



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS  
ELÉCTRICAS EN CENTROS  
COMERCIALES**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

**PRESENTA:**

**DANIEL GÓMEZ MARCIAL**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**ING. JESÚS RAMÍREZ ORTEGA**



**MÉXICO D.F.**

**2010**



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.

*Durante el recorrido que llevo hasta el día de hoy he comprobado que el agradecimiento y la humildad son la base para alcanzar el éxito que tanto se desea en la vida, ese éxito que no se compra con dinero ni con ninguna cosa material, "la felicidad".*

Dios mío te doy gracias por darme esta oportunidad de terminar un ciclo más en mi vida, un ciclo que parecía interminable pero que con tu guía logre concretar.

Papá te dedico este trabajo ya que tanto anhelabas este momento, así mismo te doy gracias por todo aquello que me enseñaste y por todos tus consejos sobre la vida que me otorgaste. Gracias padre, con todo mi cariño a tu memoria chinito. Sr. Felipe Gómez Rodríguez.

Mamá muchas gracias por darme la vida, por estar conmigo en todo momento, debido a que tu sufriste y disfrutaste todos y cada uno de mis padecimientos. Gracias porque tu esfuerzo dio frutos. Eres y seguirás siendo el motor para seguir adelante. Gracias y perdón mamá por todos aquellos momentos en los que el estrés me agobiaba y sufrías mis desatentos. Gracias Lucinita, por todo ese cariño que siempre me brindas.

A ti Bere, mi amiga, mi novia, mi esposa, ya que durante toda la carrera estuviste conmigo en las buenas y en las malas, gracias por todo tu apoyo, gracias por tu tiempo, pero sobre todo gracias por tu cariño que hasta la fecha me sigues dando. Siempre me has hecho gozar los momentos que estoy contigo, eres mi inspiración para seguir cosechando triunfos, eres la mujer de mi vida.

A todos y cada uno de mis hermanos porque ellos fueron parte crucial para llegar a este momento, con sus palabras de ánimo y en ocasiones con regaños, pero al final entendí que eran con la intención de superarme. Gracias Leticia, Felipe, Guadalupe, Manrique; pero en especial agradezco con toda humildad y respeto a ustedes, a Teresa y César, quienes con su apoyo en todos los aspectos fueron siempre una brazo más para sostenerme y seguir adelante. Gracias por facilitarme el camino que esta noble carrera representa. Sin ustedes este momento no llegaría. Gracias hermanos.

Doy gracias también a mi director de tesis el Ing. Jesús Ramírez Ortega, por su comprensión, por brindarme sus conocimientos, por sus consejos y estímulo para seguir con este proceso. Agradezco todo su apoyo y su experiencia en todas esas platicas que sostuvimos.

Por último, pero no menos importante, agradezco a todos mis sinodales, a todos mis profesores; gracias porque me brindaron sus conocimientos y habilidades de las cuales aprendí muchísimo. Gracias a la facultad de ingeniería, gracias a mi UNAM ya que siempre estaré orgulloso de ser universitario.

**INDICE GENERAL.**

	Página
<b>INTRODUCCIÓN</b>	IV
<b>CAPÍTULO I. CONCEPTOS GENERALES</b>	
1.1 Introducción a las instalaciones eléctricas.	1
1.1.1 Definición.	1
1.1.2 Principios y objetivos.	1
1.1.3 Clasificación.	1
1.1.4 Vida y mantenimiento de una instalación eléctrica.	3
1.1.5 Calidad del suministro de energía eléctrica.	3
1.1.6 Componentes básicos de una instalación eléctrica.	3
1.2 Organizaciones y normas que rigen el rubro de las instalaciones eléctricas.	4
1.2.1 Antecedentes.	4
1.2.2 Normas y reglamentos.	4
1.2.3 Normas internacionales.	5
1.2.4 Organizaciones que rigen a las instalaciones eléctricas.	6
1.3 Contingencias y Protecciones Eléctricas.	7
1.3.1 Las contingencias eléctricas.	7
1.3.1.1 Tipos de peligros y de lesión.	8
1.3.1.2 Contingencias eléctricas más comunes en centros comerciales.	10
1.3.2 Las protecciones eléctricas.	13
1.3.2.1 Sistema de puesta a tierra.	13
1.3.2.2 Sistema de pararrayos.	13
1.3.2.3 Distancias de trabajo.	14
1.3.2.4 Dispositivos de protección.	15
<b>CAPÍTULO II. ALIMENTADORES Y CIRCUITOS DERIVADOS</b>	
2.1 Generalidades y Diagramas Unifilares.	19
2.1.1 Generalidades.	19
2.1.2 Diagramas Unifilares.	20
2.1.3 Distribución de Luminarios, Receptáculos y Fuerza.	21
2.1.4 Distribución de Luminarios.	21
2.1.5 Distribución de receptáculos.	23
2.1.6 Distribución de fuerza.	25
2.2 Cálculo de Niveles de Iluminación y Densidad de Potencia Eléctrica de Alumbrado.	26
2.2.1 Cálculo de niveles de iluminación.	27
2.2.2 Cálculo de la Densidad de Potencia Eléctrica de Alumbrado (DPEA).	33
2.3 Cálculo de Circuitos Derivados.	35
2.3.1 Cálculo de circuitos derivados por medio de ampacidad y comprobación por caída de tensión.	36
2.4 Cálculo de Circuitos Alimentadores.	42
2.5 Alimentadores Generales en Media Tensión.	48
2.5.1 Consideraciones generales.	49
2.5.2 Cálculo por ampacidad.	49
2.5.3 Cálculo por corto circuito.	52
2.5.4 Cálculo por caída de tensión.	54
2.5.5 Cálculo del diámetro de la canalización.	57
2.6 Subestación Eléctrica.	58
2.6.1 Generalidades.	58
2.6.2 Lugar de instalación.	59
2.6.3 Partes constitutivas de la subestación.	60
2.6.3.1 Gabinetes.	60
2.6.3.2 Transformadores.	64
2.6.3.3 Planta generadora de energía eléctrica.	65
2.6.3.4 Equipos eléctricos.	67

2.6.3.5 Accesorios y pruebas.	68
-------------------------------	----

### **CAPÍTULO III. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA Y SISTEMA DE PARARRAYOS (PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS)**

3.1	Introducción a los sistemas de puesta a tierra.	70
3.1.1	Definición y objetivos de un sistema de puesta a tierra.	70
3.1.2	Clasificación de los sistemas de puesta a tierra .	71
3.2	Resistividad del terreno y resistividad superficial.	73
3.2.1	Resistividad del terreno.	73
3.2.1.1	Medición de la resistividad del terreno.	73
3.2.2	Resistividad superficial .	76
3.3	Potenciales tolerables y potenciales de la malla de puesta a tierra.	77
3.3.1	Orígenes.	77
3.3.2	Efectos fisiológicos de la corriente a tierra (corriente tolerable por el cuerpo humano).	79
3.3.3	Definiciones de potenciales tolerables y potenciales de la malla.	80
3.4	Diseño, cálculo y especificaciones de la malla de puesta a tierra de la subestación eléctrica.	81
3.4.1	Fundamento.	81
3.4.2	Objetivo	82
3.4.3	Procedimiento.	82
3.4.4	Datos conocidos.	82
3.4.5	Diseño de la red.	83
3.4.6	Conclusión.	94
3.5	Otros sistemas de puesta a tierra y la equipotencialidad entre ellos.	97
3.6	Conceptos generales del sistema de pararrayos.	102
3.6.1	Justificación.	102
3.6.2	Formación de una descarga atmosférica y la protección adecuada.	103
3.7	Diseño, cálculo y especificaciones del sistema de pararrayos.	106
3.8	Comparación entre puntas pararrayos.	113
3.8.1	Punta Faraday.	114
3.8.2	Punta dipolo corona.	115
3.8.3	Punta pararrayos tipo tripular.	118
3.8.4	Punta pararrayos tipo ionizante o PDC.	119
3.8.5	Conclusiones.	121

### **CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO**

4.1	Qué es el corto circuito y su importancia en el sistema eléctrico.	123
4.1.1	Definición.	123
4.1.2	Objetivo de un estudio de corto circuito.	124
4.1.3	Importancia del estudio de corto circuito.	124
4.1.4	Fuentes alimentadoras de corrientes de falla.	125
4.2	Los tipos de fallas más recurrentes en la instalación eléctrica y los diferentes métodos de solución.	127
4.3.1	Características del corto circuito: asimetría.	127
4.3.2	Fallas más comunes en el sistema.	129
4.3.3	Métodos de solución.	130
4.4	Cálculo de la corriente de corto circuito trifásica en el sistema eléctrico.	134
4.4.1	Justificación.	134
4.4.2	Desarrollo.	135
4.5	Selección de fusibles e interruptores.	140
4.5.1	Selección de interruptores.	140
4.5.1.1	Selección de fusibles.	143
4.4.2.2	Funcionamiento.	143
4.4.2.3	Parámetros de selección.	145
4.6	Efectos del corto circuito.	146

