta fuera de sus valores normales, en operación normal un circuito toma corriente en proporción al voltaje aplicado y a la impedancia de la carga. Si se presenta un corto circuito en las terminales de la carga, el voltaje queda aplicado únicamente a la baja impedancia de los conductores de alimentación y a la impedancia de la fuente hasta el punto de falla de corto circuito, ya no oponiéndose la impedancia normal de la carga y generándose una corriente mucho mayor.

El efecto de la presencia repentina de una trayectoria de baja resistencia sobre el flujo de corriente se puede observar a partir de la ley de ohm; el flujo de la corriente I en un circuito es igual a V/R , nótese que a medida que R se hace menor el valor de la corriente crece, entonces cuando ocurre un corto circuito se tiene una trayectoria de baja resistencia que es casi cero.

CAUSAS Y EFECTOS DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

Los sistemas eléctricos de potencia en plantas industriales así como en edificios y comercios deben diseñarse con el fin de tener el menor numero de fallas por medio del uso de diseños cuidadosos y completos así como el uso de equipos confiables y con el mantenimiento adecuado etc., lamentablemente aun con todos los cuidados que se toman los corto circuitos ocurren teniéndose como origen diferentes causas como pueden ser:

A) Los voltajes peligrosos generados por las descargas atmosféricas, que se crean debido a la fricción del aire con pequeñas gotas de agua en las nubes, estas se cargan negativamente, en ese mismo momento esto provoca carga positiva en la superficie de la tierra, entonces surge la descarga cuando el gradiente entre ambas cargas se vuelve suficientemente grande, la magnitud de la descarga es de millones de volts por lo cual se deben tomar precauciones para neutralizar estas descargas.

B) El envejecimiento de los aislamientos y su consecuente falla que puede ser provocada por diferentes causas como son la presencia de elementos corrosivos, acumulación de polvo y suciedad así como la presencia de roedores, el aislamiento también puede fallar por causas

mecánicas por ejemplo esfuerzos y vibraciones de equipos o máquinas industriales que pueden producir en algunas partes pérdida de aislamiento teniéndose como consecuencia que los conductores queden expuestos a contactos entre sí o a tierra.

C) El inapropiado uso de la instalación eléctrica es muy común y se puede manifestar de diferentes formas como por ejemplo sobrecargas debidas a una demanda mayor de potencia que la nominal que es provocada por aumentos imprevistos en el consumo de corriente por el uso de nuevos equipos o equipos de mayor potencia que lo previsto, exceso de unidades alimentadas en una salida, aumento de trabajo en los equipos, arranques muy frecuentes, por lo tanto toda condición que requiera de mayor potencia que la de diseño; esta demanda mayor de corriente provoca altas temperaturas que acortan la vida de los aislamientos eléctricos, si las altas temperaturas son constantes pueden provocar incendios y la consecuente pérdida inmediata de los aislamientos y daño a equipos.

D) Las conexiones defectuosas, falsos contactos, pueden provocar que las conexiones y contactos aumenten sus temperaturas ya que la disminución de presión y contacto aumenta la resistencia dándose un aumento de temperatura que puede propagarse a través de los conductores y quemar los aislamientos con lo que se pueden generar fallas.

E) El mantenimiento inadecuado de la instalación eléctrica así como también las maniobras erróneas que se consideran como errores humanos.

F) La cercanía con fuentes de calor como: tuberías de gases de escape, tuberías de gas, humos, contacto directo y continuo con los rayos del sol también producen daños a los aislamientos y su consecuente falla.

Cualquiera que sea la causa, un corto circuito es resultado de una ruptura dieléctrica del aislamiento.

Cuando ocurre un corto circuito se presentan efectos secundarios los cuales pueden provocar riesgos mayores y situaciones inconvenientes, tanto el sistema eléctrico como también a equipos y aparatos; uno de estos efectos es el arco eléctrico que es similar al que se presenta cuando se usa soldadura eléctrica, es un arco muy brillante y de muy alta temperatura que puede llegar a un rango de miles de amperes, desgraciadamente este fenómeno provoca daños severos ya que el arco quema y perfora lo que encuentre en su trayectoria; otro fenómeno que ocurre en presencia de un corto circuito es el calentamiento extremo, que causan las altas corrientes que circulan por la instalación eléctrica en el instante en que ocurre la falla, estas corrientes pueden provocar incendios, fusión de los conductores etc.; también en un corto circuito se presentan esfuerzos magnéticos en los elementos de la instalación eléctrica como pueden ser conductores, barras o buses etc., estos esfuerzos magnéticos pueden explicarse de la siguiente forma, cuando en un conductor circula por él una corriente alrededor de él se forma un campo magnético por lo tanto al incrementarse la corriente aumentará el campo magnético provocando esfuerzos magnéticos mucho mayores, que se traducen en esfuerzos mecánicos.

EL CORTO CIRCUITO Y EL OBJETIVO DE SU ESTUDIO

Un corto circuito en cualquier instalación eléctrica ya sea en plantas industriales, centros comerciales, edificios o casas habitación puede provocar severos daños; por esta razón el estudio de corto circuito resulta de vital importancia, las altas corrientes generadas por el corto circuito pueden producir interrupciones del servicio de suministro de energía eléctrica incitando pérdida de tiempo, horas hombre que se traducen en pérdidas monetarias, interrupciones y daños a equipos y servicios que en algunos casos pueden ser de vital importancia, como pueden ser equipos electrónicos, computadoras, servicios médicos o áreas experimentales, y en el peor de los casos los daños pueden provocar lesiones a personas y hasta pérdida de vidas humanas.

Los sistemas eléctricos por lo tanto deben diseñarse para suministrar la energía en forma segura y continua a los equipos o dispositivos que han de ser alimentados, y la forma de dar seguridad y continuidad en el servicio es seleccionado adecuadamente los dispositivos protectores de la instalación eléctrica que son afectados por el corto circuito, esta selección se basa en el estudio de corto circuito ya que este nos proporciona las máximas corrientes que circularán por el sistema obteniéndose así las capacidades momentáneas e interruptivas de fusibles e interruptores en baja media y alta tensión según convenga, además de obtener los valores de corrientes de corto circuito útiles para realizar el ajuste y la coordinación de relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo. El máximo valor de corto circuito es usado también para comprobar la habilidad de los componentes del sistema para resistir los esfuerzos mecánicos y térmicos.

REACTANCIAS DE LAS MÁQUINAS ROTATORIAS

La impedancia de las máquinas rotatorias esencialmente consiste de una reactancia que no es un valor simple como sucede con los transformadores o cables, ya que para las máquinas el valor de la impedancia es variable con el tiempo y complejo.

La reactancia de las máquinas rotatorias puede ser usada para explicar como se comporta la corriente de corto circuito, los términos para explicar el cambio de las reactancias en cualquier instante necesitan de un desarrollo complicado que involucra al tiempo como una variable, entonces con el fin de simplificar, se consideran tres valores de reactancias esenciales para las máquinas rotatorias en los cálculos de corto circuito para tiempos específicos, los cuales se describen como sigue:

A) Reactancia Subtransitoria (X_d'')

Es la reactancia aparente del devanado del estator en el instante en que se produce el corto circuito y determina el flujo de corriente durante los primeros ciclos (Hasta 0.1 seg.).

B) Reactancia transitoria (X_d')

Es la reactancia inicial aparente del estator, si se desprecian los efectos de todos los arrollamientos amortiguadores y se considera solamente los efectos del arrollamiento del campo inductor. Esta reactancia determina la corriente que circula durante el periodo siguiente cuando la reactancia subtransitoria (X_d'') actúa. (Hasta $\frac{1}{2}$ a 2 seg.).

C) Reactancia sincrónica (X_d)

Es la reactancia que determina el flujo de corriente cuando las condiciones han alcanzado un estado estacionario y es efectiva hasta algunos segundos después de ocurrir el corto circuito por lo que no se usa normalmente en los estudios de corto circuito.

En los motores y generadores sincrónicos se presentan los tres tipos de reactancias anteriores, en el motor de inducción solamente la subtransitoria.

FUENTES DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

Un sistema eléctrico está constituido básicamente por fuentes productoras de energía, elementos de transformación, líneas, etc. así como de elementos de consumo (cargas), todos estos pueden ser divididos en elementos activos y pasivos, los elementos activos se consideran como fuentes alimentadoras de las corrientes de corto circuito. El valor de las corrientes de corto circuito dependen de las diferentes fuentes que las producen, de sus reactancias y de las reactancias del sistema desde estas fuentes hasta el punto de ubicación de la falla.

Por lo tanto es muy importante conocer cuales son las fuentes de corto circuito y que las magnitudes de sus impedancias sean conocidas.

Las fuentes de corriente de corto circuito son:

GENERADORES

Los generadores son movidos por turbinas, motores diesel u otro tipo de primotores. Cuando ocurre un corto circuito en el circuito al cual está conectado el generador, este continúa produciendo voltaje porque la excitación de campo se mantiene y el primotor sigue moviéndolo a velocidad normal. El voltaje generado produce una corriente de corto circuito de gran magnitud, la cual fluye del generador (o generadores) a el punto de falla.

Este flujo de corriente se limita únicamente por la impedancia del generador y las impedancias del circuito entre el generador y el punto donde ocurre la falla. Si el corto circuito ocurre en las terminales del generador, la corriente queda limitada solamente por la impedancia de la máquina.

El valor de la reactancia del generador cambia después del instante del comienzo de la falla y se compone de los siguientes valores:

X_d'' = Reactancia subtransitoria, X_d' = Reactancia transitoria y X_d = Reactancia sincrónica.

La reactancia del generador es variable y se incrementa en magnitud con el tiempo, entonces la corriente de corto circuito decrece exponencialmente con el tiempo desde un valor inicial grande hasta un valor menor de estado estacionario.

MOTORES SÍNCRONOS

Los motores síncronos están contruidos substancialmente igual que los generadores, tienen un campo excitado por corriente directa y un devanado en el estator por el cual fluye la corriente alterna, normalmente el motor toma la potencia de la línea y convierte la energía eléctrica en energía mecánica.

Durante un corto circuito en el sistema, el motor síncrono actúa como un generador y entrega corriente de corto circuito. Tan pronto como el corto circuito se establece, el voltaje en el sistema se reduce a un valor mucho muy bajo. Consecuentemente el motor deja de entregar energía a la carga mecánica y empieza a detenerse, sin embargo la energía de la carga y el rotor impiden al motor que se detenga; explicado de otra forma, la energía rotatoria de la carga y el rotor mueven el motor síncrono como un primotor mueve a un generador, mientras que la excitación se mantiene y en consecuencia el motor funciona como un generador que proporciona corriente de corto circuito durante varios ciclos después de que se inicia la falla.

La magnitud de la corriente de corto circuito depende de la potencia, voltaje nominal y reactancia del motor síncrono y de la reactancia del sistema hasta el punto de falla.

Las designaciones para las reactancias variables de los motores síncronos son las mismas que se utilizan para los generadores, pero los valores de X_d'' , X_d' , X_d son diferentes.

MOTORES DE INDUCCIÓN

La inercia de la carga y el rotor de un motor de un motor de inducción tiene exactamente el mismo efecto sobre el motor de inducción como en el motor síncrono; siguen moviendo al motor después de que ocurre un corto circuito en el sistema. Solo existe una diferencia: el motor de inducción no tiene un campo excitado por corriente directa, pero existe un flujo en el motor durante la operación normal. Este flujo actúa en forma similar a el flujo producido por el campo de corriente directa en el motor síncrono.

El campo de motor de inducción se produce por inducción desde el estator en lugar del devanado de corriente directa.

El flujo del rotor permanece normal mientras se aplica voltaje al estator desde una fuente externa (el sistema eléctrico), sin embargo, si la fuente externa de voltaje se elimina súbitamente, esto es, cuando ocurre el corto circuito en el sistema, el flujo en el rotor no puede cambiar instantáneamente.

A causa de que el flujo del rotor no puede decaer instantáneamente y la inercia sigue moviendo al motor, se genera un voltaje en el devanado del estator causando una corriente de corto circuito, que fluye hasta el punto de falla hasta que el flujo del rotor decae a cero.

La corriente de corto circuito desaparece casi por completo en alrededor de cuatro ciclos, debido a que no hay una corriente de campo sostenida en el rotor para proporcionar un flujo como en la maquina síncrona, como consecuencia, solo tiene un valor de reactancia subtransitoria X_d'' . Este valor es casi igual a la reactancia del rotor en reposo, de aquí que el valor inicial de la corriente simétrica de corto circuito es casi igual a la corriente de arranque a tensión plena del motor de inducción que es de aproximadamente 600 a 900 por ciento de la corriente normal de carga.

El flujo generado no es suficiente como para mantener la corriente de corto circuito por mucho tiempo, de modo que afecta solo momentáneamente el comportamiento del interruptor y la capacidad de interrupción en dispositivos que interrumpen en alrededor de dos ciclos, de aquí que la inclusión de los motores de inducción en estudios de corto circuito se debe hacer en ciertos casos. La magnitud de la corriente de corto circuito producido por el motor

de inducción depende de su potencia, voltaje nominal, reactancia del motor y la reactancia del sistema hasta el punto de falla.

SISTEMA DE LA COMPAÑÍA SUMINISTRADORA

La alimentación de energía eléctrica a las industrias o comercios, se hace generalmente de una fuente externa que proporciona la compañía suministradora de energía, esto se hace en alta tensión y pasa a través del transformador de la subestación. Los modernos sistemas eléctricos de las compañías suministradoras, representan una grande y compleja red de plantas generadoras interconectadas.

En un sistema típico, los generadores no se ven afectados por las altas corrientes de corto circuito que se producen en una planta industrial, únicamente aparecen en ellos un incremento en su corriente de carga que tiende a permanecer constante.

Las líneas de transmisión y distribución, así como los transformadores, introducen impedancias entre las plantas generadoras y los consumidores industriales; de no ser así, las compañías suministradoras serían una fuente infinita de corriente de falla.

La compañía suministradora en el punto de conexión a la industria, representa un equivalente de Thevenin de toda la red que se encuentra detrás, por lo que es en realidad una fuente importante de contribución de la corriente de corto circuito. La compañía suministradora debe proporcionar en el punto de conexión el valor de la impedancia a la corriente de corto circuito, como un valor equivalente de la red o sistema detrás de ese punto.

El valor total de la corriente de corto circuito es la suma de las contribuciones de cada uno de los elementos activos o fuentes de corriente de corto circuito en el punto de falla.

ELEMENTOS PASIVOS O LIMITADORES DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

Los componentes que limitan los valores de la corriente de corto circuito son los elementos pasivos o las impedancias de las máquinas rotatorias (Generadores, Motores Síncronos y de Inducción), Las impedancias de las líneas, transformadores, barras conductoras, reactores y resistencias limitadoras y cualesquiera otras impedancias del sistema.

Los transformadores reducen la magnitud de las corrientes de corto circuito, generadas por los elementos activos o fuentes conectadas a él. En ocasiones se considera incorrectamente a los transformadores como fuentes de corto circuito, esto no es cierto debido a que los transformadores cambian pero no generan ni voltaje ni magnitudes de corriente.

Algunas ocasiones se limita al valor de la corriente de corto circuito por medio de la introducción intencional de una reactancia en el circuito por medio de reactores limitadores de corriente. Sin embargo, los reactores tienen algunas desventajas. Proveen caídas de voltaje que en el momento de ocurrir una falla o durante el arranque de motores de gran capacidad pueden generar bajos voltajes en el sistema; son consumidores de energía, pueden afectar la regulación de voltaje y también pueden provocar la activación de los dispositivos de bajo voltaje. se deben considerar estas desventajas al decidir entre la especificación de

reactores, interruptores con mayor capacidad de interrupción o fusibles limitadores de corriente.

La forma de conexión entre las fuentes de corto circuito y el punto de falla son los cables o conductores y las barras conductoras, la impedancia de estos elementos limita el valor de la corriente de corto circuito en cantidades variables, dependiente del calibre, naturaleza y longitud del cable y barras.

En ocasiones se limita el valor de la corriente de corto circuito a tierra por medio de resistencias limitadoras insertando una resistencia en la conexión a tierra del neutro de los equipos del sistema, limitándose así la corriente a un amperaje menor.

Las impedancias de las máquinas rotatorias como ya se ha mencionado anteriormente son la reactancia subtransitoria, la reactancia transitoria y la reactancia síncrona y las tres son variables con el tiempo, mientras que las anteriores a estas son fijas.

TÉRMINOS TRANSITORIOS Y ESTACIONARIOS EN CIRCUITOS SERIE RL

Un sistema eléctrico común puede ser concebido como un circuito eléctrico que consta de una resistencia R , una inductancia L y una fuente de voltaje de C.A., esto a causa de que en la realidad es casi imposible encontrar por cuestiones prácticas y económicas un sistema capacitivo. Por lo tanto consideremos que sucede cuando un voltaje de corriente alterna es aplicado a un circuito, como el que se muestra en la figura 2.1 que tiene valores constantes de resistencia e inductancia.

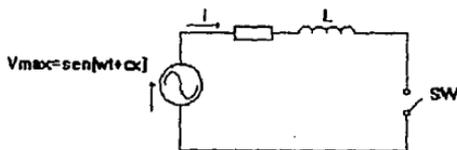


Figura 2.1.

La segunda ley de Kirchoff dice que un circuito en serie que contiene solo una resistencia y una inductancia, la suma de las caídas de voltaje a través del inductor ($L(di/dt)$) y del resistor (iR) es igual a la tensión ($E(t)$) aplicado al circuito de la fig. 2.1 se obtiene la ecuación diferencial lineal para la corriente $i(t)$

$$V_{max} \sin(\omega t + \alpha) = Ri + L \frac{di}{dt} \dots (2.1)$$

La solución a esta ecuación diferencial es:

$$i = \frac{V_{max}}{|Z|} \left[\sin(\omega t + \alpha - \theta) - e^{-Rt/L} \sin(\alpha - \theta) \right] \dots (2.2)$$

El primer término de la ecuación 2.2 varía senoidalmente con el tiempo. El segundo término es aperiódico y decae exponencialmente con una constante de tiempo L/R . Nótese que cuando $t \rightarrow \infty$ el segundo término de la ecuación 2.2 tiende a cero. A un término como este se le llama usualmente término transitorio o componente de corriente directa de la corriente. Mientras que al término senoidal se le denomina parte estacionaria o estable de la corriente en un circuito RL cuando se tiene un voltaje aplicado.

SIMETRÍA Y ASIMETRÍA DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

Las ondas de corriente de corto circuito en los sistemas industriales, son principalmente de forma senoidal. La resistencia de los circuitos de potencia normales es de poca importancia en comparación con su reactancia, además, cuando ocurre un corto circuito, la mayor parte de la resistencia se elimina permaneciendo un circuito altamente reactivo.

Si en este circuito ocurre una falla en el instante del voltaje pico de la onda, la corriente de corto circuito comienza casi en cero y su onda senoidal que debe estar 90 grados fuera de fase con respecto al voltaje, véase la figura 2.2

Recordemos la ecuación 2.2 que nos describe un circuito RL con una fuente de voltaje de C.A. :

$$i = \frac{V_{max}}{|Z|} \left[\sin(\omega t + \alpha - \phi) - e^{-Rt/L} \sin(\alpha - \phi) \right] \dots (2.2)$$

Nótese que el término de corriente directa no existe si el valor de la onda senoidal de voltaje es tal que $\alpha - \phi = 0$ ó $\alpha - \phi = \pi$

Si el corto circuito ocurre en el punto cero de la onda de voltaje, la corriente, también se inicia en cero, no se puede incrementar con el voltaje ni permanecer en fase con él. La onda de corriente debe retrasarse 90 grados con respecto al voltaje y por lo tanto se desplaza del eje cero. A medida que el voltaje se aproxima a su pico, la onda de corriente continúa incrementándose hasta que el voltaje se vuelve a cero, produciendo una corriente de corto circuito totalmente asimétrica, véase figura 2.3.

Obsérvese la ecuación 2.2 si el valor de la onda de voltaje es tal que $\alpha - \phi = \pm \pi/2$, la componente de corriente directa tiene su valor inicial máximo el cual es igual al valor máximo de la componente senoidal.

Se puede concebir la corriente asimétrica total como una corriente simétrica que tiene sobrepuesta una componente de corriente continua figura 2.4. La componente de corriente continua representa el desplazamiento de la onda senoidal desde el eje cero. Un corto circuito se puede presentar en cualquier punto entre los valores cero y pico de voltaje. El desplazamiento de la onda de corriente de corto circuito tiene lugar entre los dos extremos, dependiendo del punto de la onda del voltaje en el cual ocurre el corto circuito, figura 2.5

Todo circuito real tiene resistencia, y ésta causa que la componente de corriente continua disminuya a cero varios ciclos después que se inicia una falla. El efecto resultante es la transformación de una corriente inicial asimétrica a una corriente simétrica. Se considera que la componente de corriente continua se genera en el sistema de C.A. y no por alguna

fuente externa. Por lo tanto, su energía se disipará como una pérdida de I^2R en la resistencia del circuito véase figura 2.6; como se puede observar en la ecuación 2.2 la componente de corriente continua decaerá exponencialmente a cero.

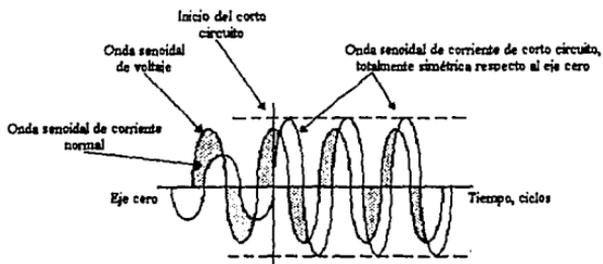


Figura 2.2 cuando el corto circuito ocurre en el instante de un voltaje pico, y el corto circuito es totalmente reactivo, la onda de corto circuito es simétrica respecto al eje cero

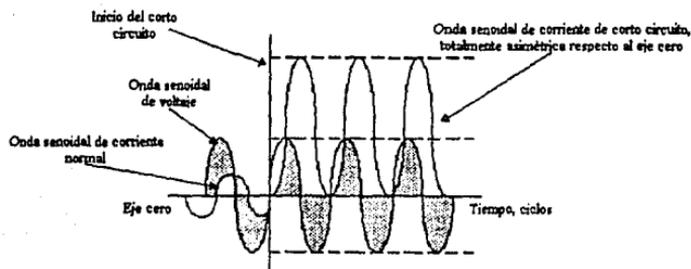


Figura 2.3 cuando el corto circuito ocurre a un voltaje cero y el corto circuito es totalmente reactivo, la onda de corto circuito no tiene simetría con respecto al eje cero.

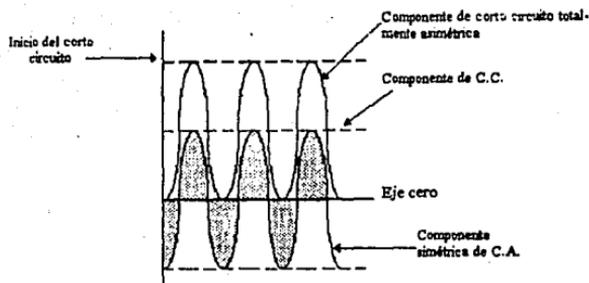


Figura 2.4 la corriente asimétrica de corto circuito se puede concebir como la suma de la corriente alterna simétrica y una componente de C.C. superpuesta a ella

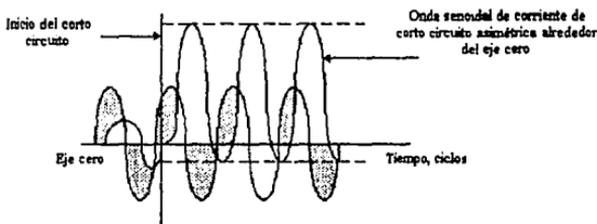


Figura 2.5 en un circuito real, el corto circuito ocurre con frecuencia en algún punto entre los valores cero y pico de la onda de voltaje. El circuito mostrado es totalmente reactivo.

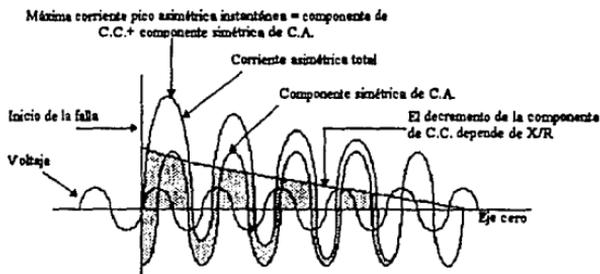


Figura 2.6 la componente de C.C. en un circuito real disminuye con el tiempo debido a la presencia de alguna resistencia. La corriente asimétrica inicial cambia a corriente simétrica.

LA RELACIÓN X/R DEL SISTEMA

La relación X/R es la relación de la reactancia a la resistencia del circuito considerado. La disminución ó decremento de la componente de corriente continua depende de la relación X/R. X corresponde a la reactancia y R a la resistencia de todos los componentes del circuito entre la fuente y la falla. Si $R=0$, la relación es infinitiva y la componente de corriente continua nunca disminuye. Si $X=0$, la relación es cero y la componente de corriente continua disminuye con el transcurso del tiempo a cero, dependiendo la duración de este lapso de la relación específica X/R. A mayor reactancia con respecto a la resistencia, más tiempo tardará en disminuir la componente de corriente continua.

Es más importante calcular con precisión la corriente asimétrica (rnc) existente en diferentes instantes después del inicio de la falla; se deben conocer los datos exactos de la velocidad variación de las reactancias aparentes de los generadores y los datos del decremento de las componentes de corriente continua. La obtención de los componentes de corriente continua, se simplifica mediante el uso de multiplicadores aceptados. Estos multiplicadores convierten los amperes rnc simétricos calculados a amperes (rnc) asimétricos, incluyendo la componente de corriente continua.

TIPOS DE FALLAS A ESTUDIAR

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

- Falla de fase a tierra, que se presenta cuando una fase se une físicamente con la tierra solo a través del bajo valor de la impedancia de los cables ver figura 2.7.

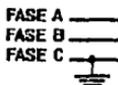


Figura 2.7 falla de fase a tierra.

- Falla entre dos fases que es la que se presenta cuando dos fases entran en contacto físico solo a través del bajo valor de la impedancia de los cables. ver figura 2.8.

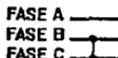


Figura 2.8 falla entre dos fases.

- Falla de dos fases a tierra, esta falla ocurre cuando dos fases entran en contacto con la tierra físicamente solo a través del bajo valor de la impedancia de los cables ver figura 2.9.

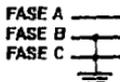


Figura 2.9 falla de dos fases a tierra.

- Falla trifásica, éste tipo de falla se presenta cuando las tres fases se unen físicamente solo a través del bajo valor de impedancia de los cables ver figura 2.10.

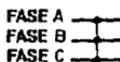


Figura 2.10 falla trifásica.

En los sistemas eléctricos se puede observar que en términos generales la falla por corto circuito que tiene la probabilidad de ocurrencia mayor, es la denominada falla de fase a tierra y en orden descendente seguiría la de fase a fase quedando en último término la falla trifásica cuya ocurrencia se presenta principalmente por causas accidentales.

Con propósito de determinación de las características del equipo de protección así como la protección misma y los estudios de esfuerzos electrodinámicos en una subestación eléctrica normalmente se efectúan estudios de corto circuito para fallas:

- De fase a tierra.
- Trifásicas.

La primera por ser la más probable de ocurrir como ya se mencionó, y la segunda, porque a pesar de ser la menos probable en ocurrencia es la que puede someter a los equipos, máquinas y aparatos a los esfuerzos más severos y además desde el punto de vista analítico resulta la más fácil de estudiar y sus resultados son bastante satisfactorios para las distintas aplicaciones especialmente en instalaciones eléctricas industriales y comerciales.

Por las razones anteriores sólo se pondrá atención al estudio de corto circuito para fallas trifásicas sin que esto quiera decir que las otras fallas no tengan importancia alguna.

DIAGRAMAS UNIFILARES Y SU SIMBOLOGÍA, SISTEMAS O ARREGLOS ELÉCTRICOS Y SISTEMA UTILIZADO POR PEMEX

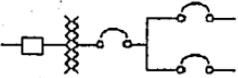
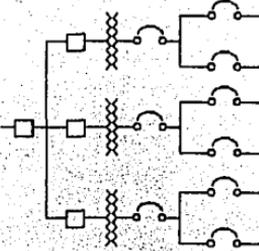
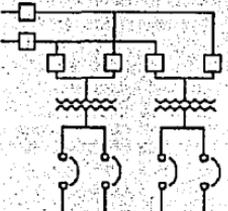
Un diagrama unifilar es la representación de un sistema eléctrico mediante una sola línea, empleando símbolos convencionales, mostrando las interconexiones y partes componentes de un circuito ó sistema eléctrico, la simbología utilizada por los diagramas unifilares se muestra a continuación. En el estudio de sistemas eléctricos de potencia, industriales y comerciales, el uso de los diagramas unifilares representa un elemento básico así como también para el diseño de estos. Por lo general los sistemas eléctricos son trifásicos por lo

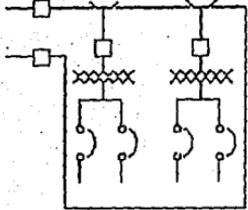
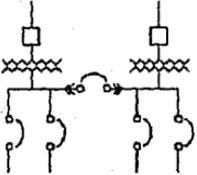
Simbología:

	COMBINACION CONTACTOR-FUSIBLE DE POTENCIA.		RECTIFICADOR.
	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO.		INVERSOR.
	INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO.		BANCO DE BATERIAS.
	COMBINACION ARRANCADOR-INTERRUPTOR		INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA.
	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION Y POTENCIA.		LAMPARA PILDTO.
	INTERRUPTOR DE POTENCIA.		ESTACION DE BOTONES.
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE, TIPO BARRA.		MOTOR ELECTRICO
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE, TIPO VENTANA.		VOLTIMETRO.
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL.		SELECTOR DE VOLTIMETRO.
	FUSIBLE PARA CONTROL.		AMPERMETRO.
	RELEVADOR CONTRA SOBRECORRIENTE ALTERNIA, CON RETARDO.		SELECTOR DE AMPERMETRO
	INTERRUPTOR SELECTOR		RESISTENCIA CALEFACTORA. <small>(20A - 250 WATTOS, 110 - 220 VAB. 50/60)</small>
	FOTOCELDA.		RELEVADOR POR DISMINUCION DE VOLTAJE.
	TABLERO DE DISTRIBUCION.		RELEVADOR TERMICO.
			RELEVADOR AUXILIAR
			RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE PARA FALLA DE ARQUEO.
			RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO Y CON RETARDO DE TIEMPO
			RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE FALLA A TIERRA.
			CONTACTO TRIFASICO
			BOBINA DE CONTACTOR.
			SISTEMA PARA DETECTAR FALLAS A TIERRA.
			TABLERO DE TRANSFERENCIA.

