

67  
2es.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERIA

DISEÑO DE LA INSTALACION ELECTRICA PARA  
EL SUMINISTRO DE UNA NUEVA MESA  
VIBRADORA PARA PRUEBA DE MATERIALES  
DEL INSTITUTO DE INGENIERIA.

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
**INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**  
**AREA ELECTRICA ELECTRONICA**  
**P R E S E N T A :**  
**ENRIQUE GALLEGOS PAZ**

DIRECTOR DE TESIS: ING. ARTURO MORALES COLLANTES.



MEXICO, D. F.

DICIEMBRE DE 1990

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

257379



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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

*Aun cuando fuera cierta la frase tan divulgada que dice : " ya todo está escrito ". es evidente que no todo está leído.*

*Y aunque fuera por esta sola razón valdrían la pena los nuevos libros, aunque en ellos se repitiera - eso sí : desde un punto de vista personal - todo lo que ya se hubiera escrito.*

*Luis Alberto Machado*

*A DIOS:*

*Por darme la vida.*

*MIS PADRES:*

*Por su apoyo, comprensión y por la confianza que han depositado en mí, pero sobre todo por haberme dado la oportunidad de prepararme para enfrentar la vida.*

*MIS HERMANOS:*

*Laura, Gabriela y Oscar, por su amor y por su enorme paciencia para conmigo.*

*MIS AMIGOS:*

*Por su entusiasmo, su apoyo y sobre todo por su amistad incondicional, en especial Gretel y Víctor.*

*A MIS PROFESORES:*

*Por brindarme sus conocimientos y sus experiencias.*

*A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO:*

*Por brindarme el privilegio de estudiar en sus aulas y ampliar mis horizontes.*

## ÍNDICE

	Página
I.- <b>Introducción</b> .....	1
II.- <b>Antecedentes</b> .....	4
2.1 Ubicación y Descripción del edificio.....	5
2.2 Requerimientos eléctricos.....	6
III.- <b>Plancación del sistema eléctrico</b> .....	12
3.1 Consideraciones básicas de diseño.....	17
3.2 Levantamiento de cargas.....	20
3.3 Sistemas o arreglos eléctricos.....	29
3.4 Objeto del análisis de corto circuito y coordinación de protecciones.....	40
3.5 Objeto y naturaleza del problema del sistema de tierras y pararrayos.....	45
IV.- <b>Diseño del Sistema Eléctrico</b> .....	51
4.1 Iluminación.....	52
4.1.1 Parámetros de diseño.....	53
4.1.2 Normas y métodos de diseño.....	54
4.1.3 Cálculo de iluminación para áreas interiores y exteriores.....	57
4.2 Fuerza.....	63
4.2.1 Parámetros de diseño.....	65
4.2.2 Normas y métodos de diseño aplicables.....	66
4.2.3 Cálculo de instalaciones de fuerza.....	83
4.3 Objeto y naturaleza del problema del balanceo de cargas.....	152
4.3.1 Normas aplicables.....	155
4.3.2 Cuadros de cargas y alimentadores.....	155

	Página
4.4 Corto circuito y Coordinación de protecciones.....	179
4.4.1 Parámetros para el cálculo de corto circuito y coordinacion de protecciones.....	184
4.4.2 Normas y métodos de cálculo aplicables.....	186
4.4.3 Cálculo de corto circuito y coordinación de protecciones.....	194
4.5 Sistemas de tierras y pararrayos.....	215
4.5.1 Parámetros de diseño.....	218
4.5.2 Normas y métodos de diseño aplicables.....	221
4.5.3 Cálculo del sistema de tierras y pararrayos.....	223
<b>V.- Métodos de Instalación y Materiales.....</b>	<b>240</b>
5.1 Canalizaciones y conductores.....	242
5.2 Accesorios y equipos.....	246
5.3 Procedimientos de ejecución.....	261
<b>Conclusiones.....</b>	<b>266</b>
<b>Bibliografía.....</b>	<b>268</b>

# Capítulo I

## CAPÍTULO I

### INTRODUCCIÓN

La presente tesis tiene como finalidad describir la metodología seguida para dar solución práctica al problema del suministro y distribución de energía eléctrica a todo el edificio de la Nueva Mesa Vibradora del Instituto de Ingeniería de la UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.

El énfasis central de este trabajo se encuentra en la relación entre la teoría de la ingeniería eléctrica y la práctica profesional de la ingeniería eléctrica, es decir, desarrollar un trabajo en el cual, sin dejar de lado los aspectos teóricos de la ingeniería eléctrica, proporcione una clara visión de los aspectos reales, prácticos y complejos que se enfrentan durante el proyecto de una instalación eléctrica. Aspectos que por lo general nunca son enseñados durante los estudios profesionales y que en la práctica deben ser aprendidos, como el manejo y aplicación de normas nacionales e internacionales de diseño, de instalación, de materiales, etc. aplicables según el caso específico de que se trate

Así mismo se pretende mostrar como los diversos conocimientos marcadamente teóricos adquiridos durante los estudios profesionales tienen una estrecha relación entre sí y que aplicados ordenadamente en su aspecto práctico y en conjunto, proporcionan soluciones técnicas adecuadas. En cuanto a los criterios que aquí se expondrán basta mencionar que estos se establecieron de acuerdo a las bases de diseño y requerimientos operativos proporcionados por el Instituto de Ingeniería.

Primeramente se dará una descripción rápida del edificio, con el fin de establecer puntos de referencia que serán utilizados posteriormente para la explicación del proyecto de la instalación eléctrica, posteriormente se establecerán requerimientos específicos del edificio, tanto de los diferentes departamentos como de los servicios generales.



Finalmente se expondrán las soluciones que se establecieron para las diferentes instalaciones eléctricas en base a la geometría del edificio y los requerimientos del mismo, todo ello acompañado de las respectivas normas que en su caso sean aplicables .

## Capítulo II

## CAPÍTULO II

### ANTECEDENTES

En este capítulo se proporcionará la información que servirá de base para el adecuado diseño de las diversas instalaciones eléctricas de la Nueva Mesa Vibradora del Instituto de Ingeniería.

#### 2.1 UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO.

El edificio para el cual se establecerán las bases para el diseño de la instalación eléctrica es una nave destinada para la realización de pruebas de comportamiento sísmico de estructuras, por medio de un complejo sistema hidráulico, contando además con una serie de oficinas para personal académico, sala de control de pruebas y un área de sistemas en la cual se realizará la captura de toda la información generada durante las pruebas, siendo por ello una de las áreas más importantes del edificio.

Actualmente el edificio, localizado dentro de la Ciudad Universitaria, junto al jardín botánico se encuentra en remodelación y no cuenta con ningún tipo de instalación o acabado reutilizable. El edificio, construido en forma rectangular con el acceso por uno de los lados cortos, cuenta con un nivel de planta baja que funcionará como acceso principal, un nivel de superior con cubículos para el personal que laborará en el edificio y en la parte posterior se encuentra el área de pruebas donde se encuentra ubicada la mesa vibradora. Cada uno de estos niveles tienen diferentes finalidades y distribuciones, las cuales serán descritas a continuación:

01. **Planta Baja.** - Este nivel está compuesto por un acceso, la sala de control de pruebas, el área de sistemas y captura de datos, un taller o laboratorio para usos varios y por la nave donde se realizarán las pruebas de comportamiento sísmico. Es de extrema importancia atender de manera especial el área de sistemas y captura de datos ya que ésta representa una parte vital de la labor de investigación, por lo cual se instalará un UPS (Fuente de Alimentación Ininterrumpida) que dará servicio sólo a los equipos de cómputo destinados a la captura de datos obtenidos durante las pruebas realizadas. ver figura II 1

02. **Planta Alta.**- Este nivel está compuesto básicamente por un área de recepción y una serie de cubículos para el personal académico que laborará en el edificio, ver figura II.2.

## 2.2 REQUERIMIENTOS ELÉCTRICOS

Como el edificio se destinará para investigación y desarrollo tecnológico, éste manejará un gran volumen de información, en su mayoría por medio de terminales de computadora, por otra parte la mesa vibradora que opera de manera hidráulica requiere de varios motores de alta capacidad, por lo que se requiere de un sistema eléctrico muy confiable.

En base a lo anterior se establecieron dos subsistemas para la distribución de energía dentro del edificio. El primer subsistema será el que suministre energía en 220/127 volts a todas las salidas de servicio general que lo requieran y el segundo subsistema será el de suministro de energía eléctrica en 440 volts, principalmente para el cuarto de máquinas. Los requerimientos eléctricos proporcionados por el Instituto de Ingeniería para cada uno de los usuarios se han establecido de la siguiente manera.

01.- **NAVE DE PRUEBAS** · Esta área deberá tener una alimentación procedente del tablero ubicado en el cuarto de control(TAB-E), dicha alimentación será para los contactos a los que se conectarán las cámaras de video y para los reflectores que se utilizarán para proporcionar el nivel de iluminación requerido durante las pruebas, por otra parte los contactos y el sistema de iluminación general de esta área serán alimentados por un tablero de distribución ubicado en esta área (TAB-B).

En esta área se solicita un nivel de 500 Luxes durante las pruebas, por lo que se proporcionará un nivel de 400 luxes para iluminación general y una iluminación de acento a base de los reflectores mencionados anteriormente con la finalidad de poder realizar filmaciones de gran calidad durante las pruebas.

02.- **CUARTO DE CONTROL:** Esta área deberá tener una alimentación procedente del tablero ubicado en el pasillo de acceso a la planta baja (TAB-C), dicha alimentación será para el sistema de iluminación únicamente, ya que los contactos de toda la planta baja deberán ser alimentados desde el tablero ubicado en esta área (TAB-E).

03.- **CUARTO DE CAPTURA DE DATOS:** Esta área deberá tener una alimentación procedente del tablero ubicado en el pasillo de acceso a la planta baja (TAB-C), dicha alimentación será para el sistema de iluminación únicamente, ya que los contactos de esta área en particular serán alimentados a través del UPS, el cual se alimentará desde el tablero ubicado en el cuarto de control (TAB-E).

04.- **TALLER-LABORATORIO :** Esta área deberá tener una alimentación procedente del tablero ubicado en el pasillo de acceso a la planta baja (TAB-C), siendo esta alimentación únicamente para el sistema de iluminación, ya que como se ha mencionado anteriormente, los contactos serán alimentados desde el cuarto de control.

Así mismo este taller contará con un interruptor de seguridad tipo navajas para trabajar con equipos de mayor potencia, el cual, por requerimiento, deberá ser alimentado desde el tablero subgeneral ubicado en la nave (TAB-TSG-2).

05.- **CUBICULOS:** En estas áreas el sistema de iluminación y los contactos deberán ser alimentados desde el tablero ubicado en el pasillo de acceso a la planta baja, mismo que ya hemos mencionado con anterioridad (TAB-C).

06.- **CUARTO DE MÁQUINAS:** Este cuarto deberá contar con su propio tablero de distribución (TAB-A), el cual alimentará al sistema de iluminación y a los contactos exclusivamente, ya que para la alimentación de los equipos de fuerza (motores), se utilizará un centro de control de motores (CCM) alimentado directamente desde la subestación.

07.- **ILUMINACIÓN EXTERIOR :** La iluminación de áreas exteriores será tal que proporcione seguridad en el tránsito de vehículos y personas y evitar hasta donde sea posible cualquier acto delictivo.

La alimentación para el alumbrado de esta área se requiere que sea desde un tablero ubicado dentro de la nave(TAB-D). Referirse a la figura II.1 para la ubicación de los mencionados tableros de distribución.

En lo referente al alumbrado y contactos, todo será alimentado desde sus tableros correspondientes y no se mezclarán con alimentadores de otro nivel, así mismo, el alumbrado de la nave será controlado directamente de los tableros respectivos, menos los cubículos y áreas cerradas, los cuales contarán con apagadores. Por otra parte el alumbrado exterior será, por requerimiento, controlado con contactor y fotocelda, para que pueda operar de forma manual o automática, ver figura II.3.

Se debe mencionar que junto a las instalaciones de la Nueva Mesa Vibradora existe una planta experimental de energía solar y cuyos servicios eléctricos deberán ser alimentados desde la misma subestación, por lo que su carga deberá ser considerada al momento de proyectar la subestación

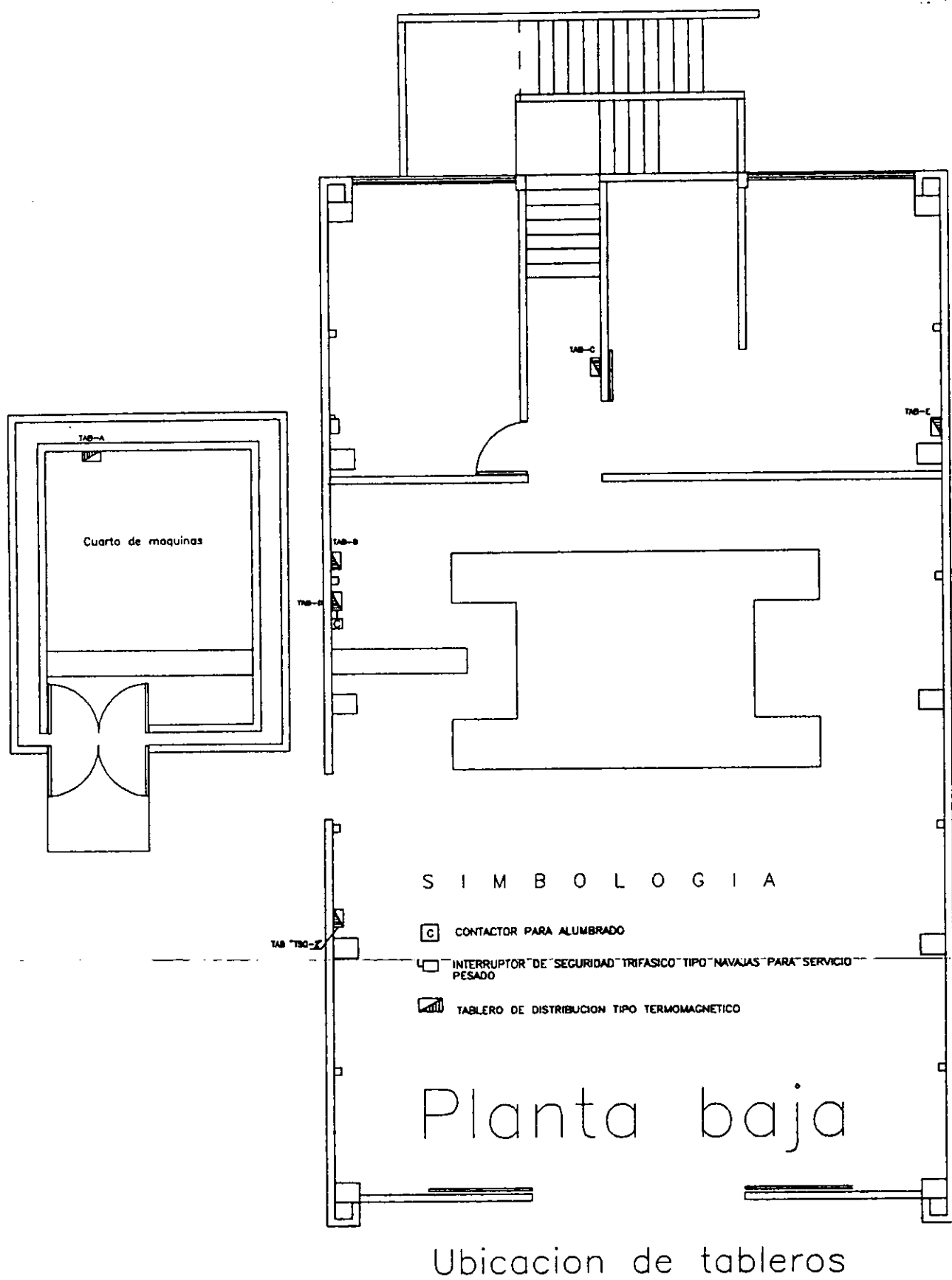


Fig II.1 PLANO DE PLANTA BAJA.

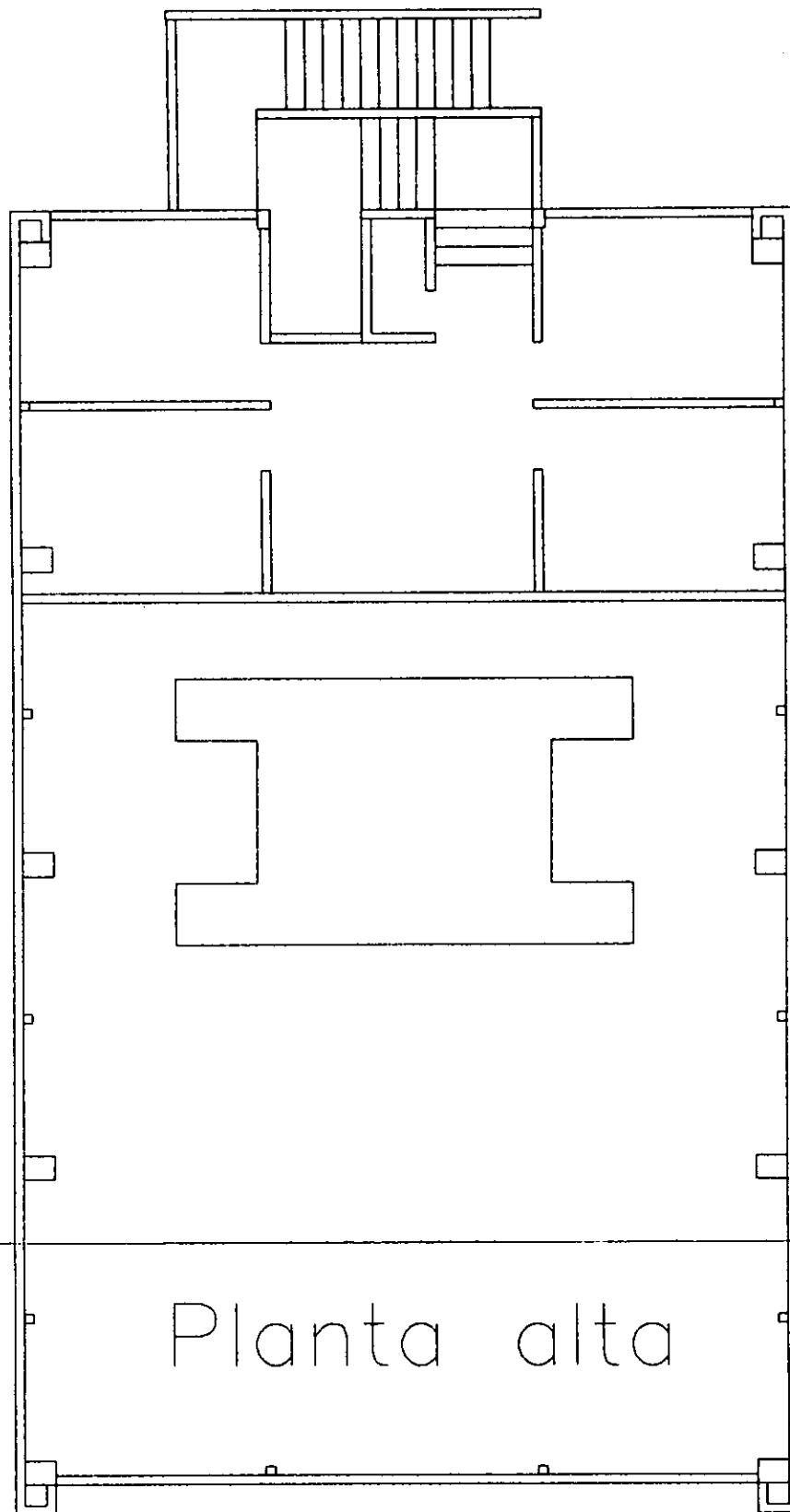


Fig II.2 PLANO DE PLANTA ALTA.



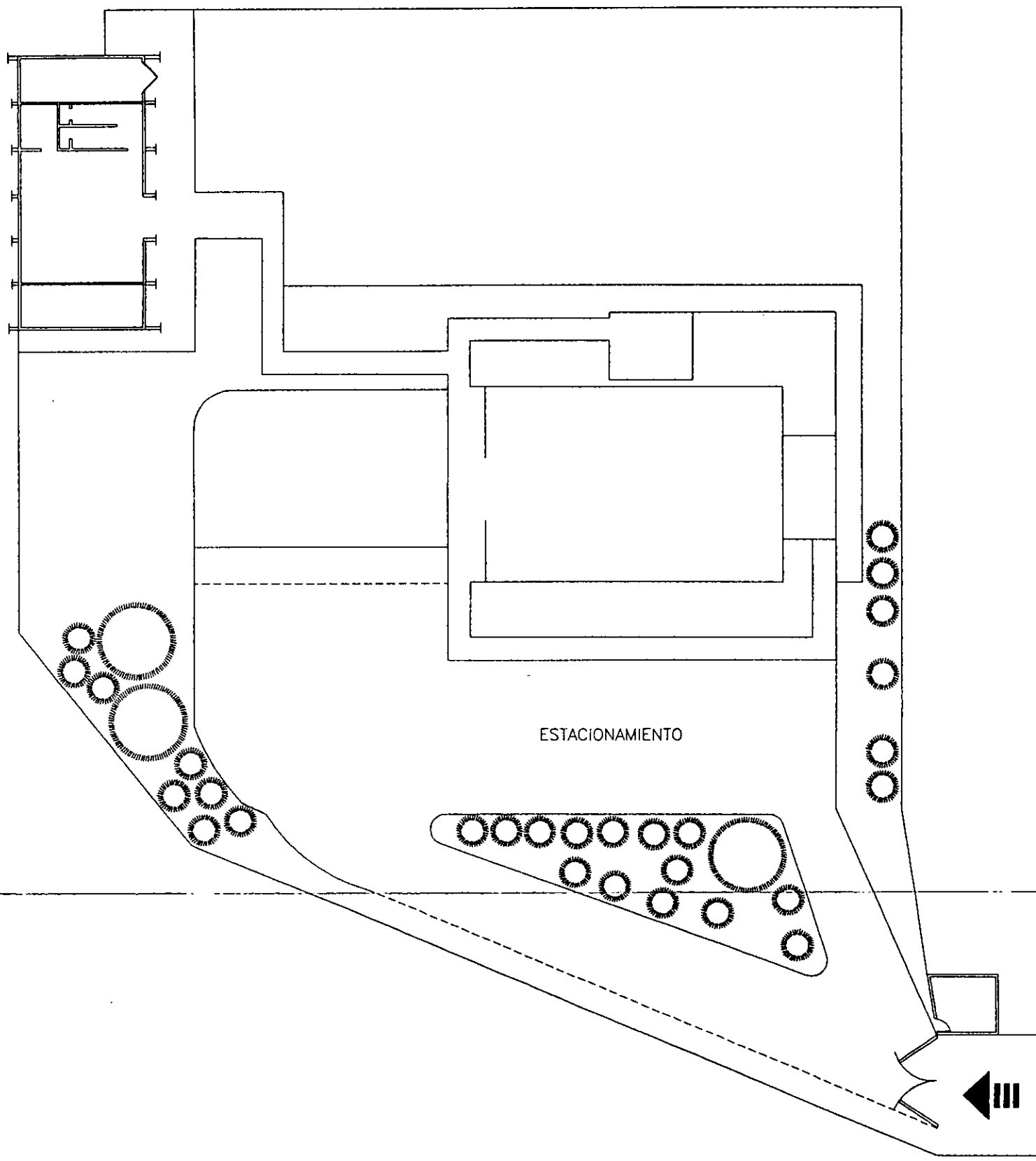


Fig.II.3 PLANO DE CONJUNTO.

## Capítulo III

## CAPÍTULO III

# PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

La continuidad en el suministro de energía eléctrica en una planta es tan confiable como lo es su sistema de distribución eléctrico, por otra parte, dos plantas raramente tienen las mismas necesidades, por lo que no se puede usar el mismo sistema de distribución eléctrica, sin embargo, se siguen recomendaciones, códigos y normas de ingeniería.

Un sistema de distribución eléctrico es el conjunto de elementos encargados de suministrar la energía desde una subestación de potencia hasta el usuario. La función de la red de distribución es tomar de la fuente la energía eléctrica en bloque y distribuirla a los usuarios en los niveles de tensión normalizados y en las condiciones de seguridad exigidas por los reglamentos.

Es reciente, sobre todo en los países en desarrollo, cuando se ha hecho evidente la necesidad de aplicar una cuidadosa tecnología eléctrica que permita hacer un uso más racional de la energía, por otra parte, dada la creciente complejidad de las instalaciones industriales y las limitaciones de tiempo impuestas al desarrollo de los proyectos, es que se hace necesaria e indispensable la utilización de computadoras digitales en el diseño de las instalaciones eléctricas industriales. La red de distribución debe proyectarse de modo que pueda ser ampliada progresivamente, con escasos cambios en las construcciones existentes, asegurando un servicio adecuado y continuo para la carga presente y futura, al mínimo costo de operación, siendo sus elementos principales los siguientes :

Lineas primarias de alimentación

Transformadores de distribución

Lineas secundarias

Equipos de medición

Equipos de protección contra sobretensiones y sobrecorrientes

Líneas Primarias : Son las encargadas de llevar la energía desde las subestaciones de potencia de la compañía suministradora hasta el usuario. Los conductores van apoyados en postes cuando se trata de instalaciones aéreas y en ductos o directamente enterrados cuando se trata de instalaciones subterráneas.

Las redes primarias, por el número de fases e hilos se clasifican en:

- Trifásicas Tres Hilos
- Trifásicas Cuatro Hilos

Las redes primarias trifásicas con tres hilos requieren una menor inversión inicial, en lo que a material de la línea se refiere, ya que no requieren hilo neutro.

Las redes primarias trifásicas de cuatro hilos requieren una mayor inversión inicial, ya que se agrega el costo del cuarto hilo al de los tres hilos de fase, además, estos sistemas se caracterizan porque a ellos se conectan transformadores con el neutro aterrizado en el devanado primario, lo cual como más adelante se estudiará, tiene ciertas ventajas. En estos sistemas es más fácil detectar las corrientes de falla de fase a tierra, ya que estas pueden regresar por el neutro.

En la tabla 1 se presenta un resumen general de los procedimientos para la planeación y diseño de los sistemas de distribución.

Tabla 1.

CONSIDERACIONES GENERALES.	DISEÑO DEL SISTEMA	SELECCIÓN DEL EQUIPO
1. Normas nacionales y/o internacionales	1. Localización de la alimentación al sistema	1. Selección de las subestaciones incluyendo : interruptores, transformadores y gabinetes
2. Seguridad del personal	2. Conocimiento de la carga	
3. Simplicidad	3. Tasas de crecimiento	2. Selección de cables
4. Facilidades de la alimentación desde el sistema de potencia	4. Selección de la tensión de alimentación	3. Optimización de calibres
5. Optimización de costos	5. Selección de las estructuras de M.T. y B.T.	4. Selección, en caso necesario, de equipo para supervisión de carga y automatización del sistema ,para la operación bajo condiciones normales y anormales.
6. Mantenimiento	6. Localización óptima de la subestación	
7. Condiciones climáticas	7. Análisis de cortocircuito	
8. Confiabilidad de los componentes	8. Diseño de la red de tierras	
9. Entrenamiento del personal	9. Diseño y Coordinación de protecciones	
	10. Protección contra sobretensiones	

Frecuentemente se proyecta en base al menor costo inicial, lo cual puede originar :

- Problemas de calidad (Fallas) .
- Problemas de operación (Poca flexibilidad)
- Problemas de mantenimiento

Todo lo anterior puede provocar pérdidas de producción y accidentes. La diferencia en costo entre un sistema bien planeado y una instalación mediocre es generalmente pequeña, tomando en cuenta que el sistema eléctrico, en general, representará una fracción pequeña del costo global de la planta, ya que el sistema eléctrico no es un fin en sí, sino que forma sólo una parte de un proceso productivo, parte muy vital por cierto.

Al planear un sistema eléctrico se deberá tomar en cuenta al siguiente personal :

El personal de mantenimiento, ya que en base a sus programas se indica como debe hacerse la instalación para darle mantenimiento sin riesgo y facilidad, así como las máquinas que deben quedar operando y cuales fuera.

El grupo de ingeniería industrial que planea la planta, ya que estos se interesan principalmente por las máquinas de producción, distribución de la planta, etc. Este grupo tiende a posponer la instalación eléctrica, provocando con ello que el sistema no se diseñe adecuadamente dadas las limitaciones de tiempo que le imponen al proyectista, todo lo cual conlleva a que los costos iniciales se eleven y se afecte seriamente toda su planeación.

En función de lo anterior, si no es posible hablar con estas personas, se deberá tratar aunque sea de manera indirecta, obtener datos acerca del funcionamiento de la planta.

### 3.1 CONSIDERACIONES BÁSICAS DE DISEÑO.

Dentro de las consideraciones básicas para diseñar una instalación eléctrica se deben considerar las siguientes:

- 1.- **SEGURIDAD:** Cuando está en riesgo la vida, NO HAY ALTERNATIVA, sólo la opción segura es la viable. En la propiedad se puede evaluar económicamente.
- 2.- **CONFIABILIDAD:** Depende del tipo de proceso, algunas plantas toleran interrupciones, otras no. Las fallas deben aislarse con un mínimo disturbio al resto del sistema.
- 3.- **SIMPLICIDAD DE OPERACION:** Una vez que se han satisfecho los requerimientos de la planta, el sistema debe ser tan simple como sea posible.
- 4.- **CAIDA DE TENSION:** Las bajas tensiones producen daños a los equipos, por lo que deben mantenerse dentro de los límites marcados por las normas y por el propio equipo.
- 5.- **MANTENIMIENTO:** Acceso con seguridad y facilidad para limpieza, reparaciones, ajustes y mantenimiento de rutina.
- 6.- **FLEXIBILIDAD:** Deben preverse cambios futuros, dentro de lo económicamente razonable.
- 7 - **COSTOS INICIALES:** Deben compararse los costos de los diversos equipos y seleccionar el más económico y de buena calidad, siempre que esto no ponga en riesgo la vida de alguna persona.

Las expansiones futuras también deben tomarse en cuenta, ya que por lo general todas las instalaciones tienden a crecer, esto es importante, ya que permite seleccionar adecuadamente las tensiones y capacidades del equipo, así como el espacio para instalación. Además se debe incluir un sistema de canalizaciones para: Teléfonos, sonido, circuitos cerrados de televisión e intercomunicaciones y cómputo

Al tomar en cuenta los aspectos básicos de diseño también se debe observar que las tendencias actuales cada vez se inclinan más al uso de:

- 1.- Tableros de distribución con interruptores de control eléctrico para operación remota.
- 2.- Centros de control de motores tipo DRAW-OUT de los que tienen compartimentos independientes, fácilmente retirables, lo que permite un mantenimiento en forma eficiente y segura
- 3.- Interruptores en aire en lugar de los voluminosos interruptores en aceite o también los interruptores en vacío.
- 4.- En locales cerrados se usan transformadores secos, aunque también se ha iniciado el uso de transformadores blindados o sellados con gas inerte como el Hexafluoruro de azufre o SF-6.
- 5.- Cuando las cargas varían constantemente de posición o de magnitud es más conveniente el uso de ductos con barras o electroductos, ya que en estos es fácil instalar interruptores en forma de contacto y clavija, lo cual permite hacer derivaciones rápidas a los equipos.
- 6.- Capacitores para reducir las pérdidas en los transformadores y alimentadores, mejorando el factor de potencia.
- 7.- Reguladores de voltaje donde las variaciones de voltaje sean críticas, particularmente en los equipos electrónicos. También se ha hecho frecuente el uso de intercambiadores de derivaciones (TAPS) bajo carga en transformadores.

Aparte de las consideraciones de diseño, también se deben tomar consideraciones de seguridad, entre otras:

- 1.- Los equipos de interrupción deben ser capaces siempre de funcionar bajo las más severas condiciones de operación a las que estarán sometidas.
- 2.- Las partes vivas deben protegerse para evitar contactos accidentales o ubicarlos en niveles más elevados.



- 3.- Evitar la operación con carga de dispositivos que no están hechos para eso, como las cuchillas desconectadoras.
- 4.- Espacio suficiente sin obstáculos en las áreas donde se instalará equipo eléctrico, sobre todo en lugares cerrados.
- 5.- Salidas adecuadas en número y tamaño.
- 6.- Letreros para dar instrucciones permanentes e identificación de equipos.
- 7.- Aterrizar adecuadamente los equipos.
- 8.- Usar guantes al trabajar en equipos vivos, sobre todo en voltajes mayores de 600 volts.
- 9.- Instalar alumbrado de emergencia en los lugares clave para fácil tránsito, sobre todo en lugares peligrosos.

### 3.2 LEVANTAMIENTO DE CARGAS.

El conocimiento de las características de la carga en una planta y la aplicación de los conceptos fundamentales de la teoría de la electricidad son quizás los más esenciales requisitos para diseñar una instalación eléctrica. Es necesario, por tanto, que el ingeniero que diseña una instalación eléctrica posea un conocimiento claro de las características de la carga de la planta que va a alimentar para diseñarla adecuadamente.

Por desgracia, aunque el ingeniero que proyecta una instalación eléctrica tiene libertad en la solución de muchos de los factores que intervienen en el diseño de la misma, no la tiene sobre uno de los factores más importantes que es la carga, ya que esta no cae dentro del entorno del sistema, siendo la variable exógena más importante y decisiva tanto en el diseño como en la operación del sistema.

La finalidad con la que usuario consume la energía eléctrica sirve para clasificar las cargas, de esta manera tenemos :

- 1.- Cargas residenciales
- 2.- Cargas comerciales
- 3.- Cargas industriales
- 4.- Cargas mixtas

### CONFIABILIDAD

Tomando en cuenta los daños que puede sufrir un usuario por la interrupción del suministro de energía eléctrica, es posible clasificar las cargas en :

- 1.- Sensibles
- 2.- Semi-sensibles
- 3.- Normales

**Sensibles.** - Son las cargas en las que una interrupción de alimentación de energía eléctrica, aunque sea instantánea, causa importantes perjuicios al consumidor.

**Semi-sensibles.** - Aquí se pueden clasificar todas las cargas en que una interrupción pequeña no causa grandes problemas al consumidor.

**Normales.** - En esta clasificación quedan el resto de los consumidores que pueden tener un tiempo de interrupción entre 1 y 5 horas.

En Ingeniería Eléctrica existen una serie de términos o relaciones matemáticas que facilitan el uso apropiado de las características de la carga con el objeto de planear y proyectar los sistemas apropiadamente.

A continuación se presentarán brevemente los parámetros más utilizados al proyectar una instalación eléctrica, debiendo aclarar que no son todos los parámetros, sin embargo, son los que en el diseño de una instalación eléctrica se aplican con más frecuencia.

**FACTOR DE DEMANDA** .- La razón de demanda máxima de un sistema a la carga total del sistema.

**FACTOR DE DIVERSIDAD** .- La razón de la suma de las demandas individuales máximas de las subdivisiones del sistema a la demanda máxima del sistema total. En la práctica para efectos de proyecto se asume un factor de diversidad igual a 1.

Para realizar un levantamiento de cargas se debe obtener una distribución de planta general con la localización de equipos y sus características eléctricas de potencia, tensión, fases, etc. En la mayoría de las veces lo anterior no es posible, por lo tanto se pueden estimar cargas típicas por área, en función de plantas similares a la proyectada.

Para las cargas de alumbrado se puede consultar la norma NOM-001-SEMP-1994 en su artículo 220-3b o la sección 4 del volumen "APPLICATION VOLUME" del IES LIGHTING HANDBOOK, edición 1981.(1).

Aunque se deben tener ciertos cuidados ya que la información que proporcionan estas referencias tienen ciertas restricciones que hay que considerar, en otras palabras, se debe usar esta información sólo como un valor estimativo de la carga de alumbrado y que posteriormente deberá ser corregida.

Para las características de las cargas de fuerza (principalmente la corriente) como motores y demás equipos se deberá consultar la norma NOM-001-SEMP-1994 en las secciones correspondientes.

La suma de los watts nominales de las cargas proporcionará la carga conectada total, tomando en cuenta que algunos equipos trabajan a menos de su capacidad plena y otros operan de forma intermitente, la demanda resultante es menor que la carga instalada.

En función de lo anterior, ya se está en posibilidad de determinar si la planta requiere o no una subestación, sin embargo, todavía no se está en posibilidad de comenzar el diseño de la instalación eléctrica, ya que falta definir el tipo de sistema de distribución que se utilizará, dicho sistema será seleccionado dependiendo de los requisitos operativos de la planta de que se trate, es decir, de la confiabilidad requerida y de las limitaciones económicas existentes

(1) IES.-ILLUMINATING ENGINEERING SOCIETY.

A continuación se presenta el levantamiento de cargas para el edificio de la Nueva Mesa Vibradora del Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, incluyendo la carga de la Planta de Energía Solar

A) EQUIPOS DE FUERZA.-

- 1.- 4 motores de 100 HP, para accionar las bombas maestras del sistema hidráulico de la mesa vibradora, ubicados en el cuarto de máquinas.
- 2.- 2 motores de 25 HP, para proveer de la presión necesaria a las bombas maestras, ubicados en cuarto de máquinas.
- 3.- 1 motor de 25 HP, para el compresor que forma la cama de aire bajo la mesa vibradora, ubicado en la parte posterior del cuarto de máquinas.
- 4.- 2 motores de 2 HP, para el ventilador recirculador de aire, ubicados en azotea del cuarto de máquinas.
- 5.- 2 motores de 5 HP, para bombas que recircularán el agua a la torre de enfriamiento, ubicados en la azotea del cuarto de máquinas.
- 6.- 1 motor de 10 HP, para grúa transportadora de estructuras y equipo, ubicado en cuarto de máquinas.
- 7.- 1 motor de  $\frac{1}{4}$  HP, para el ventilador del cuarto de máquinas.

Todos estos motores son de tres fases y operan a 440 volts.

- 8.- 1 motor de 3 HP, para sistema de aire acondicionado en cuarto de control, ubicado en la parte exterior del cuarto de control.
- 9.- 1 motor de 1 HP, para bomba de llenado de agua del tinaco, ubicado en la azotea del cuarto de máquinas.

Estos dos motores son de tres fases y operan a 220 volts

Para efectos estimativos tomando como referencia la tabla 430-150 de la NOM-001 en su sección 430 podemos estimar la carga de fuerza de la siguiente forma.

Motor (HP)	Cantidad	Inom (Amp)	Itot (Amp)	Tensión (Volts)
100	4	130	520	440
25	2	36	72	440
10	1	15	15	440
25	1	36	36	440
5	2	7.9	15.8	440
2	2	3.6	7.2	440
¾	1	1.5	1.5	440

Itotal= 667.5 Amp.

Además de acuerdo con la información proporcionada por el Instituto de Ingeniería, todos los motores funcionarán al mismo tiempo durante las pruebas, es decir que se tendrá un factor de demanda unitario por lo que en base a esto tenemos que la carga demandada en forma continua será de

$$P = 1.7173 \times 667.5 \times 0.440 \times 0.9 = 457.83 \text{ KW en } 440 \text{ Volts}$$

$$P = 1.7371 \times 13.8 \times 22 \times 0.9 = 4.73 \text{ KW en } 220 \text{ Volts}$$

#### B) CARGA DE CONTACTOS.

1.- 23 contactos monofásicos sencillos polarizados, 127 volts, para cuarto de máquinas, área de gatos hidráulicos y baño

2.- 56 contactos monofásicos dobles polarizados 127 volts, para uso general

3 - 7 contactos bifásicos sencillos polarizados 220 volts,500 watts, para cuarto de máquinas, taller y en la nave.

4 - 1 contacto bifásico sencillo polarizado 4000 watts,220 volts/30 amperes, para UPS en cuarto de captura de datos

5 - 1 contacto trifásico polarizado,1000 watts,220 volts en la nave.

6 - 7 tomas de corriente para cámaras de video en cuarto de máquinas y nave.

7 - 7 tomas de corriente para alumbrado de emergencia a base de luminarias de batería, ver localización en plano.

8 - 1 contacto monofásico sencillo polarizado,1500 watts, en área de recepción

Para fines estimativos se considerarán los contactos de uso general a 180 VA(162 watts), de acuerdo con la NOM-001-SEMP-1994,obteniendo un total de :

$$93 \times 162 = 15066 \text{ watts}$$

$$7 \times 162 = 3500 \text{ watts}$$

$$4000 \text{ watts}$$

$$1000 \text{ watts}$$

$$\underline{1500 \text{ watts}}$$

$$\text{Total} = 25,066 \text{ watts}$$

Las cargas de alumbrado se estimarán en base a la tabla 220-3(b) del artículo 220 de la NOM-001-SEMP-1994,a la que llamaremos de ahora en adelante simplemente NOM-001. Posteriormente se rectificará esta carga en base a los cálculos de iluminación que se efectúen.

La tabla 220-3(b) de la NOM-001, menciona que para locales industriales la carga de alumbrado general será de 20 VA/m<sup>2</sup>, y la carga para oficinas será de 35 VA/m<sup>2</sup>.

Por lo que la carga del área de la nave en base a sus dimensiones será de :

$$20 \times 180 = 3600 \text{ VA} = 3240 \text{ watts}$$

Para el cuarto de máquinas :

$$20 \times 42.25 = 845 \text{ VA} = 760.5 \text{ watts}$$

Para los cubículos, cuarto de control, de captura de datos, taller y recepción se les puede considerar como área de oficinas. Carga estimada para estos servicios :

Cubículos :  $\text{Area total} = 12.16 \times 4 = 48.44 \text{ m}^2$

Cuarto de control .  $\text{Area total} = 4.6 \times 2.65 = 12.19 \text{ m}^2$

Cuarto de captura :  $\text{Area total} = 4.6 \times 3.6 = 16.56 \text{ m}^2$

Cuarto taller :  $\text{Area total} = 4.6 \times 3.6 = 16.56 \text{ m}^2$

Recepción  $\text{Area total} = 1.6 \times 4.6 = 6.88 \text{ m}^2$

P.de recepción :  $\text{Area total} = 2.65 \times 4.3 = 11.39 \text{ m}^2$

Baño :  $\text{Area total} = 2.15 \times 1.3 = 2.80 \text{ m}^2$

$$\text{Area total} = 114.82 \text{ m}^2$$

$$114.82 \times 35 = 4018.7 \text{ VA} = 3616.83 \text{ watts}$$

Sumando obtenemos un preliminar de la carga de alumbrado igual a:

$$7617.33 \text{ watts}$$

Como se mencionó anteriormente, existe una planta de energía solar que deberá ser alimentada por la misma subestación de la Mesa Vibradora, la cual tiene la siguiente carga :



Tabla No. 2 : CARGA TOTAL INSTALADA EN LA PLANTA DE ENERGÍA SOLAR

Equipo	Volts	Amperes	Fases	Cantidad	Potencia [KW]
Motor 1	440	28	3	2	42.67
Motor 2	440	1.9	3	1	1.44
Motor 3	440	3.0	3	1	2.286
Motor 4	440	10.1	3	1	7.697
Motor 5	127	1.3	1	25	4.12
Motor 6	440	1.1	3	1	0.838
Motor 7	440	6.7	3	2	10.211
Motor 8	127	8.8	1	1	1.117
2 x 39w	127	0.6	1	20	1.524
V.M	220	1.13	2	12	5.966
Contacto	127	3	1	24	9.114
Contacto	220	6	2	3	7.92
Contacto	220	3	3	3	3.429
Caldera	440	20.5	3	1	9.0
				TOTAL =	107.3867

Pero de acuerdo con la información proporcionada por el Instituto de Ingeniería, sólo se deberán considerar 20 KW en 220 Volts y 20 KW en 440 volts para el funcionamiento de la Planta de Energía Solar, haciendo un total de 40 KW, valor que se utilizará para efectos de proyecto

Ahora sumando los resultados, incluyendo la carga de la Planta Experimental de Energía Solar, obtenemos el preliminar total de la carga instalada, que resulta ser de : (Considerando un F.P. igual al 90%)

$$535.23 \text{ KW} = 594.7 \text{ KVA}$$

Con base en este valor podemos estimar que se requiere un transformador de 750 KVA. Cabe mencionar que aun cuando se contemplara la posibilidad de seleccionar un transformador de 500 KVA, la capacidad mínima requerida por los equipos de fuerza es de 509 KVA, más las cargas de alumbrado, por lo que un transformador de 500 KVA no es adecuado para este proyecto, ya que se le estaría sobrecargando y con ello reduciendo su vida útil, además es conveniente tomar en cuenta futuras ampliaciones de carga, tanto en la planta solar como en la mesa vibradora. Por lo que tentativamente se puede estimar un transformador con capacidad superior comercial más próxima a 600 KVA la cual es de 750 KVA.

Como se menciono anteriormente, este valor sólo es estimativo y sirve para darse un idea de la carga que alimentará la subestación, es decir, sirve para elaborar el anteproyecto (Dimensionar espacio para equipos, etc.), pero se deberán aplicar los factores de demanda y diversidad a la carga para poder definir finalmente el proyecto.

### 3.3 SISTEMAS O ARREGLOS ELECTRICOS.

La selección de la estructura adecuada para el desarrollo de un sistema de distribución juega un papel muy importante en la planeación, ya que influirá no sólo en la operación sino en su costo y confiabilidad a través de la vida útil de la red.

Existen muchas variaciones y tipos en los sistemas de distribución industriales, pero no se han establecido convenios generalizados con respecto a los nombres de estos tipos de sistemas, sin embargo, se han aceptado en forma común cuatro tipos generales que son:

- 1 - Radial Simple
- 2 - Secundario Selectivo
- 3 - Red Secundaria
- 4.- Primario Selectivo

1 - **SISTEMA RADIAL SIMPLE** : Este es el sistema de distribución menos costoso. En la figura III.1 se representa un diagrama del sistema llamado Radial Simple con centros de carga o Sistema Radial Expandido. El sistema más sencillo del tipo radial se muestra en la figura III.2, este sistema es llamado Radial Simple, que por lo regular es empleado únicamente en plantas pequeñas de menos de 1000 KVA y como se puede ver, con sólo un transformador, aun colocándolo al centro de la planta, se necesitará tender cable de bajo voltaje en distancias bastante largas y, por consiguiente, este sistema tiene pérdidas de transmisión demasiado grandes.

El sistema radial expandido según la figura III.1, es el sistema usado por lo general en aquellas plantas en las que se requieren, cuando menos, tramos de cable medianamente largos y las cargas exceden de 1000 KVA.

En el sistema Radial Simple de distribución, se instala una subestación única en la que se recibe la energía con el voltaje de suministro, transformándose aquí a la tensión de uso. De esta subestación a los diferentes centros de carga de la planta, se tienden las líneas de alimentación de bajo voltaje que sean necesarias. En los centros de carga, la energía se distribuye a través de interruptores de control hacia las cargas individuales por medio de tableros. En este sistema toda la carga de la planta se alimenta por una sola subestación a través de un sólo tablero general de bajo voltaje. Aquí se aprovechan todas las ventajas que puede ofrecer la diversidad entre los centros de carga, por lo que se necesita el mínimo de capacidad del transformador.

Por otro lado, como toda la fuerza se distribuye desde un sólo punto, la regulación de voltaje y la eficiencia son malas. El costo de las líneas (alimentadores) que alimentan a los centros de carga, junto con sus interruptores de circuito es muy alto, además, una falla en las barras distribuidoras del tablero general o en el transformador ocasiona la interrupción general del servicio en la totalidad de las líneas de la planta. Una falla en una línea entre la subestación y un centro de carga ocasionará el paro de todas las máquinas alimentadas por esa línea.

El sistema Radial Expandido, es una versión más moderna del sistema radial simple y con él se superan muchos de los inconvenientes que se acaban de mencionar, mediante la distribución de la energía a los diferentes centros de carga a voltajes elevados (4160,6000,13200 volts), en vez de emplearse los voltajes de trabajo (440,220 volts).

El voltaje de entrada se transforma al voltaje de trabajo por medio de una serie de transformadores chicos (Subestación Unitaria) situados en los centros de carga. Los transformadores de las subestaciones unitarias están generalmente conectados con las líneas de alimentación de voltaje primario a través de un disyuntor de circuito o cuchillas desconectoras.

Ya que en este sistema cada uno de los transformadores de los centros de carga es una unidad independiente, debe tener cada uno de ellos la capacidad suficiente para soportar las cargas de corriente de su sector y por ese motivo se necesita más capacidad general de transformación.

Por otro lado, como la energía es distribuida a través de la planta a un voltaje más alto (voltaje de la cia. suministradora), la pérdida de energía en los cables es mucho más baja, requiriéndose menos cobre en la instalación la regulación mejora considerablemente y se eliminan los enormes interruptores de alimentación de bajo voltaje. Por las razones expuestas, este sistema es preferido por un amplio margen, siendo el más barato de los tipos básicos.

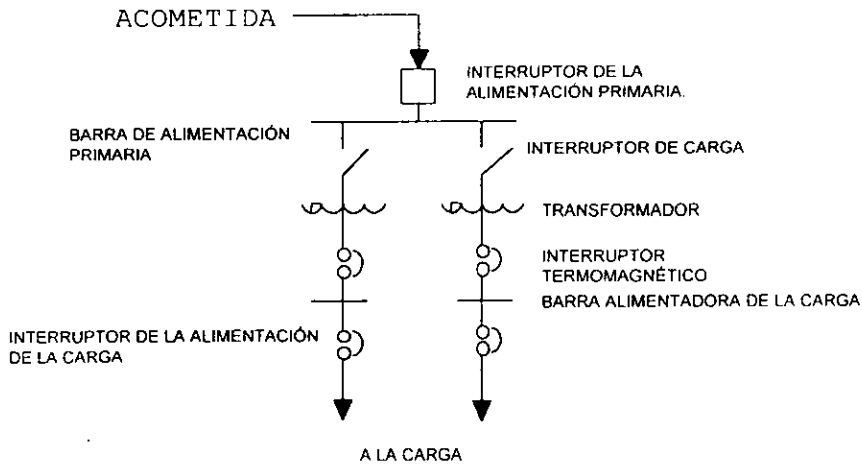


FIGURA III.1

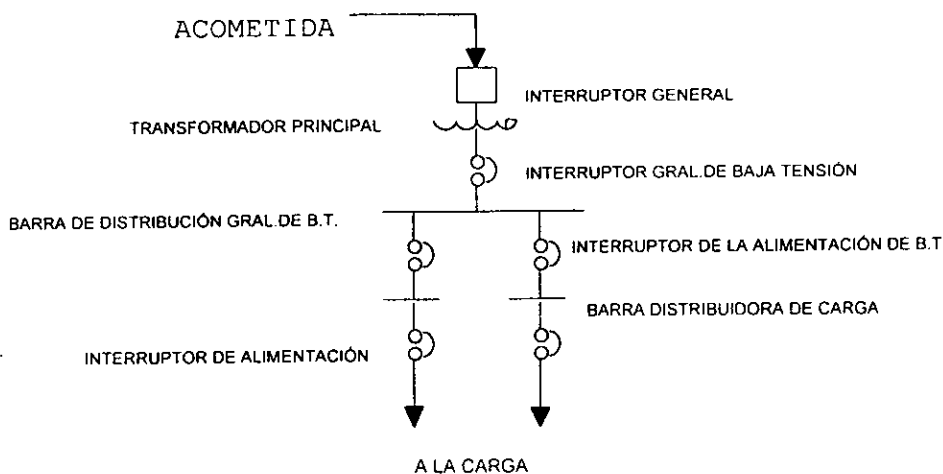


FIGURA III.2

**2 - SISTEMA SECUNDARIO SELECTIVO :** Este tipo de sistema, cuyo diagrama se muestra en la figura III.3, tiene normalmente un costo mayor que el del sistema Radial Simple con Centros de Carga en tamaños equivalentes. Aquí un circuito de alimentación o un transformador puede quedar fuera de servicio en cualquier momento sin que se produzca una caída de carga importante.

Su funcionamiento se entiende mejor con un ejemplo. Vamos a suponer que se produce una falla en la subestación 1. Si se abre el interruptor de baja tensión entre la barra distribuidora de carga y el transformador, las líneas de carga quedaran aisladas de la falla, nótese que hay un interruptor múltiple entre su barra y la barra distribuidora de la subestación 2, cerrando los interruptores normalmente abiertos (N.A.) en cada extremo de las barras distribuidoras de carga, la carga de la subestación 1 queda conectada con la barra de distribución de la subestación 2.

Abriendo ahora los interruptores entre el transformador y la barra distribuidora en alta tensión, el transformador dañado queda completamente aislado y se puede proceder a su reparación o cambio.

Ahora la pregunta obligada es ¿Puede el transformador de la subestación 2 soportar la carga combinada de las barras distribuidoras de carga 1 y 2? En condiciones normales, NO.

Vamos a suponer que las dos subestaciones hubieran tenido la misma carga plena antes de presentarse la falla, al momento de interconectar las barras, la subestación 2 tendría el doble de carga correspondiente a su capacidad nominal y en la práctica hay muy pocos sistemas que se diseñen con transformadores capaces de soportar una capacidad adicional del 100 % ; la práctica común es que los transformadores en las subestaciones trabajen con una carga aproximada del 70 %, pero desconectando del servicio todas aquellas cargas que no son indispensables, como el aire acondicionado, ventilación y cargas de producción de poca importancia y sobrecargando un poco el transformador que queda en servicio, se pueden conservar en funcionamiento las cargas indispensables que dependen de estas barras distribuidoras. Hay también otra alternativa que ofrece el mismo grado de confiabilidad. Su costo es ligeramente mayor, siendo también un poco mayor su seguridad en el servicio.

Se trata de dos transformadores instalados en cada uno de los centros de carga, a este arreglo se le da el nombre de Subestación de Doble Interconexión, siendo capaz cada transformador de soportar la totalidad de la carga de su zona, cada transformador recibe su alimentación de diferente línea del suministro de alto voltaje, ver figura III.4.

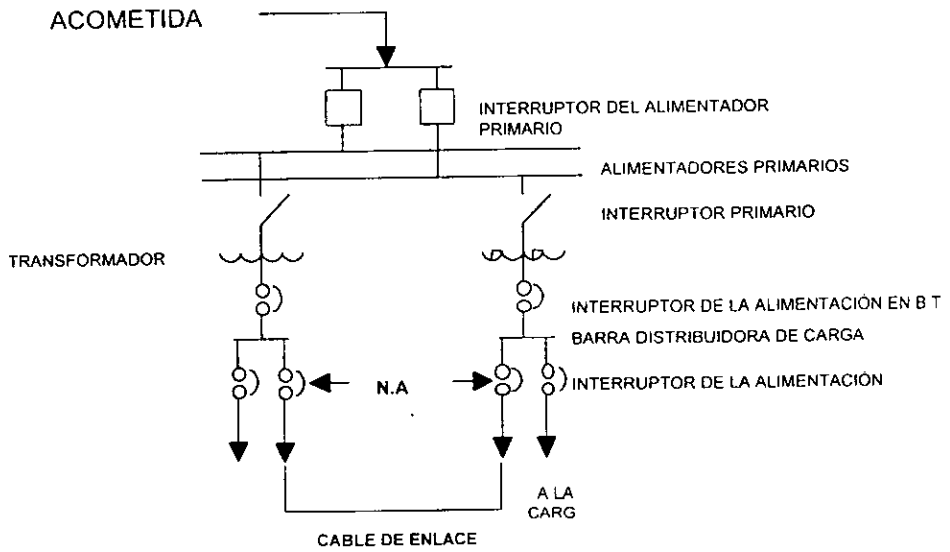


FIGURA III.3

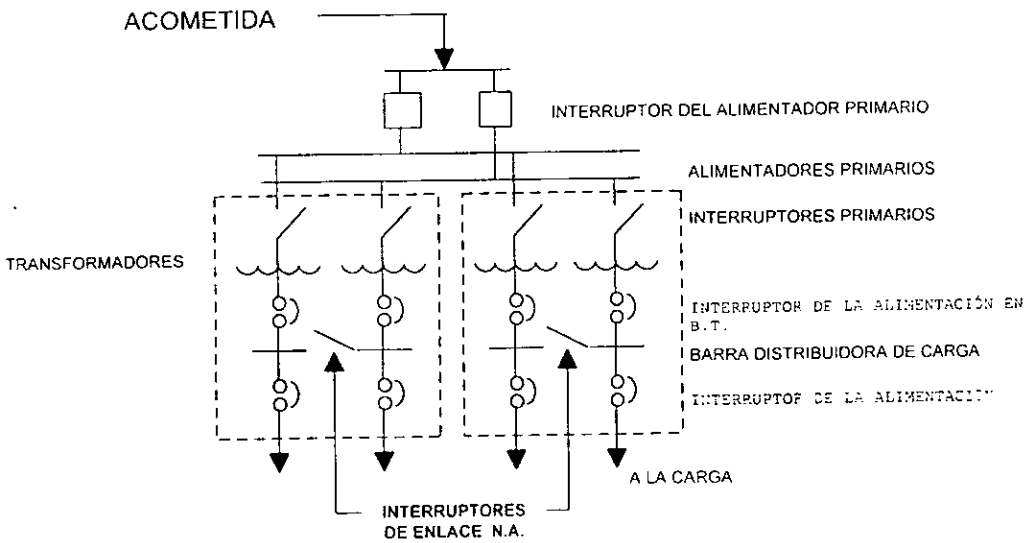


FIGURA III.4



**3.- RED SECUNDARIA** .- Este es un sistema para aquellas plantas que operan a base de procesos cuyo paro es sencillamente intolerable. Se caracteriza por el hecho de que todas las subestaciones de la planta están interconectadas entre sí por medio de líneas que habitualmente permanecen abiertas, estas líneas se colocan entre las barras de distribución de los circuitos de bajo voltaje, quedando de ésta manera entrelazadas todas las subestaciones, a modo de formar una sola red, por lo que a este sistema también se le conoce como Sistema de Red Interconectada.

La alimentación de alto voltaje tiene la misma disposición que en el sistema Radial y Secundario Selectivo, ver figura III.5.

Cada una de las cargas en el sistema es alimentada por el conjunto de transformadores en forma colectiva y por este motivo tiene cada transformador una carga idéntica. Este sistema puede soportar cargas súbitas, tales como el arranque de un motor grande, sin que disminuya la intensidad de una sola lámpara.

Cuando en este sistema se presenta una falla en los alimentadores primarios o en un transformador, la unidad dañada es automáticamente desconectada del sistema, al dispararse los interruptores automáticos del circuito primario y los protectores de red. Los protectores de red instalados en el secundario de los transformadores, son interruptores cuya finalidad principal es evitar el retorno de energía de la red de baja tensión en caso de falla en el lado de alta tensión. Como los relevadores de la red ejecutan la desconexión de sus respectivos interruptores, sólo al establecerse un flujo del circuito secundario hacia los transformadores, se abrirán únicamente los protectores de red ligados al transformador dañado, en consecuencia, la carga de la planta sigue siendo alimentada a través de las líneas alimentadoras que no han sufrido daños y que funcionan con sus transformadores respectivos.