**CAPÍTULO V. EJEMPLOS DE CONTINGENCIAS ELÉCTRICAS E INTERACCIÓN  
CON OTROS SISTEMAS.**

5.1	Generalidades.	148
5.2	Incendios en centros comerciales.	148
5.3	Quemaduras y accidentes eléctricos.	151
5.4	Daño irreparables a circuitos electrónicos.	154
5.5	Fallas a transformadores.	155
5.6	Sistemas de aire acondicionado, instalaciones hidráulicas, instalaciones de voz y datos e instalaciones de seguridad y alarmas.	157
5.8	Las instalaciones eléctricas y la responsabilidad civil.	158
	<b>CONCLUSIONES</b>	159
	<b>REFERENCIAS</b>	161

# ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS ELÉCTRICAS EN CENTROS COMERCIALES.

## INTRODUCCIÓN.

Debido a las necesidades que hoy en día se tienen, es sabido por todos nosotros que la creación de nuevos centros comerciales ha ido en incremento, y en muchos de los casos se ha detectado que el suministro de energía eléctrica es ineficiente dando por resultado discontinuidad en el mismo o la entrega de una energía de mala calidad. Aunado a esto, las anomalías, tales como el “colgarse del cable” o colocar “diablitos” y otras eventualidades han empobrecido aún más este servicio.

Tomando en consideración lo anterior y como caso particular, este trabajo tiene como objetivo enunciar, analizar, identificar y corregir contingencias eléctricas en las instalaciones de centros comerciales, con el propósito de mostrar la importancia de una instalación eléctrica adecuada (se escoge este tipo de instalación, debido a la complejidad de la misma), de tal manera que se generalice la metodología del desarrollo e implementación de nuevos sistemas eléctricos. La finalidad es que el usuario tome conciencia y mejore sus instalaciones para evitar daños que pueden ser irremediables, los cuales se transforman en pérdidas que se manifiestan como la reparación o cambio del dispositivo dañado, o un sistema afectado y en ocasiones como daños a las personas.

La idea es evitar estos siniestros, partiendo de un mantenimiento correctivo sobre fallas que ya sucedieron, sin perder la noción de que el daño se puede evitar a través del diseño correcto de la instalación, cumpliendo las normas que rigen dicho proceso y un mantenimiento preventivo adecuado, en el que recae gran parte de la seguridad de la instalación eléctrica.

Cabe mencionar que existen diferentes fenómenos imprevistos que también pueden afectar al sistema eléctrico, como son variaciones de voltaje, descargas atmosféricas, entre otros. Estos fenómenos repercuten en el mal funcionamiento de la instalación, por consecuencia conocer el origen de estas eventualidades y entenderlas para diseñar el procedimiento a seguir al momento de presentarse es de vital importancia.

Un punto importante que se presenta en los centros comerciales y que no se puede perder de vista, es el de la responsabilidad civil, la cual tiene como prioridad proteger la integridad de los clientes. Este hecho está ligado con el desarrollo de un buen sistema eléctrico, el cual incluye entre otros aspectos, el contar con un proyecto que cumpla con los requerimientos necesarios y que la ejecución de la obra esté apegada a los reglamentos generales. Si se cumple con lo anterior se está asegurando que las probabilidades para que suceda una falla son menores y así reducir considerablemente los daños a terceros. Se debe entender que el diseño, control, monitoreo, ejecución y mantenimiento de la instalación son parte fundamental para la seguridad de las personas y de los equipos.

Finalmente se espera crear una nueva visión de protección y desarrollo de las instalaciones eléctricas, tanto en centros comerciales como en casa habitación, asimismo evitar daños a los sistemas, dispositivos y principalmente a personas, creando una nueva visión sobre la responsabilidad civil y las instalaciones eléctricas.

El papel que juega la ingeniería eléctrica es vital, buscando un desarrollo sustentable que permita al ser humano convivir en mayor armonía con el medio ambiente por más tiempo, sin olvidar que éste último nos proporciona los recursos necesarios para continuar con el desarrollo de la ciencia y la tecnología. Por ello, el hecho de presentar sistemas eléctricos eficientes, van de la mano con la orientación práctica al usuario final, buscando que el camino sea más fácil y le permita acceder a este tipo de opciones sin complicarle el objetivo de su problema.

En el Capítulo I, se describirán superficialmente las partes integrales de un sistema eléctrico, como es la subestación, los receptáculos, la iluminación interior y exterior, la distribución de fuerza, los sistemas de puesta a tierra, el sistema de pararrayos, el cálculo de corto circuito, la coordinación de protecciones, entre otros. De la misma manera se enunciará la información sobre instituciones que rigen el rubro de la ingeniería eléctrica y finalmente contingencias eléctricas y sus protecciones.

Una vez terminada esta sección, se asumirá en los capítulos restantes, cada tema más a fondo detallando algunos cálculos matemáticos, funcionamiento correcto de algunos dispositivos de mayor importancia en el sistema y principalmente ilustrando las contingencias eléctricas a evitar.

Al final se muestra una bibliografía, en la que se enlistan las diferentes obras estudiadas con el fin que el lector pueda consultarlas y amplíe sus conocimientos sobre un tema en particular.

# ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS ELÉCTRICAS EN CENTROS COMERCIALES.

## CAPÍTULO I. CONCEPTOS GENERALES.

### 1.1 Introducción a las instalaciones eléctricas.

La electricidad siempre ha tenido un papel de gran importancia en nuestra vida cotidiana, tanto en nuestros hogares como en los lugares de trabajo, por esto es indispensable conocer todo lo relacionado a la electricidad y los peligros que trae consigo. Una faceta de la electricidad se refiere a las instalaciones eléctricas, tema que abarcaremos en gran medida en este trabajo.

#### 1.1.1 Definición

Para comenzar, basta decir que existen diferentes definiciones de instalación eléctrica, sin embargo todas conllevan al mismo objetivo. En este trabajo se define como el conjunto de elementos interconectados para proveer energía eléctrica en la cantidad y tiempo que sea requerida en forma óptima y segura. En otras palabras, es el conjunto de elementos que permiten transportar y distribuir la energía eléctrica desde el punto de suministro hasta los equipos que la utilizan, como: tableros, interruptores, transformadores, bancos de capacitores, dispositivos sensores, dispositivos de control local o remoto, cables, conexiones, receptáculos, canalizaciones y soportes, entre otros.

El campo de estudio de las instalaciones eléctricas es bastante amplio, por ello mencionaremos un panorama general sobre el tema, indicando los objetivos y características principales, su desarrollo y la interacción con otros sistemas.

#### 1.1.2 Principio y objetivos.

Una instalación eléctrica debe distribuir la energía a los equipos conectados de la mejor manera posible, cuidando la continuidad en el servicio y un suministro de energía de "buena calidad".

De acuerdo a lo anterior, los objetivos de la instalación eléctrica son:

- Seguridad.
- Eficiencia.
- Economía.
- Mantenimiento.
- Distribución.
- Accesibilidad.
- Flexibilidad.

#### 1.1.3 Clasificación.

Debido a la diversidad de las instalaciones eléctricas, se clasifican en diferentes formas, pero para nuestro estudio, mencionaremos sólo las relativas al nivel de voltaje, las que se relacionan de acuerdo al tipo de instalación y las que se deben al modo de operación.

- Nivel de voltaje:
  - ❖ Instalaciones no peligrosas. Se refieren a las instalaciones que utilizan un voltaje de operación menor o igual a 12 Volts.
  - ❖ Instalaciones de baja tensión. Cuando su voltaje con respecto a tierra es menor a 750 Volts.

- ❖ Instalaciones de media tensión. Son las que utilizan un rango de voltaje entre 1 y 34.5 kV. En México los voltajes más comunes para usuarios en media tensión son de 13.8 y 23 kV.
  - ❖ Instalaciones de alta tensión. Se refieren cuando los voltajes de operación son superiores a los antes mencionados.
- Tipo de instalación:
- ❖ Aparentes. Son aquellas que se encuentran con sus componentes a la vista y prácticamente sin protección, un ejemplo se ilustra en la figura 1.1.
  - ❖ Parcialmente ocultas. Nos referimos a éstas cuando las partes constitutivas de este tipo de instalación se encuentran de manera oculta entre muros, muros y plafones, etc., en otras palabras, se puede tener acceso a ellas en la mayoría de sus componentes (figura 1.2).
  - ❖ Totalmente ocultas o ahogadas. Este tipo de instalaciones se muestra en la figura 1.3. Sólo permiten tener acceso a ellas en los puntos en donde se realizan conexiones o derivaciones, pero no se tiene acceso a las trayectorias en general.
- Modo de operación:
- ❖ Operación normal. Aquí nos referimos cuando el sistema eléctrico trabaja sin ninguna contingencia que provoque la continuidad del servicio.
  - ❖ Operación en emergencia. Las instalaciones eléctricas que se encuentran en este rubro son aquellas que requieren una continuidad en el servicio permanentemente, no se pueden quedar sin energía eléctrica; por tal motivo requieren de fuentes alternas de energía que absorban la carga cuando el sistema normal falle. Comúnmente son cargas críticas que tienen una importancia vital en el funcionamiento de las actividades a desarrollar.