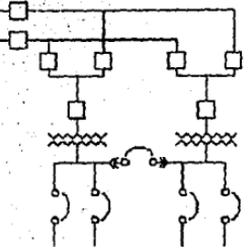
FALLA DE ORIGEN

tanto el representar un sistema trifásico por medio de un diagrama unifilar facilita el estudio del sistema. El objetivo del diagrama unifilar es que el diseñador desarrolle sus ideas por un medio simple y pueda comunicar en forma simple a otros sus ideas. La distribución de potencia en sistemas industriales se realiza a partir de arreglos desarrollados para satisfacer la demanda de energía eléctrica dependiendo de la eficiencia que se requiera, algunos de los arreglos posibles son:

SISTEMA	VENTAJAS Y USOS	DESVENTAJAS
<p>1.- Radial</p> 	<p>El mas económico operación simple y expansión simple satisfactorio para pequeñas industrias, donde el proceso puede interrumpirse y la planta puede alimentarse con un solo transformador.</p>	<p>Confiabilidad baja si no se usan elementos de muy buena calidad.</p> <p>Una falla de cualquier elemento deja fuera el sistema. El equipo debe desconectarse para mantenimiento rutinario</p>
<p>2.- Radial expandido</p> 	<p>Mismas que en el caso anterior.</p> <p>Se utiliza cuando la magnitud de la carga requiere usar mas transformadores.</p>	<p>Mismas que en el caso anterior</p>
<p>3.- Sistema primario selectivo</p> 	<p>Se tiene dos fuentes distintas de alimentación en el primario.</p> <p>Se puede dar un mejor mantenimiento al equipo primario de buses e interruptores.</p>	<p>Mas costoso que el radial.</p> <p>Desventaja de falla en transformador o en tablero secundario.</p>

SISTEMA	VENTAJAS Y USOS	DESVENTAJAS
<p>4.- Primario en anillo</p> 	<p>Ofrece las mismas ventajas y desventajas del sistema primario selectivo.</p> <p>Ligeramente más económico que el primario selectivo.</p>	<p>Encontrar una falla en un cable del anillo es difícil.</p> <p>Es peligroso porque se puede energizar un punto por dos lados.</p>
<p>5.- Secundario selectivo</p> 	<p>Si falla el sistema primario o el transformador, el servicio no se interrumpe, esto requiere:</p> <ul style="list-style-type: none"> -O sobre dimensionar los transformadores. -O aire forzado durante la emergencia. -O echar fuera carga no esencial. -O sobrecargar un transformador aceptando pérdida en la vida del mismo. <p>Combinado con el primario selectivo es el sistema más confiable.</p>	<p>Más costoso que los anteriores (primario y secundario selectivo).</p> <p>Para dar mantenimiento al tablero de baja tensión requiere echar fuera la carga.</p> <p>Operación más compleja.</p>

El sistema utilizado por PEMEX ya que es el sistema más confiable es el sistema selectivo primario en combinación con el sistema selectivo secundario debido a que los complejos petroquímicos demandan un sistema confiable y gran cantidad de energía eléctrica. En las plantas industriales de PEMEX gran cantidad de motores tienen uno o más motores de reserva, el motor de reserva solo trabajará cuando, el otro pare por algún problema teniendo siempre sólo un motor en operación, por esta razón los buses de los diagramas unifilares de PEMEX indican KW en operación y KW instalados, por lo explicado anteriormente habrá carga que nunca estará requiriendo energía eléctrica que es la resta de los KW instalados menos los KW en operación.

SISTEMA	VENTAJAS Y USOS	DESVENTAJAS
<p data-bbox="174 225 422 260">6. Selectivo primario en combinación con selectivo secundario.</p> 	<p data-bbox="447 225 660 281">Se tienen dos fuentes distintas de alimentación al primario y secundario.</p> <p data-bbox="447 281 660 351">Se puede dar un mejor mantenimiento al equipo primario y secundario de buses e interruptores.</p> <p data-bbox="447 351 660 442">Si falla algún transformador, algún alimentador principal la alimentación no se interrumpe en ningún caso, la carga siempre podrá ser alimentada.</p> <p data-bbox="447 442 660 463">Esto requiere:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="447 463 660 491">-O sobredimensionar los transformadores. <li data-bbox="447 491 660 547">-O aire forzado durante la emergencia para los transformadores. 	<p data-bbox="685 225 884 260">Mayor costo que los sistemas anteriores</p>

SISTEMAS EN POR UNIDAD

El valor en por unidad (p.u.) de cualquier cantidad se define como la relación de esa cantidad a un valor base y expresado en forma decimal. Un valor base es una cantidad cualquiera seleccionada convenientemente. Los parámetros eléctricos se expresan algunas veces como valores en por ciento y otras como valores en por unidad referidos a un valor base.

Cuando se realizan cálculos eléctricos el emplear valores en por ciento tiene una desventaja sobre los valores en por unidad, ya que el producto de dos cantidades expresadas en por unidad se expresa así mismo en por unidad, mientras que el producto de dos cantidades expresadas en por ciento debe dividirse entre 100 para obtener el resultado en por ciento. Para estudiar el comportamiento de los sistemas eléctricos se usa convenientemente una representación en por unidad de voltaje, corriente, impedancia así como de las potencias reales, reactivas y aparentes. En el análisis de los sistemas eléctricos, el voltaje nominal de las líneas y de los equipos es siempre conocida, por lo que el voltaje es un parámetro conveniente para seleccionarlo como base, una segunda base que normalmente se selecciona es la potencia aparente (voltamperios) ya que esta cantidad también es conocida en los equipos.

La misma potencia base se usa en todas las partes del sistema, no así el voltaje base que al seleccionar lo arbitrariamente un punto, todos los demás voltajes del sistema deberán relacionarse con éste por la relación de vueltas de los transformadores en el sistema.

Las cantidades base son cantidades escalares, por lo que no requieren rotación fasorial para su manejo de manera que si se usa el subíndice (b) para expresar estas cantidades, se puede escribir en la forma siguiente:

Se designara al valor en por unidad con las siglas: p.u.

Potencia base:

$$KVA_b = \sqrt{3}KV_b I_b \dots (2.3)$$

Corriente base:

$$I_b = \frac{KVA_b}{\sqrt{3}KV_b} \dots (2.4)$$

Impedancia base:

$$Z_b = \frac{(KV_b^2)(1000)}{KVA_b} \dots (2.5)$$

Si se expresa la potencia en MVA:

$$Z_b = \frac{KV_b^2}{MVA_b} \dots (2.6)$$

El voltaje de fase a fase es el utilizado como base entonces:

$$Z_{pu} = \frac{Z(\Omega)}{Z_b(\Omega)} = \frac{Z(\Omega)MVA_b}{(KV_b)^2} \dots (2.7)$$

6

$$Z_{pu} = \frac{Z(\Omega)KVA_b}{1000(KV_b)^2} \dots (2.8)$$

Si Z se requiere en porciento: $Z\% = Z_{pu} \times 100 \dots (2.9)$

Si los valores en ohms se obtienen a partir de valores en p.u. o en porciento:

$$Z(\Omega) = \frac{KV_b^2(Z_{pu})}{MVA_b} \dots (2.10)$$

$$Z(\Omega) = \frac{KV_b^2(Z\%)}{100MVA_b} \dots (2.11)$$

CAMBIO DE BASE DE CANTIDADES EN POR UNIDAD O EN PORCIENTO

Las impedancias en por unidad y en por ciento del equipo normalmente se especifican sobre la base del equipo, éstas son generalmente diferentes de la base del sistema de potencia. Las impedancias deben expresarse sobre la misma base para los cálculos en por unidad y por ciento, es necesario convertir todos los valores a una base común seleccionada.

La conversión se puede realizar expresando la impedancia en ohms en dos bases distintas:

$$Z_{1pu} = \frac{Z(\Omega) KVA_1}{1000KV_1^2} \dots (2.12)$$

$$Z_{2pu} = \frac{Z(\Omega) KVA_2}{1000KV_2^2} \dots (2.13)$$

despejando Z_{2pu} y Z_{1pu} e igualando:

$$Z_{2pu} = Z_{1pu} \left(\frac{KVA_2}{KVA_1} \right) \left(\frac{KV_1^2}{KV_2^2} \right) \dots (2.14)$$

Si las relaciones de transformación de los transformadores corresponden a los nominales entonces:

$$Z_{2pu} = Z_{1pu} \frac{KVA_2}{KVA_1} \dots (2.15)$$

donde

$$KVA_2 = KVA_b$$

por lo tanto podemos escribir la fórmula como sigue:

$$Z_{2pu} = Z_{1pu} \frac{KVA_b}{KVA_1} \dots (2.16)$$

donde:

Z_{1pu} = impedancia del equipo en p.u.

KVA_b = KVA de base.

KVA_1 = KVA del equipo.

MÉTODOS DE CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO DIFERENCIAS Y SIMILITUDES

Existen varios métodos que permiten determinar las corrientes de corto circuito en un sistema eléctrico. En general todos los métodos cuentan con cuatro pasos básicos:

- 1.- Partir de un diagrama unifilar en el cual se muestren los datos necesarios para el cálculo como son los MVA, la impedancia, el voltaje, etc.
- 2.- Convertir los componentes del sistema a valores en ohms, MVA, en por unidad, etc. dependiendo del método de cálculo, que serán utilizados en el paso siguiente.
- 3.- Reducción de los diagramas unifilares en ohms, MVA, o en por unidad dependiendo del método de cálculo a un solo valor equivalente en el punto de falla mediante la combinación de los elementos en serie y en paralelo.
- 4.- Calcular las corrientes de corto circuito con las fórmulas apropiadas para cada método pero que están basadas en las fórmulas del método de las componentes simétricas.

Los cálculos mas complejos proporcionan mayor exactitud, para comprender las diferencias que existen entre los distintos métodos de cálculo de corrientes de falla a continuación se describen brevemente las características principales de cada uno.

Método de las componentes simétricas

La mayoría de los métodos de cálculo de las corrientes de corto circuito se basan en el método de las componentes simétricas. este método se basa en el siguiente principio: todo sistema desequilibrado, representado por tres fasores desequilibrados, puede substituirse por la suma de tres sistemas de fasores simétricos, un sistema de secuencia positiva, un sistema de secuencia negativa y un sistema de secuencia cero, que constituyen las componentes simétricas del sistema desequilibrado; hasta aquí dejaremos la discusión acerca de este método ya que no es propósito de este trabajo abundar en este tema.

Método por unidad.

En este método la característica principal es que las reactancias de un circuito son convertidas a una relación con base en un número convenientemente elegido, siendo este número base un valor en KVA frecuentemente de mayor capacidad en el sistema eléctrico y es un número entero como 1000 KVA ó 10000 KVA. A diferencia de otros métodos las reactancias expresadas en por unidad (p.u.) se pueden combinar fácilmente si se usa mas de un nivel de voltaje no es necesario efectuar la conversión de un voltaje a otro.

Método ohmico.

En este método el valor de las reactancias en ohms deben estar convertidas a un voltaje base pero debido a que se trabaja con cifras muy pequeñas no es ampliamente usado ya que estas conversiones generan mas complicaciones y errores.

Método de los MVA.

En este método se convierten todos los componentes del diagrama unifilar del sistema a sus MVA de corto circuito, para lo cual se divide para cada componente sus MVA entre su reactancia en por unidad. A diferencia de otros métodos, el método de los MVA no requiere

de una base común en MVA, KVA o KV y tampoco es necesario cambiar las impedancias base, es un método muy rápido y de gran utilidad si no se requieren resultados exactos.

Método E/X corregido.

Este método se basa en el método de las componentes simétricas siendo su principal diferencia con lo demás métodos el cálculo de 3 corrientes de corto circuito para un mismo punto en falla en 3 diferentes instantes durante una falla, que se realiza por medio del uso de dos reactancias que aparecen en diferentes instantes en las máquinas rotatorias eléctricas durante un corto circuito, como ya se ha mencionado, siendo estas reactancias, la reactancia subtransitoria y transitoria, la primera afectada por dos factores, se obtienen 3 redes con reactancias diferentes que son reducidas para obtener las corrientes de corto circuito en 3 tiempos diferentes.

FALLA DE ORIGEN

CAPÍTULO 3

CAPÍTULO 3

PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO TRIFÁSICO DE LA UNIDAD DE DESINTEGRACIÓN CATALÍTICA FLUIDA CADEREYTA, N. L. EMPLEANDO EL MÉTODO E/X CORREGIDO CON AJUSTE DE LOS DECREMENTOS DE C. A. Y C. D. (DE ACUERDO A LO ESTABLECIDO EN EL ESTÁNDAR ANSI/IEEE C37.010-1979 Y A LAS RECOMENDACIONES DEL STD 141-1986 DEL IEEE, LIBRO ROJO)

Este procedimiento involucra ciertos pasos para la aplicación de factores en el cálculo de E/X , con el objeto de determinar la corriente total en el momento de separación de los contactos del interruptor. Dichos factores dependen del punto del sistema en el que ocurre el corto circuito, y de la relación X/R del sistema vista desde ese punto.

Para la determinación de la relación X/R del sistema, debe tomarse en cuenta que no hay una forma completamente precisa de combinar dos circuitos paralelos con valores diferentes de X/R para obtener un solo circuito con un valor de X/R . La corriente de varios circuitos es la suma de varios términos exponencialmente diferentes, normalmente con exponentes diferentes, mientras que la de un solo circuito contiene solamente uno de dichos términos. Para fines prácticos, el procedimiento de reducir la reactancia a un valor único despreciando completamente las resistencias y reducir la resistencia a un valor único despreciando completamente las reactancias, da en general, resultados más exactos que cualquier otro procedimiento razonablemente simple. Además el error para casos prácticos no resulta ser significativo.

En los casos donde se haga un cálculo E/Z es aceptable sustituir Z/R por X/R tomando en cuenta que R es obtenida de una reducción separada de resistencia despreciando las reactancias.

PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO

El procedimiento para calcular la corriente de corto circuito consiste de los siguientes pasos:

- (1) Preparar diagramas del sistema.
- (2) Recolectar los datos de los elementos del sistema.
- (3) Convertir las reactancias y resistencias a una potencia base.
- (4) Calcular la corriente de corto circuito.

(1) PREPARACIÓN DE DIAGRAMAS UNIFILARES

En los diagramas unifilares se deberá mostrar lo siguiente:

- (a) La contribución en MVA, al corto circuito, de la CFE ó de cualquier sistema interconectado.
- (b) Las reactancias X_d' y X_d'' y la capacidad en MVA de los generadores.
- (c) -Los motores en alta tensión indicando su potencia y su reactancia.
-El grupo de motores mayores o iguales a 50 HP indicando la suma en HP del grupo de motores así como su reactancia respectiva.
-El grupo de motores menores de 50 HP indicando la suma en HP del grupo de motores así como su reactancia respectiva.
- (d) Todas las reactancias de los transformadores, mostrando sus capacidades en KVA y la relación de voltajes.
- (e) Las reactancias de los reactores y su capacidad en KVA.
- (f) Desprecie las reactancias de los buses y transformadores de corriente.

Nota:

El diagrama deberá mostrar únicamente reactancias y para el cálculo de la relación X/R deberá prepararse un diagrama de resistencias mostrando únicamente las resistencias de todos los elementos del sistema, incluyendo los cables.

(2) RECOLECCIÓN DE LOS DATOS DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA

Se deberá obtener del fabricante los valores específicos, las constantes (reactancias, resistencias, X/R , etc.) de los diferentes equipos del sistema, pero en caso de que no sea posible conseguirlos úsese los valores que se dan en las siguientes tablas:

- Tabla 3.1.- Datos de impedancia para transformadores trifásicos con primario de hasta 15000 volts y secundarios de 600 volts o menores.
- Tabla 3.2.- Datos de impedancia para transformadores con secundarios de 2400 volts o mayores (750-60000 KVA).
- Tabla 3.3.- Datos para transformadores de subestaciones integrales y unitarias.
- Tabla 3.4.- Rangos y valores típicos de relaciones X/R de los componentes de un sistema.
Gráfica 3.1.- Relación X/R para transformadores autoenfriados.
Gráfica 3.2.- Relación X/R para transformadores de potencia.
Gráfica 3.3.- Relación X/R para motores de inducción trifásicos.
Gráfica 3.4.- Relación X/R para generadores pequeños y motores síncronos.
- Tabla 3.5.- Cédula de conductores y tubería.
- Tabla 3.6.- Tabla de datos de fabricante de conductores CONDUMEX.
- Tabla 3.7.- Factores de espaciamento para conductores en pulgadas.

- Tabla 3.8.- Factores de espaciamiento para conductores en pies.
 Tabla 3.9.- Constantes para conductores de cobre.
 Tabla 3.10.- Valores típicos de reactancias para maquinas rotatorias.
 Tabla 3.11.- Factores de multiplicación para maquinas rotatorias.
 Tabla 3.12.- Factores de multiplicación para redes combinadas de maquinas rotatorias.

(3) CONVERSIÓN DE REACTANCIAS Y RESISTENCIAS A UNA POTENCIA BASE Y COMBINACIÓN DE ÉSTAS

Todas las fuentes de corto circuito deberán convertirse a reactancias en por unidad, así como las reactancias de todos los elementos pasivos del sistema, por medio de las siguientes fórmulas, en una potencia base deseada.

Corriente base:

$$I_b = \frac{KVA_b}{\sqrt{3}KV_b} \dots (2.4)$$

Reactancia base:

$$X_b = \frac{(KV_b^2)(1000)}{KVA_b} \dots (2.5)$$

Reactancia en p.u.:

$$X_{pu} = \frac{X(\Omega)KVA_b}{1000(KV_b)^2} \dots (2.8)$$

6

$$X_{2pu} = X_{1pu} \frac{KVA_b}{KVA_1} \dots (2.16)$$

El siguiente paso consiste en combinar las reactancias, y donde sea aplicable las resistencias, al punto de falla, en una reactancia, o resistencia, equivalente. Una vez que todas las reactancias se convierten a valores unitarios sobre la base elegida, se deben combinar en serie y en paralelo para obtener la reactancia unitaria total equivalente.

(4) CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

Para el cálculo de la corriente de corto circuito se utilizan las expresiones producto del análisis de circuitos eléctricos, que son las mismas para los diferentes diagramas de impedancias y que corresponden a los diferentes instantes del análisis, en el primer ciclo, en el instante en el que se lleva a cabo la interrupción, o en cualquier otro momento en el cual actúen los relevadores de protección con retardo de tiempo.

La potencia simétrica de corto circuito se calcula de la siguiente forma:

$$KVA_{cc} = \frac{KV A_b}{Z_{eqm}} \dots (3.1)$$

La corriente de falla resulta:

$$I_{cc} = \frac{KVA_{cc}}{\sqrt{3}KV_b} \dots (3.2)$$

También:

$$I_{cc} = I_{cqm} I_b \dots (3.3)$$

$$I_{cc} = \frac{KV A_b}{Z_{eqm} \sqrt{3}KV_b} \dots (3.4)$$

El método consiste básicamente en la aplicación de ciertos factores de multiplicación sobre el cálculo de las corrientes de corto circuito, mismos que dependen del punto del sistema en el cual se analiza la falla, de la relación X/R de los equivalentes correspondientes del sistema reducido, tiempo en que se inicia la apertura de los contactos primarios del interruptor y uso de la corriente calculada.

Este método considera la elaboración de tres redes (circuitos equivalentes del sistema eléctrico) para los cálculos de las corrientes de corto circuito en 3 tiempos diferentes, la diferencia entre cada red es el valor de la impedancia de las máquinas eléctricas rotatorias, el cual varía en función de la red.

1) Primer cálculo

Su finalidad consiste en obtener las corrientes de corto circuito momentáneas que circulan durante el primer ciclo después de haber ocurrido la falla, útiles en la selección de fusibles e interruptores en media, alta y baja tensión, así como para el ajuste instantáneo de relevadores de sobrecorriente; para elaborar esta red deberán tomarse en cuenta los valores subtransitorios de todas las fuentes de corriente que contribuyen al corto circuito afectados por los factores indicados en las tablas 3.11 y 3.12, y los elementos estáticos.

II) Segundo cálculo

Para obtener la corriente interruptiva de corto circuito que ocurre en el momento en que los contactos del interruptor inician su apertura, útiles en la selección de interruptores en media y alta tensión (arriba de 1 Kv.). Durante la elaboración de esta red se deberán afectar las impedancias subtransitorias de las máquinas rotatorias por los factores indicados en las tablas 3.11 y 3.12.

III) Tercer cálculo

Para obtener los valores de las corrientes de corto circuito útiles para realizar el cálculo de los ajustes y la coordinación de relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo (mayor a 6 ciclos). El circuito equivalente de la red que se utiliza, deberá elaborarse considerando únicamente los valores de impedancia transitoria de los generadores e impedancias de los equipos estáticos (cables, transformadores, reactores, etc.) instalados entre ellos y los puntos de falla, despreciando la contribución de todos los motores de inducción. El factor de multiplicación para esta red es de 1.0 para todos los casos.

Estos cálculos tienen los mismos elementos básicos excepto por las reactancias de las máquinas giratorias. La forma de llevar a cabo cada uno de los cálculos antes mencionados es la siguiente:

I) Primer cálculo (Capacidad momentánea)

a) Dibuje el diagrama de reactancias del sistema eléctrico a tratar, utilizando los valores de reactancia subtransitoria convertidos a una potencia base y en por unidad (pu), tal y como se indican en el punto 3 anterior, y afectados por los factores que se indican en las tablas 3.11 y 3.12.

b) Obtenga la reactancia equivalente en los buses donde se desea realizar el cálculo. Este paso se logra reduciendo las combinaciones serie o paralelo, tal y como se indica en el punto 3 anterior.

c) Divida el voltaje de operación en pu en el punto de falla, (asuma 1 si no se tiene el dato disponible) entre la reactancia equivalente del bus correspondiente y multiplique por la corriente base para obtener la componente simétrica de la corriente momentánea.

Para fallas trifásicas:

$$I_{MFT} = \frac{E_{pu}}{X'_{pu}} I_b \dots (3.5)$$

Para fallas monofásicas:

$$I_{MFT} = \frac{3E_{pu}}{2X'_1 + X_0} I_b \dots (3.6)$$

donde:

I_{MT} = Corriente momentánea simétrica trifásica.

I_{MRT} = Corriente momentánea simétrica monofásica.

X'_{pu} = Reactancia equivalente en el bus.

$X_1 = X'_{pu}$ = Reactancia de secuencia positiva equivalente en el bus de falla.

X_0 = Reactancia de secuencia cero equivalente en el bus de falla.

I_b = Corriente base.

$$E_{pu} = \frac{\text{Tensión nominal máxima}}{\text{Tensión nominal de operación}} \dots (3.7)$$

Asuma $E_{pu} = 1$ si no tiene el dato disponible.

Estos valores de corriente deben de ser comparados con las capacidades interruptivas de fusibles en media, alta y baja tensión y únicamente para interruptores de baja tensión.

d) Obtener las corrientes de corto circuito asimétricas para ser comparadas únicamente con las capacidades de cierre y sostén (Closing and Latching) de interruptores de media y alta tensión (capacidades base posteriores a 1964) o capacidades momentáneas (capacidades base antes de 1964) son encontradas usando un factor multiplicador de 1.6 de acuerdo al ANSI/IEEE C37.5 de 1979. Estas corrientes de corto circuito asimétrico momentáneo se calculan mediante la siguiente fórmula:

Para fallas trifásicas:

$$I_{MT} = I_{MRT} \times f \dots (3.8)$$

Para fallas monofásicas:

$$I_{MRT} = I_{MRT} \times f \dots (3.9)$$

donde:

I_{MT} = Corriente de corto circuito trifásico asimétrico (momentáneo).

I_{MRT} = Corriente de corto circuito monofásico asimétrico (momentáneo).

I_{MS} = Corriente de corto circuito trifásico simétrico (momentáneo).

I_{MRT} = Corriente de corto circuito monofásico simétrico (momentáneo).

f = Factor multiplicador.

Estas corrientes de corto circuito asimétrico también son necesarias para compararlas con las capacidades de corriente (rms) de fusibles en media y alta tensión, de acuerdo a lo establecido en el ANSI/IEEE C37.41/1981, es necesario aplicar un factor de 1.55 y como un caso especial si la tensión en el bus donde se encuentre el fusible es menor de 15 Kv. y la relación X/R es menor de 4 aplicar un factor de 1.2.

II) Segundo cálculo (Capacidad interruptiva)

a) Dibuje el diagrama de reactancias del sistema eléctrico a tratar, utilizando los valores de reactancia subtransitoria convertidas a una potencia base y en por unidad (pu), tal y como se indica en el punto 3 anterior, y afectados por los factores que se indican en las tablas 3.11 y 3.12.

b) Obtenga la reactancia equivalente en los buses donde desea realizar el cálculo. Este paso se logra reduciendo las combinaciones serie o paralelo, tal como se indica en el punto 3 anterior.

c) Realice los dos incisos anteriores pero utilizando los valores de las resistencias en vez de reactancias.

d) Determine la relación X/R, dividiendo la reactancia equivalente entre la resistencia equivalente, del bus de falla deseado.

e) Determine el factor multiplicador (f) de las figuras 3.26, 3.27, 3.28 y 3.29 para corregir la corriente E/X.

Las curvas de las figuras 3.26 y 3.27 se usarán para la comprobación de la capacidad interruptiva de interruptores antiguos que tengan un tiempo de interrupción de 8 ciclos y un tiempo de separación entre contactos de 4 ciclos.

La corriente (rms) asimétrica interruptiva total deberá compararse con la capacidad interruptiva de interruptores evaluados en la base antigua de corriente (rms) total (pre-1964 Rating Base) según la Norma ANSI C37.5/1959.

Las curvas de las figuras 3.28 y 3.29 deberán usarse para la comprobación de las capacidades interruptivas de interruptores modernos.

La corriente (rms) simétrica interruptiva, así determinada, deberá compararse con la capacidad interruptiva simétrica de interruptores evaluados en la base actual de corriente (rms) simétrica (Post-1964 Rating Base), según las Norma ANSI C37.010/1972.

f) Cálculo de la corriente interruptiva mediante la siguiente fórmula:

Para fallas trifásicas:

$$I_{IT} = \frac{E_{pu}}{X_{pu}'} I_b \times f \dots (3.10)$$

Para fallas monofásicas:

$$I_{mT} = \frac{3E_{pu}}{2X_1 + X_0} I_b \times f \dots (3.11)$$

donde:

I_{IT} = Corriente interruptiva simétrica trifásica.

I_{mT} = Corriente interruptiva simétrica monofásica.

X_{pu}' = Reactancia equivalente en el bus.

$X_1 = X_{pu}$ = Reactancia de secuencia positiva equivalente en el bus de falla.

X_0 = Reactancia de secuencia cero equivalente en el bus de falla.

I_b = Corriente base.

f = Factor multiplicador para corregir la corriente (obtenida de las fig. 3.26, 3.27, 3.28 y 3.29)

$$E_{pu} = \frac{\text{Tensión nominal máxima}}{\text{Tensión nominal de operación}} \dots (3.7)$$

Asuma $E_{pu} = 1$ si no tiene el dato disponible.

III) Tercer cálculo (Coordinación de protecciones)

a) Dibuje el diagrama de reactancias del sistema eléctrico a tratar, incluyendo únicamente a los generadores, la reactancia de la compañía suministradora y al equipo estático entre ellos y la falla. Los generadores deberán representarse por su reactancia transitoria. Toda la contribución de los motores deberá omitirse. La componente de corriente continua habrá decaído aproximadamente a cero y no debe considerarse.

b) Obtenga la reactancia equivalente en los buses donde desea realizar el cálculo. este paso se logra reduciendo las combinaciones serie o paralelo, tal y como se indica en el punto 3 anterior.

c) Calcule la corriente (rms) simétrica de corto circuito con la siguiente expresión:

$$I_{scc} = \frac{E_{pu}}{X_{pu}} \dots (3.12)$$

$$I_{sccLT} = \frac{3E_{pu}}{2X_1 + X_0} I_b \dots (3.12b)$$

donde:

I_{scc} = Corriente simétrica de corto circuito trifásica.

I_{sccLT} = Corriente simétrica de corto circuito monofásica.

X_{pu} = Reactancia equivalente en el bus.

$X_1 = X_{pu}$ = Reactancia de secuencia positiva equivalente en el bus de falla.

X_0 = Reactancia de secuencia cero equivalente en el bus de falla.

I_b = Corriente base.

$$E_{pu} = \frac{\text{Tensión nominal máxima}}{\text{Tensión nominal de operación}} \dots (3.7)$$

Asuma $E_{pu} = 1$ si no tiene el dato disponible.

CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO TRIFÁSICAS DE LA UNIDAD DE DESINTEGRACIÓN CATALÍTICA FLUIDA CADEREYTA, NUEVO LEÓN

Como se ha mencionado anteriormente el objetivo del presente trabajo es mostrar claramente y paso a paso el método E/X corregido por decrementos de C.A. y C.D. en el cálculo de las corrientes de corto circuito trifásicas de un sistema industrial real que en este caso es una planta industrial de PEMEX, por lo tanto a continuación se muestra el cálculo de las corrientes de corto circuito trifásicas de éste sistema; se debe mencionar que este cálculo se realizará únicamente para las condiciones más críticas que podrían ocurrir en el sistema industrial y que por consecuencia generarían las mayores contribuciones de corto circuito que al mismo tiempo serían las más destructivas para éste. Algo que es importante mencionar es que éste método es utilizado por el Instituto Mexicano del Petróleo para el cálculo de las corrientes de falla trifásicas.

1) PREPARAR EL DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El diagrama unifilar real del sistema eléctrico se muestra en la figura 3.1.