La falla de un transformador no ocasionará la menor interrupción, ni siquiera momentánea, de ninguna de sus cargas. A pesar de todo lo antes mencionado, este sistema tiene un punto débil, mientras la falla de cualquier transformador no le afecta notoriamente, una falla en cualquiera de las dos líneas primarias de alimentación, pondrá fuera de servicio a la mitad de los transformadores, es decir, este sistema tiene una buena protección contra fallas en los transformadores, pero no contra fallas en las líneas primarias de alimentación, sin embargo, ésta situación tiene solución, como veremos a continuación.

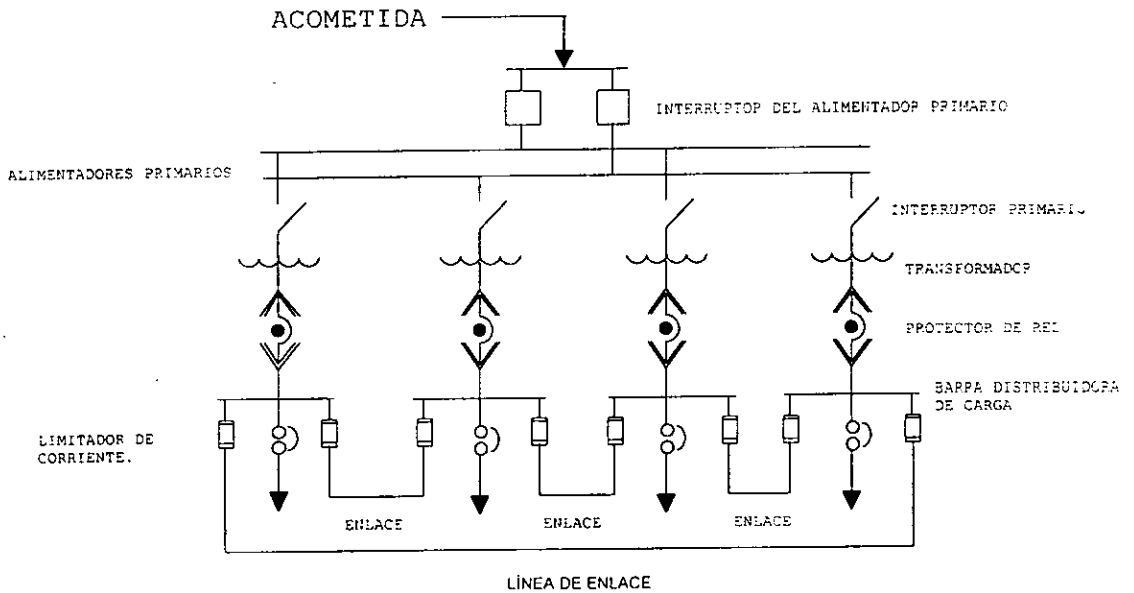


FIGURA III.5

4.- **PRIMARIO SELECTIVO** .- En este sistema, todos los transformadores pueden ser conmutados a cualquiera de las dos líneas de alimentación primaria, ya sea en forma manual o automática. aunque en operación normal la mitad de los transformadores recibe su energía de una y la mitad restante de la otra línea primaria de alimentación. En consecuencia, cada una de estas líneas de alimentación debe ser capaz de resistir la carga representada por el total de los transformadores, ver figura III.6.

El sistema de los transformadores del circuito secundario es el mismo que se dio en la figura III.5

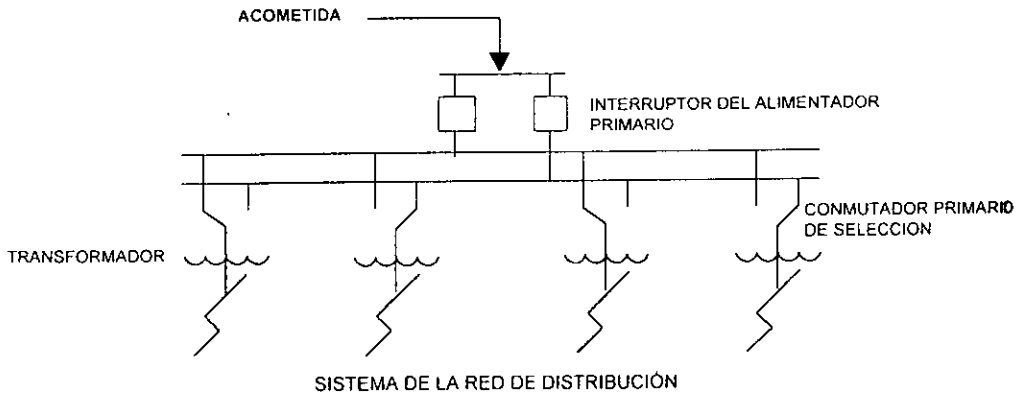


FIGURA III.6

### SISTEMAS ELECTRICOS DE EMERGENCIA

Hemos visto hasta ahora diferentes sistemas que uno con respecto al otro nos indican mayor o menor confiabilidad dependiendo del costo del equipo utilizado y su instalación, pero en cualquiera de las formas analizadas en que se necesite aumentar la confiabilidad y la continuidad del servicio y que de acuerdo con las características de este servicio, este deberá ser de un mínimo de tiempo de interrupción o simplemente no interrumpible, si este fuera el caso.

Para lo anterior se pueden agregar sistemas de emergencia o de operación inmediata. La decisión en el uso de estos sistemas adicionales dependerá y se justificará únicamente por su costo y por su necesidad en el proceso u operación. El sistema de emergencia a seleccionar depende de lo que se espera lleguen a efectuar. Al proyectar se deben considerar las necesidades como la de si el sistema normal de producción puede tolerar una falla de energía de 1 milisegundo, 10 segundos, un minuto y más y por cuánto tiempo el sistema de emergencia o la instalación de reserva deberá desarrollar sus funciones.

Un sistema de emergencia desconectado es el que está en estado durmiente hasta que es llamado a operar, como un motor generador diesel que opera cuando ocurre la falla. Uno conectado es el que opera en todo momento, como un inversor alimentado con C.C. a través de un cargador de batería y una batería en flotación que alimenta el inversor en caso de falla del sistema primario de alimentación

Al diseñar y seleccionar un sistema de emergencia es necesario tomar en cuenta, además de su disponibilidad, también su confiabilidad. Es necesario valorar las ventajas y desventajas y en lo posible efectuar un estudio de confiabilidad del equipo, en el cual se apoye la decisión. Se debe puntualizar que los sistemas de emergencia deben estar en disponibilidad de suministrar energía en forma confiable para sobrellevar problemas causados por interrupciones que van de milisegundos hasta horas

Más de un sistema puede ser utilizable para una aplicación, pero la selección del más adecuado dependerá del costo inicial, de los costos de operación y mantenimiento, necesidades y disponibilidad de combustible, confiabilidad del sistema, calidad de la energía entregada, capacidad para expansiones y consideraciones ecológicas en su caso.

Una vez presentadas las diferentes y posibles alternativas para el suministro de energía eléctrica a las instalaciones de la Nueva Mesa Vibradora del Instituto de Ingeniería, se realizará la selección más adecuada, apoyados principalmente en los requerimientos operativos y económicos proporcionados por el Instituto de Ingeniería.

De acuerdo con el tipo de actividad que se desarrollará en esta instalación, se determinó que la actividad más importante serán las pruebas que se realicen y la información que se genere durante las mismas, por lo que lo más adecuado sería utilizar el sistema de **Red Secundaria**, dada la capacidad de los equipos de fuerza que funcionarán durante las pruebas y la importancia de las mismas, sin embargo se deben analizar otros factores implícitos en esta selección, como es el hecho de que al utilizar este sistema se requieren al menos dos transformadores cada uno de la misma capacidad y en general una mayor cantidad de equipo, así como un espacio mayor para la ubicación del mismo, lo cual evidentemente eleva de manera considerable el costo total de la instalación para la Mesa Vibradora, sin embargo, existe otra alternativa económicamente más viable. Tomando en cuenta esta fuerte limitante económica, se decidió sacrificar la parte del proceso que corresponde a las pruebas, más no así la parte de captura de información, por lo que se hará uso de un UPS, el cual suministrará energía durante el tiempo suficiente para guardar la información obtenida de las pruebas, con base en lo anterior y teniendo muy presente que la limitación en este caso es económica, se utilizará el sistema Radial Simple.

Con todo lo anterior, finalmente se está en posibilidad de comenzar el diseño de la instalación eléctrica, pero antes analizaremos brevemente algunos aspectos muy importantes que se deben tener en cuenta.

### 3.4 OBJETO DEL ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO Y COORDINACION DE PROTECCIONES.

El objetivo de un análisis de corto circuito es obtener información de corrientes y voltajes en un sistema eléctrico durante condiciones de falla. Esta información se necesita para determinar las características de capacidad interruptiva de los interruptores y otros dispositivos de protección localizados en el sistema.

Calcular los esfuerzos electrodinámicos en barras o buses de subestaciones y tableros, calcular redes de tierra, seleccionar conductores alimentadores, así como para diseñar un adecuado sistema de protección, el cual deberá reconocer la existencia de las fallas y operar de manera que minimice los daños a los equipos, asegurando así una mínima interrupción del servicio.

#### ¿Qué es y cómo se origina una corriente de corto circuito?

Una corriente de corto circuito es aquella que circula en un circuito eléctrico cuando existe el contacto entre dos o más conductores al perderse el aislamiento entre ellos o entre ellos y tierra. En condiciones normales de operación, la carga consume una corriente proporcional al voltaje aplicado y a la impedancia de la propia 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 corto circuito, ya no oponiéndose la impedancia normal de la carga y generándose una corriente mucho mayor.

Cuando se calculan las magnitudes de las corrientes de corto circuito, es extremadamente importante que se consideren todas las fuentes de corriente de corto circuito y que las reactancias características de estas fuentes sean conocidas.

Existen 4 fuentes básicas de corriente

- 1.- Generadores
- 2.- Motores y condensadores síncronos
- 3 - Motores de inducción
- 4.- Sistema de la Cia. suministradora

Todas ellas alimentan con corriente de corto circuito a la falla, ver figura III.7.

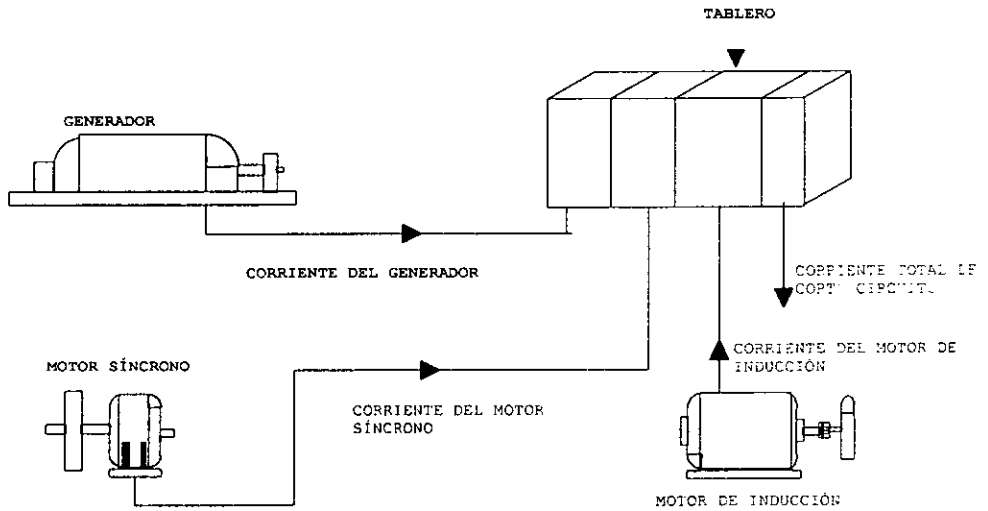


FIGURA III.7

### **Generadores**

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

### **Motores Sincronos**

Los motores sincronicos están contruidos substancialmente igual que los generadores; tienen un campo excitado por corriente directa y un devanado en el estator por el que fluye la corriente alterna.

Durante un corto circuito en el sistema, el motor sincrónico 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 muy bajo y en consecuencia, el motor deja de entregar energía a la carga mecánica y comienza a detenerse. Sin embargo, la inercia de la carga y el rotor impiden que el motor se detenga instantáneamente, en otras palabras, la energía rotatoria de la carga y el rotor mueven al motor sincrónico como un primomotor mueve a un generador.

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

### **Motores de Inducción**

La inercia de la carga y el rotor de un motor de inducción tiene exactamente el mismo efecto sobre el motor de inducción como el motor sincrónico; siguen moviendo al motor después de que ocurre un corto circuito en el sistema.



Sólo existe una diferencia . El motor de inducción no tiene 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 sincrónico, sin embargo, si la fuente externa de voltaje se elimina súbitamente, esto es cuando ocurre el corto circuito, el flujo en el rotor no puede decaer instantáneamente. Además como la inercia sigue moviendo al motor, se genera una corriente de corto circuito que fluye hasta el punto de falla, hasta que el flujo del rotor decae a cero.

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

#### **Sistema de la Compañía Suministradora**

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 aparece 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 se representa con una impedancia equivalente referida al punto de conexión o acometida.

Para obtener la potencia de corto circuito en un punto determinado de suministro es necesario solicitar esta información a la compañía suministradora.

La selección de un interruptor en un sistema eléctrico, depende no sólo de la corriente que el interruptor pueda llevar bajo condiciones normales de operación, sino también de la corriente máxima que pueda circular momentáneamente y de la corriente que tenga que interrumpir al voltaje nominal de la línea a la cual este conectado. Determinar las corrientes de corto circuito es uno de los aspectos más importantes y complejos en el diseño de una instalación eléctrica.

Del estudio de corto circuito se obtiene información aplicable a los siguientes puntos.

- Selección adecuada de protecciones
- Determinación de esfuerzos dinámicos y térmicos en buses
- Coordinación de protecciones
- Diseño de redes de tierras

Más adelante se entrará en detalle de los métodos y normas que pueden aplicarse al cálculo de corto circuito.

### **COORDINACION DE PROTECCIONES**

El estudio de coordinación de protecciones de un sistema eléctrico consiste en un análisis organizado de tiempo-corriente de todos los dispositivos en serie. Este estudio es una comparación del tiempo que toman los dispositivos individuales en operar cuando ciertos niveles de corriente normal o anormal pasan a través de los dispositivos de protección.

El objetivo es determinar las características, capacidades y dispositivos de protección de sobrecorriente, los cuales aseguran que la carga sin falla no se interrumpa cuando el dispositivo de protección aisle una falla o sobrecarga en cualquier parte del sistema.

Al mismo tiempo, los dispositivos seleccionados proveerán protección satisfactoria contra sobrecargas en el equipo e interrumpirán los cortos circuitos tan rápidamente como sea posible. Posteriormente se analizará con detalle el procedimiento para la coordinación de protecciones.

### 3.5 OBJETO Y NATURALEZA DEL PROBLEMA DEL SISTEMA DE TIERRAS Y PARARRAYOS.

En los inicios del uso de la electricidad en forma comercial, los sistemas de puesta a tierra se usaban para tener un voltaje más de referencia, con el transcurso del tiempo se le han encontrado otras aplicaciones. Actualmente se utilizan para limitar las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a fenómenos transitorios en los circuitos, así como limitar la diferencia de potencial a tierra del circuito durante su operación normal, además, una conexión sólida a tierra facilita la operación de los dispositivos de protección contra sobrecorrientes, en casos de falla a tierra.

En toda planta o subestación eléctrica, uno de los aspectos principales para la protección contra sobretensiones es disponer de una red de tierras adecuada a la cual se conecten todos los neutros del sistema cuando así se requiera, carcazas de los equipos, estructuras metálicas y todas aquellas partes que requieran estar a potencial de tierra.

El problema de los sistemas de tierras presenta cierta complejidad debido principalmente a las características poco homogéneas del terreno y sobre todo al escaso conocimiento que de ellos se tiene. Por otro lado, las condiciones que se establecen en el caso de fallas de aislamiento son difícilmente predecibles y no es posible integrarlas a las ecuaciones de cálculo.

Tres son los factores principales que siempre deberán tomarse en cuenta en el diseño de un sistema de tierras:

**Seguridad del personal.**

Es esencial que tanto en condiciones normales como de falla, no circule ninguna corriente que pudiera ser mortal a través del equipo al cual tenga acceso el personal. El voltaje que pudiera existir entre la carcasa de un equipo con respecto a tierra, no es una medida del peligro existente; el criterio que se debe seguir y tomar en cuenta es la diferencia de potencial entre cualquiera de dos puntos que pudieran ser tocados simultáneamente por una persona.

El objetivo debe ser, asegurar que haya una conexión efectiva de muy baja impedancia y de una capacidad de corriente adecuada entre los dos puntos que puedan ser tocados simultáneamente por una persona.

**Prevención de daño al equipo.**

Es deseable bajo condiciones de falla limitar tanto como sea posible, el voltaje que se presenta entre las carcasas de los equipos y la malla principal de tierras cuando circula una corriente de falla

**Operación adecuada de los equipos de protección.**

Siempre que se tengan equipos de protección y que utilicen la corriente de falla a tierra para su operación, se debe considerar la intensidad de la misma, ya que de esta depende su correcto funcionamiento y con esto la eliminación adecuada de las fallas en los sistemas para obtener una mejor calidad en el servicio.

La NOM-001 en su sección 2403-2c dice " **La resistencia total de la malla con respecto a tierra debe determinarse tomando en cuenta los siguientes parámetros:**

**Longitud total de elementos enterrados**

**Resistividad eléctrica del terreno**

**Area de la sección transversal de los conductores mínima aceptable es 107.2 mm de cobre (4/0 AWG)**

**Profundidad**

**La resistencia eléctrica total del sistema de tierras debe conservarse en un valor (incluyendo todos los elementos que forman el sistema) menor a : 25 ohms para subestaciones hasta 250 KVA y 34.5 KV, 10 ohms en subestaciones mayores de 250 KVA y hasta 34.5 KV y de 5 ohms en subestaciones que operen con tensiones mayores de 34.5 KV.**

**Excepción :Para terrenos con resistividad mayor de 3000 ohms-m se permite que los valores anteriores de resistencia a tierra sean el doble para cada caso. "**

Las recomendaciones anteriores son, como ya se menciona de la NOM-001, sin embargo, en la práctica se puede encontrar que no siempre se pueden seguir estas recomendaciones. Si se quiere hacer un diseño óptimo, hay que recurrir al cálculo de los potenciales de toque y de paso.

Un problema frecuente, para seguir las recomendaciones anteriores, cuando la resistividad es alta, es la falta de espacio en las subestaciones, ya que no se logran los parámetros adecuados, obligando con ello al uso de electrodos especiales como los electrodos profundos, electrodos horizontales, electrodos químicos, electrodos de placa, y en ocasiones, se debe hacer uso de sustancias químicas que modifiquen las características del terreno, como por ejemplo, bentonita, carbón mineral etc.

En cuanto a los sistemas de tierras en baja tensión, aparentemente son los más simples, ya que no se diseñan en base a potenciales de paso y de contacto, sin embargo, es un hecho que la mayor parte de los accidentes por este concepto ocurren precisamente en baja tensión, por lo cual se deben proyectar con precaución, sin embargo, la NOM-001, proporciona todas las recomendaciones necesarias para estos sistemas.

### **POTENCIAL DE PASO**

El potencial de paso es la diferencia de potencial que aparece entre los dos pies cuando una persona está parada en la superficie del terreno y en el cual se presenta un gradiente de potencial debido al flujo de una corriente de falla.

### **POTENCIAL DE CONTACTO**

El potencial de contacto es la diferencia de potencial a través del cuerpo de una persona entre una mano y los pies cuando está tocando un objeto o equipo aterrizado. La magnitud del potencial de contacto dependerá del gradiente en el espacio de tierra que existe entre el objeto aterrizado o el conductor de la red y el punto en el cual la persona está parada. El potencial será máximo cuando la persona está parada en el centro de la malla; este potencial de contacto máximo es conocido como potencial de malla.

### **POTENCIAL DE TRANSFERENCIA**

Bajo condiciones normales el equipo eléctrico que está puesto a tierra opera a nivel de voltaje cero o cercano a cero y este potencial es igual al de una red remota. Durante una condición de falla se eleva el potencial con respecto a la red remota, existiendo una diferencia de potencial, que es proporcional a la magnitud de la corriente en la malla de tierras y a su resistencia. No es práctico e incluso casi imposible diseñar un sistema de tierras en base a los potenciales transferidos, es más práctico aislar los elementos metálicos que salen de la subestación, como son : rieles, hito de guarda, tuberías etc.

Más adelante veremos en detalle el diseño de la red de tierras para la Nueva Mesa Vibradora del Instituto de Ingeniería.

### SISTEMAS DE PARARRAYOS

El principio fundamental de la protección contra descargas atmosféricas es proporcionar los medios adecuados para que una descarga atmosférica pueda incidir con seguridad sobre una construcción y sea conducida en forma inofensiva hasta tierra, de manera que no origine daños durante su recorrido.

Un sistema de pararrayos está formado por tres elementos fundamentales:

1.- Un elemento receptor de la descarga, constituido por las puntas de protección y los cables colocados en las partes de la estructura que puedan recibir una descarga.

2.- Un circuito a tierra, el cual está formado por los conductores que deben transportar a tierra la corriente de descarga a través de un recorrido determinado y de baja resistencia eléctrica pasando generalmente por las partes exteriores de los edificios.

3.- Electrodo de tierra, llamados también dispersores, constituyen el punto de unión entre el sistema y el terreno facilitando la dispersión de la corriente en el mismo. Es el punto crítico del sistema, ya que de no lograrse una resistencia a tierra lo suficientemente baja no se lograrán condiciones de seguridad satisfactorias.

La NOM-001 en su sección 250-84 y la norma Británica CP326 recomiendan un valor de 10 ohms para las bajadas de tierra de los pararrayos. Sin embargo, algunos especialistas, recomiendan que el valor de resistencia a tierra de los pararrayos sea muy similar al de otras tierras cercanas, para evitar arcos y a la vez lo más baja posible.

En cuanto a los factores que deciden la necesidad de instalar un sistema de pararrayos son :

- Frecuencia e intensidad de las tormentas
- Valor y naturaleza del edificio y su contenido
- Daños personales
- Probabilidad de un edificio de recibir descargas
- Pérdidas indirectas

En un tema posterior cubriremos las consideraciones de diseño e instalación de un sistema de pararrayos.



## Capítulo IV

## CAPÍTULO IV

# DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

### 4.1 ILUMINACIÓN

Desde hace miles de años, el hombre ha necesitado la iluminación artificial para realizar diversas actividades, principalmente trabajos nocturnos y en lugares poco iluminados.

En épocas tan remotas como en la era primitiva, se utilizaban rústicas antorchas para hacer pinturas y dibujos en cuevas.

Con el capitalismo y la Revolución Industrial se inventó la bombilla eléctrica y se requirió de producir satisfactores materiales y de servicios para la población. Las actividades en talleres y oficinas se prolongaron hasta altas horas de la noche, por lo que se desarrollaron y perfeccionaron las instalaciones de alumbrado.

Desafortunadamente los proyectistas de las primeras instalaciones dieron por hecho que los soportes en las paredes y los candiles colgantes tenían cualidades reales de iluminación, lo que provocó un atraso de cincuenta años en la madurez arquitectónica del alumbrado artificial, ya que la mayor dificultad en la iluminación de este tipo se debía a la escasez de conocimientos sobre el proceso de la visión, incluso se pensaba que para obtener mejores resultados, la luz de las fuentes luminosas debía incidir directamente sobre los ojos y no sobre los objetos.

Fue hasta después de la segunda guerra mundial cuando se elaboraron métodos científicos basados en el funcionamiento real del proceso visual.

En cada proyecto, el diseñador de una instalación de alumbrado debe elegir el término medio correcto entre las mejores condiciones visuales y un sistema de alumbrado que sea factible desde los puntos de vista técnico y económico.

#### 4.1.1 PARÁMETROS DE DISEÑO

Al diseñar un sistema de iluminación, se requiere actualmente considerar, entre otros, los siguientes parámetros :

- 1.- Clasificación del tipo de tarea visual de acuerdo a las categorías que señala la IES.
- 2.- Nivel recomendado de iluminancia, de acuerdo al punto anterior y los siguientes factores de peso:
  - A) Edad promedio de los ocupantes.
  - B) Superficies reflejantes.
  - C) Velocidad y exactitud de la tarea a realizar.
  - D) Reflectancia del plano de trabajo.
- 3.- Periodo de mantenimiento.
- 4.- Condiciones ambientales
- 5.- Reflectancias de piso, pared y techo.
- 6.- Dimensiones del local.

En la tabla I se presenta un resumen proporcionado por el Instituto de Ingeniería, con las dimensiones y reflectancias de cada área particular del edificio de la Nueva Mesa Vibradora, de la cual se tomarán los datos para el diseño de las instalaciones de alumbrado.

TABLA I

ÁREA TIPO	ALTO (m)	LARGO (m)	ANCHO (m)	Ptecho	Ppared	Ppiso
NAVE	8	15	12	50	30	21
CTO.CAPTURA	2.8	4.6	2.65	82	50	21
CTO.CONTROL	2.8	4.6	3.6	82	50	21
TALLER LAB.	2.8	4.6	3.6	82	50	21
CUBÍCULOS	2.8	3.2	3.8	82	50	21
RECEPCIÓN	2.8	1.6	4.6	82	50	21
BANO	2.8	2.15	1.3	50	50	21
CTO.MAQUINAS	2.8	6.5	6.5	82	30	21

#### 4.1.2 NORMAS Y MÉTODOS DE DISEÑO

Desde principio de 1960, el método para diseñar sistemas de iluminación en un espacio cerrado ha sido el método de cavidad zonal desarrollado por la Sociedad de Ingeniería en Iluminación de Norte América (IES). Este método determina los niveles de iluminación promedio de la luz emitida por los luminarios dentro de un espacio cerrado, este método es preferido sobre otros no porque sea necesariamente más exacto, sino porque es relativamente simple y flexible.

Sus resultados son generalmente más representativos de una situación real de iluminación y puede ser aplicado a cualquier tipo de sistema de iluminación en locales rectangulares o de formas especiales, sin embargo, la descripción del método está fuera del alcance de este trabajo, por lo que se recomienda consultar la bibliografía para una descripción detallada del mismo.

El método está basado en la definición de la unidad de iluminancia, el lux. En donde se asume, que toda la luz generada (Lúmenes) se vuelve iluminación en el plano de trabajo. En realidad, existe un gran número de parámetros que debilitan el sistema de iluminación.

Este método de iluminación involucra cuatro de ellos y el Ingeniero que diseña el sistema de iluminación los deberá compensar mediante la aplicación de factores de corrección.

- 1.- COEFICIENTE DE UTILIZACIÓN (CU)
- 2.- DEPRECIACIÓN DE LOS LÚMENES DE LA LÁMPARA (DLL)
- 3.- DEPRECIACIÓN POR POLVO EN EL LUMINARIO (DPL)
- 4.- DEPRECIACIÓN POR SUCIEDAD DEL LOCAL (DPSL)

Tomando en consideración los parámetros anteriores, se determina el número de luminarios requeridos para proporcionar el nivel de iluminación deseado. Una vez determinado el número de luminarios, el diseñador traslada esta información al arreglo de luminarios. La geometría del local y/o las condiciones estructurales pueden requerir ligeras modificaciones a la cantidad de luminarios.

La selección del luminario debe ser previa a la investigación de CU en tablas. El diseñador de iluminación no calcula los CU's, sólo lo extrae de las tablas proporcionadas por el fabricante.

La distribución de los luminarios se lleva a cabo tomando en cuenta la separación máxima, las dimensiones del local, su forma geométrica y las dimensiones del luminario. La separación máxima entre luminarios se obtiene de la relación  $S / MH$  que proporciona el fabricante para cada luminario y nos garantiza la uniformidad en la iluminación. En la expresión anterior  $S$  es la separación recomendable entre luminarios y  $MH$  es la altura de montaje (medida a partir del plano de trabajo).

### NIVELES DE ILUMINACIÓN.

Existe un nivel mínimo de iluminación para cada tarea visual específica y para determinar dichos niveles óptimos se deben tomar en cuenta los siguientes factores:

- 1.- Velocidad y exactitud de la tarea a realizar.
- 2.- Reflectancia del plano de trabajo.
- 3.- Condiciones ambientales y periodo de mantenimiento..
- 4.- La edad de los usuarios del sistema de iluminación.

Actualmente, se ha fijado una tabla de niveles de iluminación adecuados para cada tarea visual. Esta tabla se calculó según la teoría del Dr.H.R.Blackwell, que fue publicada en el IES LIGHTING HANDBOOK en 1959.

La Sociedad Mexicana de Ingeniería e Iluminación S.M.I.I. ajustó dichos valores a niveles apropiados económicamente para México, sin embargo, la práctica más común es seguir las recomendaciones de la IES.

### 4.1.3 DISEÑO DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN

A continuación se presenta el diseño de iluminación para cada área particular de las instalaciones de la Nueva Mesa Vibradora.

Parámetros básicos considerados en el diseño de las instalaciones de alumbrado :

I.- Cubículos, cuarto de control, cuarto de captura y laboratorio.

- Promedio de edad : 40 años.
- Actividad importante en velocidad y exactitud.
- Reflectancia del plano de trabajo : 30 a 70 %.
- De acuerdo a lo anterior se recomienda un nivel promedio de: 300 Lux.
- Se considerará el ambiente de estas áreas como limpio.

II.- Nave de Pruebas.

- Promedio de edad : 40 años.
- Actividad importante en velocidad y exactitud.
- Reflectancia del plano de trabajo : menor de 30%
- De acuerdo a lo anterior se recomienda un nivel promedio de: 400 Lux
- Se considerará el ambiente de ésta área como sucio.

III.- Cuarto de Máquinas.

- Promedio de edad . 40 años.
- Actividad no importante.
- Reflectancia del plano de trabajo : menor de 30%
- De acuerdo a lo anterior se recomienda un nivel promedio de: 200 Lux
- Se considerará el ambiente de ésta área como sucio.

Las tablas II y III muestran los cálculos para cada una de las áreas del edificio antes mencionadas.

#### **Alumbrado Exterior.**

El método empleado para el diseño del alumbrado exterior es el de los Watts/m<sup>2</sup>. Este método simplificado de los watts/m<sup>2</sup> es suficientemente preciso para aquellos luminarios que están localizados sobre o a un lado del área que están iluminando.

Los watts por metro cuadrado obtenidos en la siguiente gráfica, proporcionan una iluminación promedio con una variación del 20 % dentro del valor esperado.

Antes de determinar la cantidad de luminarios, deberá disponerse de los requisitos físicos, tales como el tamaño del área que será iluminada, apariencia durante el día, nivel de iluminación requerido y aspectos de mantenimiento.

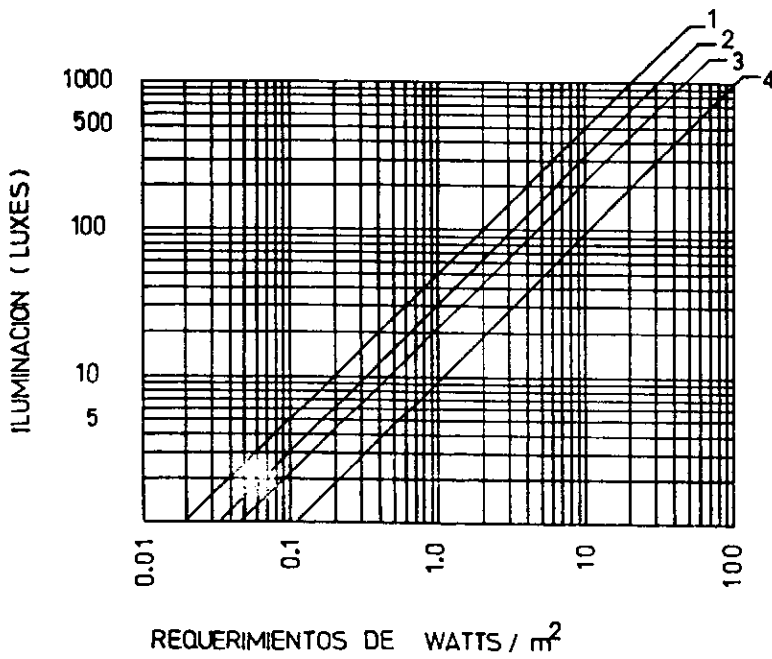
El empleo de luminarios que son sellados y filtrados se traduce en un menor costo de mantenimiento, así como un nivel luminoso promedio más elevado.

El factor de mantenimiento que se empleó en la gráfica, está basado en el de las unidades selladas y filtradas, las cuales tienen una depreciación por suciedad de 0.95 y una depreciación luminosa de lámpara de 0.90 para sodio alta presión, 0.85 para vapor de mercurio y 0.80 para aditivos metálicos.



**Procedimiento de cálculo.**

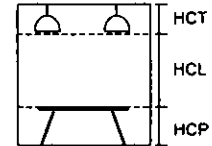
- 1.- Determine los luxes mínimos recomendados de la gráfica 1.
- 2.- Localice el nivel de luxes que se requiere, en el lado izquierdo de la gráfica ;siga este punto horizontalmente hasta interceptar la línea diagonal gruesa que represente la lámpara seleccionada.
- 3.- Para determinar los watts/m<sup>2</sup> trace una línea vertical de la diagonal gruesa hasta cortar la escala horizontal.
- 4.- Multiplique los watts/m<sup>2</sup> por el total de metros cuadrados del área, para obtener el total de watts necesarios para iluminar dicha área.
- 5.- Divida los watts totales entre los watts de la lámpara seleccionada, para obtener el número total de lámparas y luminarios requeridos.



- 1 VSAP
- 2 AM.
- 3 VM.
- 4 INC.

GRÁFICA 1

**INFORMACIÓN DEL LOCAL  
Y NIVEL DE ILUMINACIÓN REQUERIDO**



OBRA:	<b>INSTITUTO DE INGENIERIA</b>	FECHA:	
PROYECTO:		REVISÓ Y APROBÓ:	

TIPO DE ÁREA	DIMENSIONES (m)			ÁREA m <sup>2</sup>	LUXES	HCT	HCL	HCP	REFLECTANCIAS			RELACIONES DE CAVIDAD		
	ALTO	LARGO	ANCHO						TECHO	PARED	PISO	RCL	RCT	RCP
NAVE	8	15	12	180	400	0,7	6,6	0,7	50	30	21	4,95	0,53	0,53
CTO.CONTROL	2,8	4,6	3,6	16,56	300	0	1,89	0,91	82	50	21	4,68	0,00	2,25
CUBICULOS	2,8	3,2	3,8	12,16	300	0	1,89	0,91	82	50	21	5,44	0,00	2,62
CUARTO DE CAPTURA	2,8	4,6	2,65	12,19	300	0	2,1	0,7	82	50	21	6,24	0,00	2,08
TALLER LAB.	2,8	4,6	3,6	16,56	300	0	1,89	0,91	82	50	21	4,68	0,00	2,25
RECEPCION	2,8	4,6	1,8	7,36	300	0	1,89	0,91	82	50	21	7,96	0,00	3,83
CTO.MAQUINAS	2,8	6,5	6,5	42,25	200	0	1,89	0,91	82	30	21	2,91	0,00	1,40

Tabla II.

**INFORMACIÓN DE LÁMPARA/LUMINARIO  
Y CALCULOS**

TIPO DE ÁREA	P.M. (MESES)	FACTORES DE DEPRECIACIÓN			FPL	CU	LUMENES LAMPARA	LAMPARAS LUMINARIO	LUMENES LUMINARIO	No.LUMINARIOS		S/MH
		DLL	DPL	DPSL						CALCULO	REAL	
NAVE	12	0,71	0,85	0,94	0,57	0,52	33000	1	33000	7,4	8	1,5
CTO.CONTROL	12	0,85	0,80	0,90	0,61	0,41	2925	2	5850	3,4	4	1,2
CUBICULOS	12	0,85	0,80	0,90	0,61	0,41	3600	2	7200	2,0	2	1,2
CUARTO DE CAPTURA	12	0,85	0,80	0,90	0,61	0,68	2925	3	8775	1,0	2	1,2
TALLER LAB.	12	0,85	0,80	0,90	0,61	0,46	2925	2	5850	3,0	4	1,2
RECEPCIÓN	12	0,85	0,80	0,90	0,61	0,66	2925	2	5850	0,9	2	1,2
CTO.MAQUINAS	12	0,85	0,85	0,95	0,69	0,55	2925	2	5850	3,8	4	1,3

NOTAS .

P.M. : PERIODO DE MANTENIMIENTO

DLL : DEPRECIACIÓN DE LOS LUMENES DE LA LÁMPARA

DPL : DEPRECIACIÓN POR POLVO EN EL LUMINARIO

DPSL : DEPRECIACIÓN POR SUCIEDAD DEL LOCAL

FPL : FACTOR DE PÉRDIDA DE LUZ

CU : COEFICIENTE DE UTILIZACIÓN (DEL FABRICANTE)

S/MH : SEPARACIÓN A ALTURA DE MONTAJE (DEL FABRICANTE)

Tabla III.

## 4.2 Fuerza

Una aproximación lógica a los valores de diseño de un sistema eléctrico empieza con el diseño de los circuitos derivados que alimentan a los diferentes puntos de carga, después de lo cual se tendrán que prever los diversos tableros derivados para realizar las derivaciones de los diferentes circuitos derivados y para protegerlos contra sobrecorrientes debidas a sobrecargas o cortos circuitos, después de lo cual se tendrán que considerar los circuitos principales o alimentadores para la conducción de la energía necesaria, después se tendrá que agregar un tablero de distribución general y finalmente se deberá diseñar la subestación que se encargará de suministrar la energía total en la tensión normalizada requerida en la instalación, así como el equipo de servicio necesario.

Como se menciono anteriormente el sistema que se utilizará para la distribución eléctrica dentro de la instalación es el Radial Simple cuyas características de operación se describieron con anterioridad, el diagrama unifilar de la figura IV.1, es sólo esquemático y muestra la configuración adoptada en este caso particular y en donde se puede apreciar que se manejarán dos niveles diferentes de tensión dentro de la instalación, así mismo se mencionó que la operación de la Nueva Mesa Vibradora se realiza a través de una serie de motores de alta capacidad, los cuales por requerimiento se operarán a 440 Volts, mientras que los demás equipos y servicios se alimentarán a una tensión de 220 o 127 Volts según lo requieran.

Por ello será necesario realizar dos reducciones de tensión, la primera será de la tensión de suministro del sistema 6000 Volts a 440 Volts y la segunda será de 440 Volts a 220 Volts. Es muy importante estar consciente de estos dos niveles diferentes de tensión dentro de la instalación, ya que el uso equivocado de un nivel de tensión afectará los cálculos de conductores (calibres), selección de tableros, interruptores, fusibles, cálculo de corto circuito y coordinación de protecciones

# DIAGRAMA UNIFILAR DE LA INSTALACION ELECTRICA

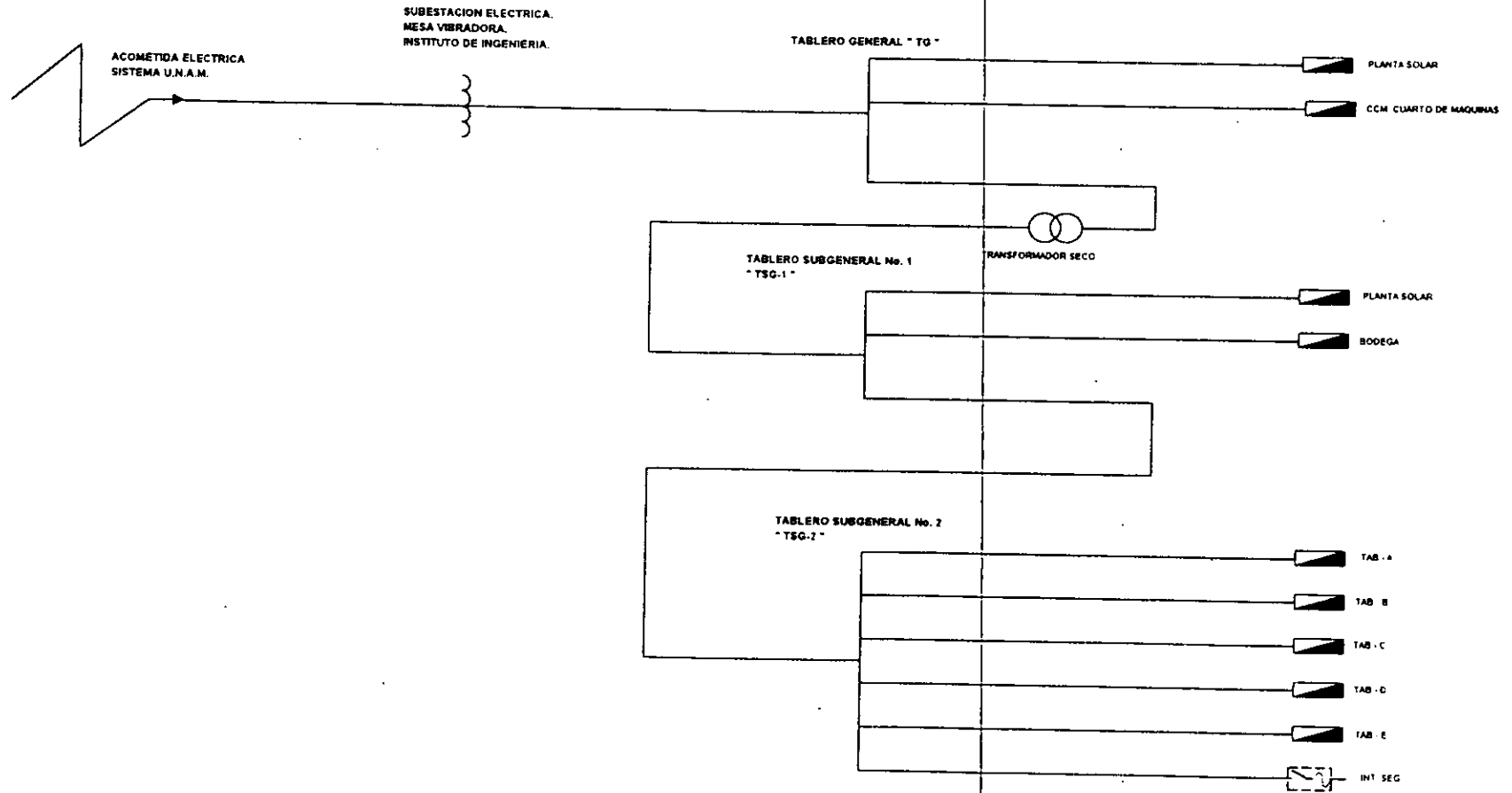


FIGURA IV. 1

#### 4.2.1 PARÁMETROS DE DISEÑO

Entre los parámetros básicos más importantes para el diseño de las instalaciones de fuerza (selección de calibres y protecciones contra sobrecorrientes) son los siguientes:

##### **Para cargas de Alumbrado y Contactos**

- 1.- Carga eléctrica total en Amperes, Watts o Voltamperes del circuito.
- 2.- Tensión eléctrica del circuito y número de fases.
- 3.- Longitud del circuito o distancia al centro de carga.
- 4.- Caída de tensión máxima permitida por norma o por requerimiento del equipo conectado al circuito.
- 5.- Tipo de carga, es decir, si es carga continua o no continua.
- 6.- Temperatura ambiente.

##### **Para cargas de Motores**

- 1.- Capacidad en H.P. o en Watts.
- 2.- Tensión eléctrica y número de fases.
- 3.- Corriente a plena carga.
- 4.- Letra de código a rotor bloqueado.
- 5.- Factor de servicio.
- 6.- Eficiencia nominal (%).
- 7.- Caída de tensión máxima permitida por norma o por requerimiento del equipo.
- 8.- Longitud del circuito
- 9.- Régimen de trabajo del motor.
- 10.- Tipo de arranque ( a tensión plena o reducida).
- 11.- Temperatura ambiente.

#### 4.2.2 NORMAS Y MÉTODOS DE DISEÑO.

Todas las instalaciones cumplirán en cuanto a diseño con lo indicado en la NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-SEMP-1994. " RELATIVA A LAS INSTALACIONES DESTINADAS AL SUMINISTRO Y USO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA."

#### CONDUCTORES

La selección de los conductores apropiados para un circuito determinado depende del voltaje de dicho circuito, el amperaje requerido por la carga, el tipo de aislamiento y el tipo de canalización que exigen las condiciones del servicio.

En la tabla 310-13 de la sección 310 de la norma mencionada se presentan los datos sobre las condiciones de uso para los diversos tipos de conductores eléctricos permitidos para tensiones de hasta 2000 Volts. Las tablas 5 y 8 del capítulo 10 de la misma norma proporcionan datos sobre las dimensiones y propiedades de los conductores. En las tablas 310-16,17,18 y 19 de la sección 310 se presentan los datos de capacidad de conducción de corriente para los conductores de hasta 2000 Volts, bajo diferentes condiciones de instalación.

Las capacidades de conducción de corriente para conductores aislados con dieléctrico sólido de 2000 Volts a 35000 Volts deben ser las especificadas en las tablas 310-67 a 310-84 y sus correspondientes notas.

Estas tablas establecen el máximo de aplicación, basándose en las propiedades del conductor cubierto con un aislamiento capaz de resistir el calor generado por el paso de una corriente.



Para usarse en un circuito dado, tiene que considerarse, sin embargo, la caída de tensión, requiriéndose por lo general conductores con una sección transversal (calibre) mayor que la necesaria para satisfacer únicamente los requisitos de corriente. Dichas tablas dan valores de capacidad de corriente máxima admisible para conductores cuyo número no excede de tres (3) en una canalización o cable.

En los casos en los que el número de conductores es mayor de tres se REDUCIRÁ EL AMPERAJE MÁXIMO TOLERABLE PARA CADA CONDUCTOR, de acuerdo con las : "Notas a las tablas 310-16 a 310-19 de capacidad de conducción de corriente de 0 A 2000 Volts", particularmente la nota 8 y las "Notas a las tablas 310-67 a 310-84 de capacidad de conducción de corriente de 2000 A 35000 Volts".

En cuanto a la selección de conductores de acuerdo con la temperatura de operación se deberá tomar en cuenta la sección 110-14 de la NOM-001, que dice textualmente en su inciso (c)

**C(1)** " Las terminales de equipo para circuitos de corriente nominal de 100 Amp. o menores o para conductores de sección transversal nominal de 2.082 a 42.41 mm<sup>2</sup> (14 a 1 AWG) deben usarse para temperaturas de operación máxima de 60°C.

**C(2)** " Deben usarse conductores de temperatura de operación de 75°C, para terminales de equipo en circuitos de corriente nominal mayor de 100 Amp. o para conductores de sección transversal mayor a 42.41 mm<sup>2</sup> (1 AWG).

**C(3)** " La capacidad de conducción de corriente de los conductores sobre los que se aplican conectores a presión, no debe exceder de la capacidad de conducción de corriente a la temperatura nominal certificada y marcada del conector.

Como se ha mencionado con anterioridad, son dos las consideraciones básicas que se deben tener en cuenta al calcular un conductor eléctrico para un cierto circuito, siendo estas las siguientes :

- 1.- La corriente que demanda la carga.
- 2.- La máxima caída de tensión permitida.

En cuanto al segundo punto la NOM-001-SEMP-1994 en sus secciones 210-19(a) nota (4) y 215-2, nota (1), menciona: " La caída de tensión global desde el medio de desconexión principal hasta la salida más alejada de la instalación, considerando alimentadores y circuitos derivados, no debe exceder del 5%, dicha caída de tensión se debe distribuir razonablemente en el circuito derivado y en el circuito alimentador, procurando que en cualquiera de ellos la caída de tensión, no sea mayor del 3%.

Con base en los dos puntos anteriores se puede "decir" que hay dos métodos para diseñar un circuito, estos son :

- 1.- Por Ampacidad.
- 2.- Por caída de tensión.

El primer método se basa en las siguientes fórmulas, dependiendo del tipo de circuito.

- 1.- Una fase Dos hilos

$$I = W/(V_n \times F.P.)$$

- 2.- Dos fases Tres hilos

$$I = W/(2V_n \times F.P.)$$

- 3.- Dos fases Dos hilos

$$I = W/(V_f \times F.P.)$$

- 4.- Tres fases Tres o Cuatro hilos

$$I = W/(1.732 \times V_f \times F.P.)$$

El segundo método se basa en las siguientes fórmulas, dependiendo del tipo de circuito.

1.- Una fase Dos hilos

$$S = 4 \times I \times L / (\%V \times V_n)$$

2.- Dos fases Tres hilos

$$S = 4 \times I \times L / (\%V \times V_n)$$

3.- Dos fases Dos hilos

$$S = 4 \times I \times L / (\%V \times V_f)$$

4.- Tres fases Tres o Cuatro hilos

$$S = 2 \times 1.732 \times I \times L / (\%V \times V_f)$$

En las ecuaciones anteriores:

I : Corriente en Amperes

W : Carga en watts del circuito

V<sub>n</sub> : Tensión de fase a neutro (Volts)

V<sub>f</sub> : Tensión de fase a fase (Volts)

F.P. : Factor de potencia de la carga

S : Sección transversal del conductor (mm<sup>2</sup>)

L : Longitud al centro de carga del circuito(m)

%V : Caída de tensión permisible en %

1.732 : Raíz cuadrada de 3

Una vez calculado el calibre del circuito es necesario calcular la caída de tensión para verificar que estamos cumpliendo con la Norma, ya que esto permite garantizar el correcto funcionamiento de los equipos

Una forma de hacerlo es despejar de las ecuaciones del método de caída de tensión a la incógnita %V, con el valor de "S" tomado de las tablas 310-16 a 310-19 de la NOM-001, sin embargo, se debe mencionar que estas ecuaciones para calcular la sección transversal del conductor son aproximadas, ya que solamente toman en cuenta el efecto de la resistencia eléctrica del conductor, sin embargo, al circular una corriente variable en el tiempo se crea un flujo magnético variable, el cual se enlaza con los demás conductores del circuito, a la razón de la variación del flujo magnético a la variación de la corriente en el tiempo se le conoce como inductancia.

La inductancia de un conductor está dada por la suma de la inductancia propia o interna (ya que parte del flujo generado corta al mismo conductor) más la externa o mutua. La inductancia propia de un conductor es constante, dependiendo únicamente de su construcción, si es sólido o cableado. La inductancia mutua depende de la separación y disposición de los conductores, de la construcción del conductor y si está provisto o no de pantallas o cubiertas metálicas y la conexión a tierra de las mismas.

Para el caso de circuitos derivados de alumbrado y contactos las expresiones anteriores son recomendables, ya que por lo general estos circuitos son de calibres pequeños (menores del calibre 1/0 AWG), sin embargo para el caso de circuitos alimentadores a tableros o motores es conveniente considerar también la reactancia del circuito.

Para el caso anterior resulta evidente que se debe utilizar una expresión que tome en cuenta los efectos combinados de la resistencia y la reactancia al calcular la caída de tensión en circuitos con calibres iguales o mayores de 1/0 AWG.

La ecuación utilizada en este caso resulta ser:

$$V_c = 1.732 \times I \times L (R \cos \theta + X \sin \theta )$$

Donde :

- 1.732 : Raíz cuadrada de 3
- I : Corriente del circuito en Amperes
- L : Distancia al centro de carga (m)
- R : Resistencia eléctrica a la c.a.(ohms)
- $\cos \theta$  : Factor de potencia del circuito
- X : Reactancia total del circuito(ohms)
- $\sin \theta$  : Seno del ángulo del factor de potencia
- Vc : Caída de tensión en volts

Por otra parte, se acostumbra expresar la caída de tensión en %, por lo que basta con dividir la caída de tensión en volts calculada con la fórmula anterior entre la tensión (entre fases) en volts del circuito y multiplicar el resultado por 100.

Sin embargo, a pesar de lo anterior, la NOM-001, no proporciona ninguna tabla de referencia para obtener los valores de resistencia a la corriente alterna y tampoco de reactancias. Por lo que para realizar cálculos más apegados a la realidad se deben obtener estos valores de otras normas, como la Norma ANSI/IEEE, Std 242-1986 o el National Electric Code de 1993.

Al final de este tema se incluyen algunas de estas tablas.

### PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTES

Como se mencionó antes, la función de un sistema de protección es la de detectar y aislar la parte afectada siempre que ocurra una anomalía que pueda causar daño o afectar la operación de cualquier porción del sistema o la carga que alimenta. El aislamiento de sobrecorrientes requiere de la aplicación de dispositivos de protección que detecten un flujo anormal de corriente. Los dispositivos sensor e interruptor pueden estar completamente separados o contenidos en un solo dispositivo. Los dispositivos de protección que se utilizan generalmente en los sistemas eléctricos de baja tensión son :

- 1.- Interruptores termomagnéticos
- 2.- Fusibles

Para la NOM-001, una sobrecorriente es : " **Cualquier valor de corriente mayor que la corriente nominal del equipo, o mayor que la capacidad de corriente de un conductor. La corriente puede ser causada por una sobrecarga, un corto circuito o una falla a tierra.**"

El artículo 240 de la NOM-001, especifica los requisitos generales para la protección contra sobrecorrientes. En la nota correspondiente a la sección 240-1 menciona lo siguiente : " La protección contra sobrecorriente para conductores y equipos tiene por objetivo abrir el circuito eléctrico cuando la corriente alcance un valor que pueda producir temperaturas excesivas o peligrosas en los conductores o en su aislamiento..."

### Protección de conductores

La sección 240-3 de la NOM-001, menciona : " Los conductores que no sean cordones flexibles ni alambres de aparatos se deberán proteger contra sobrecorriente de acuerdo con sus **CAPACIDADES DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE** especificadas en la sección 310-15, a menos que se permita otra cosa en los incisos (a) a la (m) siguientes..."

Uno de los incisos que hay que tener muy presente es el siguiente, que dice :

i) " Conductores del secundario de un transformador. Los conductores conectados del lado secundario de un transformador monofásico 2 hilos (tensión única), se considerarán suficientemente protegidos por el dispositivo de protección contra sobrecorriente instalado del lado primario del transformador, siempre que esta protección este de acuerdo con la sección 450-3 y no exceda del valor obtenido de multiplicar la capacidad de conducción en amperes de los conductores del secundario por la relación de transformación de tensiones, secundario a primario. Los conductores conectados del lado secundario de un transformador que no sea monofásico, dos hilos, no se considerarán protegidos con el dispositivo de protección contra sobrecorriente del primario."

La sección 240-6 presenta las capacidades de conducción de corriente normalizadas para fusibles e interruptores automáticos, sin embargo, lo más importante de esta sección es la nota a la misma, que menciona: " No se pretende prohibir el uso de interruptores automáticos y fusibles con rango en amperes que no sean normalizados". En la práctica, con frecuencia los fabricantes, principalmente de fusibles manejan capacidades de fusibles que no aparecen en esta sección como normalizadas, sin embargo esta norma no prohíbe su utilización."

La sección 240-20 de la NOM-001, recomienda que en cada conductor sin conexión a tierra se coloque en serie un fusible o interruptor automático, estos últimos deberán abrir todos los conductores sin conexión a tierra del circuito.

La sección 240-21 fija los requisitos para la ubicación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente en los conductores. Recomendando que para circuitos principales y derivados, el dispositivo de protección contra sobrecorriente sea colocado en el punto donde los conductores reciben su alimentación. En la práctica, estos dispositivos se colocan en los tableros de alumbrado o distribución o en los CCM's si se trata de motores o en gabinetes para interruptores.

### **PUESTA A TIERRA**

Los sistemas y circuitos conductores son puestos a tierra para limitar las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a fenómenos transitorios en el propio circuito (Switcheo), así como para estabilizar la tensión a tierra en condiciones normales de operación, además los sistemas que se ponen a tierra de manera sólida facilitan la detección de corrientes en caso de falla a tierra.

El artículo 250, abarca los requisitos generales para la puesta a tierra. La sección 250-5 se refiere a los circuitos y sistemas de corriente alterna que deben ser puestos a tierra. La sección 250-25 se refiere al conductor que debe ponerse a tierra en sistemas de corriente alterna y según el punto (2) de esta sección: En un sistema polifásico debe ponerse a tierra el conductor común a todas las fases, es decir, el neutro, recordando que el neutro y la tierra física deben unirse en un solo punto, esto se hace lo más cerca posible a la fuente de alimentación.



La sección 250-42, fija los requisitos para la puesta a tierra de los equipos. En términos generales menciona que las partes metálicas descubiertas de equipos fijos, no destinadas a transportar corriente y que tengan posibilidades de llegar a ser energizadas, deberán ser puestas a tierra.

La sección 250-43 especifica los equipos fijos conectados por métodos de cableado permanente que deben ser puestos a tierra. Entre los más importantes para este trabajo tenemos los siguientes:

- a) Cuadros de distribución. Las estructuras y armazones de cuadros de distribución que soportan equipos de maniobra.
- c) Armazones de motores. Las armazones de motores como está indicado en la sección 430-142.
- d) Cubiertas de controladores de motores.
- e) Grúas y elevadores de carga.
- j) Luminarias.
- k) Bombas de agua operadas con motor, incluyendo a las de tipo sumergible.

Sección 250-51, esta sección se refiere a la trayectoria efectiva de puesta a tierra y dice "La trayectoria a tierra desde circuitos, equipos y cubiertas debe (1) ser permanente y continua; (2) tener suficiente capacidad de conducción de corriente para transportar con toda seguridad cualquier corriente de falla que pueda circular por el y (3) tener una impedancia suficientemente baja para limitar el potencial respecto a tierra y asegurar el funcionamiento de los dispositivos de protección contra sobrecorriente del circuito.

Para subestaciones de distribución de edificios de uso industrial o comercial se deberá consultar la sección 2403-2(c). La sección 250-91 cubre lo referente a los tipos de conductores de puesta a tierra de equipos, entre los más importantes para este trabajo están los siguientes:

Sección 250-91(b) " Tipos de conductores de puesta a tierra de equipos. El conductor de puesta a tierra de equipos instalado con los conductores del circuito será una o más de las siguientes opciones o una combinación de ellas:

- 1) Un conductor de cobre u otro material resistente a la corrosión. Ese conductor puede ser sólido o cableado, aislado, recubierto o desnudo; y en forma de alambre o de barra de cualquier forma.
- 2) Tubería rígida metálica.
- 3) " metálica intermedia.
- 4) " eléctrica metálica.
- 5) " metálica flexible cuando ésta y sus accesorios estén aprobados para la puesta a tierra.