Figura 1.1 Instalación eléctrica aparente.



Figura 1.2 Instalación eléctrica parcialmente oculta



Figura 1.3 Instalación eléctrica totalmente oculta o ahogada.

#### 1.1.4 Vida y mantenimiento de una instalación eléctrica.

Este apartado es muy importante, debido a que la mayoría de las personas erróneamente tiene el concepto que una instalación eléctrica ya esta vieja en el momento que suceden fallas recurrentes e inclusive accidentes fatales, es otras palabras cuando se vuelve inservible. Sin embargo, la instalación por naturaleza propia y los elementos que la constituyen tienen un tiempo de vida útil, el cual es difícil de precisar ya que influyen muchos factores, entre los cuales podemos mencionar el uso y el mantenimiento. Así mismo se recomienda en base a experiencia que la instalación sea sustituida por una nueva aproximadamente cada 10 años.

Respecto al mantenimiento se puede decir que hay instalaciones sencillas que no lo requieren, pero que se debe tener cuidado sobre las modificaciones y el mal uso. En aquellas instalaciones donde sí se requiera; consiste básicamente en la limpieza, para evitar acumulación de polvo o basura, el apriete de empalmes en donde se requieran, ajustes de contactos y revisión de los elementos de protección. Para instalaciones que cuenten con equipos especiales, se debe realizar el mantenimiento que el fabricante o distribuidor indica, sino fuese así, proteger a los equipos contra mal usos.

En conclusión, está claro que un mantenimiento adecuado y el buen uso alargan la vida útil de la instalación.

#### 1.1.5 Calidad del suministro de energía eléctrica.

El suministro de energía eléctrica por parte de la compañía suministradora, no está exento de presentar eventualidades que deriven en una "mala calidad de la energía" dando por resultado diversas fallas en el sistema eléctrico del usuario. Existen diversas contingencias de origen externo al suministrador y que también repercuten en el sistema, en consecuencia el usuario podría presentar daños a sus equipos, así como a la instalación misma.

De lo anterior, podemos realizar una pequeña lista de los eventos más comunes que presenta la energía eléctrica que se nos entrega.

- Discontinuidad en el servicio.
- Variaciones de voltaje.
- Variaciones de frecuencia.
- Contenido de armónicas.
- Sobretensiones.

#### 1.1.6 Componentes básicos de una instalación eléctrica.

Es de vital importancia conocer la estructura y elementos de una instalación eléctrica, esto da partida a identificar, en un momento dado, una falla y de qué tipo es. Otro beneficio que se logra; es cuando se realizan cambios en la instalación, ya que se facilita de manera considerable el desarrollo de los mismos. En fin, podemos mencionar diferentes ventajas, pero lo importante es que si conocemos la estructura y los dispositivos que forman a la instalación, se pueden evitar contingencias y daños mayores.

La estructura de una instalación eléctrica se puede definir a grandes rasgos en la siguiente lista, ya que en los siguientes capítulos abundaremos más en el tema, indicando la importancia de cada componente y el buen desarrollo de la instalación.

- Suministro (Acometida).
- Medición.
- Protecciones.
- Distribución.
- Protecciones.
- Carga.

## 1.2 Organizaciones y normas que rigen el rubro de las instalaciones eléctricas.

### 1.2.1 Antecedentes.

En las instalaciones eléctricas de tiempos anteriores y debido a la diversidad de las mismas, existían constantemente diferentes errores, por tal motivo fue necesario regular y estandarizar los métodos para desarrollarlas, por medio de la creación de normas y organismos certificados para realizar esta acción. En la actualidad estos organismos son los que nos rigen. Sabemos que un buen proyecto de ingeniería es una respuesta técnica y económicamente adecuada, que respeta los requerimientos de los reglamentos y los códigos aplicables sin olvidar que el diseño de instalaciones eléctricas debe realizarse bajo un marco legal.

Es de conocimiento público que existen diferentes reglamentos aplicables a este tipo de instalaciones. Entre los cuales se pueden mencionar los que son “obligatorios” o los que se obtienen a través de experiencias acumuladas y que son de gran ayuda para el desarrollo de la instalación.

En la actualidad, las instalaciones eléctricas deben cumplir con la normatividad vigente para que su diseño y construcción se realice con la mayor seguridad y evitar que las personas que tengan contacto con los aparatos eléctricos no sufran una descarga o se comience un incendio.

### 1.2.2 Normas y reglamentos.

A continuación se mencionan y se describen a grandes rasgos el objetivo y alcance de las diferentes normatividades aplicables al tema.

#### a. NOM-001-SEDE-2005. Instalaciones eléctricas (Utilización).

Esta norma es la más importante en el cumplimiento de las especificaciones y lineamientos de las instalaciones eléctricas, ya que tiene por objetivo establecer todos los requerimientos que sean necesarios para la seguridad de las personas y sus pertenencias. Su alcance va desde una casa habitación hasta una propiedad industrial, así como desde un circo hasta clínicas y hospitales.

El seguimiento adecuado de esta norma cuando se diseña una instalación eléctrica, da como resultado una instalación segura y eficiente.

#### b. NOM-007-ENER-2004. Eficiencia energética en sistemas de alumbrado en edificios no residenciales.

En este reglamento se encuentran las especificaciones complementarias respecto a las instalaciones de alumbrado en las propiedades, referidas especialmente en la eficiencia energética que deben cumplir los sistemas de alumbrado de acuerdo a la Densidad de Potencia Eléctrica de Alumbrado (DPEA), con el fin de ahorrar energía y evitarle un gasto mayor a la compañía suministradora.

#### c. NOM-025-STPS-1999. Condiciones de iluminación en centros de trabajo.

Lo mencionado en esta norma se refiere a los sistemas de iluminación en los centros de trabajo, de tal forma que no sea un factor de riesgo para la salud de los trabajadores al realizar sus actividades.

#### d. NRF-011-CFE-2004. Sistemas de tierras para plantas y subestaciones eléctricas

La presente es una norma de referencia que proporciona los criterios y requerimientos para el correcto diseño de la malla de puesta a tierra de subestaciones de distribución, incluye procedimientos y algunas ecuaciones de cálculo, con el fin de establecer las bases para que la malla diseñada guarde las medidas de seguridad necesarias. Además tiene gran concordancia con normas internacionales.

- e. NMX-J-549-ANCE-2005. Sistemas de protección contra tormentas eléctricas, especificaciones, materiales y métodos de medición.

Este reglamento establece el diseño y especificaciones, así como materiales y métodos de medición que se requieren en la protección contra tormentas eléctricas, con el objetivo de reducir el riesgo de daño a las personas, seres vivos, edificios y su contenido; para esto se basa en el método de la esfera rodante.

Al parecer el alcance de esta norma, no es aplicable a puntas pararrayos que basan su desarrollo en diferentes métodos al mencionado anteriormente, sin embargo en concordancia con normas internacionales, la mayor parte de lo indicado por esta norma es aplicable a los sistemas de pararrayos utilizados en nuestro país.

- f. Especificaciones y normas de CFE.

Estos documentos indican los procedimientos, materiales, dispositivos y requisitos que deben presentar las instalaciones en las diferentes tensiones eléctricas suministradas por este organismo. Lo anterior se establece con el fin de evitar en gran medida fallas en el suministro, obteniendo como resultado un sistema eléctrico confiable y seguro. Estas normas sirven de ayuda como referencia y complemento para el cálculo correcto, orientación y conocimiento de diversos dispositivos, entre otras finalidades.

- g. PEC-2005. Procedimiento para la evaluación de la conformidad.

El PEC establece dentro de un marco legal, la metodología que mediante la verificación comprueba y lleva a cabo el cumplimiento de la NOM-001-SEDE-2005. Instalaciones Eléctricas (Utilización), con el objetivo de salvaguardar la seguridad de las personas y sus bienes.

Este procedimiento puede ser usado, tanto por la unidad verificadora como la autoridad competente de forma fundada y motivada, debido a que nos indica el alcance que tienen los antes mencionados, así como las obligaciones del usuario. Indica de forma ordenada las disposiciones generales de este procedimiento, el desarrollo del mismo, los aspectos técnicos del proyecto a verificar y la documentación requerida.