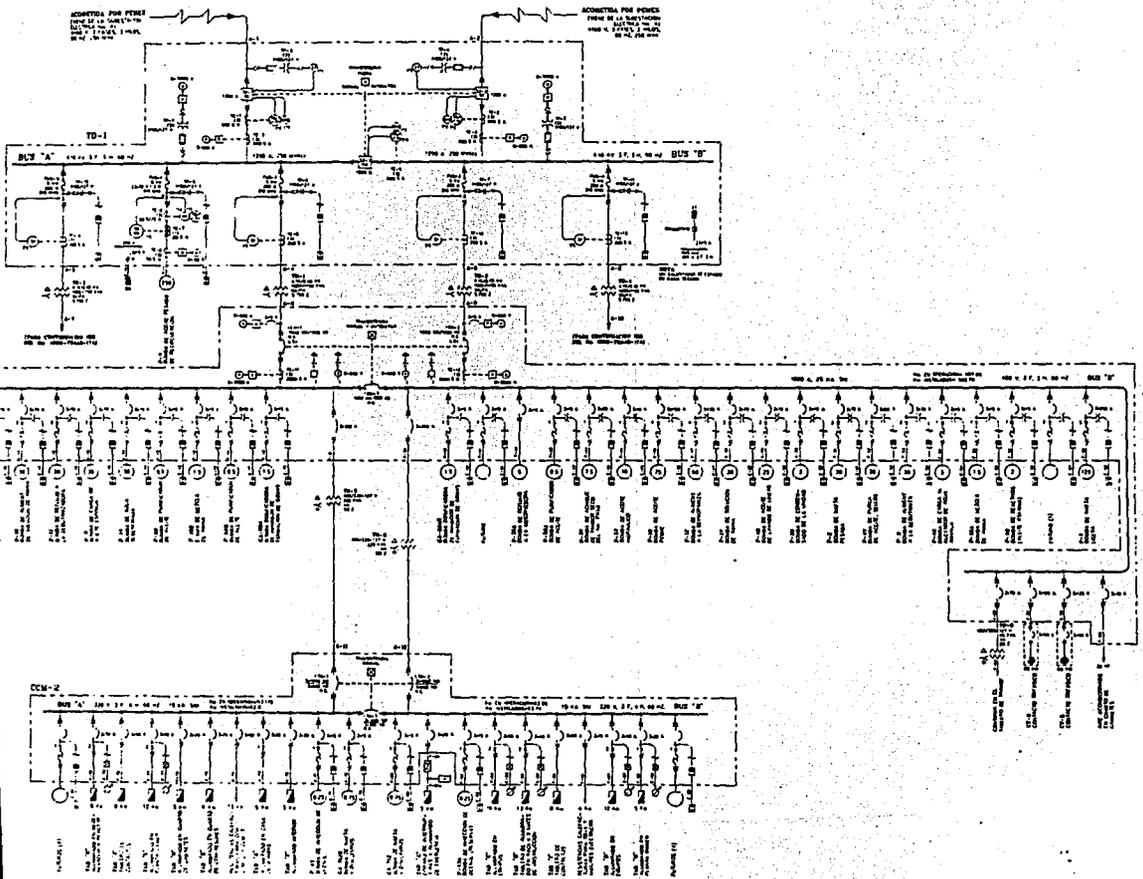
Debido a que éste diagrama unifilar así como la mayoría de los unifilares reales presentan una gran cantidad de motores es necesaria su simplificación ya que con una cantidad tan grande de datos proveniente de los motores se complican el cálculo y requiere de mayor tiempo que en el trabajo profesional es escaso.

El punto 1 inciso C del procedimiento de cálculo de las corrientes de corto circuito nos dice que deberán ser mostrados todos los motores en alta tensión mientras que para motores en baja tensión el grupo de motores de inducción mayores e iguales a 50 HP debe ser indicado mostrando su suma en HP así como su reactancia, así mismo para motores menores de 50 HP; entonces como primer paso a la simplificación del diagrama unifilar se realiza la suma de los HP de los motores de inducción menores de 50 HP y también la suma de los motores iguales y mayores de 50 HP esto debe ser hecho en cada bus de baja tensión.

En el diagrama unifilar los buses se deben enumerar a partir del número 10 en adelante y asignándole al bus de referencia el número cero. De la misma forma se enumerarán cada uno de los elementos: Motores, Transformadores, Líneas, Reactores (en caso de que existan), asignándole el número 1 (uno) al primer elemento y así consecutivamente, tal y como se muestra en la figura 3.2. También se debe recordar que las cargas que no provengan de máquinas eléctricas por ejemplo alumbrado y control no son tomadas en cuenta ya que éstas no aportan corriente de corto circuito.

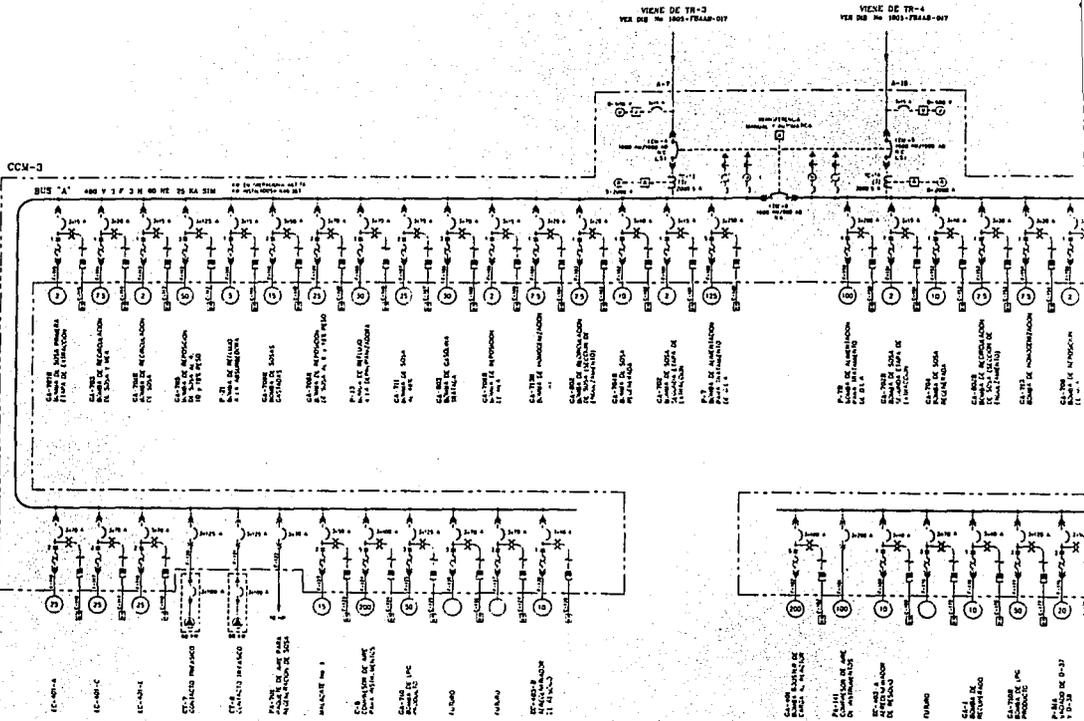
La numeración para el diagrama unifilar de la figura 3.2 se realiza para un solo lado ya que los interruptores de enlace son normalmente abiertos, por lo tanto la numeración sería la misma para el otro extremo.

FALLA DE ORIGEN

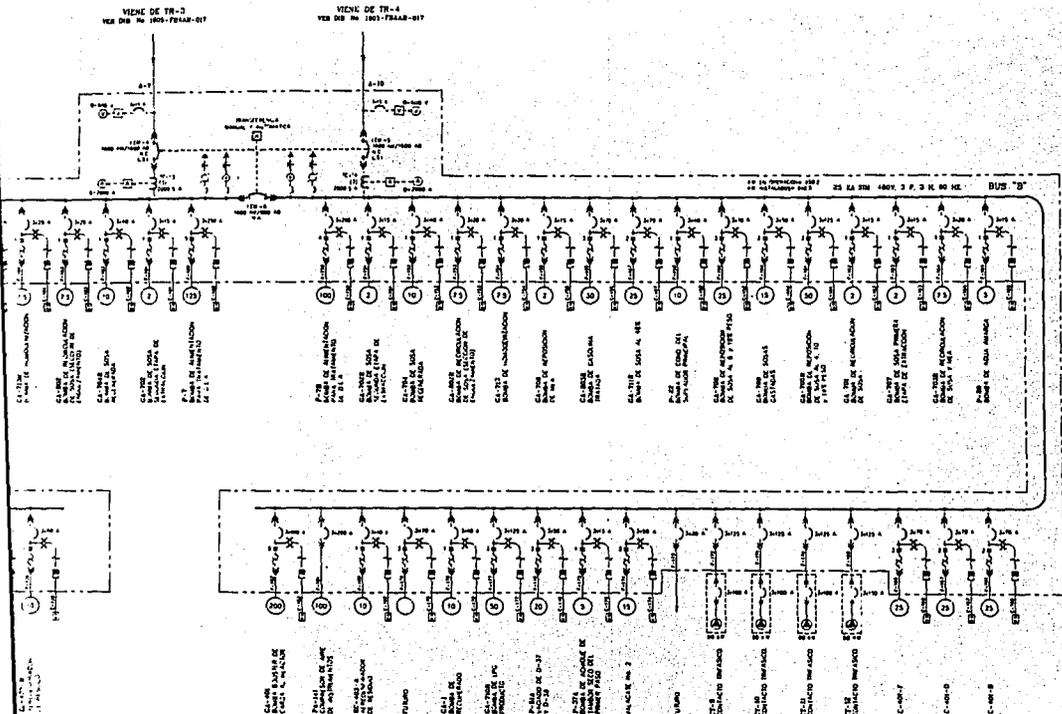


U.N.A.M.
FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN
INGENIERIA MECANICA ELECTRONICA
TESIS PROFESIONAL
1969-70 TIT. DISPOSITIVO DE CONTROL DE UN MOTOR DE INDUCCION
POR ESCOBILLA, MEDIO LEON
JUAN RAMON SANCHEZ JACOMEZ

FALLA DE ORIGEN



FALLA DE ORIGEN



Como se menciono anteriormente el cálculo se realizará para las condiciones más críticas que pueden presentarse en el sistema y que por consecuencia generarán las mayores contribuciones de corto circuito, aún cuando es muy remoto que esto suceda.

La condición más crítica para el sistema aún cuando es la menos posible de ocurrir se presenta cuando sale de servicio un alimentador principal (A2) así como también los transformadores TR-4, TR-2 y TR-6 quedando tanto el alimentador A1 como los transformadores TR-1, TR-3 y TR-5 cargados con los buses unidos a través de los interruptores de enlace S2-3, IEM-3, IEM-6 e ITM-3.

Nuevamente se vuelven a agrupar los motores <50 HP y los motores ≥ 50 HP, a enumerar cada uno de los elementos del sistema y los buses. El diagrama unifilar se muestra en la figura 3.3.

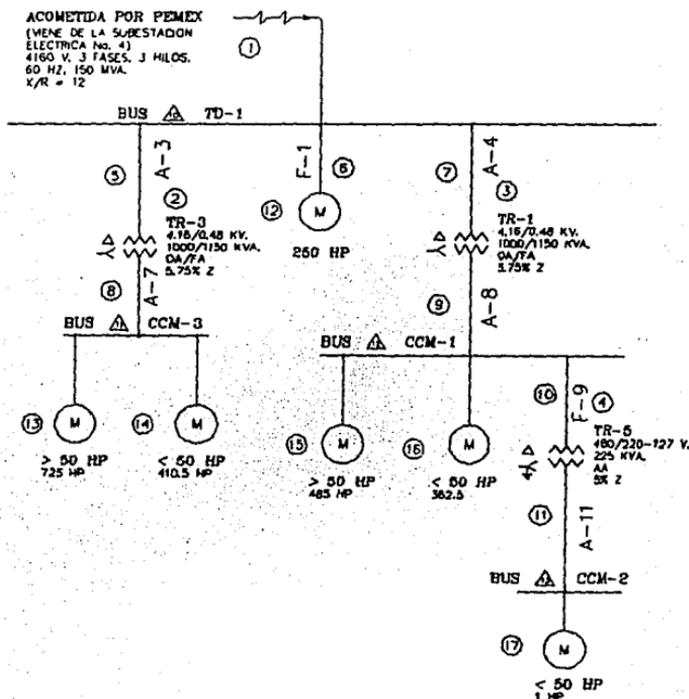


Fig. 3.3 Diagrama unifilar simplificado, primer red.

En este momento aún no se puede dibujar el diagrama unifilar de reactancias ya que no contamos con las reactancias de algunos elementos del sistema, esto sucede regularmente cuando se está realizando un proyecto, por lo general el diseñador eléctrico cuenta con muy poca información acerca de los equipos del sistema. Entonces es necesario el uso de las tablas mencionadas en el punto 2 del procedimiento de cálculo para obtener información acerca de los valores típicos de las reactancias de máquinas giratorias, constantes de conductores, rangos y valores típicos de relaciones X/R de los componentes de un sistema, esto se explicará mejor en el punto 2.

2) RECOLECCIÓN DE LOS DATOS DEL SISTEMA

En el punto 2 del procedimiento de cálculo se dice que se deberán obtener del fabricante los valores específicos de las constantes como son reactancias, resistencias, relaciones X/R etc. de los diferentes equipos del sistema pero cuando se está realizando un proyecto, en ocasiones no se puede recurrir a los fabricantes para obtener datos de sistema ya que aún no se sabe quienes serán los fabricantes de algunos equipos, entonces es necesario el uso de las tablas que contienen valores típicos de constantes de un sistema, este es nuestro caso, donde recolectaremos algunos datos del sistema faltantes. Es importante mencionar que el secreto para la buena realización de un cálculo por el Método E/X Corregido por Decrementos de C.A. y C.D. es el conocimiento de el uso de estas tablas y gráficas que se mencionarán mas adelante. Es necesario mencionar que lo anterior solo ocurre cuando se está diseñando ó cuando el diagrama unifilar no cuenta con todos los datos necesarios para realizar el cálculo de corto circuito.

Ahora se procederá a la recolección de los datos del sistema, se utilizará el valor de 1000 KVA como potencia base $1MVA_b = 1000KVA$.

ELEMENTO NO. 1 (ACOMETIDA)

Voltaje, potencia de corto circuito trifásica y relación X/R

El voltaje es un dato del sistema; la potencia de corto circuito trifásica así como la relación X/R en el punto del suministro de la energía eléctrica es proporcionada por la compañía suministradora a petición del usuario.

Voltaje = 4.16 KV.

Potencia de corto circuito trifásica = 150 MVA.

relación X/R = 12

Reactancia X_1

La reactancia de la compañía suministradora se obtiene a partir de la fórmula 3.13:

$$X_{ca} = \frac{KVAb}{KVA_{cc}} \dots (3.13)$$

donde:

$KVA_b = KVA$ base.

$KVA_{cc} = KVA$ de corto circuito.

$X_{ca} =$ Reactancia subtransitoria de la compañía suministradora.

tomando como potencia base 1 MVA.

$$X_{ca} = \frac{1MVA}{150MVA} = 0.00667 \text{ pu}$$

$$X_{ca} = X_1 = 0.00667$$

$$X_1 = 0.00667$$

ELEMENTO NO. 2 (TRANSFORMADOR TR-3)

Voltaje y potencia nominal y tipo de transformador

Dato del sistema. Los voltajes de los transformadores son valores que se dan con base en los bases de diseño (los bases de diseño es el documento en el que se establecen los requerimientos del sistema donde se instalará la planta y éstas son proporcionadas por el cliente). La potencia nominal y el tipo de transformador se da en base a la carga del sistema y a los requerimientos de diseño del transformador para mantener la carga alimentada sin aumentar, a valores peligrosos su temperatura, respectivamente.

Voltaje = 4.16/0.48 KV

Potencia nominal = 1000 KVA

Transformador tipo 0A/FA

Impedancia Z_2

Dato del sistema. Los valores de impedancia típicos, comúnmente el diseñador eléctrico los obtiene a partir de tablas ya que al empezar un diseño, éste cuenta con escasa información, por lo tanto éstos valores de impedancia pueden ser obtenidos de las tablas 3.1, 3.2 y 3.3 dependiendo de las características del transformador.

Impedancia $Z_2 = 5.75 \%$

Relación X/R

Dato proporcionado por el fabricante. La relación X/R de transformadores puede ser encontrado también a partir de la tabla 3.3 ó las gráficas mencionadas en la tabla 3.4 (Gráficas 3.1 y 3.2) en las cuales basta con saber el tipo de enfriamiento del transformador, su capacidad en MVA y en el caso de gráfica 3.2 también es necesario conocer si la impedancia del transformador es alta, media ó baja. En nuestro caso la relación X/R es un dato proporcionado por el fabricante, el cual por medio de una llamada telefónica ó fax envía la información.

Relación X/R = 8.2424

Reactancia X_2

El procedimiento para el calculo de la reactancia del transformador TR-3 es como sigue.
Tenemos que:

$$Z = \sqrt{X^2 + R^2} \dots (3.14)$$

donde:

Z = Impedancia.

X = Reactancia.

R = Resistencia.

dividiendo la ecuación 3.14 entre X y despejando:

$$X = \frac{Z}{\sqrt{1 + \frac{1}{(X/R)}}} \dots (3.15)$$

$$X = \frac{5.75}{\sqrt{1 + \frac{1}{8.2424}}} = 5.7081$$

$$X = 5.708 \% \quad 6 \quad X_{\%} = \frac{5.708}{100} = 0.05708$$

$$X_2 = 0.05708$$

ELEMENTO NO. 3 (TRANSFORMADOR TR-1)

Para la obtención de los siguientes datos ver procedimiento descrito para el elemento No.

2.

Voltaje = 4.16/0.48 KV

Potencia Nominal = 1000 KVA

tipo OA/FA

Z = 5.75 %

X/R = 9.2439

$X_3 = 0.05717$

Impedance Data for Three-Phase Transformers With Primaries of Up to 15 000 V and Secondaries of 600 V or Less

KVA 3Ø	Suggested X/R	
	Ratio for Calculation	Normal Range of Percent Impedance (see notes)
112.5	3.0	1.6 - 2 Min - 6.2
150.0	3.5	1.5 - 2 Min - 6.4
225.0	4.0	2.0 - 2 Min - 6.6
300.0	4.5	2.0 - 4.1 Min - 6.0
500.0	5.0	2.1 - 4.1 Min - 6.1
750.0	6.0	3.2 - 5.75 - 6.75 - 6.8
1000.0	7.0	3.3 - 5.75 - 6.75 - 8.0
1500.0	7.0	3.5 - 5.75 - 6.75 - 6.8
2000.0	8.0	3.5 - 5.75 - 6.75 - 6.8
2500.0	9.0	3.5 - 5.75 - 6.75 - 6.8

Notes: (1) Undefined values are from ANSI C57.12.10-1977, ANSI C57.12.22-1980, and NEMA 210-1976.

(2) Network transformers with three-position switches have 5.0% Z for 300-1000 KVA, 7.0% Z for 1500-2500 KVA, with two position switches 4.0% Z for 500-750 KVA. See ANSI C57.12-40-1982.

(3) Three-phase banks with three single-phase transformers may have values as low as 1.2%.

Notas: (1) Los valores subrayados provienen del ANSI C57.12.10-1977, ANSI C57.12.22-1980 y NEMA 210-1976.

(2) Transformadores de red con tres posiciones de conmutador tienen 5% Z para 300-1000 KVA, 7% Z para 1500-2500 KVA, con dos posiciones de conmutador 4% Z para 500-750 KVA. Ver ANSI C57.12-40-1982.

(3) Bancos trifásicos con tres transformadores monofásicos pueden tener valores tan bajos como 1.2%.

Tabla 3.1 Datos de impedancia y relación X/R para transformadores trifásicos con primarios de hasta 15000 volts y secundarios de 600 volts o menores.

Data for Three-Phase Transformers With Secondaries of 2400 V or More (750-60 000 KVA).

Primary KV	Primary KV BIL	Standard Percent Impedance (see notes)
2.4 - 22.9	60 - 150	5.5 or 6.5
- 34.4	- 200	6.0 or 7.0
- 43.8	- 250	6.5 or 7.5
- 67.0	- 350	7.0 or 8.0
- 115.0	- 450	7.5 or 8.5
- 138.0	- 550	8.0 or 9.0

Notes: (1) Actual values are generally within 7.5% of the standard values.

(2) Add 0.5% for load tap changing.

(3) Lower values are usually for OA 55°C or 55/65°C rise transformers.

(4) Higher values are usually for OA 65°C rise transformers.

(5) X/R values are similar to those in Table 1. Consult manufacturer or use the values in

(4) for transformers rated over 2500 KVA.

Notas: (1) El valor actual está generalmente dentro de 7.5% de el valor estándar.

(2) Sumar 0.5% por carga por cambio de tap.

(3) Valores menores son usualmente para OA 55°C o transformadores con elevación de temperatura OA 55/65°C.

(4) Mayor valor es usualmente para transformadores con elevación de temperatura OA 65°C.

(5) Los valores X/R son similares a los mostrados en la tabla 3.1, consulte al fabricante o use los valores de

(4) para transformadores con rango o valor mayor de 2500 KVA.

Tabla 3.2 Datos de impedancia para transformadores con secundarios de 2400 volts o mayores (750-60000 KVA).

KVA	TIPO SECO						EN ACRITE		
	440 V		2400-4800 V		6.9-15 KV		2400-1500 V		
	%Z	X/R	%Z	X/R	%Z	X/R	%Z	X/R	
75	3	0.83	6.2	2.15					
112.5	4.16	1.63	4.5	1.77	6.1	1.93			
150	5.5	2.08	4.2	1.95	5.3	2.33			
225	5.9	4.38	4.6	1.75	6.1	2.4	2.0	2.5	
300	4.9	2.5	5.2	3.57	6.0	3.22	4.5	3.0	
500	4.1	3.69	5.3	4.33	6.4	4.43	4.5	3.5	
			2400-15000 V						
			%Z	X/R					
750	5.2	2.88	5.75	5.0			5.75	4.0	
1000	4.7	3.46	5.75	3.7			5.75	4.75	
1500			5.75	6.5			5.75	5.5	
2000			5.75	7.2			5.75	9.0	
2500			5.75	7.51			5.97	6.0	

Tabla 3.3 Datos para transformadores de subestaciones integrales y unitarias.

ELEMENTO NO. 4 (TRANSFORMADOR TR-5)

Para la obtención de los siguientes datos ver procedimiento descrito para el elemento No.

2.

Voltaje = 480/220-127 V.

Potencial Nominal = 225 KVA

Tipo AA

Z = 5%

X/R = 4.8258

X₄ = 0.0489

ELEMENTO NO. 5 (ALIMENTADOR A-3)

Voltaje y tipo de conductor

El voltaje es un dato tomado del sistema, el tipo de conductor a emplear se especifica en las bases de diseño.

Voltaje = 4.16 KV.

Tipo de conductor = cable XLP, 5 KV.

Calibre, Número de conductores por fase y longitud

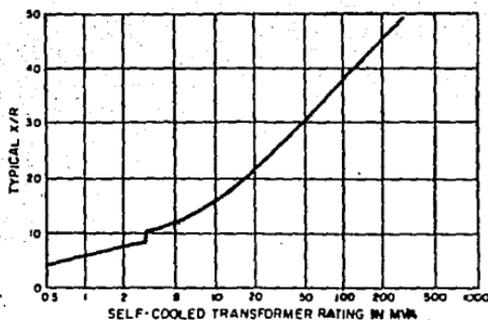
El calibre del conductor, el número de conductores por fase y la longitud del conductor se obtienen a partir de la cédula de conductores y tubería que es una tabla que muestra los datos de los conductores y tuberías a utilizar, una parte de la cédula de conductores se muestra en la tabla 3.5.

Calibre = 54 (1/0 AWG)

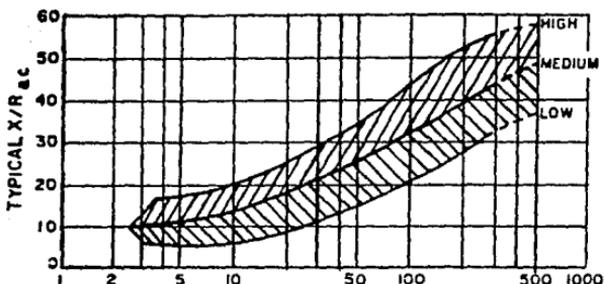
No. de conductores por fase = 1
 Longitud = $l = 12$ ms.

RANGOS Y VALORES TÍPICOS DE RELACIONES X/R DE LOS COMPONENTES DE UN SISTEMA		
	RANGO	VALOR TÍPICO
Grandes generadores y condensadores síncronos	40-120	80
Pequeños generadores y motores síncronos	Ver gráfica 3.4	-
Transformadores	Ver gráfica 3.1 y 3.2	-
Motores de inducción	Ver gráfica 3.3	-
Reactores	40-120	80
Líneas Aéreas	2-10	5
Cables	1-3	2

Tabla 3.4.



Gráfica 3.1 relación X/R para transformadores autoenfriados (tomados del ANSI/IEEE C37.010-1979 [2]).



3-PHASE, FOA-POWER TRANSFORMER MVA
 (STANDARD IMPEDANCE LIMITS)
 (FOR OA AND FA RATINGS APPLY THE PROPER FACTOR)
 BEFORE USING CURVE

Based on class of transformer, obtain the proper factor from table below. Multiply the transformer megavolt-ampere rating by this factor before using Fig. 17 to obtain the typical X/R value.

Class	Ratings	Factor
OA	all ratings	1.67
FA	up to 14.9	1.33
FA	16 and up	1.25
FOA	all ratings	1.0

(Impedancia limite estandar)

(Para capacidades OA y FA aplicar el factor correspondiente antes de usar la curva)

Gráfica 3.2 relación X/R para transformadores de potencia.

Basado en la clase de transformador, obtener el factor de la siguiente tabla. Multiplicar la capacidad en MVA del transformador por este factor antes de usar la gráfica 3.2. para obtener el valor X/R típico.

Clase	Capacidad en MVA	Factor
OA	todas las capacidades	1.67
FA	arriba de 14.9	1.33
FA	16 y arriba	1.25
FOA	todas las capacidades	1.0

Díámetro total del conductor y temperatura máxima de operación.

El diámetro total del conductor en mm y la temperatura máxima de operación se obtienen de tablas proporcionadas por fabricantes de conductores una muestra de éstas puede verse en la tabla 3.6.

Díámetro total del conductor en mm = 23.50

Temperatura máxima de operación = 90°C.

Reactancia X_s

El procedimiento de cálculo de la reactancia X_s es como sigue:

Primero se obtiene el diámetro en pulgadas a considerar para el cálculo de la reactancia de la siguiente expresión:

$$D = \frac{\text{(No. de conductores por fase)} \times \text{(Díámetro total del conductor en mm.)}}{25.4} \dots (3.16)$$

$$D = \frac{(1)(23.5)}{25.4} = 0.9252 \text{ plg.}$$

De la tabla No. 3.7 y con el valor "D" se obtiene el factor de espaciamiento de reactancia X_B a 60 Hz. En caso de que el valor D sea obtenido en pies se utilizará la tabla 3.8.

$$X_B = -0.0571 \Omega / \text{cond} / \text{ft}$$

En la tabla 3.7 los números verticales indican pulgadas y los números horizontales indican cuartos de pulgada por lo tanto si deseáramos encontrar el valor de X_B para un valor de $D=1.25$ buscaríamos el valor en el que se intersecan el renglón de 1 plg. con la columna de $\frac{1}{4}$ plg. y éste valor sería $X_B = 0.0519$. Lo mismo sucede para la tabla 3.8 pero en pies (ft).

Ahora con el calibre del conductor y la tabla 3.9 se obtiene la constante de conductores de cobre X_A :

$$X_A = 0.103 \Omega / \text{cond} / \text{ft}$$

Con los valores de X_A y X_B y aplicando la siguiente expresión, encontramos el valor de la reactancia del cable calibre 1/0 AWG con una longitud de 12 mts:

$$X = (X_A + X_B) / \left[\text{(No. cond. por fase)} \left(0.3048 \frac{\text{mts}}{\text{ft}} \right) \right] \dots (3.17)$$

$$X = \frac{(0.103 - 0.0571) \Omega / \text{cond} / 1000 \text{ ft} (12 \text{ mts})}{(1 \text{ cond} / \text{fase}) \left(0.3048 \frac{\text{mts}}{\text{ft}} \right)} = 0.00181 \Omega / \text{fase}$$

$$X_3 = 0.00181 \Omega / \text{fase}$$

Resistencia R_T

Para obtener el valor de la resistencia (en ohms/fase) del cable a su temperatura máxima de operación tiene que obtenerse el factor de corrección por temperatura:

$$f_c = \frac{t_2 + 234.5}{t_1 + 234.5} \dots (3.18)$$

donde:

f_c = factor de corrección por temperatura.

t_2 = temperatura máxima de operación del conductor.

t_1 = temperatura a la cual fue calculada la resistencia del conductor al 1000 Ω / ft

$t_1 = 50^\circ \text{C}$

$$f_c = \frac{90 + 234.5}{50 + 234.5} = 1.1406$$

Ahora con el calibre del conductor y la tabla No. 3.9 se obtiene la constante de conductores de cobre R nombraremos a este valor R como R_1 .

$$R_1 = 0.115 \Omega / \text{cond} / 1000 \text{ft}$$

El valor de la resistencia en ohms por fase se obtiene aplicando la siguiente expresión:

$$R = (f_c)(R_1) \frac{l}{(\text{conductores por fase}) \left(0.3048 \frac{\text{mts}}{\text{ft}} \right)} \dots (3.19)$$

$$R = \frac{(1.1406)(0.115 \Omega / \text{cond} / 1000 \text{ft})(12 \text{ mts})}{(1 \text{ cond} / \text{fase}) \left(0.3048 \frac{\text{mts}}{\text{ft}} \right)}$$

$$R_3 = 0.00516 \Omega / \text{fase}$$

La relación X/R no es necesaria ya que los valores de X y R ya han sido obtenidos.