La sección 250-95 especifica las dimensiones de las secciones transversales de los conductores de puesta a tierra de equipos siendo extremadamente importante la tabla 250-95 de la misma sección, de la cual se obtiene el calibre del conductor de puesta a tierra de equipos como: cajas metálicas de los luminarios, armazones de los motores, para la puesta a tierra de receptáculos (conocidos generalmente como contactos), tableros de alumbrado y distribución, cajas de conexiones, etc.

### **CANALIZACIONES ELÉCTRICAS**

El capítulo 3 de la NOM-001-SEMP-1994 cubre todo lo concerniente a los métodos de instalación y a los diferentes tipos de materiales para las instalaciones eléctricas.

Aquí sólo se mencionarán algunos aspectos que corresponden a canalizaciones para conductores, específicamente lo que corresponde al uso y dimensionamiento de las tuberías para instalar los conductores de los circuitos.

El artículo 346 cubre lo referente al tubo conduit metálico tipo pesado. Entre los puntos más importantes están los siguientes:

- 1.- Los tubos conduit no deben instalarse dentro o debajo de un relleno de escoria donde estén sujetos a humedad permanente.
- 2.- No debe utilizarse ningún tubo conduit de diámetro inferior al tamaño comercial de 12.7 mm.
- 3.- El número de conductores permitidos en un solo tubo conduit metálico tipo pesado debe estar conforme a los porcentajes indicados en la tabla 1 del capítulo 10.
- 4.- Los dobleces efectuados en tubería conduit metálica tipo pesado deben hacerse de manera que no se dañe esta y el diámetro interior del tubo conduit no se reduzca apreciablemente.
- 5.- No debe haber más de dos dobleces de 90° (180° en total) entre puntos de tracción, como cajas registro ovaladas (conocidas como condulets) y registros.

El artículo 347 cubre lo referente al tubo conduit rígido no metálico.

Para lo NOM-001, un tubo conduit rígido no metálico, puede ser uno fabricado con alguno de los siguientes materiales:

- 1.- Fibras
- 2.- Asbesto-cemento
- 3.- Esteatita
- 4.- Resinas de fibra de vidrio
- 5.- Cloruro de polivinilo rígido
- 6.- Polietileno de alta densidad para uso subterráneo
- 7.- Cloruro de polivinilo rígido para uso no subterráneo

Sección 347-2 USOS PERMITIDOS. Entre los requisitos más importantes se tienen los siguientes:

- 1.- Se pueden ocultar en paredes y pisos.
- 2.- En lugares expuestos a fuertes acciones corrosivas y donde estén sujetos a la acción química para la cual los materiales estén aprobados.
- 3.- Se pueden instalar en rellenos de escorias.
- 4.- En lugares mojados.
- 5.- En instalaciones a la vista donde no estén sometidos a daños físicos, si están marcados para tal uso.
- 6.- En instalaciones subterráneas.

Sección 347-3 USOS NO PERMITIDOS

- 1.- Lugares clasificados peligrosos.
- 2.- Como soportes de aparatos.
- 3.- Donde estén expuestos a temperaturas ambiente mayores que aquellas para las cuales están aprobados.

No se permite el uso de tubos rígidos no metálicos de tamaño comercial menor de 1/2 pulgada (13mm)

El número de conductores permitidos en un solo tubo estará conforme a los porcentajes indicados en la tabla 1 capítulo 10.

No habrá más del equivalente de dos ángulos rectos (180° en total) incluyendo las curvas inmediatas a la salida del accesorio, entre salida y salida.

El artículo 348 cubre lo concerniente al tubo conduit metálico tipo ligero. Entre los puntos más importantes tenemos los siguientes:

- 1.- La tubería conduit metálica tipo ligero puede utilizarse en instalaciones visibles y ocultas.
- 2.- No se instalará en : Concreto de escorias o rellenos, cuando esté expuesta a la acción permanente de la humedad, a menos que esté recubierta por todos lados con una capa de concreto sin escorias de un espesor no menor de 5 cm, o se entierre a una profundidad de por lo menos 45 cm.
- 3.- No se utilizará para soporte de artefactos eléctricos.
- 4.- Se permite que la tubería conduit metálica tipo ligero, codos, uniones y accesorios de material ferroso o no, se instalen en concreto, en contacto directo con la tierra o en áreas sujetas a influencias corrosivas severas, cuando estén protegidos de la corrosión por un material estimado adecuado para esta condición.
- 5.- No debe usarse tubería conduit metálica tipo ligero de diámetro nominal menor al tamaño de 12.5 mm.
- 6.- El diámetro nominal máximo debe ser de 10 cm.
- 7.- El número de conductores permitidos no debe sobrepasar los porcentajes indicados en la tabla 1 del capítulo 10.
- 8.- No debe haber más del equivalente a dos dobles de  $90^\circ$  ( $180^\circ$  en total) entre puntos de tracción como cajas ovaladas y registros.

El artículo 349 cubre a la tubería metálica flexible. Entre los puntos más importantes tenemos los siguientes:

- 1.- Se permite su uso en lugares secos.
- 2.- En lugares accesibles, cuando esté protegida contra daños físicos o esté oculta, como en el caso de techos de plafón suspendido.
- 3.- Para circuitos de hasta 1000 Volts.

**ESTA COPIA NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

- 4.- En circuitos derivados.
- 5.- No se permite en cubos de ascensores, cuartos de baterías, enterrada directamente o embebida en concreto colado o agregado.
- 6.- En longitudes mayores de 1.80 m.
- 7.- No se permite usar el tamaño comercial menor de 13 mm.
- 8.- El tamaño comercial máximo debe ser de 19 mm.
- 9.- El número de conductores permitidos en una tubería de 13 y 19 mm, no debe exceder los porcentajes indicados en la tabla 1 del capítulo 10

El artículo 351 se refiere al tubo conduit flexible hermético a los líquidos(liquidtight) metálico y no metálico.

Algunas de sus requisitos más importantes son : (Para nuestro caso, sólo nos interesa el de tipo metálico )

- 1.- Se permite su uso en instalaciones visibles y ocultas.
- 2.- Cuando las condiciones de instalación, operación o mantenimiento, requieran flexibilidad o protección contra líquidos.
- 3.- No se permite su uso cuando esté sometido a daños físicos.
- 4.- No se permite usar el tamaño comercial menor de 13 mm.
- 5.- El tamaño comercial máximo permitido es el de 100 mm.
- 6.- El número de conductores permitidos, debe estar de acuerdo con los porcentajes indicados en la tabla 1 del capítulo 10.
- 7.- Cuando se emplea para conectar equipos, donde se requiere flexibilidad, se debe colocar dentro del tubo un conductor para la puesta a tierra de equipos.
- 8.- No debe haber más del equivalente a 4 curvas de 90°(360° en total) entre puntos de jalado, por ejemplo entre condulets o cajas de salida.

Al final de este tema se presentan las tablas usadas para el cálculo de las dimensiones de las tuberías, las cuales están tomadas del capítulo 10 de la norma NOM-001-SEMP-1994.

En este caso en particular se hará uso de los cinco tipos diferentes de tubería conduit mencionados anteriormente y que en resumen son las siguientes :

1.- Tubo conduit de acero galvanizado pared gruesa :

Para instalaciones aparentes por piso, techo o muro.

2.- Tubo conduit de acero galvanizado pared delgada :

Para instalaciones entre plafón y losa techo.

3.- Tubería metálica flexible (conocida como tipo zapa).

Para las derivaciones de las cajas registro a los luminarios ubicados en plafón

4.- Tubo conduit metálico flexible a prueba de líquidos :

Para las instalaciones desde los contactos o puntos en el sistema de alambrado donde se tomará corriente para los motores, hasta las cajas de conexiones de los mismos. Este tipo de canalización se usará para motores ubicados junto a cisternas o en exteriores y en general donde puedan estar expuestos a líquidos.

5.- Tubo conduit de PVC tipo pesado :

Para instalaciones que requieran estar coladas en pisos de concreto o en terreno natural.

Con lo visto hasta este punto, ya se puede proceder al cálculo de los circuitos derivados, circuitos alimentadores, dimensionamiento de canalizaciones, conductores de puesta a tierra y cálculo de protecciones contra sobrecorriente para las cargas de alumbrado y receptáculos (que de ahora en adelante llamaremos simplemente contactos, ya que así es como se les suele llamar comúnmente).

Se debe mencionar que hasta el momento no se ha hablado de las secciones de la NOM-001 aplicables al caso de motores eléctricos ni a subestaciones de tipo industrial, ya que el cálculo de los circuitos alimentadores y derivados y las protecciones para los motores y la protección y puesta a tierra de subestaciones, requieren de más detalle, por lo que se tratarán aparte, sin embargo lo tratado hasta el momento en cuanto a las características de los conductores, la puesta a tierra, dispositivos de protección contra sobrecorriente y canalizaciones, sigue siendo en general aplicable a los motores. En cuanto a la protección y puesta a tierra de la subestación, podemos adelantar que, estas requieren un diseño que considera otros factores más críticos.



## 4.2.3 CÁLULO DE LAS INSTALACIONES DE FUERZA

**Cálculo de circuitos derivados.**

Circuito derivado : "Conductores del circuito formado entre el último dispositivo contra sobrecorriente que protege al circuito y las cargas conectadas."

Tomando como base los cálculos de iluminación realizados en 4.1.3 de este trabajo, se calculará para el alumbrado del área de pruebas, los circuitos derivados, sus protecciones, su puesta a tierra (calibre) y el diámetro de las tuberías.

Como se puede apreciar en la hoja de cálculo de alumbrado para el área de pruebas, se requieren de 8 luminarios, los cuales requieren del siguiente tipo de lámpara:

Datos de lámpara:

Tipo de lámpara	Potencia [Watts]	Tensión [Volts]	Lúmenes
HQI	400	220	33000

Datos del Balastro o reactor (de alto f.p.) para el tipo de lámpara seleccionada (está considerada la potencia de la lámpara):

Tensión [Volts]	Potencia [Watts]	Tensión de circuito abierto [Volts]
220	461	300

De los datos anteriores podemos observar que cada conjunto lámpara-balastro, representan una carga total de 461 Watts, por lo que éste será el valor de la carga considerada para los cálculos que se realicen.

Es importante señalar, que cuando una lámpara requiera de balastro, se debe tomar en cuenta la potencia que consume dicho balastro y no sólo la potencia de la lámpara, ya que de lo contrario, se incurre en graves errores. Para obtener las características de los balastros se debe recurrir a la información proporcionada por los fabricantes.

Ahora, podemos separar los 8 luminarios en dos circuitos, de tal manera que cada circuito tenga la misma carga, obteniendo lo siguiente:

$$\text{Carga de cada circuito: } 461 \times 4 = 1844 \text{ Watts}$$

De la tensión de la lámpara y del balastro, podemos ver que se requiere de un circuito de dos fases, por lo que la corriente será :

$$I = 1844 / (220 \times 0.9)$$

$$I = 9.31 \text{ Amp.}$$

En forma rigurosa el factor de potencia debería ser proporcionado por el fabricante, sin embargo, este valor raramente es proporcionado de forma directa, por lo que en la práctica se acostumbra suponer un valor de 0.9, pero lo podemos calcular partiendo de los datos proporcionados en el catálogo del fabricante, como sigue:

Potencia del conjunto (lámpara-balastro) :	461 Watts
Tensión del circuito :	220 Volts
Corriente (para A.F.P.) :	2.26 Amp.

Despejando a la incógnita de la fórmula anterior se tiene:

$$f.p. = \text{Watts}/(Vf \times I)$$

$$f.p. = 461/(220 \times 2.26)$$

$$f.p. = 0.92$$

Del valor anterior podemos ver, que el hecho de suponer un factor de potencia de 0.9, es, para fines prácticos, adecuado.

Basados únicamente en la corriente calculada se puede estimar un calibre para el circuito, que resulta ser del 14 AWG, el cual tiene una capacidad de conducción de corriente de 20 amperes, el cual resulta correcto únicamente por ampacidad, sin embargo se debe calcular también por caída de tensión, como se muestra a continuación considerando los siguientes datos :

Longitud del circuito (tomado del plano) : 30 m

Caída de tensión considerada para el circuito : 2.5 %

$$S = 4 \times 9.31 \times 30 / (2.5 \times 220)$$

$$S = 2.03 \text{ mm}^2$$

Sección que equivale al calibre 14 AWG, por lo que este calibre es correcto desde el punto de vista eléctrico, sin embargo por razones mecánicas, en la práctica no se acostumbra usar este calibre para cablear circuitos de alumbrado, contactos o de fuerza, ya que al jalarlo durante su instalación en una tubería suele dañarse con facilidad, por lo que el calibre mínimo utilizado para cablear este tipo de circuitos es el 12 AWG, mismo que de ahora en adelante en este trabajo será considerado como el mínimo posible a usar ( Por lo general el calibre 14 AWG se usa solo como cable de puesta a tierra).

Por lo tanto, de acuerdo con lo anterior, se procederá a calcular la caída de tensión considerando un calibre 12 AWG. De acuerdo con la expresión utilizada para el cálculo de la sección transversal del conductor, se tiene :

sección del calibre 12 AWG :  $3.307 \text{ mm}^2$

$$\%V = 4 \times I \times L / (S \times V_f)$$

Sustituyendo valores:

$$\%V = 4 \times 9.31 \times 30 / (3.307 \times 220)$$

$$\%V = 1.535 \%$$

Valor menor al considerado para al calculo de la sección transversal del conductor (2.5 %). como era de esperarse, ya que aumentamos el calibre del conductor. Por lo que el calibre es adecuado tanto por ampacidad como por caída de tensión.

Recordando que se separó la carga total de alumbrado del área de pruebas en dos circuitos, ahora podemos agrupar los dos circuitos en una misma tubería para llevar los conductores hasta el tablero de alumbrado correspondiente (TAB-B), como se muestra en el plano correspondiente. Al hacer esto, se debe aplicar la nota 8 de las tablas 310-16 a 310-19, la cual menciona lo siguiente : " Para cables o canalizaciones que tengan más de tres conductores que lleven corriente. Cuando el número de conductores que llevan corriente en un cable o en una canalización exceda de tres, la capacidad de corriente obtenida de las tablas y ya corregida por temperatura debe ser reducida multiplicando por los factores de corrección por agrupamiento de la tabla siguiente."

**Tabla IV. Factores de agrupamiento**

# de conductores que llevan corriente	Factores de corrección por agrupamiento
4 a 6	0.80
7 a 9	0.70
10 a 20	0.50
21 a 30	0.45
31 a 40	0.40
41 y más	0.35

De lo anterior podemos recomendar como regla práctica que no se instalen más de 8 conductores vivos (fases y neutros) en un mismo tubo, a menos que sean cables de puesta a tierra de equipos. La nota 11 indica que " Los conductores de puesta a tierra de equipos no se toman en cuenta al aplicar la nota 8"

De la tabla anterior, considerando que se tendrán cuatro conductores vivos (fases) en la misma tubería, se tomará el factor de 0.8, ahora se calculará la capacidad de conducción de corriente de los conductores, reducida por agrupamiento.

El calibre 12 AWG tiene una capacidad de conducción de corriente de 25 Amperes, que al multiplicarla por 0.8 se reduce a :

$$25 \times 0.8 = 20 \text{ Amperes}$$

Como se puede apreciar, este valor de 20 amperes es aún suficiente para alimentar a la carga considerada, por lo que el calibre definitivo para estos dos circuitos es el 12 AWG.

### Cálculo de la protección contra sobrecorriente

El cálculo de la protección contra sobrecorriente se realiza de la siguiente forma: EL artículo 220 de la NOM-001, menciona que la capacidad de conducción de corriente para circuitos derivados y alimentadores, no debe ser menor que la suma de las cargas no continuas más el 125% de las cargas continuas.

La misma norma en su artículo 100 define las cargas continuas como aquellas cuya corriente máxima se mantiene durante tres horas o más y las cargas no continuas como aquellas cuya corriente máxima se mantiene durante menos de tres horas.

Podemos intuir por el tipo de área, que el alumbrado de la misma, funcionará por más de tres horas seguidas, por lo que la podemos considerar como una carga continua. Aunque en la práctica con frecuencia se supone a las cargas de alumbrado como cargas continuas.

Bajo ésta consideración, calculamos el valor del dispositivo de protección contra sobrecorriente de la siguiente manera:

$$I_{INT} = 1.25 \times I_{CONT}$$

$$I_{INT} = 1.25 \times 9.31$$

$$I_{INT} = 11.63 \text{ Amp.}$$

Por lo que el valor del interruptor comercial más próximo resulta ser el de 15 Amperes, por lo tanto el interruptor termomagnético a utilizar será el de 2P x 15 Amp, ya que el circuito es de dos fases.

### **Puesta a tierra**

Como se mencionó al inicio de este tema, el calibre del conductor de puesta a tierra debe estar de acuerdo con la corriente nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente del circuito por aterrizar, que en éste caso es de 15 Amperes, por lo que el cable de puesta a tierra deberá ser de acuerdo con la tabla 250-95 de la NOM-001, de calibre 14 AWG.

### **Cálculo de las canalizaciones**

Para el cálculo de las canalizaciones tomaremos a modo de ejemplo, el caso donde tenemos los cuatro conductores juntos. Para éste cálculo se hará uso de las tablas 4 y 5 del capítulo 10 de la NOM-001, procediéndose de la siguiente manera:

1.- Considerando aislamiento THW-LS para los conductores vivos (fases), de la tabla 5 se obtiene el área de la sección transversal del calibre 12 AWG y que resulta ser de **12.57 mm<sup>2</sup>**, multiplicando este valor por el número total de conductores vivos (fases) dentro de la canalización obtenemos el área total ocupada por los conductores vivos (fases), que resulta ser de :

$$12,57 \times 4 = \mathbf{50.28 \text{ mm}^2}.$$

2.- Ahora, ya que la sección 250-95 permite ocupar un sólo conductor de puesta a tierra para varios circuitos dentro de una misma canalización, siempre que éste se calcule de acuerdo con la capacidad del mayor de los dispositivos de protección contra sobrecorriente de los circuitos dentro de la misma canalización, por lo que únicamente se usará un cable calibre 14 AWG con una sección transversal de :

$$\mathbf{S = 9.26 \text{ mm}^2}.$$

3.- Ahora sumando los resultados anteriores se obtiene el área total ocupada por los conductores vivos (fases) y el cable de puesta a tierra, resultando ser de :

$$50.28 + 9.26 = 59.89 \text{ mm}^2$$

4.- De la tabla 4, en la columna que dice " más de dos conductores fr = 40% " buscamos el valor superior más próximo a **59.89 mm<sup>2</sup>** y que resulta ser el de 78 mm<sup>2</sup>, el cual según la misma tabla, en la columna de diámetro nominal corresponde a un tubo con diámetro nominal de 13mm, diámetro del tubo conduit de acero galvanizado que será el utilizado para estos dos circuitos ( Ya que la instalación será aparente por muro).

Con base en los cálculos realizados, finalmente se procede a elaborar lo que se conoce como cédula de cableado y que sirve para mantener orden y claridad en los planos ya que de esta manera se evita congestionar los planos con tanto número y letras, lo cual suele causar confusiones.

Para elaborar una cédula de cableado se necesita conocer los calibres de los conductores vivos, el calibre del cable de puesta a tierra y las dimensiones nominales de la canalización.

La cédula de cableado simplemente se forma así :

1.- Se toma una letra del alfabeto, empezando por la " A ", después se escribe el número y calibre de los conductores vivos, luego se escribe el calibre del conductor de puesta a tierra y finalmente se escriben las dimensiones nominales de la canalización. Es necesario indicar en este punto, que la canalización puede ser un tubo conduit, una charola porta cables o un ducto cuadrado, por lo que deberá indicar sus dimensiones nominales.



Para el ejemplo presentado, la cédula de cableado quedaría como sigue :

(A) 4 - 12  
1 - 14t  
T - 13

Lo anterior se interpreta así: Cuatro conductores vivos (fases en este caso) calibre 12 AWG, un conductor calibre 14 AWG para puesta a tierra (por ello se escribe la "t"), instalados en un tubo ("T") con diámetro nominal de 13 mm. En cuanto al cable de puesta a tierra, este puede ser aislado o desnudo, tal como lo permite la sección 250-91 de la norma antes citada. Para el cálculo de los demás circuitos derivados de alumbrado y contactos se procede de la misma forma.

En el subtema 4.3.2 se presentan los cálculos para todos los circuitos, tanto derivados como de alimentadores de manera resumida (cuadros de cargas).

#### **Cálculo de alimentadores**

Circuito Alimentador " Conductores del circuito formado entre el equipo de servicio o la fuente de un sistema derivado separado y el dispositivo final contra sobrecorriente del circuito derivado. "

Con la finalidad de mostrar como se calcula un alimentador, se ejemplificará con el alimentador del tablero TSG-2, mostrado en el diagrama de la figura IV.1 del subtema 4.2.

#### **Cálculo del calibre del alimentador del tablero TSG-2.**

Del mencionado diagrama se puede apreciar que el tablero TSG-2 alimenta a los tableros A, B, C, D, E y a un interruptor de seguridad tipo cuchillas, por lo cual deberemos considerar la carga instalada en estos tableros, para ello nos referiremos a las tablas correspondientes al final del tema.

Del cuadro de cargas VI podemos obtener los siguientes valores de carga :

Carga instalada = 38,572 Watts

Carga continua = 19,666 Watts

Carga no continua = 18,906 Watts

Por tratarse de un tablero de tres fases cuatro hilos, calculamos la corriente de la siguiente manera ( según las expresiones vistas anteriormente) :

$$I_{C,CONT} = 19,666 / (1.732 \times 220 \times 0.9)$$

$$I_{C,CONT} = 57.34 \text{ Amperes}$$

$$I_{C,NO,CONT} = 18,906 / (1.732 \times 220 \times 0.9)$$

$$I_{C,NO,CONT} = 55.12 \text{ Amperes}$$

Por lo que la capacidad mínima del circuito alimentador debe ser de acuerdo con la sección 220-10 de la NOM-001 :

$$I_{ALIM} = 1.25 (57.34) + 55.12$$

$$I_{ALIM} = 126.8 \text{ Amperes}$$

Para esta magnitud de corriente se requiere un conductor calibre 1/0 AWG para las fases (150 Amp).

Del catálogo del fabricante vemos que el valor nominal más próximo de interruptor es de 3P x 150 Amperes, con este valor el conductor de puesta a tierra deberá ser el calibre 6 AWG.

Cálculo del calibre por caída de tensión : Para calcular el calibre por caída de tensión requerimos de los siguientes datos:

Carga en amperes : 126.8 Amp.

Longitud del circuito (en plano) : 50 m

Caída máxima de tensión considerada : 1.8 %

Tensión entre fases del circuito : 220 Volts

De la expresión vista anteriormente tenemos :

$$S = 2 \times 50 \times 126.80 \times 1.732 / (220 \times 1.8)$$

$$S = 55.47 \text{ mm}^2$$

Cuya sección más próxima es de 67.43 mm<sup>2</sup>, que corresponde a un calibre 2/0 AWG, calibre definitivo para este circuito.

Cálculo de caída de tensión : Tomando la expresión que considera los efectos resistivos e inductivos se procede como sigue :

$$R = 0.3240 \text{ ohms/Km. (en tubo de pvc)}$$

$$X = 0.1141 \text{ ohms/Km (en tubo de pvc)}$$

$$I = 112.47 \text{ Amperes (corriente nominal del circuito)}$$

$$L = 50 \text{ m}$$

$$\cos \theta = 0.9$$

$$\text{sen } \theta = 0.4358$$

Sustituyendo valores tenemos:

$$V_c = 1.732 \times 112.47 \times 50 [0.3240(0.9) + 0.1141(0.4358)]$$

$$V_c = 3324.56 / 1000 = 3.324 \text{ Volts}$$

Expresando ésta caída en % :

$$\%V_c = (3.324/220) \times 100$$

$$\%V_c = 1.5 \%$$

Los valores de R y X, están tomados de la tabla 10 de la norma ANSI/IEEE Std. 242-1986 y están convertidos a ohms/Km.

Ya se analizó el procedimiento para calcular el diámetro de la tubería, que para este alimentador resulta ser de 51 mm de diámetro y de PVC tipo pesado, ya que ésta se instalará en terreno natural, ver el plano IV.10..

Se debe aclarar que los conductores calculados son únicamente los que corresponden a las fases, falta calcular el conductor puesto a tierra o neutro, para ello se debe observar lo indicado en la sección 220-22 de la NOM-001, que menciona lo siguiente : " 220-22 CARGA DEL NEUTRO DEL ALIMENTADOR. ..La carga máxima de desbalanceo del neutro de un alimentador debe ser la carga máxima conectada entre el neutro y cualquiera de los conductores sin conexión a tierra..."

Del cuadro de cargas del tablero TSG-2 se observa que la carga máxima conectada entre fase y neutro tiene una magnitud de:

$$13,148.83 \text{ Watts}$$

Lo que nos da una corriente de:  $I = 13,148.83/127 \times 0.9$

$$I = 115 \text{ Amp.}$$

Con éste valor de corriente y de la tabla 310-16, se tiene que al neutro le corresponde un calibre 1/0 AWG. Sin embargo, es conveniente considerar posibles incrementos de carga en el tablero, por lo que es recomendable dejar el conductor neutro con una capacidad adicional, lo cual se logra al considerar al conductor neutro del mismo calibre que los conductores de las fases

Ahora, ya que se tendrán cuatro conductores en la misma canalización se debe revisar la nota 10 de las tablas 310-16 a 310-19, que menciona : " (a) Un conductor neutro que lleva solamente las corrientes de desbalance de los otros conductores del mismo circuito, no se toma en cuenta para el número de conductores al aplicar la nota 8 anterior"

"(c) Cuando la mayor parte de la carga en un circuito estrella de tres fases, cuatro hilos consiste de cargas no lineales, como alumbrado por descarga eléctrica, equipo de procesamiento de datos, computadoras o equipo similar, se presentan corrientes armónicas en el conductor neutro, éste se considerará como un conductor activo."

Este último es nuestro caso, ya que el tablero TSG-2 alimenta a los tableros de alumbrado y contactos para computadoras, y por lo tanto se deberá aplicar un factor de corrección por agrupamiento. El factor es de 0.8 según la tabla IV vista anteriormente, por lo que la capacidad de conducción de corriente reducida de los conductores queda así :

$$175 \times 0.8 = 140 \text{ Amperes}$$

Valor que aún es adecuado para las condiciones de carga del alimentador.

En base a lo anterior, sólo resta elaborar la cédula de cableado, la cual queda así:

$$\begin{array}{l} \textcircled{R} \quad 4 - 2/0 \\ \quad \quad 1 - 6t \\ \quad \quad T - 51 \end{array}$$

Todos los demás cálculos siguen la misma metodología y se anexan de manera resumida en los cuadros de cargas al final de este tema.

Hasta este punto se ha considerado el cálculo de circuitos derivados y alimentadores, así como sus protecciones contra sobrecorriente, su puesta a tierra y sus canalizaciones, pero únicamente para cargas de alumbrado y contactos, por lo que ahora se procederá a mostrar el diseño de los circuitos de fuerza para los motores, que como ya se mencionó, requiere de cierto cuidado y detalle.

**MOTORES**

El artículo 430 cubre lo referente a motores, circuitos de motores y sus controles.

La figura IV.2, muestra los elementos del circuito de un motor, según ésta norma.

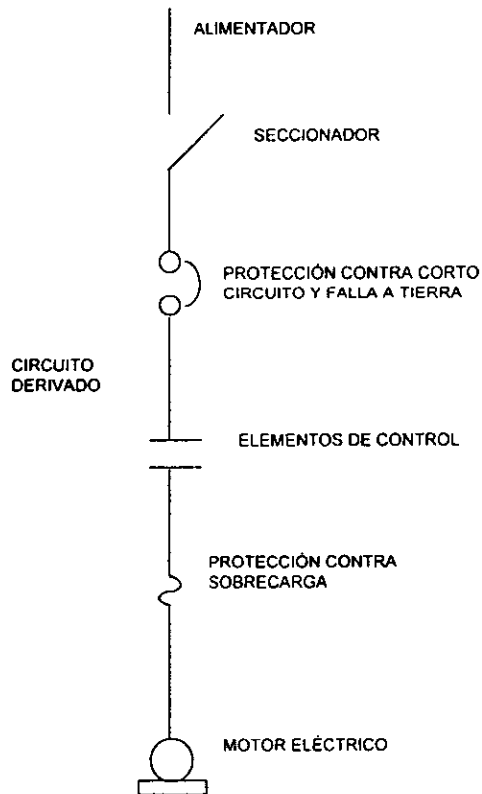


FIGURA IV.2

Dada la extensión del artículo 430, se realizará la explicación del mismo conforme a las secciones que se requieran para este trabajo.

La sección 430-5(a) indica " ...cuando la corriente de operación del motor es tomada como base para determinar la capacidad en amperes para selección de conductores, o para seleccionar la capacidad de los interruptores, así como las de las protecciones de sobrecarga, corto circuito y protecciones por falla de fase, etc., los valores indicados en las tablas 430-147, 430-148 y 430-150, incluyendo las notas complementarias pueden ser usadas en lugar de las indicadas en la placa de especificaciones del motor. La protección de sobrecarga del motor deberá ser seleccionada con los datos indicados en la placa de especificaciones del motor. Cuando la capacidad del motor está indicada en amperes y no en Watts, los Watts se pueden obtener de los valores indicados en las tablas 430-147, 430-148 y 430-150, interpolando valores en caso de ser necesario..."

#### **Conductores derivados para motores**

Los conductores para una línea de derivación destinada a la alimentación de un motor eléctrico debe cumplir con los requisitos de la sección 430-21, la cual especifica las secciones de los conductores con capacidad para alimentar un motor, conduciendo la corriente necesaria sin presentar sobrecalentamiento bajo las condiciones especificadas.

La sección 430-22 se aplica al caso de un motor y menciona lo siguiente : " Los conductores derivados para alimentar un solo motor, deberán tener capacidad no menor al 125% de la corriente nominal del motor a plena carga."

La sección 430-24 cubre los circuitos (alimentadores) para alimentar varios motores en combinación con otras cargas como sigue: " Los conductores que alimenten varios motores o motores y otras cargas, deberán tener una capacidad de conducción de corriente, igual a la suma de las corrientes a plena carga nominales de todos los motores, más el 25% de la corriente nominal del motor mayor del grupo, más la corriente nominal de las otras cargas determinado de acuerdo con el artículo 220 y otras secciones aplicables."

#### **Protección de sobrecarga del motor y circuitos derivados.**

Durante el funcionamiento de los motores eléctricos, pueden ocurrir diversas alteraciones del régimen normal, en este caso, para evitar el deterioro del aislamiento del motor, de los devanados y de las conexiones eléctricas, los motores deben tener dispositivos de protección que aseguren la desconexión oportuna de la red. Una sobrecarga de un aparato eléctrico, origina una sobrecorriente de funcionamiento que, cuando dura un tiempo suficientemente prolongado, puede dañar o recalentar peligrosamente el aparato., esto no incluye los corto circuito ni las fallas a tierra.

La sección 430-32 cubre lo correspondiente a la protección contra sobrecargas, siendo lo puntos más importantes para este trabajo los siguientes:

#### **Sección 430-32 MOTORES DE SERVICIO CONTINUO.**

A) Cada motor de servicio continuo de más de 746 Watts (1 CP) se protegerá contra sobrecarga por uno de los medios siguientes:

(1) Un dispositivo separado de sobrecarga que sea sensible a la corriente del motor. La corriente nominal o de disparo de este dispositivo no será mayor que los porcentajes de la corriente a plena carga del motor, como sigue:



Motores con factor de servicio no menor de 1.5	125%
Motores con aumento de temperatura no menor de 40°C	125%
Todos los demás motores	115%

430-C(1) Motor de 746 W (1 CP) o menor, con arranque automático. (Para estos motores son válidos los valores anteriores). Estos valores pueden ser modificados según lo permitido por la sección 430-34.

La sección 430-40 indica, que los elementos de protección contra sobrecarga que no sean capaces de interrumpir cortos circuitos, deben protegerse por fusibles o interruptores automáticos con capacidad o ajuste de acuerdo con la tabla 430-152.

La sección 430-52 menciona que los dispositivos de protección contra corto circuito y fallas a tierra de los conductores del circuito derivado, deberán ser capaces de soportar la corriente de arranque del motor.

Para lograr lo anterior, se requiere coordinar la curva de arranque del motor con las curvas características de operación de los interruptores o fusibles que se utilicen en la protección. Más adelante se presentará el procedimiento mencionado. El inciso (a) de la misma sección, menciona que las capacidades de los dispositivos especificados no deben exceder en su capacidad a los valores dados en la tabla 430-152.

La excepción No.2 de la misma menciona que cuando los valores especificados en la mencionada tabla no son suficientes para la corriente de arranque del motor, sus capacidades se podrán aumentar, respetando los siguientes límites indicados.

- a) La capacidad de un fusible del tipo sin retardo y no mayor de 600 Amp. podrá ser aumentada, pero en ningún caso se podrá exceder el 400% de la corriente del motor a plena carga.
- b) La capacidad de un fusible con retardo de tiempo (conocido como fusible de doble elemento) podrá ser aumentada, pero en ningún caso será mayor del 225% de la corriente a plena carga.
- c) El ajuste de un interruptor termomagnético de tiempo inverso puede ser aumentada, pero en ningún caso se excederá (1) 400% de corrientes a plena carga de 100 Amp. o menos. (2) 300% para corrientes a plena carga de 100 Amp. o mayores.
- d) La capacidad de un fusible clasificado entre 601 y 6000 Amp, podrá ser aumentada, pero en ningún caso podrá exceder el 300% de la corriente a plena carga del motor.

La protección contra corto circuito y falla a tierra del alimentador deberá estar acorde con la sección 430-62, entre cuyos requisitos más importante se tienen los siguientes:

Capacidad o ajuste : Un alimentador que sirve a una carga fija y específica de motores cuyos conductores tienen secciones basadas en 430-24, deberá estar provisto de un dispositivo de protección nominal o ajuste no mayor de la capacidad o ajuste del mayor de los dispositivos de protección del circuito derivado contra corto circuito y falla a tierra de cualquiera de los motores del grupo, más la suma de las corrientes a plena carga de los otros motores del grupo. Si dos o más circuitos derivados del grupo poseen dispositivos contra corto circuito y falla a tierra de igual capacidad o ajuste, se considerará a uno solo de ellos como el mayor para los cálculos anteriores.

Para instalaciones que incluyan alimentadores de gran capacidad previstas para futuras adiciones o cambios, el valor nominal o ajuste de los dispositivos de protección del alimentador podrán basarse en la capacidad de corriente de sus conductores.

La sección 430-92 abarca todo lo que respecta a los centros de control de motores, mejor conocidos como CCM'S. La misma sección los define así: Un centro de control de motores es un ensamble de uno o más secciones de gabinetes que cuentan con una barra común de alimentación y que principalmente están formados con unidades o secciones de controladores de motores. Los CCM'S contarán con una protección de sobrecorriente basados en el rango de la capacidad total de las barras comunes de alimentación a todas las secciones, ésta protección estará dada por : (1) Un dispositivo de protección contra corriente inversa o (2) un dispositivo de protección contra sobrecorriente localizado dentro del CCM, según la sección 430-94.

Para la conexión del neutro del sistema de alimentación, el CCM llevará una barra a todo lo largo de los gabinetes o secciones que lo conforman, debiendo tener una sección para conectar los conductores del neutro y otra para poner a tierra el CCM.

La sección 430-101 abarca los medios de desconexión, siendo los puntos más importantes para este trabajo los siguientes:

"430-102. Un medio de desconexión deberá ser instalado a la vista desde la posición del control y deberá desconectar a éste.

430-103. Los medios de desconexión deberán abrir todos los conductores aislados de la alimentación...."

430-109. Los medios de desconexión deberán ser uno de los siguientes tipos: Un interruptor de navajas con capacidad nominal en caballos de potencia o un interruptor termomagnético abierto o en caja, con o sin protección térmica y magnética.

430-110. Los medios de desconexión para circuitos de motores de tensión nominal de 600 Volts o menos, deberán tener una capacidad en amperes no menor del 115% de la corriente a plena carga del motor."

**Puesta a tierra**

Las disposiciones de la sección 430-141, especifican la puesta a tierra de las partes metálicas no conductoras de motores y de sus controles para impedir una tensión más elevada con respecto a tierra, en el caso de un contacto accidental entre partes vivas y las armazones y/o gabinetes. Las armazones de los motores estacionarios se conectarán a tierra cuando exista cualquiera de las condiciones siguientes:

- 1) Si están alimentados por conductores contenidos en canalizaciones metálicas.
- 2) Si están ubicados en lugares húmedos y no están aislados o resguardados.
- 3) Si están instalados en lugares clasificados como peligrosos.
- 4) Si el motor opera con cualquier terminal a más de 150 Volts con respecto a tierra.

En cuanto a las cubiertas o gabinetes de los controles, éstos se conectarán a tierra cualquiera que sea su tensión de operación., en cuanto a las canalizaciones, los requisitos y usos de las mismas sigue siendo aplicable al caso de motores. Debiendo mencionar que no se cubrieron todos los puntos que abarca el artículo 430 de la NOM-001, sino solo aquellos que se consideran necesarios para este trabajo, sin embargo, si se requiriese algún artículo o sección adicional, esta se mencionará en su momento. En cuanto al procedimiento de cálculo de conductores por caída de tensión, el procedimiento tratado anteriormente sigue siendo válido.

Para la ubicación de los motores en el inmueble, consultar los planos IV.1 y IV.2.

### **Diseño de las instalaciones de fuerza para motores.**

A continuación se presenta la metodología seguida para el cálculo de los circuitos derivados, alimentadores, protecciones contra corto circuito, sobrecarga y selección de los controladores o arrancadores.

Antes de iniciar es importante mencionar que algunos elementos como : Los dispositivos de protección contra sobrecarga, arrancadores e interruptores termomagnéticos, corresponden a equipos comerciales, por lo que para éste trabajo se tomarán como referencia aquellos que tiene en el mercado una conocida marca, sin embargo, no es el propósito de este trabajo hacer algún tipo de publicidad a la mencionada marca, solo se usarán para ilustrar con claridad los diversos aspectos que se tratarán a continuación.

#### **I.- Corriente nominal del motor.**

La corriente nominal del motor se tomará de las tablas : 430-147, 430-148 y 430-150 de la NOM-001-SEMP-1994.

#### **II.- Cálculo de la corriente de arranque.**

Para éste cálculo se requiere conocer la letra de código del motor, la cual indica los KVA/HP a rotor bloqueado, este dato se encuentra en la placa de datos de motor.

Con la letra de código se consulta la tabla 430-7(b), de la NOM-001, en la cual se presentan los valores numéricos de las diferentes letras de código existentes. Para efectos de proyecto, se toma el valor más grande de la letra de código, como factor de seguridad.

Conocido éste valor, se calcula la corriente de arranque de la siguiente manera:

- 1.- Se multiplica el valor de la letra de código por los HP's del motor, expresando el resultado en KVA de arranque.
- 2.- Con éste valor de KVA se calcula la corriente de arranque utilizando las expresiones vistas anteriormente, dependiendo del número de fases del motor y de la tensión del mismo.

### III.- Selección del interruptor termomagnético.

Para determinar la capacidad del interruptor termomagnético, se utilizan las curvas características de los interruptores (gráficas tiempo-corriente), en donde la corriente se representa en múltiplos de la corriente nominal del interruptor.

En las gráficas mencionadas se dibuja la curva de funcionamiento del motor, indicando las corrientes nominales y de arranque del mismo en función de la capacidad nominal del interruptor, considerando un tiempo de arranque mínimo. El interruptor será adecuado si la curva del motor no se traslapa con la curva del interruptor. Además se debe verificar que el rango del interruptor seleccionado no exceda los porcentajes máximos permitidos en la tabla 430-152 de la NOM-001 y sus excepciones.

### IV.- Selección del arrancador magnético.

Para la selección nos basamos en los arrancadores magnéticos a tensión plena o reducida (según se requiera) del catálogo del fabricante, la selección se hace tomando en cuenta la capacidad del motor, la tensión, el número de fases y el tipo de ambiente en donde se instalará el arrancador.

**V.- Selección del elemento térmico.**

La selección del elemento térmico se basa en la corriente nominal a plena carga del motor y su factor de servicio, indicados en su placa de datos y se selecciona del catálogo del fabricante. Además, se debe verificar que cumpla con las secciones 430-32 y 430-34 de la NOM-001-SEMP-1994.

**VI.- Cálculo del circuito derivado.**

Una vez calculado el interruptor de protección contra corto circuito y falla a tierra y tomando como base su calibración, se procede de la siguiente forma:

- 1.- Se selecciona un conductor cuya capacidad de conducción de corriente sea igual o mayor que la calibración del interruptor.
- 2.- Una vez seleccionado, se verifica éste conductor por caída de tensión.
- 3.- Se verifica que cumpla con la sección 430-14 de la NOM-001, es decir, que soporte el 125% de la corriente a plena carga del motor. Si el conductor cumple con lo anterior, se toma como definitivo para el circuito del motor.

Esta secuencia para calcular el calibre del circuito no es la única, sin embargo, de acuerdo con la experiencia, proporciona soluciones rápidas y adecuadas.

Para mostrar con claridad los puntos anteriores, se ejemplificará con el motor de 100 HP .

**Motor de 100 H.P.**

I.- Datos de placa :

200/400 Volts, Tres fases, 60 Hz, 1465 rpm

286/143 Amperes

Letra de código : C

F.S.= 1.15

Tolerancia en tensión : +20%

**II.- Corriente nominal**

La corriente nominal se toma de la tabla 430-150, considerando que se trata de un motor de inducción tipo jaula de ardilla y que debido a su alta capacidad se operará a 440 Volts.

Siendo la corriente igual a : **130 Amperes**

**III.- Cálculo de la corriente de arranque.**

Los siguientes valores de la letra de código a rotor bloqueado son tomados de la tabla 430-7(b) de la NOM-001-SEMP-1994.

Valor máximo de la letra de código : **3.99 KVA/HP**

Valor mínimo de la letra de código : **3.55 KVA/HP**

Para el cálculo se toma el valor máximo de la letra de código como factor de seguridad, el cual se multiplica por los "HP" del motor correspondiente.

$$KVA_{RB} = 3.99 \text{ KVA/HP} \times 100 \text{ HP} = 399 \text{ KVA}$$



Valor con el cual podemos calcular la corriente de arranque.

$$I_{AM} = KVA_{RB} / (1.73 \times V_f)$$

$$I_{AM} = 399000 / (1.73 \times 440)$$

$$I_{AM} = 523.55 \text{ amperes}$$

Donde :

$I_{AM}$ : Corriente de arranque del motor

HP : Potencia del motor

$KVA_{RB}$  : Kilovolt-amperes a rotor bloqueado

$V_f$  : Tensión de operación del motor (entre fases)

#### IV.- Cálculo de la protección contra corto circuito y falla a tierra.

Para determinar la capacidad o calibración de este dispositivo, se requiere primero establecer el tipo de dispositivo a utilizar. De acuerdo con la tabla 430-152 de la NOM-001, se permiten los siguientes tipos de dispositivos:

- 1.- Fusibles sin retardo de tiempo.
- 2.- Fusible de doble elemento (con retardo de tiempo).
- 3.- Interruptor termomagnético instantáneo.
- 4.- Interruptor termomagnético de tiempo inverso.

En la práctica, por lo general se acostumbra utilizar los fusibles de doble elemento y los interruptores termomagnéticos de tiempo inverso. La selección de uno u otro, depende de los límites de ajuste permitidos por la NORMA y por el costo de cada uno, además de que ambos proporcionan protección contra sobrecargas y corto circuito.

Para este caso utilizaremos el interruptor termomagnético de tiempo inverso. Para determinar la capacidad del interruptor nos basamos en los valores permitidos en la tabla 430-152, la cual en la columna del interruptor termomagnético de tiempo inverso y para motor con letra de código C, nos indica un rango máximo de ajuste igual al **200%** de la corriente a plena carga del motor, por lo que el valor máximo del interruptor es de:

$$2 \times 130 = 260 \text{ amperes}$$

Cuyos valores comerciales próximos son los de 3P x 225, 3P x 250 Amperes, seleccionando tentativamente el interruptor de 3P x 225 Amperes.

Ahora, para comprobar que el interruptor propuesto no disparará durante el arranque del motor, nos basamos en las curvas características de estos, en donde la corriente se representa en múltiplos de la corriente nominal del interruptor.

En las gráficas mencionadas, dibujamos las curvas de funcionamiento del motor, indicando la corriente nominal y de arranque del mismo, en función de la capacidad nominal del interruptor, considerando un tiempo de arranque máximo de 15 segundos.

Este tiempo de arranque es un valor propuesto, ya que el fabricante es quien debe indicar este valor, sin embargo son pocos los fabricantes que lo hacen, por lo cual se suele recurrir a la experiencia o estimarlo con algunas expresiones proporcionadas por algunos autores, la tabla V al final del tema puede servir como referencia.

Las corrientes nominal y de arranque del motor, en función de la capacidad del interruptor son las siguientes:

$$I_{n(INT)} = I_{NM}/I_{NI} = 130/225 = 0.57$$

$$I_{a(INT)} = I_{AM}/I_{NI} = 523.55/225 = 2.32$$

En donde :

$I_{n(INT)}$  : Corriente nominal del motor en función de la capacidad del interruptor.

$I_{a(INT)}$  : Corriente de arranque del motor en función de la capacidad del interruptor.

$I_{NI}$  : Corriente nominal del interruptor

$I_{NM}$  : Corriente nominal del motor

$I_{AM}$  : Corriente de arranque del motor

En base a las curvas de la gráfica 2, podemos comprobar que el interruptor propuesto no disparará durante el arranque del motor. Tomando como base lo anterior, el interruptor termomagnético de tiempo inverso correcto para este motor será el siguiente:

Número de polos y calibración : **3P x 225 amperes**

Marco : **250 amperes**

Tipo : **KA**

Capacidad interruptiva normal : **25 Kasim.**

La capacidad interruptiva de esta protección, se verificará más adelante cuando se realice el cálculo de corto circuito, ya que si la corriente de corto circuito resultara mayor a la capacidad interruptiva del mismo, este puede explotar durante una falla causando daños severos al equipo.

MULTIPLES OF RATED CURRENT



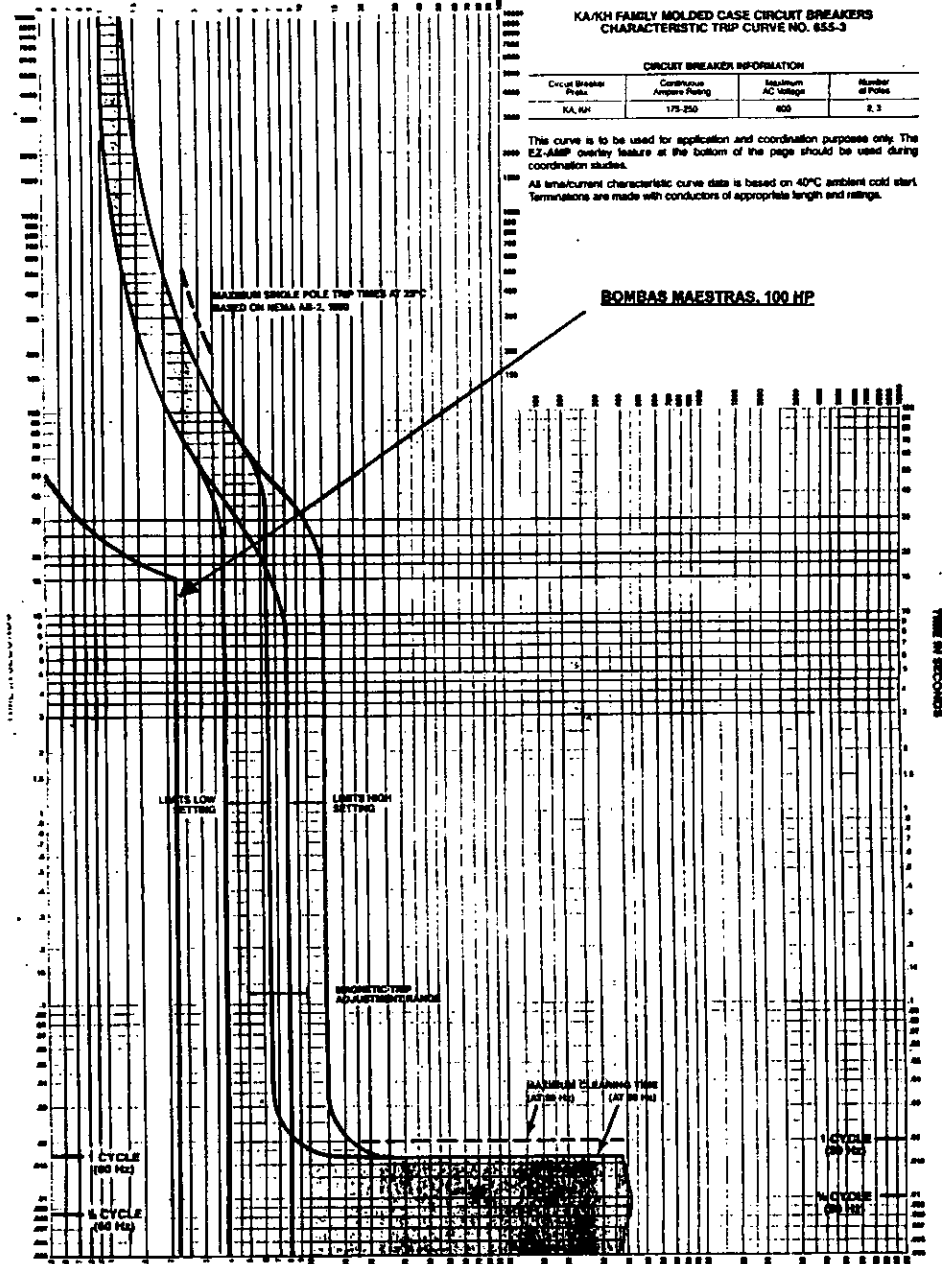
**KA/KH FAMILY MOLDED CASE CIRCUIT BREAKERS  
CHARACTERISTIC TRIP CURVE NO. 653-3**

**CIRCUIT BREAKER INFORMATION**

Circuit Breaker Pole	Continuous Ampere Rating	Maximum AC Voltage	Number of Poles
KA, KH	175-250	600	2, 3

This curve is to be used for application and coordination purposes only. The EZ-AMP Overlay feature at the bottom of the page should be used during coordination studies.

All time-current characteristic curve data is based on 40°C ambient cold start. Terminations are made with conductors of appropriate length and ratings.



LIMITS LOW SETTING

LIMITS HIGH SETTING

MAXIMUM TRIP ADJUSTMENT RANGE

MAXIMUM CLEARING TIME  
(I²t 90 Hz)

1 CYCLE  
(60 Hz)

1/2 CYCLE  
(60 Hz)

1 CYCLE  
(60 Hz)

1/2 CYCLE  
(60 Hz)



MULTIPLES OF RATED CURRENT

GRÁFICA 2

EZ-AMP

**SQUARE D**  
Copyright © Square D Company, 1988

Circle No. 653-3  
Jan. 1988

AC 110

**V.- Selección del arrancador magnético**

Como ya se mencionó con anterioridad, para el control de los motores se hará uso de un Centro de Control de Motores ubicado en el cuarto de máquinas. Para la selección del arrancador que se instalará en el CCM nos basaremos en la información proporcionada en los catálogos del fabricante, la selección se hace en base a la capacidad del motor en HP y a la tensión de operación. Para este caso la selección se hace en la columna que corresponde a los arrancadores tipo abierto, es decir, sin caja, ya que éstos se instalarán en el CCM.

Capacidad del motor = 100 HP

Tensión del motor = 440 Volts

Considerando arranque a tensión plena

Por lo que el arrancador magnético propuesto es : FO-1

**VI.- Selección del elemento térmico.**

La selección del elemento térmico, se obtiene del mismo catálogo, su selección se determina mediante el valor de la corriente nominal del motor indicada en su placa de datos, de acuerdo con la NOM-001.

Corriente nominal a 400 Volts : 143 amperes

Corriente nominal a 440 Volts :  $143 \times (400/440) = 130 \text{ amp.}$

La tabla contiene los siguientes valores:

Corriente a plena carga máxima : 133 Amp.

Corriente a plena carga mínima : 122 Amp.

Por lo tanto el elemento térmico seleccionado será : CC180

Ahora solo resta verificar que el rango máximo del elemento térmico no exceda los porcentajes indicados en la sección 430-32(a)(1) de la NOM-001.

De acuerdo con esta sección y con los datos de placa del motor, el rango máximo no debe ser mayor del 115% de la corriente a plena carga del motor.

$$1.15 \times 130 = 149.5 \text{ amperes}$$

Ya que el valor máximo del elemento térmico es de 133 amperes, se está cumpliendo con la norma.

### **Cálculo del conductor del circuito derivado**

#### **1.- Cálculo del conductor por interruptor.**

De acuerdo con el procedimiento antes descrito, el calibre del circuito derivado se calcula de la siguiente forma:

Interruptor : 3P x 225 Amperes

En base a este valor seleccionamos un conductor cuya capacidad de conducción de corriente sea igual o mayor de 225 amperes, resultando un calibre 4/0 AWG ( 230 amp.), 75 °C, de acuerdo con la sección 110-14(c)(2).

#### **2.- Cálculo del conductor por caída de tensión.**

Conociendo los siguientes datos:

Longitud del circuito : 8 metros

Corriente del motor : 130 amperes

Caída de tensión : 1 %

Utilizando las expresiones vistas anteriormente se tiene:

$$S = 2(130)(8)/254 \times 1$$

$$S = 8.18 \text{ mm}^2$$

Cuya sección más próxima es de  $8.36 \text{ mm}^2$ , que corresponde a un calibre 8 AWG, el cual tiene una capacidad de conducción de 40 amperes. De lo anterior resulta evidente que el conductor se debe seleccionar por capacidad de conducción de corriente, por lo que el calibre para este circuito será el 4/0 AWG.

### 3.- Verificación de calibre del conductor.

De acuerdo con la NOM-001, sección 430-22(a), el conductor deberá tener una capacidad no menor del 125 % de la corriente a plena carga del motor, es decir, una capacidad de conducción no menor de:

$$1.25 \times 130 = 162.50 \text{ amperes}$$

Para este valor de corriente se necesita un calibre mínimo del 2/0 AWG, sin embargo, ya que el calibre 4/0 AWG puede conducir hasta 230 amperes, este último resulta adecuado.

Con lo visto hasta este punto, se demuestra la relativa facilidad y rapidez del procedimiento recomendado en este trabajo para el diseño de las instalaciones eléctricas para motores. Referirse a la guía mecánica, curvas de coordinación y cuadro de alimentadores que se anexan a continuación con los resultados obtenidos para los demás motores.

En lo que respecta a canalizaciones y conductores de puesta a tierra de equipos, el procedimiento ya se analizó y sigue siendo aplicable al caso de motores.

# G U I A M E C A N I C A

PART.	DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD		FASES	TENSION [VOLTS]	I <sub>nom</sub> [AMP] [2]	INTERRUPTOR P x A [3]	ARRANCADOR		ELEM. TERM. [5]	OBSERVACIONES
		[H.P.]	[W] [1]					NEMA	CAT. [4]		
1	BOMBAS MAESTRAS	100	74600	3	440	130	3 X 225		FO-1	CC180.	CUATRO MOTORES
2	SUPER CARGADORES	25	18650	3	440	36	3 X 70		DO-1	B50.	DOS MOTORES
3	VENT. CTO. MAQ.	½	560	3	440	1,5	3 X 15		BO-2	B2-10	
4	VENT. TORRE 1	2	1490	3	440	3,6	3 X 15		BO-2	B4.85	
5	VENT. TORRE 2	2	1490	3	440	3,6	3 X 15		BO-2	B4.85	
6	RECIR. TORRE 1	5	3730	3	440	7,9	3 X 15		BO-2	B10.2	
7	RECIR. TORRE 2	5	3730	3	440	7,9	3 X 15		BO-2	B10.2	
8	COMPRESOR	25	18650	3	440	36	3 X 100		DO-1	B50.	
9	GRUA	10	7460	3	440	15	3 X 30		CO-3	B25.	

## NOTAS PARTICULARES

- 1 EQUIVALENCIA TOMADA DE LAS TABLAS 430-148 O 430-150 DE LA NOM-001-SEMP-1994
- 2 DATO TOMADO DE LAS TABLAS 430-148 O 430-150 DE LA NOM-001-SEMP-1994.
- 3 DE ACUERDO CON LA TABLA 430-152 DE LA NOM-001-SEMP-1994.
- 4 DATO SOLO COMO REFERENCIA.
- 5 SELECCIÓN EN BASE A LA CORRIENTE INDICADA EN PLACA DE DATOS DEL MOTOR.