### 1.2.3 Normas internacionales.

La concordancia entre las normas mexicanas y normas internacionales, es de gran ayuda en el desarrollo del proyecto y ejecución de las instalaciones, debido a la profundidad o al esclarecimiento sobre algunos temas en particular. Entre las más destacadas podemos mencionar las siguientes:

- a. NEC-2005 ó 2008. National electrical code.

Este reglamento nos da la opción de comprobar lo que la NOM nos indica, con la ventaja de que ilustra de forma gráfica los artículos mencionados con el fin de tener una visión más clara al respecto.

- b. NFPA-80-2004. Standard for the installation of lightning protection systems.

Esta norma es utilizada como complemento para el desarrollo de sistema de pararrayos. Está muy ligada con la norma mexicana NMX-J-549-ANCE-2005.

- c. UNE-21-186. Protección de estructuras, edificaciones y zonas abiertas mediante pararrayos con dispositivo de cebado.

La UNE es la norma española que rige a las instalaciones de sistemas de pararrayos con dispositivos de cebado (PDC), que es equivalente en nuestro aquí en México con las pararrayos conocidos como "Puntas Ionizantes"; dispositivos que no se encuentran en el alcance de la norma mexicana NMX-J-549-ANCE-2005, pero que son bastante utilizados en nuestro país. Cabe mencionar que existen en el mercado diversos pararrayos que se

rigen por la norma francesa NFC-17-102, la cual lleva por título el mismo que la presente, la diferencia radica en los reglamentos de cada país.

d. Estándares de la IEEE. Instituto de ingenieros eléctricos electrónicos.

Estos documentos son consultados por los ingenieros eléctricos de nuestro país, ya que nos otorgan mucha información sobre diversos temas dentro de la ingeniería eléctrica. Los más utilizados son los que se conocen comúnmente como “Color Books”.

#### 1.2.4 Organizaciones que rigen a las instalaciones eléctricas.

De acuerdo a lo antes mencionado, se entiende que todo proyecto, ejecución y mantenimiento de una instalación eléctrica debe cumplir con cada uno de estos reglamentos, sin embargo es necesario que se verifique cabalmente dicho cumplimiento, por tal motivo es necesario que las instalaciones sean supervisadas por organizaciones acreditadas debidamente por instancias oficiales correspondientes. En nuestro país existen diferentes tipos de organizaciones dedicadas a esta acción, algunas de manera directa y otras de forma indirecta.

a. Unidad verificadora de instalaciones eléctricas (UVIE).

La unidad verificadora de instalaciones eléctricas es una organización que se encarga de manera directa de verificar que las instalaciones cumplan con la norma oficial mexicana vigente, esta acción la realiza por medio de inspecciones tanto en proyecto como en obra. Su objetivo principal es que el usuario tenga una instalación eléctrica segura para salvaguardar la integridad de las personas así como el de sus bienes físicos.

Esta entidad pone a la disposición del usuario a especialistas capacitados para afrontar cualquier proyecto eléctrico en las diferentes tensiones eléctricas que puedan ser aplicables. En base a ello, el cliente resulta ser beneficiado en los siguientes aspectos:

- Al obtener su dictámen de verificación, el usuario se encuentra amparado ante cualquier auditoria interna ó externa sobre sus instalaciones eléctricas.
- Protege su inversión al prevenir un desempeño ineficiente de su operación, o como parte de un escenario mas serio, la ocurrencia de siniestros provocados al operar instalaciones eléctricas defectuosas ó mal calculadas, asegurando la continuidad en sus operaciones.
- La prevención en la ocurrencia de siniestros, es la mejor manera de salvaguardar la integridad física de sus recursos más valiosos.

b. Instituciones de manera indirecta.

Las instituciones que se relacionan con el cumplimiento de la instalación pero de manera indirecta, son aquéllas que se encargan de realizar pruebas a los equipos y materiales utilizados en la instalación eléctrica. En tanto el usuario tiene la obligación de corroborar que los materiales y equipos eléctricos que forman parte de la instalación como receptáculos, apagadores, tubo (conduit), cable, interruptores, tableros, etc., deben estar certificados por un organismo de certificación, el cual otorga el certificado y un sello en el producto, que indica que ha satisfecho las pruebas de laboratorio que se indican en la norma oficial mexicana y pueden ser utilizados en una instalación eléctrica. Si se utilizan productos no certificados se corre el riesgo de una contingencia.

A continuación se enumeran algunas de estas instituciones:

- SECOFI.

La Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, se encarga del estudio a detalle del área de medición y productos eléctricos y electrónicos. Para efecto de nuestro análisis, las normas: NOM-063-SCFI-2001, NOM-003-SCFI-2000 y NOM-064-SCFI-2000, son las que nos incumben, las cuales indican todo lo relacionado sobre conductores eléctricos e iluminación.

- Dirección general de normas (DGN).

Acredita a los organismos de certificación y emite certificados de productos para las cuales no exista un organismo de certificación.

- Entidad mexicana de acreditación (EMA).

La Entidad Mexicana de Acreditación, a.c. es la primera entidad de gestión privada en nuestro país, que tiene como objetivo acreditar a los organismos de la evaluación de la conformidad como son laboratorios de prueba, laboratorios de calibración, organismos de certificación y unidades de verificación u organismos de inspección.

- Asociación de normalización y certificación a.c. (ANCE).

Esta institución se constituyó el 10 de diciembre de 1992 de forma privada y sin fines de lucro, concebida con el fin de brindar apoyo y servicios en materia de normalización, laboratorio de pruebas, certificación de sistemas de calidad, certificación de productos y verificación.

- Fideicomiso para el ahorro de energía (FIDE).

El FIDE como muchas otras, logra un avance en mejora de nuestro país, impulsa el ahorro de la energía eléctrica en la industria, el comercio, los servicios, el campo y los municipios, así como en el sector doméstico nacional, al tiempo que promueve el desarrollo de una cultura del uso racional de este fundamental energético.

- Asociación nacional de manufacturas eléctricas (NEMA).

Los equipos importados deben cumplir con las normas nacionales, pero conviene conocer las normas del país de origen. Gracias a la creación de este instituto se crearon varios más, con el mismo fin, certificación de sistemas de gestión, capacitación y asistencia técnica, entre otros.

- Underwriters laboratorios (UL).

La Underwriters Laboratorios, es una institución extranjera que ha marcado los ensayos de pruebas de equipo eléctrico en nuestro país.

Finalmente debemos tener en cuenta que los dispositivos que se utilizan en las instalaciones eléctricas son sometidos a varias pruebas, las cuales algunas son hechas en el extranjero y otras en nuestro país, de ahí la importancia de este instituto.

### **1.3 Contingencias y Protecciones Eléctricas.**

Cuando escuchamos la frase “falla de energía eléctrica” (que de ahora en adelante se interpretará como contingencia eléctrica), rápidamente la asociamos con alguna lámpara, aparatos electrodomésticos, bombas de agua, etc., por mencionar algunos de los servicios y actividades que no podríamos realizar sin la energía eléctrica. ¿Pero en realidad sabemos si la protección eléctrica de la instalación es adecuada para ofrecer condiciones de seguridad hacia las personas y sus equipos? Seguramente la respuesta no es favorable, entonces se vuelve indispensable conocer los tipos de contingencias eléctricas y los diferentes dispositivos de protección existentes.

#### **1.3.1 Las contingencias eléctricas.**

En México, el consumo de energía eléctrica es cada vez mayor ya que continuamente más y más aplicaciones de nuestra vida cotidiana requieren de este servicio, sin embargo la mayoría de la gente le resulta difícil reflexionar acerca de la falta de este suministro. Esto ha dado partida a que los usuarios, debido a la costumbre, se olviden de los riesgos que trae consigo la energía y en las pocas veces que piensan en los accidentes a causa de la electricidad, hacen referencia sólo a ser impactados por un “rayo” o por alguna explosión de un equipo.

Para poder localizar la falla es necesario tener conocimientos acerca de cómo se comporta la energía en un circuito y entender los principios. También es necesario conocer los diferentes instrumentos o equipos de medición y además utilizar nuestra lógica.

### 1.3.1.1 Tipos de peligros y de lesión.

Tomando en cuenta lo anterior, es necesario establecer que estas contingencias no son todas las que pueden suceder, ya que existen diferentes peligros de lesión producidos por la electricidad.

#### ➤ Tipos de peligros:

- ❖ El fuego.
- ❖ La descarga eléctrica (shock eléctrico).
- ❖ El relámpago de arco.
- ❖ Explosión de arco.
- ❖ Luz intensa.
- ❖ Daños a la piel.
- ❖ Ruido concentrado.