CEDULA DE CONDUCTORES Y TUBERIA

CIRCUNTO NUMERO	EQUIPO										CONDUCTORES				TUBERIA		DIB. DE REF. No.	NOTAS
	CLAVE	DESCRIPCION	POTENCIA		TENSION (V)		Ipc	TRAYECTORIA		No. Y SECCION MIL (APO + MCM)		LONG. ft.	TUBERIA					
			HP	KVA	FUERZA	CONTROL		A	DESDE	HASTA	FUERZA		CONTROL	INTL.	EXT.			
A-1	TD-1	ALIMENTADOR A TD-L				4150			S.E. No. 4	TD-1			65	102	45		POR PEMEX.	
A-2	TD-1	ALIMENTADOR A TD-L				4150			S.E. No. 4	TD-1			65	102	45		POR PEMEX.	
A-3	TR-3	ALIMENTADOR A TR-3		1000	4150		139		TD-1	TR-3	3-34 (1/2 ANO)		12	78	4	FMAB-018	CABLE XLP, 5 KV.	
A-4	TR-1	ALIMENTADOR A TR-L		1000	4150		139		TD-1	TR-1	3-34 (1/2 ANO)		12	78	4	FMAB-18	CABLE XLP, 5 KV.	
A-5	TR-2	ALIMENTADOR A TR-2		1000	4150		139		TD-1	TR-2	3-34 (1/2 ANO)		12	78	4	FMAB-18	CABLE XLP, 5 KV.	
A-6	TR-4	ALIMENTADOR AL TR-4		1000	4150		139		TD-1	TR-4	3-34 (1/2 ANO)		12	78	4	FMAB-18	CABLE XLP, 5 KV.	
A-7	CCM-3	ALIMENTADOR AL CCM-3		1000	480		1705		TR-3	CCM-3	1224 (200 NOM) 4 POR FASE.		18	76	4	FMAB-18		
F-1	P-4	BOMBA DE ACEITE PESADO DE REGULADOR.	250			4150		31	TD-1	P-4	3-35 (1/2 ANO)		41	78	21	FMAB-19A	CABLE XLP, 5 KV.	
C-1	P-4	BOMBA DE ACEITE PESADO DE REGULADOR.					127		TD-1	P-4	3-3 (1/2 ANO)		41	25	21			
C-1a	P-4	RESERVA CALIFICADA A P-4					220		CCM-2	P-4	3-3 (1/2 ANO)		41				EN LA MEMA TUBERIA DEL C-1.	
A-8	CCM-1	ALIMENTADOR A CCM-1.		1000	480		1205		TR-1	CCM-1	19-253 (200 NOM) 4 POR FASE.		28	78	11	FMAB-18	EN CHAROLA Y TUBERIA.	
A-9	CCM-1	ALIMENTADOR A CCM-1.		1000	480		1205		TR-2	CCM-1	19-253 (200 NOM) 4 POR FASE.		22	78	11	FMAB-18	EN CHAROLA Y TUBERIA.	
F-8	TR-5	ALIMENTADOR A TR-5		225	480		270		CCM-1	TR-5	3-85 (1/2 ANO)		22	51	2	FMAB-18	EN CHAROLA Y TUBERIA.	
F-10	CA-B04	BOMBA COMPLICADA DE INYECCION DE FORMACION DE GOMAS	1.5			480		2.7	CCM-1	CA-B04	3-3 (1/2 ANO)		40	25	20	FMAB-19C		
C-10	CA-B04	BOMBA COMPLICADA DE INYECCION DE FORMACION DE GOMAS.					127		CCM-1	CA-B04	3-3 (1/2 ANO)	3-3 (1/2 ANO)	40					
F-11	P-508	BOMBA DE PURIFICACION DE ACEITE.	0.5			480		1	CCM-1	P-508	3-3 (1/2 ANO)		113	25	93		VER NOTA No. 5	
C-11	P-508	BOMBA DE PURIFICACION DE ACEITE.					127		CCM-1	P-508	3-3 (1/2 ANO)		113					
F-30	TR-6	ALIMENTADOR A TR-6		225	480		270		CCM-1	TR-6	3-85 (1/2 ANO)		23	51	2	FMAB-18	EN CHAROLA Y TUBERIA.	
A-11	CCM-2	ALIMENTADOR A CCM-2		225	220		580		TR-5	CCM-2	3 POR FASE.		11	76	2	FMAB-18	EN CHAROLA Y TUBERIA.	
A-12	CCM-2	ALIMENTADOR A CCM-2		225	220		580		TR-6	CCM-2	3-84 (1/2 ANO) 3 POR FASE.		11	76	2	FMAB-18	EN CHAROLA Y TUBERIA.	

Tabla 3.5. Cédula de conductores y tubería

FALLA DE ORIGEN

**CABLES VULCANEL 2000^{MR} EP Ó XLP CON
PLOMO 5 Y 15 KV PARA REFINERIAS DE
PETROLEO Y PLANTAS PETROQUIMICAS**

MT28.0

Calibre	Conductor		Diámetro sobre aislamiento		Diámetro exterior nominal		Peso EP		Peso XLP	
	Area	Diámetro	5KV	15KV	5KV	15KV	5KV	15KV	5KV	15KV
AWG/KCM	mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/km	kg/km	kg/km	kg/km
6	13.30	4.3	11.3	-	18.48	-	1120	-	1105	-
4	21.15	5.4	12.4	-	19.61	-	1275	-	1260	-
2	33.60	6.8	13.8	19.1	21.01	27.81	1490	2370	1475	2340
1/0	53.50	8.5	15.5	20.9	23.50	29.84	1835	2710	1815	2680
2/0	87.40	9.8	18.5	21.9	25.30	30.86	2378	2945	2340	2910
3/0	85.01	10.7	17.7	23.1	28.40	31.85	2830	3220	2800	3180
4/0	107.21	12.1	19.1	24.4	27.81	33.17	2955	5240	2920	3510
250	128.7	13.2	20.5	25.8	29.21	35.84	3270	4390	3230	4340
350	177.3	15.7	22.9	28.3	31.60	38.32	3955	5135	3810	5075
500	253.4	18.7	25.9	31.3	35.97	42.09	5445	6240	5380	6165
600	304.0	20.7	28.8	33.5	38.18	44.30	6150	6965	6075	6885
750	380.0	23.1	30.7	36.0	40.89	47.35	7115	8395	7030	8295
1000	506.7	26.9	34.4	39.8	45.21	51.61	8740	10120	8840	10,000

NOTA: Estos datos son aproximados y están sujetos a tolerancias de manufactura

Tabla 3.6 datos de fabricante para conductores CONDUMEX.

60 Hz Reactance Spacing Factor X_B , In Ohms per Conductor per 1000 ft

(inches)	Separation (quarter inches)			
	0	1/4	2/4	3/4
0	-	-	0.0729	0.0636
1	-0.0371	-0.0519	0.0477	0.0443
2	-0.0412	-0.0384	0.0359	0.0339
3	-0.0319	-0.0301	0.0282	0.0267
4	-0.0232	-0.0238	0.0223	0.0212
5	-0.0201	-0.01795	0.01795	0.01684
6	-0.0159	-0.01494	0.01399	0.01323
7	-0.0124	-0.01152	0.01078	0.01002
8	-0.0093	-0.00852	0.00794	0.00719
9	-0.0066	-0.00605	0.00529	0.00474
10	-0.0042	-	-	-
11	-0.0020	-	-	-
12	-	-	-	-

Tabla 3.7 factor de espaciamento reactancia X_B a 60 Hz. para conductores (en pulgadas), en ohms por conductor por 1000 pies.

60 Hz Reactance Spacing Factor X_B , in Ohms per conductor per 1000 ft

(feet)	Separation (inches)											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	-	-0.0371	-0.0412	-0.0319	-0.0252	-0.0201	-0.0159	-0.0124	-0.0093	-0.0066	-0.0042	0.0020
1	-	0.0018	0.0035	0.0051	0.0061	0.0080	0.0093	0.0106	0.0117	0.0129	0.0139	0.0149
2	0.0159	0.0169	0.0178	0.0186	0.0195	0.0203	0.0211	0.0218	0.0225	0.0232	0.0239	0.0246
3	0.0252	0.0259	0.0265	0.0271	0.0277	0.0282	0.0288	0.0293	0.0299	0.0304	0.0309	0.0314
4	0.0319	0.0323	0.0328	0.0333	0.0337	0.0341	0.0346	0.0350	0.0354	0.0358	0.0362	0.0366
5	0.0370	0.0374	0.0377	0.0381	0.0385	0.0388	0.0392	0.0395	0.0399	0.0402	0.0405	0.0409
6	0.0412	0.0415	0.0418	0.0421	0.0424	0.0427	0.0430	0.0433	0.0436	0.0439	0.0442	0.0445
7	0.0447	0.0450	0.0453	0.0455	0.0458	0.0460	0.0463	0.0466	0.0468	0.0471	0.0473	0.0476
8	0.0478											

Tabla 3.8 factor de espaciamento reactancia X_B a 60 Hz, para conductores (en pies), en ohms por conductor por 1000 pies.

Constants of Copper Conductors for 1 ft Symmetrical Spacing*

Size of conductor (cmil)	Resistance R at 50 °C, 60 Hz (Ω /conductor/1000 ft)	Reactance X_A at 1 ft Spacing, 60 Hz (Ω /conductor/1000 ft)	
		(AWG No.)	
1 000 000	0.0130		0.0758
900 000	0.0142		0.0769
800 000	0.0159		0.0782
750 000	0.0168		0.0790
700 000	0.0179		0.0800
600 000	0.0206		0.0818
500 000	0.0246		0.0839
450 000	0.0273		0.0854
400 000	0.0307		0.0867
350 000	0.0348		0.0883
300 000	0.0407		0.0902
250 000	0.0487		0.0922
211 600		4/0	0.0574
167 800		3/0	0.0724
133 100		2/0	0.0911
105 500		1/0	0.115
83 690		1	0.145
66 370		2	0.181
52 630		3	0.227
41 740		4	0.288
33 100		5	0.362
26 250		6	0.453
20 800		7	0.570
16 510		8	0.720

NOTE: For a three phase circuit the total impedance, line to neutral, is

$$Z = R + j(X_A + X_B)$$

*Use spacing factors of X_B of Tables N1.5 and N1.6 for other spacings.Nota: Para un circuito trifásico la impedancia total de línea a neutro es $Z = R + j(X_A + X_B)$ *Usar factores de espaciamento de X_B de las tablas 3.7 y 3.8 para otros espaciamentos.Tabla 3.9 constantes de conductores de cobre resistencia R y reactancia X_A .

ELEMENTO NO. 6 (ALIMENTADOR F-1)

Para la obtención de los siguientes datos ver procedimiento descrito para el elemento No.

5.

Voltaje = 4.16 KV.

Tipo de conductor = Cable XLP, 5 KV.

Calibre = 35 (2 AWG).

No. de conductor por fase = 1

Longitud = $l = 41$ mts.

Diámetro total del conductor en mm. = 21.01

Temperatura máxima de operación = 90° C

$X_6 = 0.00199$

$R_6 = 0.00199$

ELEMENTO NO. 7 (ALIMENTADOR A-4)

Para la obtención de los siguientes datos ver procedimiento descrito para el elemento No.

5.

Voltaje = 4.16 KV.

Tipo de conductor = Cable XLP, 5 KV.

Calibre = 54 (1/0 AWG)

No. de conductores por fase = 1

Longitud = $l = 12$ mts.

Diámetro total del conductor en mm. = 23.50

Temperatura máxima de operación = 90° C

$X_7 = 0.00181$

$R_7 = 0.00516$

ELEMENTO NO. 8 (ALIMENTADOR A-7)

Para la obtención de los siguientes datos ver procedimiento descrito para el elemento No.

5.

Voltaje = 480 V

Tipo de conductor = THWN 600 V.

Calibre = 253 (500 MCM)

No. de conductores por fase = 4

Longitud = $l = 18$ mts.

Diámetro total del conductor en mm. = 24.40

Temperatura máxima de operación = 75° C

$X_8 = 0.00084$

$R_8 = 0.00040$

ELEMENTO NO. 9 (ALIMENTADOR A-8)

Para la obtención de los siguientes datos ver procedimiento descrito para el elemento No.

5.

Voltaje = 480 V.
Tipo de conductor = THWN 600 V.
Calibre = 253 (500 MCM)
No. de conductores por fase = 4
Longitud = $l = 26$ mts.
Diámetro total del conductor en mm. = 24.40
Temperatura máxima de operación = 75° C
 $X_p = 0.00122$
 $R_p = 0.00057$

ELEMENTO NO. 10 (ALIMENTADOR F-9)

Para la obtención de los siguientes datos ver procedimiento descrito para el elemento No.

5.

Voltaje = 480 V.
Tipo de conductor = THWN 600 V.
Calibre = 85 (3/0 AWG)
No. de conductores por fase = 1
Longitud = $l = 22$ mts.
Diámetro total del conductor en mm. = 15.10
Temperatura máxima de operación = 75° C.
 $X_{10} = 0.00182$
 $R_{10} = 0.00569$

ELEMENTO NO. 11 (ALIMENTADOR A-11)

Para la obtención de los siguientes datos ver procedimiento descrito para el elemento No.

5.

Voltaje = 220 V.
Tipo de conductor THWN 600 V.
Calibre = 54 (1/0 AWG)
No. de conductores por fase = 3
Longitud = $l = 11$ mts.
Diámetro total del conductor en mm = 12.60
Temperatura máxima de operación = 75° C.
 $X_{11} = 0.00067$
 $R_{11} = 0.00151$

ELEMENTO NO. 12 (MOTOR P-4)

Voltaje, potencia, y tipo de motor

El voltaje, la potencia y el tipo de motor son datos del sistema que son proporcionados por el fabricante ó el cliente; en ocasiones solo se conoce la potencia del motor, en este caso es necesario recurrir a las normas ó verificar las bases de diseño para poder conocer a que voltaje trabajará el motor, en nuestro caso PEMEX requiere que los motores mayores de 200 HP sean alimentados con un voltaje de 4.16 KV. El tipo de motor puede suponerse que es de inducción a menos que se indique lo contrario.

Voltaje = 4.16 KV.

Potencia = 250 HP = 186.5 KVA (1 HP = 0.746 KVA)

Tipo de motor = Motor de inducción.

Reactancia X_{12}

La reactancia subtransitoria como ya se ha mencionado antes es la reactancia aparente del estator en el instante en que se produce el corto circuito y determina el flujo de corriente durante los primeros ciclos (hasta 0.1 seg.), esta reactancia es un dato que puede ser proporcionado por el fabricante, ó también puede obtenerse a partir de la tabla 3.10 por medio de las características señaladas anteriormente del motor (que será nuestro caso), donde se dan valores típicos de reactancias subtransitorias y transitorias de máquinas eléctricas síncronas y de inducción.

Se tiene un motor de inducción de gran capacidad con una alimentación de 4.16 KV que es arriba de 600 volts entonces de la tabla 3.10:

$$X_d^* = 0.17$$

Relación X/R y resistencia R_{12}

La relación X/R es proporcionada por el fabricante del motor, pero, en éste caso esta relación es desconocida ya que solo se ha proporcionado la potencia del motor, su tipo (de inducción) y su voltaje. Un valor típico de X/R es encontrado de la gráfica 3.3 mencionada en la tabla 3.4 tomando la velocidad alta del motor (criterio del diseñador) la relación X/R es:

$$X / R = 22$$

ELEMENTO NO. 13 (GRUPO DE MOTORES CON UNA POTENCIA \geq 50 HP)

Voltaje, potencia y tipo de motor

Voltaje, Potencia y tipo de motor son datos del sistema obtenidos del diagrama unifilar simplificado de la figura 3.3. Donde la potencia es la suma del grupo de motores de inducción mayores ó iguales a 50 HP.

V = 480 V.

Potencia = 725 HP = 540.85 KVA

Tipo de motor = motor de inducción.

Reactancia X_{13}

La primera red para el cálculo de corto circuito requiere que para un grupo de motores mayores e iguales a 50 HP la reactancia subtransitoria sea multiplicada por un factor de valor 1.2 ($X = 1.2 X_d'$ ver tablas 3.11 y 3.12) pero en este caso la reactancia subtransitoria es desconocida, entonces la tabla 3.12 nos dice que para un grupo de motores mayores ó iguales a 50 HP se puede estimar un valor de:

$$X = 0.20 \text{ pu} \quad (\text{basado en la capacidad de los motores})$$

Relación X/R y resistencia R_{13}

La relación X/R equivalente para un grupo de motores mayores e iguales a 50 HP se obtiene tomando los HP del motor mayor del grupo de motores y con esta cantidad de HP de la gráfica 3.3 se obtiene la relación X/R.

El motor mayor de este grupo es de 200 HP de potencia y tomando la velocidad media del motor (criterio del diseñador) la relación X/R es:

$$X/R = 11.6667$$

Teniendo la reactancia X_{13} y la relación X/R:

$$R = \frac{X}{(X/R)} = \frac{0.36979}{11.6667} = 0.031696$$

$$R_{13} = 0.031696$$

ELEMENTO NO. 14 (GRUPO DE MOTORES CON UN POTENCIA < 50 HP)

Voltaje, potencia y tipo de motor

Voltaje, potencia y tipo de motor son datos del sistema obtenidos del diagrama unifilar simplificado figura 3.3. Donde la potencia es la suma del grupo de motores menores de 50 HP.

$$V = 480 \text{ V.}$$

$$\text{Potencia} = 410.5 \text{ HP} = 306.233 \text{ KVA.}$$

Tipo de motor = Motor de inducción.

Reactancia X_4

La primera red para el cálculo de corto circuito requiere que para un grupo de motores menores a 50 HP la reactancia subtransitoria sea multiplicada por un factor de valor 1.67, ($X = 1.67 X_d'$ ver tabla 3.11), pero en este caso la reactancia subtransitoria es desconocida.

**Typical Reactance Values for Induction and Synchronous
Machines, in Per-Unit of Machine Ratings***

	X_d'	X_d''
Turbine generators*		
2 poles	0.09	0.15
4 poles	0.15	0.23
Salient pole generators with damper windings*		
12 poles or less	0.16	0.33
14 poles or more	0.21	0.33
Synchronous motors		
6 poles	0.15	0.23
8 - 14 poles	0.20	0.30
16 poles or more	0.28	0.40
Synchronous condensers*	0.24	0.37
Synchronous converters*		
600 V direct current	0.20	-
250 V direct current	0.33	-
Individual large induction motors, usually above 600 V	0.17	-
Smaller motors, usually 600 V and below	See Tables 24 and 25 in text.	

NOTE: Approximate synchronous motor KVA bases can be found from motor horsepower ratings as follows:

- 0.8 power factor motor - KVA base = hp rating
- 1.0 power factor motor - KVA base = 0.8 · hp rating

*Use manufacturer's specified values if available.

* X_d' not normally used in short-circuit calculations.

Notas: Los KVA base aproximados pueden ser encontrados a partir de la capacidad en HP como sigue:

- Factor de potencia del motor 0.8 - KVA base = capacidad en HP
- Factor de potencia del motor 1.0 - KVA base = 0.8 capacidad en HP

* Usar valores específicos de fabricante si se suministran.

* X_d' no es normalmente usada en cálculos de corto circuito.

Tabla 3.10 valores típicos de reactancia para máquinas eléctricas de inducción y síncronas, en por unidad en base a los KVA de la máquina.

Rotating-Machine Reactance (or Impedance) Multipliers		
Type of Rotating Machine	First-Cycle Network	Interrupting Network
All turbine generators; all hydrogenerators with amortisseur windings; all condensers	$1.0X_d'$	$1.0X_d''$
Hydrogenerators without amortisseur windings	$0.75X_d'$	$0.75X_d''$
All synchronous motors	$1.0X_d'$	$1.5X_d''$
Induction motors		
Above 1000 hp at 1800 r/min or less	$1.0X_d'$	$1.5X_d''$
Above 250 hp at 3600 r/min	$1.0X_d'$	$1.5X_d''$
All others, 50 hp and above	$1.2X_d'$	$3.0X_d''$
All smaller than 50 hp	Neglect	Neglect

From ANSI/IEEE C37.010-1979 [2] and ANSI/IEEE C37.5-1979 [3].

Tabla 3.11 multiplicadores para las reactancias (o impedancia) de máquinas rotatorias.

**Combined Network Rotating Machine Reactance (or Impedance) Multipliers
(Changes to Table 24 for Comprehensive Multivoltage System Calculations)**

Type of Rotating Machine	First-Cycle Network	Interrupting Network
Induction Motors		
All others, 50 hp and above	$1.2X_d^*$	$3.0X_d^{**}$
All smaller than 50 hp	$1.67X_d^*$	Neglect

* or estimate the first-cycle network $X = 0.20$ per unit based on motor rating

** or estimate the first-cycle network $X = 0.28$ per unit based on motor rating

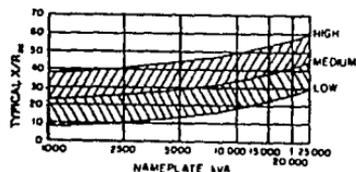
or estimate the interrupting network $X = 0.50$ per unit based on motor rating

*o estimar para el primer ciclo (primer red, capacidad momentánea) $X=0.20$ en por unidad basada en la capacidad del motor

**o estimar para el primer ciclo (primer red, capacidad momentánea) $X=0.28$ en por unidad basada en la capacidad del motor

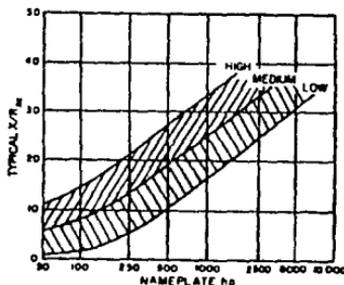
o estimar para la capacidad interruptiva (segunda red) $X=0.50$ en por unidad basada en la capacidad del motor

Tabla 3.12 factores de multiplicación de reactancia (o impedancia) para redes combinadas de máquinas rotatorias (cambios a la tabla 3.11 para cálculos de sistemas con varios voltajes).



***X/R* Range for Small Generators and Synchronous Motors (Solid Rotor and Salient Pole)**
(From ANSI/IEEE C37.010-1979 [2])

Gráfica 3.4 relación X/R para pequeños generadores y motores síncronos (polos salientes y rotor sólido)



***X/R* Range for Three-Phase Induction Motors**
(From ANSI/IEEE C37.010-1979 [2])

Gráfica 3.3 relación X/R para motores de inducción trifásicos

Entonces la tabla 3.12 nos dice que para un grupo de motores menores a 50 HP se puede estimar un valor de:

$$X = 0.28 \text{ pu.} \quad (\text{basada en la capacidad de los motores})$$

ELEMENTO NO. 15 (GRUPO DE MOTORES CON UNA POTENCIA \geq 50 HP)

Para la obtención de los siguientes datos ver procedimiento descrito para el elemento No.

13.

$$\begin{aligned} \text{Voltaje} &= 480 \text{ V.} \\ \text{Potencia} &= 485 \text{ HP} = 361.81 \text{ KVA} \\ X &= 0.20 \\ X/R &= 9 \end{aligned}$$

ELEMENTO NO. 16 (GRUPO DE MOTORES CON UNA POTENCIA $<$ 50 HP)

Para la obtención de los siguientes datos ver procedimiento descrito para el elemento No.

14.

$$\begin{aligned} \text{Voltaje} &= 480 \text{ V.} \\ \text{Potencia} &= 362.5 \text{ HP} = 270.425 \text{ KVA} \\ X &= 0.28 \end{aligned}$$

ELEMENTO NO. 17 (GRUPO DE MOTORES CON UNA POTENCIA $<$ 50 HP)

Para la obtención de los siguientes datos ver procedimiento descrito para el elemento No.

14.

$$\begin{aligned} \text{Voltaje} &= 220 \text{ V.} \\ \text{Potencia} &= 1 \text{ HP} = 0.746 \text{ KVA} \\ X &= 0.28 \end{aligned}$$

3) CONVERTIR LAS REACTANCIAS Y RESISTENCIAS A UNA POTENCIA BASE

Todas las reactancias de los elementos del sistema eléctrico deben convertirse a una potencia base elegida y de acuerdo a como este especificada la reactancia (ohms por ciento ó en por unidad) emplearemos la fórmula 2.8 para líneas y la fórmula 2.16 para motores y transformadores. La reactancia de la compañía suministradora desde el momento en el que se calculo con una potencia base de 1000 MVA que será la potencia base para todos nuestros cálculos, ya se encuentra referida a esa base.

Para transformadores y motores de la fórmula 2.16:

$$X = X_{pu} \frac{KVA_b}{KVA_r}$$

Para líneas de la fórmula 2.8:

$$X = \frac{X(\Omega)KVA_b}{(KV_b)^2 1000}$$

A continuación se listan las reactancias de los elementos del sistema en la tabla 3.13.

No.	Tipo de Elemento	Reactancia Real	Reactancia Referida
1	Acometida	0.00667	$X_1 = 0.00667$
2	TR-3	0.05708	$X_2 = 0.05708 \left(\frac{1000}{1000} \right) = 0.05708$
3	TR-1	0.05717	$X_3 = 0.05717 \left(\frac{1000}{1000} \right) = 0.05717$
4	TR-5	0.04890	$X_4 = 0.04890 \left(\frac{1000}{1000} \right) = 0.04890$
5	L-5	0.00181	$X_5 = \frac{0.00181(1000)}{(4.16)^2(1000)} = 0.00010$
6	L-6	0.00199	$X_6 = \frac{0.00199(1000)}{(4.16)^2(1000)} = 0.00011$
7	L-7	0.00181	$X_7 = \frac{0.00181(1000)}{(4.16)^2(1000)} = 0.00010$
8	L-8	0.00084	$X_8 = \frac{0.00084(1000)}{(0.48)^2(1000)} = 0.00365$
9	L-9	0.00122	$X_9 = \frac{0.00122(1000)}{(0.48)^2(1000)} = 0.00530$
10	L-10	0.00182	$X_{10} = \frac{0.00182(1000)}{(0.48)^2(1000)} = 0.00790$
11	L-11	0.00067	$X_{11} = \frac{0.00067(1000)}{(0.22)^2(1000)} = 0.01384$
12	M-12	0.17	$X_{12} = \frac{0.17(1000)}{186500} = 0.91153$

Tabla 3.13 reactancias del sistema referidas a una potencia base.

No.	Tipo de Elemento	Reactancia Real	Reactancia Referida
13	M-13	0.20	$X_{13} = \frac{0.20(1000)}{540.850} = 0.36979$
14	M-14	0.28	$X_{14} = \frac{0.28(1000)}{306.233} = 0.91434$
15	M-15	0.20	$X_{15} = \frac{0.20(1000)}{361.810} = 0.55278$
16	M-16	0.28	$X_{16} = \frac{0.28(1000)}{270.425} = 1.03541$
17	M-17	0.28	$X_{17} = \frac{0.28(1000)}{0.746} = 375.33512$

Tabla 3.13 reactancias del sistema referidas a una potencia base, continuación.

Para calcular la resistencia de los transformadores y motores se parte del dato de la relación X/R y de la reactancia referida a la potencia base. Para líneas (o conductores) la resistencia es un dato que se especifica (ya que se calculó anteriormente), lo único que se debe hacer es referirla a la potencia base mediante la ecuación 2.8, los valores de resistencia se muestran en la tabla 3.14.

No.	Tipo de Elemento	X/R ó R en Ω para Líneas	X	R
1	Acometida	12	0.00667	$R_1 = \frac{0.00667}{12} = 0.00056$
2	TR-3	8.2424	0.05708	$R_2 = \frac{0.05708}{8.2424} = 0.006925$
3	TR-1	9.2439	0.05717	$R_3 = \frac{0.05717}{9.2439} = 0.006185$
4	TR-5	4.8258	0.21733	$R_4 = \frac{0.21733}{4.8258} = 0.045035$
5	L-5	0.00516	0.00010	$R_5 = \frac{0.00516(1000)}{(4.16)^2(1000)} = 0.000298$
6	L-6	0.00199	0.00011	$R_6 = \frac{0.00199(1000)}{(4.16)^2(1000)} = 0.000115$
7	L-7	0.00516	0.00010	$R_7 = \frac{0.00516(1000)}{(4.16)^2(1000)} = 0.000298$

Tabla 3.14 resistencias del sistema referidas a una potencia base.

No.	Tipo de Elemento	X/R ó R en Ω para Líneas	X	R
8	L-8	0.00040	0.00365	$R_8 = \frac{0.00040(1000)}{(0.48)^2(1000)} = 0.001736$
9	L-9	0.00057	0.00530	$R_9 = \frac{0.00057(1000)}{(0.48)^2(1000)} = 0.002474$
10	L-10	0.00569	0.00790	$R_{10} = \frac{0.00569(1000)}{(0.48)^2(1000)} = 0.024696$
11	L-11	0.00151	0.01384	$R_{11} = \frac{0.00151(1000)}{(0.22)^2(1000)} = 0.031198$
12	M-12	22	0.91153	$R_{12} = \frac{0.91153}{22} = 0.041433$
13	M-13	11.6667	0.36979	$R_{13} = \frac{0.36979}{11.6667} = 0.017143$
14	M-14	Despreciable \diamond	0.91434	Despreciable \diamond
15	M-15	9	0.55278	$R_{15} = \frac{0.55278}{9} = 0.061420$
16	M-16	Despreciable \diamond	1.03541	Despreciable \diamond
17	M-17	Despreciable \diamond	375.33512	Despreciable \diamond

Tabla 3.14 resistencias del sistema referidas a una potencia base, continuación.

\diamond La relación X/R equivalente para un grupo de motores menores a 50 HP se obtiene tomando los HP del motor mayor del grupo de motores. En este caso no se cuenta con información de fabricante, tampoco existe información de alguna norma que pueda darnos el valor de la relación X/R, pero esto no es motivo de preocupación, el lector se preguntara por qué?, contestando a esta pregunta, como se ha observado anteriormente la relación X/R es necesaria para conocer el valor de la resistencia del grupo de motores pero el método E/X corregido por decrementos de C.A. y C.D. utiliza el valor de la resistencia en el segundo cálculo que es donde se encuentra la capacidad interruptiva y para el cálculo de esta capacidad interruptiva los motores menores a 50 HP son despreciados ya que su contribución a la corriente es mínima.

4) CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

1) PRIMER CÁLCULO (CAPACIDAD MOMENTÁNEA)

a) Se corrigen cada una de las reactancias aplicando los factores que se indican en las tablas 3.11 y 3.12. Los valores de reactancia para máquinas rotatorias obtenidas en el punto 3 deben ser multiplicados por los valores mostrados en las tablas 3.11 y 3.12. Para la reactancia del elemento No. 12 el factor multiplicador es 1 ya que el motor es de 250 HP considerando una velocidad de 3600 rpm; para los motores menores de 50 HP como se dijo en el punto 2 el factor multiplicador es 1.2 pero la reactancia subtransitoria se desconoce entonces se considera $X=0.28$ pu; para motores mayores o iguales a 50 HP el factor multiplicador es 1.67, como se desconoce la reactancia subtransitoria se considera $X=0.20$ pu; refiriendo ambas reactancias a una base de 1 MVA.