MULTIPLES OF RATED CURRENT



FA/FWC FAMILY MOLDED CASE CIRCUIT BREAKERS  
CHARACTERISTIC TRIP CURVE NO. 650-1

CIRCUIT BREAKER INFORMATION

Circuit Breaker Rating	Common Ampere Rating	Maximum AC Voltage	Number of Poles
FA	15-25	240	1, 2, 3
FA		480	1, 2, 3
FC		480	2, 3
FA 75		600	2, 3
FA 75		600	1, 2, 3

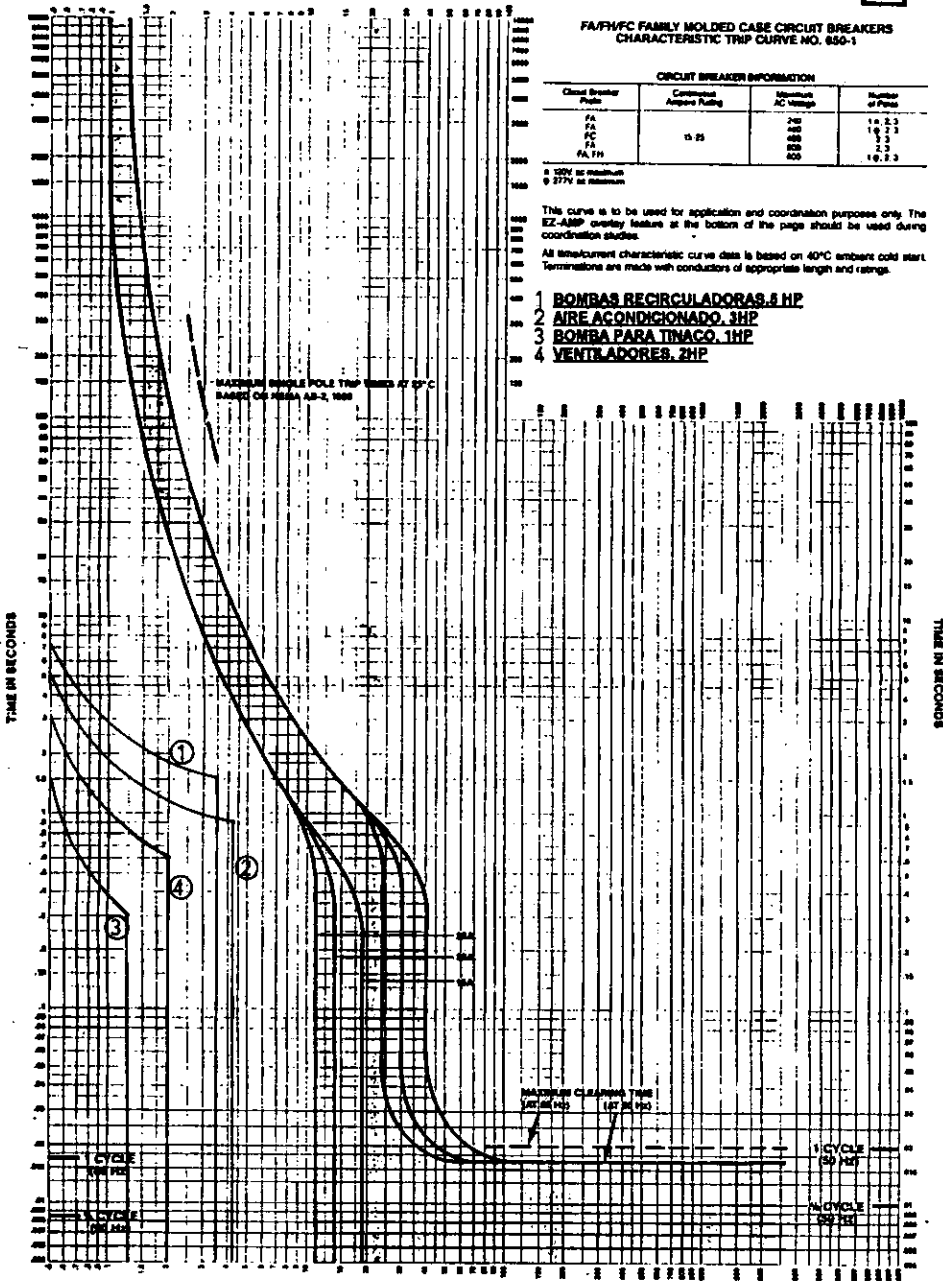
4 120V ac maximum  
9 277V ac maximum

This curve is to be used for application and coordination purposes only. The EZ-AMP overlay feature at the bottom of the page should be used during coordination studies.

All time-current characteristic curve data is based on 40°C ambient cold start. Terminations are made with conductors of appropriate length and ratings.

- 1 BOMBAS RECIRCULADORAS, 1 HP
- 2 AIRE ACONDICIONADO, 3HP
- 3 BOMBA PARA TINACO, 1HP
- 4 VENTILADORES, 2HP

NATIONAL SINGLE POLE TRIP CURVES AT 50°C  
NATIONAL CIR. BREAK. AS-2, 1989



MAGNETIC CLEARING TIME  
(100% IRT)

1 CYCLE  
(50 Hz)

1/2 CYCLE  
(60 Hz)

1 CYCLE  
(50 Hz)

1/2 CYCLE  
(60 Hz)



ez-amp

SQUARE D

MULTIPLES OF RATED CURRENT

GRÁFICA 3

Cur No. 650-1  
April 1988

MULTIPLES OF RATED CURRENT



FA/FH/FC FAMILY MOLDED CASE CIRCUIT BREAKERS  
CHARACTERISTIC TRIP CURVE NO. 650-2

CIRCUIT BREAKER INFORMATION

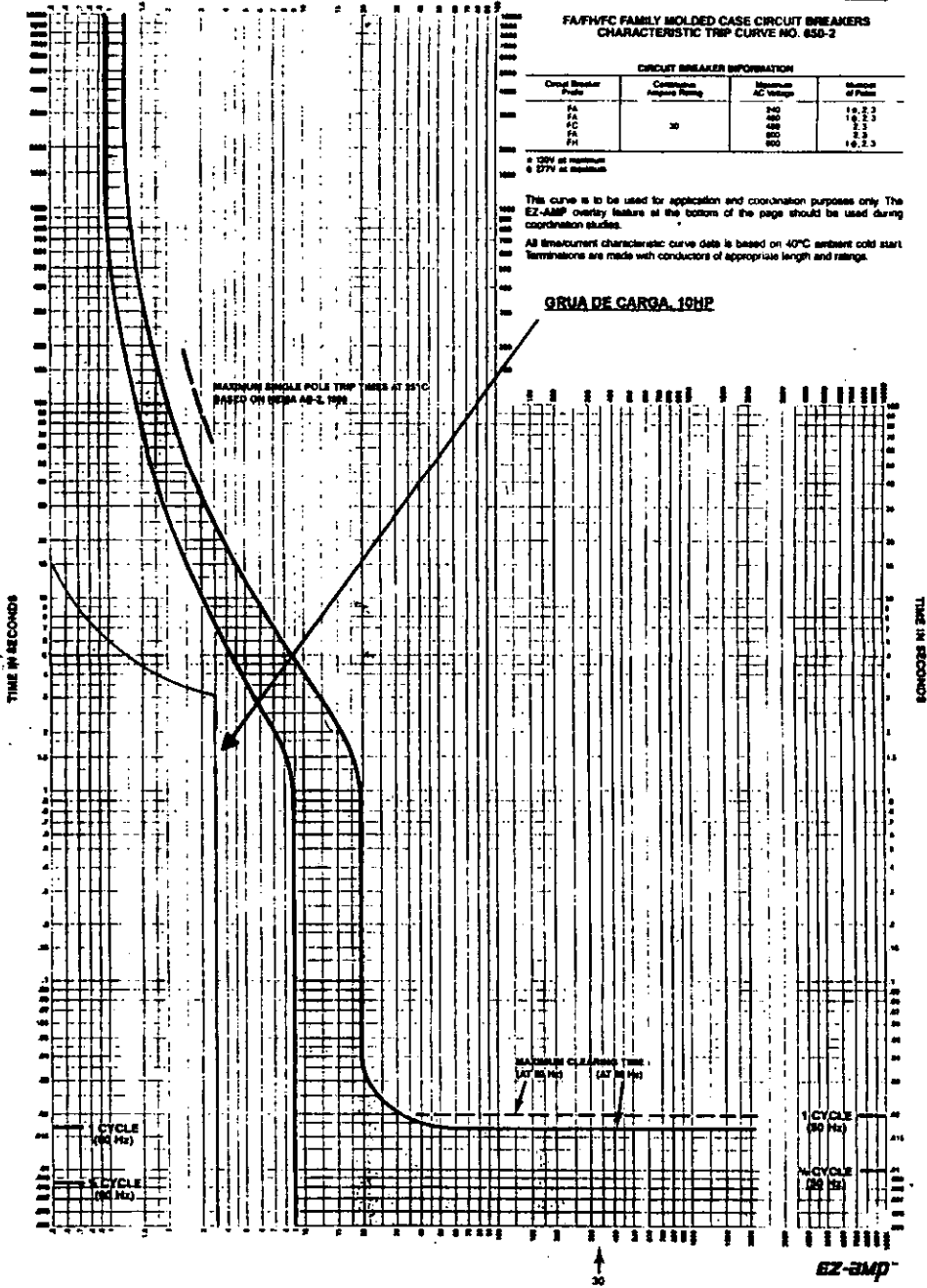
Circuit Breaker Poles	Continuous Rating	Maximum AC Voltage	Number of Poles
FA	30	240	1, 2, 3
FB		480	1, 2, 3
FC		480	2, 3
FD		800	2, 3
FH		800	1, 2, 3

① 120V at maximum  
② 277V at maximum

This curve is to be used for application and coordination purposes only. The EZ-AMP overcurrent feature at the bottom of the page should be used during coordination studies.

All time-current characteristic curve data is based on 40°C ambient cold start terminations are made with conductors of appropriate length and ratings.

GRUA DE CARGA, 10HP



SQUARE D

MULTIPLES OF RATED CURRENT

GRÁFICA 4

EZ-AMP

MULTIPLES OF RATED CURRENT



FA/FH/FC FAMILY MOLDED CASE CIRCUIT BREAKERS  
CHARACTERISTIC TRIP CURVE NO. 650-5

CIRCUIT BREAKER INFORMATION

Circuit Breaker Type	Continuous Ampere Rating	Maximum AC Voltage	Number of Poles
FA	250	240	1 & 2, 3
FA	400	480	1 & 2, 3
FC	500	480	2, 3
FA	800	600	2, 3
FH	800	600	1 & 2, 3

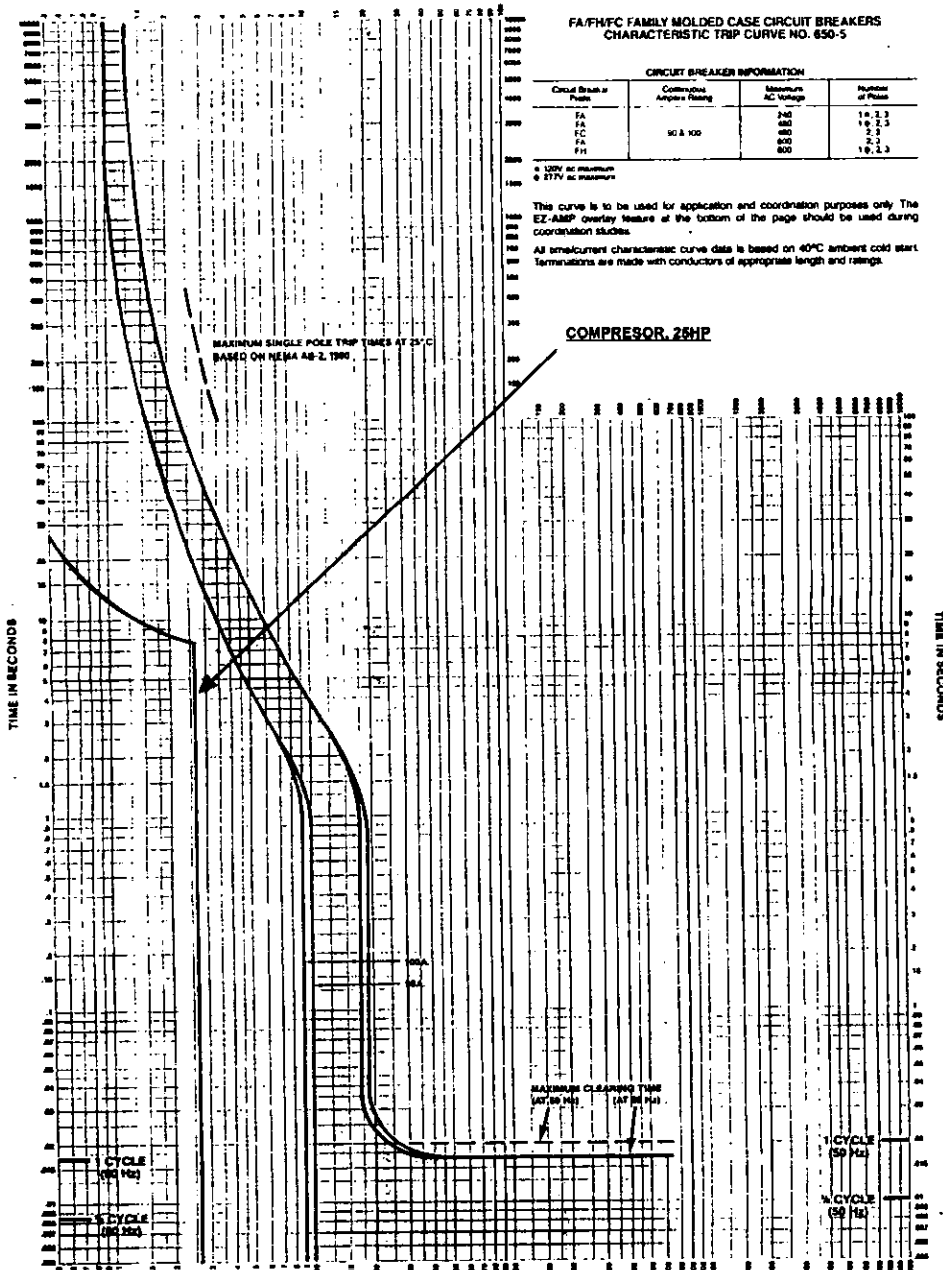
① 120V ac maximum  
② 277V ac maximum

The curve is to be used for application and coordination purposes only. The EZ-AMP overlay feature at the bottom of the page should be used during coordination studies.

All time-current characteristic curve data is based on 40°C ambient cold start. Terminations are made with conductors of appropriate length and ratings.

COMPRESOR, 28HP

MAXIMUM SINGLE POLE TRIP TIMES AT 25°C  
BASED ON NEMA AB-2, 1991



100  
↑

EZ-AMP

SQUARE D

MULTIPLES OF RATED CURRENT

GRÁFICA 5

Circle No. 650-5  
April, 1992

MULTIPLES OF RATED CURRENT



FA/FW/FC FAMILY MOLDED CASE CIRCUIT BREAKERS  
CHARACTERISTIC TRIP CURVE NO. 650-4

CIRCUIT BREAKER INFORMATION

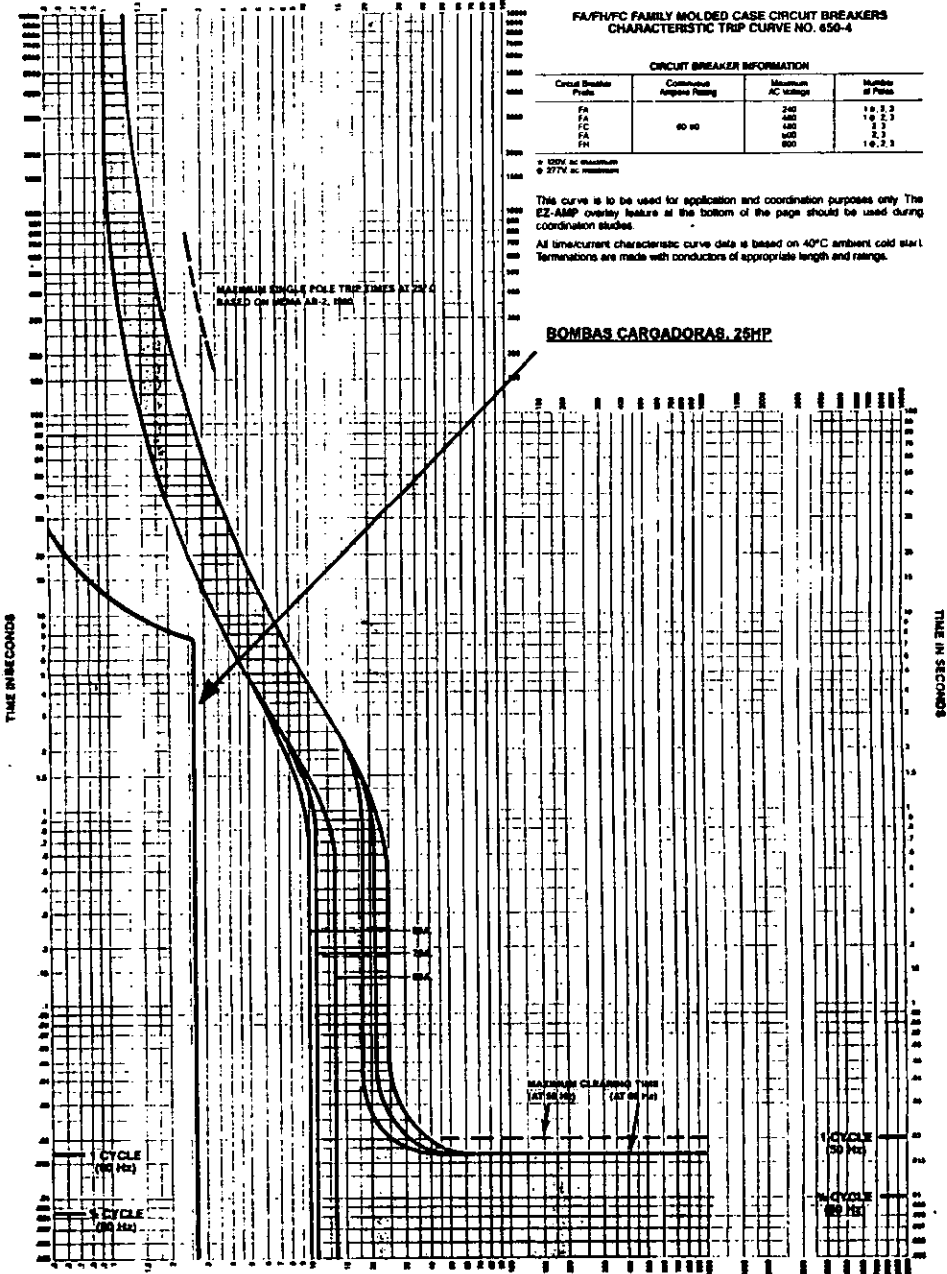
Circuit Breaker Pole	Continuous Ampere Rating	Minimum AC Voltage	Number of Poles
FA	240	480	1, 2, 3
FW	480	480	1, 2, 3
FC	480	480	1, 3
FA	600	480	2, 3
FW	600	600	1, 2, 3

▲ 120V ac maximum  
● 277V ac maximum

This curve is to be used for application and coordination purposes only. The EZ-AMP overlay feature at the bottom of the page should be used during coordination studies.

All time-current characteristic curve data is based on 40°C ambient cold start. Terminations are made with conductors of appropriate length and ratings.

BOMBAS CARGADORAS, 25HP



EZ-AMP



MULTIPLES OF RATED CURRENT

GRÁFICA 6

OBRA		Instituto de Ingeniería		FECHA		PROYECTO		REVISO Y APROBADO		UBICACIÓN		CUARTO DE MAQUINAS												
EQUIPO		CCM No. 1		TENSION		440 / 254		FASES		3 HILOS 3 F.P = 0.9		CABLE TIPO = THW - LS		CORTO CIRCUITO		19.5 kA/m								
Motor Capacidad [HP]	Equipo	Fases	Tension [V]	Carga Instal [W]	Carga Demanda [W]	Fact. Dem. [Amp]	I nom [Amp]	Interruptor en CCM			Arrancador		Seccionador		Alm por Int		Alm por caída de tensión			Alimentador definitivo			Caída Tensión Real	
								Cap. Nom. P x Amp	Marco kAmp	C Int	Tipo	Catálogo	Elem ** Terma	Cap. Nom. P x Amp	fusible	Calibre por fase	Long [m]	C Ma [%]	S Min [mm <sup>2</sup> ]	Calibre por fase	Calibre por fase	Secc [mm <sup>2</sup> ]		Caída Tierra
DERIVADOS																								
225	CCM No.2	3	440	167 850	167 850	1.00	298.00	3 x 350	[400]	30					4/0	12	1	34.86	1/0	4/0	107.20	2	CH - 22	0.33
225	CCM No.3	3	440	167 850	167 850	1.00	298.00	3 x 350	[400]	30					4/0	16	1	46.61	1/0	4/0	107.20	2	CH - 22	0.43
1/2	VENT. CTO.MAQ.	3	440	580	560	1.00	1.50	3 x 15	[100]	25	TP	BO-2	B2 10		10	8	2	0.06	12	10	5.26	14	T - 19	0.02
2	VENT. TORRE 1	3	440	1 490	1 490	1.00	3.60	3 x 15	[100]	25	TP	BO-2	B4 85		10	18	2	0.32	12	10	5.26	14	T - 19	0.12
2	VENT. TORRE 2	3	440	1 490	1 490	1.00	3.60	3 x 15	[100]	25	TP	BO-2	B4 85		10	14	2	0.25	12	10	5.26	14	T - 19	0.09
5	RECIB. TORRE 1	3	440	3 730	3 730	1.00	7.90	3 x 15	[100]	25	TP	BO-2	B10 2		10	18	2	0.62	12	10	5.26	14	T - 19	0.24
5	RECIB. TORRE 2	3	440	3 730	3 730	1.00	7.90	3 x 15	[100]	25	TP	BO-2	B10 2		10	18	2	0.70	12	10	5.26	14	T - 19	0.27
25	COMPRESOR	3	440	18 650	18 650	1.00	36.00	3 x 100	[100]	25	TP	DO-1	B50		1/0	5	2	0.80	12	1/0	53.48	8	T - 51	0.03
10	GRUA	3	440	7 460	7 460	1.00	15.00	3 x 30	[100]	25	TP	CO-1	B25		10	40	2	2.95	12	10	5.26	10	T - 19	1.12
TOTAL		3	440	372 810	372 810	1.00	Ical= 721.50	3 x 700	[1000]	30	ALIMENTADOR DEL CCM No		1	2-500 kCM	67	3	158.58	350 kCM	2-500 kCM	507.000	1/0	T - 2-76	0.94	
																					Caída de Tensión Total		= 2.06	

## NOTAS

- 1 - "TP" Tension Plena "TR" Tension Reducida
- 2 - Ical Corriente para calibración del Interruptor Principal del CCM
- 3 - La I nom se tomará de la NOM-001-SEMP-1994 Artículo 430

Tabla VII.

OBRA	Instituto de Ingeniería	FECHA	440 / 254	PROYECTO	FASES	3 HILOS	3 F P =	REVISO Y APROBO	0.9	CABLE TIPO = THW - LS	UBICACIÓN	CUARTO DE MAQUINAS
EQUIPO	CCM No. 2	TENSIÓN									CORTO CIRCUITO:	18.75 kA <sub>sim</sub>

Motor Capacidad [HP]	Equipo	Fases	Tensión [V]	Carga Instal [W]	Carga Demanda [W]	Fact Dem	Inom [Amp]	Interruptor en CCM			Arrancador			Seccionador		Aim por Int	Aim por caída de tensión				Alimentador definitivo				Cada Tensión Real	
								Cap. Nom. P x Amp	Marco C Int	C Int kAmp	Tipo	Catalog	Elem** Terms	Cap. Nom. P x Amp	fusible	Calibre por fase	Long [m]	C. Ma [%]	S Min [mm2]	Calibre por fase	Calibre por fase	Secc [mm2]	Cable Tierra	Canalización Tipo		Dim
0 DERIVADOS																										
100	BOMBA	3	440	74 600	74 600	1,00	130,00	3 x 225	[250]	25	TP	FO-1	CC180			4/0	4	1	5,12	10	4/0	107,200	4	T -	64	0,05
100	BOMBA	3	440	74 600	74 600	1,00	130,00	3 x 225	[250]	25	TP	FO-1	CC180			4/0	8	1	10,23	6	4/0	107,200	4	T -	64	0,10
25	S.CAR.	3	440	18 650	18 650	1,00	36,00	3 x 70	[100]	25	TP	CO-1	B50			4	5	1	1,77	12	4	21,150	8	T -	32	0,06

TOTAL	3	440	167 850	167 850	1,00	Ical = 391,00	3 x 350	[400]	30	ALIMENTADOR DEL CCM No	2	4/0	12	1	34,98	1/0	4/0	107,200	2	CH -	15	0,33
-------	---	-----	---------	---------	------	---------------	---------	-------	----	------------------------	---	-----	----	---	-------	-----	-----	---------	---	------	----	------

Caída de Tensión Total = 0,42

NOTAS

- 1 - TP Tensión Plena , "TR" Tensión Reducida
- 2 - Ical Corriente para calibración del Interruptor Principal del CCM
- 3 - La Inom se tomará de la NOM-001-SEMP-1994 , Artículo 430

Tabla VIII.

OBRA	Instituto de Ingeniería	FECHA		PROYECTO		REVISÓ Y APROBÓ		UBICACIÓN	CUARTO DE MADUINAS
EQUIPO	CCM No. 3	TENSIÓN	440 / 254	FASES	3 HILOS 3 F P =	0.9	CABLE TIPO = THW - LS	CORTO CIRCUITO	18.75 kAcm

Motor Capacidad [HP]	Equipo	Fases	Tensión [V]	Carga Instal [W]	Carga Demanda [W]	Fact. Dem.	I nom [Amp]	Interruptor en CCM			Arrancador			Seccionador		Alm por Int		Alm por caída de tensión			Alimentador definitivo				Caída Tensión Real	
								Cap Nom P x Amp	Marco kAmp	C Int kAmp	Tipo	Catálogo	Elem ** Terms	Cap Nom P x Amp	fusible	Calibre por fase	Long [m]	C Ms [%]	S Min [mm2]	Calibre por fase	Calibre por fase	Secc [mm2]	Cable Tierra	Canalización Tipo		Dim
0 DERIVADOS																										
100	BOMBA	3	440	74 600	74 600	1.00	130.00	3 x 225	250	25	TP	FO-1	CC180			4/0	4	1	5.12	10	4/0	107.200	4	T -	64	0.05
500	BOMBA	3	440	74 600	74 600	1.00	130.00	3 x 225	250	25	TP	FO-1	CC180			4/0	8	1	10.23	6	4/0	107.200	4	T -	64	0.10
25	S.CAR	3	440	18 650	18 650	1.00	36.00	3 x 70	100	25	TP	DO-1	B50			4	5	1	1.77	12	4	21.150	8	T -	32	0.08

TOTAL	3	440	167 850	167 850	1.00	Ical= 391.00	3 x 350	400	30	ALIMENTADOR DEL CCM No	3	4/0	16	1	46.61	1/0	4/0	107.200	2	CH -	15	0.43
-------	---	-----	---------	---------	------	--------------	---------	-----	----	------------------------	---	-----	----	---	-------	-----	-----	---------	---	------	----	------

Caída de Tensión Total = 0,53

NOTAS

1. "TP" Tensión Plena "TR" Tensión Reducida
2. Ical Corriente para calibración del Interruptor Principal del CCM
3. La I nom se tomará de la NOM-001-SEMP-1994 Artículo 430

Tabla IX.

**Cálculo de la Protección contra Corto circuito y Falla a tierra del alimentador del CCM.**

Para la protección del alimentador del CCM No. 1, se necesita satisfacer la sección 430-62 (a), la cual menciona que : " Un alimentador que sirve a una carga fija y especifica de motores, deberá estar provisto de un dispositivo de protección de valor nominal o ajuste no mayor de la capacidad o ajuste del mayor de los dispositivos de protección del circuito derivado contra corto circuito y falla a tierra de cualquiera de los motores del grupo mas la suma de las corrientes a plena carga de los otros motores del grupo".

En este caso y de acuerdo con el diagrama unifilar del CCM No.1 mostrado (figura IV.3), tenemos que la corriente para seleccionar el ajuste o calibración del interruptor termomagnético que se requiere es:

$$I = 350+296+1.5+15+15.8+36+7.2$$

$$I = 721.5 \text{ amperes}$$

En base al valor anterior, seleccionamos un interruptor termomagnético comercial de 3P x 700 Amperes. El calibre del alimentador se calcula de acuerdo con los procedimientos vistos anteriormente. El cálculo de las protecciones para el CCM No.2 y 3 se realiza de la misma manera, ver figura IV 3.

**Cálculo del alimentador del CCM No. 2 y 3.**

Para el cálculo de estos alimentadores requerimos determinar el tipo de canalización en que serán instalados, ya que de ello depende su capacidad de conducción de corriente. Para este tipo de instalación, se nos presentan varias alternativas, como son:

- 1.- Tubo conduit por techo o piso.
- 2.- Ducto cuadrado por techo.
- 3.- Charola portacable por techo

De estas alternativas seleccionamos la No.3, ya que como veremos a continuación tiene ciertas ventajas con respecto a las otras dos.



123

### DIAGRAMA UNIFILAR DEL CCM No.1.

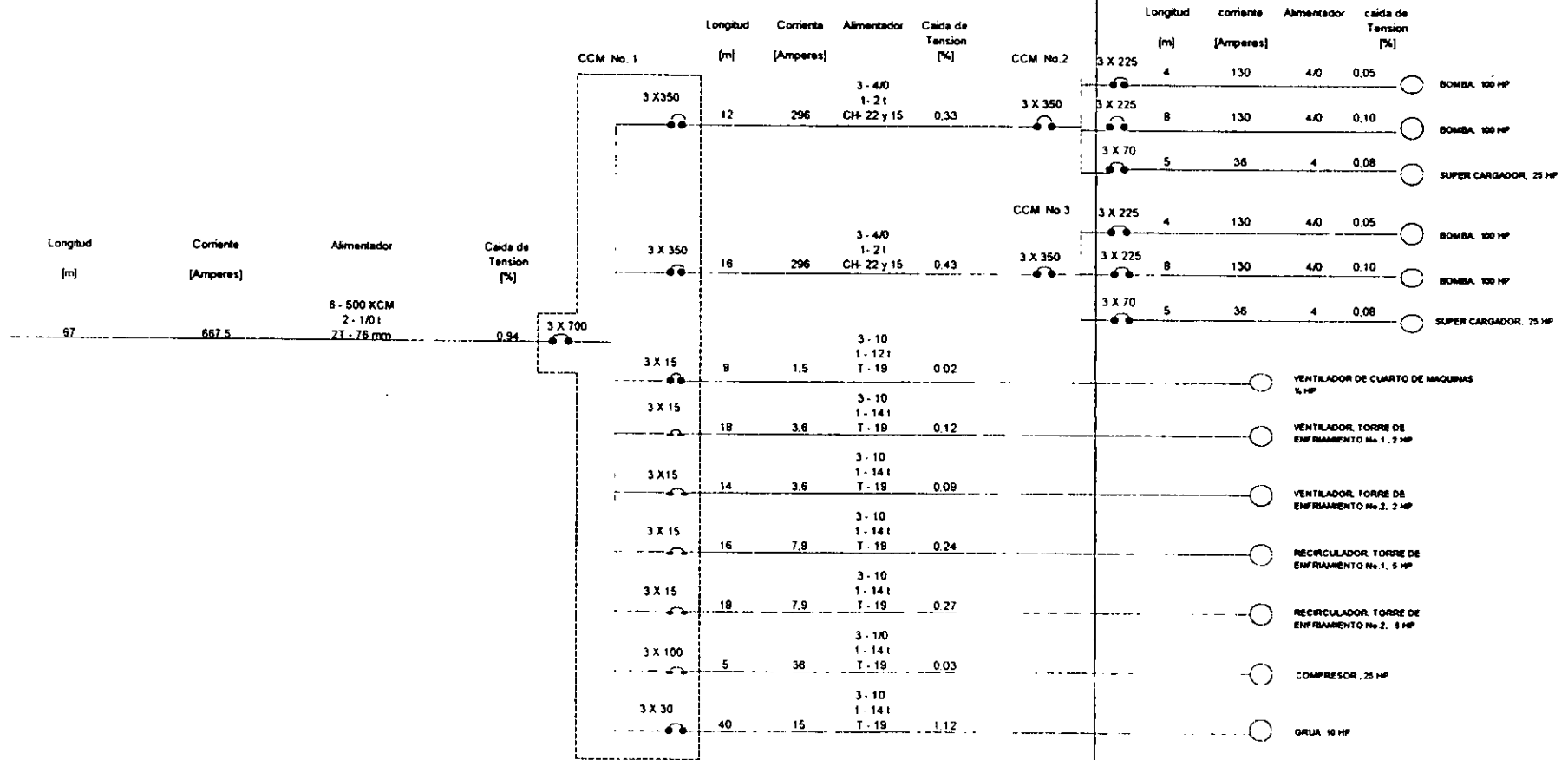


Fig. IV.3

Para utilizar charolas como medio de canalización de conductores, se deben observar los requerimientos del artículo 318 de la NOM-001-SEMP-1994. Antes de calcular el tamaño de la charola a utilizar, debemos calcular el calibre de los circuitos alimentadores a los centros de control de motores. para ello se debe consultar la sección 318-11, la cual se refiere a la capacidad de conducción de corriente de cables de 2000 Volts o menos en charolas.

La sección 318-11(2) indica que cuando los cables monoconductores son de calibres 1/0 AWG hasta 500 KCM instalados en charolas sin tapa, su capacidad de corriente no debe sobrepasar el 65% de las capacidades indicadas en las tablas 310-17 y 310-19.

Sin embargo, la sección 318-11(3) indica que cuando los cables monoconductores están instalados en una sola capa en charolas sin tapa, con una separación mantenida entre cables de por lo menos un diámetro de cable, se permite que la capacidad de corriente de los cables de calibre 1/0 AWG y mayores, no exceda de las capacidades de corriente permisibles en las tablas 310-17 y 310-19.

Tomando como base el diagrama unifilar de la figura IV.3, tenemos que para un interruptor de 3P x 350 amperes, corresponde un calibre 4/0 AWG, el cual puede conducir hasta 360 amperes (tabla 310-17), pero además, debemos cumplir con la sección 430-24 de la NOM-001, la cual indica que los conductores que alimentan varios motores deberán tener una capacidad de conducción de corriente, igual al 25% de la corriente nominal del motor mayor del grupo mas la suma de las corrientes a plena carga nominales de todos los demás motores del grupo, resultando :

$$I = 1.25 (130) + 130 + 36$$

$$I = 328.5 \text{ amperes}$$

De la tabla 310-17 vemos que el valor más próximo a 328.5 amperes corresponde al calibre 4/0 AWG, el cual tiene una capacidad de 360 amperes, por lo tanto es correcto para este alimentador

Lo anterior representa una ventaja, ya que el utilizar tubo conduit o ducto cuadrado para canalizar estos alimentadores, requeriría de un calibre 500 KCM como mínimo, el cual evidentemente es más costoso, además, de que resulta más difícil su manejo durante la instalación. Sin embargo para que el calibre 4/0 AWG pueda ser utilizado debemos cumplir con la sección 318-11(3) vista anteriormente.

Con base en todo lo anterior, podemos calcular el tamaño adecuado de la charola como sigue:

La sección 318-10(4) indica que cuando cualquiera de los cables en la charola es de calibre entre 1/0 AWG y 4/0 AWG, la suma de los diámetros de todos los cables monoconductores no debe sobrepasar del ancho de la charola y deben estar instalados en una sola capa.

El diámetro exterior nominal del cable 4/0 AWG es de 1.76 cm considerando aislamiento THW - LS. Manteniendo una separación entre cables de por lo menos un diámetro de cable ( en este caso 1.76 cm, cable 4/0 AWG), es equivalente a considerar que hay 11 cables en la charola, por lo que el tamaño será :

$$1.76 \times 11 = 19.36 \text{ cm}$$

Del catalogo del fabricante, el ancho mas próximo resulta ser de 22 cm, por lo que será el que se utilizará para la salida de los cables alimentadores desde el CCM No. 1.

Sin embargo, dada la distribución de equipos en el cuarto de máquinas, debemos realizar una reducción en la charola, en la cual solo habrá tres conductores del 4/0 AWG y el cable de puesta a tierra de equipos, por lo que el ancho de la charola será de :

$$1.76 \times 5 = 8.8 \text{ cm}$$

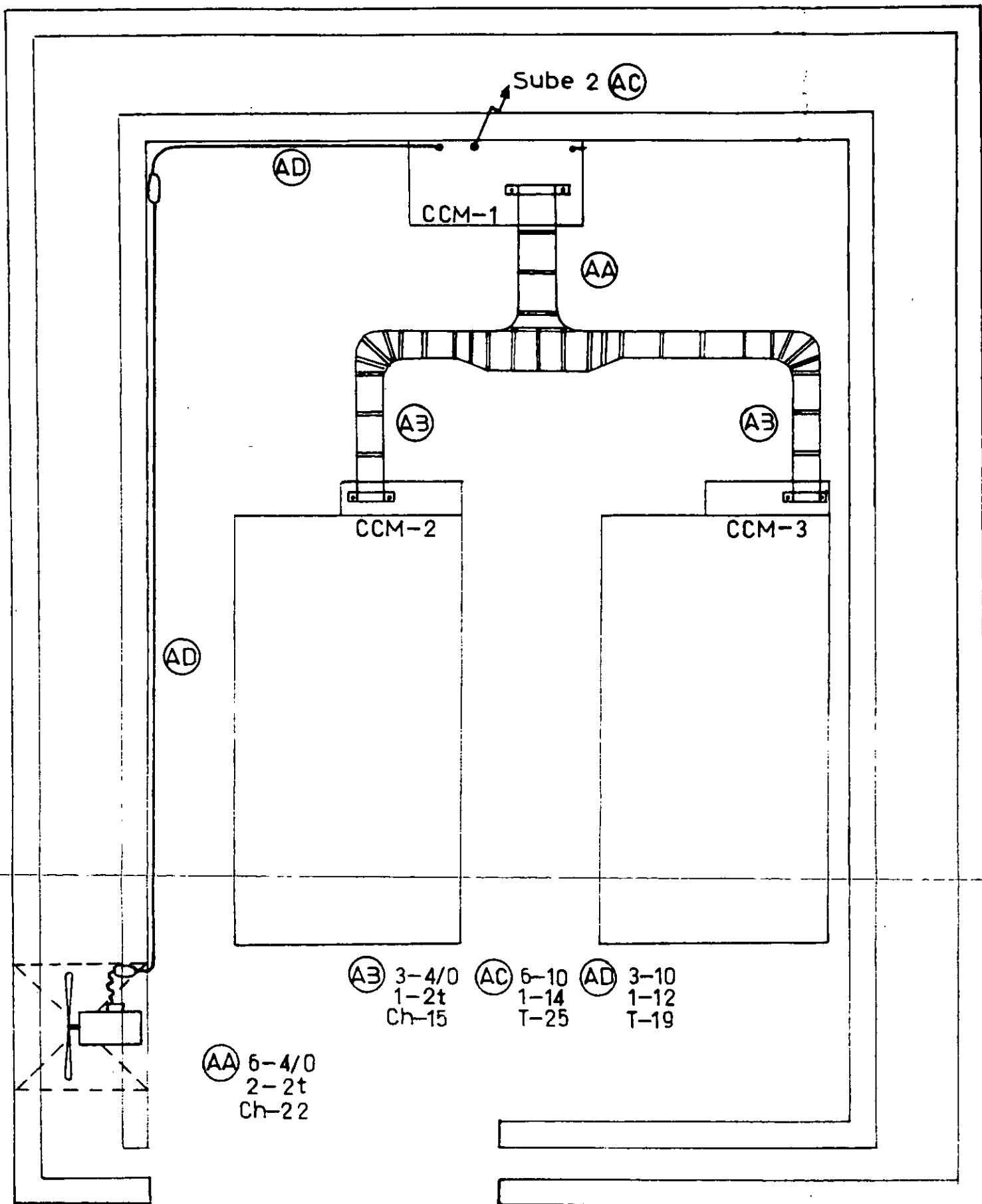
Del catalogo del fabricante, el ancho más próximo resulta ser de 15 cm.

### **Cable de puesta a tierra de equipos**

En cuanto al calibre del conductor de puesta a tierra de equipos, de acuerdo con la tabla 250-95 de la NOM-001 para un interruptor de 350 amperes, resulta ser del calibre 2 AWG.

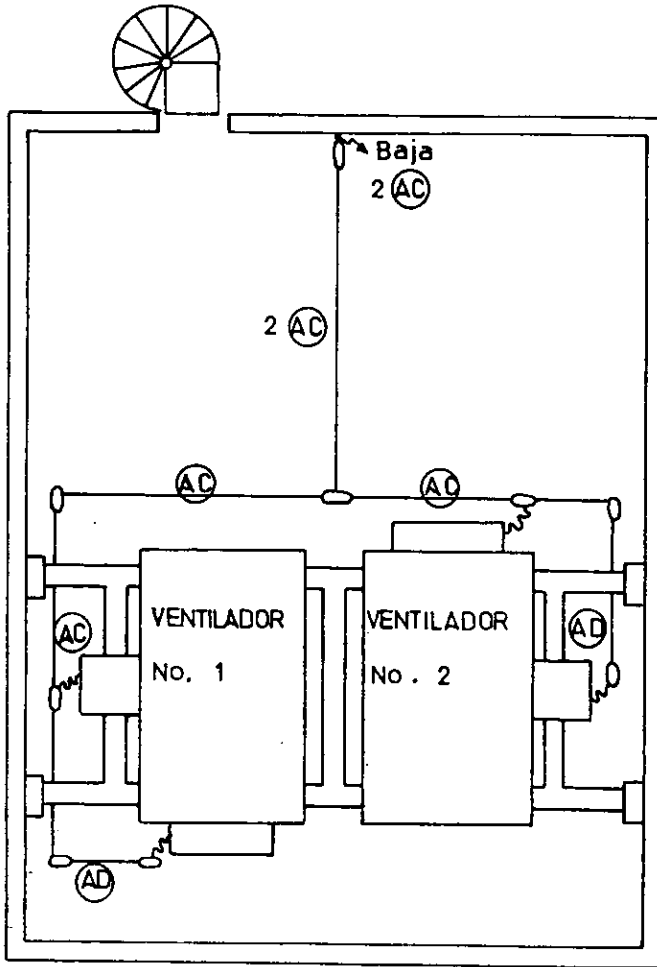
Un detalle importante que debemos observar, es que la sección 318-3(b)(1) no permite que se instalen conductores menores del calibre 1/0 AWG en charolas tipo escalera o canal ventilado, sin embargo la excepción No.2 de la misma sección, permite que los cables monoconductores que se emplean para la puesta a tierra de equipos sean de calibre 4 AWG y mayores, en nuestro caso es de calibre 2 AWG, por lo tanto es correcto.

En los planos IV.1 y IV.2 se muestra la instalación final de los alimentadores.



PLANO IV.1 INST. ELÉCTRICA CTO. DE MÁQUINAS P.3.

ⓐ	6-10	ⓐ	3-10
	1-14t		1-14t
	T-25		T-19



PLANO IV.2 INST. ELÉCTRICA CTO. DE MÁQUINAS P.A.

TABLA V. Tiempos de arranque de motores

METODO DE ARRANQUE	TIEMPO DE ARRANQUE (SEGUNDOS)
A TENSION PLENA HASTA 100 HP	3 x HP/10 con max de 15 seg.
ESTRELLA-DELTA HASTA 175 HP	9 x HP/3 con max de 45 seg.
AUTOTRANSFORMADOR 60 % TAPS	6 x HP/5 con max de 45 seg.
AUTOTRANSFORMADOR 75 % TAPS	9 x HP/2 con max de 30 seg.

TABLA 430.148  
Corriente a plena carga en amperes, de  
motores monofásicos de corriente alterna.

W	C.P.	127 V.	220 V.
124.33	1/6	4.0	2.3
186.5	1/4	5.3	3.0
248.66	1/3	8.5	3.8
373	1/2	8.9	5.1
559.5	3/4	11.5	7.2
746	1	14.0	8.4
1119	1 1/2	18.0	10.0
1492	2	22.0	13.0
2238	3	31.0	18.0
3730	5	51.0	29.0
5595	7 1/2	72.0	42.0
7460	10	91.0	52.0

TABLA 430.150  
Corriente a plena carga de motores trifásicos de corriente alterna.

KW	C.P.	Motores de Inducción de Jaula de ardilla y rotor devanado.		
		220 V.	440 V.	2400 V.
0.373	1/2	2.1	1.0	
0.560	3/4	2.9	1.5	
0.746	1	3.8	1.9	
1.119	1 1/2	5.4	2.7	
1.490	2	7.1	3.6	
2.230	3	10.0	5.0	
3.730	5	15.9	7.9	
5.600	7 1/2	23.0	11.0	
7.460	10	29.0	15.0	
11.190	15	44.0	22.0	
14.920	20	56.0	28.0	
18.650	25	71.0	36.0	
22.380	30	84.0	42.0	
29.840	40	109.0	54.0	
37.300	50	136.0	68.0	
44.760	60	161.0	80.0	15
55.950	75	201.0	100.0	19
74.600	100	259.0	130.0	25
93.250	125	326.0	163.0	30
119.900	150	376.0	188.0	35
149.200	200	502.0	251.0	47



TABLA 430 151

Tabla de conversión de corriente a rotor bloqueado para la selección de controles y medios de desconexión de acuerdo con la tensión nominal y capacidad de potencia en Kw.

Numero Maximo de kW	Numero maximo de C.P.	MONOFASICO		DOS O TRES FASES		
		127 V.	220 V.	220 V.	230 V.	440 V.
0.373	1/2	69.3	28.1	12.5	12	6.3
0.56	3/4	97.8	39.6	17.6	16.6	8.8
0.746	1	113	46	22.8	21.6	11.3
1.119	1 1/2	142	57.4	32.8	31.2	16.3
1.49	2	170	69	42.7	40.8	21.3
2.23	3	240	97.8	60.6	58	30.5
3.73	5	307	161	95	91	47.6
5.6	7 1/2			138	132	69
7.46	10			178	168	88
11.19	15			283	252	132
14.92	20			339	324	170
18.65	25			427	408	213
22.38	30			502	480	251
29.84	40			652	624	328
37.3	50			815	780	408
44.78	60			966	924	483
55.95	75			1204	1152	602
74.6	100			1556	1488	778
93.25	125			1957	1872	978
119.9	150			2258	2160	1130
149.2	200			3011	2880	1506

TABLA 430 152

Maximo rango o ajuste para el dispositivo de protección contra cortocircuito y falla a tierra del circuito derivado del motor.

TIPO DE MOTOR	Porcentaje de la corriente a plena carga			
	FUSIBLE SIN RETARDO DE TIEMPO	FUSIBLE DE DOS ELEMENTOS	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO INSTANTANEO	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO DE TIEMPO INVERSO
Motores monofasicos de los tipos sin letra de Codigo	300	175	700	250
Todos los motores de C.A. monofasicos, polifasicos, de jaula de ardilla y sincronos de arranque a tension plena con resistencias o reactores sin letra de codigo	300	175	700	250
Letra de Codigo				
F e V	300	175	700	250
B e E	250	175	700	200
A	150	150	700	150
Todos los motores de C.A. de jaula de ardilla y sincronos con arranque por autotransformador no mas de 30 A sin letra de Codigo	250	175	700	200
Mas de 30 A: sin letra de Codigo	200	175	700	200
Letra de codigo				
F e B	250	175	700	200
B e E	200	175	700	200
A	150	150	700	150

Tabla 1. Porcentajes de relleno de conductores para tubos conduit o tuberías

Numero de conductores	1	2	Más de 2
Todos los tipos	53	30	40

Tabla 3A. Numero maximo de conductores en tubo conduit o tubería (basado en la tabla 1)

TIPO	AREA DE LA SECCION TRANSVERSAL DEL CONDUCTOR mm <sup>2</sup> (AWG).	DIAMETRO NOMINAL DEL TUBO																			
		mm																			
		13	19	25	32	38	51	63	76	89	102	127	152								
THW	2.082 (14)	9	15	25	44	60	99	142													
THW-LS	3.307 (12)	7	12	19	35	47	78	111	171												
TTHW	5.26 (10)	5	9	15	26	36	60	85	131	17											
XHHW	8.367 (8)	2	4	7	12	17	28	40	62	84	108										
RHW	2.082 (14)	6	10	16	29	40	65	93	143	192											
RHW	3.307 (12)	4	8	13	24	32	53	76	117	157											
RHH	5.260 (10)	4	6	11	19	26	43	61	95	127	163										
RHH	8.367 (8)	1	3	5	10	13	22	32	49	66	85	133									
THW	13.30 (6)	1	2	4	7	10	16	23	36	48	62	97	141								
THW	21.15 (4)	1	1	3	5	7	12	17	27	36	47	73	108								
THW-LS	33.62 (2)	1	1	2	4	5	9	13	20	27	34	54	78								
THW	53.48 (1/0)		1	1	2	3	5	8	12	16	21	33	49								
TTHW	67.43 (2/0)		1	1	1	3	5	7	10	14	18	29	41								
THW	85.01 (3/0)		1	1	1	2	4	6	9	12	15	24	35								
RHW Y	107.20 (4/0)			1	1	1	3	5	7	10	13	20	29								
RHH	126.70 (250)			1	1	1	2	4	6	8	10	16	23								
(Sin cubierta)	152.00 (300)			1	1	1	2	3	5	7	9	14	20								
	177.30 (350)				1	1	1	3	4	6	8	12	18								
	202.70 (400)				1	1	1	2	4	5	7	11	16								
	253.40 (500)				1	1	1	1	3	4	6	9	14								
	380.00 (750)					1	1	1	2	3	4	6	9								

Tabla 4 Dimensiones de tubos conduit y area disponible para los conductores  
Basados en la tabla 1 del capitulo 10 . NOM-001-SEMP-1994

Diametro Nominal mm	Diametro interior mm	Area interior total mm <sup>2</sup>	AREA DISPONIBLE PARA CONDUCTORES mm <sup>2</sup>		
			1 conductor fr = 53 %	2 conductores fr = 30 %	mas de 2 conductores fr = 40 %
			13	15.80	194
19	20.95	342	181	103	137
25	26.65	555	294	167	222
32	35.05	968	513	290	387
38	40.90	1316	697	395	526
51	52.50	2168	1149	650	867
63	62.71	3090	1638	927	1236
76	77.93	4761	2523	1428	1904
89	90.12	6387	3385	1916	2555
102	102.28	8206	4349	2462	3282
127	128.20	12203	6468	3661	4881
152	154.00	18639	9879	5592	7456

Tabla 5 Dimensiones de conductores con aislamiento termoplastico.

Area de la seccion transversal del conductor mm <sup>2</sup> AWG o KCM	Tipos TW, THW THW-LS, THW-IV		Tipos THWN, THHN	
	Diametro exterior mm	Area mm <sup>2</sup>	Diametro exterior mm	Area mm <sup>2</sup>
2.062 (14)	3.5	9.62	3	7.07
3.307 (12)	4.0	12.57	3.5	9.62
5.260 (10)	4.6	16.62	4.4	15.20
6.367 (8)	6.0	28.27	5.8	26.42
13.300 (6)	7.8	47.78	6.7	35.26
21.150 (4)	9.0	63.62	8.5	56.74
33.620 (2)	10.5	86.59	10	78.54
53.480 (1/0)	13.6	145.26	12.6	124.69
67.430 (2/0)	14.8	172.03	13.8	149.57
85.010 (3/0)	16.1	203.58	15.1	179.07
107.200 (4/0)	17.6	243.28	16.6	216.42
126.700 (250)	19.5	298.64	18.3	263.01
152.000 (300)	20.9	343.06	19.7	304.80
202.700 (400)	23.4	430.04	22.2	387.06
253.400 (500)	25.6	514.70	24.4	467.58
380.000 (750)	30.6	735.39	29.3	674.24
506.700 (1000)	34.5	934.78	32.2	814.31

### Diseño de la Subestación Eléctrica

Una vez conocida la carga total instalada, se procede a separarla en los siguientes conceptos:

- 1.- Alumbrado.
- 2.- Contactos.
- 3.- Fuerza (motores).

Una vez determinados los valores de estos conceptos, se aplican los factores de Demanda y Diversidad, como se muestra a continuación. De los cuadros de cargas obtenemos los siguientes valores de carga instalada:

- 1.- Cargas de Alumbrado.

Tablero	Carga (Watts)
A	306
B	4356
C	1954
D	2620
E	1200
<b>Total = 10,436 Watts</b>	

- 2.- Cargas de Contactos.

Tablero	Carga (Watts)
A	1460
B	7576
C	6140
D	0
E	9960
<b>Total = 25,136 Watts</b>	

3.- Carga de Fuerza (motores) = 457,830 Watts

4.- Carga de Bodega = 6000 Watts

5.- Carga de Planta Solar (220 volts) = 20,000 Watts

6.- Carga de Planta Solar (440 volts) = 20,000 Watts

#### Factores de Demanda

**ALUMBRADO** : Considerando que en un momento determinado, todo el alumbrado puede estar operando simultáneamente, se considerará un factor de Demanda igual a :

$$Fd = 100\%$$

**CONTACTOS** : Considerando que es poco probable que todas las salidas de contactos operen simultáneamente, se considerará un factor de Demanda igual a :

$$Fd = 70\%$$

**FUERZA (MOTORES)** : Debido a que durante la operación de la Mesa Vibradora, se requiere que todos los motores (del CCM) operen a plena capacidad simultáneamente, se considerará un factor de Demanda igual a :

$$Fd = 100\%$$

Como ya se mencionó anteriormente, para fines de proyecto se considera un Factor de Diversidad igual a 1. Con base en estos factores, podemos determinar las capacidades finales de los transformadores.

La capacidad del transformador se selecciona en función de la magnitud de la carga instalada, debiéndose considerar los factores que influyen en ella, tales como el factor de demanda y de diversidad vistos anteriormente.

De acuerdo con esto, las capacidades para los dos transformadores considerados en este proyecto se calculan de la siguiente forma :

**Cálculo del Transformador "TRS-1", 440 - 220/127 volts**

Carga de alumbrado :	$10,436 \times 1 = 10,436$ Watts
Carga de contactos :	$25,136 \times 0.7 = 17,595$ Watts
Carga de bodega :	$6000 \times 0.7 = 4,200$ Watts
Carga de Pta.Solar :	$20,000 \times 0.7 = 14,000$ Watts
Carga de Int.Seg. :	$3,000 \times 1 = 3,000$ Watts
	<b>Total = 49,231 Watts</b>

Considerando un factor de potencia del 90%, tenemos que la capacidad en KVA es de :

**54.7 KVA**

Del catálogo del fabricante seleccionamos la capacidad superior más próxima, que resulta ser de

**75 KVA**

**Cálculo del Transformador "TR-1" , 6000 - 440/254 volts.**

Carga del TRS-1 :	67,500 Watts (100% considerando futuros aumentos de carga)
Carga del CCM :	457,830 Watts
Carga de Pta.Solar : $20,000 \times 0.7 =$	14,000 Watts
Resultando una carga total de :	<b>539,330 Watts</b>

Considerando un factor de potencia del 90%, tenemos que la capacidad en KVA es de :

**600 KVA**

Del catálogo del fabricante seleccionamos la capacidad comercial inmediata superior, por lo que el transformador será de :

**750 KVA**

Una vez determinada la capacidad del transformador, se procede a elaborar el esquema que se utilizará en la subestación, es decir, la distribución de equipos dentro del cuarto de subestación.

La NOM-001, prevé los lineamientos específicos de equipos, también las Normas de Diseño de Ingeniería del Instituto Mexicano del Seguro Social en su capítulo 5, presenta algunos esquemas que son útiles para efectos de proyecto.

La NOM-001, en su capítulo 24 cubre todo lo referente a Subestaciones, algunas de las secciones que se deberán considerar son las siguientes :

Sección 2401-5	Medio de Desconexión General.
Sección 2401-6	Dispositivo general de protección contra sobrecorriente.
Sección 2401-7	Capacidad interruptiva y Coordinación de protecciones.
Artículo 2402-1	Locales y Espacios para Subestaciones.
Artículo 2405-1	Instalación de Equipo Eléctrico en Subestaciones.
Sección 450-41 a la 450-48	Bóveda para Transformadores.

Para el diseño de la Subestación, se deberán tener en cuenta las siguientes consideraciones :

- 1.- Disponibilidad de los circuitos de la Compañía suministradora.
- 2.- Tensión de alimentación de la red primaria.
- 3.- Disponibilidad de terreno dentro de la planta.
- 4.- Estandarización de los arreglos de Subestaciones
- 5.- Tensión(es) requerida(s) dentro de la planta.

La opción de salidas de alimentadores de la Subestación, ya sea en forma subterránea o aérea, dependerá del espacio físico con que se cuente y del número de alimentadores que se requieran en la planta. En cuanto a la ubicación de la subestación, esta dependerá del costo y facilidades de acceso para las líneas de la Compañía suministradora, así como de la disponibilidad de terrenos para futuras ampliaciones.

#### **Protección del Transformador de la Subestación**

Los requisitos de protección para una subestación, se pueden separar en dos puntos básicos:

- 1.- Protección Contra Sobrecorrientes.
- 2.- Protección Contra Sobretensiones.

El primer punto se refiere a las sobrecorrientes producidas por cortocircuitos y el segundo punto se refiere a las sobretensiones ocasionadas principalmente por descargas atmosféricas.

#### **Protección contra Sobrecorrientes.**

Existen diferentes dispositivos para proteger el transformador y el sistema asociado. El empleo de uno o más de ellos está basado en diferentes factores tales como económicos, capacidad disponible de falla, conveniencia de operación y márgenes de seguridad deseados. Uno de los métodos más empleados para la protección de transformadores es el que emplea fusibles limitadores de corriente, aunque debemos aclarar que no es el único tipo de fusible que se puede utilizar. Sin embargo, con fines demostrativos utilizaremos fusibles limitadores de corriente, ya que la operación de estos tiene un efecto adverso en los apartarrayos y que es necesario tomar en cuenta para su correcta selección y operación.

Las funciones de los fusibles son fundamentalmente aislar la porción del circuito fallado del resto del sistema sin falla e impedir el daño a los equipos instalados en el mismo.



La selección adecuada de un fusible debe considerar :

- 1.- Proteger a los equipos del circuito bajo cualquier condición de sobrecorriente que los pueda dañar.
- 2.- En condiciones normales de operación el fusible no debe operar.

Para nuestro caso en particular nos centraremos en los Fusibles limitadores de corriente, por las razones antes mencionadas. En lo que respecta a tensión, estos fusibles deben ser seleccionados con base en la máxima tensión entre fases que se puede presentar en el sistema donde se apliquen.

La capacidad interruptiva del fusible de potencia debe ser mayor siempre a la máxima disponible en el lugar de la instalación. En la selección de fusibles de potencia tipo limitadores, además se deberá tomar en cuenta el efecto del arco en la operación en los apartarrayos. Para la correcta selección del fusible, cualquiera que sea, será necesario siempre conocer sus curvas tiempo-corriente de operación.

Como el fusible se instalará en el lado de alta tensión (6000 V), se deberán satisfacer los requisitos del artículo 710 de la NOM-001, además de lo indicado a continuación.

#### **Protección de Sobrecorriente del Transformador " TR-1 "**

Para el Transformador con las siguientes características :

- 1.- Capacidad .                    750 KVA
- 2.- Tensión primaria :        6000 Volts
- 3.- Tensión secundaria :    440/254 Volts
- 4 - Número de fases        3

Para protección de sobrecorriente en el primario y secundario consultar la sección 450-3(a)(1), así como las recomendaciones de la sección 710-21(b)(1) a la 710-21(b)(7)

La corriente nominal en el primario del Transformador es :

$$I_{\text{PRIM}} = 72.16 \text{ Amperes}$$

La tabla 450.3(a)(1), indica que para un transformador con una impedancia no mayor del 6%, con una tensión primaria mayor de 600 Volts y considerando que se utilizarán fusibles, el rango máximo de ajuste será del 300% de la corriente nominal del primario, por lo que el valor máximo será :

$$I_{\text{FUS}} = 3 \times 72.16 = 216.48 \text{ amperes}$$

En función de lo anterior el valor máximo del fusible sería de 225 Amperes sin embargo, de la coordinación de protecciones tenemos que un fusible limitador de corriente de 100 Amperes es adecuado para soportar las corrientes de energización y de daño al transformador, ahora sólo falta verificar su capacidad interruptiva.