#### ➤ Tipos de lesión:

- ❖ Quemaduras.
- ❖ Lesiones a los oídos y ojos.
- ❖ Electrocuación por una descarga eléctrica.
- ❖ Lesiones causadas por el contacto eléctrico.
- ❖ Lesiones por impacto de piezas a causa de la explosión del equipo eléctrico.

Muchos instaladores e ingenieros electricistas confían en demasía en su experiencia cuando realizan trabajos con equipos energizados y a veces las consecuencias suelen ser graves. Una instalación incorrecta puede provocar accidentes, de aquí la necesidad de crear una cultura sobre la seguridad eléctrica, de tal manera que el diseño y construcción de una instalación debe efectuarse por personas calificadas para evitar riesgos eléctricos.



Figura 1.4 Irresponsabilidad eléctrica.

En muchas de las contingencias eléctricas, lo primero que se hace es cambiar el dispositivo dañado o el conductor quemado o a restablecer el interruptor que operó, sin embargo se debe realizar una detección adecuada y dar solución a las fallas suscitadas.

Vale la pena profundizar un poco más sobre un tema en particular, el fuego, ya que dentro de los siniestros provocados por contingencias eléctricas es el de mayor presencia. Cuantas veces hemos escuchado la noticia de que “se incendió el supermercado de la avenida central y hubo tantas pérdidas humanas, el origen del siniestro se presume fue por una falla eléctrica”. Sin embargo, no queremos entender que la instalación eléctrica está ligada a eventualidades que ponen en riesgo nuestra vida.

El origen del fuego tiene su justificación en la siguiente teoría: la energía eléctrica se transforma en calor intenso que provoca la combustión de algún material alrededor o incluso actuando directamente sobre la persona misma. El fuego en realidad necesita de tres elementos base para poder existir, si no aparece alguno de ellos, el fuego no se presenta. En la figura 2.2 se muestra el triángulo del fuego, en donde se indica de manera gráfica la evolución del mismo.

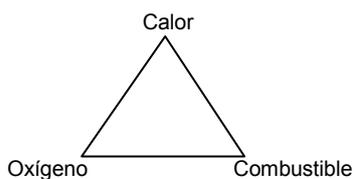


Figura 1.5 Triángulo del fuego.

Como dato adicional al respecto en el año 2005, según el cuerpo de bomberos del Distrito Federal, se registraron un promedio de 59 cortos circuitos por mes en establecimientos comerciales, lo que originó conatos de incendio e incendios generales del lugar. También en el estado de Tamaulipas (por mencionar alguno) en las épocas de sembrina, los registros alcanzaron un dato histórico, según Protección Civil de la región, llegando a un 80% de atención de incendios, provocados por una falla eléctrica resaltando un corto circuito. De acuerdo a estas estadísticas y datos proporcionados por organizaciones no gubernamentales, en nuestro país la electricidad es la tercera causa de incendios y según el INEGI en ese mismo año las pérdidas humanas fueron alrededor de 50,000 y las pérdidas económicas alcanzaron el 0.3% del PNB.



Figura 1.6 El fuego causante de incendios.

### 1.3.1.2 Contingencias eléctricas más comunes en centros comerciales.

En todos los establecimientos comerciales existen diferentes tipos de contingencias eléctricas, éstas pueden ser provocadas por diversos fenómenos, ya que la falla puede ocurrir desde el proyecto eléctrico y como no fue detectada en su momento, este error se arrastra hasta la ejecución de la obra, además como se mencionó anteriormente, existen fenómenos naturales imprescindibles que también causan fallas. Sin embargo, podemos asumir que la mayoría de las contingencias son provocadas por falta de mantenimiento o un mal uso de la instalación eléctrica. A continuación, se describen los fenómenos más comunes responsables del origen de las contingencias eléctricas.

#### ➤ Voltajes peligrosos.

Estos voltajes se refieren a los que se originan en determinadas condiciones y que ponen en peligro vidas humanas y las instalaciones en general.

##### ❖ Voltajes por falla de aislamiento.

En los equipos eléctricos por envejecimiento, su aislamiento llega a fallar, debido a daños por esfuerzos o vibraciones, originando la energización de las partes metálicas que normalmente no lo están y que se vean expuestas a potenciales peligrosos, de ahí la necesidad de poner a tierra estructuras y armazones metálicos.

##### ❖ Sobrevoltajes de origen atmosférico.

Este tipo de voltajes es ocasionado por descargas atmosféricas, las cuales son originadas por la presencia de nubes que debido a la fricción del aire con pequeñas gotas de agua se cargan negativamente. Al mismo tiempo esto provoca que se acumule carga positiva en la superficie de la tierra y cuando el gradiente se vuelve suficientemente grande, surge la descarga. Regularmente las descargas empiezan en las nubes.

##### ❖ Voltajes por fricción.

En la naturaleza hay materiales que se cargan por una fricción entre sí y al descargarse pueden lastimar a las personas, dando origen a incendios y/o daños a los equipos eléctricos. Existen otras cargas que pueden aparecer por la fricción entre el viento y cualquier cuerpo metálico en movimiento. Estas cargas generadas por fricción reciben el nombre de cargas electrostáticas y para poder descargar los materiales cargados de esta forma, se requiere de una conexión de puesta a tierra.

#### ➤ Corto circuito.

Esta contingencia es la más común en cualquier instalación eléctrica, sus causas pueden ser: fallas de aislamiento, errores de operación, ondas de voltaje peligrosos, deficiencias en el mantenimiento, vandalismo, agentes naturales como viento, roedores, pájaros, ramas de árboles, también puede ser por contaminación entre otros. De tal manera en el capítulo IV abundaremos en el tema, mientras tanto analizaremos los siguientes ejemplos de corto circuito.

Cuando dos conductores de fase se ponen en contacto directo o solo el conductor de fase con el conductor neutro del sistema, o en su defecto el conductor de fase con el conductor de puesta a tierra; lo que se origina es que súbitamente la corriente incrementa su valor nominal debido a que en ese preciso instante no existe resistencia eléctrica alguna que limite el paso de esta corriente. Sin embargo, como a todo mal hay una cura, existen dispositivos que están diseñados para este efecto, el ejemplo más claro es elemento bimetálico de un interruptor termomagnético (se define más adelante), el cual al suceder este evento presenta un flexión del mismo y provoca el disparo del interruptor. Una forma simple de entender el fenómeno de la flexión del bimetálico es cuando recurrimos al ejemplo del frasco de cajeta que se pone en baño maría para poder abrir la tapa metálica. El calor hace que la tapa se dilate y así el frasco se abre con mayor facilidad. Entonces se entiende que el dispositivo no requiere ninguna energía adicional para darnos protección.



Figura 1.7 Corto circuito entre dos conductores.

➤ Sobrecargas eléctricas.

Se entiende por sobrecarga eléctrica al exceso de la corriente nominal del circuito, su origen se debe a una demanda mayor de la potencia nominal o alguna deficiencia en la instalación. Debido a esta demanda paulatina pero creciente de la corriente, la sobrecarga tiene siempre un efecto de incremento de temperatura, ya sea en el equipo eléctrico, en los conductores de la instalación y/o en las protecciones. El incremento en la temperatura puede causar fatiga en los elementos de la instalación y disminución de su vida útil, pero también puede ser tan grande el calor que puede generar incendios, si la falla de sobrecarga no se interrumpe.

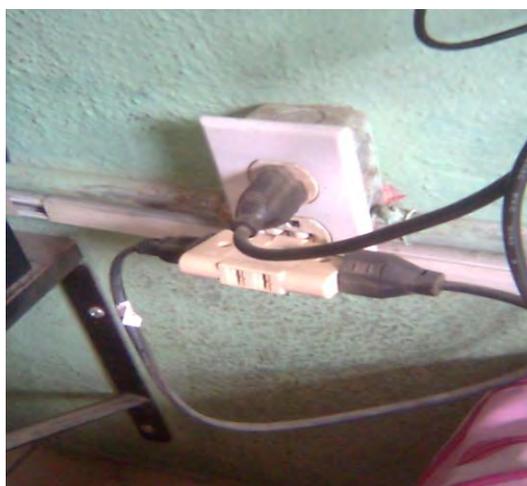


Figura 1.8 Sobrecarga de una salida eléctrica.

❖ Sobrecarga por demanda mayor de potencia eléctrica.

Este caso es el más radical, ya que por lo regular sucede bajo el consentimiento de las personas de mantenimiento, esto sucede debido a que el sistema va creciendo por las necesidades del mismo; para el caso particular de los centros comerciales, es debido a las promociones de artículos de venta o eventos especiales que requieran alimentación eléctrica, puede haber exceso de unidades alimentadas a una salida o equipos de mayor potencia a la prevista, entre otros.

- ❖ Sobrecarga por deficiencias en el alimentador.

Aquí el daño principal es el que sufre el conductor eléctrico del circuito alimentador (considerando las posibles consecuencias antes mencionadas), principalmente se debe a tres razones fundamentales:

- a. Voltaje de alimentación menor al nominal.