En seguida se muestran los valores de las reactancias corregidas en la tabla 3.15.

No. de Elemento	Reactancia Referida	Reactancia Corregida
1	0.00667	0.00667
2	0.05708	0.05708
3	0.05717	0.05717
4	0.21733	0.21733
5	0.00010	0.00010
6	0.00011	0.00011
7	0.00010	0.00010
8	0.00365	0.00365
9	0.00530	0.00530
10	0.00790	0.00790
11	0.01384	0.01384
12	0.91153	0.91153
13	0.36979	0.36979
14	0.91434	0.91434
15	0.55278	0.55278
16	1.03541	1.03541
17	375.33512	375.33512

Tabla 3.15 reactancias corregidas para el primer cálculo, capacidad momentánea.

Se dibuja el diagrama unifilar de reactancias con las reactancias corregidas fig. 3.4.

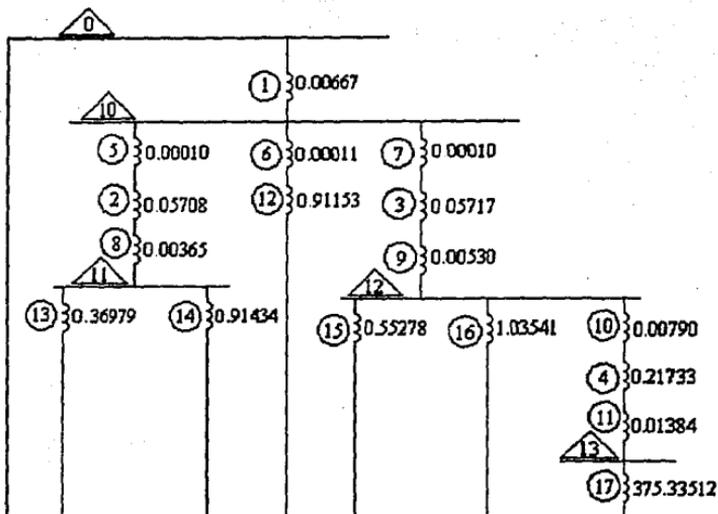


Figura 3.4 diagrama unifilar de reactancias para el primer cálculo.

b) Obtención de la reactancia equivalente en cada uno de los buses reduciendo las combinaciones serie o paralelo.

1) Reducción del diagrama de impedancias para una falla en el bus 10:

Reactancias X_2 , X_5 y X_8 en serie:

$$X_A = X_2 + X_5 + X_8$$

$$X_A = 0.05708 + 0.00010 + 0.00365 = 0.06083$$

$$X_A = 0.06083$$

Reactancias X_{13} y X_{14} en paralelo:

$$X_B = \left(\frac{1}{X_{13}} + \frac{1}{X_{14}} \right)^{-1}$$

$$X_B = \left(\frac{1}{0.36979} + \frac{1}{0.91434} \right)^{-1} = 0.26330$$

$$X_B = 0.26330$$

Reactancias X_A y X_B en serie:

$$X_C = X_A + X_B$$

$$X_C = 0.06083 + 0.26330 = 0.32413$$

$$X_C = 0.32413$$

Reactancias X_6 y X_{12} en serie:

$$X_D = X_6 + X_{12}$$

$$X_D = 0.00011 + 0.91153 = 0.91164$$

$$X_D = 0.91164$$

Reactancias X_4 , X_{10} , X_{11} y X_{17} en serie:

$$X_P = X_4 + X_{10} + X_{11} + X_{17}$$

$$X_P = 0.21733 + 0.00790 + 0.01384 + 375.33512 = 375.57419$$

$$X_P = 375.57419$$

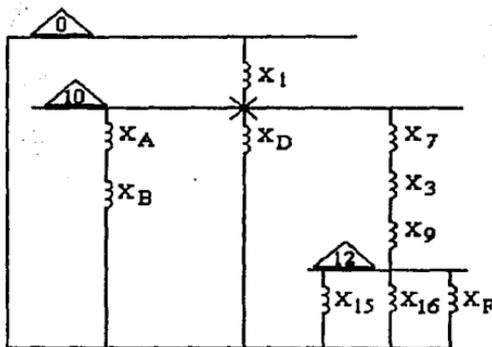


Figura 3.5 reducción del diagrama de reactancias para falla en el bus 10.

Reactancias X_{15} , X_{16} y X_F en paralelo:

$$X_G = \left(\frac{1}{X_{15}} + \frac{1}{X_{16}} + \frac{1}{X_F} \right)^{-1}$$

$$X_G = \left(\frac{1}{0.55278} + \frac{1}{1.03541} + \frac{1}{375.57419} \right)^{-1} = 0.36004$$

$$X_G = 0.36004$$

Reactancias X_3 , X_7 , X_9 y X_G en serie:

$$X_H = X_3 + X_7 + X_9 + X_G$$

$$X_H = 0.00010 + 0.05717 + 0.00530 + 0.36004 = 0.42261$$

$$X_H = 0.42261$$

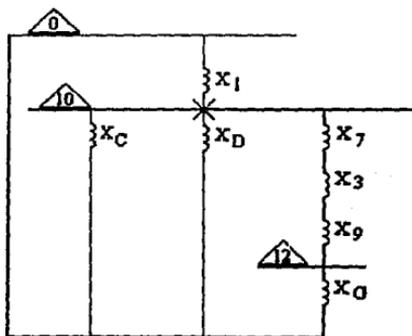


Figura 3.6.

Reactancias X_C , X_D y X_H en paralelo:

$$X_I = \left(\frac{1}{X_C} + \frac{1}{X_D} + \frac{1}{X_H} \right)^{-1}$$

$$X_i = \left(\frac{1}{0.32413} + \frac{1}{0.91164} + \frac{1}{0.42261} \right)^{-1} = 0.15271$$

$$X_i = 0.15271$$

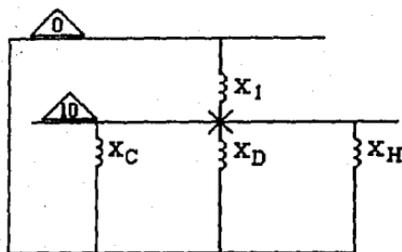


Figura 3.7.

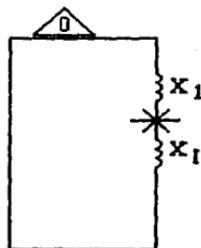


Figura 3.8.

La reactancia equivalente para una falla en el bus 10 es el paralelo de X_i y X_1 :

$$X_{eq} = \left(\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_i} \right)^{-1}$$

$$X_{eq} = \left(\frac{1}{0.00667} + \frac{1}{0.15271} \right)^{-1} = 0.00639$$

$$X_{eq} = 0.00639$$

- b) Reducción del diagrama de impedancias para una falla en el bus 11.
De la reducción para una falla en el bus 10 y de las figuras 3.5 y 3.7:

$$X_A = 0.06083$$

$$X_B = 0.26330$$

$$X_C = 0.32413$$

$$X_D = 0.91164$$

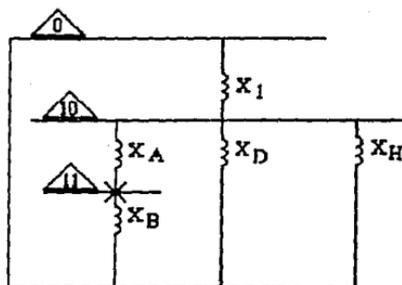


Figura 3.9 reducción del diagrama de reactancias para una falla en el bus 11.

Las reactancias X_D , X_H y X_1 en paralelo:

$$X_f = \left(\frac{1}{X_D} + \frac{1}{X_H} + \frac{1}{X_1} \right)^{-1}$$

$$X_f = \left(\frac{1}{0.91164} + \frac{1}{0.42261} + \frac{1}{0.00667} \right)^{-1} = 0.00652$$

$$X_f = 0.00652$$

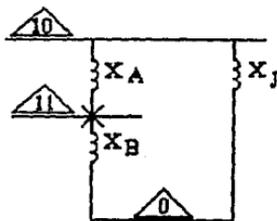


Figura 3.10.

Las reactancias X_A y X_f en serie:

$$X_k = X_A + X_f$$

$$X_k = 0.06083 + 0.00652 = 0.06735$$

$$X_k = 0.06735$$

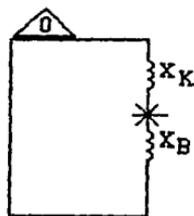


Figura 3.11.

La reactancia equivalente para una falla en el bus 11 es el paralelo de X_K y X_B :

$$X_{eq} = \left(\frac{1}{X_B} + \frac{1}{X_K} \right)^{-1}$$

$$X_{eq} = \left(\frac{1}{0.26330} + \frac{1}{0.06735} \right)^{-1} = 0.05363$$

$$X_{eq} = 0.05363$$

iii) Reducción del diagrama de impedancias para una falla en el bus 12:

De la reducción para una falla en el bus 10 y de las figuras 2.4 y 2.6:

$$X_C = 0.32413$$

$$X_D = 0.91164$$

$$X_G = 0.36004$$

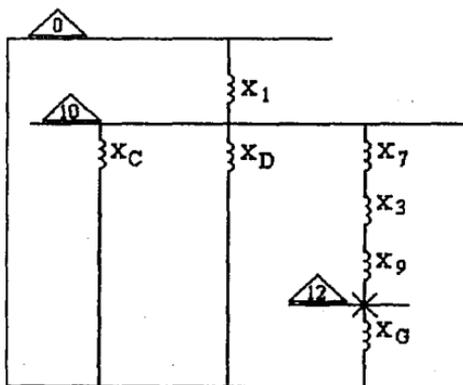


Figura 3.12 reducción del diagrama de reactancias para una falla en el bus 12.

Las reactancias X_C , X_D y X_1 en paralelo:

$$X_N = \left(\frac{1}{X_C} + \frac{1}{X_D} + \frac{1}{X_1} \right)^{-1}$$

$$X_N = \left(\frac{1}{0.32413} + \frac{1}{0.91164} + \frac{1}{0.00667} \right)^{-1} = 0.00649$$

$$X_N = 0.00649$$

La reactancia X_N en serie con X_7 , X_3 y X_9 :

$$X_p = X_N + X_3 + X_7 + X_9$$

$$X_p = 0.00649 + 0.05717 + 0.00010 + 0.00530 = 0.06906$$

$$X_p = 0.06906$$

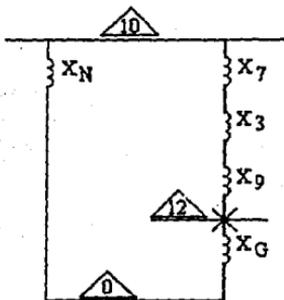


Figura 3.13.

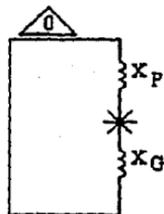


Figura 3.14.

La reactancia equivalente para una falla en el bus 12 es el paralelo de X_p y X_G :

$$X_{eq} = \left(\frac{1}{X_G} + \frac{1}{X_p} \right)^{-1}$$

$$X_{eq} = \left(\frac{1}{0.36004} + \frac{1}{0.06906} \right)^{-1} = 0.05795$$

$$X_{eq} = 0.05795$$

- iv) Reducción del diagrama de impedancias para una falla en el bus 13.
De la reducción para una falla en el bus 12 y las figuras 3.4, 3.13 y 3.14:

$$X_p = 0.06906$$

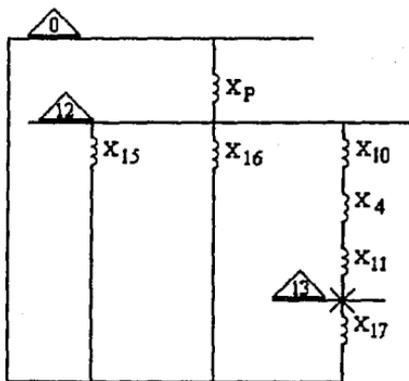


Figura 3.15 reducción del diagrama de reactancias para una falla en el bus 13.

Las reactancias X_4 , X_{10} , y X_{11} en serie:

$$X_Q = X_4 + X_{10} + X_{11}$$

$$X_Q = 0.21733 + 0.00790 + 0.01384 = 0.23907$$

$$X_Q = 0.23907$$

Las reactancias X_{15} , X_{16} , y X_p en paralelo:

$$X_R = \left(\frac{1}{X_{15}} + \frac{1}{X_{16}} + \frac{1}{X_p} \right)^{-1}$$

$$X_R = \left(\frac{1}{0.55278} + \frac{1}{1.03541} + \frac{1}{0.06906} \right)^{-1} = 0.05795$$

$$X_R = 0.05795$$

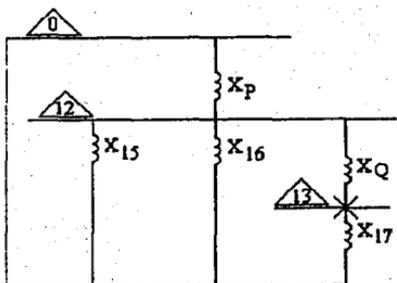


Figura 3.16.

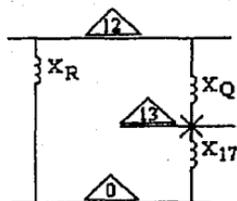


Figura 3.17.

Las reactancias X_R y X_q en serie:

$$X_s = X_R + X_q$$

$$X_s = 0.05795 + 0.23907 = 0.29702$$

$$X_s = 0.29702$$

La reactancia equivalente para una falla en el bus 13 es el paralelo de X_s y X_{17} :

$$X_{eq} = \left(\frac{1}{X_s} + \frac{1}{X_{17}} \right)^{-1}$$

$$X_{eq} = \left(\frac{1}{0.29702} + \frac{1}{375.33512} \right)^{-1} = 0.29679$$

$$X_{eq} = 0.29679$$

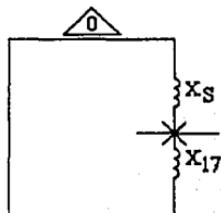


Figura 3.18.

c) Cálculo de la corriente de corto circuito.

Cálculo de la corriente de corto circuito momentánea simétrica mediante la división del voltaje de operación en p.u. por la reactancia equivalente en el punto de falla y multiplicando por la corriente base entonces:

$$I_{Mf} = \frac{E_{pu}}{X_{pu}} (I_b) \dots (3.5)$$

donde:

$$\begin{aligned} I_{Mf} &= \text{Corriente momentánea simétrica} \\ X_{pu} &= \text{Reactancia equivalente en el bus de falla} \\ E_{pu} &= \frac{\text{Tensión nominal máxima}}{\text{Tensión nominal de operación}} \dots (3.7) \end{aligned}$$

donde el voltaje E_{pu} puede asumirse como 1 en caso de que no se tenga la tensión nominal máxima disponible.

Para calcular la corriente de corto circuito es necesario calcular la corriente base de cada bus, por medio de la fórmula 2.4:

$$I_b = \frac{KVA_b}{\sqrt{3}KV_b}$$

donde $KV_b = KV$ del bus correspondiente.

A continuación se listan los valores de las corrientes base para cada bus en la tabla 3.16.

Bus	Corriente Base (Amp.)
10	$I_b = \frac{1000}{\sqrt{3}(4.16)} = 138.78612$
11	$I_b = \frac{1000}{\sqrt{3}(0.48)} = 1202.81306$
12	$I_b = \frac{1000}{\sqrt{3}(0.48)} = 1202.81306$
13	$I_b = \frac{1000}{\sqrt{3}(0.22)} = 2624.31941$

Tabla 3.16 corriente base para los buses del sistema eléctrico.

Con los datos anteriores se procede al cálculo de la corriente de corto circuito momentánea simétrica (tabla 3.17).

Bus	Corriente Momentánea Simétrica (Amp.)
10	$I_{MS} = \frac{1}{0.00639}(138.78612) = 21719.26761$
11	$I_{MS} = \frac{1}{0.05363}(1202.81306) = 22427.98919$
12	$I_{MS} = \frac{1}{0.05795}(1202.81306) = 20756.04935$
13	$I_{MS} = \frac{1}{0.29679}(2624.31941) = 8842.34445$

Tabla 3.17 corriente de corto circuito momentánea simétrica.

Esta corriente de corto circuito se aplica directamente para seleccionar equipo de bajo voltaje cuyas capacidades de corto circuito están expresadas en corrientes rms simétricas.

d) Ahora se calcula la corriente de corto circuito asimétrica momentánea para ser comparada con la capacidad de cierre y sostén (Closing and Latching) de interruptores en media y alta tensión. La corriente de corto circuito asimétrica se calcula mediante un factor de asimetría entonces esta corriente se calcula mediante la siguiente expresión:

$$I_{MT} = 1.6(I_{MS}) \dots (2.8a)$$

donde 1.6 es el factor de asimetría.

Ya que esta corriente sólo se requiere en media y alta tensión sólo se calcula para el bus 10 (tabla 3.18).

Bus	Corriente de Corto Circuito Asimétrica Momentánea (Amp.)
10	$I_{MT} = 1.6(21719.26761) = 34750.82818$

Tabla 3.18 corriente de corto circuito asimétrica momentánea para la selección de interruptores de potencia.

También es necesario calcular la corriente de corto circuito asimétrica momentánea para compararlas con las capacidades de corriente rms de fusibles en media y alta tensión. Esta corriente se calcula mediante la siguiente expresión:

$$I_{MT} = 1.55(I_{MS}) \dots (2.8b)$$

donde 1.55 es tomado de la tabla 1 de la norma ANSI C37.41/1981.

Ya que sólo se requiere para alta y media tensión entonces en la tabla 3.19 se listan los valores:

Bus	Corriente de Corto Circuito Asimétrica Momentánea (Amp.)
10	$I_{sc} = 155(21719.26761) = 33664.86480$

Tabla 3.19 corriente de corto circuito asimétrica momentánea para la selección de fusibles.

II) SEGUNDO CÁLCULO (CAPACIDAD INTERRUPTIVA)

a) Se corrigen cada una de las reactancias aplicando los factores que se indican en las tablas 3.11 y 3.12. Los valores de reactancia referida para máquinas rotatorias obtenidas en el punto 3 deben ser multiplicadas por los valores mostrados en las tablas 3.11 y 3.12 (Interrupting Network). Para la reactancia del elemento No. 12 el factor multiplicador es 1.5 ya que el motor es de 250 HP considerando una velocidad 3600 rpm; para los motores mayores o iguales a 50 HP el factor multiplicador es 3 pero se desconoce la reactancia subtransitoria, entonces se considera $X=0.50$, esta reactancia debe ser referida a la potencia base, los motores menores de 50 HP son despreciados debido a que su contribución es escasa como ya se ha mencionado anteriormente, en todo caso la contribución de estos ya ha sido tomada en cuenta en el cálculo de corto circuito momentáneo.

También se corrigen los valores de resistencia que se muestran en la tabla 3.14 con los mismos factores que se utilizan en las reactancias. Debe tenerse cuidado con las resistencia equivalente de los motores iguales o mayores de 50 HP ya que se obtuvo una nueva reactancia entonces para obtener la nueva resistencia es necesario dividir la reactancia referida entre la relación X/R del elemento.

En la tabla 3.20 se muestran los valores de las reactancias y resistencias corregidas para el segundo cálculo.

No.	Tipo de Elemento	Reactancia Real	Reactancia Referida	Reactancia Corregida	Resistencia Referida	Resistencia Corregida
1	Acometida	0.00667	0.00667	0.00667	0.00056	0.00056
2	TR-3	0.05708	0.05708	0.05708	0.006925	0.006925
3	TR-1	0.05717	0.05717	0.05717	0.006185	0.006185
4	L-5	0.00181	0.00010	0.00010	0.000298	0.000298
5	L-6	0.00199	0.00011	0.00011	0.000115	0.000115
6	L-7	0.00181	0.00010	0.00010	0.000298	0.000298
7	L-8	0.00084	0.00365	0.00365	0.001736	0.001736
8	L-9	0.00122	0.00530	0.00530	0.002474	0.002474
9	M-12	0.17	0.91153	1.36730	0.041433	0.062150
10	M-13	0.50	0.92447	0.92447	0.031696	0.079240
11	M-15	0.50	1.38194	1.38194	0.061420	0.153550

Tabla 3.20 reactancias y resistencias corregidas para el segundo cálculo.

El diagrama unifilar correspondiente será el que se muestra en la figura 3.19.

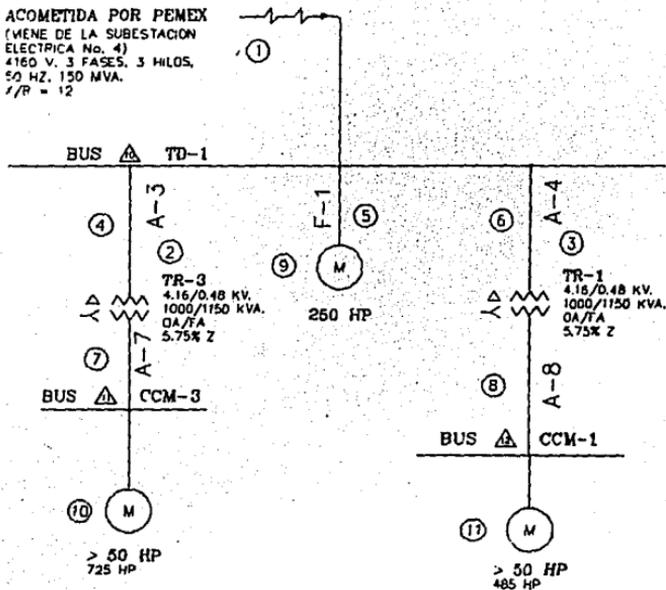


Figura 3.19 Diagrama unifilar, segunda red.

Se dibuja el diagrama unifilar de reactancias con las reactancias corregidas figura 3.20.

b) Obtención de la reactancia equivalente en cada uno de los buses.

l) Reducción del diagrama de impedancias para una falla en el bus 10.
Reactancias X_2 , X_4 , X_7 y X_{10} en serie:

$$X_4 = X_2 + X_4 + X_7 + X_{10}$$

$$X_4 = 0.05708 + 0.00010 + 0.00365 + 0.92447 = 0.9853$$

$$X_A = 0.9853$$

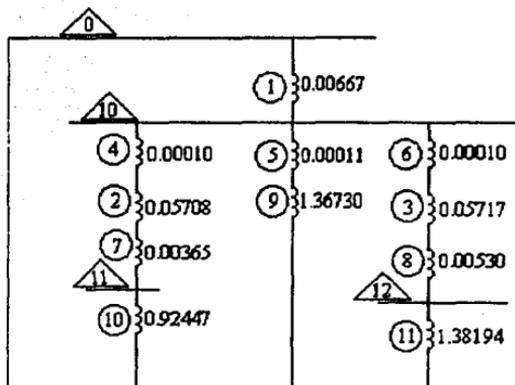


Figura 3.20 diagrama unifilar de reactancias para el segundo calculo.

Reactancias X_5 y X_9 en serie:

$$X_B = X_5 + X_9$$

$$X_B = 0.00011 + 1.36730 = 1.36741$$

$$X_B = 1.36741$$

Reactancias X_3 , X_8 , X_8 y X_{11} en serie:

$$X_C = X_3 + X_8 + X_8 + X_{11}$$

$$X_C = 0.05717 + 0.00010 + 0.00530 + 1.38194 = 1.44451$$

$$X_C = 1.44451$$

Reactancias X_A , X_B y X_C en paralelo:

$$X_D = \left(\frac{1}{X_A} + \frac{1}{X_B} + \frac{1}{X_C} \right)^{-1}$$

$$X_D = \left(\frac{1}{0.9853} + \frac{1}{1.36741} + \frac{1}{1.44451} \right)^{-1} = 0.41009$$

$$X_D = 0.41009$$

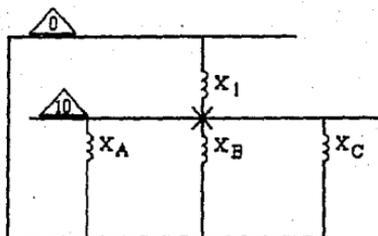


Figura 3.21 reducción del diagrama de reactancias para una falla en el bus 10.

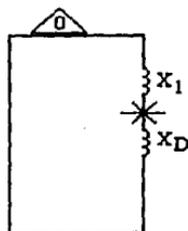


Figura 3.22.

La reactancia equivalente para una falla en el bus 10 es el paralelo de X_1 y X_D :

$$X_{eq} = \left(\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_D} \right)^{-1}$$

$$X_{eq} = \left(\frac{1}{0.41009} + \frac{1}{0.00656} \right)^{-1} = 0.00656$$

$$X_{eq} = 0.00656$$

c) Obtención de la resistencia equivalente en cada uno de los buses reduciendo las combinaciones serie o paralelo.

Se dibuja el diagrama de resistencias corregidas figura 3.23.

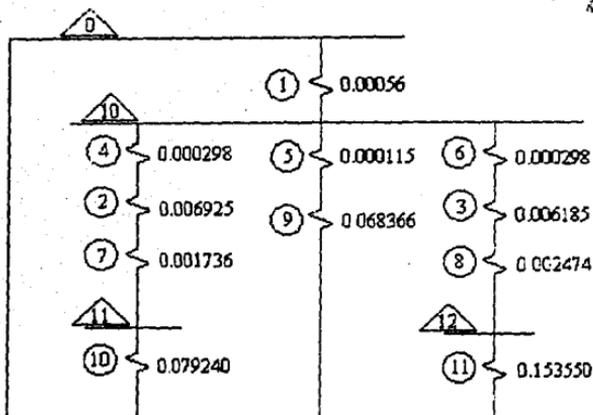


Figura 3.23 diagrama unifilar de resistencias para el segundo cálculo.

1) Reducción del diagrama de resistencias para una falla en el bus 10:

Resistencias R_2 , R_4 , R_7 y R_{10} en serie:

$$R_A = R_2 + R_4 + R_7 + R_{10}$$

$$R_A = 0.006925 + 0.000298 + 0.001736 + 0.079240 = 0.088199$$

$$R_A = 0.088199$$

Resistencias R_5 y R_9 en serie:

$$R_B = R_5 + R_9$$

$$R_B = 0.000115 + 0.06215 = 0.062265$$

$$R_B = 0.062265$$

Resistencias R_3 , R_6 , R_8 y R_{11} en serie:

$$R_C = R_3 + R_6 + R_8 + R_{11}$$

$$R_c = 0.006185 + 0.000298 + 0.002474 + 0.15355 = 0.162507$$

$$R_c = 0.162507$$

Resistencias R_A , R_B y R_C en paralelo:

$$R_D = \left(\frac{1}{R_A} + \frac{1}{R_B} + \frac{1}{R_C} \right)^{-1}$$

$$R_D = \left(\frac{1}{0.088199} + \frac{1}{0.062265} + \frac{1}{0.162507} \right)^{-1} = 0.029805$$

$$R_D = 0.029805$$

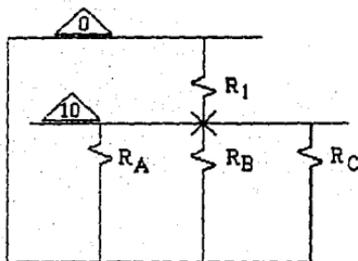


Figura 3.24 reducción del diagrama de resistencias para una falla en el bus 10.

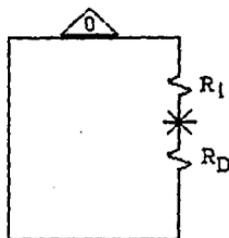


Figura 3.25.

La resistencia equivalente para una falla en el bus 10 es el paralelo de R_1 y R_D :

$$R_{eq} = \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_D} \right)^{-1}$$

$$R_{eq} = \left(\frac{1}{0.00056} + \frac{1}{0.029805} \right)^{-1} = 0.000549$$

$$R_{eq} = 0.000549$$

d) Determinación de la relación X/R dividiendo la reactancia equivalente entre la resistencia equivalente de el bus de falla, los resultados se muestran en la tabla 3.21.

Bus	Relación X/R
10	$X/R = 0.00656 / 0.000549 = 11.95$

Tabla 3.21 relación X/R equivalente del sistema.

e) Determinación del factor multiplicador f para corregir la corriente E/X.
Para poder determinar este factor que se encuentra implícito en las figuras 3.26, 3.27, 3.28y 3.29 se procede como sigue:

1) Determinar la distancia eléctrica en cada uno de los buses.

La distancia eléctrica es el numero de transformaciones existentes entre el punto de falla o de corto circuito y el generador que alimenta el sistema eléctrico, dicho de otra forma es el numero de transformadores existentes desde el punto donde ocurre la falla hasta el punto de generación de la energía eléctrica; cuando existen mas de dos transformaciones ya no es necesario seguir contando el numero de éstas ya que los gráficos existentes son de dos tipos ya sea para fallas trifásicas o monofásicas, local ó remota:

- 1.- Alimentación predominantemente de generadores a través de no mas de una transformación o con reactancia externa en serie menor que 1.5 veces la reactancia subtransitoria del generador (Local).
- 2.- Alimentación predominante a través de dos o mas transformaciones o con reactancia externa en serie igual a ó arriba de 1.5 veces la reactancia subtransitoria del generador (Remota).

En nuestro caso del diagrama unifilar de la figura 3.19 podemos observar que no se muestra ningún generador, solo existe una acometida, lo que quiere decir que aparte de los transformadores existentes pueden existir otros transformadores por lo tanto, no solo en nuestro caso si no en todos en los que solo se muestre una acometida se considera un factor de multiplicación remoto (inciso 1) además que la norma recomienda esto ya que impone las condiciones mas severas; en las tabla 3.22 se muestra el numero de transformaciones de nuestro cálculo.

Bus	No. de Transformaciones
10	Mas de dos transformaciones

Tabla 3.22 distancia eléctrica para el bus 10.

f) Tiempo de interrupción y tiempo de separación de contactos a 60 Hz. de interruptores.