Para protección de sobrecorriente en el secundario, consultando la misma tabla y considerando una tensión secundaria de 440 Volts el rango máximo será del 125% de la corriente a plena carga del secundario, por lo que se tendrá :

$$I_{\text{INT SEC}} = 984.1 \times 1.25 = 1230 \text{ amperes}$$

Por lo que el interruptor secundario será de 1200 Amp., sin embargo, se deberá verificar en base a la coordinación adecuada, sin exceder del valor máximo antes calculado.

En el subtema 4.4 se explicará el procedimiento para la coordinación de protecciones.

Para la protección contra sobrecorriente del Transformador tipo seco " TRS-1 " se deberá considerar la sección 450-3(b)(2), resultando los siguientes valores :

**PRIMARIO :**

$$I_{INT.PRIM} = 98.41 \times 2.5 = 246 \text{ amperes}$$

Por lo que el interruptor primario será de 3P X 125 amperes, ya que la norma no prevé una excepción que permita escoger el tamaño inmediato superior del dispositivo de sobrecorriente, por lo que este puede ser uno de cualquier tamaño ya sea igual o menor de 246 amperes.

**SECUNDARIO :**

$$I_{INT.SEC} = 196.82 \times 1.25 = 246 \text{ amperes}$$

La sección 450-3(b)(2), permite al dispositivo de sobrecorriente tomar el valor inmediato superior de acuerdo con la lista de capacidades normalizadas de la sección 240-6, por lo que el interruptor será de 3P X 250 amperes.

**Conexiones del Transformador.**

La conexión del transformador trifásico es uno de los puntos de mayor interés cuando se trata de seleccionar un transformador para una red de distribución de energía eléctrica.

Las opciones que se le presentan al ingeniero son, en forma general, entre seleccionar transformadores con neutro flotante o con neutro aterrizado en el primario. El transformador con neutro flotante es una necesidad cuando el sistema primario es trifásico tres hilos y el de neutro aterrizado cuando se trata de un sistema trifásico cuatro hilos.

### CONEXIÓN DELTA/ESTRELLA

La conexión delta en el primario provee una trayectoria a través de la cual la corriente circulará si la carga de un transformador no está balanceada. Esta corriente producirá un incremento de pérdidas y calor en el transformador. En el caso extremo de un desbalanceo, que se presenta en una falla de fase a tierra en el lado secundario, esta corriente circulante será muy grande y no fluye a través del equipo de protección externa, por lo que estos equipos no pueden proteger al transformador de un daño debido a dicha falla.

La conexión delta en el primario también provee una trayectoria por la cual pueden circular las corrientes armónicas. Estas están presentes en la corriente de carga y la corriente de excitación del transformador. La trayectoria tiene la ventaja de mantener fuera del alimentador dichas corrientes armónicas, esto, sin embargo, produce un incremento de pérdidas y calentamiento en el transformador cuando la carga tiene un alto contenido de corrientes armónicas, como es frecuente en el caso donde se utilizan equipos de estado sólido.

El voltaje que aparece a través de un fusible que ha operado y en otros dispositivos de operación con carga es un voltaje de línea a línea, por tanto, estos dispositivos deben seleccionarse para soportar dicho voltaje.

El transformador puede ser construido con un núcleo de tres piernas, sin problemas de sobrecalentamiento en el tanque. El fenómeno de ferorresonancia, es posible que se presente si se realizan "switcheos" monofásicos, sobre todo en redes subterráneas.

Como fuente de suministro se pueden utilizar alimentadores primarios con tres hilos.

### CONEXIÓN ESTRELLA ATERRIZADA/ESTRELLA ATERRIZADA

La ausencia de la conexión delta en el primario previene la circulación interna de corrientes debido a desbalances de carga en el secundario. Así, las corrientes debido a desbalances de carga y fallas de fase a tierra en el secundario se reflejan en los alimentadores primarios, entonces el efecto de corrientes circulantes se evita y las protecciones de sobrecorriente en el primario efectivamente protegen al transformador.

Las corrientes armónicas en las corrientes de carga y de excitación no están limitadas dentro del transformador, así el incremento de pérdidas y calentamiento se evita.

Se requiere transformadores con núcleos de cuatro o cinco piernas, para evitar calentamientos en el tanque. Se requieren alimentadores primarios con cuatro hilos con uno de ellos efectivamente conectado a tierra.

En cuanto a las conexiones en el secundario de los transformadores trifásicos, normalmente son en estrella con neutro aterrizado y cuatro hilos de salida, esto permite tener dos niveles de tensión para alimentar cargas de fuerza y alumbrado, detectar corrientes de falla a tierra y equilibrar las tensiones al neutro ante cargas desbalanceadas.

Las conexiones con neutro aislado en los devanados de baja tensión de los transformadores trifásicos, no es muy favorecida por las sobretensiones que se presentan al tener fallas en dos fases diferentes en el circuito de baja tensión.

Tomando como base lo anterior, la conexión más recomendable para el transformador de este proyecto sería la Estrella/Estrella, sin embargo, la red primaria sólo consta de tres hilos, por lo que se deberá hacer uso de la conexión Delta/Estrella, aunque estamos conscientes de sus desventajas.

### Protección contra Sobretensiones

Las sobretensiones que se presentan en un sistema eléctrico, se pueden clasificar en :

- 1.- Sobretensiones de origen interno.
- 2.- Sobretensiones de origen externo.

Las primeras se deben principalmente a la operación de dispositivos de desconexión y fenómenos de ferromagnetismo, mientras que las segundas se deben principalmente a descargas atmosféricas.

Las primeras se pueden eliminar haciendo uso de elementos de protección y seccionamiento de operación tripolar y empleando transformadores con conexión estrella/estrella. Las sobretensiones por descargas atmosféricas son las de menor duración pero las más severas, para proteger los equipos y cables contra estas sobretensiones se deben instalar equipos como los apartarrayos.

Por lo anterior, el diseño de la protección contra sobretensiones, se enfoca principalmente a las de origen externo, que son con frecuencia las que causan más daño

Ya que la tendencia en nuestro país es el uso de apartarrayos autovalvulares para la protección contra sobretensiones, se mostrará el procedimiento para seleccionarlos adecuadamente.

### APARTARRAYOS AUTOVALVULARES

El apartarrayos autovalvular consiste básicamente en un entrehierro y una resistencia no lineal, el entrehierro aísla la línea de tierra en condiciones normales de operación y es capaz de descargar corrientes transitorias a tierra con una tensión de descarga baja, asimismo, la resistencia no lineal ofrece una alta impedancia a la corriente que sigue a la transitoria.

Una de las consideraciones más importantes para la selección de un apartarrayos es su comportamiento ante corrientes de falla a tierra, ya que cuando falla en interrumpir la corriente que sigue a la corriente transitoria debida a una sobretensión, conduce la corriente de falla a tierra que se tenga disponible en el lugar de la instalación, dicha corriente puede ocasionar la destrucción del apartarrayos, si este no es adecuado.

Otra consideración importante, es que la tensión de arqueo (tensión en la cual se establece el arco en el entrehierro) del apartarrayos sea menor que el nivel de aislamiento del equipo.

Sin embargo, no es el propósito de este trabajo profundizar en la teoría del funcionamiento de los apartarrayos, sólo se mencionan los aspectos prácticos para fines de diseño de una instalación eléctrica industrial.

#### **Procedimiento de selección de Apartarrayos Autovalvulares.**

Se puede resumir que las principales características que deben tomarse en cuenta para la selección y aplicación de este tipo de dispositivo son las siguientes :

- 1.- Tensión nominal.
- 2.- Tensión de arqueo (TCH).
- 3.- Tensión de descarga (TD).

El concepto que define el grado de protección que debe ofrecer un apartarrayos, se conoce como margen de protección (MP). Para sobretensiones causadas por descargas atmosféricas se recomienda un margen del 20% como mínimo.

Es recomendable no tener márgenes de protección muy amplios, ya que esto se traducirá en un mayor número de operaciones del apartarrayos. Por otra parte, también es recomendable mantener lo más corta posible la longitud del cable que une la línea con el apartarrayos, esto con la finalidad de evitar al máximo su efecto inductivo.

La sección del conductor que conecta el apartarrayos a tierra se puede calcular con las siguientes expresiones, debiéndose tener en cuenta lo indicado en el artículo 280 de NOM-001.

$$a = 24 + 0.4 \times V_n \text{ (mm}^2\text{) Cobre}$$

$$a = 40 + 0.6 \times V_n \text{ (mm}^2\text{) Aluminio}$$

Donde :

$V_n$  : Tensión nominal del apartarrayos seleccionado en KV

$a$  : Sección transversal del conductor en  $\text{mm}^2$

La NOM-001, en su artículo 280 cubre todo lo referente a los apartarrayos, las secciones más importantes para este trabajo son las siguientes:

280-4(b) En circuitos de 1 KV o más, tipo carburo de silicio (autovalvular). La capacidad nominal de un apartarrayo no será menor que el 125% de la máxima tensión de fase a tierra que se pueda tener en el punto de aplicación.

280-12 Los conductores utilizados para conectar el apartarrayos a la línea, con respecto a tierra, no serán más grandes de lo necesario y deberán evitarse curvas innecesarias.

280-23 Los conductores entre la línea del apartarrayos y tierra y la conexión de puesta a tierra no serán menores a la sección transversal de 13.30  $\text{mm}^2$  (6 AWG) de cobre o 21.15  $\text{mm}^2$  (4 AWG) de aluminio.



Las siguientes expresiones permiten calcular el margen de protección que brinda un apartarrayos operando en un sistema primario subterráneo :

$$MP_1 = (1.15 \text{ NBA} - 2 \text{ TCH})/2 \text{ TCH} \quad (\%)$$

$$MP_2 = (\text{NBA} - 2 (\text{TCT} + \text{TD}))/2 (\text{TCT} + \text{TD}) \quad (\%)$$

Donde :

- NBA : Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (Del fabricante)
- TCH : Tensión de Arqueo del Apartarrayos (Del fabricante)
- TCT : Tensión Inducida en los Cables de Conexión del Apartarrayos.
- TD : Tensión de Descarga del Apartarrayos (Del fabricante)

Generalmente la inductancia de los cables de conexión del apartarrayos se considera igual a 1.3 micro Henries/metro, con corrientes de descarga que varían a razón de 4000 Amp/microsegundo, dando por consiguiente una tensión inducida  $L di/dt$  igual a 5.2 KV/m, por lo tanto :

$$\text{TCT} = 5.2 \times L \quad (\text{KV})$$

Donde :

- L : Longitud de los Cables de Conexión del Apartarrayos, en metros.
- TCT : Tensión Inducida en los Cables de Conexión, en KV.

**Cálculo de los Apartarrayos.**

De acuerdo con la sección 280-4(b) de la NOM-001, se requiere que la capacidad nominal del apartarrayos sea no menor del 125 % de la máxima tensión de fase a tierra que se pueda tener en el punto de aplicación, por lo que según esto, la tensión nominal deberá ser de :

Tensión máxima de fase a tierra : 4.50 KV (Bajo condiciones de corto circuito monofasico)

$$1.25 \times 4.50 = 5.62 \text{ KV}$$

De acuerdo con el fabricante, para un apartarrayos de 6 KV corresponden una tensión de arqueo de 47 KV y una tensión de descarga de 20 KV para 5 KA de corriente de descarga.

Para un transformador con un NBA de 95 KV, según datos del fabricante y considerando una longitud de 2 metros en los cables de conexión a tierra del apartarrayos.

$$\text{TCT} = 5.2 \times 2 = 10.4 \text{ KV}$$

$$\text{MP}_1 = 1.15(95) - 2(47)/94 = 16.22 \%$$

$$\text{MP}_2 = 95 - 2(10.4+20)/2(10.4+20) = 56.25 \%$$

El primer valor es menor al mínimo requerido, que es del 20%, por lo que se probará con un apartarrayos con las siguientes características :

Tensión nominal : 6 KV

TCH : 21 KV

TD : 18.5 KV para 20 KA de corriente de descarga.

$$\text{MP}_1 = 1.15(95) - 2(21)/2(21) = 160.1 \%$$

$$\text{MP}_2 = 95 - 2(10.4+18.5)/2(10.4+18.5) = 64.35 \%$$

Ambos márgenes son mayores del 20%, por lo tanto el apartarrayos es adecuado para este proyecto.

Ahora, de acuerdo con lo comentado anteriormente respecto al comportamiento del apartarrayos con la corriente de falla a tierra, este deberá tener una capacidad de corriente de descarga mínima de 7.73 KA (de acuerdo con el estudio de cortocircuito), sin embargo, ya que el dispositivo seleccionado, tiene una capacidad de corriente de descarga de 20 KA, resulta adecuado .

El calibre de los conductores de conexión a tierra del apartarrayos será :

$$a = 24 + 0.4(6) = 26.4 \text{ mm}^2 \text{ cobre}$$

que corresponde a un calibre 2 AWG de cobre y ya que la norma recomienda un calibre mínimo del 6 AWG, el calibre calculado es adecuado.

Anteriormente se mencionó que la operación de un fusible limitador de corriente genera siempre un voltaje de arqueo. Esta sobretensión depende tanto del instante de iniciación de la falla sobre la onda de tensión del sistema como del tipo de diseño del fusible. Cuando se aplica un fusible limitador de corriente debe tomarse siempre en consideración esta sobretensión, pues existe el peligro de que se dañen los apartarrayos con su operación.

Debido a que la tensión de arco producida por los fusibles limitadores se efectúa a bajas frecuencias, este fenómeno es comparable a la mínima tensión de arqueo del apartarrayos.

La mínima tensión de arqueo a 60 Hz de un apartarrayos se expresa como el valor de tensión cresta dividido entre la raíz cuadrada de 2, por lo que para calcular el valor pico a 60 Hz se deberá multiplicar por el mismo factor.

Para comprobar esta condición se pueden seguir los siguientes pasos :

- 1.- Se escoge la tensión del sistema sobre el eje de las abscisas de la gráfica 7. (Tensión fase-neutro en sistemas aterrizados y fase-fase en otros sistemas)
- 2.- Se extiende una línea vertical de ese punto hasta interceptar la recta diagonal, continuando la línea en forma horizontal hacia la izquierda hasta encontrar el eje de las ordenadas y ese será el correspondiente voltaje de arco máximo o sobretensión máxima que tendrá que soportar el sistema.
- 3.- Se compara el valor de voltaje obtenido con los niveles de chispeo de los apartarrayos escogidos para la protección contra sobretensiones del transformador, de tal forma que exista una buena coordinación fusible-apartarrayos. La tensión de arco máximo producida por el fusible limitador de corriente siempre debe ser menor que la tensión mínima de chispeo del apartarrayos.

Siguiendo el procedimiento descrito, tenemos que :

$$V_{MA} = 14 \text{ KV}$$

$$V_{CH} = 21 \text{ KV}$$

$$14 < 1.4142 (21)$$

$$14 < 29.70 \text{ KV}$$

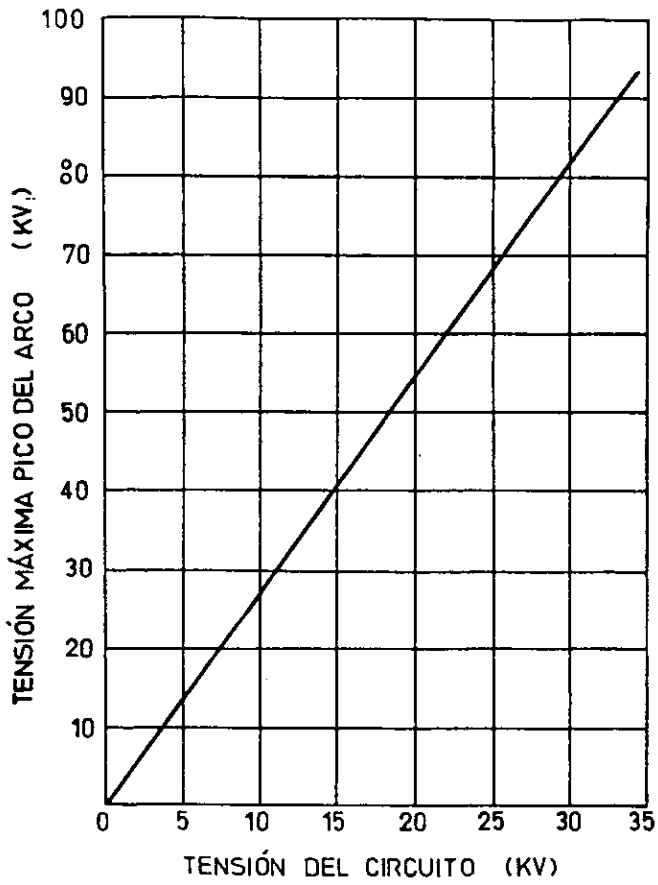
Donde :

$V_{MA}$  : Voltaje máximo de arco en KV (De la gráfica 7).

$V_{CH}$  : Voltaje mínimo de chispeo en KV.

Por lo tanto, la operación del fusible no dañará a los apartarrayos.

En los planos al final del tema se muestra la distribución final de equipos dentro del cuarto de subestación.



GRÁFICA 7.

### 4.3 Objeto y Naturaleza del Problema del Balanceo de Cargas

El balanceo de cargas es realizado con la finalidad de disminuir ciertas condiciones no deseables en la operación de la instalación eléctrica. Estas condiciones son básicamente las siguientes :

- 1.- Cuando se emplean circuitos polifásicos, las cargas de cada una de las fases rara vez son iguales; si por ejemplo se llevan cargas monofásicas, en general es muy difícil obtener y mantener una repartición perfecta de carga entre las fases (Sobre todo si la cantidad de cargas monofásicas es pequeña). Las corrientes desbalanceadas producirán voltajes desbalanceados y por tanto caídas de tensión diferentes en los alimentadores, transformadores, etc., y en consecuencia, se producirá un desbalanceo en las tensiones aplicadas en las cargas. El desbalanceo en las tensiones tiende a agravar las condiciones debido a que produce corrientes desbalanceadas que se aplicarán a motores polifásicos conectados, pudiendo hacer operar de manera innecesaria a los dispositivos de protección.
- 2.- En los circuitos trifásicos con el neutro conectado a tierra el grado de desbalance que resienten las fases tiene una influencia decisiva en la caída de tensión. La corriente que circula por el neutro es la suma vectorial o resultante de las corrientes en las tres fases, si éstas son iguales y desfasadas 120 grados exactos, por el neutro no circulará corriente.

La corriente del neutro origina una caída de tensión que puede actuar de dos formas :

- A.- Si la fase más desigual es la más cargada, la tensión del neutro disminuye la tensión de dicha fase. Este es el caso más desfavorable y se debe tratar de evitar en lo posible.
- B.- Si la fase más desigual es la menos cargada, la tensión del neutro actúa casi colinealmente y en el mismo sentido a la tensión de esa fase aumentando su valor, mientras, las otras dos fases sufren una disminución, pero como la tensión del neutro actúa muy desfasada su efecto es pequeño.

3.- Si la instalación cuenta con un transformador conectado en delta en el lado de alta tensión, se provee una trayectoria a través de la cual la corriente circulará, esta corriente producirá un incremento en las pérdidas y generará una cantidad mayor de calor en el transformador.

4.- El hecho de que excesivos calentamientos en el tanque de un transformador de tres piernas pueden ocurrir si el mismo está conectado en estrella/estrella es perfectamente conocido. Esto ocurre porque los transformadores son diseñados de tal manera que el flujo en las piernas del núcleo tiende a la saturación en todas sus piernas bajo condiciones de carga balanceada. Bajo condiciones de carga desbalanceada una o más piernas del núcleo se saturarán y el flujo será forzado a salir del núcleo entrando al espacio que lo rodea, la pared del tanque forma una trayectoria para este flujo disperso siendo un conductor magnético pobre. Este flujo causa pérdidas eléctricas que resultan en calentamiento del tanque, calentamiento que en el menor de los casos causa daños a la pintura del transformador y falla térmica del transformador en el caso más crítico.

Para evitar esta situación, los transformadores conectados en estrella/estrella se deben seleccionar con núcleos de 4 ó 5 piernas, ya que la pierna o piernas adicionales proveen una trayectoria más al flujo debido a condiciones de desbalanceo, evitando así el calentamiento del tanque.

La expresión que se acostumbra utilizar para calcular el desbalance de carga es la siguiente:

$$D = (F_{MAX} - F_{MIN}) \times 100 / F_{MAX}$$

Donde :

D : Desbalance entre fases, en (%).

F<sub>MAX</sub> : Fase más cargada, en Watts.

F<sub>MIN</sub> : Fase menos cargada, en Watts.

Si por ejemplo, se tuviera un tablero con las siguientes cargas por fase :

Fase A : 21,815.5 Watts

Fase B : 21,262 Watts

Fase C : 21,494 Watts

El desbalanceo entre fases sería de :

$$D = (21,815.5 - 21,262) \times 100 / 21,815.5$$

$$D = 2.54 \%$$

Desbalance que corresponde al tablero TSG-1 de este proyecto, ver cuadro VII.



#### 4.3.1 Normas Aplicables.

En cuanto a normas aplicables, se debe mencionar que la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEMP-1994, no indica de manera explícita ningún valor mínimo o máximo aceptable de desbalanceo de carga. Sin embargo, las normas del Instituto Mexicano del Seguro Social editadas por la Subdirección de Obras y Patrimonio Inmobiliario Unidad de Proyectos, establece un valor máximo del 5 % de desbalance para el total de la carga.

Por lo cual, en ausencia de cualquier otro lineamiento, se tomará como el máximo permitido para efectos de proyecto, sin embargo, es necesario aclarar que en muchas ocasiones, dados los requisitos operativos del usuario es casi imposible obtener un desbalance del 5 % en los tableros derivados, pero se deberá tratar de que el desbalance total de la instalación no sobrepase el valor máximo permitido, ya que se está expuesto a los problemas antes mencionados.

#### 4.3.2 Cuadros de Cargas y Alimentadores

A continuación se presentan los cuadros de cargas y alimentadores para este trabajo. También se presentan los planos generados durante este proyecto, sin embargo, para una mayor descripción de los requisitos necesarios en cada proyecto, es recomendable referirse al :

**" Acuerdo que establece los requisitos que deben contener los proyectos y los trámites simplificados para obtener la aprobación de las instalaciones destinadas al uso de energía eléctrica "**

Acuerdo publicado el día 9 de Mayo de 1988 en el Diario Oficial.

TABLERO : A		OBRA : INSTITUTO DE INGENIERIA				TENSION: 220 127											
UBICACIÓN : CUARTO DE MAQUINAS		MARCA :		Caída Max 2.50													
COBERTURA : CUARTO DE MAQUINAS		TIPO :		F.P. : 0.90													
FECHA :		FASES : 2		HILOS 3													
CIRCUITO	I N T (P x A)	T I P O	CARGA INSTAL (watts)	2x34 160	76.5	500					CORR [Amp]	LONG [m]	ALIMENT No Cal	CAIDA [%]	B A L A N C E O		
															FASE A	FASE B	FASE C
A - 1	1 x 15	N	960	6							8,40	11	2 - 12	0,88	960		
A - 2																	
A - 3	1 x 15	N	306		4						2,68	8	2 - 12	0,20		306	
A - 4,6	2 x 15	N	500			1					2,53	7	2 - 12	0,10	250	250	
A - 5																	
A - 7																	
A - 8																	
(1)Carga Continua; (2) Carga No Cont.				2	1	2					7,72		Caída Max Deriv :	0,88	1210	556	
CARGA INST. TOTAL			1.786	960	306	500					INTERRUPTOR PRINCIPAL			DESBALANCEO MAXIMO			
CARGA CONTINUA			306		306						2 x 15			54,05%			
CARGA NO CONTINUA			1.460	960		500											









NOTAS : 1.- Para tipo de interruptor considerar : N = Protección normal; F = Protección de falta a tierra.

CUADRO I.





TABLERO : B		OBRA	INSTITUTO DE INGENIERIA		TENSION	220		127														
UBICACION		NAVE		MARCA	Caída Max		2.50															
COBERTURA		NAVE		TIPO	F.P.		0.90															
FECHA				FASES	3		HILOS		4													
CIRCUITO	I N T (P x A)	T I P O	CARGA INSTAL [watts]												CORR [Amp]	LONG [m]	ALIMENT No	CAIDA [Cal]	CAIDA [%]	BALANCEO		
																				FASE A	FASE B	FASE C
B - 1	1 x 15	N	478	3	1									4	4.18	16	2 - 12	0.83	475.5			
B - 2	1 x 15	N	800				3			2					7.00	23	2 - 12	1.53	800			
B - 3.5	2 x 15	N	1.844			4									9.31	22	2 - 12	1.13		922	922	
B - 4.5	2 x 15	N	1.844			4									9.31	30	2 - 12	1.54		922	922	
B - 7.9	2 x 15	N	2.000					4							10.10	24	2 - 12	1.33	1000	1000		
B - 8.10.12	3 x 15	N	1.000								1				2.92	7	3 - 12	0.10	333.33	333.33	333.33	
B - 11	1 x 15	N	800				5								7.00	26	2 - 12	1.73			800	
B - 13.15.17	3 x 15	N	2.230						1						8.50	17	3 - 12	0.53	743.33	743.33	743.33	
B - 14		N																				
B - 16																						
B - 18	1 x 15	N	192									6			1.68	15	2 - 12	0.24			192	
B - 19.21.23	3 x 15	N	746										1		2.18	19	3 - 12	0.20	248.67	248.67	248.67	
B - 20																						
B - 22																						
B - 24																						
(1)Carga Continua; (2) Carga No Cont.				1	1	1	2	2	1	2	2	1	2	1								
CARGA INST. TOTAL			11.932	225	77	3.688	1.280	2.000	2.230	320	1000	192	746	174	34.79	Caída Max Derr.	1.73		3600.833	4169.333	4161.333	
CARGA CONTINUA			6.586	225	77	3.688			2.230			192		174		INTERRUPTOR PRINCIPAL						DESBALANCEO MAXIMO
CARGA NO CONTINUA			5.346				1.280	2.000		320	1000		746				3 x 40					13.64%

NOTAS : 1 - Para tipo de interruptor considerar : N = Protección normal, F = Protección de fase a tierra

CUADRO II.

TABLERO : C		OBRA : INSTITUTO DE INGENIERIA				TENSION: 220 127												
UBICACIÓN : VESTIBULO P.B.		MARCA :				Caída Max 2,50												
COBERTURA : P.B. Y P.A.		TIPO				F.P. : 0,90												
FECHA :		FASES 3				HILOS 4												
CIRCUITO	INT (PxA)	TIPO	CARGA INSTAL (watts)	2X34 	PL 2x13 			3X34 	2X34 			CORR (Amp)	LONG (m)	ALIMENT No Cal	CAIDA (%)	BALANCEO		
																FASE A	FASE B	FASE C
C - 1	1 x 15	N	960							6		8,40	11,2	2 - 12	0,90	960		
C - 2	1 x 15	N	298		3	2	1					2,61	9	2 - 12	0,22	298		
C - 3	1 x 15	N	859	4				2	4			7,51	12	2 - 12	0,86		859	
C - 4	1 x 15	N	797	10	2							8,97	16	2 - 12	1,06		797	
C - 5	1 x 15	N	960							6		8,40	11,5	2 - 12	0,92			960
C - 6	1 x 15	N	800							5		7,00	9,51	2 - 12	0,83			800
C - 7	1 x 15	N	960							6		8,40	15	2 - 12	1,20	960		
C - 8	1 x 20		1.500								1	13,12	7	2 - 12	0,87	1500		
C - 9																		
C - 10																		
C - 11	1 x 15	N	960							6		8,40	10,9	2 - 12	0,87			960
C - 12																		
(1)Carga Continua; (2) Carga No Cont.				1	1	1	1	1	1	2	2							
CARGA INST. TOTAL			8.094	1.071	80	150	100	247	306	4.640	1.500	23,60	Caída Max Deriv :	1,20	3718	1656	2720	
CARGA CONTINUA			1.954	1.071	80	150	100	247	306			INTERRUPTOR PRINCIPAL			DESBALANCEO MAXIMO			
CARGA NO CONTINUA			6.140							4.640	1.500	3	x	30	55,46%			

NOTAS : 1.- Para tipo de interruptor considerar : N = Protección normal; F = Protección de falla a tierra

TABLERO : D		OBRA : INSTITUTO DE INGENIERIA		TENSION: 220 127													
UBICACIÓN : NAVE			MARCA :			Caída Max 2,50											
COBERTURA : ALUMBRADO EXTERIOR			TIPO :			F.P 0,90											
FECHA :			FASES : 2			HILOS 3											
CIRCUITO	I N T (P x A)	T I P O	CARGA INSTAL (watts)		V.S.A.P. 	V.S.A.P. 	caseta 				CORR [Amp]	LONG [m]	ALIMENT No Cat	CAIDA [%]	B A L A N C E O		
															FASE A	FASE B	FASE C
D - 1	1 x 15	N	1.120	7		3	1				9,80	46	2 - 8	1,69	1120		
D - 2,4	2 x 15	N	1.500		5						7,58	51,8	2 - 12	2,16	750	750	
D - 3																	
D - 5																	
D - 6																	
(1)Carga Continua; (2) Carga No Cont.				1	1	1	1										
CARGA INST. TOTAL			2.620	700	1.500	270	150				11,46			Caída Max Deriv : 2,16	1870	750	
CARGA CONTINUA			2.620	700	1.500	270	150				INTERRUPTOR PRINCIPAL			DESBALANCEO MAXIMO			
CARGA NO CONTINUA													2	x	15	59,89%	

NOTAS : 1.- Para tipo de interruptor considerar . N = Protección normal, F = Protección de falla a tierra.

CUADRO IV.

TABLERO : E		OBRA : INSTITUTO DE INGENIERIA				TENSION: 220 127										
UBICACIÓN : SALA DE CONTROL			MARCA :			Caída Max 2,50										
COBERTURA : NAVE Y PLANTA BAJA			TIPO :			F.P : 0,90										
FECHA :			FASES : 3			HILOS 4										
CIRCUITO	I N T (P x A)	T I P O	CARGA INSTAL (watts)			N.B. 			CORR [Amp]	LONG [m]	ALIMENT No Cal	CAIDA [%]	BALANCEO			
													FASE A	FASE B	FASE C	
E - 1,3	2 x 30	N	4.320	2		1			21,82	19	2 - 10	1,43	2160	2160		
E - 2,4	2 x 15	N	1.000		2				5,05	28	2 - 12	0,78	500	500		
E - 5	1 x 15	N	1.120	7					9,80	18	2 - 12	1,68			1120	
E - 6	1 x 15	N	1.280	8					11,20	29	2 - 10	1,94			1280	
E - 7	1 x 15	N	960	5			1		8,40	31,4	2 - 10	1,58	960			
E - 8																
E - 9	1 x 15	N	640	4					5,60	7	2 - 12	0,37		640		
E - 10,12	2 x 15	N	1.200					4	6,06	26	2 - 12	0,87		600	600	
E - 11	1 x 15	N	640	4					5,60	7	2 - 12	0,37			640	
(1)Carga Continua; (2) Carga No Cont.				2	2	1	2	1								
CARGA INST. TOTAL			11.160	4.800	1.000	4.000	160	1.200		32,54	Caída Max Deriv : 1,94		3620	3900	3640	
CARGA CONTINUA			5.200			4.000		1.200	INTERRUPTOR PRINCIPAL			DESBALANCEO MAXIMO				
CARGA NO CONTINUA			5.960	4.800	1.000		160		3 x 40			7,18%				




NOTAS : 1.- Para tipo de interruptor considerar : N = Protección normal; F = Protección de falla a tierra

CUADRO V.

TABLERO : TSG-2		OBRA INSTITUTO DE INGENIERIA		TENSION. 220 127													
UBICACION : NAVE		MARCA :		Caida Max 1,50													
COBERTURA : P.B.,NAVE Y CTO.MAQUINAS		TIPO		F.P. 0,90													
FECHA :		FASES : 3		HILOS 4													
CIRCUITO	I N T (P x A)	T I P O	CARGA INSTAL [watts]	TAB A	TAB B	TAB C	TAB D	TAB E	LAB.	CORR [Amp]	LONG [m]	ALIMENT No Cal	CAIDA [%]	BALANCEO			
														FASE A	FASE B	FASE C	
TSG - 1				1.766	11.932	8.094	2.620	11.160	3000								
TSG - 2,4,6	3 x 40	N	11.932		1					34,79	11,41	3 - 8	0,75	3601	4169	4161	
TSG - 3,5	2 x 15	N	2.620				1			13,23	10,15	2 - 12	0,74		1870	750	
TSG - 7,9,11	3 x 30	N	8.094			1				23,60	22	3 - 8	0,98	3718	1656	2720	
TSG - 8																	
TSG - 10																	
TSG - 12,14	2 x 15	N	1.766	1						8,92	30	2 - 10	1,47	1210		556	
TSG - 13																	
TSG - 15																	
TSG - 16																	
TSG - 17																	
TSG - 18																	
TSG - 19,21,23	3 x 40	N	11.160					1		32,54	25,7	3 - 6	0,99	3620	3900	3640	
TSG - 20,22,24	3 x 15	N	3.000						1	8,75	18	3 - 10	0,75	1000	1000	1000	
(1)Carga Continua; (2) Carga No Cont.				1	1	1	1	1	1								
CARGA INST. TOTAL			38.572	1.766	11.932	8.094	2.620	11.160	3.000	112,47			Caida Max Deriv : 1,47	13148,83	12595,33	12827,33	
CARGA CONTINUA			38.572	1.766	11.932	8.094	2.620	11.160	3.000	INTERRUPTOR PRINCIPAL			DESBALANCEO MAXIMO				
CARGA NO CONTINUA										3	x	150		4,21%			

NOTAS : 1.- Para tipo de interruptor considerar : N = Protección normal; F = Protección de falla a tierra.




CUADRO VI

TABLERO : TSG1		OBRA : INSTITUTO DE INGENIERIA				TENSION: 220 127							
UBICACION : SUBESTACION		MARCA :				Caída Max 1.80							
COBERTURA: TODO		TIPO :				F.P. : 0.90							
FECHA :		FASES : 3				HILOS 4							
CIRCUITO	INT (P x A)	TIPO	CARGA INSTAL [watts]	TSG-2 	P. SOLAR 	CASETA 	CORR [Amp]	LONG [m]	ALIMENT No Cal	CAIDA [%]	BALANCEO		
											FASE A	FASE B	FASE C
TSG - 1,3,5	3 x 125	N	38.572	1			112,47	50	3 - 2/0	1,43	13149	12595	12827
TSG - 2,4,6	3 x 100	N	20.000		1		58,32	50	3 - 2	1,37	6667	6667	6667
TSG - 7,9,11	3 x 30	N	6.000			1	17,50	12	3 - 10	0,63	2000	2000	2000
TSG - 8													
TSG - 10													
TSG - 12													
(1) Carga Continua; (2) Carga No Cont.				1	1	1							
CARGA INST. TOTAL			64.572	38.572	20.000	6.000	188,29	Caída Max Deriv	1,43	21815,5	21262	21494	
CARGA CONTINUA			64.572	38.572	20.000	6.000	INTERRUPTOR PRINCIPAL			DESBALANCEO MAXIMO			
CARGA NO CONTINUA							3 x 250			2,54%			

NOTAS : 1.- Para tipo de interruptor considerar : N = Protección normal; F = Protección de falla a tierra.

CUADRO VII



TABLERO: TG		OBRA: INSTITUTO DE INGENIERIA				TENSION: 440 254							
UBICACIÓN: SUBESTACION		MARCA				Caída Max 3,00							
COBERTURA: TODO		TIPO:				F.P.: 0,90							
FECHA:		FASES 3				HILOS 4							
CIRCUITO	I N T (P x A)	T I P O	CARGA INSTAL (watts)	TRS-1 	P.SOLAR 	CCM 	CORR (Amp)	LONG (m)	ALIMENT No Cal	CAIDA (%)	BALANCEO		
											FASE A	FASE B	FASE C
TG - 1,3,5	3 x 125	N	67.500	1			98,41	3	3 - 1/0	0,04	21816	21262	21494
TG - 2,4,6	3 x 40	N	20.000		1		29,16	50	3 - 8	1,37	6667	6667	6667
TG - 7,9,11	3 x 700	N	457.832			1	667,52	30	6 - 500KCM	0,94	152611	152611	152611
TG - 8													
TG - 10													
TG - 12													
(1)Carga Continua: (2) Carga No Cont.				1	1	1							
CARGA INST. TOTAL			545.332	67.500	20.000	457.832	795,09	Caída Max Derv:		1,37	181092,8	180539,3	180771,3
CARGA CONTINUA			545.332	67.500	20.000	457.832	INTERRUPTOR PRINCIPAL				DESBALANCEO MAXIMO		
CARGA NO CONTINUA							3 x			1200	0,31%		

NOTAS: 1.- Para tipo de interruptor considerar: N = Protección normal; F = Protección de falla a tierra.

CUADRO VIII

OBRA: INSTITUTO DE INGENIERIA	FECHA:	ELABORÓ:	REVISÓ:	UBIC: NAVE
EQUIPO: TABLERO TSG-2	TENSIÓN 220 / 127	FASES 3	HILO 4 F.P.= 0,9	Icc = 1,98 kA sim

Ubicación	Equipo	Fases	Tensión [V]	Carga Instal. [W]	Carga Continua [W]	Carga No Cont. [W]	I nom [Amp]	I cal [Amp]	Interruptor			Alim por Int			Alim por caída de tensión			Alimentador definitivo				Caida Tensión Real	
									Tipo	Cap. Nom. P x Amp	Marco	Cap Int. kA	Calibre por fase	Long [m]	C. Max [%]	S Min [mm <sup>2</sup> ]	Calibre por fase	Calibre por fase [mm <sup>2</sup> ]	Secc [mm <sup>2</sup> ]	Cable Tierra	Canalización Tipo		Dim
DERIVADOS																							
CTO MAQ	TAB A	2	127,02	1,766	306	1,460	7,72	8,06	Term	2 x 15	[100]	10	10	30	1,50	5,08	10	10	5,26	14	T -	13	1,45
NAVE	TAB B	3	220	11,932	6,586	5,346	34,79	39,59	Term	3 x 40	[100]	10	8	11,41	1,50	4,74	10	8	8,367	10	T -	25	0,85
VEST.P.B	TAB C	3	220	8,094	1,954	6,140	23,60	25,03	Term	3 x 30	[100]	10	10	22	1,50	5,78	8	8	8,367	10	T -	25	1,04
NAVE	TAB D	2	127,02	2,620	2,620	0	11,46	14,32	Term	2 x 15	[100]	10	10	10,15	1,50	3,05	12	10	5,26	14	T -	13	0,87
CONTROL	TAB E	3	220	11,160	5,200	5,960	32,54	36,33	Term	3 x 40	[100]	10	8	25,7	1,50	9,80	6	6	13,3	10	T -	32	1,11
LAB	INT.SEG	3	220	3,000	3,000	0	8,75	10,93	Term	3 x 15	[100]	10	10	18	1,50	2,07	12	10	5,26	14	T -	19	0,59

TOTAL	3	220	38.572	19.666	18.906	112,47	126,81	Term	3 x 150	[225]	10
-------	---	-----	--------	--------	--------	--------	--------	------	---------	-------	----

NOTAS 1 - Los interruptores derivados estan calculados en base al 125% de la carga continua mas el 100% de la carga no continua

TABLA X.

OBRA - INSTITUTO DE INGENIERIA	FECHA	ELABORÓ	REVISÓ	UBIC SUBESTACION
EQUIPO TABLERO TSG-1	TENSIÓN 220 / 127	FASES 3	HILO 4 F.P = 0,9	Icc = 2.4 kA sim

Ubicación	Equipo	Fases	Tensión [V]	Carga Instal [W]	Carga Continua [W]	Carga No Cont [W]	I nom [Amp]	I cal [Amp]	Interruptor				Alm por Int			Alim por caída de tensión			Alimentador definitivo				Carga tensión Real
									Tipo	Cap Nom P x Amp	Marco	Cap Int kA	Calibre por fase	Long [m]	C Max [%]	S Min [mm2]	Calibre por fase	Calibre por fase	Secc [mm2]	Cable Tierra	Canalización Tipo	Dim	
DERIVADOS																							
NAVE	TSG-2	3	220	38.572	19.666	18.906	112,47	126,81	Term	3 x 150	[225]	10	1/0	50	1,80	55,46	2/0	2/0	67,43	6	T -	51	1,48
BODEGA	BODEGA	3	220	6.000	6.000	0	17,50	21,87	Term	3 x 30	[100]	10	10	12	2,00	2,07	12	10	5,26	10	T -	19	0,79
P SOLAR	P SOLAR	3	220	20.000	20.000	0	58,32	72,90	Term	3 x 100	[100]	10	2	50	1,80	31,88	2	2	33,62	8	T -	38	1,71
<b>TOTAL</b>		<b>3</b>	<b>220</b>	<b>64.572</b>	<b>45.666</b>	<b>18.906</b>	<b>188,28</b>	<b>221,57</b>	<b>Term</b>	<b>3 x 250</b>	<b>[250]</b>	<b>10</b>											

NOTAS 1.- Los interruptores derivados estan calculados en base al 125% de la carga continua mas el 100% de la carga no continua

TABLA XI.

OBRA: INSTITUTO DE INGENIERIA	FECHA	ELABORÓ:	REVISÓ	UBIC: SUBESTACION
EQUIPO: TABLERO GENERAL	TENSION	440 / 254 FASES	3 HILO 4 F.P. = 0.9	Icc = 20,50 kA sm

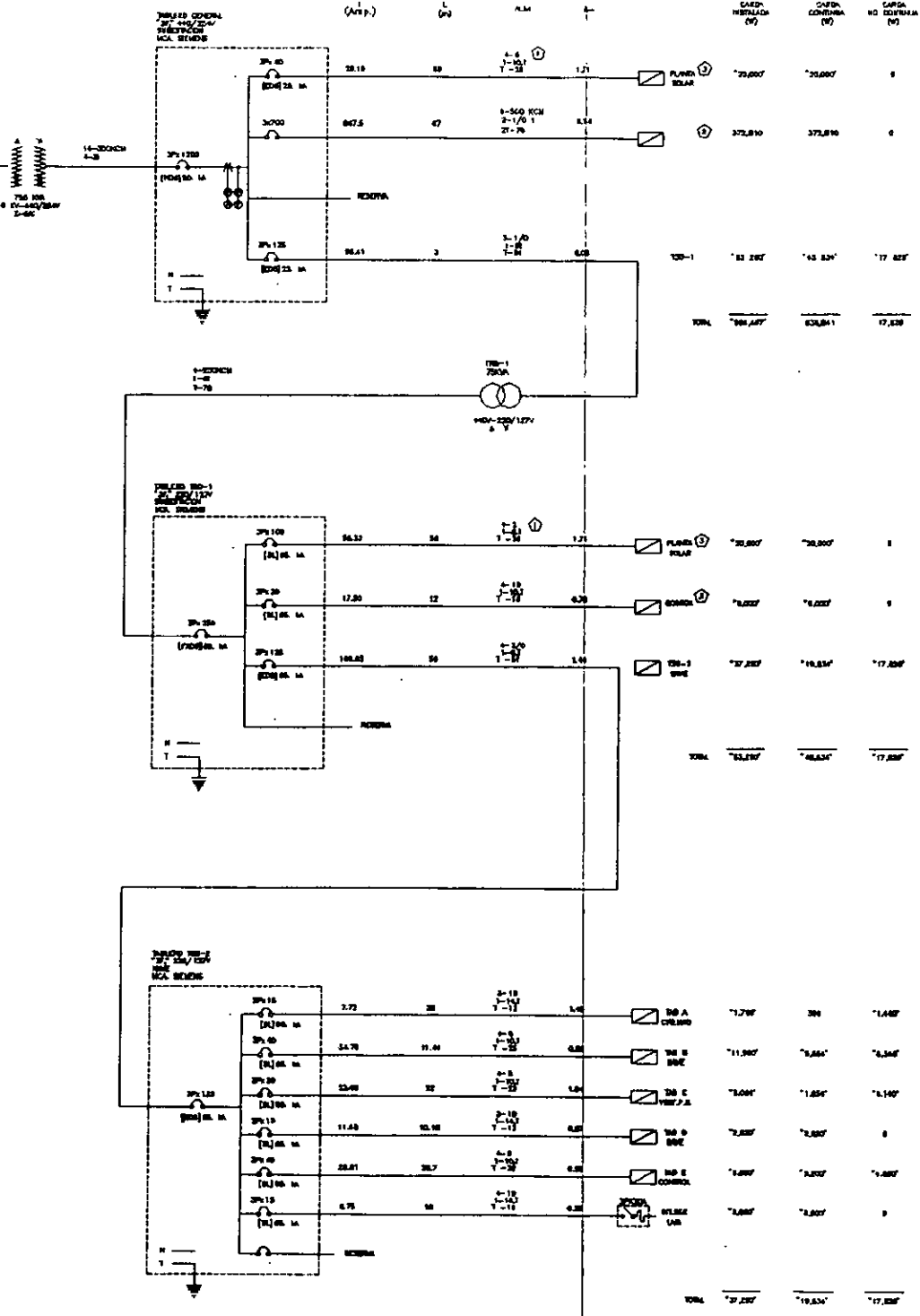
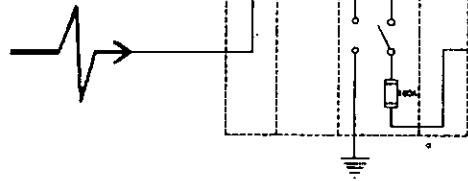
Ubicación	Equipo	Fases	Tensión [V]	Carga Instal. [W]	Carga Continua [W]	Carga No Cont [W]	I nom [Amp]	I cal [Amp]	Interruptor				Alm por Int			Alm por caída de tensión			Alimentador definitivo				Caida Tension Real
									Tipo	Cap Nom. P x Amp	Marco	Cap Int kA	Calibre por fase	Long [m]	C. Max [%]	S. Min [mm2]	Calibre por fase	Calibre por fase	Secc [mm2]	Cable Tierra	Canalización Tipo	Dim	
DERIVADOS																							
P. SOLAR	P. SOLAR	3	440	20.000	20.000	0	29,16	36,45	Term	3 x 40	[100]	25	8	50	3,00	4,78	10	8	8,367	10	T - 25	1,71	
CTO. MAQ	CCM	3	440	457.832	457.832	0	867,50	721,50	Term	3 x 700	[800]	30	2-500KCM	87	3,00	158,58	350KCM	2-500KCM	507,00	1/0	T - 2-76	0,94	
S.E.	T. SECO	3	440	67.500	45.666	18.906	98,41	110,79	Term	3 x 125	[225]	25	1/0	3	2,00	1,31	12	1/0	53,48	6	T - 51	0,05	
TOTAL		3	440	545.332	523.498	18.906	795,07	981,61	Term	3 x 1200	[1200]	50											

NOTAS 1 - Los interruptores derivados estan calculados en base al 125% de la carga continua mas el 100% de la carga no continua

TABLA XII.

ACOMETIDA  
UNAM  
6 KV

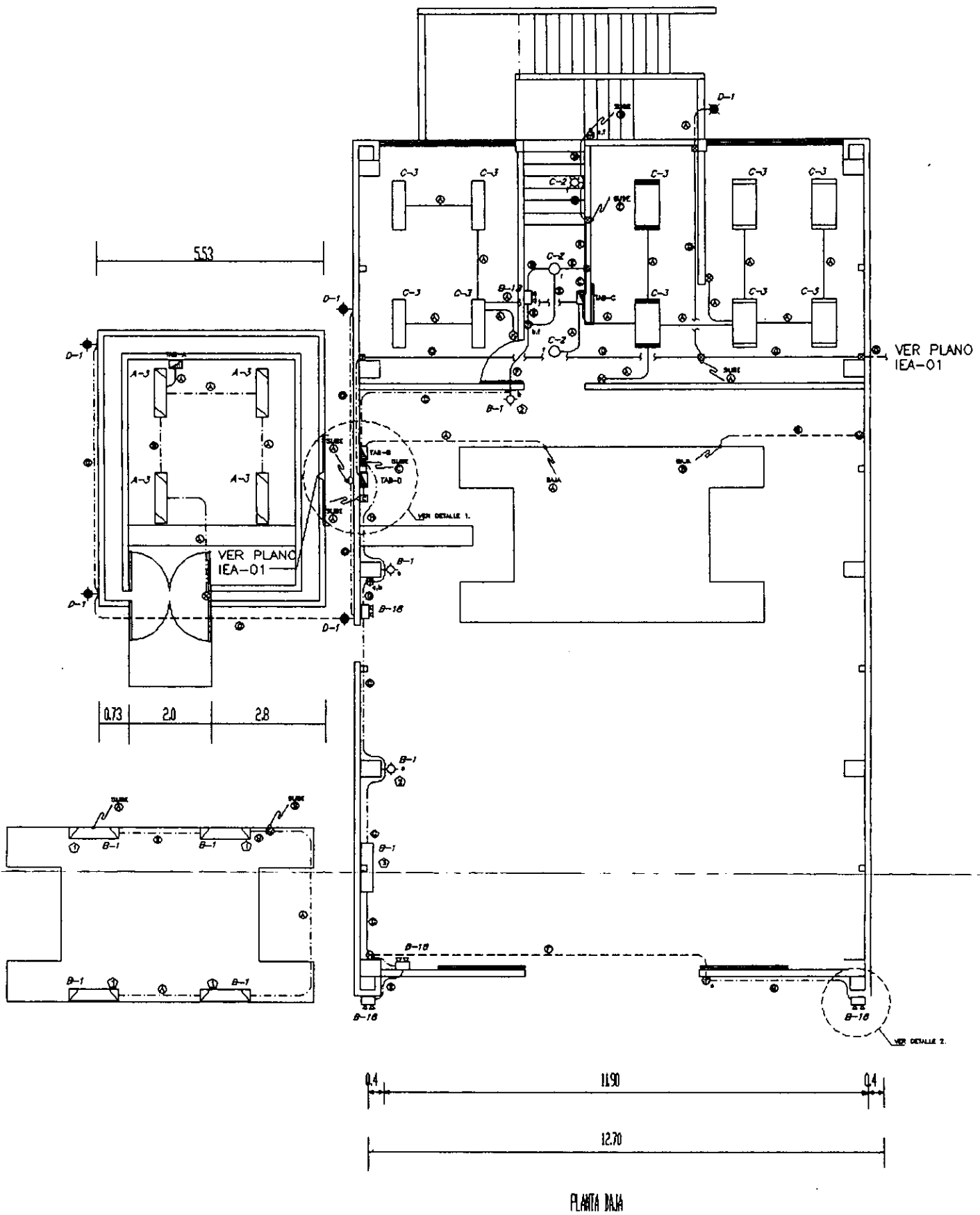
SUBESTACION



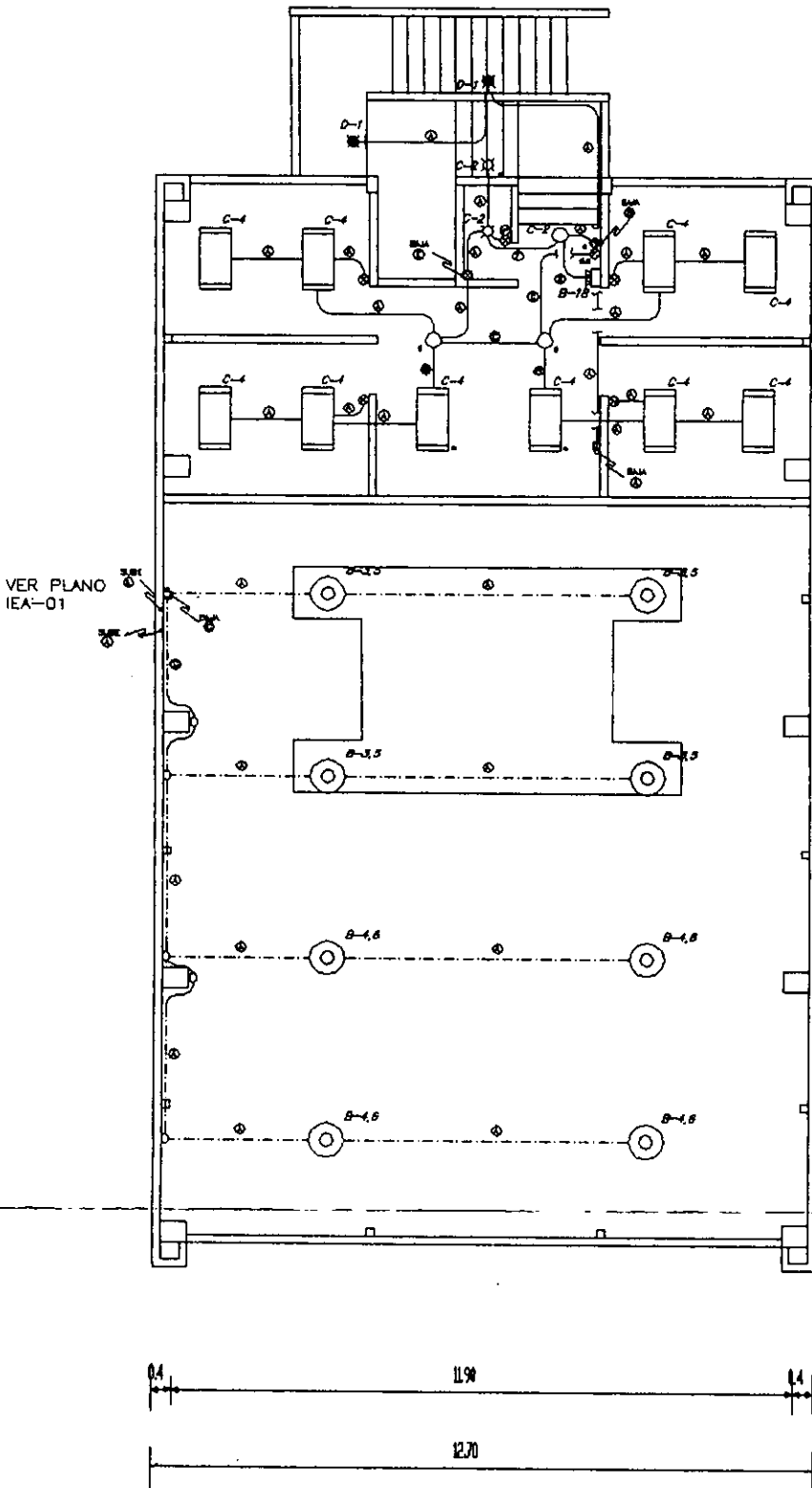
167

PLANO IV.3 DIAGRAMA UNIFILAR.

IEDU-01



PLANO IV.4 INSTALACIÓN DE ALUBRADO P.A.



PLANTA MEZZANINE

S I M B O L O G I A.