Algunos equipos eléctricos, por ejemplo un motor se conectan a un circuito alimentador con una tensión de operación menor a la del propio equipo, entonces si la potencia mecánica es constante, surgirá una disminución en el voltaje dando origen a un incremento en la corriente.

- b. Consideración de carga a futuro.

Esta situación aunque no parezca se presenta con frecuencia en las instalaciones, debido a que desde el desarrollo del proyecto eléctrico no se considera de manera adecuada el incremento de carga a futuro, entonces al conectar esa carga, le demanda mayor corriente al alimentador, la cual no puede suministrar debido a su ampacidad, ocasionando que en la mayoría de las veces se queme y provoque algún conato de incendio; pero si el circuito está “bien protegido”, la protección opera.

- c. Fricciones internas en motores.

Este tipo de sobrecarga no es muy común en las instalaciones eléctricas, pero si es necesario tomarla en cuenta porque nos hace referencia a un tema de suma importancia, el mantenimiento preventivo para los motores. En otras palabras, la fricción interna de un motor puede aumentar por diferentes razones, tales como una chumacera en mal estado, una pieza suelta, la acumulación de suciedad o cualquier objeto extraño que produzca un desbalanceo. Todo esto provoca un incremento en el par y se traduce como una sobrecarga.

- Altas temperaturas.

En ocasiones no le damos la importancia que se tiene a esta contingencia, ya que la mayoría de las veces nos imaginamos que el aislante del conductor se degrada solo por corto circuito o sobrecarga y dejamos abierta la posibilidad a otros factores que también lo afectan. El aumento de temperatura de los valores nominales, acorta definitivamente la vida útil del aislamiento eléctrico. Entre los factores más descuidados se encuentran:

- ❖ Incidencia directa a los rayos del sol.
- ❖ Falsos contactos.

Es importante hacer notar que ambos factores requieren de un cuidado especial; en el primer caso, se puede prevenir desde el proyecto, ya que este punto se encuentra normado, y es importante consideración de diseño, debido a la diversidad de aislantes de conductores. Para el segundo caso, este tipo de fallas son de las más frecuentes en la instalación pero de las menos atendidas, esto es, toda unión de materiales conductores tiene una resistencia de contacto y es inversamente proporcional a la presión aplicada sobre los puntos de contactos para mantenerlos unidos. Si se aumenta la resistencia de contacto, se presenta el efecto Joule y por consiguiente, el calor puede provocar que los aislamientos de los conductores se degraden hasta carbonizarse originando una falla entre los conductores y posiblemente el inicio de un incendio.

- Eliminación de protecciones.

Es muy común encontrarse instalaciones con protecciones eléctricas improvisadas, primitivas y en donde no se tiene el mínimo rango de seguridad, aunque también existen instalaciones en las cuales la protección eléctrica es la más actual y segura, pero está mal utilizada. Dos

ejemplos muy claros de lo anterior, es cuando se sustituye a la protección por un puente conductor, o cuando se coloca la protección eléctrica de una mayor o menor capacidad. Si eliminamos la protección eléctrica de una u otra manera, estamos eliminando cualquier rango de seguridad y poniendo en grave peligro la vida.

### 1.3.2 Las protecciones eléctricas.

Al circular sobre un conductor una intensidad de corriente eléctrica se produce una transformación de energía eléctrica a energía térmica lo que provoca un calentamiento, el cual si es excesivo se pueden causar daños irreparables. Para regular el paso de la intensidad de corriente se disponen de dispositivos que su función es evitar que corrientes eléctricas circulen por un lapso de tiempo considerable.

Aunque no es posible, construir una instalación eléctrica totalmente a prueba de fallas, vale la pena dedicar tiempo y esfuerzo al análisis de contingencias y diseñar cuidadosamente el sistema de protecciones. Se entiende que una instalación está razonablemente protegida si cuenta con un sistema coordinado de elementos que desempeñe las siguientes funciones: evitar situaciones peligrosas para las personas, minimizar los daños provocados por condiciones anormales y aislar la zona en donde aparece la falla de tal forma que el resto de la instalación continúe operando en las mejores condiciones posibles.

Existen diversos elementos de protección en una instalación eléctrica, sin embargo los más comunes y usuales son los fusibles, interruptores termomagnéticos y los interruptores de falla a tierra, pero también tenemos como opción a los sistemas que por su propia naturaleza y construcción forman parte de las protecciones eléctricas, nos referimos a los sistemas de puesta a tierra, los sistemas de pararrayos, las distancias de trabajo, entre otros.

#### 1.3.2.1 Sistema de puesta a tierra.

El sistema de puesta a tierra, es de vital importancia en todo lo que se refiere a las descargas electrostáticas y cortos circuitos, ya que con la conexión a tierra de cualquier parte metálica (que un momento dado se puede convertir en portadora de corriente eléctrica), se reduce el voltaje entre el objeto y tierra y al mismo tiempo la corriente circulante hacia tierra, provoca que la protección del circuito opere.



Figura 1.9 Registro de puesta a tierra.



Figura 1.10 Puesta a tierra de carcasa de transformador.

#### 1.3.2.2 Sistema de pararrayos.

Las puntas pararrayos se utilizan como protección contra las descargas atmosféricas, su función es la disipar a tierra la corriente de la descarga. Su funcionamiento depende del tipo de punta pararrayos, puede ser "punta faraday", punta dipolo corona o punta con dispositivo de cebado. El diseño de este sistema está en función del nivel de protección que se requiera, así como la frecuencia de descargas atmosféricas registradas en el lugar de instalación. El sistema

consta de un electrodo utilizado como receptor, un conductor trenzado como bajante de la corriente y un conductor de cobre electrolítico interconectado a un sistema de puesta a tierra.

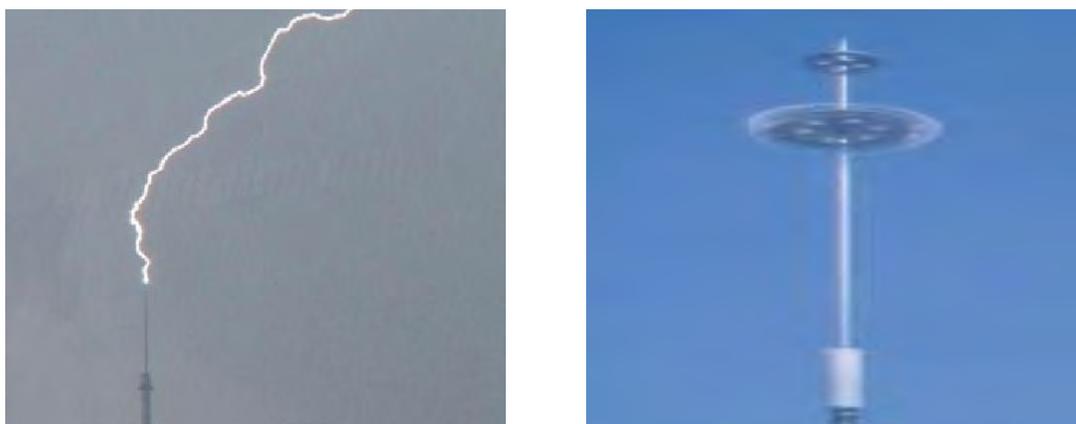


Figura 1.11 Punta Pararrayos.

### 1.3.2.3 Distancias de trabajo.

Este apartado se refiere a las distancias mínimas de seguridad de cualquier equipo eléctrico que esté expuesto a potenciales dañinos para las personas, así como para otros equipos o partes metálicas. La NOM-001-SEDE-2005, en el artículo 110-16 (a) muestra las distancias de trabajo que deben cumplir los equipos eléctricos de 600 V nominales o menos para diferentes condiciones, como se indica en la tabla 1.1

Tensión eléctrica nominal a tierra (V)	Distancia libre mínima (m)		
	Condición 1	Condición 2	Condición 3
0-150	0.90	0.90	0.90
151-600	0.90	1.10	1.20

Las condiciones son las siguientes:

- Partes vivas expuestas en un lado y no vivas ni conectadas a tierra en el otro lado del espacio de trabajo, o partes vivas expuestas a ambos lados protegidas eficazmente por madera u otros materiales aislantes adecuados. No se consideran partes vivas los cables o barras aislados que funcionen a 300 V o menos.
- Partes vivas expuestas a un lado y conectadas a tierra al otro lado.
- Partes vivas expuestas en ambos lados del espacio de trabajo (no protegidas como está previsto en la Condición 1), con el operador entre ambas.

Tabla 1.1 (Tabla 110-16(a) de la NOM). Distancias de trabajo.