Para el cálculo de capacidades interruptivas se debe conocer el tiempo de separación de los contactos que es el tiempo total entre la iniciación del corto circuito y la presencia del arco entre los contactos en el inicio de la desconexión; también es necesario conocer el tiempo de interrupción que es el tiempo total desde la iniciación del corto circuito hasta la extinción del arco que se presenta al separarse los contactos. Existen diferentes interruptores con las características que se muestran en la tabla 3.23 de tiempo de interrupción y tiempo mínimo de separación de contactos; en nuestro caso utilizaremos un interruptor con un tiempo de interrupción de 3 ciclos y un tiempo mínimo de separación de contactos de 2 ciclos, se ha escogido éste tipo de interruptor ya que son los mas comerciales y modernos del momento, ya que los interruptores de 5 y 8 ciclos de interrupción son mas antiguos.

Tiempo de Interrupción	Tiempo Mínimo de Separación Entre Contactos
2 ciclos	1.5 ciclos
3 ciclos	2 ciclos
5 ciclos	3 ciclos
8 ciclos	4 ciclos

Tabla 3.23 tiempo de interrupción y tiempo mínimo de separación entre contactos para interruptores de potencia.

Tiempo de interrupción escogido: 3 ciclos.
 Tiempo mínimo de separación entre contactos: 2 ciclos.

iii) Selección de la curva a usar.

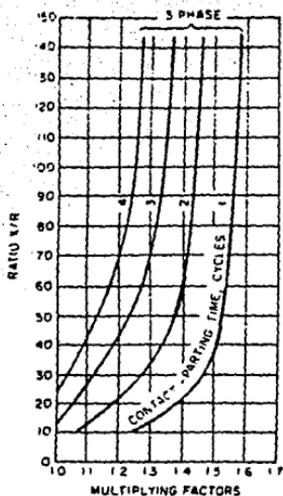
Con los valores de tiempo de interrupción y tiempo mínimo de separación entre contactos se selecciona la figura 3.29, para entender por que se escogió esta figura recordemos que el método de cálculo nos dice que para interruptores antiguos antes de 1964 se deben usar las curvas de la figuras 3.26 ó 3.27, mientras que para interruptores modernos después de 1964 se deben usar las curvas de las figuras 3.28 ó 3.29.

iv) Factor multiplicador.

Con los valores de la relación X/R del bus en el eje vertical de la figura 3.29 y haciéndola coincidir con la curva 2 y proyectándola al eje horizontal obtenemos el factor multiplicador para el bus (tabla 3.24).

Bus	Factor Multiplicador
10	1.0

Tabla 3.24.

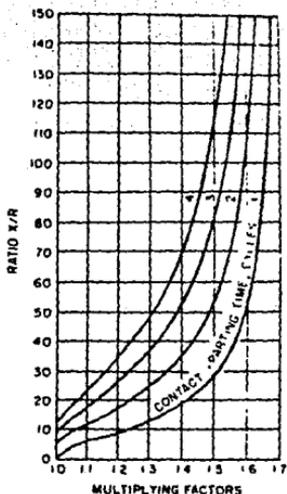


NOTE: Fed predominantly from generators through no more than one transformation or with external reactance in series that is less than 1.5 times generator subtransient reactance (local) (ANSI/IEEE C37.5-1979 [3]).

Multiplying Factors (Total Current Rating Basis) for Three-Phase Faults

Nota: Alimentación predominantemente de generadores a través de no más de una transformación o con reactancia externa en serie menor que 1.5 veces la reactancia subtransitoria del generador (local).

Figura 3.26 factores multiplicadores (capacidad base corriente total) para fallas trifásicas.



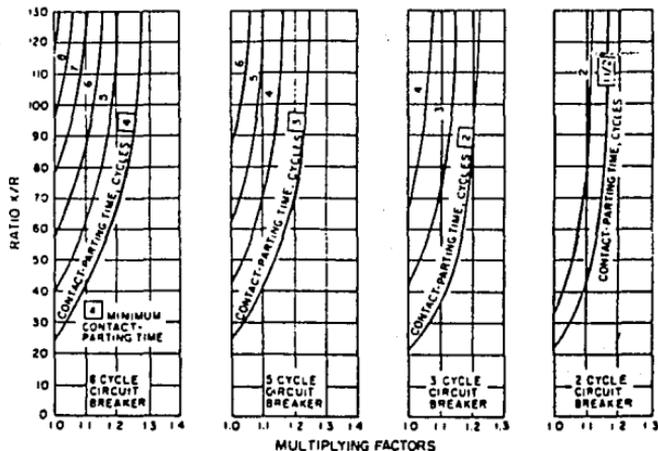
NOTE: Fed predominantly through two or more transformations or with external reactance in series equal to or above 1.5 times generator subtransient reactance (remote) (ANSI/IEEE C37.5-1979 [3]).

Multiplying Factors (Total Current Rating Basis) for Three-Phase and Line-to-Ground Faults

Nota: Alimentación predominantemente a través de dos o más transformaciones o con reactancia externa en serie igual a o arriba de 1.5 veces la reactancia subtransitoria del generador (remota).

Figura 3.27 factores multiplicadores (capacidad base corriente total) para fallas trifásicas y de línea a tierra.

Multiplying Factors for Three-Phase Faults Fed Predominantly from Generators

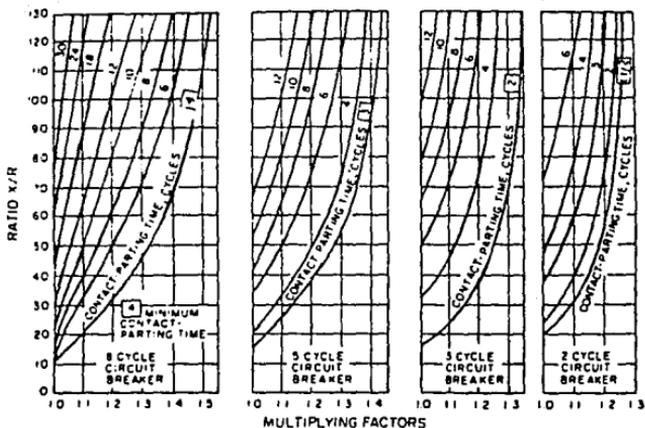


NOTE: Through no more than one transformation or with external reactance in series that is less than 1.5 times generator subtransient reactance (local) (ANSI/IEEE C37.010-1979 [2])

Nota: A través de no más de una transformación o con reactancia externa en serie menor que 1.5 veces la reactancia subtransitoria del generador (local).

Figura 3.28 factores multiplicadores para fallas trifásicas alimentadas predominantemente de generadores.

**Multiplying Factors for Three-Phase and Line-to-Ground Faults
Fed Predominantly from Generators**



NOTE: Through two or more transformations or with external reactance in series that is equal to or above 1.5 times generator subtransient reactance (remote) (ANSI/IEEE C37.010-1979 [2])

Nota: A través de dos o más transformaciones o con reactancia externa en serie igual o mayor a 1.5 veces la reactancia subtransitoria del generador (remota).

Figura 3.29 factores multiplicadores para fallas trifásicas y de línea a tierra alimentadas predominantemente de generadores.

f) Cálculo de la corriente interruptiva en cada bus con la siguiente formula:

$$I_{IT} = \frac{E_{pv}}{X_{pv}} (I_b)(f) \dots (3.10)$$

donde:

I_{IT} = Corriente interruptiva

X_{pv} = Reactancia equivalente en el bus de falla

f = Factor multiplicador

$$E_{pv} = \frac{\text{Tensión nominal máxima}}{\text{Tensión nominal de operación}} \dots (3.7)$$

donde el voltaje E_{pv} puede asumirse como 1 en caso de que no se tenga la tensión nominal máxima disponible.

En la tabla 3.25 se muestra el resultado de la corriente interruptiva para el bus 10.

Bus	Corriente Interruptiva (Amp.)
10	$I_{IT} = \frac{1}{0.00656} (138.78612)(1) = 21156.42$

Tabla 3.25 corriente de corto circuito interruptiva para el bus 10.

Esta corriente interruptiva, deberá compararse con la capacidad interruptiva simétrica de interruptores en media y alta tensión según la norma ANSI C37.010 1972.

III) TERCER CÁLCULO (COORDINACIÓN DE PROTECCIONES)

a) Se dibuja el diagrama de reactancias del sistema eléctrico incluyendo únicamente a la reactancia transitoria de los generadores y la reactancia del equipo estático entre ellos y la falla, ya que con esta red se obtienen las corrientes que se requieren para el cálculo de los ajustes de relevadores con retardo de tiempo (mayor a 6 ciclos); los motores de inducción son despreciados a causa de que a mas de 6 ciclos su contribución a la corriente de corto circuito es nula y el sistema a alcanzado casi el valor de estado estable y además en los motores de inducción se presenta solamente la reactancia subtransitoria.

En nuestro caso no existen generadores, si no una acometida que alimenta nuestro sistema, cuando esto ocurre se toma la reactancia de esta acometida, cuando existen generadores o motores sincronicos la reactancia subtransitoria puede ser obtenida de la tabla 3.10. La reactancia subtransitoria solo deberá ser referida a la potencia base pero en ningún caso será afectada por algún factor.

A continuación en la tabla 3.26 se listan los valores de las reactancias a utilizar.

No. de Elemento	Reactancia Referida
1	0.00667
2	0.05708
3	0.05717
4	0.00010
5	0.00011
6	0.00010
7	0.00365
8	0.00530

Tabla 3.26 reactancias referidas del sistema eléctrico para el tercer cálculo.

Diagrama unifilar de reactancias.

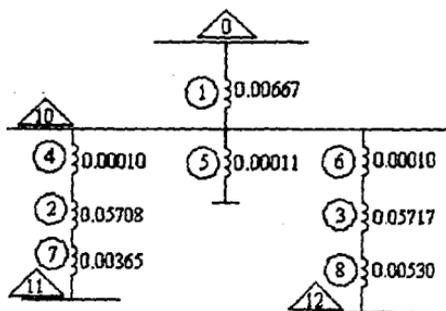


Figura 3.30 diagrama unifilar de reactancias para el tercer cálculo.

b) Obtención de la reactancia equivalente en cada uno de los buses reduciendo las combinaciones serie o paralelo, se debe tener cuidado al calcular la reactancia equivalente de los buses 10, 11 y 12 pues al ser despreciados los motores de inducción estos dos últimos buses han quedado abiertos con respecto al bus de referencia.

- i) Reducción del diagrama de impedancias para una falla en el bus 10:
Ya que los buses 11 y 12 se encuentran abiertos:

$$X_{eq} = 0.00667$$

ii) Reducción del diagrama de impedancias para una falla en el bus 11:

$$X_{eq} = X_1 + X_2 + X_4 + X_7$$

$$X_{eq} = 0.00667 + 0.05708 + 0.00010 + 0.00365 = 0.06750$$

$$X_{eq} = 0.06750$$

iii) Reducción del diagrama de impedancias para una falla en el bus 12:

$$X_{eq} = X_1 + X_6 + X_7 + X_8$$

$$X_{eq} = 0.00667 + 0.00010 + 0.05717 + 0.00530 = 0.06924$$

$$X_{eq} = 0.06924$$

c) Cálculo de la corriente de corto circuito (rms) simétrica mediante la siguiente expresión:

$$I_{sc} = \frac{E_{pn}}{X_{pn}} (I_b) \dots (3.12)$$

donde:

I_{sc} = Corriente de corto circuito simétrica.

X_{pn} = Reactancia equivalente en el bus de falla.

$$E_{pn} = \frac{\text{Tensión nominal máxima}}{\text{Tensión nominal de operación}} \dots (3.7)$$

donde el voltaje E_{pn} puede asumirse como 1 en caso de que no se tenga la tensión nominal máxima disponible.

En la tabla 3.27 se muestran las corrientes de corto circuito simétricas calculadas.

Bus	Corriente de Corto Circuito Simétrica (Amp.)
10	$I_{sc} = \frac{1}{0.00667} (138.78612) = 20807.51424$
11	$I_{sc} = \frac{1}{0.06750} (1202.81306) = 17819.45274$
12	$I_{sc} = \frac{1}{0.06924} (1202.81306) = 17371.65020$

Tabla 3.27 corrientes de corto circuito simétricas del tercer cálculo.

Estas corrientes son útiles para poder realizar los ajustes en los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo en la coordinación de protecciones.

CAPÍTULO 4

CAPÍTULO 4

APLICACIÓN DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO CALCULADAS POR EL MÉTODO E/X CORREGIDO EN LA SELECCIÓN Y AJUSTE DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTES

Los dispositivos de protección contra sobrecorrientes, son los elementos que han sido contemplados para proteger los sistemas eléctricos de los daños por sobrecarga y corrientes de corto circuito, por esta razón es obvio que estos dispositivos representan una función extremadamente importante; la protección contra sobrecorriente para conductores y equipos se proporciona con el propósito de interrumpir el circuito eléctrico, si la corriente alcanza un valor que pudiera causar una temperatura excesiva y peligrosa en el conductor o su aislamiento y así mismo en los demás equipos.

De aquí que casi todos los circuitos eléctricos deben tener protección contra sobrecorriente en alguna forma. Solo en algunos casos muy raros, se diseñan los circuitos eléctricos sin protección por sobrecorriente, un ejemplo serían los circuitos de alimentación de un sistema contra incendio.

Los dispositivos de protección contra sobrecorrientes, deben de cumplir con los siguientes requerimientos generales:

- A) Ser completamente automáticos.
- B) Transportar la corriente normal o nominal sin interrupción.
- C) Interrumpir inmediatamente las sobrecorrientes.
- D) Ser fácilmente reemplazables o restablecidos.
- E) Ser seguros bajo condiciones normales y de sobrecorriente.

Para reunir los requerimientos para la protección contra corto circuito deben de cumplir totalmente con las siguientes especificaciones básicas:

- 1) Debe de ser capaz de cerrar en forma segura sobre cualquier valor de corriente de carga o corriente de corto circuito, dentro del rango de capacidad momentánea del dispositivo.
- 2) Debe de ser seguro para abrir cualquier corriente que pueda circular dentro del rango de interrupción del dispositivo.
- 3) Debe de interrumpir automáticamente un flujo anormal de corriente dentro de su capacidad interruptiva.

Además de los requisitos generales y especificaciones básicas de protección los dispositivos de protección deben de cumplir con los requisitos específicos de protección que requiera el o los equipos a los cuales se aplicaran estos dispositivos de protección; los

requisitos específicos de protección se señalan en las diferentes normas existentes, pero como primer norma a cubrir está la norma mexicana NOM-001-SEMP-1994 relativa a las instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica.

Existen básicamente dos tipos de dispositivos fundamentales que se usan en forma común para cumplir con las funciones de protección, estos son:

- 1) Interruptores.
- 2) Fusibles.

INTERRUPTORES PARA SISTEMAS CON VOLTAJES MAYORES DE 600 VOLTS

Los interruptores para sistemas con voltajes superiores a 600 volts. se dividen en cuatro grupos básicos:

1) Interruptores en aire

Los interruptores en aire tienden a ser usados en instalaciones en interiores y como su nombre lo indica, interrumpen solo con aire entre sus contactos. Se pueden usar en exteriores instalados en casetas a prueba de intemperie. El aire de una fuente de aire comprimido, se usa, ya sea para abrir o para cerrar la navaja de los contactos móviles bajo carga eléctrica, un arco se iniciara entre la navaja móvil y los contactos fijos. Para prevenir daño por calentamiento, se inyecta un chorro de aire justo en el momento en que se debe extinguir el arco.

2) Interruptores en vacío

Los mayores conductores de electricidad son aquellos materiales que ofrecen la mayoría de electrones libres y por el contrario, los mejores aisladores o dieléctricos ofrecen el mínimo número de electrones libres. Debido a que el vacío constituye una ausencia de cualquier substancia y por lo tanto una ausencia de electrones, en teoría representa el mejor dieléctrico. El interruptor es simple en construcción, se tienen dos contactos tipo disco dentro de un cilindro contenedor en vacío, un contacto es fijo y el otro móvil.

3) Interruptores en aceite

Este tipo de interruptor es básicamente un recipiente que contiene aceite dentro del cual se instalan los contactos y el mecanismo de operación, de tal forma, que el arco eléctrico que se forma al abrirse los contactos se extingue por medio del aceite.

4) Interruptores en gas

Los interruptores en gas usan un gas inerte en el modulo de interrupción, los cuales representan las cámaras llenas de gas en donde tiene lugar la separación o el cierre de los contactos; por cada polo puede haber dos o tres módulos o secciones dependiendo del nivel de tensión, el gas usado es hexafluoruro de azufre (SF_6).

Todos estos interruptores operan en conjunto con los relevadores de protección para llenar los requisitos para una operación automática. Por lo general no se suministran con los dispositivos sensores de sobrecorriente.

INTERRUPTORES CON VOLTAJES MENORES DE 600 VOLTS

1) Interruptores electromagnéticos

Este equipo opera a base de energía almacenada en resortes, este interruptor tiene un dispositivo de energía almacenada con un mecanismo de operación de dos pasos: una palanca para cargar un resorte que carga el mecanismo de energía almacenada y los contactos del interruptor son cerrados oprimiendo un botón de cierre. Los interruptores operados eléctricamente tienen un motor para cargar el mecanismo de energía almacenada y el cierre puede ser hecho eléctricamente por un electroimán, el cual sube el seguro liberador del resorte de cierre. Un sensor en serie con un dispositivo de disparo y un actuador de disparo, realizan la apertura de los contactos.

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 diferido largo.
- De tiempo diferido corto.
- Instantáneo.
- De protección contra fallas a tierra.

2) Interruptores termomagnéticos

Estos interruptores tienen una combinación de disparo térmico y magnético instantáneo en una caja moldeada proporcionando una operación con retardo de tiempo a valores de sobrecorrientes no muy altas y con operación instantánea para las corrientes de corto circuito.

La característica térmica, por lo general es no ajustable, después de la instalación, en tanto que el disparo instantáneo puede tener características ajustables o no ajustables, dependiendo del fabricante.

Diferencias entre interruptores electromagnéticos y termomagnéticos

En general los interruptores termomagnéticos son construidos en una caja moldeada y aislada, su capacidad interruptiva es alta, la acción de disparo térmico se realiza por medio de una laminilla bimetálica que al calentarse por el paso de corriente se dobla liberando el mecanismo de disparo, mientras que el disparo magnético se realiza por medio de un electroimán conectado en serie con la corriente de carga, esto proporciona un disparo instantáneo cuando la corriente alcanza un valor predeterminado.

En cambio los interruptores electromagnéticos no son construidos en caja moldeada, tiene un mecanismo que opera por medio de energía almacenada y el disparo por sobrecarga y corto circuito se realiza por medio de la señal enviada por una unidad de estado sólido que es el cerebro del disparo y que actúa por la corriente emitida por tres sensores localizados en las terminales principales, por esta razón los interruptores electromagnéticos pueden ser ajustados para disparar en un rango de valores de corriente muy amplio a diferencia de los interruptores termomagnéticos que tienen un ajuste nulo o muy limitado.

FUSIBLES PARA SISTEMAS ARRIBA DE 600 VOLTS

Existen muchos tipos de fusibles disponibles para circuitos con tensiones de 2200 volts o mayores. Estos se dividen principalmente en las siguientes categorías:

1) Fusibles de potencia limitadores de corriente

Este tipo de fusibles están diseñados para fundirse antes que la corriente de corto circuito tenga tiempo de alcanzar su valor pico, por lo tanto, limitan la corriente a niveles seguros para el equipo y dispositivos que se van a proteger. Usan una laminilla de plata fusible que se conecta entre ambos extremos del fusible en el interior de un tubo aislante y rígido. La laminilla de plata es capaz de conducir la corriente de carga en forma normal a causa de que el calor que se produce es rápidamente absorbido, sin embargo, las corrientes anormales funden instantáneamente la laminilla de plata.

2) Fusibles de potencia no limitadores de corriente

Los fusibles de potencia no limitadores de corriente son similares a los tipo cartucho, básicamente están contruidos de un tubo aislante con extremos atornillables y un eslabón fusible conectado entre el paso de corriente. Otros tienen el tubo lleno de ácido bórico, algunos están hechos del tipo expulsión, lo que significa que expulsan gases calientes cuando operan estos fusibles; debido al riesgo de los gases calientes no se usan en interiores.

3) Fusibles tipo distribución

Los fusibles tipo distribución para uso en corto circuito en redes de distribución aéreas se usan principalmente en las compañías eléctricas que distribuyen energía eléctrica. Estos fusibles están hechos de distintas maneras, la mayoría emplea un aislador de porcelana que soporta al cartucho que contiene al elemento fusible.

FUSIBLES PARA SISTEMAS MENORES DE 600 VOLTS

Los fusibles son simples en construcción, compactos y relativamente baratos. Todos los fusibles modernos están hechos de tal forma que el elemento fusible mismo se encuentra totalmente encerrado. Los elementos que los contienen toman diferentes formas dependiendo del tamaño y la capacidad del fusible.

Los fusibles pueden ser tipo tapón donde el diámetro y longitud del contenedor del elemento fusible varía con la clase de voltaje, se usan en circuitos que no excedan a 127 volts, también pueden ser tipo cartucho donde el contacto puede ser de navajas o cilíndrico, estas también varían en sus dimensiones físicas dependiendo de su tensión nominal.

RELEVADORES

En los sistemas eléctricos los dispositivos de protección se usan en forma extensa uno de los principales son los llamados relevadores que se diseñan para distintas aplicaciones y en distintos tipos. El estudio de los relevadores es muy extenso por lo que solo se mencionaran sus características generales y dos tipos principales de relevadores que son los relevadores de sobrecorriente instantáneos y con retardo de tiempo.

Un relevador de protección es un dispositivo que se puede energizar por una señal de corriente, una señal de voltaje o por ambas. Cuando es energizado, opera para indicar o aislar las condiciones anormales de operación. Básicamente un relevador de protección, consiste de un elemento de operación y de un conjunto de contactos. El elemento de operación, toma la señal de dispositivos sensores en el sistema, tales como los transformadores de corriente o potencial o de ambos en algunos casos.

Cuando el relevador opera, puede actuar sobre una señal o bien completar un circuito para disparar un interruptor, el cual a su vez, aísla la sección del sistema que tiene problema. Los relevadores se fabrican en cualquiera de los siguientes tipos básicos: electromecánicos, estáticos y a base de microprocesadores.

Cualquiera que sea el tipo de relevador o su principio de funcionamiento, su aplicación en la protección debe cumplir con tres características:

- Sensibilidad. Deben de ser suficientemente sensibles como para operar cuando la corriente de falla es mínima.
- Selectividad. Habilidad para reconocer y decidir cuando debe operar un interruptor y minimizar el efecto de la falla.
- Rapidez. En condiciones de falla, mientras menor sea la duración de un disturbio, menor es su efecto y en consecuencia el daño del equipo.

Para la protección de las instalaciones eléctricas industriales, uno de los relevadores más usados es el relevador de sobrecorriente. El relevador de sobrecorriente constituye uno de los relevadores más usados y simples en la protección de sistemas eléctricos, como su nombre lo indica está diseñado para operar cuando circule una corriente mayor de un valor previamente establecido en alguna parte de la instalación.

Otra de las características de los relevadores de sobrecorriente que se debe de considerar es que cuentan con curvas de tiempo definido de tiempo inverso, de tiempo muy inverso y tiempo extremadamente inverso, las curvas correspondientes a cada una de estas clasificaciones difieren por el rango en el cual el tiempo de operación decrece al aumentar el valor de la corriente, cada una de estas curvas en el diagrama tiempo-corriente, tendría una representación como la que se muestra en la figura 4.1.

Relevador de sobrecorriente tipo instantáneo (50)

El relevador de sobrecorriente tipo instantáneo se diseña para operar sin retraso intencional, cuando el valor de la corriente excede al valor ajustado en el relevador éste debe de disparar casi instantáneamente, su tiempo de operación es del orden de 0.05 segundos (3 ciclos) o menos, su curva de operación es del tipo de tiempo definido.

Relevador de sobrecorriente con retraso de tiempo (51)

Este es un relevador con una característica de tiempo inverso, que opera cuando la corriente en el circuito excede un valor determinado, por lo general, a mayor corriente, menor tiempo de la característica inversa.

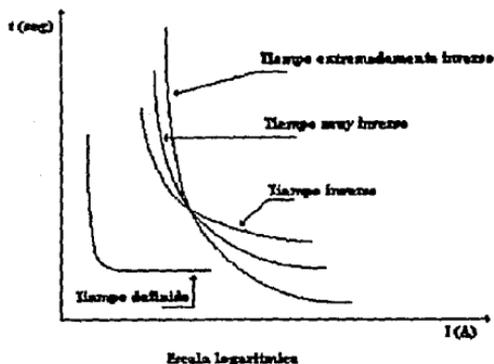


Figura 4.1 tipos de curvas tiempo-corriente de relevadores de sobrecorriente.

SELECCIÓN DE INTERRUPTORES DE POTENCIA 52-1 Y 52-2

1.- Selección del medio de extinción del arco

El primer paso en la selección de interruptores de potencia es establecer el medio de extinción del arco eléctrico que se presenta cuando el interruptor de potencia abre sus contactos.

En este caso debido a las ventajas que presenta el vacío con respecto a los demás medios de extinción, a causa de que los mejores conductores de electricidad son aquellos materiales que ofrecen la mayoría de electrones libres y por el contrario, los mejores aisladores o dieléctricos ofrecen el mínimo número de electrones libres; debido a que el vacío constituye una ausencia de cualquier substancia y por lo tanto una ausencia de electrones, y considerando la modernización de las plantas industriales, seleccionamos el vacío como medio de extinción del arco. Ya que este tipo de interruptores son adecuados para la mayoría de los servicios de suministro de energía para uso público e industrial. Su capacidad de voltaje e interrupción es tal, que puede trabajar en servicios específicos de interrupción de sistemas en media tensión de C. A. además la experiencia de campo ha comprobado las características únicas de funcionamiento y confiabilidad de los interruptores de vacío.

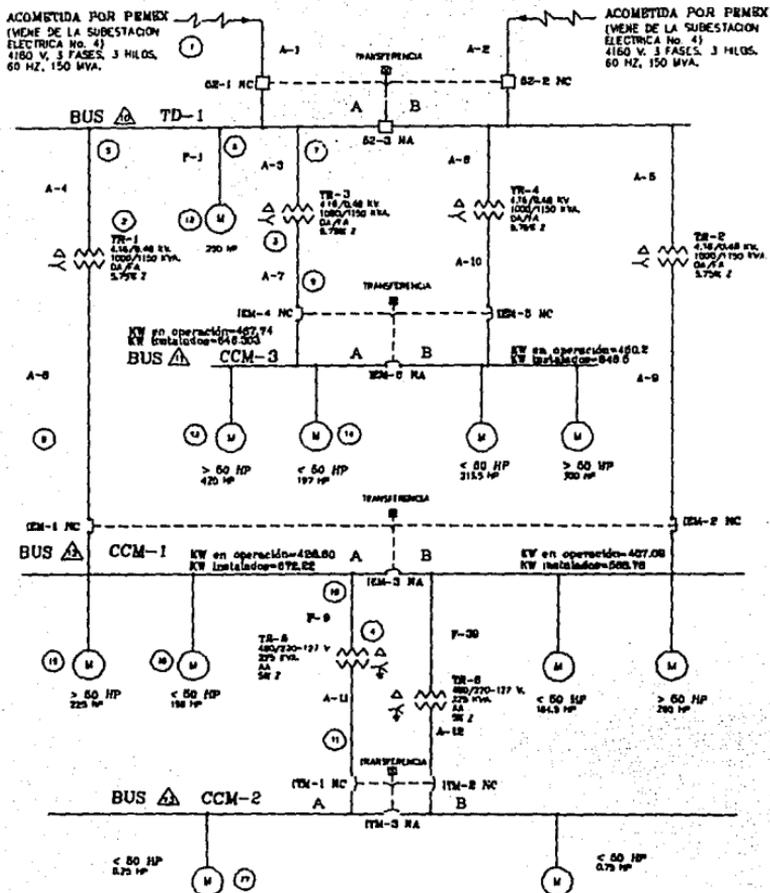


Figura 4.2a. Diagrama unifilar simplificado de la FCC.

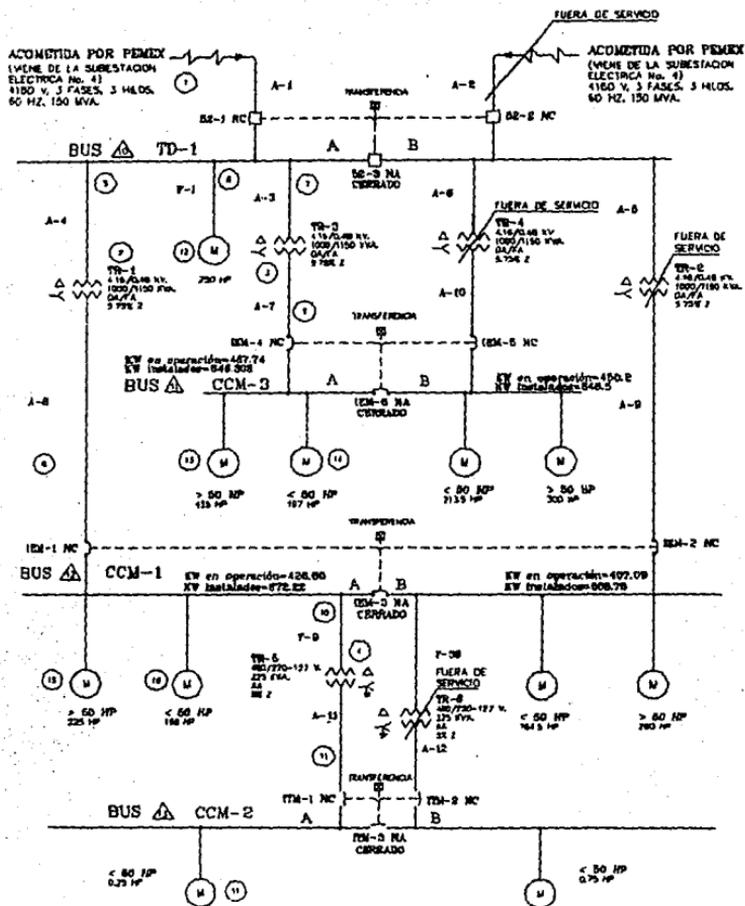


Figura 4.2b. Diagrama unifilar simplificado, al cerrarse los interruptores de enlace aumenta el doble la carga de los transformadores TR-1, TR-3 y TR-5.

2.- Tensión normal de operación y tensión nominal máxima

Del diagrama unifilar de la figura 3.1 o figura 4.2a, para el interruptor 52-1 y 52-2 su tensión normal de operación es de 4.16 Kv.