- TUBERIA CONDUIT DE ACERO GALV. PARED DELGADA POR TECHO O PLAFOND
- - - TUBERIA CONDUIT DE ACERO GALV. PARED GRUESA POR PISO
- - - TUBERIA CONDUIT DE ACERO GALV. PARED GRUESA APARENTE POR MURO Y TECHO
- LUMINARIA DE EMPOTRAR MCA. LUNSA CAT. A43-234 CON 2TX34 AHORRADORAS DE ENERGIA
- ▨ LUMINARIA TIPO ESQUINA MCA. LUNSA CAT. ACE43-134 CON 1TX34 AHORRADORAS DE ENERGIA
- ▩ LUMINARIA DE SOBREPONER MCA. LUNSA CAT. A43N-234 CON 2TX34 AHORRADORAS DE ENERGIA
- ▭ LUMINARIO DE EMPOTRAR CON DIFUSOR PARABOLICO MCA. LUNSA CAT. AD12L46R-234 CON 2TX34 AHORRADORAS DE ENERGIA
- ▭ LUMINARIO DE EMPOTRAR CON DIFUSOR PARABOLICO MCA. LUNSA CAT. AD12L46R-334 CON 3TX34 AHORRADORAS DE ENERGIA
- ⊠ SALIDA TIPO ARBOTANTE EN MURO CON LAMPARA INCANDESCENTE DE 75W h=2.20 m.s.n.p.t.
- ⊠ SALIDA TIPO ARBOTANTE PARA EXTERIOR EN MURO CON LAMPARA INCANDESCENTE DE 100W
- ⊠ LUMINARIO DE BATERIA PARA EMERGENCIA UBICADAS A LA ALTURA DE LA SEGUNDA TRASE
- ⊙ LUMINARIA DE SUSPENDER CON DIFUSOR DE VIDRIO 6835-E MCA. HOLOPHANE PRISMALUMÉ CAT.187-HOI CON LAMPARA HOI DE 400W
- CAJILLO EN TECHO O PLAFOND CON LAMPARA PL. DE 13W
- ⊠ SALIDA TIPO CENTRO
- ⊙ APAGADOR SENCILLO EN MURO h=1.20 m.s.n.p.t.
- ⊙ APAGADOR DE TRES MAS EN MURO h=1.20 m.s.n.p.t.
- ⊠ CAJA REGISTRO.
- CONDUIT SERIE RECTANGULAR CON TAPA Y EMPAQUE
- ⊠ TABLERO DE DISTRIBUCION TIPO TERMOMAGNETICO.
- ⊠ CONTACTOR

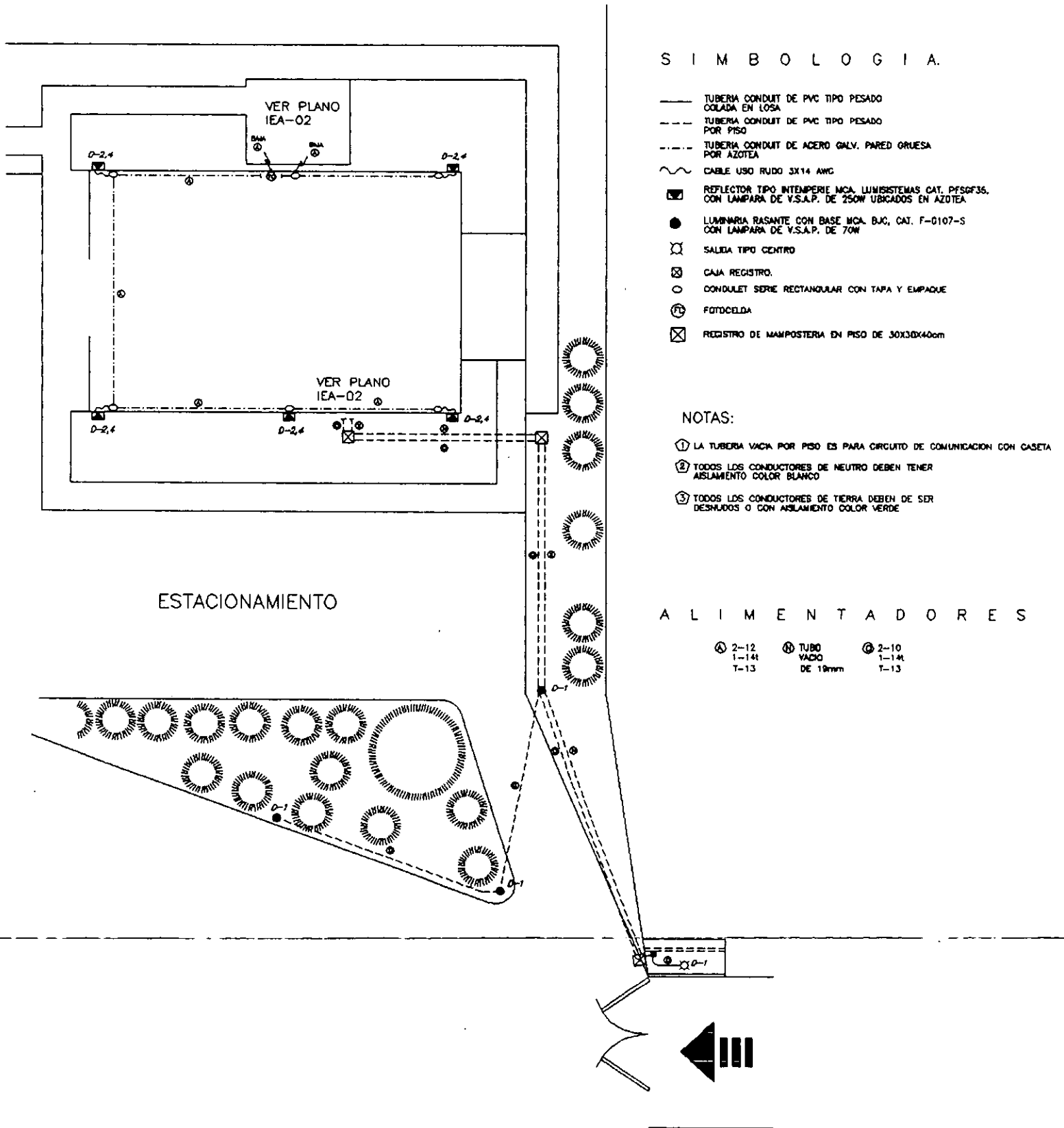
NOTAS:

- ① LUMINARIO UBICADO A h=1.20 m.s.n.p.t. BAJO LA MESA VIBRATORIA
- ② ARBOTANTE UBICADO A h=2.70 m.s.n.p.t.
- ③ LUMINARIO-FLUORESCENTE-h=2.50 m.s.n.p.t.
- ④ TODOS LOS CONDUCTORES DE NEUTRO DEBEN TENER AISLAMIENTO COLOR BLANCO
- ⑤ TODOS LOS CONDUCTORES DE TIERRA DEBEN DE SER DESNUDOS O CON AISLAMIENTO COLOR VERDE
- ⑥ PARA ALIMENTACION DE TABLEROS VER PLANO IEF-02B

A L I M E N T A D O R E S

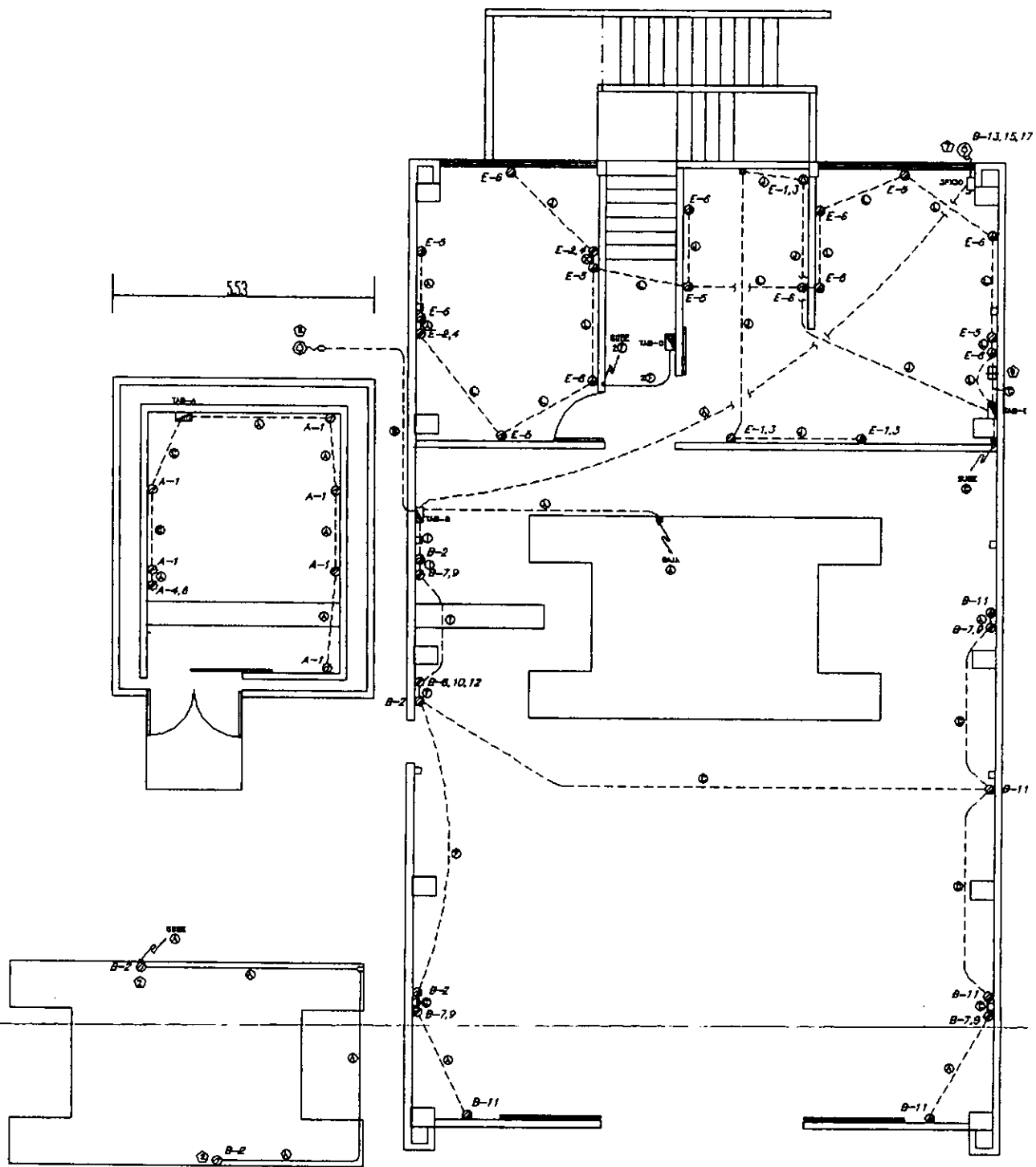
- |                         |                         |                          |                                 |                         |
|-------------------------|-------------------------|--------------------------|---------------------------------|-------------------------|
| Ⓐ 2-12<br>1-14t<br>T-13 | Ⓑ 3-12<br>1-14t<br>T-13 | Ⓒ 4-12<br>1-14t<br>T-13  | Ⓓ 5-12<br>1-14t<br>T-13         | Ⓔ 7-12<br>1-14t<br>T-19 |
| Ⓕ 6-12<br>1-14t<br>T-19 | Ⓖ 8-12<br>1-14t<br>T-19 | Ⓗ 10-12<br>1-14t<br>T-19 | Ⓜ 2-12<br>2-10<br>1-14t<br>T-13 | Ⓝ 2-10<br>1-14t<br>T-13 |

PLANO IV.5 INST. DE ALUMBRADO P.A.



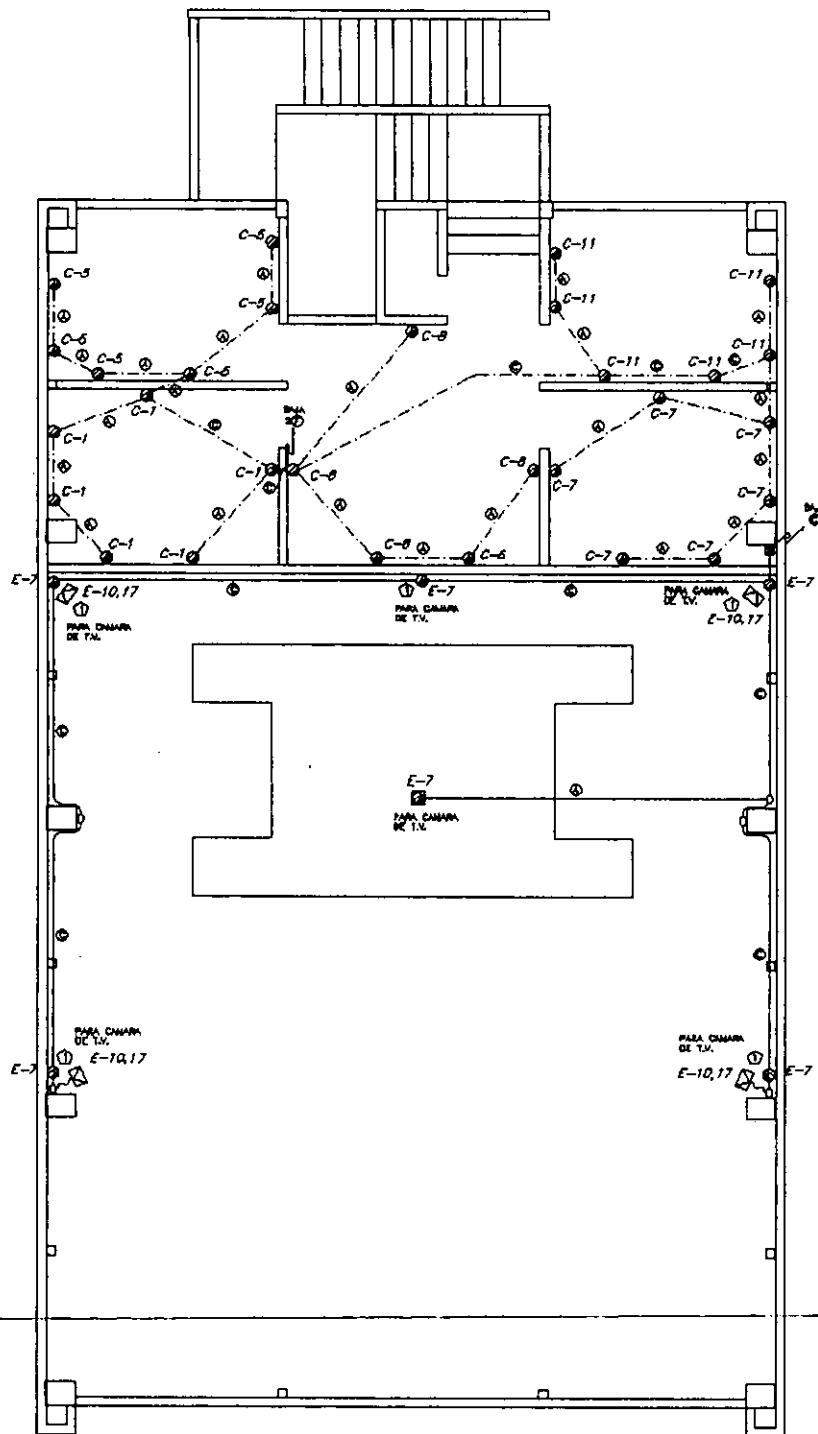
PLANO IV.6 INST. DE ALUMBRADO EXTERIOR.





PLANTA SOTANO

PLANO IV.7 CONTACTOS P.B.



S I M B O L O G I A

- TUBERIA CONDUIT DE ACERO GALV. PARED GRUESA APARENTE POR MURO
- - - TUBERIA CONDUIT DE ACERO GALV. PARED DELGADA POR PLAFOND NIVEL INFERIOR
- - - TUBERIA CONDUIT DE ACERO GALV. PARED GRUESA POR PISO
- ~ CABLE USO RUDDO
- ⊗ CONTACTO DUPLEX POLARIZADO EN MURO h=0.30 m.s.n.p.l.
- ⊙ CONTACTO SENCILLO POLARIZADO EN MURO h=0.30 m.s.n.p.l.
- ⊕ CONTACTO BIFASICO POLARIZADO EN MURO h=0.30 m.s.n.p.l.
- ⊖ CONTACTO TRIFASICO POLARIZADO EN MURO h=0.30 m.s.n.p.l.
- ⊗ CONTACTO DUPLEX POLARIZADO EN TECHO
- ⊙ CONTACTO BIFASICO PARA NO BREAKER h=0.30 m.s.n.p.l.
- ⊕ PREPARACION ELECTRICA PARA OCHO CONTACTOS DUPLEX
- ⊖ REFLECTOR CON DIFUSOR DE VIDRO CLARO TERMOTEMPLADO MCA. IUNSA CAT. 2M2-250HQI CON LAMPARA HQI DE 250W
- ⊗ CAJA REGISTRO DE LAMINA GALVANIZADA
- ⊙ INTERRUPTOR DE SEGURIDAD TIPO NAVAJAS
- ⊕ MOTOR ELECTRICO TRIFASICO
- ⊖ CONDULET SERIE RECTANGULAR CON TAPA Y EMPAQUE
- ⊗ TABLERO DE DISTRIBUCION TIPO TERMOMAGNETICO

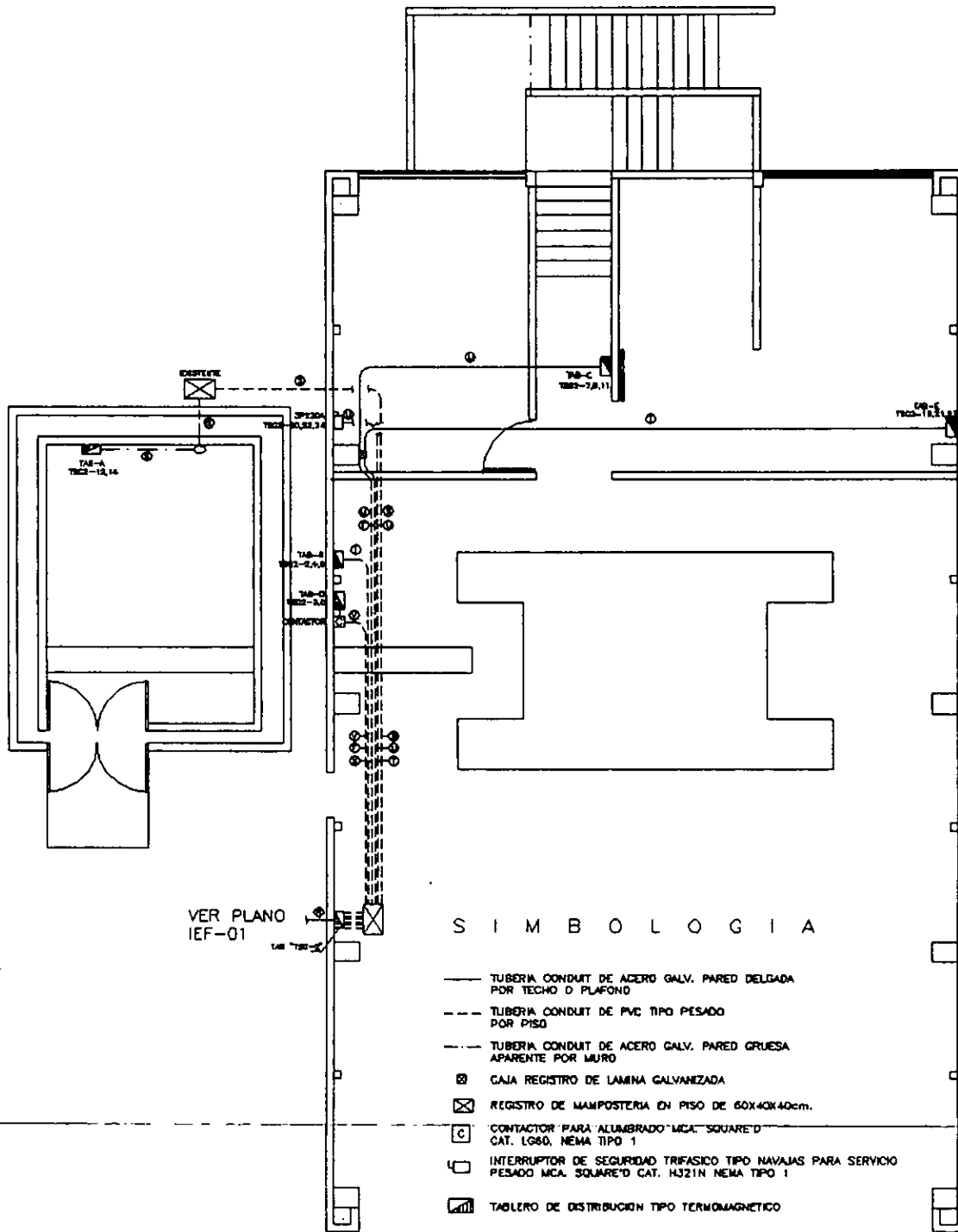
NOTAS:

- ① ESTOS CONTACTOS Y REFLECTORES ESTAN UBICADOS EN LA SEGUNDA TRABE
- ② CONTACTOS UBICADOS A h=2.00 m.s.n.p.l. DE MESA VIBRADORA
- ③ TODOS LOS CONDUCTORES DE NEUTRO DEBEN TENER AISLAMIENTO COLOR BLANCO
- ④ TODOS LOS CONDUCTORES DE TIERRA DEBEN DE SER DESNUDOS O CON AISLAMIENTO COLOR VERDE
- ⑤ TODOS LOS CONTACTOS DEBEN SER POLARIZADOS Y ATERRIZADOS
- ⑥ PARA ALIMENTACION DE TABLEROS VER PLANO IEF-02B
- ⑦ MOTOR TRIFASICO 3HP,220V PARA EQUIPO DE AIRE ACONDICIONADO
- ⑧ MOTOR TRIFASICO 1HP,220V PARA BOMBA DE AGUA
- ⑨ VER CUADRO DE CARGAS DEL TAB "E" PARA LA CONEXION DE LOS CIRCUITOS

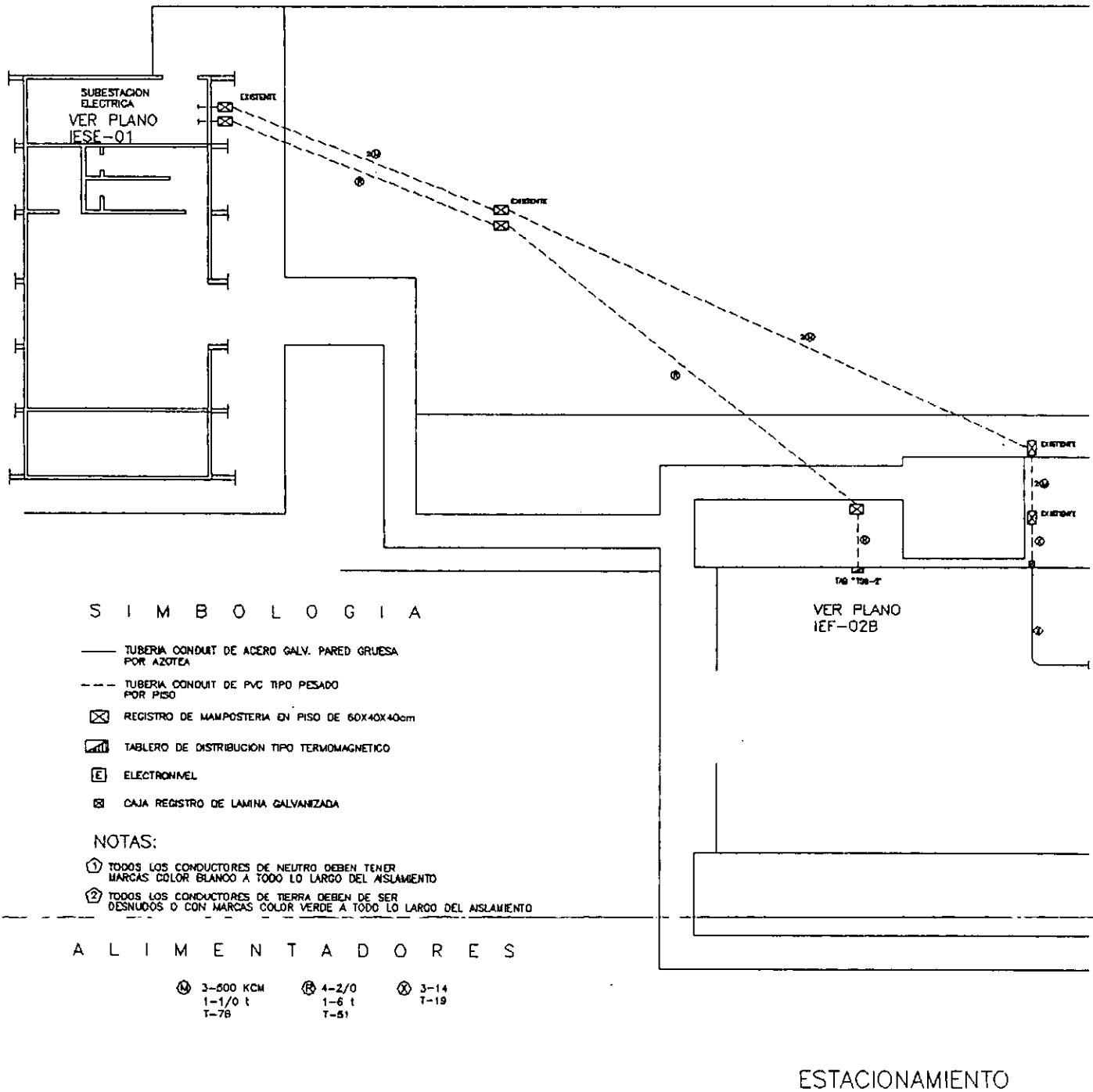
A L I M E N T A D O R E S

- |                         |  |  |                         |                         |
|-------------------------|--|--|-------------------------|-------------------------|
| ⊗ 2-12<br>1-14t<br>T-13 | ⊙ 3-12<br>1-14t<br>T-13                  | ⊕ 4-12<br>1-14t<br>T-13                  | ⊖ 6-12<br>1-14t<br>T-19 | ⊗ 9-12<br>1-14t<br>T-19 |
| ⊕ 2-10<br>1-10t<br>T-13 | ⊙ 2-10<br>2-12<br>1-14t<br>1-10t<br>T-19 | ⊖ 2-10<br>4-12<br>1-14t<br>1-10t<br>T-19 |                         |                         |

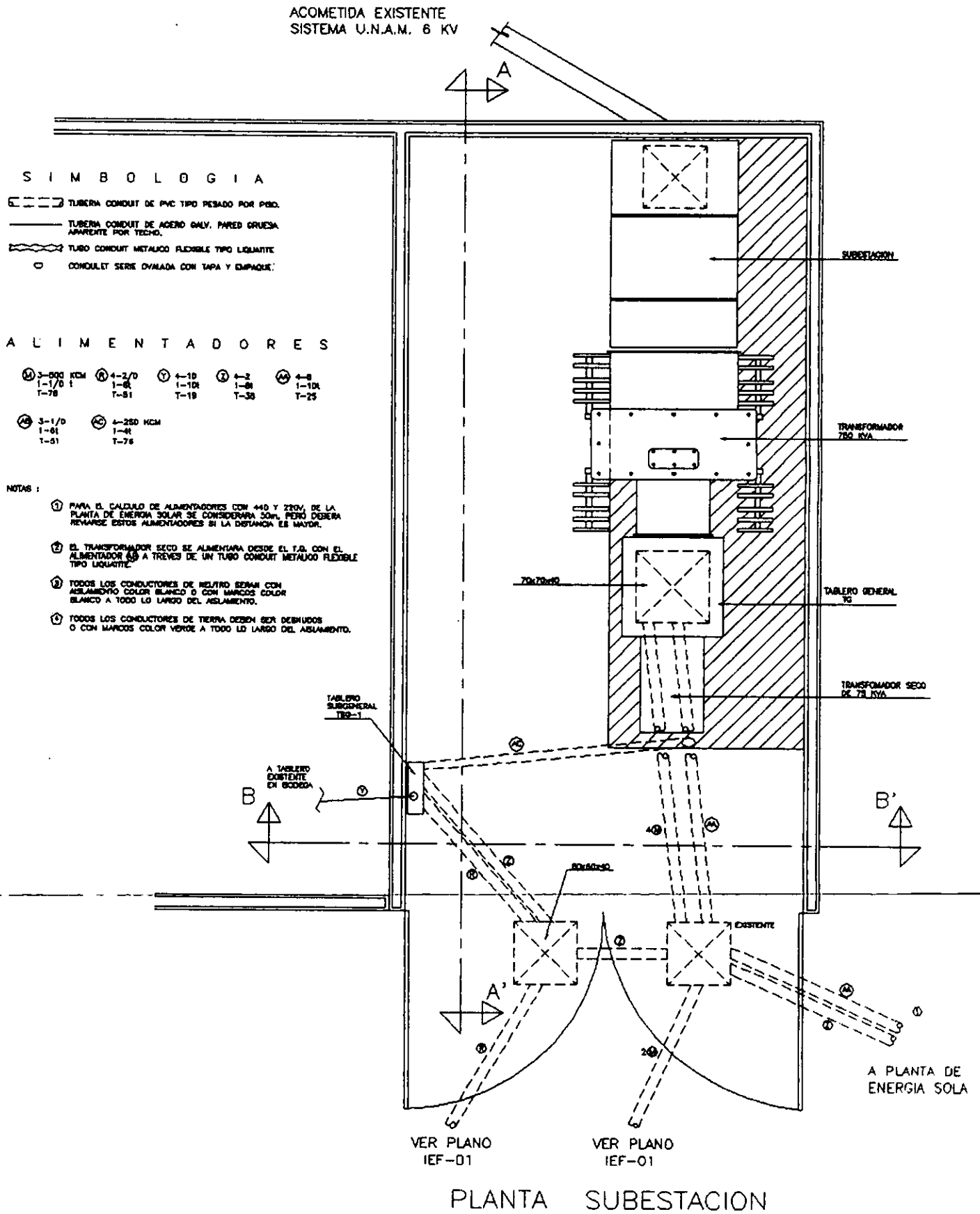
PLANO IV.8 CONTACTOS P.A.



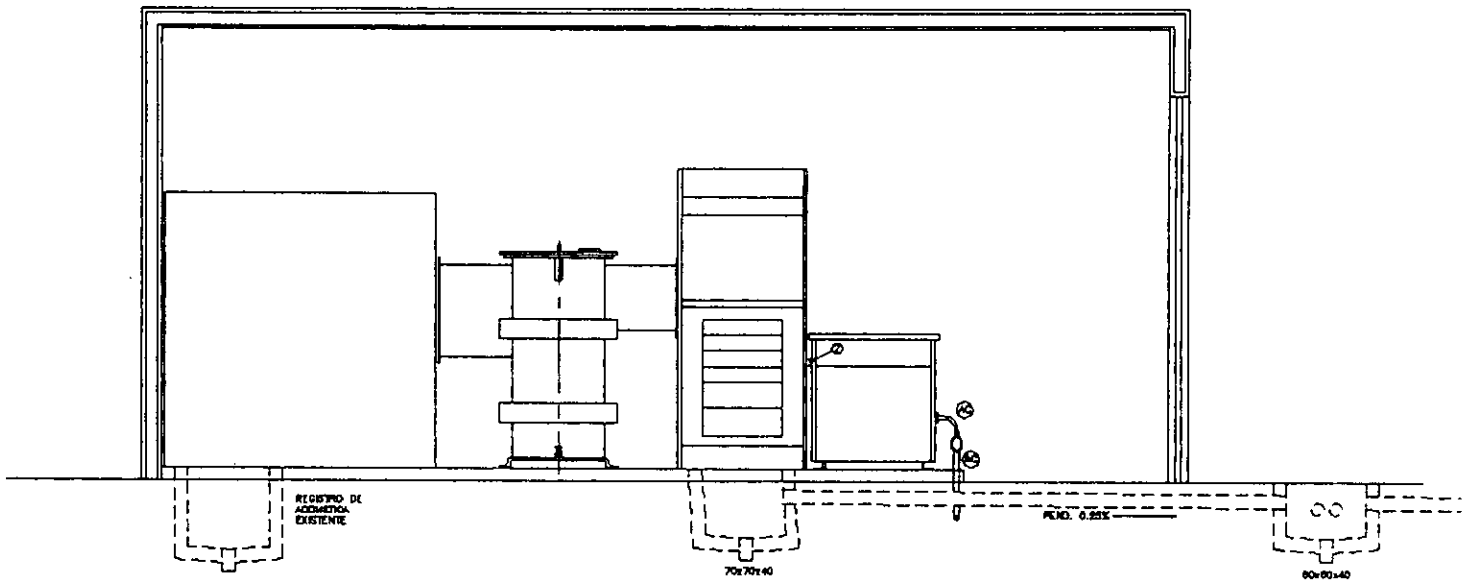
PLANO IV.9 ALIM. GRALES. P.3.



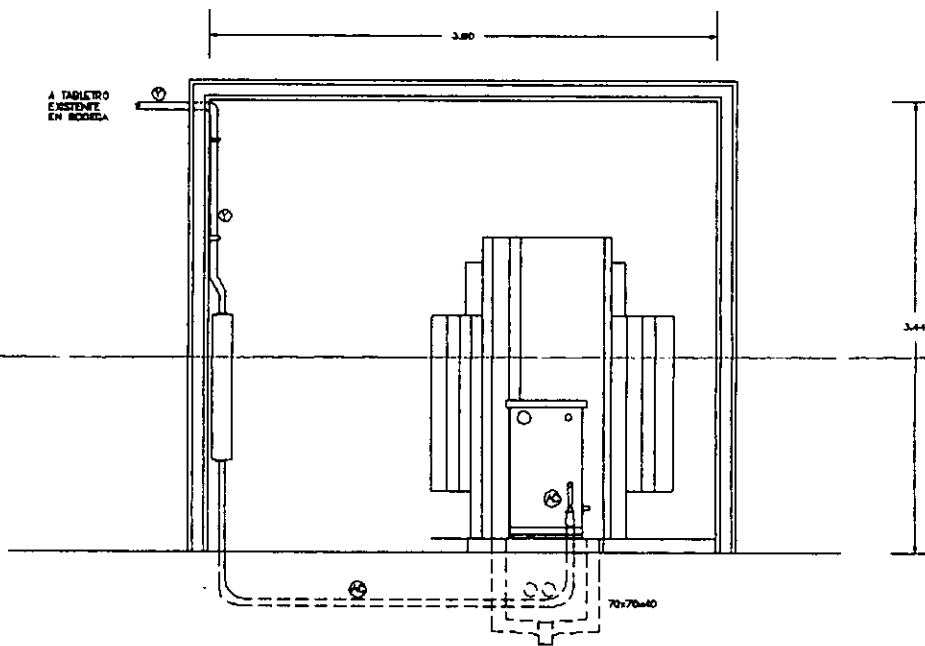
PLANO IV.10 ALIM. GRALES. CONJUNTO



PLANO IV.11 S.E. FZA.

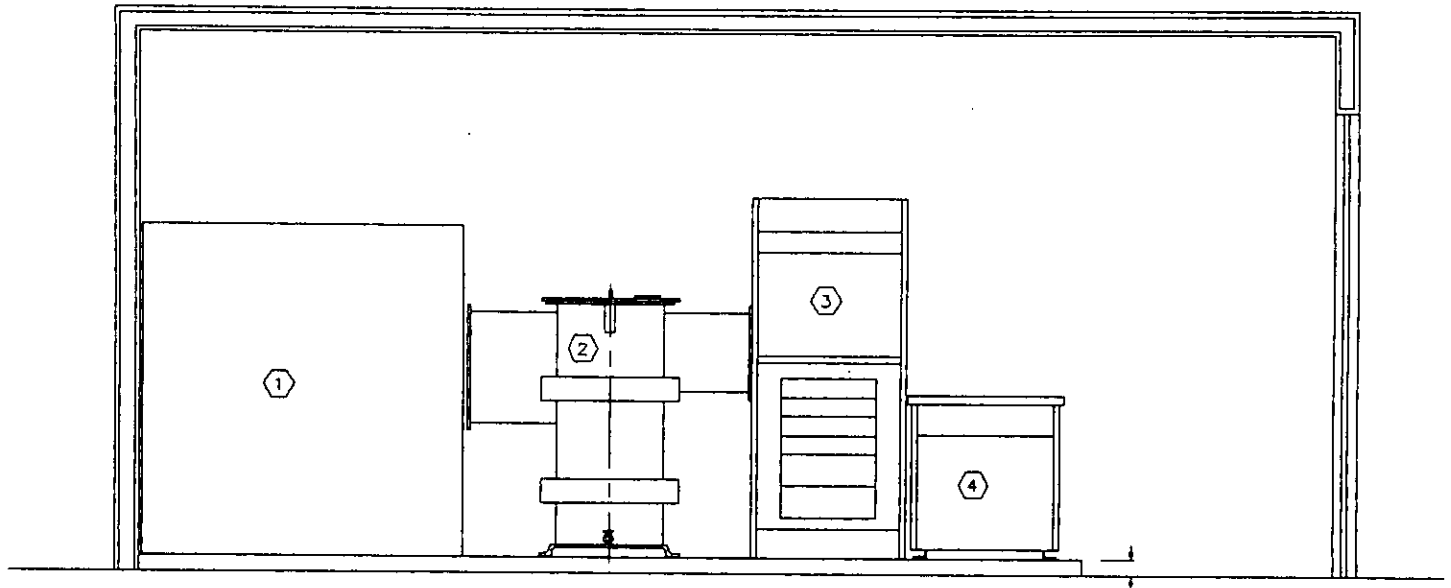


CORTE A-A'



CORTE B-B'

PLANO IV.12 CORTES S.E.



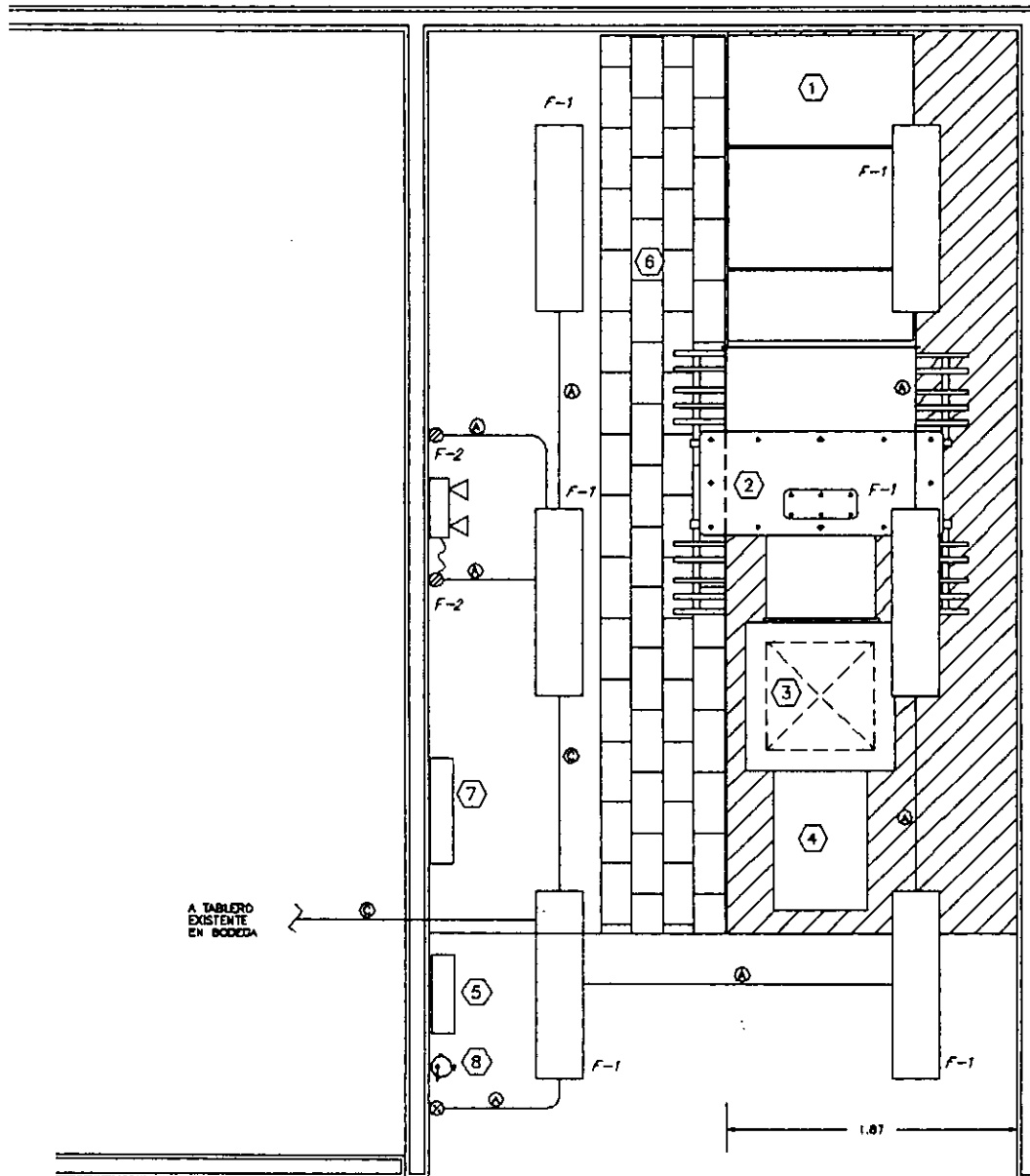
CORTE A-A'

G U I A M E C Á N I C A

- ① SUBESTACION TIPO INTERIOR MCA. SIEMENS (ARREGLO No. 6) QUE CONTIENE LOS SIGUIENTES ELEMENTOS:
  - ESPACIO PARA ACOMETIDA, CON JUEGO DE BARRAS PRINCIPALES, AISLADORES MECANICOS, CLEMA DE MADERA Y BARRA DE TIERRA.
  - CUCHILLAS DE SERVICIO CLASE 13.8 KV, PARA 400 AMP. DE 3 POLOS 1 TIPO PARA OPERAR SIN CARGA, ACCIONADA POR UN MECANISMO DESDE EL EXTERIOR Y UN JUEGO DE BARRAS PRINCIPALES.
  - INTERRUPTOR EN AIRE CLASE 13.8 KV, DE 3 POLOS, OPERACION MANUAL Y MONTAJE FIJO PREVISTO CON 3 FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE MCA. SIEMENS TIPO DRVAL DE 100 AMP. C/U CLAVE DRVAL 15/180S Y DISPOSITIVO QUE DESPARA TRIPOLARMENTE EL INTERRUPTOR CUANDO UNO DE LOS FUSIBLES OPERA POR CORTO CIRCUITO, 1 JUEGO DE BARRAS PRINCIPALES Y UNA BARRA DE TIERRA.
  - ESPACIO PARA ADOPLAMIENTO (13.8 KV) PARA UNIR MECANICAMENTE EN FORMA LATERAL EL TRANSFORMADOR AL CABINETE DE LA SUBESTACION, CON BARRAS Y SOPORTES NECESARIOS PARA CONECTAR CON LOS BUSHINGS DE ALTA TENSION DEL TRANSFORMADOR.
  
- ② TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION TIPO ESTACION CON CAPACIDAD DE 750 KVA, CLASE 15 KV, TRIFASICO, 60 HZ, CONEXION DELTA-ESTRELLA, RELACION DE TRANSFORMACION 0 KV-440/234 V, ENFRIAMIENTO OA, PARA SOBRE ELEVACION DE TEMPERATURA DE 85 C Y UNA MAXIMA DE 40 C, CON 4 DERIVACIONES A PLENA CAPACIDAD, 2 ARRIBA Y 2 ABAJO DE 2.6X C/U PARA OPERAR A UNA ALTURA 2300 mm. CON GARGANTA LATERAL PARA BAJA TENSION Y GARGANTA LATERAL PARA ALTA TENSION, ACCESORIOS NORMALES.
  
- ③ TABLERO GENERAL MCA. SIEMENS PARA OPERAR A 440 V, AUTOSOPORTADO TIPO INTERIOR CON INTERRUPTOR PRINCIPAL TERMOMAGNETICO DE 3P X 1200 AMP. EN MARCO
 

CANTIDAD	CAPACIDAD	MARCO
1	3P X 40	[100]
1	3P X 700	[1000]
1	3P X 125	[125]
  
- ④ TRANSFORMADOR TIPO SECO CON CAPACIDAD DE 75 KVA, TRIFASICO, 60 HZ, CONEXION DELTA-ESTRELLA, RELACION DE TRANSFORMACION 440-220/127 V ENFRIAMIENTO AA (AUTENFRIADO) PARA SOBRE ELEVACION DE TEMPERATURA DE 80 C Y UNA MAXIMA DE 130 C, CON 4 DERIVACIONES A PLENA CAPACIDAD, 2 ARRIBA Y 2 ABAJO DE 2.5X C/U, CON BARREROS PARA ALIMENTACION Y SALIDA DE CARGA, ACCESORIOS NORMALES.
  
- ⑤ TABLERO SUBGENERAL MCA. SIEMENS PARA OPERAR A 220 V, DE SOBREPONER EN MURO CON INTERRUPTOR PRINCIPAL TERMOMAGNETICO DE 3P X 250 AMP. CON MARCO [250] Y LOS SIGUIENTES INTERRUPTORES:
 

CANTIDAD	CAPACIDAD	MARCO
1	3P X 125	[125]
1	3P X 30	[100]
1	3P X 100	[100]
  
- ⑥ TARIMA DE MADERA, SIN CLAVOS METALICOS.
  
- ⑦ GABINETE CON EQUIPO DE SEGURIDAD QUE INCLUYE LO SIGUIENTE:
  - PENTICA DE FIBRA DE VIDRO DE 1.22 m, CON ADJUNTAMIENTO UNIVERSAL PARA ALICATE O GANCHOS.
  - CASCO.
  - BOTAS DIELECTRICAS.
  - GUANTES DIELECTRICOS 20/23 KV
  
- ⑧ EXTINGUIDOR CON POLVO QUIMICO ABC, DE 9 Kg.



S I M B O L O G I A.

- TUBERÍA CONDUIT DE ACERO GALV. PARED GRUESA APARENTE POR TECHO O MURO.
- LUMINARIO DE BATERIA PARA EMERGENCIA n= 2.00 m.a.n.p.l.
- LUMINARIA DE SOBREPONER WCA. LINDA CAT. AV43-234 CON 2TX34W AHORRADORAS DE ENERGIA.
- APAGADOR SENCILLO EN MURO n= 1.20 m.a.n.p.l.
- CONTACTO SENCILLO POLARIZADO.

A L I M E N T A D O R E S

- 2-12    4-12
- 1-14L    1-14L
- T-13    T-19

NOTAS :

- ① TODOS LOS CONDUCTORES DE NEUTRO DEBERAN TENER ASLAMIENTO COLOR BLANCO.
- ② TODOS LOS CONDUCTORES DE TIERRA DEBEN SER DESNUDOS O CON ASLAMIENTO COLOR VERDE.
- ③ TODOS LOS CONTACTOS DEBEN SER POLARIZADOS Y ATERRIZADOS.

PLANO IV.14 ALUMB.Y CONT. S.E.



#### 4.4 Cortocircuito y Coordinación de Protecciones.

Determinar las corrientes de cortocircuito es uno de los aspectos más importantes y complejos en el diseño de una instalación eléctrica. El estudio de cortocircuito reviste gran importancia porque en él se analizan las magnitudes de corriente anormal que debido a posibles fallas circulan por el sistema.

Las fallas lo llevan a condiciones anormales de operación con corrientes y voltajes excesivos en ciertos puntos del sistema. Las fallas se originan por el mal funcionamiento entre partes vivas o fallas de partes vivas a tierra, las cuales pueden ser provocadas por fallas de aislamiento, sobreviniendo en muchos casos, un arco eléctrico en el punto de falla, dicho arco puede llegar a ser destructivo y constituir un grave riesgo de incendio.

Un cortocircuito de grandes dimensiones genera una elevada cantidad de calor, la cual pone en peligro motores, equipos y conductores alimentadores de la instalación. Otro problema es el efecto de grandes fuerzas electromagnéticas de atracción y repulsión al cual quedan sujetos los conductores eléctricos cuando dichas corrientes circulan, estas fuerzas son proporcionales al cuadrado de la corriente y pueden someter a cualquier equipo conectado al sistema a severas fuerzas de tensión y compresión. La acción prolongada de un arco eléctrico, puede crear sobretensiones que amenacen el aislamiento del sistema, este riesgo es una razón que obliga a una rápida interrupción.

Los tipos de fallas que pueden ocurrir en un sistema son :

- 1.- Falla de Una Fase a Tierra (monofásica) : Ocurre cuando un conductor cae a tierra o hace contacto con el conductor neutro.
- 2.- Falla entre dos Fases (Bifásica) : Ocurre cuando dos fases de un sistema son cortocircuitadas.
- 3.- Falla de Dos Fases a Tierra (Falla Bifásica a tierra) : Ocurre cuando dos conductores caen a tierra o cuando dos conductores hacen contacto con el neutro.
- 4.- Falla entre Tres Fases (Falla Trifásica) : Ocurre cuando las tres fases de un sistema trifásico conectado en delta o estrella son cortocircuitadas.

En la mayoría de los estudios de cortocircuito, únicamente las fallas monofásicas y trifásicas son calculadas. La razón es que las fallas trifásicas generalmente producen la máxima corriente de falla y las fallas monofásicas son las más comunes en cuanto a probabilidad de ocurrencia.

Para encontrar las impedancias del sistema se deben identificar sus componentes individuales, por ejemplo conductores alimentadores, transformadores, motores, generadores, etc. Luego las impedancias de secuencia de las componentes individuales son determinadas normalmente, a través del uso de tablas y fórmulas, finalmente, las componentes de las impedancias se combinan para producir las impedancias de secuencias equivalentes del sistema.

Un estudio de cortocircuito incluye lo siguiente :

- 1.- Determinación de la máxima corriente de cortocircuito trifásico y monofásico.
- 2.- Determinación de las especificaciones de los dispositivos de protección contra sobrecorriente, es decir, determinación de las capacidades interruptivas adecuadas.
- 3.- Determinación de niveles de tensión en puntos estratégicos del sistema durante una falla.
- 4.- Determinación de esfuerzos dinámicos y térmicos en barras y buses del sistema.

- 5.- Coordinación de protecciones.
- 6.- Diseño de la red de tierras de la instalación.

La protección contra sobrecorrientes se considera aún hoy en día, como una ciencia y un arte. Principios de ingeniería bien fundamentados son aplicados cuando se calculan las corrientes de falla, determinando los valores nominales requeridos en los equipos y su coordinación, sin embargo, otros aspectos de protección contra sobrecorrientes en cuanto a principios de ingeniería no están aún definidos.

- Reglas para especificar zonas de protección.
- Reglas para la localización de los equipos de protección contra sobrecorriente.
- Reglas para especificar el tipo de equipo en cada localización.

Para una misma situación, los ingenieros pueden diseñar sistemas de protección que sean diferentes desde el punto de vista del tipo de equipo, localización y operación, aunque todos ejecuten satisfactoriamente las condiciones locales de protección en la instalación. Los sistemas de protección contra sobrecorrientes deberán ofrecer las funciones definidas como seguridad, sensibilidad y selectividad.

**SEGURIDAD** : El sistema debe ser seguro contra operaciones falsas, como corrientes de arranque, armónicas y otros transitorios o condiciones de estado estable que no sean peligrosos para los equipos o causen daños mortales a las personas.

**SENSITIVIDAD** : El sistema debe tener suficiente sensibilidad, de manera que pueda realizar sus funciones.

**SELECTIVIDAD** : El sistema debe estar selectivamente coordinado, de manera que el dispositivo de protección más cercano a una falla debe ser el que opere. Si dos o más dispositivos de protección se encuentran en serie, sólo el dispositivo más cercano al punto de falla debe operar.

Lo anterior con la finalidad de :

- A) Prevenir contra daño al equipo no fallado, como barras conductoras, cables, transformadores, etc. Todos los elementos del sistema eléctrico tienen una curva de daño, de tal forma que si se excede de ésta la vida útil de los elementos se ve considerablemente reducida. Estas curvas deben ser tomadas en cuenta en la aplicación y coordinación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente.
- B) Evitar que los conductores se quemen debido al calor generado durante una falla, evitando así la posibilidad de incendios.
- C) Minimizar la probabilidad de fallas en equipos que están sumergidos en líquidos, tales como transformadores y capacitores. Una falla disruptiva es aquella que causa grandes presiones, fuego o cantidades excesivas de líquido en las partes internas, que es expulsada del interior de los equipos.
- D) Minimizar los accidentes mortales.

En los sistemas eléctricos de distribución dentro de una planta industrial, la coordinación de los dispositivos de protección debe hacerse en serie (También se le conoce como "cascada"), debido a que la mayoría de estos operan en forma radial.

Cuando dos o más dispositivos de protección son aplicados en un sistema, el dispositivo más cercano a la falla del lado de alimentación es el dispositivo protector y el siguiente más cercano del lado de la alimentación es el dispositivo de respaldo.

El requerimiento indispensable para una adecuada coordinación consiste en que el dispositivo protector debe operar y despejar la sobrecorriente antes que el dispositivo de respaldo.

Existen diferentes esquemas de protección que se aplican en función de la importancia del suministro de energía eléctrica, sin embargo, un estudio detallado de cada uno de ellos está fuera de los límites de este trabajo, por lo que sólo estudiaremos el esquema de fusible en alta tensión e interruptor termomagnético en baja tensión.

#### 4.4.1 Parámetros para el Cálculo de Cortocircuito y Coordinación de Protecciones.

Los parámetros básicos para el cálculo de cortocircuito son los siguientes :

1.- Diagrama Unifilar del proyecto con los siguientes datos :

- A) Acometida de la compañía suministradora.
- B) Subestación, mostrando las características principales de los equipos que la integran.
- C) Alimentadores hasta los centros de carga, tableros de fuerza, alumbrado, etc., indicando su longitud en cada caso.
- D) Tipo, capacidad interruptiva y calibración de cada una de las protecciones de los alimentadores principales y derivados.
- E) Calibre, tipo de material y aislamiento de los conductores activos y neutros de los alimentadores principales y derivados.
- F) Tipo y material de la canalización empleada en cada alimentador.

2.- Información de la potencia de cortocircuito trifásico y monofásico disponible en el punto de acometida, ésta información la proporciona la compañía suministradora.

Los Parámetros requeridos para la Coordinación de Protecciones son fundamentalmente los siguientes :

- A) Realizar un estudio completo de cortocircuito.
- B) Las curvas Características Tiempo-Corriente de todos los dispositivos bajo consideración.

Estos son los parámetros básicos requeridos para llevar a cabo un estudio de cortocircuito y una coordinación de protecciones para una instalación eléctrica.

En este punto es conveniente mencionar algunas recomendaciones que pueden ayudar a evitar la ocurrencia de un cortocircuito.

- a) El aislamiento de los conductores tiene que corresponder a su función, es decir, a la tensión del circuito en que se instalen y a las condiciones de su servicio.
- b) La sección o calibre de los conductores debe ser tal que su calentamiento en las condiciones reales del servicio no alcance una magnitud peligrosa.
- c) Los conductores tendidos deben tener protección segura contra deterioros mecánicos.
- d) Los conductores deben colocarse sobre aisladores que tengan suficiente resistencia mecánica y rigidez dieléctrica.
- e) Todos los puntos de empalme y derivaciones deben tener un aislamiento seguro.
- f) Al pasar a través de las paredes, el techo y el piso, los conductores deben estar protegidos contra la humedad y los deterioros mecánicos y químicos.

Es necesario aclarar que no son todas las medidas necesarias para evitar un cortocircuito, pero son los puntos que con mayor frecuencia tienden a ocasionar fallas.

En el siguiente subtema cubriremos lo concerniente a las normas y métodos que pueden ser aplicados al cálculo de cortocircuito.

#### 4.4.2 Normas y Métodos de Cálculo Aplicables.

En la NOM-001-SEMP-1994 no se hace referencia a algún método específico para realizar los cálculos de cortocircuito y la coordinación de protecciones, pero sí indican los requisitos con que debe cumplir una instalación eléctrica en condiciones de falla, algunas de las secciones más importantes son :

110 - 9	Capacidad Interruptiva.
230 - 65	Corriente de cortocircuito disponible.
240 - 12	Coordinación en un sistema eléctrico.
250 - 51	Trayectoria efectiva de puesta a tierra.
710 - 21(a)(f)	Interruptores.
710 - 21(5)	Capacidad de corriente nominal.
710 - 21(6)	Capacidad nominal de interrupción.
710 - 21(7)	Capacidad nominal de cierre.
710 - 21(8)	Capacidad momentánea.
710 - 21(9)	Tensión máxima nominal.
710 - 21(b)(1)	Fusibles .
710 - 21(b)(2)	Capacidad de interrupción.
710 - 21(b)(3)	Tensión nominal.
710 - 21(b)(7)	Fusibles de Alta Tensión.
2103 - 5	Corriente en el conductor de puesta a tierra.
2401 - 7	Capacidad interruptiva y coordinación de protecciones.
2401 - 8	Requisitos generales del sistema de protección del usuario.



También existen algunas Normas Americanas como :

**ANSI C37.41-1974** Design Test for Distribution Cutouts and Fuse Links, Secondary Fuses, Distribution Enclosed Single-Pole Air Switches, Power Fuses, Fuse Disconnecting Switches, and Accesories.

**ANSI C37.13-1980** Low-Voltage AC Power Circuit Breakers Used in Enclosures.

**NEMA AB 1-1975** Molded-Case Circuit Breakers.

**NEMA SG 3-1975** Low-Voltage Power Circuit Breakers.

Hasta este momento no se ha hablado acerca de los procedimientos matemáticos que nos permitan realizar el cálculo de cortocircuito, simplemente se han mencionado algunos lineamientos generales que deben observarse durante un proyecto.

Ya que la NOM-001 no recomienda un método como el "oficial", se puede recurrir a cualquiera de los siguientes métodos, todos los cuales son válidos y el uso de uno u otro depende de su complejidad y de la rapidez y exactitud requerida en el estudio.

- 1.- El método de valores en Por Unidad (p.u.)
- 2.- El método Directo u Ohmico.
- 3.- El método de Zbus.
- 4.- El método de los MVA's.
- 5.- El método de Punto por Punto.
- 6.- El método del Bus Infinito.

Aunque en realidad éste último es un caso particular del primero, en el cual sólo se considera la falla trifásica.

En este trabajo sólo se dará una breve explicación del primer método, por ser este el más flexible a pesar de que es el más elaborado. Para estudiar los otros métodos consultar la bibliografía al final de este trabajo.

#### 1.- Método de valores en Por Unidad (p.u.)

El primer paso para calcular la corriente de cortocircuito simétrico, es establecer una base de potencia en KVA o MVA y una base de tensión en KV, una vez determinadas estas bases se obtienen las bases de corriente en Amperes y las bases de impedancia en Ohms para cada zona de diferente tensión, debiéndose recordar que la base de potencia es la misma para todas las zonas que existan.

Convertir todas las impedancias de alimentadores, motores, transformadores, etc. a valores en por unidad en dichas bases. Después puede reducirse a una sola impedancia en el punto de falla por combinaciones sucesivas serie o paralelo o por transformaciones delta-estrella, lo anterior no es mas que la aplicación del teorema de Thevenin al sistema.

La corriente de corto circuito se puede obtener por medio de la siguiente relación :

$$I_{PU} = E_{PU} / X_{PU}$$

Donde  $E_{PU}$  es la tensión en por unidad en el punto considerado antes de que ocurra la falla, por lo que tiene un valor de 1 p.u. y  $X_{PU}$  es la impedancia equivalente de secuencia positiva en el punto de falla en p.u.

La corriente en amperes se determina multiplicando la corriente en por unidad por la corriente base :

$$I = I_{PU} \times I_{BASE}$$

En general este es el procedimiento para el cálculo de la falla trifásica, sin embargo, para la falla monofásica se requiere de la teoría de las componentes simétricas y de los diagramas de las redes de secuencia positiva, negativa y cero. De la combinación de las reactancias de dichos diagramas se obtiene la reactancia equivalente en el punto de falla en estudio. Las impedancias de secuencia se designan como :

- Z1 :** Impedancia de secuencia positiva
- Z2 :** Impedancia de secuencia negativa
- Z0 :** Impedancia de secuencia cero

Estos valores representan las impedancias del sistema al flujo de corrientes positivas, negativas y de secuencia cero. Las máquinas síncronas tienen valores típicos de reactancias (Todas ellas de secuencia positiva) :

- X'' =** Reactancia Subtransitoria
- X' =** Reactancia transitoria
- Xs =** Reactancia síncrona

La reactancia de secuencia negativa (X2) generalmente es igual a la subtransitoria, la reactancia de secuencia cero (X0) generalmente es menor que las otras.

Los transformadores tienen reactancias de secuencia positiva y negativa iguales  $X1 = X2$ . La reactancia de secuencia cero X0 también tiene el mismo valor excepto en los transformadores tipo acorazado

Las corrientes de secuencia cero no fluyen si el neutro del transformador no está conectado a tierra, cuando dichas corrientes no fluyen  $X_0$  se considera infinita (circuito abierto).

En los transformadores conectados en delta - estrella, la corriente de secuencia cero puede fluir a través del neutro de la estrella si el neutro se conecta a tierra. No hay corrientes de secuencia cero que fluyan en el lado de la conexión delta.

En un transformador conectado en estrella - estrella con neutros conectados a tierra, las corrientes fluyen tanto en el primario como en el secundario. Las resistencias de los devanados del transformador normalmente no se toman en cuenta en los cálculos de cortocircuito, excepto cuando se aplican algunas normas para la selección de interruptores.

En los conductores las reactancias de secuencia positiva y negativa se consideran iguales y la reactancia de secuencia cero dependerá de las vías de retorno para la corriente de esta secuencia.

No entraremos aquí en la teoría de las componentes simétricas, en la deducción de las ecuaciones para los diferentes tipos de fallas ni en la teoría de los sistemas en Por Unidad, ya que excede en mucho el objetivo de este trabajo. En este trabajo sólo se mostrará la aplicación práctica de estas teorías.