Cabe mencionar que la norma restringe aún más este artículo, ya que textualmente indica “además de las dimensiones expresadas en la anterior tabla 110-16 (a), el espacio de trabajo no debe ser menor que 80 cm de ancho delante del equipo eléctrico. El espacio de trabajo debe estar libre y extenderse desde el piso o plataforma hasta la exigida por esta sección. En todos los casos el espacio de trabajo debe permitir abrir por lo menos 90° grados las puertas o paneles abisagrados del equipo”. Tomando en cuenta lo que indica la tabla 1 y el texto anterior, en la figura 1.12 se muestra un ejemplo.

Por otro lado, es necesario señalar la importancia de la separación entre conductores de fuerza y los conductores destinados para los circuitos a tensión regulada control, debido a que en muchas ocasiones por mal diseño u otro motivo, estos dos sistemas se llegan a canalizar en el mismo conducto provocando efectos dañinos a estos sistemas, ya sea por inducción magnética o inclusive fallas en los conductores de alimentación. Un ejemplo de canalizaciones separadas es el que se muestra en la figura 1.13.



Figura 1.12 Distancias de trabajo de equipos eléctricos.

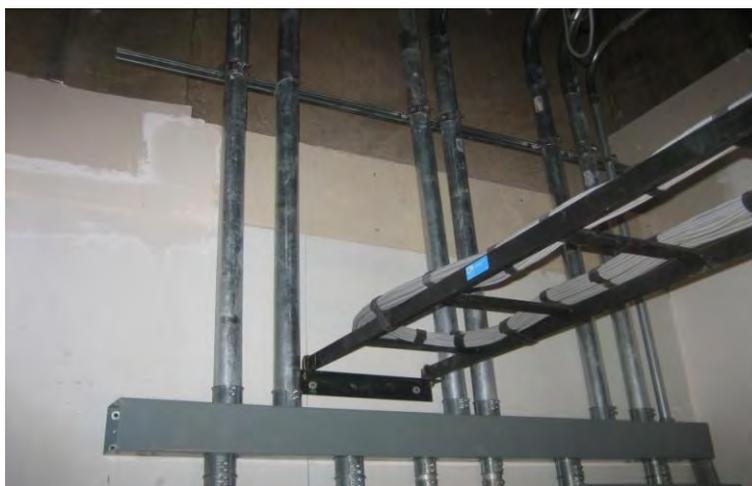


Figura 1.13 Distancias de trabajo (separación) de sistemas de fuerza y de control.

#### 1.3.2.4 Dispositivos de protección.

##### ➤ Definición.

Entendamos primero qué es un dispositivo de protección, al cual definiremos como aquel que opera cuando sucede una contingencia eléctrica. La forma de operar se manifiesta a través de un censado de la falla y así poder realizar la interrupción.

##### ➤ Características.

Una vez definido este dispositivo, se requiere conocer sus características principales y poder seleccionar el correcto para cada aplicación. Además de las que a continuación se enuncian, cabe mencionar que este elemento, debe tener la suficiente robustez para soportar los cambios de temperatura y los esfuerzos por vibraciones.

##### ❖ Rapidez.

Este término se asocia definitivamente al tiempo que tarda una protección en operar, lo ideal sería que las protecciones operaran de forma inmediata al ocurrir la contingencia, sin embargo esto no es posible, debido a la naturaleza de la electricidad ya que requiere de un cierto tiempo para accionar los mecanismos quienes realizan la orden de interrupción. No obstante se ha logrado diferenciar a las protecciones en dos grandes grupos: los de operación instantánea y los de operación de tiempo definido, el primer grupo se caracteriza por no tener retraso de tiempo voluntario y el segundo integra cierta variable en el tiempo.

## ❖ Confiabilidad.

La peculiaridad principal de esta característica es la de dar seguridad al usuario, evitando incertidumbres y preservando la garantía de que la protección operará siempre al momento de una contingencia para la cual fue diseñada. Esta característica es la de mayor importancia.

## ❖ Selectividad.

Gran parte de las contingencias eléctricas, se debe a la mala selección de los dispositivos de protección, ya sea de forma individual o en conjunto. En ocasiones no se calcula bien o se trata de sustituir con otro pero de forma inadecuada, esto ocasiona que el dispositivo no opera cuando se presente una falla. Es cierto que al momento de contingencia, la mayoría de las protecciones reciben o censan una señal (puede ser pequeña o no), pero no todas operan, algunas si lo hacen pero de manera incorrecta, lo cual se erradica con un buen diseño y una calibración adecuada para que trabajen selectivamente, obteniendo así una “coordinación de protecciones”.

## ➤ Tipos.

Es sabido por todos nosotros que existen diversos tipos de dispositivos de protección y que pueden llegar a ser tan confusos como caros, sin embargo, si se conoce como funcionan y sus características principales se obtendrán resultados más satisfactorios. A continuación se muestran los tipos más utilizados en una instalación eléctrica de un centro comercial, tomando en consideración que la diversidad varía según lo que el sistema eléctrico requiera.

## ❖ Interruptor de seguridad.

Para nuestro tema de estudio, este tipo de protección es el más utilizado como medio de conexión y desconexión de equipos de aire acondicionado y/o motores pequeños, se puede emplear tanto en interiores como en exteriores, además sirve también como protección en caso de corto circuito. En ocasiones llega a ser usado como protección principal cuando la carga es relativamente pequeña, ya que estos dispositivos son fabricados en diferentes capacidades.

Un error muy común que se comete con este elemento en las instalaciones en estudio, es cuando se utiliza como “desconectador” por su enorme parecido con este dispositivo, sin embargo son completamente distintos y se usan para diferente fin. Mientras el desconectador sólo es utilizado como medio de desconexión y conexión (para mayor seguridad) al momento de trabajar con equipos que así lo requieran, el interruptor de seguridad cuenta con fusibles, los cuales realizaran la función de protección y las cuchillas se encargan de la continuidad e interrupción del servicio; además que el desconectador tiene la peculiaridad de sólo contar con barras, las cuales se deben calcular de acuerdo a norma con el fin de soportar la corriente de arranque de los motores con los que va trabajar

## ❖ Fusibles.

El fusible estrictamente es el elemento más utilizado en cualquier instalación eléctrica, para fines prácticos se trata de un elemento conductor que tiene cierta calibración para operar y fundirse en el momento que circule por él una corriente que sobrepase del límite al cual fue calculado. Este dispositivo puede encontrarse rodeado en arena de cuarzo, aire o cualquier otro material destinado para extinguir los gases provocados por el arco eléctrico. Estos dispositivos se fabrican en diferentes capacidades dependiendo de la tensión eléctrica de operación. En instalaciones de centros comerciales es muy frecuente encontrarlos ya sea en baja o media tensión, los de media se conocen como “cortacircuitos fusible” que son utilizados en exteriores y principalmente en la acometida eléctrica. Así mismo fusibles que forman parte de interruptores de potencia en la subestación eléctrica. Los fusibles de baja tensión se utilizan principalmente en los interruptores de seguridad antes mencionados y son de diferentes capacidades

interruptivas, las cuales varían respecto a los cambios de forma o al aumento de arena. Los más usuales son los que conocemos en forma de zig-zag (para aumentar su longitud) o también conocidos como los de “listón” y los que se encuentran rellenos de arena.

Dentro de las características de los fusibles, podemos mencionar que son de operación única e individual, tienen un tiempo de operación bastante corto, de ahí que resulta difícil coordinarlos con otras protecciones; son baratos y bastantes seguros, siempre y cuando se utilicen de manera adecuada.

#### ❖ Interruptor termomagnético.

Dentro de las protecciones en baja tensión este dispositivo es el más común, debido a su estructura compacta, sencilla de instalar y las ventajas que ofrece respecto a las protecciones anteriores. Las funciones que realiza son variadas, puede ser usado como medio de conexión y desconexión, así como protección contra corto circuito y contra sobrecarga. Existen variantes de este elemento, las cuales se utilizarán dependiendo de las necesidades del sistema, en el capítulo II se ilustrará el uso de algunos de ellos.

Los interruptores termomagnéticos (ITM) están constituidos de forma exterior por una caja moldeada y una palanca que realiza su funcionamiento, internamente contiene dos contactos, uno móvil y otro fijo, así como una cámara de extinción del arco. El sistema de disparo trabaja por medio de energía almacenada, esto es, al momento de accionar la palanca para “cerrar” los contactos se oprime también un resorte, el cual se encarga del almacenamiento de energía y entonces cuando este dispositivo opera libera esta energía, mientras que la fuerza del resorte separa los contactos y por lo tanto el circuito queda abierto. Analicemos a continuación las dos situaciones en donde el dispositivo opera de manera adecuada.