Tensión normal de operación= 4.16 Kv.

La tensión nominal máxima se obtiene de la tabla 4.1 columna 1, del ANSI/IEEE C-37.010-1979, en la cual se observa que para un nivel de tensión de 4.16 Kv. la tensión nominal máxima es de 4.76 Kv.

Tensión nominal máxima= 4.76 Kv.

3.- Corriente nominal continua

Cuando un alimentador principal sale de servicio, del diagrama unifilar los interruptores 52-1 y 52-2 deben de soportar la corriente nominal del tablero de distribución 1 (TD-1) que es la suma de la corriente nominal de 2 transformadores de 1000 KVA mas 15 % debido a el tipo de enfriamiento OA/FA, (también cada transformador debe de abastecer ambos lados de los buses (A y B) en caso de enlace de estos en los CCM-1, CCM2 y CCM-3), mas la corriente nominal del motor de 250 HP multiplicada por 1.25 por sobrecarga (ver figura 4.2b). Corriente de los transformadores:

Para un transformador de 1000 KVA mas 15 % por sobrecarga:

$$I = \frac{1150 \text{ KVA}}{4.16\sqrt{3}} = 159.60 \text{ A.}$$

Para dos transformadores:

$$I_T = 2 \times 159.6 = 319.2 \text{ A.}$$

Corriente nominal del motor de 250 HP:

$$I_A = \frac{250 \text{ HP}(0.746 \text{ HP / KW})}{(0.9)(4.16 \text{ KV})\sqrt{3}} = 28.75 \text{ A.}$$

Corriente del motor por sobrecarga:

$$I_m = 1.25 \times I_A$$

$$I_m = 1.25 \times 28.75 = 35.94$$

Por lo tanto la corriente nominal continua del TD-1 será:

$$I_{TD} = I_T + I_m = 319.2 + 35.94 = 355.14 \text{ A.}$$

$$I_{TD} = 355.14 \text{ A.}$$

De la tabla 4.1 y en la columna 5 la corriente nominal continua para un nivel de tensión de 4.16 Kv. es de 1200 ó 2000 Amperes que son los valores comerciales, como el valor de la carga sostenida no excede el valor mínimo de 1200 Amp. éste será el valor de la capacidad de los interruptores.

4.- Capacidad momentánea

La corriente de corto circuito momentánea asimétrica calculada en el capítulo 3 para el bus 10 es:

$$I_{MT} = 34750.8 \text{ A.}$$

Esta corriente fue obtenida con un voltaje en por unidad igual a 1 ya que se desconocía la tensión nominal máxima, este valor ahora es conocido, entonces debe aplicarse a la corriente de corto circuito momentánea asimétrica, entonces:

$$E_{pu} = \frac{\text{Tensión nominal máxima}}{\text{Tensión nominal de operación}}$$

$$E_{pu} = \frac{4.76 \text{ KV}}{4.16 \text{ KV}} = 1.144$$

Aplicando el nuevo valor de E_{pu} a la corriente calculada en el capítulo 3, I_{MT} :

$$I_{MTII} = 1.144 \times I_{MT}$$

$$I_{MTII} = 1.144 \times 34750.8 = 39755 \text{ A.}$$

$$I_{MTII} = 39755 \text{ A.}$$

Esta corriente debe de estar por debajo de la capacidad momentánea del interruptor para la aplicación adecuada de éste, según la norma ANSI C37.010, (ver columna 12 de la tabla 4.1), si tomamos las características del renglón 2 columna 12 de la tabla 4.1, éste nos proporciona las características deseadas ya que la capacidad momentánea I_{MTII} está por debajo de este valor.

5.- Capacidad interruptiva

La corriente de corto circuito interruptiva simétrica determinada en el capítulo 3 para el bus 10 es:

$$I_{IT} = 21156.4 \text{ A.}$$

Esta corriente fue obtenida con un voltaje en por unidad igual a 1 ya que se desconocía la tensión nominal máxima, este valor ahora es conocido y debe aplicarse a la corriente de corto circuito interruptiva simétrica.

TABLA 4.1. CAPACIDAD DE INTERRUPTORES SIN ACEITE PARA SERVICIO INTERIOR CON BASE EN LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA SIMÉTRICA

Valores Nominales									Capacidades Relacionadas Requeridas			
Tensión		Nivel De Aislamiento		Corriente		Valores Nominales		Tensión Nominal Máxima Dividida Entre El Factor K (9)	Valores De Corriente			
Tensión Nominal Máxima (1) *	Factor De Escala De La Tensión Nominal, Factor K (2)	Tensión Soportada Nominal		Corriente Nominal Continua A 60 Hz (5)	Corriente De Corto Circuito Nominal (A La Tensión Nominal Máxima, Kv) (6)	Tiempo De Interrupción Nominal (7)	Retardo Admisible En La Apertura (8)		Máxima Capacidad Interruptiva Simétrica (10)	Capacidad De Conducción De Corriente Durante 3 Segundos (11)	Capacidad Mínima Al Cierre y Sostén De Los Contactos (1.6k Veces La Corriente De Corto Circuito Nominal) (12)	
		Onda Interrump-tiva Baja Frecuen-cia (3)	Nivel Básico Al Impulso (4)									K Veces La Corriente De Corto. Circuito Nominal
KV rcm		KV rcm	KV Cresta	Amp rcm	KA rcm	Ciclos	Segun-dos	KV rcm	KA rcm	KA rcm	KA rcm	
4.76	1.36	19	60	1200	8.9	5	2	3.5	12	12	19	
4.76	1.24	19	60	1200	29	5	2	3.85	36	36	58	
4.76	1.24	19	60	2000	29	5	2	3.85	36	36	58	
4.76	1.19	19	60	1200	41	5	2	4.0	49	49	78	
4.76	1.19	19	60	2000	41	5	2	4.0	49	49	78	
4.76	1.19	19	60	3000	41	5	2	4.0	49	49	78	
8.25	1.25	36	95	1200	33	5	2	6.6	41	41	66	
8.25	1.25	36	95	2000	33	5	2	6.6	41	41	66	
15.0	1.30	36	95	1200	18	5	2	11.5	23	23	37	
15.0	1.30	36	95	2000	18	5	2	11.5	23	23	37	
15.0	1.30	36	95	1200	28	5	2	11.5	36	36	58	
15.0	1.30	36	95	2000	28	5	2	11.5	36	36	58	
15.0	1.30	36	95	1200	37	5	2	11.5	48	48	77	
15.0	1.30	36	95	2000	37	5	2	11.5	48	48	77	
15.0	1.30	36	95	3000	37	5	2	11.5	48	48	77	
38.0	1.65	80	150	1200	21	5	2	23.0	35	35	56	
38.0	1.65	80	150	2000	21	5	2	23.0	35	35	56	
38.0	1.65	80	150	3000	21	5	2	23.0	35	35	56	
38.0	1.00	80	150	1200	40	5	2	38.0	40	40	64	
38.0	1.00	80	150	3000	40	5	2	38.0	40	40	64	

* Los números entre paréntesis se refieren a las columnas.

DEL ANSI/IEEE C37.010-1979

CAPACIDADES DE LOS INTERRUPTORES TIPO VAD-3 y VAD-2² (Vacío)

Tipo de Interruptor	Capacidad Nominal		Corriente Nominal (Amp.) 60 Hz. RMS	Tensión			Nivel de Aislamiento		Capacidad Interruptiva Simétrica (Amp.)			Factor de Asimetría ¹	Cap. de Conducción de Cierre Durante 3 Seg. (Amp.) RMS	Cap. Máx. al Cierre y Soñón de los Contactos (KA) RMS	Tiempo Máx. de Interrupción (Ciclos)
	Potencia Trifásica (MVA)	Tensión Nominal (KV) RMS		Tensión Máxima (KV) RMS	Factor k Máx. KV Min. KV	Tensión Mínima (KV) RMS	Tensión de Baja Frecuencia (KV) RMS	Δ Bil. 1.2 x 50µs (KV) Cresta	A la Tensión Máxima (Amp.) RMS	A la Tensión Nominal (Amp.) RMS	A la Tensión Mínima (Amp.) RMS				
VAD-3-05025-12	250	4.18	1200	4.78	1.24	3.85	19	80	29,000	33,200	36,600	1.2	38,600	58,000	3
VAD-3-05025-20	250	4.16	2000	4.78	1.24	3.85	19	80	29,000	33,200	36,600	1.2	38,600	58,000	3
VAD-2-05025-30	250	4.16	3000	4.78	1.24	3.85	19	60	29,000	33,200	36,600	1.2	38,600	58,000	3
VAD-2-05035-12	350	4.16	1200	4.76	1.24	3.85	19	60	41,000	46,900	49,000	1.2	49,000	78,000	3
VAD-2-05035-20	350	4.16	2000	4.76	1.24	3.85	19	60	41,000	46,900	49,000	1.2	49,000	78,000	3
VAD-2-05035-30	350	4.16	3000	4.76	1.24	3.85	19	60	41,000	46,900	49,000	1.2	49,000	78,000	3
VAD-2-08050-12	500	7.20	1200	8.25	1.25	6.6	36	95	33,000	37,800	41,000	1.2	41,000	68,000	3
VAD-2-08050-20	500	7.20	2000	8.25	1.25	6.6	36	95	33,000	37,800	41,000	1.2	41,000	66,000	3
VAD-2-08050-30	500	7.20	3000	8.25	1.25	6.6	36	95	33,000	37,800	41,000	1.2	41,000	66,000	3
VAD-3-15050-12	500	13.8	1200	15.0	1.30	11.5	36	95	18,000	19,500	23,000	1.2	23,000	37,000	3
VAD-3-15050-20	500	13.8	2000	15.0	1.30	11.5	36	95	18,000	19,500	23,000	1.2	23,000	37,000	3
VAD-2-15050-30	500	13.8	3000	15.0	1.30	11.5	36	95	18,000	19,500	23,000	1.2	23,000	37,000	3
VAD-3-15075-12	750	13.8	1200	15.0	1.30	11.5	36	95	28,000	30,400	36,000	1.2	36,000	58,000	3
VAD-3-15075-20	750	13.8	2000	15.0	1.30	11.5	36	95	28,000	30,400	36,000	1.2	36,000	58,000	3
VAD-2-15075-30	750	13.8	3000	15.0	1.30	11.5	36	95	28,000	30,400	36,000	1.2	36,000	58,000	3
VAD-2-15100-12	1000	13.8	1200	15.0	1.30	11.5	35	95	37,000	40,200	48,000	1.2	48,000	77,000	3
VAD-2-15100-20	1000	13.8	2000	15.0	1.30	11.5	36	95	37,000	40,200	48,000	1.2	48,000	77,000	3
VAD-2-15100-30	1000	13.8	3000	15.0	1.30	11.5	38	95	37,000	40,200	48,000	1.2	48,000	77,000	3

¹Referirse al boletín SY-8 para los valores nominales de VAD-2, listados en la tabla

Tabla 4.2. Capacidades de interruptores de potencia en vacío SQUARE'D.

$$I_{m} = 1144 \times I_{T}$$

$$I_{m} = 1144 \times 21156.4 = 24203 \text{ A.}$$

La corriente interruptiva simétrica así determinada debe de compararse con la capacidad interruptiva simétrica de interruptores evaluados en la base actual de corriente simétrica (Post-1964 Rating Base) según la norma ANSI C37.10 (ver columna 10 de la tabla 4.1).

Si tomamos las características del renglón 2 columna 10 tabla 4.1, éste proporciona las características deseadas ya que la capacidad interruptiva calculada está por debajo de este valor.

6.- Selección del interruptor

Tomando las características encontradas en el renglón 2 de la tabla 4.1 de la norma ANSI C37.010 se procede a buscar un interruptor que se ajuste a estas características en las tablas que proporcionan los fabricantes.

Comparando la tabla 4.2 proporcionada por SQUARE'D y comparándola con la tabla 4.1 obtenemos que el modelo del interruptor en vacío VAD-3-05025-12 cumple con los requerimientos de la norma ANSI C-37.010.

AJUSTE DE LOS RELEVADORES 50/51 QUE DISPARAN LOS INTERRUPTORES DE POTENCIA 52-1 Y 52-2

1.- Corriente nominal del TD-1

El primer paso en el ajuste de los relevadores es conocer la corriente nominal del tablero de distribución 1 (TD-1) esta corriente ya ha sido calculada en la selección de los interruptores 52-1 y 52-2.

Corriente nominal del TD-1:

$$I_{TD} = 355.14 \text{ A.}$$

2.- Selección de transformadores de corriente (TC's) y su relación de transformación

Para evitar problemas potenciales de saturación, se pueden seleccionar los TC's para un valor de 1.5 veces la corriente nominal del TD-1, de acuerdo a las recomendaciones del estándar ANSI/IEEE Std. 141-1986 (Red Book).

$$1.5 \times 355.14 = 532.71 \text{ A}$$

El valor comercial de transformadores de corriente mas próximo es 600/5 por lo que:

$$RTC = \frac{600}{5} = 120$$

3.- Selección del tipo de relevador a usar

Ya que se requiere un relevador de sobrecorriente instantáneo y con retardo de tiempo 50/51 se usara un relevador marca MIDOS modelo MCGG62 para sobrecorriente trifásica.

4.- Ajuste de la unida 51 con retardo de tiempo

a) Ajuste del tap.

El ajuste del tap se encuentra dividiendo la corriente mínima de operación primaria entre la relación de transformación del TC.

$$Tap = \frac{I_{TD}}{RTC} = \frac{355.14}{120} = 2.95 \approx 3$$

De los datos existentes en la figura 4.3 que muestra la familia de curvas extremadamente inversa, se observa que para una corriente nominal de 5 A. para el tap No. 4 con tomas que van de 2.5 A. a 10 A. en pasos de 0.5 A. el tap disponible mas próximo a 2.95 A. es el de 3 A.

b) Selección de la curva de operación (Time Dial Setting)

Para esta selección se requerirán los datos listados en la tabla 4.3 (ver fig. 4.2a y 4.2b).

	Bus 12		Bus 11		Motor de 250 HP
	CCM-1		CCM-3		
	Bus A	Bus B	Bus A	Bus B	
Kw en operación	426.6	407.09	467.74	450.2	186.5
I_{sc2}	17371.65		17819.45		

Tabla 4.3 datos necesarios para la selección de la curva de operación del relevador 51.

Una vez seleccionado el tap se procede a seleccionar la curva de operación (Time Dial Setting), para realizar este ajuste deben considerarse las sobrecargas momentáneas permisibles. En este caso la sobrecarga momentánea es la cooperación a la corriente de corto circuito en las barras de 480 volts del bus 11 calculada en el capítulo 3 inciso III en la tercera red (se usa la I_{sc2} de la tercera red a causa de que el relevador debe de actuar en caso de que los dispositivos de protección que están por debajo de el no actúen y esto ocurre a mas de 6 ciclos) que es donde se presenta el corto circuito mayor para 480 volts mas la carga que sigue demandando corriente que serían los Kw. en operación del bus 10 menos la carga existente abajo del corto circuito del bus 11, ver figura 4.2b.

Carga existente abajo del corto circuito KW_{sc1} :

$$KW_{sc1} = 1938.13 - 917.94 = 1020.19$$

Entonces:

$$I_{sc1} = \frac{1020.19}{(0.9)(4.16)\sqrt{3}} = 157.3 \text{ A.}$$

Corriente de corto circuito de la tercera red en el bus 11 referida a 4.16 KV:

$$I_{sc3} = 17819.43 \left(\frac{480}{4160} \right) = 2056.09 \text{ A.}$$

La corriente de sobrecarga en el bus 10 de 4160 V será:

$$I_{sc} = I_{sc1} + I_{sc3}$$

$$I_{sc} = 157.3 + 2056.09 = 2213.39 \text{ A.}$$

Expresando la sobrecarga como múltiplos del tap:

$$I_s = \frac{I_{sc}}{RTC} = \frac{2213.39}{120} = 18.44$$

donde I_s = Corriente de sobrecarga en el lado secundario del TC.

El múltiplo del tap es:

$$m = \frac{18.44}{3} = 6.14$$

Ya que la corriente de corto circuito de la tercera red se da a mas de 6 ciclos o sea a mas de 0.1 segundos, con un múltiplo del tap $m=6.14$ y un tiempo de 0.3 segundos el dial seleccionado será 0.2 de la curva tiempo-corriente extremadamente inversa para un relevador marca Midos de tiempo inverso, ver figura 4.3.

$$Tap = 3$$

$$Time \ dial \ setting = 0.2$$

Para pasar la curva seleccionada a la hoja logarítmica de coordinación de protecciones se procede de la siguiente manera utilizando la siguiente formula:

$$I_r = RV \times RTC \times Tap \times I_t$$

$$I_r = 1 \times 120 \times 3 \times I_t = 360 I_t$$

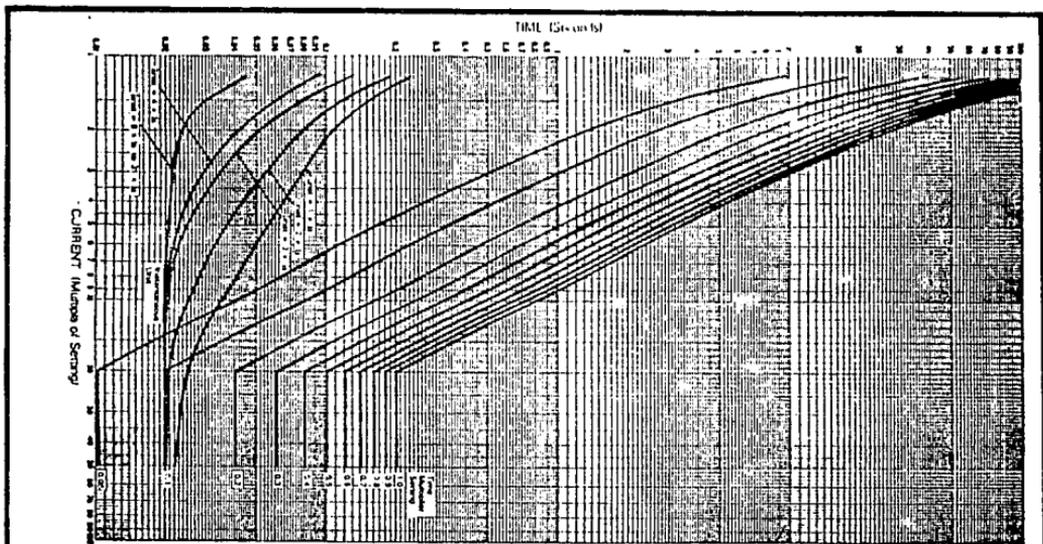


Figura 4.3 curvas de operación tiempo corriente con característica extremadamente inversa del relévarador marca MIDOS modelo MCGG62.

NOMINAL CURRENT RATING (In)		TIME UNIT TAP SETTINGS (Is)		STEPS	INSTANTANEOUS UNIT SETTINGS (Inst)	TIME MULTIPLIER SETTINGS (T.M.S.)	OPERATION TIME-CURRENT CURVES		
1A	(1) 0.1, 0.2, 0.3	2.0A	0.1A				[The Infinity (∞) setting can be used to disable the instantaneous feature, if desired.]	0.06-1.0 x I, in steps of 0.05 [For convenience and clarity, only the main divisors are shown.]	RELAY TYPE
5A	(2) 0.5, 1.0, 1.5	10.0A	0.5A	CHARACTERISTIC	Extremely Inverse				
1A	(3) 0.5, 0.6, 0.7	2.0A	0.1A	TYPICAL TIME	t = 0.81 sec at 10Is and 1.0 T.M.S.				
5A	(4) 2.5, 3.0, 3.5	10.0A	0.5A	STARTING AND CLOSING CURRENT (% Setting Current)	<table border="1"> <tr> <td>NOMINAL</td> <td>100</td> </tr> <tr> <td>TOLERANCE BAND</td> <td>100-110</td> </tr> </table>	NOMINAL			100
NOMINAL	100								
TOLERANCE BAND	100-110								
RELAY SETTING RANGE(S) Single pole, Ph/F or E/F 1 or 2 3 pole Ph/F 3 or 4 2 pole Ph/F + 1 pole E/F } [1] or [2]						FREQUENCY	50 Hz or 60 Hz		
GEC Measurements						REFERENCE	MCGG - EI		

$$I_r = 360I_e$$

donde:

I_r = Corriente referida al voltaje base.

$$RV = \text{Relación de voltaje} = \frac{V_a}{V_b} = \frac{4160}{4160} = 1$$

$$RTC = \text{Relación del transformador de corriente} = \frac{600}{5} = 120$$

Tap = 3

I_e = Valores de la gráfica seleccionada.

Los valores de I_r para diferentes tiempos se muestran en la tabla 4.4 la curva se muestra en la figura 4.5.

t (seg.)	I_e	I_r
0.04	20.0	7200
0.07	15.0	5400
0.16	10.0	3600
0.20	9.0	3240
0.30	7.40	2664
0.36	7.00	2500
0.68	5.00	1800
1.00	4.00	1440
2.00	3.00	1080
3.00	2.50	900
5.20	2.00	720
10.0	1.60	576
14.0	1.50	540
25.0	1.30	468
40.0	1.20	432

Tabla 4.4 puntos de la curva de operación seleccionada del relevador 51.

5.- Ajuste de la unidad 50 instantánea

- a) Para el ajuste de la unidad instantánea es necesario conocer el valor real máximo que pasara a través del interruptor 52-1 y 52-2, este valor debe de ser la contribución al corto circuito asimétrico momentáneo de la compañía suministradora (I_{cr}) ver figura 3.1 y 4.2b, del diagrama de impedancias figura 3.4 y figura 3.8 capítulo 3 tenemos la figura 4.4.

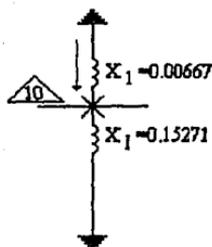


Figura 4.4 reducción del diagrama de reactancias del primer cálculo para una falla en el bus 10.

Sabemos que el corto circuito asimétrico momentáneo en el bus 10 es:

$$I_{MII} = 39755 \text{ A.}$$

La corriente base es:

$$I_b = 138,78612 \text{ A.}$$

El voltaje en p.u. es:

$$E_{pu} = 1.144$$

Entonces la corriente de corto circuito asimétrico momentáneo que fluirá a través del interruptor y a su vez la corriente que pasara a través del primario del TC es:

$$I_{sc} = \frac{E_{pu}}{X_1} (I_b)$$

$$I_{sc} = \frac{1.144}{0.00667} (138.78612) = 23803.78 \text{ A. simétricos}$$

$$I_{sc} = 23803.78 \text{ A. simétricos}$$

La corriente asimétrica será:

$$I_{SCA} = 1.6 I_{sc} = 1.6 (23803.78) = 38086.048 \text{ A.}$$

$$I_{SCA} = 38086.048 \text{ A.}$$

La contribución de corriente asimétrica momentánea de las otras fuentes es:

$$I_{CPA} = \frac{1144}{0.15271}(138.78612)(1.6) = 1663.51 \text{ A.}$$

$$I_{CPA} = 1663.51 \text{ A.}$$

A través del TC el relevador ve una corriente de:

$$I_{STC} = \frac{38086.048}{120} = 317.38 \text{ A.}$$

$$I_{STC} = 317.38$$

- b) La unidad instantánea 50 tiene curvas que van desde 1 hasta 31 veces la corriente I_g del tap seleccionado para la unidad 51 con retardo de tiempo como se muestra en la figura 4.3 entonces la curva de operación se selecciona como sigue:

$$\text{Curva a usar } XI_g = \frac{I_{STC}}{\text{Tap}_{51}}$$

$$XI_g = \frac{317.38}{3} = 105.79$$

Como se puede observar el valor de XI_g esta por encima de los valores de la curva de $5I_g$ a $31I_g$ que es el valor máximo para el relevador entonces se escoge el valor mas próximo que es $31I_g$ entonces el tap para la unidad 50 será 31.

Para pasar la curva seleccionada a la hoja logarítmica de coordinación de protecciones se procede de la misma forma que para el relevador 51.

$$I_r = RV \times RTC \times \text{Tap} \times I_g$$

donde:

$$RV = \frac{4160}{4160} = 1$$

$$RTC = \frac{600}{5} = 120$$

$$\text{Tap} = 31$$

$$I_r = 1(120)(31)I_g$$

$$I_r = 3720I_g$$

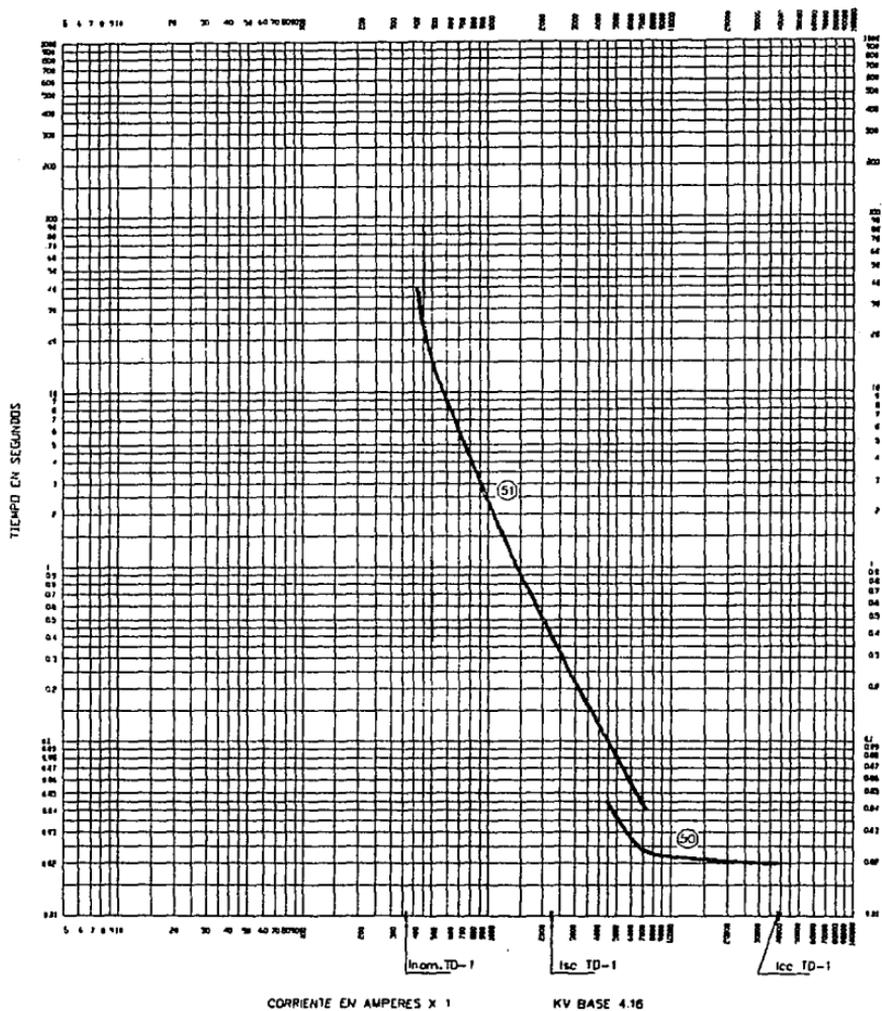


Figura 4.3 hoja logarítmica de coordinación de protecciones para los relevadores 50/51.

Los valores de I_r se muestran en la tabla 4.5, la curva se muestra en la figura 4.5.

t (seg.)	I_g	I_r
0.0200	7.0	26040
0.0203	6.0	22320
0.0205	5.0	18600
0.0208	4.0	14880
0.0210	3.5	13020
0.0215	3.0	11160
0.0220	2.5	9300
0.0230	2.0	7440
0.0250	1.8	6696
0.0300	1.5	5580
0.0400	1.3	4836
0.0450	1.2	4464

Tabla 4.5 puntos de la curva de operación seleccionada del relevador 50.

SELECCIÓN DE FUSIBLES PARA EL PRIMARIO DE LOS TRANSFORMADORES DE 1000 KVA

1.- Corrientes de corto circuito

En la selección de fusibles es importante conocer la corriente de corto circuito asimétrica momentánea (I_{MT}) que se presenta en el bus 10 que fue calculada en el capítulo 3 inciso d. La corriente de corto circuito asimétrica momentánea es:

$$I_{MT} = 33664.86 \text{ A.}$$

Esta corriente fue obtenida con un voltaje en por unidad igual a 1 ya que se desconocía la tensión nominal máxima, este valor ahora es conocido, entonces debe de aplicarse a la corriente de corto circuito momentánea, entonces:

$$E_{ps} = \frac{\text{Tensión nominal máxima}}{\text{Tensión nominal de operación}}$$

$$E_{ps} = \frac{4.76 \text{ KV}}{4.16 \text{ KV}} = 1.144$$

Aplicando el nuevo valor de E_{pu} a la corriente calculada en el capítulo 3, I_{MT} :

$$I_{MT} = 1144 \times I_{MT}$$

$$I_{MT} = 1144 \times 33664.86 = 38513 \text{ A.}$$

$$I_{MT} = 38513 \text{ A.}$$

Esta corriente debe de compararse con las capacidades de corriente rms de fusibles en media y alta tensión dadas por los fabricantes de fusibles.

2.- Selección del tipo de fusible a usar

El fabricante de fusibles BUSS nos dice que los fusibles clasificados clase E tipos JCX y JCY (donde los fusibles JCX son para 2400 volts y los fusibles JCY son para 4800 volts) son fusibles de potencia de medio voltaje con limitación de corriente diseñados para la protección de transformadores, alimentadores de medio voltaje y circuitos parciales. Estos fusibles están disponibles con amperajes desde 1/2E hasta 200E.

Las características de los fusibles son:

Símbolos de catálogo JCX y JCY
Capacidades de corriente: 1/2E a 200E

Voltajes	
JCX-2400 Volts (nominal)	JCY-4800 Volts (nominal)
2750 Volts (máximos)	5500 Volts (máximos)

Limitación de corriente Capacidad de interrupción	
JCX-60000 A RMS Asim.	JCY-60000 A RMS Asim.
175 MVA 3Ø Sim.	350 MVA 3Ø Sim.

Por las características que se acaban de mencionar se seleccionara un fusible tipo JCY con una capacidad de interrupción de 60000 A. RMS Asim.