**Coordinación de Protecciones.**

El estudio de coordinación que realizaremos es, como ya se menciona, el que utiliza Fusibles en Alta Tensión e Interruptores Termomagnéticos en Baja Tensión. Este esquema se utiliza para la protección integral de transformadores, instalando en el primario fusibles tipo expulsión, limitadores de corriente o una combinación de éstos, y en el secundario un interruptor termomagnético de baja tensión (Aunque pueden usarse también fusibles renovables)

**Protección del Transformador.**

La principal función de la protección de transformadores es la desconexión de éstos del sistema primario, reduciendo los daños y disturbios al mínimo. Los tipos de protección pueden abarcar los siguientes aspectos :

- 1.- Protección contra sobrecarga : Esta se requiere debido a la elevación de temperatura causada por las sobrecorrientes de gran duración, que pueden deteriorar el aislamiento de los devanados.
- 2.- Protección por Cortocircuito : Esta previene los efectos electrodinámicos y térmicos debidos a las corrientes de cortocircuito causadas por una falla ajena al transformador.
- 3.- Protección por Fallas Internas : Esta trata de minimizar el daño dentro de un transformador fallado y aislarlo del resto del sistema.

El criterio para seleccionar un fusible está dado en función de las características del sistema de suministro, como : Tensión nominal y capacidad de cortocircuito en el punto de alimentación, así como de las características propias del transformador, tales como : curvas de daño y curvas de energización (inrush)

Curva de Daño : Es la curva diseñada por el fabricante, donde se indica la vida útil del transformador, la cual disminuye al alcanzar dichos valores de corriente y tiempo.

Curva de Energización : Es la curva formada básicamente por cuatro puntos, donde el transformador alcanza valores de corrientes transitorias durante su puesta en servicio.

Al seleccionar el fusible se debe verificar que las curvas Tiempo-Corriente se encuentren entre la curva de daño del transformador a proteger desplazada a la derecha y la curva de energización desplazada a la izquierda, teniéndose que coordinar con la protección del lado secundario para complementar la protección del equipo. La curva de daño del transformador es proporcionada por el fabricante, sin embargo, cuando no es posible obtener ésta información se pueden tomar los criterios proporcionados en las siguientes normas :

1.- **P784/D4** de la Norma **ANSI C57.12.00**, para transformadores autoenfriados en aceite, con capacidades entre 1 y 500 KVA.

2.- **ANSI C57.91**

En cuanto a la curva de energización el criterio que generalmente se emplea es el siguiente :

Corriente Transitoria.	Veces la corriente nominal.	Tiempo [segundos]
INRUSH	25	0.01
	12	0.10
CARGA	6	1.00
FRIA	3	10.00

La corriente de Carga Fría se produce debido a la energización súbita del transformador, el cual experimentó previamente una interrupción.

Recordando que la curva I-t del fusible, debe quedar entre la curva de energización y de daño del transformador, así mismo, el interruptor termomagnético DEBE SELECCIONARSE DE ACUERDO CON LA CORRIENTE NOMINAL DEL SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR, de tal forma que para lograr la coordinación adecuada DEBEN REFERIRSE TODOS LOS VALORES DE CORRIENTES A UN MISMO NIVEL DE TENSION, YA SEA EN EL ALTA TENSION O EN BAJA TENSION, cuidando que sean cubiertos todos los puntos de la curva de daño del transformador.

#### 4.4.3 Cálculo de Cortocircuito y Coordinación de Protecciones.

Como se mencionó antes, para el cálculo de cortocircuito se requieren conocer las impedancias de los elementos del sistema como son : motores, transformadores y conductores.

El diagrama unifilar debe indicar todos los elementos que integran la instalación eléctrica, tales como generadores, motores, transformadores, alimentadores, reactores limitadores de corriente, etc., con sus potencias y tensiones nominales, así como sus impedancias referidas a sus características eléctricas nominales. Estas impedancias generalmente las proporcionan los fabricantes del equipo o se pueden obtener valores razonables de algunas Normas, por ejemplo, la Norma CCONNIE 2.1-2, la Norma ANSI/IEEE std 242-1986 y la Norma IEEE 147-1976, proporcionan valores típicos de impedancias para transformadores, reactancias de máquinas rotatorias y conductores eléctricos.

##### **Cálculo de Cortocircuito**

Se determinaran las corrientes de cortocircuito en los buses de 6000, 440 y 220 Volts de la instalación, para verificar las capacidades interruptivas de los dispositivos de protección contra sobrecorriente y diseñar la red de tierras de la planta.

Procedimiento : Se obtendrán los valores de corriente de cortocircuito a partir de la reactancia equivalente de Thevenin en cada punto de falla, utilizando valores en Por Unidad, considerándose para las cargas de motores una reactancia subtransitoria igual a 25 % (0.25 pu).

No hay contribución de corriente al punto de falla por parte de las cargas de alumbrado.



Se considerarán las reactancias de los conductores únicamente para el cálculo de cortocircuito trifásico. En lo que se refiere al cálculo del cortocircuito monofásico, no se considerarán las reactancias de los conductores alimentadores, esto con la finalidad de introducir un margen de seguridad al calcular la máxima corriente de falla a tierra que se usará en el diseño de la red de tierras.

De los cuadros de cargas vemos que sólo el CCM y el tablero TAB-B cuentan con motores, por lo tanto son los únicos a considerar en este cálculo.

- 1.- Seleccionamos como Potencia Base la Capacidad del Transformador : 750 KVA o 0.750 MVA.
- 2.- Seleccionamos como voltaje base la tensión primaria de 6000 Volts.

De acuerdo con el diagrama unifilar, podemos ver que se cuenta con tres zonas, la primera es la de 6000 Volts, la segunda es la de 440 Volts y la tercera es la de 220 Volts, por lo que la propagación de bases queda como sigue :

Zona Base	I	II	III	Unidades
$S_B$	0.750	0.750	0.750	MVA
$V_B$	6	0.440	0.220	KV
$I_B$	72.168	984	1968	Amp.
$Z_B$	48	0.258	0.0645	Ohms.

Del diagrama Unifilar del CCM presentado anteriormente y con las anteriores consideraciones, obtenemos el valor de la reactancia equivalente del mismo, referido a su zona.

$$X_{CCM} = 0.375$$

Las reactancias de los transformadores son : Referidas a la nueva base de potencia :

TR-1

$$X_{T1} = 0.05$$

TRS-1

$$X_{T2} = 0.35$$

Los motores del tablero TAB-B son :

$$X_B = 46.875$$

El sistema de suministro : Considerando que en el punto de acometida se dispone de una potencia de cortocircuito igual a :

Trifásico : 150 MVA

Monofásico : 80 MVA

Reactancia de cortocircuito trifásico :

$$X_{SISTEMA} = 0.005$$

Reactancia de cortocircuito monofásico :

De la ecuación :  $I_0 = E/(X_1 + X_2 + X_0)$ , despejando  $X_0$  se tiene que :

$$X_0 = (E/I_{A0}) - 2X_1, \text{ ya que } X_1 = X_2$$

$$X_0 = 0.0181$$

Todo lo anterior expresado en Por Unidad.

Las reactancias de secuencia positiva (y negativa) de los alimentadores, están tomadas de la tabla 10 de la Norma ANSI/IEEE std-242-1986. En función de lo anterior, los diagramas de secuencia positiva, negativa y cero para el cálculo de cortocircuito quedan como se muestra a continuación :

DIAGRAMA DE REACTANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA  
 PARA CALCULO DE CORTOCIRCUITO TRIFASICO.

198

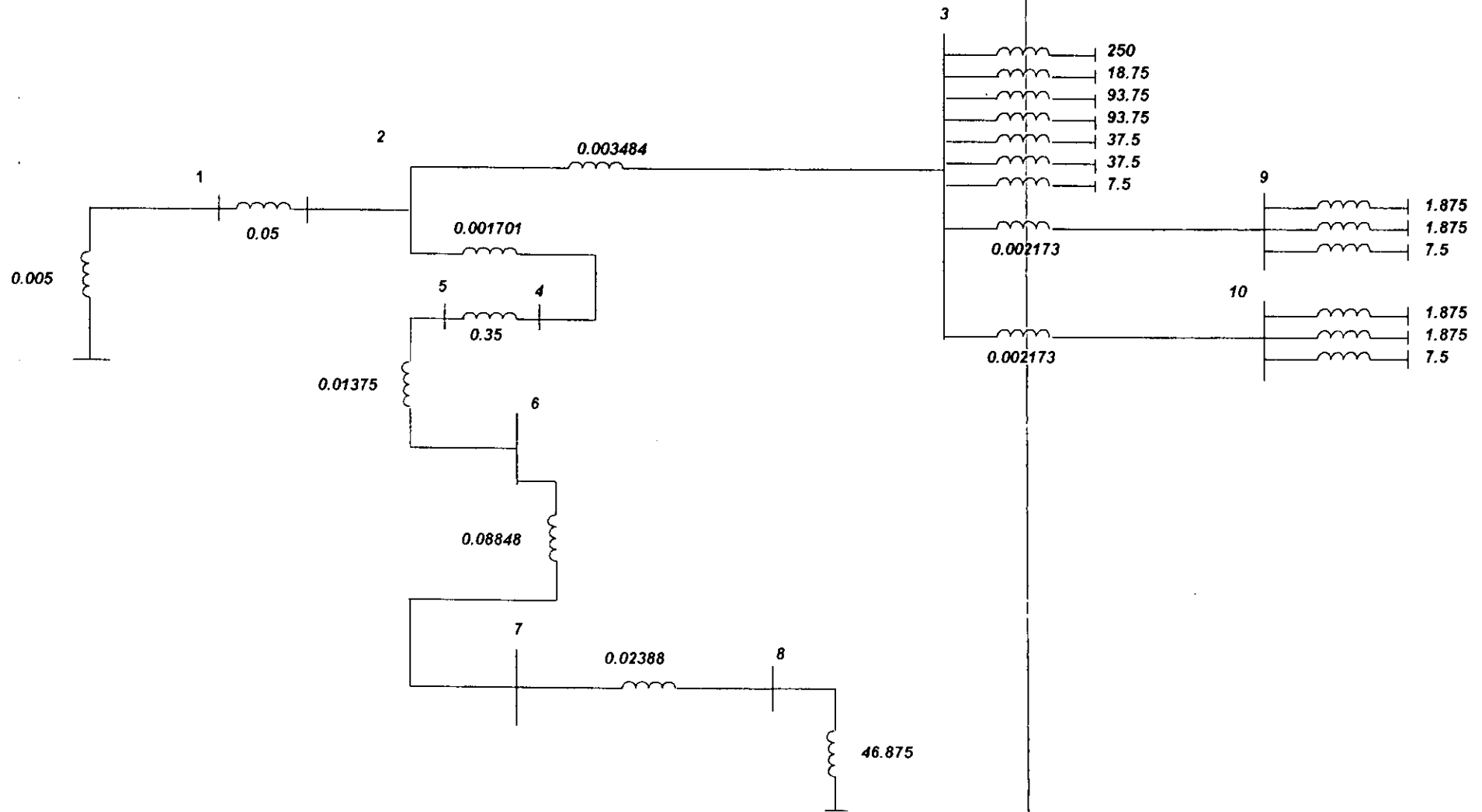


Fig. IV.4

DIAGRAMA DE REACTANCIAS DE SECUENCIA CERO.  
PARA CALCULO DE CORTOCIRCUITO MONOFASICO.

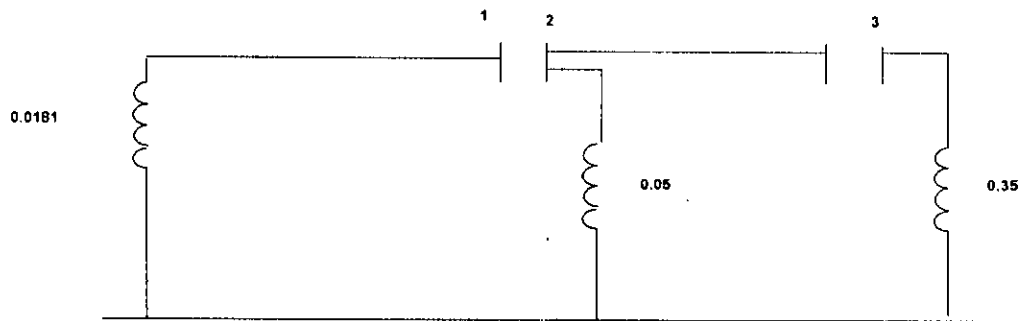


Fig. IV.5

Resulta evidente que el cálculo manual de cortocircuito es bastante laborioso, por lo que haremos uso de un programa de cómputo, el cual nos calcula los valores de cortocircuito en cada bus y las contribuciones de los demás elementos al bus bajo estudio, todo en valores en Por Unidad, por lo que para obtener sus valores en Amperes, se deberán multiplicar por su respectiva corriente base.

Las hojas adjuntas muestran el resultado de los cálculos, tanto trifásico como monofásico, en donde podemos observar la corriente total en cada bus y los elementos que contribuyen a dicha corriente. Para verificar la capacidad interruptiva de los dispositivos de protección se debe determinar el flujo de corriente que pasa por cada uno de ellos y comparar el valor obtenido contra el especificado por el fabricante, debiendo ser éste último mayor al calculado.

Las figuras IV.6 y IV.7 muestran los flujos de corriente por los dispositivo de protección contra sobrecorriente de los Buses 1 y 2, de donde podemos determinar sus capacidades interruptivas adecuadas (para los demás buses el procedimiento es el mismo). Para la zona de 220 Volts, la corriente de cortocircuito máxima será siempre menor de 5000 amperes y ya que la capacidad interruptiva de los dispositivos de protección utilizados es de 10,000amperes, no hay necesidad de verificar sus capacidades. En cuanto a los interruptores derivados del CCM, se puede demostrar que éstos requieren una capacidad interruptiva mínima de 25 KA (Valor comercial). En lo que respecta al cortocircuito Monofásico, podemos hacer las siguientes observaciones :

- 1.- Bus 1, de Alta Tensión : 7,736.20 Amperes.
- 2.- Bus 2, Tablero " TG " : 20,242.84 Amperes.
- 3.- Bus 3, Tablero " TSG-2 " : 5181.74 Amperes.

Como podemos ver, la máxima corriente de falla a tierra es la que se presenta en el Bus 2 (Tablero " TG "), por lo que será la que utilice para el diseño de la red de tierras.

BUS : 1 ALTA TENSION

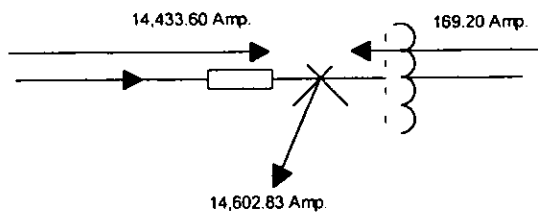


Fig. IV.6 Flujo de Corriente por el Fusible de Alta Tension

BUS 2 : TAB GRAL. "TG"

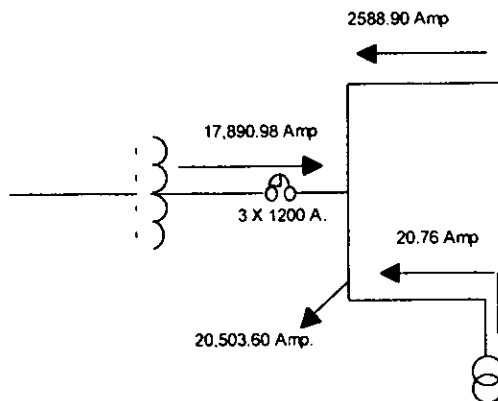


Fig. IV.7 FLUJO DE CORRIENTE POR INTERRUPTOR DE BAJA TENSION

FAULT CURRENTS FOR : MESA VIBRADORA, INSTITUTO DE INGENIERIA, U.N.A.M.						
FAULT BUS	THREE-PHASE FAULT CURRENT PER UNIT	MOTOR LINE OR TRSF	BUS TO BUS			CONTRIBUTIONS TO FAULT CURRENT PER UNIT
1	202.346	SYSTEM	GRND	-	1	200.0000
		T1	2	-	1	2.3446
2	20.837	L1	3	-	2	2.6310
		L2	4	-	2	0.0211
		T1	1	-	2	18.1819
3	19.777	M1	GRND	-	3	0.0040
		M2	GRND	-	3	0.0533
		M3	GRND	-	3	0.0107
		M4	GRND	-	3	0.0107
		M5	GRND	-	3	0.0267
		M6	GRND	-	3	0.0267
		M7	GRND	-	3	0.1333
		L1	2	-	3	17.0935
		L6	9	-	3	1.1937
		L7	10	-	3	1.1937
4	20.128	L2	2	-	4	20.0207
		T2	5	-	4	0.0211
5	2.523	L3	6	-	5	0.0213
		T2	4	-	5	2.5017
6	2.440	L3	5	-	6	2.4184
		L4	7	-	6	0.0213
7	2.013	L4	6	-	7	1.9921
		L5	8	-	7	0.0213
8	1.923	M14	GRND	-	8	0.0213
		L5	7	-	8	1.9018
9	19.061	M8	GRND	-	9	0.5333
		M9	GRND	-	9	0.5333
		M10	GRND	-	9	0.1333
		L6	3	-	9	17.8103
10	19.061	M11	GRND	-	10	0.5333
		M12	GRND	-	10	0.5333
		M13	GRND	-	10	0.1333
		L7	3	-	10	17.8103



## COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Proyecto Electrico de la Nueva Mesa Vibradora  
Instituto de Ingenieria, U.N.A.M.

FALLAS DE UNA FASE A TIERRA		(Valores en p.u., Magnitud y Angulo)				
Falla en	Ia	Ib	Ic	Va	Vb	Vc
1 BUS-AT	107.209 -90.00	.000 .00	.000 .00	.000 .00	1.301 -138.25	1.301 138.25
De 0 Fuente	106.372 -90.00	.418 -90.04	.418 -90.04	1.000 .00	1.000 -120.00	1.000 120.00
De 2 BUS-TG	.837 -89.98	.418 89.96	.418 89.96	.689 -.00	.932 -111.68	.932 111.68
		Zth (+)=	.00000+ j	.00494		
		Zth (0)=	.00000+ j	.01810		
2 BUS-TG	20.572 -90.00	.000 .00	.000 .00	.000 .00	1.007 -120.70	1.007 120.70
De 0 Fuente	8.609 -90.00	5.981 -90.00	5.981 -90.00	1.000 .00	1.000 -120.00	1.000 120.00
De 3 TSG-2	.014 -89.30	.007 88.56	.007 88.55	.348 -.01	.883 -101.35	.883 101.36
De 1 BUS-AT	11.948 -90.00	5.974 90.00	5.974 90.00	.940 .00	.985 -118.50	.985 118.50
		Zth (+)=	.00000+ j	.04792		
		Zth (0)=	.00000+ j	.05000		
3 TSG-2	2.633 -90.00	.000 .00	.000 .00	.000 .00	.981 -118.02	.981 118.02
De 0 Fuente	.892 -90.01	.870 -90.01	.870 -90.01	1.000 .00	1.000 -120.00	1.000 120.00
De 2 BUS-TG	1.741	.870	.870	.916	.980	.980

Sin embargo, hay que recordar que la zona geográfica donde está ubicado el predio está formada por terreno rocoso (Ciudad Universitaria), por lo que será necesario hacer algunas consideraciones especiales en el diseño de la Red de Tierras.

Una opción es hacer uso de un reactor limitador de corriente conectado en el neutro del transformador, de tal forma que la corriente sea llevada a un valor tal que permita mantener las tensiones críticas dentro de valores seguros que eviten accidentes mortales, además de realizar un tratamiento químico del terreno donde se instalará la red de tierras, sin embargo, al reducir la corriente de falla de fase a tierra se tiene el inconveniente de provocar excesivas sobretensiones (aprox). de 2 p.u.) en la zona de 440 Volts, por lo que se deberá estudiar otra alternativa.

Más adelante se mostrará la solución propuesta para este serio problema.

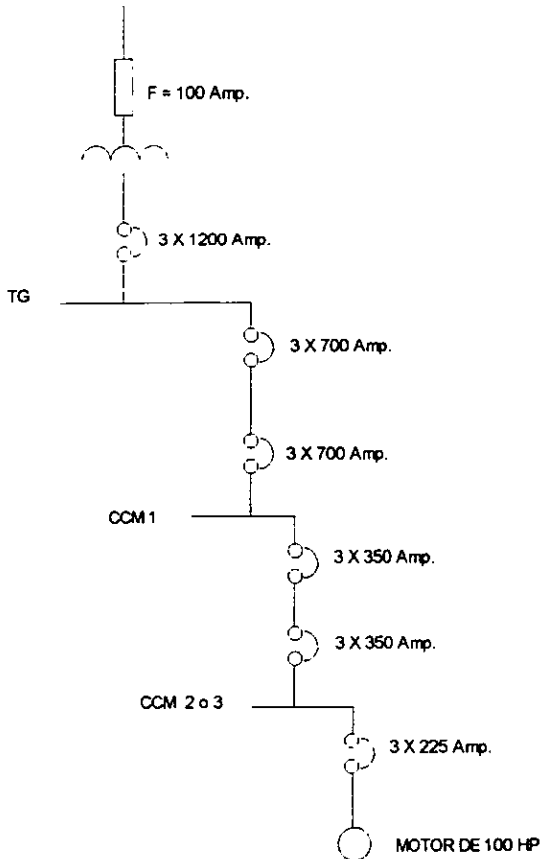
#### **Coordinación de Protecciones**

La coordinación de protecciones se lleva a cabo tomando como base las gráficas Tiempo-Corriente de los dispositivos de protección contra sobrecorriente usados en el proyecto.

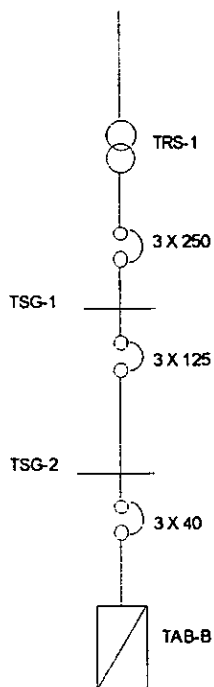
Para llevar a cabo un estudio de coordinación de protecciones, lo primero que se debe observar es que todos los valores de corriente se deben referir a un mismo nivel de tensión, es decir, si se tienen diferentes niveles de tensión, se debe seleccionar un nivel, y referir a ése nivel todos los cálculos efectuados ya que de no hacerlo se tendrán incongruencias en dichos valores, por lo que la coordinación no será correcta.

Sin embargo, en la práctica no se acostumbra coordinar todos y cada uno de los interruptores de baja tensión, sino solamente aquellos interruptores de mayor calibración de cada tablero (interruptor principal y derivado), ya que las curvas de estos interruptores quedan más a la derecha de las curvas de los interruptores de menor calibración asegurando con ello la coordinación.

Para este estudio analizaremos los dos esquemas de protección que se muestran a continuación :



ESQUEMA No. 1



ESQUEMA No. 2

Los pasos a seguir son los siguientes:

- 1.-Graficar la curva de daño del transformador de acuerdo con los datos del fabricante, si no es posible, se puede hacer uso de alguna de las normas antes mencionadas.
- 2.-Graficar la curva de energización del transformador de acuerdo con el criterio antes expuesto.
- 3.-Trasladar la curva de Fusión del Fusible de Alta Tensión seleccionado y verificar que ésta se localice en medio de las dos curvas anteriores.

4.-Se trasladan las curvas características ( I - t ) de cada interruptor a la misma hoja de coordinación en donde se han graficado las curvas anteriores. Para ello se toman puntos tiempo-corriente de las hojas proporcionadas por el fabricante y luego se grafican en una sola hoja de coordinación, debiéndose tomar la mayor cantidad de puntos para que la curva obtenida sea lo más aproximada a la original y así con todas las curvas que se requieran. Es necesario aclarar que, no siempre es posible una coordinación en la que no se traslapen algunas curvas, para ello, las curvas de los interruptores tienen los límites de ajuste ALTO y BAJO, por lo que se debe seleccionar la curva con el límite de ajuste que permita un traslape mínimo entre curvas.

El traslape de dos curvas indica que existe la posibilidad de que cualquiera de los dos interruptores "traslapados" opere, es decir, puede operar el interruptor de protección o el interruptor de respaldo o incluso ambos. Para dar una solución al problema anterior, se puede hacer lo siguiente : Hacer uso de los límites de ajuste que permite el dispositivo y tratar de "recorrer" la curva hacia la izquierda o hacia la derecha, dependiendo del límite utilizado, sin embargo, para hacer esto se necesita que exista el espacio suficiente, de tal forma que al mover la curva no se traslape con otra.

Si aún con esto no es posible evitar el traslape, se deberá tomar una decisión respecto a que equipos pueden en un momento determinado quedar fuera de operación sin dejar fuera a toda la instalación.

De la hoja de coordinación No.1 podemos apreciar que las curvas 3 y 4 presentan un traslape (3P X 350 y 3P X 225), lo que significa que en caso de falla en el motor de 100 HP, existe la posibilidad de que opere no solo el interruptor de protección ( 3P X 225), sino también el interruptor de respaldo (3P X 350) dejando fuera de operación a todo el CCM ( 2 o 3 ) y no únicamente al motor de 100 HP como debería ocurrir.

Sin embargo, a pesar de que los interruptores tienen la posibilidad de cambiar el límite de ajuste, en este caso en particular no es posible, ya que estas fueron ajustadas en límite bajo, por lo que la opción sería ajustarlas en límite alto, lo cual equivale a "mover" todas las curvas hacia la derecha, lo cual tiene como consecuencia que la curva del interruptor de 3P x 1200, ya no brinda protección completa al transformador, con el riesgo de sufrir serios daños en caso de falla, lo anterior justifica el permitir que se traslapen las curvas de 3P x 225 y 3P x 350 Amperes.

Como se puede ver en la hoja de coordinación No.1, se graficarán cinco curvas de interruptores termomagnéticos, que son, para el primer esquema :

- 1.- 3 x 1200 Amp. Interruptor principal del tablero TG.
- 2.- 3 x 700 Amp. Interruptor principal del CCM No.1 .
- 3.- 3 x 350 Amp. Interruptor principal del CCM No.2 .
- 4.- 3 x 225 Amp. Interruptor derivado del CCM No.2.
- 5.- 3 x 125 Amp. Interruptor del transformador tipo seco.

Ya que la coordinación es en serie, se debe verificar lo siguiente para el primer esquema :

- 1.- Si ocurre una falla en un motor de 100 HP del CCM No.2 o 3, primero debe operar la protección del mismo, es decir, deberá operar primero el interruptor de 3 x 225 Amp.(Protector), pero debido al traslape existe la posibilidad de que opere también el interruptor de 3 x 350 Amperes (Respaldo).
- 2.- Si éstas protecciones fallan, deberá operar el interruptor principal del CCM No.1, es decir, el interruptor de 3 x 700 Amp.
- 3.- Finalmente, si ninguna de las protecciones anteriores opera, el que debe operar es el interruptor principal del tablero general ( TG ), es decir, el interruptor de 3 x 1200 Amp.

Aunque por lo general lo anterior raramente sucede, sin embargo, no es imposible que ocurra, de ahí la necesidad de realizar la coordinación. El interruptor de 3P x 125 se graficó para mostrar porque en la práctica sólo se grafican los interruptores de mayor calibración, ya que a menor calibración de interruptor, las curvas de los mismos se encuentran mas desplazadas hacia la izquierda, evitando así el riesgo de traslape con los demás interruptores.

En cuanto al segundo esquema se graficaron los siguientes interruptores :

- 1.- 3P x 250 Amp. Interruptor del Tablero TSG-1.
- 2.- 3P x 125 Amp. Interruptor del Tablero TSG-2.
- 3.- 3P x 40 Amp. Interruptor del tablero B.

Como puede apreciarse en la hoja de coordinación No.2, también se presenta un traslape, aunque de consecuencias diferentes del anterior. En este caso el traslape no implica que en caso de falla en el tablero "B" puedan operar los interruptores de 3P x 40 y 3P x 125 Amperes simultáneamente. Lo que significa es que el interruptor de 3P x 125 Amp. operará contra fallas de alta capacidad, es decir, si se presenta una corriente súbita muy alta (mayor que la que pueda manejar el interruptor de 3x 40), el primero en operar será el interruptor de 3 x 125, protegiendo así al interruptor de 3P x 40 y la carga asociada al mismo.

Si éste no opera, el que operará será el interruptor de 3P x 250 Amperes de acuerdo con la hoja de coordinación No.2.

### Cálculo de la Capacidad Momentánea del Interruptor

La capacidad interruptiva durante el primer ciclo (momentánea) del interruptor de Alta Tensión se puede calcular aplicando la siguiente Norma **IEEE STD-80**, tomando en cuenta las recomendaciones de la sección 710-21(8) de la NOM-001, que dice : " La capacidad Momentánea de un interruptor no debe ser menor que la máxima corriente de falla asimétrica en el punto de su instalación ".

Para este estudio, todas las reactancias subtransitorias de las máquinas rotatorias deberán multiplicarse por los factores correspondientes de la tabla 1 de la norma ANSI C37.5-1979.

Para calcular la corriente de cortocircuito se divide el voltaje de prefalla en por unidad entre la impedancia equivalente en por unidad en el punto de falla y se multiplica por la corriente base.

Esta corriente multiplicada por un factor de 1.026 (IEEE STD-80, X/R = 10 y T= 0.5 seg ) nos dará la corriente asimétrica de cortocircuito :

$$I_{CCASIM} = 1.026 I_{CCSIM}$$

Donde :

$I_{CCASIM}$  = Corriente de cortocircuito asimétrica [KA]

$I_{CCSIM}$  = Corriente de cortocircuito simétrica [KA]

De acuerdo con la norma, se deben tomar en cuenta sólo los motores de más de 50 HP y multiplicar sus reactancias subtransitorias por el siguiente factor :

1.2

para motores de 50 hasta 250 HP.



La siguiente hoja muestra el cálculo de cortocircuito realizado con las consideraciones antes mencionadas, de donde se tiene lo siguiente :

En el bus No. 1. Alta Tensión.

$$I_{CCSIM} = 201.623 \text{ p.u.}$$

$$I_B = 72.168 \text{ amperes}$$

$$I_{CCSIM} = 201.623 \times 72.168 = 14,550.72 \text{ Amp.}$$

$$I_{CCASIM} = 1.026 \times 14,550.72$$

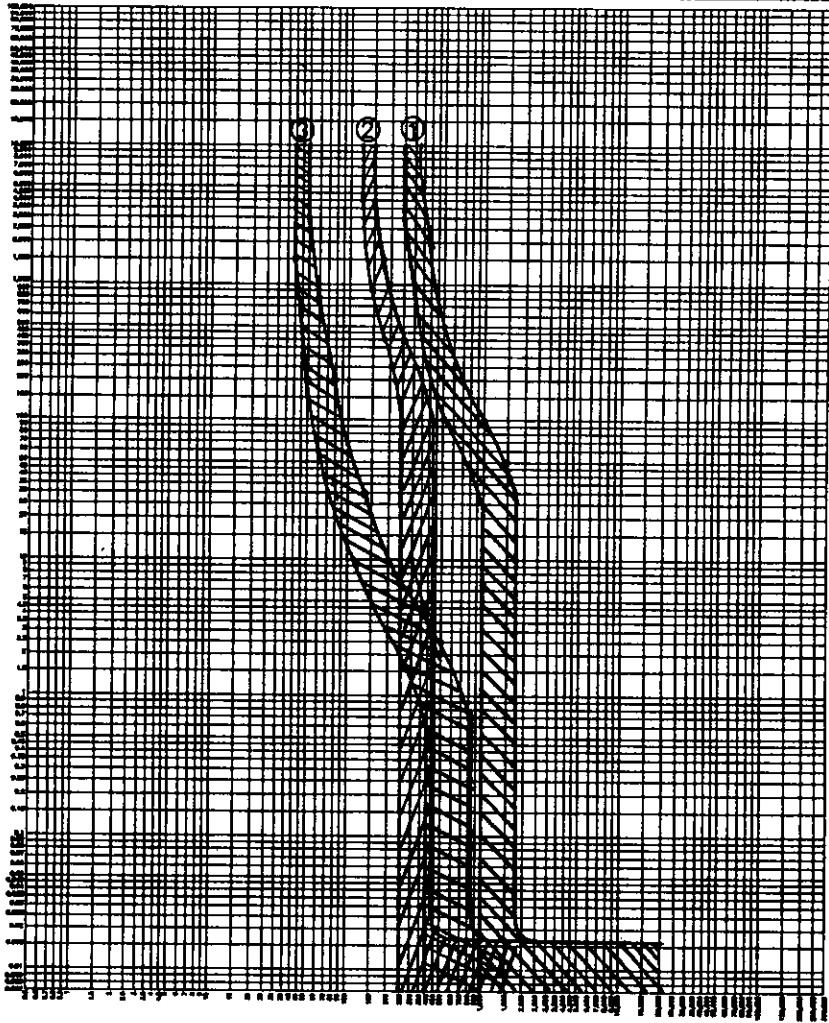
$$I_{CCASIM} = 14,929.00 \text{ Amperes}$$

Del valor anterior se tiene que el interruptor de alta tensión deberá tener una capacidad momentánea no menor del valor calculado.

FAULT CURRENTS FOR : MESA VIBRADORA, INSTITUTO DE INGENIERIA, U.N.A.M.						
FAULT BUS	THREE-PHASE FAULT CURRENT PER UNIT	MOTOR LINE OR TRSF	BUS TO BUS		CONTRIBUTIONS TO FAULT CURRENT PER UNIT	
1	201.623	SYSTEM	GRND	-	1	200.0000
		T1	2	-	1	1.6236
2	19.949	L1	3	-	2	1.7666
		T1	1	-	2	18.1818
3	18.872	M1	GRND	-	3	0.4444
		M2	GRND	-	3	0.4444
		M3	GRND	-	3	0.4444
		M4	GRND	-	3	0.4444
		L1	2	-	3	17.0938



			2
			2



① 3X250	② 3X125	③ 3X40			

HOJA DE COORDINACIÓN No. 2



#### 4.5 SISTEMAS DE TIERRAS Y PARARRAYOS.

En los inicios del uso de la electricidad en forma comercial, los sistemas de puesta a tierra se usaban para tener un voltaje más de referencia, con el transcurso del tiempo se le han encontrado otras aplicaciones. Actualmente se utilizan para limitar las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a fenómenos transitorios en los circuitos, así como limitar la diferencia de potencial a tierra del circuito durante su operación normal.

Una conexión sólida a tierra facilita también la operación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente, en casos de falla a tierra, así como también los dispositivos de protección contra sobretensiones (apartarrayos). En los diseños de las redes de tierra se están teniendo mayores cuidados, ya que el uso generalizado de los sistemas de cómputo y comunicaciones y en general equipos con componentes electrónicos no pueden permitir elevaciones de potencial.

Los diseños para media tensión se basan principalmente en evitar los potenciales peligrosos, mientras que los diseños en baja tensión, denominados como tierra física, se basan en el valor de resistencia a tierra. Además, se debe estar consciente de que no es lo mismo diseñar una red de tierra en un terreno húmedo que en un terreno rocoso, mientras en el primero el costo es muy bajo, en el segundo se puede llegar a tener un costo muy elevado.

##### **El Suelo como Conductor Eléctrico**

En los sistemas con neutro a tierra el suelo se comporta como un conductor eléctrico. Las características del suelo son tan diferentes en este aspecto, que hay que suelos que no conducen electricidad, es decir, son aislantes, por otro lado hay suelos que son buenos conductores de la electricidad como los suelos húmedos.

Para conocer que tan buen conductor es el suelo, es necesario conocer su resistividad o resistencia específica, las rocas, arenas y suelos secos tienen una alta resistividad y por ello no conducen electricidad, en cambio los suelos con alto contenido de humedad tienen baja resistividad, lo que los hace buenos conductores eléctricos.

En la ciudad de México en general el suelo es muy heterogéneo, teniendo zonas localizadas como : Roca en el sur, Tepetate y Arena en el poniente, tierra húmeda en el oriente, etc. Sin embargo no tenemos un mapa con el tipo de terreno bien definido y el tipo de suelo puede cambiar de características en unos cuantos metros.

### **Pararrayos**

El flujo de corriente que procede de una descarga atmosférica sobre objetos o edificios puede causar daños importantes como consecuencia del calor y de los esfuerzos mecánicos. Los perjuicios que pueden ser causados por la caída directa de rayos sobre edificios o equipos sólo pueden ser evitados por medio de una protección total de los mismos.

La protección de las estructuras contra los efectos de las descargas atmosféricas se basa en la colocación de un medio de conducción de baja resistencia que desvíe la descarga directamente a tierra. En otras palabras, el principio fundamental de la protección contra descargas atmosféricas es proporcionar los medios adecuados para que una descarga pueda incidir con seguridad sobre una construcción y sea conducida en forma inofensiva hasta tierra, de manera que no origine daños durante su recorrido.

Existen varias teorías para explicar la acumulación de cargas eléctricas en las nubes, sin embargo no es el propósito de este trabajo estudiarlas.

Factores que deciden sobre la necesidad de instalar o no un sistema de pararrayos.

1.- Frecuencia e intensidad de las tormentas. : La necesidad de protección varía con cada región, aunque no necesariamente en proporción directa a la frecuencia de tormentas ya que unas cuantas de gran intensidad pueden obligar al uso de una protección mayor que la necesaria para un gran número de ellas de menor intensidad.

2.- Valor y Naturaleza del Edificio y su Contenido. : La naturaleza del edificio se refiere al material de que está construido : Madera, acero, techos metálicos, etc. El contenido del edificio también debe considerarse en cuanto a que sea o no reemplazable. La presencia de polvos o materiales combustibles es un factor importante que deberá de tomarse en cuenta.

3.- Daños Personales. :Un factor importante a considerar es el efecto que puede producir una descarga sobre un edificio o construcción insegura y por consiguiente a sus ocupantes

4.- Exposición Relativa del Edificio. : Se refiere a la probabilidad que tiene un edificio de recibir descargas atmosféricas debido a su localización geográfica.

5.- Pérdidas Indirectas. : Son las pérdidas que acompañan a la destrucción de un edificio, tales como interrupción de negocios, operaciones, procesos de fabricación, etc.

#### 4.5.1 PARÁMETROS DE DISEÑO.

Los parámetros requeridos para el correcto diseño de una red de tierras son los siguientes :

- 1.- Resistividad Eléctrica del Terreno.
- 2.- Corriente Máxima de Falla a Tierra.
- 3.- Potenciales Máximos Tolerables por el ser Humano.
- 4.- Espacio Disponible para la Red de Tierras.

1.- Resistividad Eléctrica del Terreno : Para determinar las características del terreno, normalmente se obtienen muestras hasta una profundidad razonable que pueda permitir juzgar la homogeneidad y condiciones de humedad del mismo. Para determinar la resistividad eléctrica es conveniente hacer mediciones con métodos y aparatos aceptados para estos fines.

2.- Corriente Máxima de Falla a Tierra : Para determinar el valor correcto de la corriente máxima de falla que nos servirá en el cálculo de la red de tierras de la subestación, se seguirán los siguientes pasos :

a) Evaluar el tipo y localización de fallas de fase a tierra que contribuyan con los mayores flujos de corriente entre la malla y el terreno circundante, produciendo la mayor elevación en el potencial de la malla con respecto a tierra y los mayores gradientes de potencial en el área de la subestación.

b) Para cada uno de los tipos de fallas y basados en su tiempo de duración, determinar el valor del factor de decremento  $D_f$  para los efectos de asimetría de la onda de corriente de falla.

c) Establecer el valor del factor de proyección para obtener los márgenes adecuados debido al crecimiento de la instalación.



3.- Potenciales Máximos Tolerables por el ser Humano : Los potenciales máximos tolerables son :

a) Potencial de Paso : El potencial de paso es la diferencia de potencial que aparece entre los dos pies cuando una persona está parada en la superficie del terreno y en el cual se presenta un gradiente de potencial a causa de un flujo de corriente de falla.

b) Potencial de Contacto : El potencial de contacto es la diferencia de potencial a través del cuerpo de una persona entre una mano y los dos pies cuando está tocando un objeto o equipo aterrizado.

La magnitud del potencial de contacto dependerá del gradiente de potencial en el espacio de tierra que existe entre el objeto aterrizado o el conductor de la red y el punto en el cual la persona está parada. El potencial será más grande cuando la persona está parada en el centro de la malla. Este potencial de contacto máximo es conocido como " Potencial de Malla".

c) Potencial de Transferencia : Este potencial puede ser considerado como un caso especial del potencial de contacto. Una persona parada dentro del área de una subestación toca un conductor aterrizado en un punto remoto; o una persona parada en un punto remoto toca un conductor puesto a tierra en esta subestación. Aquí la tensión del choque eléctrico puede ser igual a la elevación total de potencial de la malla de tierra y no una fracción de este total que se encuentra con los potenciales de paso y contacto.

4.- Espacio Disponible para la Red de Tierras : Un problema frecuente en el diseño de una red de tierras es la falta de espacio, ya que la resistencia a tierra de la red depende en gran medida de la superficie que cubra.

## PARARRAYOS

Al realizar el diseño de un sistema de pararrayos deberán considerarse los siguientes aspectos:

1.- Selección de los puntos o partes que con mayor probabilidad estarán sujetas a descargas, con el objeto de instalar en éstos las puntas para recibir las, proporcionándoles una trayectoria directa a tierra. Las puntas pararrayos deberán colocarse a la suficiente altura sobre la estructura para evitar el riesgo de fuego causado por el arco.

2.- Los conductores deben instalarse de manera que ofrezcan la menor impedancia al paso de la corriente de descarga entre las puntas y tierra, la trayectoria más directa es la mejor. No deben tenerse curvas ni ondas muy cerradas ya que el arco podría saltar entre ellas.

La impedancia a tierra es, en la práctica, inversamente proporcional al número de trayectorias separadas, por lo que de cada punta deberán partir al menos dos trayectorias hacia tierra, si se conectan los conductores de tal forma que formen una reja o jaula que encierre a la estructura, se aumenta el número de trayectorias y por consiguiente se reduce la impedancia.

Estos son en términos generales las consideraciones fundamentales necesarias para el diseño de una Red de Tierras y un sistema de Pararrayos. A continuación se desarrolla el diseño de la red de tierra y el sistema de pararrayos considerando las normas que en su caso sean aplicables.

#### 4.5.2 NORMAS Y MÉTODOS DE DISEÑO APLICABLES.

Para el diseño de una red de tierras se pueden seguir las recomendaciones y procedimientos indicados en las siguientes normas y publicaciones :

- 1.- IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding. ANSI/IEEE Std 80-1986.
- 2.- Practical Grounding. Publ.143 . Copperweld Steel Company. 1972.
- 3.- Stevens, R. F. : Optimum Diameter, Spacing and Burial Depth of Grounding-Grid Conductor. AIEE Trans., Vol 80, parte 3.
- 4.- Thapar, B. y E. T. B. Gross : Grounding Grids for High-voltage Stations, IV, Resistance of Grounding Grids in non-uniform soil, IEEE Trans., Power Apparatus Systems.

En cuanto a los sistemas de pararrayos se tiene la siguiente norma :

- 1.- Lightning Protection Code. Edition 1992, NFPA 780.

Es necesario aclarar que las normas mexicanas no indican un método en particular para el diseño de redes de tierra y sistemas de pararrayos, sin embargo, presentan los requisitos básicos que deben cumplirse al proyectar una red de tierras o un sistema de pararrayos, y que son, entre otros, los siguientes :

- 250-46 Separación a los pararrayos.
- 250-81 Sistemas de electrodos de puesta a tierra.
- 250-83 Electrodo artificiales.
- 250-84 Resistencia de electrodos artificiales.
- 250-86 Uso de electrodos de pararrayos.

250-156 Diseño de sistemas de tierra.

2103-20 Electrodo de puesta a tierra.

2103-22 Electrodo artificial.

2103-32 Resistencia a tierra de electrodos.

2403-1 Sistema de tierras.

2403-2 Características del sistema de tierras.

Las secciones anteriores pertenecen a la NOM-001. y sus requisitos deben ser satisfechos de manera obligatoria al proyectar una red de tierras y un sistema de pararrayos.

#### 4.5.3 CÁLCULO DEL SISTEMA DE TIERRAS Y PARARRAYOS.

Como ya se mencionó, el primer paso para diseñar una red de tierras, es contar con un valor adecuado de la resistividad del terreno en donde se instalará dicha red. Hay varios métodos para medir la resistividad del terreno, entre los cuales tenemos los siguientes :

- 1.- Método de Wenner.
- 2.- Método de Lee.
- 3.- Método del electrodo central.

Para una mayor descripción de los métodos antes mencionados consultar la bibliografía.

El valor de resistividad usado en este diseño, se obtuvo de mediciones realizadas en campo. Estas mediciones fueron hechas con un MEGGER de cuatro puntas y usando el método propuesto por el Dr. Wenner del U.S. Bureau of Standards.

Las características del equipo utilizado son las siguientes :

EQUIPO :

MCA. ASSOCIATED RESEARCH, INC.  
VIBROGROUND, TESTING KIT.  
LAKE BLUFF, ILLINOIS 60044 U.S.A.  
FOUR POINTS VIBROGROUND  
EARTH RESISTIVITY TESTER  
MODELO : No.293A  
SERIE : No.5061  
RANGO : 0-1,0-10,0-100,0-10000 OHMS  
0-09,150,0000 OHMS/cm<sup>3</sup>  
AT. 10 FT. PROBE SPACINGS.

Con este equipo se realizaron las mediciones de resistividad, haciéndose varias pruebas con los electrodos enterrados a diferentes distancias.

Las lecturas obtenidas son las siguientes :

DISTANCIA [m]	LECTURA [ohms]	ESCALA	VALOR REAL [ohms]
1	0.58	100	58
2	0.43	100	43
3	0.22	100	22

Sustituyendo los datos en la siguiente ecuación, se obtiene :

$$R_T = 2 \times 3.1415 \times R \times L$$

MEDICION	L [m]	VALOR REAL [ohms]	RESISTIVIDAD [ohms-m]
1	1	58	<b>364.42</b>
2	2	43	<b>540.35</b>
3	3	22	<b>414.69</b>

De donde obtenemos un valor promedio igual a :

$$R_T = 439.82 \text{ ohms-m}$$

Es necesario aclarar que éste valor es el que corresponde a la capa de relleno orgánico (Tierra) que existe en el predio y la cual tiene un espesor aproximado de 1.5 metros y en algunos lugares tan sólo 30 cm. Posterior a esta capa, encontramos roca de tipo volcánico y a la cual se le considerará una resistividad del orden de los 5700 ohms-metro.

Lo anterior nos plantea un serio problema, ya que al tener roca a sólo 1.5 metros bajo el nivel de terreno, nos impide hacer uso de electrodos de tierra, los cuales por norma deben tener una longitud mínima de 2.40 metros y estar enterrados a una profundidad no menor que esta longitud (sección 2103-22(b)). Por otra parte, de los planos de conjunto podemos apreciar que el espacio destinado a la subestación es pequeño (3.6x7.5 metros), y ya que la resistencia a tierra de la red depende en gran medida del área que ocupará la misma, nos complica aún más el diseño.

Resumiendo, para el diseño de la red de tierras tenemos las siguientes condiciones :

- 1.- Alta resistividad.
- 2.- Espacio limitado para la red.
- 3.- Alta magnitud de corriente de falla a tierra.

En base a lo anterior podemos realizar un cálculo estimado del potencial de contacto máximo que puede tolerar una persona, bajo las siguientes consideraciones:

- 1.- Tiempo de apertura del interruptor : 0.5 seg.
- 2.- Capa superficial de roca triturada con  $R_s = 10,000$  ohms-m
- 3.- Para una persona con un peso de : 50 Kg.

con estos valores y con la magnitud de la corriente de falla a tierra podemos estimar la resistencia a tierra que requiere la red.

El potencial de contacto se puede calcular con la siguiente expresión, de acuerdo con la norma **ANSI/IEEE Std 80-1986** :

$$E_C = (1000 + 1.5 C_S \times R_S)0.116/(T)^{1/2}$$

Con :

Factor de reflexión :  $K = (R_T - R_S)/(R_T + R_S)$

Donde :

$R_T$ : Resistividad del terreno [ohms-m].

$R_S$ : Resistividad superficial [ohms-m] (roca triturada).

$$K = (5700 - 10000)/(15700) = -0.27$$

Con este valor y considerando un espesor de la capa de roca triturada igual a 20 cm, tenemos que :

$$C_S = 0.90$$

$$E_C = [1000 + 1.5(0.90)(10000)]0.116/(0.5)^{1/2}$$

$$E_C = 2378 \text{ volts.}$$

Ahora la resistencia a tierra mínima requerida para mantener los potenciales peligrosos dentro de los límites tolerables por el ser humano es :

$$R_G = E_C / I_G \quad (\text{ohms})$$

Donde :

$E_C$  : Potencial de contacto (Volts).

$I_G$  : Corriente máxima de malla (Amperes).

$R_G$  : Resistencia a tierra de la red (Ohms).



Considerando que el factor de proyección ( $C_p$ ) de la instalación es unitario, es decir, que no existirán incrementos considerables en la capacidad de la planta y una relación  $X/R = 10$ , tenemos lo siguiente:

$$C_p = 1$$

$$D_f = 1.026$$

Por lo que la corriente ajustada es :  $I_G = I_f \times D_f \times C_p$  (Amperes)

$$I_G = 20243 \times 1 \times 1.026 = 20,770 \text{ amperes}$$

Finalmente la resistencia a tierra mínima requerida es :

$$R_G = 2378 / 20770 \text{ Ohms}$$

$$R_G = 0.11 \text{ Ohms}$$

Del valor de  $R_G$  (resistencia a tierra de la red) se puede concluir que no es posible satisfacer los requisitos de seguridad en cuanto a los potenciales peligrosos, ya que es prácticamente imposible que con una malla se pueda llevar la resistencia a tierra a un valor tan pequeño, debido a las limitaciones de espacio para instalar la red y de la alta resistividad del terreno, por lo que la mejor solución desde el punto de vista de la seguridad del personal y de operación, es, instalar electrodos profundos. Si llevamos la resistencia a tierra a un valor menor o igual a 0.11 ohms, la tensión máxima que se presenta durante una falla, es decir, la tensión de malla será menor que la tensión de contacto en la cual pueda resultar dañada una persona que se encuentre en la subestación.

Para obtener dicho valor de resistencia a tierra, es necesario realizar una perforación en la roca, hasta obtener un valor igual o menor al requerido, una vez efectuada la perforación se pueden colocar varillas de Copperweld unidas con conectores o usar cable de cobre desnudo de calibre mínimo 4/0 AWG (este último es más barato que las varillas).

Por lo tanto, suponiendo que sea posible encontrar una resistividad tal que permita mantener los potenciales peligrosos dentro de los límites adecuados, el diseño geométrico de la red de tierras de la subestación se realizará como se muestra a continuación.

A continuación se presenta el diseño de la red de tierras (de la Malla) tomando como base las anteriores consideraciones, así mismo se muestra el plano de instalación obtenido ( Plano IV.15).

### **PARARRAYOS.**

Anteriormente se presentaron los lineamientos generales para considerar el uso o no de un sistema de protección contra descargas atmosféricas, ahora se expondrán los requisitos particulares del diseño de la protección contra descargas atmosféricas para edificios y en particular para el que nos ocupa en este trabajo.

Protección de edificios o Estructuras : Los elementos que constituyen el sistema de parrarrayos, como por ejemplo, los conductores, terminales aéreas, electrodos de tierra o dispersores, los tipos de materiales, dimensiones mínimas y calibres, se recomienda que estén de acuerdo con las tablas 3-4 y 3-5 de la sección 780 del NFPA de los Estados Unidos.

Dichas tablas, se deben utilizar considerando el tipo de edificio de que se trate, es decir, la tabla 3-4 es aplicable sólo a edificios o estructuras cuya altura no exceda de 23 m sobre el nivel de terreno y la tabla 3-5 es aplicable a aquellos edificios o estructuras cuya altura sea mayor de 23 m sobre el nivel de terreno.

**DISEÑO DE LA RED DE TIERRAS  
BASADO EN LA NORMA IEEE Std 80 DE 1986**

Proyecto : MESA VIBRADORA, INSTITUTO DE INGENIERÍA, U.N.A.M.

Calculó : \_\_\_\_\_ Revisó : \_\_\_\_\_

Fecha : \_\_\_\_\_ Localizado en Plano No. : \_\_\_\_\_

**I.- AREA DEL CONDUCTOR**

Cálculo de Df

$$Df = \sqrt{1 + \frac{T_a}{T_f} \left[ 1 - e^{-2TE/T_a} \right]}$$

Donde :  $t_f$  = Duración de la falla en seg.  
 $T_a$  = Cte. de tiempo subtransitoria en seg.

$$T_a = \frac{X''}{w R}$$

$X''/R$  representa la relación X/R en el punto de falla para determinada falla

A continuación se presenta una tabla de Df para diferentes valores de X/R

**FACTOR DE DECREMENTO Df PARA VARIACIONES DE X/R**

Duración de falla $t_f$ (seg)	Factor de Decremento Df X/R	Factor de Decremento Df			
		X/R 10	X/R 20	X/R 30	X/R 40
0.00833	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
0.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
0.10	6	1.125	1.232	1.316	1.378
0.20	12	1.064	1.125	1.181	1.232
0.30	18	1.043	1.095	1.125	1.163
0.40	24	1.033	1.064	1.095	1.125
0.50	30	1.026	1.052	1.077	1.101
0.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1.00	60	1.013	1.026	1.039	1.052

En base a la tabla anterior y considerando  $X/R = 10$  y una duración de la falla de 0.5 seg

tenemos que :  $Df = 1.026$

Cálculo de Cp

Considerando que no existirán incrementos considerables en la capacidad de la instalación tendremos que

$$C_p = 1$$

**DISEÑO DE LA RED DE TIERRAS  
BASADO EN LA NORMA IEEE Std 80 DE 1986**

Proyecto : MESA VIBRADORA, INSTITUTO DE INGENIERIA, U.N.A.M.

Calculó : \_\_\_\_\_ Revisó : \_\_\_\_\_

Fecha : \_\_\_\_\_ Localizado en Plano No. : \_\_\_\_\_

Corriente de cálculo  $I_g$

Sabiendo que la corriente de falla es de 20,240 Amp.  
tendremos que la corriente para cálculo es de

$$I_g = D_f \times C_p \times I_f = 20,766$$

Cálculo de sección del conductor (CM)

$$A = 1973 I \sqrt{\frac{t_c \alpha_{vp} \times 10^4}{TCAP \ln \left[ 1 + \frac{T_m - T_a}{K_o - T_a} \right]}}$$

$$A = 172798.1 \text{ CM} \quad \text{Para } 250 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$A = 136062.7 \text{ CM} \quad \text{Para } 450 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Que corresponde al siguiente calibre: 4/0 AWG

Para el cálculo usaremos el calibre: 4/0 AWG que tiene un  
diámetro de 0.01341 mm

II.- DATOS FISICOS DE LA SUBESTACION

Longitud de la subestacion 7.5 m  
Ancho de la subestacion 3.6 m

Resistiv. de terreno (r) 0.8337 ohms-m  
Resistiv. de capa sup. (rs) 10000 ohms-m

Longitud de la malla 7 m  
Ancho de la malla 3 m

III.- PRELIMAR DE  $R_g$

$$R_g = \frac{\pi}{4} \sqrt{\frac{3.1415}{A}} + \frac{r}{L} = 0.09529268 \text{ ohms}$$

**DISEÑO DE LA RED DE TIERRAS  
BASADO EN LA NORMA IEEE Std 80 DE 1986**

**Proyecto :** MESA VIBRADORA, INSTITUTO DE INGENIERÍA, U.N.A.M.

**Calculó :**   **Revisó :**  

**Fecha :**   **Localizado en Plano No. :**  

**IV.- CALCULO DE Cs**

$$\text{Factor de reflexion : } K = \frac{(r - r_s)}{(r + r_s)} = -0.999833274$$

Para este valor de K de la grafica 1 obtenemos

$$C_s = 0.9$$

**V.- CALCULO DE POTENCIALES TOLERABLES (50 Kg)**

Para un tiempo de falla de 0.5 seg

$$E_p = (1000 + 6 C_s r_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} = 9022.68$$

$$E_c = (1000 + 1.5 C_s r_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} = 2378.71$$

**VI.- DISPOSICION DE LOS CONDUCTORES EN LA RED**

De acuerdo al arreglo de la red, mostrado en el plano adjun to se consideran los siguientes conductores y varillas

- Numero de conductores paralelos 4.00
- Distancia entre conductores parats. 1.00
- Numero de conductores transversales 5.00
- Distancia entre conductores transv. 1.75
- Numero de varillas enterradas 4.00

Se propone una profundidad de la red de h = 0.5 m

**VII.- CALCULO DE L**

Calculo de Lr

$$L_r = 1.15(\# \text{ var} * \text{Long var}) = 13.8$$

Calculo de L

$$L = \text{Long cable} + L_r = 56.8$$

**DISEÑO DE LA RED DE TIERRAS  
BASADO EN LA NORMA IEEE Std 80 DE 1986**

Proyecto : MESA VIBRADORA, INSTITUTO DE INGENIERÍA, U.N.A.M.

Calculó : \_\_\_\_\_ Revisó : \_\_\_\_\_

Fecha : \_\_\_\_\_ Localizado en Plano No. : \_\_\_\_\_

**VIII.- CALCULO DE Em**

Calculo de n y Kh

$$n = \sqrt{\# \text{ Cond Par.} \times \# \text{ Cond Trans}} = 4.47213595$$

$$Kh = \sqrt{1 + h} = 1.22474487$$

Calculo de Km

$$Km = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{Kh} \ln \frac{8}{\pi (2n-1)} \right]$$

$$Km = 0.428071$$

Calculo de Ki

$$Ki = 0.656 + (0.172 n) = 1.42520738$$

Calculo de Em

$$Em = r Km Ki \frac{I_g}{L} = 185.957117$$

**IX.- CALCULO DE Es**

Calculo de Ks

$$Ks = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

$$Ks = 0.809038$$

Calculo de Ki

$$Ki = 0.656 + (0.172 n) = 1.516$$

Calculo de Es

$$Es = r Ks Ki \frac{I_g}{L} = 373.841276$$

DISEÑO DE LA RED DE TIERRAS  
BASADO EN LA NORMA IEEE Std 80 DE 1986

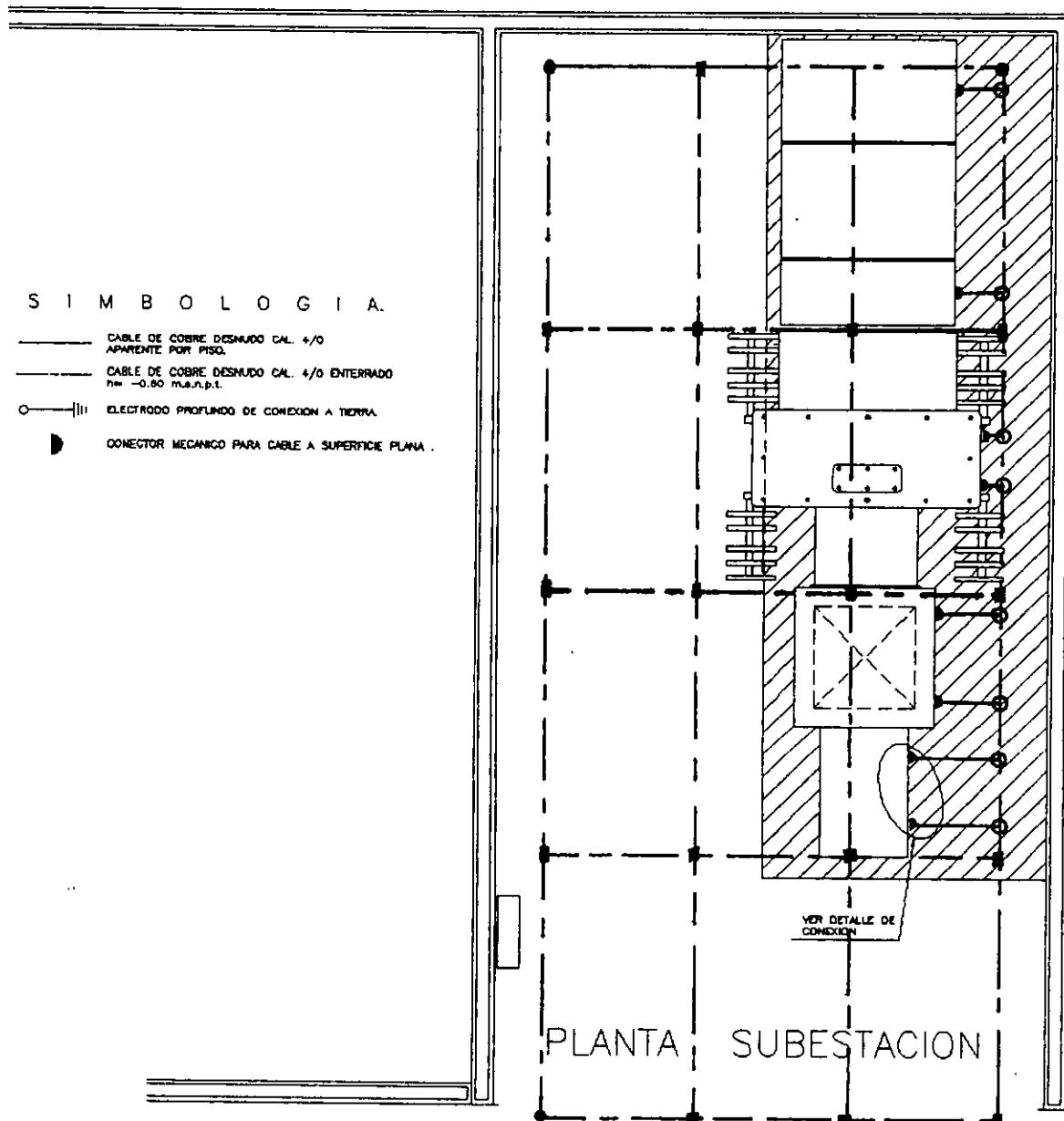
Proyecto : MESA VIBRADORA, INSTITUTO DE INGENIERÍA, U.N.A.M.

Calculó : \_\_\_\_\_ Revisó : \_\_\_\_\_

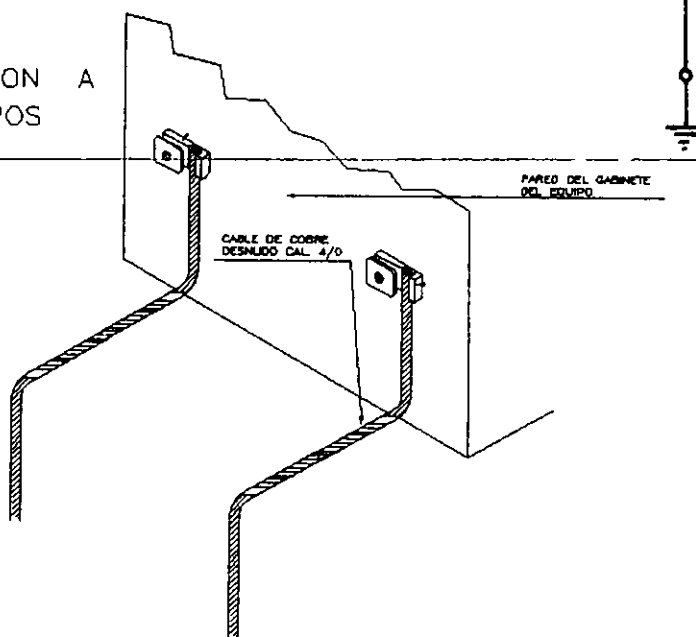
Fecha : \_\_\_\_\_ Localizado en Plano No. : \_\_\_\_\_

X.- VERIFICACION DE POTENCIALES

Contacto :	2378.707 >	185.9571	CORRECTO
Paso :	9022.683 >	373.8413	CORRECTO



DETALLE DE CONEXION A TIERRA DE EQUIPOS



PLANO IV.15 RED DE TIERRAS. S.E.



La longitud mínima permitida para las terminales aéreas será tal que el extremo superior de la misma esté a no menos de 25 cm sobre el objeto a proteger y deberán estar firmemente sujetadas a su base, aunque en la práctica la longitud mínima que manejan los fabricantes es de 30 cm, por lo que en este aspecto no hay ningún problema, en cuanto a las terminales mayores de 60 cm, estas deberán usar un tripe como medio de soporte.

Los conductores utilizados para unir las diferentes terminales aéreas y para las bajadas a tierra, deberán ser soportados firmemente a la estructura del edificio. Según las recomendaciones del NFPA (3-13), el intervalo máximo deberá ser de 1 m pero no aclara si es en conductores horizontales o verticales, sin embargo, en la práctica estos soportes se colocan a 1.20 m para conductores verticales y 2.00 m para conductores horizontales, tratando además, que las uniones entre conductores sean mínimas y las que se requieran deberán ser mecánicamente fuertes y de conductividad eléctrica adecuada.

Localización de terminales aéreas : En general las terminales aéreas se colocarán en todas aquellas partes que sean probables puntos de recepción de descargas y que puedan ser dañados por éstas.

En bordes o pretilas de techos planos, las terminales se colocarán a intervalos no mayores de 6 m para terminales de 30 cm de longitud y a 7.6 m para terminales de 60 cm de longitud y dichas terminales no se deberán colocar a más de 0.60 m del borde del techo, tanto en esquinas como en puntos intermedios.

El borde del techo es la parte que tiene mayor posibilidad de recibir descargas atmosféricas en edificios de techo plano, si éste además es de gran extensión, es conveniente colocar terminales adicionales interiores, de tal forma que no existan más de 15 m entre dos adyacentes, en cualquier caso, cada punta deberá tener al menos dos trayectorias a tierra.

Trayectoria de los conductores : En general, los conductores se llevarán sobre los techos y bajarán por las esquinas y los lados en tal forma que sean las trayectorias más cercanas y directas a tierra.

a) Conductores de bajadas : Los conductores que descienden a tierra se llevarán a través de las partes exteriores del edificio, como esquinas, etc.

b) Número de conductores de bajada : Los conductores de bajada se instalarán de preferencia en esquinas opuestas diagonalmente, en estructuras cuadradas o rectangulares y en puntos opuestos diametralmente en estructuras cilíndricas. En cualquier caso, la estructura deberá tener al menos dos conductores de bajada, cada una con su respectiva conexión a tierra.

Las estructuras cuyo perímetro sea mayor de 76 m, deberá tener un conductor de bajada adicional por cada 30 metros adicionales de perímetro o fracción de ellos.

Conexiones a Tierra : A cada conductor de bajada se le proporcionará una conexión a tierra.

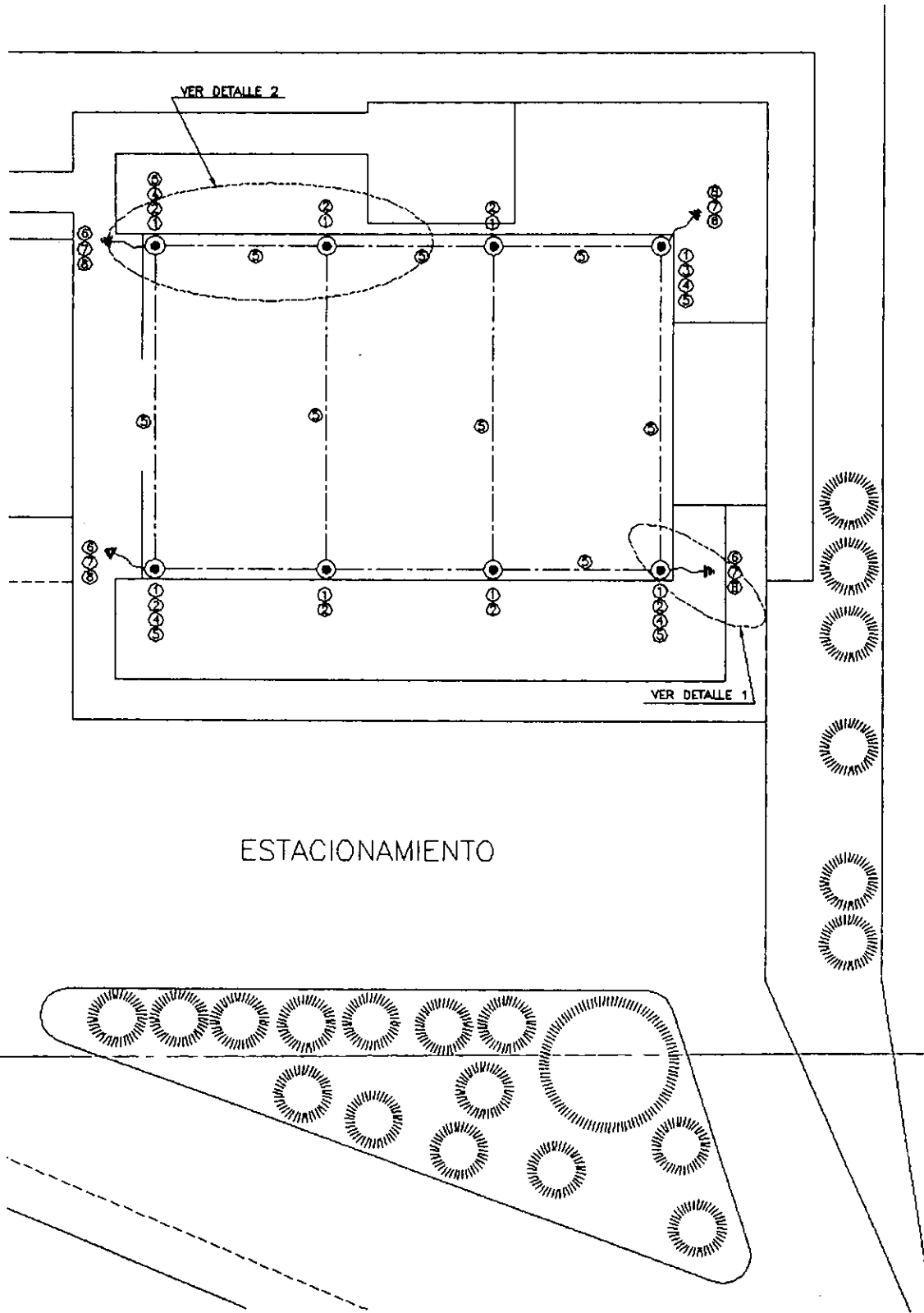
Cuando una tubería de agua entre a un edificio, al menos uno de los conductores de bajada deberá ser conectado a dicha tubería y de preferencia en un punto localizado inmediatamente fuera de la cimentación.

Si el terreno es de alto contenido de arena, grava o roca, se recomienda instalar rehiletos de tierra que presentan mayor área de contacto con el terreno en lugar de varillas.

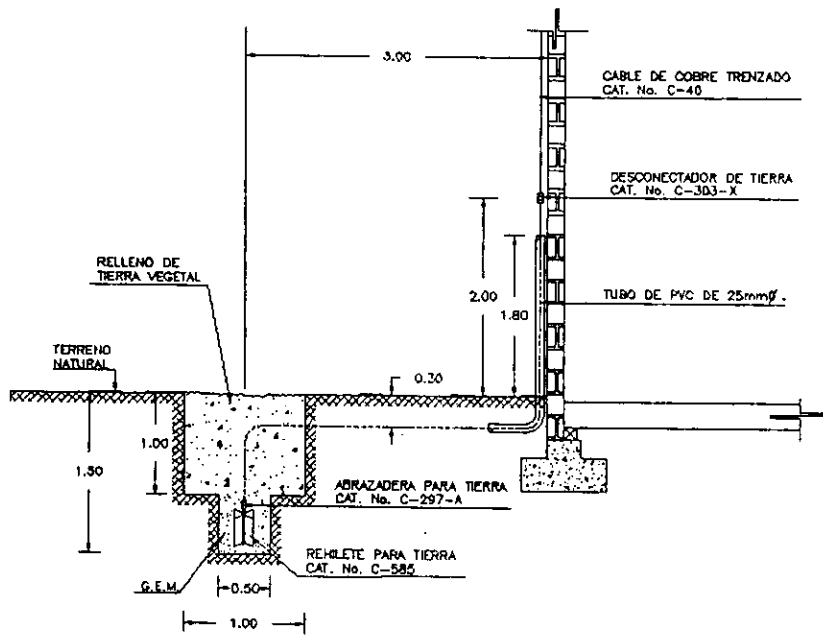
Todos los conductores de bajada deberán protegerse contra daños mecánicos por medio de un tubo no metálico, como el PVC, hasta una altura no menor de 1.80 m sobre el nivel de terreno.

La NOM-001-SEMP-1994, en su sección 250-84 recomienda una resistencia a tierra de 10 ohms, valor que no es fácil de alcanzar dadas las características del terreno, por lo que se interconectará al sistema de tierras, ya que la sección 250-85 de la misma NOM-001 permite ésta conexión para limitar las diferencias de potencial entre ambos sistemas.

En base a lo anterior se realizó el diseño del sistema de protección contra descargas atmosféricas ver los planos IV.16 y IV.17.



PLANO IV.16 PARARRAYOS AZOTÉA



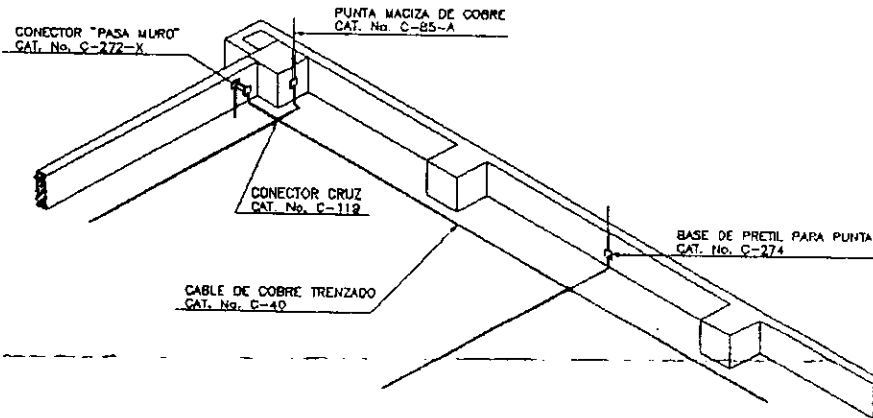
DETALLE 1 BAJADA PARA CONEXION A TIERRA

SIMBOLOGIA.

- CABLE DE COBRE TRENZADO POR LOSA TECHO.
- ⊙ PUNTA MACIZA DE COBRE 3/8"
- ⚡ BAJADA PARA CONEXION A TIERRA.

GUIA DE MATERIALES

- ① PUNTA MACIZA DE COBRE CROMADA DE 30cms. CAT. No. C-85-A. MONTADA EN BASE DE PRETIL PARA PUNTA CAT. No. C-274
- ② CONECTOR CRUZ CAT. No. C-119
- ③ CONECTOR "T" MECANICO CAT. No. C-304
- ④ BAJADA PARA CONEXION A TIERRA A BASE DE CONECTOR "PASA MURO" CAT. No. C-272-X
- ⑤ CABLE DE COBRE TRENZADO (20 HILOS DE 1.7 mm $\phi$  C/U) 122 MCM. 13 mm $\phi$  TOTAL. CAT. No. C-40
- ⑥ REHILETE PARA TIERRA CAT. No. C-585
- ⑦ DESCONECTADOR DE TIERRA CAT. No. C-303-X
- ⑧ ABRAZADERA PARA TIERRA CAT. No. C-297-A



DETALLE 2 CONEXION DE APARTARRAYOS, EN AZOTEA.

NOTAS:

- ① TODAS LAS BAJADAS DE APARTARRAYOS DEBERAN PROTEGERSE DE DAÑOS MECANICOS MEDIANTE TUBERIA DE PVC DE 25 mm $\phi$ . HASTA 0.30 m DEBAJO DEL NIVEL DEL TERRENO NATURAL.
- ② LAS PUNTAS DE PARARRAYOS EN ESQUINAS DEBERAN INSTALARSE COMO MAXIMO A 0.80 m DE LA ORILLA DEL EDIFICIO.
- ③ EL CABLE SE SUJETARA AL EDIFICIO MEDIANTE SUJETADORES PARA CABLE Y BASES CAT. No. C-10
- ④ TODOS LOS ELEMENTOS MECANICOS UBICADOS EN LA AZOTEA QUE SEAN SUSCEPTIBLES DE RECIBIR UNA DESCARGA ATMOSFERICA DEBERAN ESTAR CONECTADOS AL SISTEMA DE PARARRAYOS.
- ⑤ ESTE PLANO ES SOLO PARA INSTALACION.
- ⑥ TODO EL MATERIAL DE PARARRAYOS DEBERA SER MARCA ANPASA O SIMILAR, PERO DE LA MISMA CALIDAD.

PLANO IV.17 PARARRAYOS, DETALLES.

# Capítulo V

## **CAPÍTULO V**

### **MÉTODOS DE INSTALACIÓN Y MATERIALES**

Las presentes especificaciones forman parte del proyecto y complementan a los planos de la instalación en todos los aspectos.

#### **NORMAS Y CÓDIGOS:**

Todos los trabajos relativos a las instalaciones eléctricas se sujetarán a los requisitos mínimos de observancia obligatoria y recomendaciones de conveniencia práctica establecidos en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEMP-1994. Por lo anterior, todo trabajo, material, accesorio o equipo que deba ser ejecutado, deberá satisfacer los reglamentos y normas antes señalados.

Para los casos en que estos Reglamentos y/o Normas no cubran con el detalle necesario cualquier aspecto no incluido en los planos y especificaciones del proyecto, se recomienda aplicar las Normas del National Electric Code de los Estados Unidos de Norteamérica.

Es necesario aclarar que no se han cubierto todas las recomendaciones posibles, sólo se han tratado aquellos puntos que se han considerado más importantes.

## 5.1 ESPECIFICACIONES GENERALES DE MATERIALES:

Todos los materiales que se describen en estas especificaciones deberán satisfacer las normas vigentes correspondientes a la Dirección General de Normas de la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial.

### ESPECIFICACIÓN No. 1

- 1.1 TUBERÍA : Conduit de acero galvanizado pared gruesa, extremos con rosca, NOM-209-1967
- 1.2 CONEXIONES : Con monitores fundidos y contratueras troqueladas.

### ESPECIFICACIÓN No. 2

- 2.1 TUBERÍA Y CONEXIONES : Conduit de acero galvanizado pared delgada, extremos lisos y conectores del mismo material, usando para su instalación la herramienta de compresión adecuada.

### ESPECIFICACIÓN No. 3

- 3.1 TUBERÍA Y CONEXIONES : Conduit de PVC rígido tipo ligero, extremos lisos y con campana para cementar NOM-E-12-1978.

### ESPECIFICACIÓN No. 4

- 4.1 TUBERÍA Y CONEXIONES : Conduit de PVC rígido, tipo pesado, extremos lisos y con campana para cementar NOM-E-12-1978, usando coples, codos y los conectores específicos para este tipo de tubería



**ESPECIFICACIÓN No. 5**

- 5.1 TUBERÍA : Conduit flexible a prueba de líquidos tipo liquatite, de lámina de acero galvanizado rolada en frío, de construcción engargolada, con recubrimiento exterior de PVC.
- 5.2 CONEXIONES : De aluminio fundido, para uso a prueba de líquidos.

**ESPECIFICACIÓN No. 6**

- 6.1 REGISTROS GALV. : De lámina de acero galvanizada, troquelada, con el número de aberturas circulares de los diámetros requeridos por el diseño.
- 6.2 REGISTROS PVC : De PVC rígido, con el número de aberturas circulares y de los diámetros requeridos por el diseño.
- 6.3 CONDULETS : De aluminio libre de cobre, fundido, con acabado pulido, protegido por una capa de laca de aluminio, de diseño adecuado para alojar empalmes y hacer derivaciones, con tapa y empaque de neopreno.
- 6.4 REGISTROS ESPECIALES : De lámina de acero rolada en frío, de 0.8 mm de espesor mínimo, de las dimensiones indicadas en el proyecto, con el número de aberturas circulares de los diámetros requeridos por el diseño, con tapa atornillable y protegidos con dos manos de pintura anticorrosiva color gris.

**ESPECIFICACIÓN No. 7**

- 7.1 CHAROLA PORTACABLE : Fabricadas en aluminio extruido, grado estructural, libre de cobre, especificación ASTM con diseño de todos los elementos componentes, según especificaciones NEMA.

**ESPECIFICACIÓN No.8**

- CONDUCTORES :** Los conductores serán de cobre electrolítico suave o semiduro, 100% de conductividad. Deberán satisfacer las normas de la A.S.T.M. en relación a sus características y manufactura y los calibres estarán de acuerdo con la clasificación A.W.G.
- 8.1 ALAMBRE AISLADO TW :** Con aislamiento termoplástico resistente a la humedad y retardador de la flama para operar a una temperatura máxima de 60 grados Centígrados y a una tensión máxima de 600 V.  
NOM-J-10.
- 8.2 ALAMBRE DESNUDO :** De cobre electrolítico suave o semiduro sin aislamiento NOM-J2,J35,J36.
- 8.3a CABLE AISLADO THW :** Con aislamiento termoplástico resistente al calor, humedad, antifuego y retardador de la flama, para operar a una temperatura máxima de 75 grados Centígrados en ambientes secos y húmedos a una tensión máxima de 600 V. NOM-J-10.
- 8.3b CABLE AISLADO THWN :** Con aislamiento termoplástico resistente al calor, humedad, antifuego y cubierta exterior de Nylon, retardador de la flama, para operar a una temperatura máxima de 75 grados Centígrados en ambientes secos y húmedos a una tensión máxima de 600 V.  
NOM-J-10.
- 8.4 CABLE DESNUDO :** De cobre electrolítico suave, cableado concéntrico, formado por 7, 19, 37 o más hilos de cobre desnudo según su calibre. NOM-J-12.
- 8.5 CABLE USO RUDO SJT :** De dos o tres conductores con aislamiento individual de PVC para 300 V y forro o cubierta exterior estriada de PVC.

**ESPECIFICACIÓN No. 9 ACCESORIOS**

- 9.1 APAGADORES : Para montaje oculto, para 10 Amp. mínimo, a 127 V, tipo unidad intercambiable. De dos o tres vías según se indique en los planos del proyecto.
- 9.2 CONTACTOS : Para montaje oculto, para 15 Amps. a 127 V, tipo dúplex polarizado del tipo sencillo o según se indique en planos.
- 9.3 TAPAS : Para apagadores y contactos sencillos se usarán placas de aluminio anodizado, con una, dos o tres ventanas, según se requiera de acuerdo al proyecto.

**ESPECIFICACIÓN No. 10 MATERIALES VARIOS**

- 10.1 CLAVIJAS : Con cuerpo de polivinilo y con herrajes de latón, para 15 Amp y 127 V,
- 10.2 ZAPATAS : Zapatas mecánicas de cobre, con barrena y mordaza de opresión con tornillo.
- 10.3 SOLDADURA : De estaño y plomo (50 x 50%) libre de impurezas.
- 10.4 CINTA DE AISLAR : Cinta plástica aislante de alta resistencia a los aceites, humedad y corrosión, con resistencia dieléctrica mínima de 900 V.

Para cada tipo de material y según zonas y/o tipos de instalación, se deben consultar los artículos correspondientes en la NOM-001-SEMP-1994.

## 5.2 ESPECIFICACIONES GENERALES DEL TRANSFORMADOR TIPO SUBESTACIÓN.

El objeto de estos transformadores es el de modificar la tensión proporcionada por la Cia. suministradora a valores de baja tensión que pueda ser aplicada directamente a los equipos necesarios en el inmueble para su funcionamiento.

Los transformadores a instalar deberán estar contruidos bajo las normas de fabricación: NOM-J-116, debiendo además cumplir con las características que a continuación se indican:

01. Estarán diseñados para una sobreelevación de temperatura de 65 C sobre la del ambiente con una media de 30 C y una máxima de 40 C.
02. Contarán con 4 derivaciones a plena capacidad, 2 hacia arriba y 2 hacia abajo, del 2.5% cada una.
03. Las boquillas de alta y baja tensión serán laterales, opuestas y protegidas por la garganta correspondiente permitiendo que los accesorios de medición queden en ubicación adecuada para su lectura, por lo que deberán considerarse los planos de planta y corte de la subestación donde se instalará el equipo.
04. Contará con los siguientes accesorios como mínimo.
  - a) Termómetro con carátula de 110 mm y escala 0-120 C.
  - b) Indicador magnético de nivel de aceite con carátula.
  - c) Registro de mano en la cubierta.
  - d) Cambiador de derivaciones para operar exteriormente y desenergizado.
  - e) Base para rolar en cualquier sentido.
  - f) Ganchos para levantar el tanque.
  - g) Soporte para gato.
  - h) Boquilla de alta tensión.
  - i) Boquilla de baja tensión.
  - j) Panel de enfriamiento.
  - k) Placa de datos.
  - l) Orejas para levantar la tapa.
  - m) Cople de 25 mm. en la tapa para conexión superior de filtro prensa.

- n) Provisión para manómetro.
- o) Válvula de globo para drenaje 25 mm.
- p) Terminal de tierra en la base del tanque o en la pared.
- q) Cople tapón de muestreo.
- r) Placa de marca.
- s) Caja de boquillas con brida en el lado de alta tensión.
- t) Caja de boquillas con brida en el lado de baja tensión
- u) Conectores en el lado de alta tensión.
- v) Conectores en el lado de baja tensión.

05. Deberán efectuarse las siguientes pruebas como mínimo.

- a) Resistencia-medición hecha en todos los devanados en su conexión de tensión nominal.
- b) Relación-medición en la tensión nominal y en las derivaciones.
- c) Polaridad o secuencia de fase.
- d) Pérdidas en vacío-medición hecha en la tensión nominal.
- e) Megger.
- f) Corriente de excitación-medición hecha a tensión nominal.
- g) Impedancia y pérdidas de carga a corriente nominal.
- h) Prueba de potencial aplicado.
- i) Prueba de potencial inducido.
- J) Rigidez dieléctrica del aceite.
- k) La impedancia de cada uno de los transformadores en ningún caso será MENOR del 4% y deberá el fabricante garantizarlo por escrito.

A continuación se establecen las especificaciones particulares de cada uno de los transformadores de distribución tipo estación que se instalarán:

## I. TRANSFORMADOR TIPO SUBESTACIÓN :

- Ubicados dentro de la subestación transformadora, ver plano IV.II.
- Alimentará a todos los servicios del edificio y de la Planta de Energía Solar.

Fases	3
Tensión primaria	<b>6 KV</b>
Conexión primaria	Delta
Tensión secundaria	<b>440/254V</b>
Conexión secundaria	Estrella
Frecuencia	60 Hz
Altura de operación	2300 msnm
Tipo de enfriamiento	Autoenfriado OA
Capacidad	<b>750 KVA</b>
Clase	15 KV
Servicio	Interior
Boquilla de alta tensión	Lateral (con garganta)
Boquilla de baja tensión	Lateral (con garganta)

**ESPECIFICACIONES GENERALES DE  
SUBESTACIÓN COMPACTA BLINDADA  
PARA ALTA TENSIÓN**

La Subestación Compacta Blindada para Alta Tensión estará fabricada bajo normas: ANSI, IEC, CCONIE, IEEE, CFE y DGE, formada por gabinetes metálicos construidos con perfiles de acero rolado en frío de calibres Nos. 9, 10, y 12 U.S.G., autosoportados, con puertas embisagradas provistas de manija, con acabado anticorrosivo y pintados con esmalte color gris.

Será para servicio interior, una tensión de operación de 6 KV CLASE 13.8 kv. y sus puertas contarán con sistema de bloqueo mecánico de tal forma que la apertura de cada puerta sea imposible si el desconectador que contiene se encuentra en la posición de cerrado (conectado).

Tendrá mirillas con vidrios de seguridad (inastillables) para la inspección del equipo.

La subestación para este proyecto contará con los siguientes gabinetes:

**1. SUBESTACIÓN PARA SERVICIOS GENERALES:**

- a. Gabinete para equipo de acometida (1 pza)
- b. Gabinete de cuchillas de servicio (1 pza)
- c. Gabinete de interruptor con apartarrayos (1 pza)
- d. Gabinete de acoplamiento a transformador (1 pza)

El acomodo de ésta subestación será vista de frente de izquierda a derecha (equipo de acometida a la izquierda), de acuerdo al orden indicado, debiendo tener en cuenta el plano de planta y/o de corte del área ocupada por éstos equipos, ver planos IV.11, IV.12 y IV.13.

**BARRAS COLECTORAS:**

Todos los gabinetes indicados quedarán interconectados por las barras colectoras, construidas en cobre, con capacidad de 400 A y con una sección de acuerdo a Normas, las que se instalarán en la parte superior de las celdas, dispuestas horizontalmente en forma paralela, pasando a través de todos los paneles y estando unidas entre si en los puntos de separación mediante piezas de conexión.

**BARRAS DE TIERRA:**

Las estructuras de los equipos deben estar sólidamente conectados a tierra ,por lo que contará cada gabinete con una barra de tierra fabricada en cobre y con una sección transversal de acuerdo a normas.

**a. GABINETE PARA EQUIPO DE ACOMETIDA.**

Servirá para alojar el equipo de acometida de la compañía Suministradora de Energía Eléctrica. Deberá contener un juego de barras principales con sus aisladores necesarios y una barra de tierras.

Servicio : Interior  
Clase : 13.8 kv.

**b. GABINETE DE CUCHILLAS DE SERVICIO:**

Su función es la de seccionar las barras principales para impedir el paso de energía eléctrica a la siguiente sección. Deberá contener una cuchilla de servicio tripolar, un tiro, operación sin carga, con cap. de 400 A y provista de mecanismo para accionarse desde el exterior del gabinete por medio de palanca, con portacandado en sus dos posiciones, abierto-cerrado.

También contará con barras principales, barra de tierra y accionamiento de palanca.

Servicio : Interior  
Clase : 13.8 kv.

**c. GABINETE DE INTERRUPTOR CON APARTARRAYOS:**

Contará con un interruptor en aire tripolar, un tiro, operación manual en grupo con carga, montaje fijo, provisto de fusibles limitadores de corriente de 100 Amp. de alta capacidad interruptiva, equipado con dispositivo que dispara tripolarmente el interruptor cuando alguno de los fusibles opera por cortocircuito y con una capacidad momentánea de cortocircuito asimétrico mínima de 15 kA.



Deberá tener también un juego de tres apartarrayos autovalvulares, para operación entre 0 y 3000 m.s.n.m., para sistemas con neutro sólidamente conectado a tierra, con una capacidad de corriente de descarga de 20 kA, una tensión de arqueo de 21 kv. y una tensión de descarga de 18.5 kv.; El gabinete contará además con barras principales y barra de tierra.

Servicio : Interior  
Clase : 13.8 kv.

e. GABINETE DE ACOPLAMIENTO LATERAL:

Tiene por objeto el de unir eléctrica y/o mecánicamente el gabinete del interruptor en alta tensión de la subestación con el transformador. Contendrá un juego de barras y los soportes necesarios para conectarse a las zapatas de alta tensión del transformador, por medio de una brida lateral a la garganta del propio transformador. Estos gabinetes deberán construirse con el conocimiento de todas las dimensiones del transformador a instalarse.

Servicio : Interior  
Clase 13.8 kv.

## ESPECIFICACION GENERAL PARA TABLEROS GENERALES Y SUBGENERALES

Los Tableros Generales y Subgenerales, los cuales se ubican dentro de la subestación, deberán cumplir con las siguientes especificaciones cuando menos:

**01.** Serán del TIPO NEMA I, para servicio interior y usos generales, contruidos en lámina de acero calibre 12 (mínimo) en su estructura y tapas exteriores, siendo además del tipo Autosoportado y teniendo puertas embisagradas tanto en el frente como en la parte posterior del gabinete.

**02.** Deberán tener un interruptor principal tipo termomagnético, de la capacidad interruptiva así como de la capacidad de corriente indicadas en la especificación particular. Este interruptor contará con zapatas de cobre en el lado de entrada para una conexión mecánica adecuada de la cantidad y tamaño de los conductores alimentadores señalados en el diagrama unifilar, e irá rígidamente atornillado a las barras de distribución por el lado de la carga (salida).

**03.** Contarán con barras (buses) de distribución fabricadas en cobre, de la sección suficiente para soportar la corriente máxima a circular, dependiendo de la capacidad del interruptor principal. Estas barras deberán terminarse con algún recubrimiento de tipo plástico o epóxico aislante.

**04.** Tendrán todos los interruptores derivados que se indiquen en el diagrama unifilar de cada tablero, siendo estos de tipo termomagnético, de la capacidad interruptiva y de la capacidad de corriente señaladas en la especificación particular.

**05.** Cada interruptor irá sujeto a las barras de distribución mediante tornillería específicamente diseñada para tal efecto en el lado de entrada, por el lado de salida contará con zapatas de cobre adecuadas para recibir los conductores de los calibres que se indiquen en el diagrama unifilar, los cuales deberán sujetarse también en forma mecánica (con tornillos).

**06.** Cada tablero deberá contar con barra de neutros, con capacidad del 50% de la corriente permisible del interruptor principal, con espacios suficientes, en cantidad y tamaño, para conectar todos los conductores neutros que se indiquen en el diagrama unifilar particular de cada caso.

07. También deberán tener barra de tierras interconectada a la estructura del propio gabinete, y con conectores suficientes en cantidad y tamaño para la conexión de los hilos de tierra física que se indiquen en el diagrama unifilar particular; deberá cruzar todo lo ancho del gabinete, teniendo dimensiones de acuerdo a Normas.

08. Deberán preverse como mínimo los interruptores derivados de reserva que se indican en los diagramas unifilares particulares, así como los espacios vacíos indicados, considerando los marcos señalados.

A continuación se presentan las especificaciones particulares de cada uno de los tableros, indicando su nombre, su ubicación y los componentes que lo integran:

#### I. TABLERO GENERAL .

Ubicado dentro del cuarto de Subestación, ver plano IV.11.

Características eléctricas:	440/254V/3F/4H/60Hz
Equipo de medición:	NO
Interruptor principal:	Tipo Termomagnético
	Operación : Manual
	Montaje : Fijo
	Cap. 3 P X 1200A
	Calibración: 1200 A
	Marco: 1200 A
Corriente de corto circuito:	20.50 KA sim
Capacidad Interruptiva mínima:	50,000 A sim
Accesorios Adicionales :	- Ninguno.

## II. TABLERO SUBGENERAL ( TSG-1).

Ubicado dentro del cuarto de la Subestación, ver plano IV.11.

Características eléctricas: 220/127V/3F/4H/60Hz  
Equipo de medición: NO  
Interruptor principal: Tipo Termomagnético  
Operación : Manual  
Montaje : Fijo  
Cap. 3 P X 250 A  
Calibración: 250 A  
Marco: 250 A  
Corriente de corto circuito: 4.96 KA sim  
Capacidad Interruptiva mínima: 10,000 A sim

## III. TABLERO SUBGENERAL ( TSG-2).

Ubicado dentro de la nave de pruebas, ver plano IV.9.

Características eléctricas: 220/127V/3F/4H/60Hz  
Equipo de medición: NO  
Interruptor principal: Tipo Termomagnético  
Operación : Manual  
Montaje : Fijo  
Cap. 3 P X 125 A  
Calibración: 125 A  
Marco: 225 A  
Corriente de corto circuito: 3.96 KA sim  
Capacidad Interruptiva mínima: 10,000 A sim

Interruptores derivados: Los indicados en el Diagrama Unifilar, ver plano IV.3

## ESPECIFICACIONES PARA CENTROS DE CONTROL DE MOTORES

Los centros de control de motores (CCM's) que sean seleccionados deberán quedar sujetos a las siguientes especificaciones:

01. Serán de TIPO NEMA para servicio interior y usos generales. Construidos en lámina de acero calibre No. 12 (mínimo), en su estructura y exteriores, tipo autosoportado y con puertas embisagradas por el frente para cada grupo de interruptor y arrancador así como puertas embisagradas por la parte posterior del gabinete.

02. Cumplirán con un sistema de control completo en base a las necesidades de cada equipo a controlar, incluyendo el entrelace eléctrico y alambrado entre las unidades. Suministrando el diagrama de alambrado compuesto para todo el Centro de Control.

03. El alambrado será NEMA TIPO B, conteniendo tablillas de terminales junto a las unidades, las cuales servirán como puntos de fijación de las conexiones del motor y de los controles. El alambrado de fábrica se extenderá de las tablillas de conexiones a los arrancadores.

04. Deberá tener un interruptor principal tipo termomagnético, de capacidad (ampacidad) suficiente para soportar la corriente a plena carga de todos los motores y equipos que a él se vayan a conectar y tomando en cuenta las corrientes de arranque que de los motores de mayor potencia, para una tensión máxima de 600V de corriente alterna 60Hz y capacidad interruptiva según se indique en el diagrama unifilar. Este interruptor contará con zapatas de cobre en el lado de entrada, para una conexión mecánica adecuada de la cantidad y tamaño de los conductores alimentadores señalados en el diagrama unifilar, e irá rigidamente atornillado a las barras de distribución por el lado de carga (salida).

05. Contarán con barras (buses) de distribución fabricadas en cobre, de la sección suficiente para soportar la corriente máxima a circular, dependiendo de la capacidad del interruptor principal. Estas barras deberán terminarse con algún recubrimiento de tipo plástico o epóxico aislante.

**06.** El CCM deberá contar con barra de neutros fabricada en cobre, con la capacidad adecuada de acuerdo a Normas, con espacios suficientes en cantidad y tamaño, para conectar todos los conductores neutros que se indiquen en el diagrama unifilar particular de cada caso.

**07.** También deberán tener una barra de tierras interconectada a la estructura del propio gabinete, y con conectores suficientes en cantidad y tamaño para la conexión de los hilos de tierra física que se indiquen en el diagrama unifilar particular.

**08.** Deberán contar con un interruptor termomagnético instalado dentro del área del equipo de control, con capacidad de 1 polo x 15 A, el cual se empleará para recibir la alimentación de 127 V con la que se alimentarán las bobinas de los arrancadores, deberá llevar el letrero que lo identifique como interruptor de la corriente a 127 V de las bobinas.

**09.** Deberán tener un interruptor derivado, de iguales características al especificado en el inciso 4 anterior, para cada motor que se conecte al CCM, así como para la alimentación eléctrica a los equipos ó tableros que de él se deriven ; la capacidad de éstos interruptores estará en función de la corriente de arranque y a plena carga de los motores a conectar, ó de la potencia consumida por los equipos.

**10.** Para cada motor se instalará un arrancador tipo magnético a tensión plena o reducida , según el proyecto.

**11.** Los arrancadores magnéticos a tensión plena serán tipo abierto, sin caja , para ser instalados dentro de la sección correspondiente dentro del CCM.

- a) Sus bobinas serán para operar a 127V (+10%- 15%), para frecuencia de 60Hz, la cual servirá para control de arranque y paro, así como protección para bajo voltaje.
- b) Tendrán relevadores térmicos de sobrecarga (elementos térmicos), uno por cada fase, del tipo de aleación fusible, no ajustables, de acción retardada a tiempo inverso, para impedir sobrecorrientes debidas a sobrecargas que pudieran ser peligrosas para el motor.

12. Los arrancadores a tensión reducida serán tipo abierto, sin caja, para ser instalados dentro de la sección correspondiente en el CCM y cumpliendo con lo siguiente:

a). Ser de tipo Autotransformador transición cerrada, para proporcionar una tensión reducida a las terminales del motor durante el arranque, con derivaciones al 50, 67 y 84% de la tensión de línea; con relevador de tiempo para que después de un lapso de tiempo definido, se desconecte el autotransformador del circuito y se conecte el motor directamente a la línea.

b). Tendrán relevadores térmicos de sobrecarga (elementos térmicos), uno por cada fase, del tipo de aleación fusible, no ajustables, de acción retardada a tiempo inverso, para impedir que circulen sobrecorrientes debidas a sobrecargas que pudieran ser peligrosas para el motor.

13. Cada combinación (interruptor-arrancador), deberá contar con los siguientes accesorios, los cuales deberán estar a la vista del operador con las puertas de los gabinetes cerradas:

a). Un interruptor selector de operación de 3 posiciones (manual-fuera-automático).

b). Dos luces piloto, una de color verde indicando que la bobina esta desenergizada y por lo tanto el motor debiera estar parado, y otra de color rojo indicando que la bobina se encuentra energizada y por lo tanto el motor debiera estar en operación (manual o automáticamente).

14. El CCM se empleará exclusivamente para alimentar a motores que operen en una misma tensión ( 440V ), y en función de ésta tensión, así como de las potencias y datos de placa de los motores a conectar, será como se seleccionen las capacidades y tipos de interruptores termomagnéticos, arrancadores magnéticos y elementos térmicos.

15. Deberá considerarse para la construcción de estos CCM's que, tanto la acometida como la salida de todos los cables hacia los motores, serán por la parte superior del gabinete.

## 1.1 CCM PARA BOMBAS

Ubicado en el cuarto de máquinas, ver plano IV.1.

Características eléctricas:

Fuerza:	440V/3F/3H/60Hz
Control:	127V/1F/2H/60Hz
Eqpo. de Medición:	NO
Corriente de corto circuito:	19.46 KA sim
Capacidad interruptiva mínima:	25,000 A sim
Interruptor principal:	Tipo Termomagnético
Capacidad:	3P X 700 A
Calibración:	700 A
Marco:	800 A

Combinaciones interruptor-arrancador: Los indicados en la guía mecánica, tabla VI.



## ESPECIFICACIONES GENERALES PARA TRANSFORMADORES TIPO SECO

El objeto de este transformador es el de modificar la tensión media de 440/254 V proporcionada por el transformadores tipo estación, a valores de baja tensión de 220/127 V que pueda ser aplicada directamente a los equipos necesarios en un inmueble para su funcionamiento.

Los transformadores a instalar deberán estar contruidos bajo las normas de fabricación: CCONNIE, debiendo además cumplir con las características que a continuación se indican:

01. Estarán diseñados para una sobreelevación de temperatura de 80o C sobre la del ambiente con una media de 30 C y una máxima de 40 C.
02. Contarán con 4 derivaciones a plena capacidad, 2 hacia arriba y 2 hacia abajo, del 2.5% cada una.
03. Se construirá dentro de gabinete de lámina de acero calibre 10, con acabado de pintura al horno.
04. Las boquillas de media tensión y baja tensión serán laterales, en ambos casos protegidas por la garganta correspondiente permitiendo las conexiones necesarias indicadas en planos, por lo que deberán considerarse los planos de planta y corte de la subestación donde se instalará el equipo.
05. Contará con los siguientes accesorios como mínimo.
  - a) Cambiador de derivaciones para operar exteriormente y desenergizado.
  - b) Base para rolar en cualquier sentido.
  - c) Ganchos para levantar el gabinete.
  - d) Boquilla de media tensión superior.
  - e) Boquilla de baja tensión lateral.
  - f) Placa de datos.
  - g) Terminal de tierra en la base del gabinete o en la pared.
  - h) Placa de marca.
  - i) Conectores en el lado de media tensión.
  - j) Conectores en el lado de baja tensión.

05. Deberán efectuarse las siguientes pruebas como mínimo.

- a) Resistencia-medición hecha en todos los devanados de alta y baja tensión.
- b) Relación-medición en la tensión nominal y en las derivaciones.
- c) Polaridad o secuencia de fase.
- d) Pérdidas en vacío-medición hecha en la tensión nominal.
- e) Megger.
- f) Corriente de excitación-medición hecha a tensión nominal.
- g) La impedancia de estos transformadores en ningún caso será menor del 3%.
- h) Prueba de potencial aplicado.
- i) Prueba de potencial inducido.

A continuación se establecen las especificaciones particulares del transformador tipo seco que se instalará:

#### I. TRANSFORMADOR TIPO SECO No. 1 (Servicios generales)

- Ubicado dentro del cuarto de la subestación, ver plano IV.11
- Alimenta exclusivamente al Tablero de TSG-1 para alumbrado y contactos.

Fases	3
Tensión primaria	<b>440 V</b>
Conexión primaria	Delta
Tensión secundaria	<b>220/127 V</b>
Conexión secundaria	Estrella
Frecuencia	60 Hz
Altura de operación	2300 msnm
Tipo de enfriamiento	En Aire
Aislamiento	Clase B
<b>Capacidad</b>	<b>75 kVA</b>
Clase	1.2 kv.
Servicio	Interior (con gabinete)
Boquilla de media tensión	Lateral (con barreno)
Boquilla de baja tensión	Lateral (con barreno)

### 5.3 PROCEDIMIENTOS DE EJECUCIÓN:

#### TUBERÍAS Y DUCTOS

Siempre que la distancia lo permita, se instalarán tubos enteros, evitando el uso excesivo o innecesario de padecerías y coples; esto, con la idea de dar mayor rigidez a la instalación.

Todas las tuberías y ductos para canalizaciones estarán perfectamente lisos en su interior y sus extremos estarán libres de rebabas y aristas sobrantes.

Todas las tuberías estarán soportadas de losas, traveses o muros, se sujetarán firmemente por medio de soportes y abrazaderas metálicas. De ninguna manera se sujetarán con soportes de madera o amarres de alambre; las tuberías verticales de alimentación irán firmemente sujetas con abrazaderas metálicas al sistema de soporte que se utilice.

Ninguna tubería conduit eléctrica se sujetará de otras instalaciones como tuberías de plomería, ductos de aire acondicionado, estructuras de falsos plafones, etc. Las tuberías se instalarán soportadas en el lecho bajo de: las losas, salvo en los casos específicos en que se indique que deban instalarse ahogadas en las losas o firmes.

En los casos en que se requiera instalar canalizaciones ahogadas en las losas, las tuberías y cajas se sujetarán firmemente a la cimbra después de que se haya colocado el armado, con el objeto de evitar que sean desplazadas al efectuar el colado.

Las tuberías para instalaciones eléctricas se instalarán separadas de otras instalaciones, principalmente de aquellas que puedan elevar la temperatura de los conductores.

En general el sistema de conduits deberá correr paralelamente o en ángulo recto con respecto a los elementos estructurales y deberán fijarse con los soportes adecuados y colocados en forma espaciada, para evitar que las tuberías sufran curvaturas en sus puntos de acoplamiento (@ 3.00 m. máximo y @ 1.50 m. mínimo).

Los conduits instalados bajo piso, deberán ir colocados a una profundidad adecuada y cubiertos con concreto de alta resistencia para evitar que sean afectados por cargas rodantes o de impacto que actúen sobre ellos.

Todas las tuberías o canalizaciones eléctricas se colocarán en tal forma que no reciban esfuerzos provenientes de la estructura del edificio. Cuando se requiera instalar tuberías que atraviesen juntas constructivas, se unirán con elementos flexibles capaces de absorber los movimientos del edificio.

Todas las tuberías para alimentación a motores o equipos que pudieran tener vibraciones, deberán rematarse en las cajas de conexiones con tuberías flexibles y sujetarse por medio de conectores especiales.

Todas las tuberías se sujetarán a las cajas de registro, a las cajas de salida, a las cajas de los interruptores y tableros por medio de contratuerca y monitor.

En la instalación de tuberías entre registros consecutivos, no se permitirán mas de 2 curvas de 90 grados o su equivalente.

Para curvas de 90 grados en diámetros de tuberías de 25 mm y mayores, se utilizarán curvas hechas por los mismos fabricantes de tuberías.

En tendidos de tuberías muy largas, se colocarán registros a cada 20 m como máximo, procurando que queden en lugares accesibles.

Todas las instalaciones soportadas en losas o trabes se sujetarán preferentemente por medio de taquetes metálicos de expansión para cargas considerables, tales como soportes múltiples para 4 o más tuberías, ductos, charolas, etc. y anclas colocadas con herramientas de explosión o taquetes expansores de plomo para cargas ligeras, tales como tuberías verticales, tuberías individuales con diámetros menores de 64 mm, etc.

Queda prohibido el uso de tubería y accesorios hidráulicos para sustituir el tubo conduit y sus accesorios.

No se aceptarán, por ningún motivo, tuberías que al doblarse hayan sufrido disminuciones considerables en su diámetro interior o roturas.

Las curvas de los tubos se ejecutarán con herramienta adecuada y los radios interiores de éstas curvas estarán de acuerdo con el diámetro de la tubería en la forma siguiente:

Diámetro del Tubo	Radio mínimo interior de la curva
13 mm (1/2")	85 mm
19 mm (3/4")	126 mm
25 mm (1")	160 mm
32 mm (1 1/4")	210 mm
38 mm (1 1/2")	245 mm
51 mm (2")	315 mm
63 mm (2 1/2")	376 mm
76 mm (3")	498 mm
102 mm (4")	676 mm

Todas las tuberías conduit se conservarán limpias en su interior; para lograrlo, una vez terminada de colocar cada tubería se taponará en sus extremos para evitar la entrada de cuerpos extraños, principalmente escurrimientos del concreto que al solidificarse forma tapones difíciles de desalojar.

En tuberías que deban instalarse en rellenos de pisos, losas u otros elementos estructurales donde las tuberías quedarán ahogadas posteriormente, deberán dejarse guías de alambre galvanizado, a efecto de comprobar a la mayor brevedad después del colado que las tuberías quedaron libres de obstrucción (por aplastamiento mecánico). Y en caso de que se detecten algunas obstrucciones con las guías, proceder a efectuar los arreglos conducentes de inmediato.

### CAJAS DE CONEXIONES Y REGISTROS.

Las cajas para apagadores, contactos, tableros, registros, teléfonos, T.V., sonido, intercomunicación, etc. colocadas en muros, se instalarán sin ninguna desviación con respecto a la posición horizontal, vertical o la profundidad.

En los casos en que se requieran empotrarlas en losas o muros, las cajas quedarán remetidas como máximo 4 mm del paño del muro o de la losa.

### ALAMBRE Y CONEXIONES

Antes de iniciar los trabajos de alambrado, se procederá a comprobar que la tubería se encuentre limpia y debidamente acoplada.

El número de conductores permisibles en tubo conduit depende del diámetro de los tubos y del calibre de los conductores, pero en todo caso, se apegará a las tablas autorizadas por las Normas Técnicas de Instalaciones Eléctricas de la SECOFI, y por ningún motivo se usará más del 40% de la sección total para relleno.

Queda estrictamente prohibido que las conexiones eléctricas entre conductores queden en el interior de tubos conduits aún en el caso de que queden perfectamente aisladas.

Invariablemente quedarán todas las conexiones dentro de las cajas registros colocadas para tal objeto. Todos los conductores antes de introducirse en el conduit, deberán arreglarse de tal manera que no se enreden, ni se presenten cocas ni nudos. Además sus extremos estarán debidamente marcados para evitar confusiones posteriores.

No se permitirá el uso de aceites o grasas lubricantes para facilitar la colocación de los conductores dentro del tubo conduit. Cuando la longitud y el número de conductores lo requiera, se usará talco, grafito, compuesto Usaelectric, u otra sustancia inocua para el aislamiento de los conductores.

Al hacerse una conexión o empalmes se tomarán en cuenta las siguientes condiciones:

- a) La resistencia mecánica de las terminales conectadas debe ser equivalente a la del conductor.
- b) Eléctricamente las terminales proporcionarán una conductividad eléctrica equivalente a la del conductor considerado de una sola pieza.
- c) La rigidez dieléctrica del aislamiento debe ser cuando menos la del aislamiento original de los conductores, para sus voltajes especificados.

Se harán pruebas de rigidez dieléctrica del aislamiento de los conductores de todos los circuitos. Estas se harán por medio de Megger, el cual deberá dar una lectura mínima de 1.000 Megaohm entre fases y tierra. Los valores mínimos que deberán encontrarse al hacerse las pruebas son los siguientes:

Calibre del conductor	Resistencia del aislamiento Megaohms (para conductores con aislamiento para 600 V)
No. 12 AWG y menores	1.000
No. 10 AWG a No. 8 AWG	0.250
No. 6 AWG a No. 2 AWG	0.100
No. 1/0 AWG a No. 4/0 AWG	0.050
No. 250 MCM a No. 750 MCM	0.025

#### **TABLEROS DERIVADOS E INTERRUPTORES.**

En todos los tableros deberá dejarse una lista de los interruptores con una leyenda claramente escrita y protegida con mica, indicando los circuitos que controlan. Una vez conectadas las cargas a los tableros, se balancearán sus fases.

Los conductores dentro de los tableros deberán quedar perfectamente alineados y acomodados de manera tal que presenten un aspecto lo más ordenado posible.

## CONCLUSIONES.

En este trabajo se utilizan los conocimientos de muchas áreas de la ingeniería eléctrica y esta enfocado hacia la utilización de los aspectos prácticos de las mismas, mostrando como pueden lograrse soluciones técnicamente funcionales, es decir, en este trabajo no se abordan los aspectos económicos inherentes a todo proyecto, ya que ello esta fuera del alcance de este trabajo.

En función de lo anterior, podemos concluir que el trabajo de diseño esta basado en la interpretación adecuada de los requerimientos operativos que el cliente desea para su inmueble y sustentado en un buen criterio del ingeniero que proyecta las instalaciones.

Muchos de los problemas aquí abordados se pueden resolver mediante un segundo o tercer procedimiento, lo cual demuestra que en la practica profesional de la ingeniería abundan las soluciones alternativas, debiéndose seleccionar aquella que cumpla los requerimientos técnicos, económicos, ecológicos y en algunas ocasiones también estéticos.

En cuanto a las Normas Mexicanas (NOM-001-SEMP-1994) podemos decir que es necesario revisarla, ya que algunos aspectos no están cubiertos, por ejemplo lo relativo al desbalance máximo posible en una instalación, procedimientos de calculo de cortocircuito, redes de tierra y pararrayos, es decir, se indican algunos requerimientos con los que se debe cumplir, pero no se indica que procedimientos de calculo son validos, por ejemplo, para el calculo de cortocircuito se pueden aplicar diversas metodológicas, sin embargo, la metodologia utilizada puede no ser considerada como valida por la unidad verificadora (perito) ya que este no las maneja, aun cuando los resultados sean validos, por lo que el proyectista tiene que repetir algunos cálculos siguiendo los procedimientos que la unidad verificadora considera validos según su criterio, lo cual representa una perdida de tiempo para el proyectista y un retraso en la planeación del cliente.



Por lo anterior y como punto de vista personal, se puede comentar que es necesario que la Norma indique claramente los procedimientos de calculo que sean aplicables según el caso específico de que se trate.

Como punto final, se puede comentar que en base en la metodología presentada en este trabajo se realizo el proyecto eléctrico de la Nueva Mesa Vibradora del Instituto de Ingenieria de la Universidad Nacional Autónoma de México, misma que entro en operación el mes de Agosto de 1997.

**BIBLIOGRAFÍA**

- 1.- IEEE GUIDE FOR SAFETY IN AC SUBSTATION GROUNDING.  
ANSI/IEEE STD 80-1986.
- 2.- ANALISIS DE CORTO CIRCUITO EN SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES  
RODOLFO LORENZO BAUTISTA
- 3.- SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA  
SYED A. NASAR.  
McGRAW HILL.
- 4.- SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION  
ROBERTO ESPINOZA Y LARA  
DEPFI UNAM.
- 5.- SISTEMAS DE DISTRIBUCION .  
ROBERTO ESPINOZA Y LARA.  
LIMUSA.
- 6.- MANUAL DE INSTALACIONES DE ALUMBRADO Y FOTOMETRIA.  
JORGE CHAPA CARREON  
LIMUSA.
- 7.- SISTEMAS DE TIERRA EN REDES DE DISTRIBUCION  
GUILLERMO LOPEZ MONROY.
- 8.- FUSIBLES. ANALISIS DE OPERACIÓN Y SELECCIÓN.  
JESUS VELASCO SOLIS.  
LIMUSA.
- 9.- NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-SEMP-1994.
- 10.- LIGHTNING PROTECTION CODE. 1992 EDITION.  
NFPA 780.  
NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION, QUINCY MA. 02269-9101.

- 11.- MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO.  
BUFETE INDUSTRIAL, FORMA 36-EOA-00216164. ENERO DE 1992.
- 12.- HOUSE WIRING  
R.E. PALMQUIST  
McMILLAN PUBLISHING CO.
- 13.- INSTALACIONES ELECTRICAS EN EDIFICIOS  
MERRICK GAY.  
GUSTAVO GILI
- 14.- ELECTRICAL DESIGN FOR BUILDING CONSTRUCTION  
JOHN E. TRAISTER  
McGRAW HILL
- 15.- INSTALACIONES ELECTRICAS  
CASTELFRANCHI  
GUSTAVO GILI
- 16.- SYMMETRICAL COMPONENTS AS APPLIED TO THE ANALYSIS OF UNBALANCED ELECTRICAL  
CIRCUITS.  
C.F. WAGNER , R.D. EVANS  
McGRAW HILL.
- 17.- ELECTRICAL DESING DETAILS  
J.F. MCPORLAND.  
ROBERT E. KRIEGER PUBLISHING CO.
- 18.- DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS  
JOSE RAULL MARTIN.  
McGRAW HILL
- 19.- IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR PROTECTION AND COORDINATION OF INDUSTRIAL AND  
COMMERCIAL POWER SYSTEMS.  
ANS/IEEE STD 242-1986.
- 20.- CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO EN REDES TRIFASICAS.  
RICHARD ROEPER.