3.- Selección de la capacidad nominal del fusible

Para la selección de la capacidad nominal del fusible es necesario conocer los lineamientos que éste debe de cumplir. La norma NOM-001-SEMP-1994 relativa a las instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica en el artículo 450-3 nos dice que cada transformador de mas de 600 volts nominales cuando se protege con fusibles el lado primario, los fusibles deben de tener una capacidad máxima de 300 % la corriente nominal, cuando la capacidad nominal del fusible requerido no corresponda a la capacidad o ajuste estándar se permite usar el valor o ajuste estándar próximo mas alto. El fusible

debe de permitir también una corriente de magnetización de 8 veces la corriente nominal durante 0.1 segundo de acuerdo a la norma ANSI/IEEE 57.12.

Las características de los transformadores son:

Potencia= 1000/1150 KVA

Enfriamiento OA/FA

Corriente nominal:

$$I_n = \frac{1000 \text{ KVA}}{4.16 \text{ KV} \sqrt{3}} = 138.8 \text{ A}$$

Impedancia Z=5.75 %

Rango o ajuste máximo del fusible:

La norma NOM-001-SEMP-1994 dice que se permite un 300 % de la capacidad nominal pero en específico para este tipo de transformadores con un enfriamiento OA/FA se permite una sobrecarga del 15 % de la norma NOM-J-284-1986 y de la norma ANSI C57.12.10 1978 que nos da un valor máximo de 1150 KVA entonces la corriente máxima o rango máximo del fusible será:

$$I_{\text{máx}} = 1.15 I_n$$

$$I_{\text{máx}} = 1.15(138.8) = 159.6 \text{ A}$$

$$I_{\text{máx}} = 159.6 \text{ A}$$

Corriente de magnetización:

$$I_{\text{mg}} = 8 I_n$$

$$I_{\text{mg}} = 8(138.8) = 1110.4 \text{ A}$$

$$I_{\text{mg}} = 1110.4 \text{ A durante 0.1 segundos.}$$

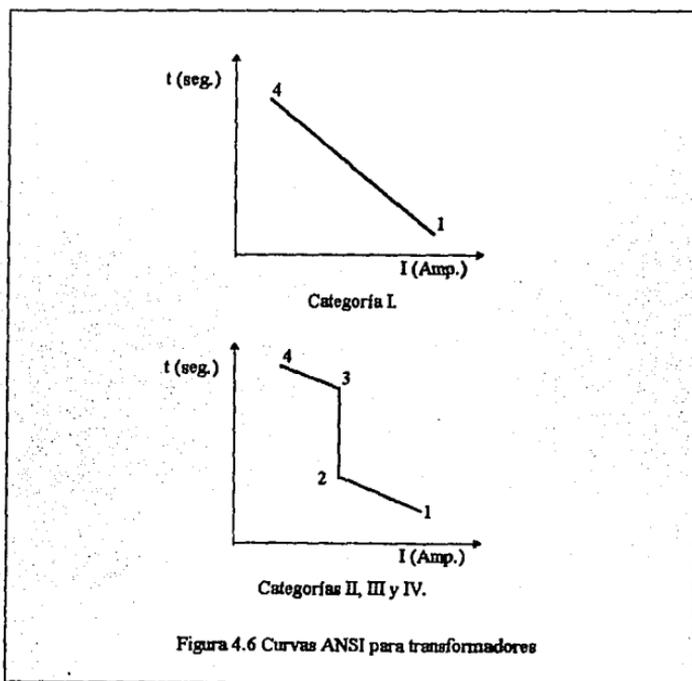
El fusible debe de cumplir también con los siguientes requisitos: su curva de operación tendrá que estar por debajo de la curva ANSI del transformador que establece la norma ANSI/IEEE C57.109.

Para poder calcular los puntos de la curva ANSI es necesario establecer la categoría del transformador de acuerdo a la clasificación que se da en la tabla 4.6.

CATEGORÍAS DE TRANSFORMADORES DE ACUERDO A LAS NORMAS ANSI		
CATEGORÍA	KVA NOMINALES DE PLACA	
	MONOFÁSICOS	TRIFÁSICOS
I	5-500	15-500
II	501-1667	501-5000
III	1668-10000	5001-30000
IV	arriba de 10000	arriba de 30000

Tabla 4.6.

Las categorías del transformador definen la forma de la curva ANSI que se muestra a continuación en la figura 4.6 y los puntos se calculan a lo indicado en la tabla 4.7, lo único que se debe de verificar es que la impedancia del transformador estén dentro de los valores indicados en la tabla 4.8 para la categoría I.



PUNTOS CURVA ANSI			
PUNTO	CATEGORÍAS DEL TRANSFORMADOR	TIEMPO (SEG.)	CORRIENTE (AMPS.)
1	I	$1250(Z_t)^2$	I_{pc}/Z_t
	II	2	I_{pc}/Z_t
	III, IV	2	$I_{pc}/(Z_t - Z_s)$
2	II	4.08	$0.7I_{pc}/Z_t$
	II, IV	8.0	$0.5I_{pc}/(Z_t + Z_s)$
3	II	$2551(Z_t)^2$	$0.7I_{pc}/Z_t$
	III, IV	$5000(Z_t + Z_s)^2$	$0.5I_{pc}/(Z_t + Z_s)$
4	I, II, III, IV	50	$5I_{pc}$

Tabla 4.7.

Donde:

Z_t = Impedancia del transformador en por unidad en base a los KVA en OA.

Z_s = Impedancia de la fuente en por unidad en base a los KVA del transformador.

IMPEDANCIAS MÍNIMAS		
MONOFÁSICO KVA	TRIFÁSICO KVA	IMPEDANCIAS MÍNIMAS Z_t EN PU EN BASE A LOS KVA DEL TRANSFORMADOR
5-25	15-75	0.0250
37.5	112.5-300	0.0286
167	500	0.0400

Tabla 4.8 impedancias mínimas para transformadores con categoría I.

En base a lo anterior nuestros transformadores son categoría II por lo tanto sus puntos serán los mostrados en la tabla 4.9.

PUNTO	TIEMPO (SEG.)	CORRIENTE (FORMULA)	CORRIENTE (AMP.)
1	2	I_{pc}/Z_t	2413.9
2	4.08	$0.7I_{pc}/Z_t$	1689.7
3	$2551(Z_t)^2 = 2551(0.0575)^2 = 8.4$	$0.7I_{pc}/Z_t$	1689.7
4	50	$5I_{pc}$	694

Tabla 4.9 puntos de la curva ANSI de los transformadores de 1000 KVA.

FALLA DE ORIGEN

Se procede a trazar los puntos antes mencionados en las curvas tiempo corriente fusión mínima para esta clase de fusibles, esto se muestra en la figura 4.7. Por lo tanto como se muestra en la figura 4.7, la curva 200E cumple con todos los requisitos, siendo éste un fusible de 200 Amperes entonces el fusible seleccionado es un fusible de 200 Amp. Número de Catalogo JCY-200E.

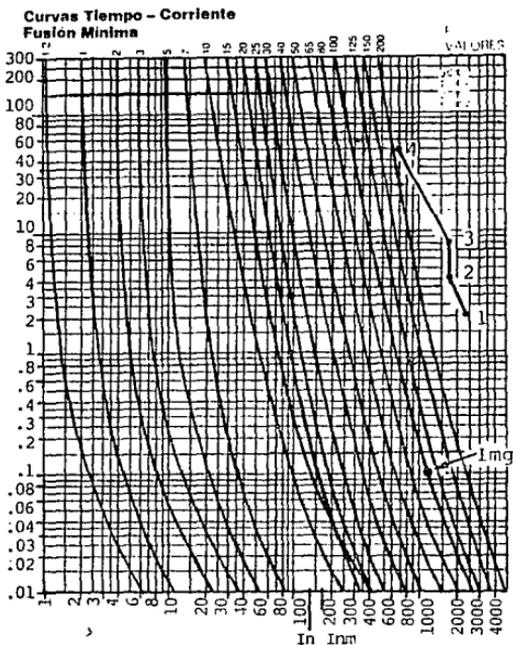


Figura 4.7 curvas tiempo-corriente fusión mínima para fusibles JCY 2750 volts y JCY 5500 volts.

SELECCIÓN DE INTERRUPTORES PRINCIPALES ELECTROMAGNÉTICOS IEM-1, IEM-2, IEM-4 E IEM-5

1.- Corrientes de corto circuito

En la selección de los interruptores electromagnéticos es importante conocer las corrientes de corto circuito simétricas momentáneas I_{Msc} que se presentan en los buses 11 y 12 que fueron calculadas en el inciso c del capítulo 3 para los buses de 480 volts y que se muestran en la tabla 4.10.

Bus	Corriente momentánea simétrica I_{Msc} (Amp.)
11	22427.99
12	20756.05

Tabla 4.10 corriente de corto circuito momentánea simétrica (primer cálculo).

Estas corrientes se aplican directamente para seleccionar equipo de bajo voltaje cuyas capacidades de corto circuito son expresadas en corrientes rms simétricas. El valor de estas corrientes de corto circuito debe de estar por debajo de las capacidades interruptivas de los equipos a seleccionar.

2.- Otros requisitos que deben de ser cubiertos por los interruptores

Los interruptores electromagnéticos deben de ser seleccionados también en base a la capacidad nominal de los transformadores TR-1, TR-2, TR-3 y TR-4 mas un 25 % máximo por sobrecarga que es el máximo rango de ajuste que permite la norma NOM-001-SEMP-1994 relativa a las instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica en el artículo 450-3, pero en especial para un transformador con enfriamiento OA/FA se permite un 15 % de sobrecarga según la norma NOM-J-284-1986 y de la norma ANSI C57.12.10 1978.

Las características de los transformadores son:

Potencia= 1000 KVA
Enfriamiento OA/FA
Impedancia Z=5.75 %
Corriente nominal:

$$I_n = \frac{1000 \text{ KVA}}{0.48 \text{ KV} \sqrt{3}} = 1202.8 \text{ A}$$

$$I_n = 1202.8$$

Ajuste máximo por sobrecarga:

$$I_{SC} = 1.15 I_n$$

$$I_{SC} = 1.15(1202.8) = 1383.2 \text{ A.}$$

$$I_{SC} = 1383.2 \text{ A.}$$

3.- Selección del tipo de interruptor electromagnético a usar:

Consultando las características de interruptores electromagnéticos proporcionados por SQUARE'D mostrados en la tabla 4.11 el interruptor tipo DS-416 con una capacidad interruptiva de 50000 Amp. simétricos que esta por encima de los valores de la tabla 4.10 a un voltaje de 480 volts y un rango de 100-1600 Amp. cumple con los requisitos de corriente de corto circuito y ajuste para ser seleccionado.

Es necesario mencionar que el interruptor que se haya seleccionado, con el fin de coordinación de protecciones su curva de operación deberá ajustarse por debajo de la curva del fusible del transformador de 1000 KVA y por encima del punto de magnetización del mismo.

TIPO	CAPACIDAD INTERRUPTIVA EN AMPERES SIMÉTRICOS	VOLTAJES	RANGO EN AMPERES
DS-208	42000	240	100-800
	30000	480	
	22000	600	
DS-416	65000	240	100-1600
	50000	480	
	42000	600	
DS-420	65000	240	100-2000
	50000	480	
	42000	600	
DS-532	65000	240	1200-3200
	50000	480	
	50000	600	
DS-632	85000	240	1200-3200
	65000	480	
	65000	600	

Tabla 4.11 Características de interruptores electromagnéticos SQUARE'D.

SELECCIÓN DE UN INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO PARA EL CIRCUITO DERIVADO DE UN MOTOR DE 15 HP, 480 VOLTS

1.- Corrientes de corto circuito

Las corrientes de corto circuito simétricas I_{M} , calculadas en el inciso c del capítulo 3 para los buses de 480 y 220 volts son las mostradas en la tabla 4.12.

Bus	Voltaje (Volts)	Corriente momentánea simétrica (Amp.)
11	480	22427.99
12	480	20756.05
13	220	8842.340

Tabla 4.12 corriente de corto circuito momentánea simétrica (primer cálculo).

Estas corrientes se aplican directamente para seleccionar equipo de bajo voltaje cuyas capacidades de corto circuito son expresadas en corrientes rms simétricas. El valor de estas corrientes de corto circuito debe de estar por debajo de las capacidades interruptivas de los equipos a seleccionar.

2.- Otros requisitos que deben de ser cubiertos por los interruptores

Se seleccionara el interruptor termomagnético para un motor de inducción de 15 HP 480 volts.

El interruptor debe de proteger en un rango que va desde 115 % hasta un máximo de 140 % del valor de la corriente nominal por sobrecarga y contra corto circuito hasta un máximo de 1300 % del valor de la corriente nominal siendo estos requisitos exigidos por la norma NOM-001-SEMP-1994 en su artículo 430. Además el interruptor debe ser capaz de soportar la corriente nominal continua, la corriente de rotor bloqueado (I_{rb}) ó de arranque del motor durante 8 segundos, y la corriente de magnetización del motor durante un periodo de 0.1 segundos, dando estos puntos la curva de operación del motor.

Datos del motor:

Potencia = 15 HP

Corriente nominal:

$$I_n = 22 \text{ A. (de la tabla 430.15 de la norma NOM-001-SEMP-1994)}$$

Corriente de rotor bloqueado:

$$I_{rb} = 6I_n$$

$$I_{rb} = 6(22) = 132 \text{ A.}$$

$$I_{pb} = 132 \text{ A. durante 8 segundos}$$

Corriente de magnetización

$$I_{mq} = 1.5I_{pb}$$

$$I_{mq} = 1.5(132) = 198 \text{ A.}$$

$$I_{mq} = 198 \text{ A. durante 0.1 segundos}$$

3.- Selección del interruptor a usar

El interruptor a usar será un interruptor termomagnético marca Siemens 3x50 A. con una capacidad interruptiva de 25000 Amperes simétricos RMS que es el que se señala en la tabla 4.13. Una vez seleccionado el interruptor termomagnético se traza la curva de operación del motor en la curva característica de disparo de este interruptor (ver figura 4.8).

Como se observa en la figura 4.8 el interruptor cumple con las características deseadas por lo tanto es correcta la selección del interruptor tipo ED63B050 No. de Catálogo 336043.

El interruptor cumple con la curva de operación del motor pero en su disparo por sobrecarga este queda muy por encima de los valores establecidos de norma pero este no es problema ya que con un elemento térmico este problema se soluciona pues la curva del elemento térmico quedara ajustada al valor correcto.

Se selecciona un elemento térmico bimetalico trifásico de acuerdo a la corriente nominal del motor de la tabla 4.14 para elementos térmicos bimetalicos Siemens.

De la tabla 4.14 y una corriente nominal de 22 A. se selecciona un relevador bimetalico tipo 3UA5400-2C Cát. No. 310075 con una corriente de 16-25 Amp. La curva del elemento térmico se muestra en la figura 4.8.

Interruptores termomagnéticos tipos ED2, ED6, FXD6, JXD6, LXD6, MD6, ND6

Tabla de selección								
Marco	Corriente nominal A	Rango de disparo instantáneo		Interruptor tipo completo	Catálogo No.	Peso Aprox Kg.		
		mínimo	máximo					
ED2 3 polos 240 V.C.A.	15 20 30 40 50 60 70 100			ED2 3B015 ED2 3B020 ED2 3B030 ED2 3B040 ED2 3B050 ED2 3B060 ED2 3B070 ED2 3B100	332 007 332 021 332 033 332 045 332 057 332 069 332 071 332 108	1.72		
ED6 3 polos 800 V.C.A. 500 V.C.C.	15 20 30 40 50 70 100 125			ED6 3B015 ED6 3B020 ED6 3B030 ED6 3B040 ED6 3B050 ED6 3B070 ED6 3B100 ED6 3B125	336 005 336 017 336 029 336 031 336 043 336 055 336 067 336 079	1.72		
FXD6 3 polos 800 V.C.A. 500 V.C.C.	150 175 200 225 250	800 900 900 1100 1100	1500 2000 2000 2500 2500	FXD6 3B150 FXD6 3B175 FXD6 3B200 FXD6 3B225 FXD6 3B250	338 001 338 003 338 108 338 118 338 120	4.55		
JXD6 3 polos 800 V.C.A. 500 V.C.C.	300 400	1250 2000	2500 4000	JXD6 3B300 JXD6 3B400	338 144 338 158	8.55		
LXD6 3 polos 800 V.C.A. 500 V.C.C.	500 800	3000 3000	6000 8000	LXD6 3B500 LXD6 3B800	338 168 338 170	8.65		
MD6 3 polos 800 V.C.A. 500 V.C.C.	700 800	4000 4000	8000 8000	MD6 3B700 MD6 3B800	338 182 338 194	27.90		
ND6 3 polos 800 V.C.A. 500 V.C.C.	1000 1200	5000 5000	10000 10000	ND6 3B100 ND6 3B120	338 207 338 218	27.90		
Datos técnicos								
Marco Tamaño/Tipo		ED2	ED6	FXD6	JXD6	LXD6	MD6	ND6
Más corriente nominal In a °C, 60Hz A		100	125	250	400	800	800	1200
Capacidad interruptiva UL	240 V	10000 A	66000 A	66000 A	66000 A	66000 A	66000 A	66000 A
Amperes Bimétricos RMS	480 V		25000 A	36000 A	36000 A	36000 A	50000 A	50000 A
	600 V		18000 A	18000 A	25000 A	25000 A	25000 A	25000 A

NOTA: La operación automática de todos los interruptores arriba indicados, se realiza por medio de los dispositivos térmicos y magnéticos, en cada polo y poseen característica de disparo con retardo de tiempo inverso y disparo instantáneo para la protección de circuitos. Los interruptores han sido calibrados para llevar al 100% de su corriente nominal y en una temperatura ambiente de 40 °C. El disparo magnético instantáneo, se ajusta en forma fácil y accesible, desde el frente del interruptor para los marcos con corrientes nominales de 250 A y mayores.

Tabla 4.13 características de los interruptores termomagnéticos marca Siemens.

Relevadores bimetalicos trifasicos tipo 3UA

En el pedido hay que indicar: Tipo y No. de catálogo del relevador Alcance de regulación							
Tabla de Selección							
	Alcance de regulación A	Ejecución	Contacto auxiliar	Tipo	Catálogo No.	Peso Neto Kg.	
Corriente Nominal hasta 36 A							
 3UA	0.63 - 1.0 1 - 1.8 1.6 - 2.5 2.5 - 4.0 4.0 - 6.3 6.3 - 10.0				3UA5000 - OJY 3UA5000 - 1AY 3UA5000 - 1CY 3UA5000 - 1EY 3UA5000 - 1GY 3UA5000 - 1JY	309657 309880 309892 309717 309731 309755	0.14
	0.63 - 1 1 - 1.8 1.6 - 2.5 2.5 - 4 4 - 6.3 6.3 - 10 10 - 16	con o sin autobloqueo (modificable)	1C + 1A		3UA5200 - OJ 3UA5200 - 1A 3UA5200 - 1C 3UA5200 - 1E 3UA5200 - 1G 3UA5200 - 1J 3UA5200 - 2A	310114 310128 309787 309871 310140 309983 309995	0.14
 3UX1420	4 - 6.3 6.3 - 10 10 - 16 16 - 25 25 - 36				3UA5400 - 1G 3UA5400 - 1J 3UA5400 - 2A 3UA5400 - 2C 3UA5400 - 2Q	310001 310102 310099 310075 310087	0.20
	Soporte para montaje separado de Bimetalico 3UA52/3UA54, con contactores 3TB42/3TB44				3UX1420	310429	0.05
Corriente nominal hasta 160 A							
 3UA58 3UA62	32 - 50 40 - 57 57 - 70 63 - 80	con o sin autobloqueo (modificable)	1C + 1A		3UA5800-2F 3UA5800-2T 3UA5800-2V 3UA5800-2U 3UX1421	310722 310734 310748 310758 311748	0.4
	Soporte para montaje separado de Bimetalico 3UA58 con contactores 3TB46 y 3TB48						
	83 - 90 90 - 120 120 - 150 135 - 160	con o sin autobloqueo (modificable)	1C + 1A		3UA6200-2W 3UA6200-3H 3UA6200-3K 3UA6200-3L	310780 310772 310784 310798	0.7
Corriente Nominal hasta 630 A							
 3UA45 3UA46	150 - 230 A 208 - 320 A 280 - 400 A 325 - 500 A 409 - 630 A	con o sin autobloqueo (modificable)	1 contacto de conmutación		3UA4500-8YG-Z 3UA4500-8YH-Z 3UA4500-8YJ-Z 3UA4600-8YK-Z 3UA4600-8YL-Z	310215 310807 310619 310695 310873	2.5 3

Tabla 4.14 características de los relevadores bimetalicos trifasicos tipo 3UA marca Siemens.

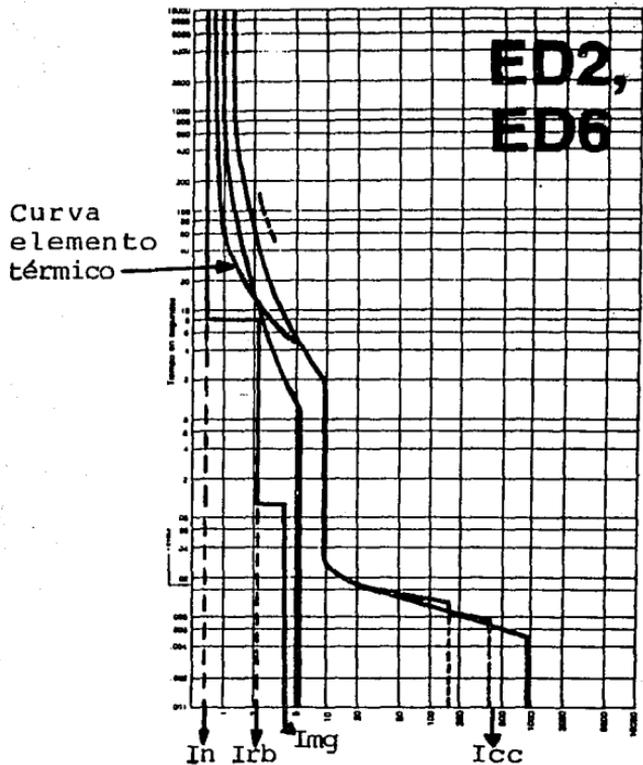


Fig. 4.8 curva de disparo tiempo corriente del interruptor termomagnético tipo ED6 catalogo ED63B050.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

El diseño de cualquier sistema eléctrico requiere forzosamente de un estudio de corto circuito ya que éste nos proporciona las corrientes máximas que circularán por un sistema en caso de falla, previniendo así daños mayores a personas y equipos e interrupciones prolongadas del suministro de energía eléctrica.

El método E/X Corregido con Ajuste de los Decrementos de C.A. y C.D. proporciona específicamente de una forma muy aproximada las corrientes de corto circuito en diferentes instantes durante la duración de una falla, esto se logra en base al cambio de valor de la reactancia que se presenta en las máquinas rotatorias eléctricas durante un corto circuito ya que las máquinas eléctricas son fuentes de corriente de corto circuito, teniéndose así para los generadores y máquinas síncronas que la reactancia cambia después del instante del comienzo de la falla y se compone de los siguientes valores: X''_d =reactancia subtransitoria, X'_d =reactancia transitoria y X_d =reactancia síncrona; mientras que en los motores de inducción solo se presenta la reactancia subtransitoria X''_d .

Otra consideración del método E/X corregido respecto al cambio de la corriente de corto circuito en el tiempo es que se puede concebir la corriente asimétrica total como una corriente simétrica que tiene sobrepuesta una componente de corriente continua y ya que todo circuito real tiene resistencia, ésta causa que la componente de corriente continua disminuya a cero varios ciclos después que se inicia una falla por lo tanto el resultado es la transformación de una corriente inicial asimétrica a una corriente simétrica. La corriente de corto circuito asimétrica se obtiene por medio de factores que multiplicados por la corriente simétrica de corto circuito dan como resultado la corriente asimétrica.

El método E/X corregido también toma en cuenta la relación X/R que es la relación de la reactancia a la resistencia del circuito considerado, la disminución o decremento de la componente de corriente continua depende de la relación X/R, X corresponde a la reactancia y R a la resistencia entonces si $R=0$ la relación es infinita y la componente de corriente continua nunca disminuye, si $X=0$ la relación es cero y la componente de corriente continua disminuye con el transcurso del tiempo a cero dependiendo de la duración de este lapso de la relación específica X/R. A mayor reactancia con respecto a la resistencia, mas tiempo tardara en disminuir la componente de corriente continua.

En base a lo anterior el método E/X corregido considera la elaboración de tres redes (circuitos equivalentes del sistema eléctrico) para los cálculos de las corrientes de corto circuito en 3 tiempos diferentes, la diferencia entre cada red es el valor de la impedancia de las máquinas eléctricas rotatorias, el cual varía en función de la red (como ya se dijo anteriormente), el valor de los factores de asimetría y los factores que afectan las reactancias subtransitoria y transitoria; teniendo así tres cálculos de corriente de corto circuito.

Primer cálculo su finalidad es obtener las corrientes de corto circuito momentáneas que circulan durante el primer ciclo después de haber ocurrido la falla, útiles en la selección de fusibles e interruptores en media, alta y baja tensión, así como para el ajuste instantáneo de relevadores de sobrecorriente; para elaborar esta red se deben tomar en cuenta los valores

subtransitorios de todas las fuentes de corriente que contribuyen al corto circuito afectados por factores previamente indicados (tablas 3.11 y 3.12).

El segundo cálculo es para obtener la corriente interruptiva de corto circuito que ocurre en el momento en que los contactos del interruptor inician su apertura, útiles en la selección de interruptores en media y alta tensión (arriba de 1kV), durante la elaboración de esta red se deben afectar las impedancias subtransitorias de las máquinas rotatorias por otros factores también previamente indicados (tablas 3.11 y 3.12).

El tercer cálculo es para obtener los valores de las corrientes de corto circuito útiles para realizar el cálculo de los ajustes y la coordinación de relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo (mayor a 6 ciclos). El circuito equivalente de la red que se utiliza debe elaborarse considerando únicamente los valores de impedancia transitoria de los generadores e impedancias de los equipos estáticos, despreciando la contribución de todos los motores. El factor de multiplicación para esta red es 1.0 para todos los casos.

Por lo explicado anteriormente el Método E/X Corregido con Ajuste de los Decrementos de C.A. y C.D. tiene su mejor aplicación en sistemas eléctricos industriales que requieren y exigen del menor número de interrupciones posibles de energía eléctrica y por lo tanto también requieren de un conocimiento mas amplio del cambio de la corriente de corto circuito desde su inicio hasta varios ciclos después de haber ocurrido la falla, con el objetivo de lograr una mejor selección y coordinación de protecciones del equipo eléctrico. Este es el caso de las plantas industriales de PEMEX que requieren de una máxima confiabilidad en el servicio de suministro de energía eléctrica a sus equipos y por lo cual los ingenieros del Instituto Mexicano del Petróleo utilizan este método de cálculo de las corrientes de corto circuito como base para la selección y coordinación de protecciones en sus diseños. El estudio de corto circuito trifásico realizado en esta tesis es una aplicación real y práctica hecha a la Unidad de Desintegración Catalítica Fluida (FCC) de la Refinería Ing. Hector R. Lara Sosa ubicada en Cadereyta N.L. la cual ya se encuentra funcionando, por lo cual puede servir como base real de enseñanza del Método E/X Corregido con Ajustes de los Decrementos de C.A. y C.D.

Nota: Todos los datos requeridos de tablas, curvas etc. se revisaron quedando actualizados hasta la fecha 1995.

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFÍA

ANSI/IEEE STD 141-1986.
RECOMMENDED PRACTICE FOR ELECTRIC POWER DISTRIBUTION FOR INDUSTRIAL PLANTS.

ANSI/IEEE C37.010-1979.
APPLICATION GUIDE FOR AC HIGH-VOLTAGE CIRCUIT BREAKER RATED ON A SYMMETRICAL CURRENT BASIS.

ANSI/IEEE STD 242-1986.
RECOMMENDED PRACTICE FOR PROTECTION AND COORDINATION OF INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS.

ANSI C-37.5-1969.
METHODS FOR DETERMINING VALUES OF A SINUSOIDAL CURRENT WAVE, A NORMAL FREQUENCY RECOVERY VOLTAGE, AND A GUIDE FOR CALCULATION OF FAULT CURRENTS FOR APPLICATION OF AC HIGH-VOLTAGE CIRCUIT BREAKERS RATED ON A TOTAL CURRENT BASIS.

NOM-J-363-1979.
MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE EL VALOR DE UNA ONDA SENOIDAL DE CORRIENTE, TENSIÓN DE RECUPERACIÓN A FRECUENCIA NORMAL Y CORRIENTES DE FALLA.

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES I, PLANEACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL.
ING. LUIS MUROW ITQUIN.
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA, FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM.
MÉXICO D. F. 1985.

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES I, SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.
ING. LEONEL MONROY DEL RÍO.
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA, FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM.
MÉXICO D. F. 1986.

MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DE INGENIERÍA DE DISEÑO.
SUBDIRECCIÓN DE PROYECTO Y CONSTRUCCIÓN DE OBRAS GERENCIA DE INGENIERÍA DE PROYECTO, PEMEX.
MÉXICO D. F. 1990.

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-SEMP-1994 RELATIVA A LAS
INSTALACIONES DESTINADAS AL SUMINISTRO Y USO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.
DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN.
MÉXICO D. F. 1994.

ANÁLISIS Y DISEÑO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS PARA PLANTAS INDUSTRIALES.
IRWIN LAZAR.
EDITORIAL LIMUSA.
MÉXICO D. F. 1988, PRIMERA EDICIÓN.

PROTECCIÓN DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES Y COMERCIALES.
GILBERTO ENRÍQUEZ HARPER.
EDITORIAL LIMUSA.
MÉXICO D. F. 1991, PRIMERA EDICIÓN.

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES CONCEPTOS BÁSICOS Y DISEÑO.
NEAGU BRATU SERBÁN.
EDUARDO CAMPERO LITTLEWOOD.
EDITORIAL ALFAOMEGA.
MÉXICO D. F. 1992, SEGUNDA EDICIÓN.

REDES ELÉCTRICAS SEGUNDA PARTE.
JACINTO VIQUEIRA LANDA.
EDITORIAL REPRESENTACIONES Y SERVICIOS DE INGENIERÍA S. A.
MÉXICO D. F. 1986, TERCERA EDICIÓN.

EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES.
C. R. MASON.
EDITORIAL CECSA.
MÉXICO D. F. 1979.