Cuando la falla es por sobrecarga debemos recordar que este dispositivo actúa de acuerdo a su curva tiempo–corriente, así como al valor mismo de la corriente. Cuando esto sucede una barra bimetálica (recibe ese nombre porque es un par de placas metálicas empalmadas de distinto material por las que circula la corriente eléctrica) que se encuentra en su interior provoca el disparo que abre los contactos, como se aprecia en la figura 1.14. De esta manera, una sobrecarga es el tiempo de respuesta de mayor duración, debido a la elevación de la temperatura, de aquí lo indispensable de conocer las curvas de respuesta de los interruptores termomagnéticos. Lo anterior es la diferencia más radical respecto a los fusibles, porque en un sobrecalentamiento originado por una sobrecarga es difícil que el fusible actúe, debido a que éste sólo protege contra un cortocircuito y para detectar la falla sólo nos daremos cuenta si los cables y el fusible están demasiados calientes y para lograrlo es necesario contar con un analizador de temperatura.

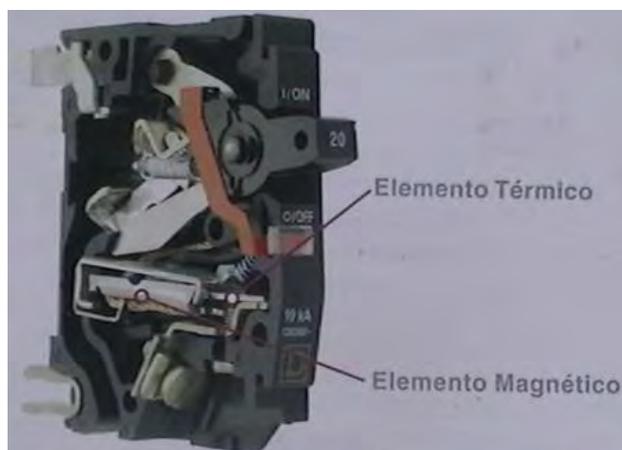


Figura 1.14. Interior de un ITM.

Si la falla es por corto circuito, en donde sabemos que la corriente es excesiva y el calor producido es bastante intenso, origina que una placa del bimetetal se flexione más que la otra, así mismo se crean fuerzas electromagnéticas de atracción capaces de producir el movimiento que da paso a la apertura de los contactos en un tiempo muy corto. En el centro del interruptor se encuentra un conductor por el cual circula corriente eléctrica, alrededor del conductor existe un yugo de hierro que se utiliza para formar un campo magnético. Cuando la corriente fluye en el conductor se produce un campo magnético que conduce por el yugo, si el campo es débil como el causado por la corriente nominal, el resorte mantiene la placa superior de hierro en la parte de arriba y el entrehierro se mantiene abierto. Pero si la corriente es muy intensa, como la producida por una falla de corto circuito, entonces el campo magnético también se vuelve intenso, originando que la placa superior de hierro se junte con el yugo magnético inferior y se venza la fuerza del resorte. Este movimiento es el que se utiliza para activar el sistema de disparo del interruptor y entonces producir la apertura de los contactos, con lo que el corto circuito se interrumpe. Esto se ilustra en la figura 1.15.

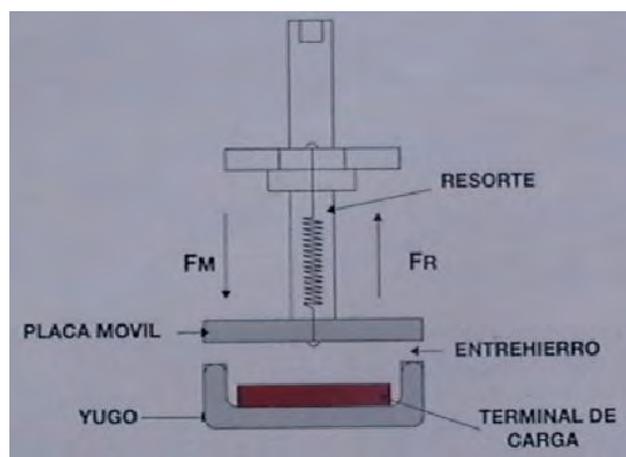


Figura 1.15. Interrupción del corto circuito.

Para finalizar este capítulo es importante que recordemos que las contingencias están presentes en cualquier instalación eléctrica, ya sea residencial, comercial o industrial, lo importante a destacar es que una vez que se tenga conocimiento sobre el tema (aunque sea de manera superficial), nos da un panorama diferente. Hasta ahora sabemos como funciona una instalación eléctrica, que normatividades son aplicables y las personas indicadas para realizar esta acción; de la misma manera conocimos que no todas las contingencias son iguales, que existen diversidad y tipos de protecciones recordando que estas últimas son un aspecto fundamental y crítico de la instalación, por lo que es indispensable contar con los dispositivos de protección adecuados y de calidad garantizada.

## CAPÍTULO II. ALIMENTADORES Y CIRCUITOS DERIVADOS.

### 2.1 Generalidades y diagramas unifilares.

La mayoría de las contingencias en las instalaciones eléctricas de centros comerciales son originadas por pequeños errores, los cuales dan origen a fallas de mayor magnitud y con seguridad se afirma que la falla fue por un mal mantenimiento o defectos de fabricación, sin embargo, cuando se analiza a detalle se observa que el error se arrastra desde el proyecto eléctrico y que por diversas razones no se atendió de manera adecuada. Entendamos que proyecto eléctrico es el que contiene planos, memorias técnico-descriptivas y diagramas correspondientes a una instalación que se ha de construir.

Cabe mencionar que el ingeniero eléctrico de proyecto debe realizar su trabajo de manera limpia y profesional, completa con todos los detalles y lista para ser usado con todo los parámetros que se especificaron. Entonces el ingeniero eléctrico constructor tiene la obligación de realizar el trabajo de la misma manera y que se encuentre dentro los límites indicados en los planos, en las especificaciones y en otros documentos del contrato.

#### 2.1.1 Generalidades.

Cuando se realiza el trabajo de ingeniería eléctrica de un proyecto, es necesario tomar en consideración distintas circunstancias, por ejemplo desde el lugar de la instalación hasta la interacción con otros sistemas. Durante el desarrollo del trabajo es recomendable realizar diferentes reuniones con el propietario y sus empresas supervisoras, con el fin de erradicar cualquier duda que al proyectista le resulte, evitando errores que pudiesen no ser detectados.

Generalmente se comienza por una estimación de la carga eléctrica que se utilizará en la propiedad. Por otro lado se define el tipo de instalación, así como cargas especiales que requiera el sistema, estableciendo restricciones y requisitos. Una vez hecho lo anterior, se procede a la propuesta del sistema eléctrico y sus derivaciones.

Dependiendo del propietario, la distribución del sistema puede variar, algunos requieren tensión regulada, otros, servicio en emergencia, tal vez se necesite un elevador o una planta de tratamiento de agua, etc. Finalmente el propietario es quien define como se realiza la distribución, pero el proyectista tiene la facultad de orientar al propietario, para que la distribución sea correcta cumpliendo con la normatividad vigente y utilizando los conocimientos de ingeniería eléctrica, en donde radica principalmente la autenticidad del proyecto.

La información recaudada se reúne en planos eléctricos, en donde se indica de manera clara y explícita lo que se pretende realizar complementando con notas de instalación e ingeniería de detalle. La idea es que el plano “hable” por sí sólo, evitando escribir comentarios o realizar dibujos que puedan causar duda; aunque en realidad la mayoría de las veces los planos son comúnmente punto de “debate”, ya que cada ingeniero eléctrico tiene diferente criterio de diseño, sin embargo, las reuniones constantes del proyectista con el propietario y la supervisión enriquecen la información contenida, dando paso a una mayor claridad del mismo.

Después de las revisiones correspondientes se procede a la autorización de dichos planos para construcción, una vez estando en obra si se observaran detalles que requieran mayor atención se realizan los llamados planos “as-built”, los cuales contienen las modificaciones realizadas al momento (previamente autorizados).

La información que contiene el proyecto está basada en el cumplimiento de las normatividades vigentes, así como en los documentos que sirven de ayuda (como se mencionó en el capítulo I), esto quiere que decir durante el proyecto se realizó gran parte de la ingeniería eléctrica y sólo resta que la ejecución cumpla con lo indicado en los planos y que se realice con la ética que la ingeniería exige. Cabe resaltar que en muchas ocasiones el personal que trabaja en la ejecución, no sigue al pie de la letra el proyecto y se forma sus propios criterios de diseño sin consultar a los proyectistas, dando partida a errores de instalación, ya que el criterio de diseño se debe respetar. Estas modificaciones no indicadas con tiempo son el origen de las contingencias y que se manifiestan en los peligros ya mencionados.

Amen que el proyecto eléctrico es la base para una instalación adecuada, es necesario ilustrar los cálculos de los alimentadores, circuitos derivados, los cálculos de iluminación, el diseño de la subestación, el diagrama unifilar, entre otros aspectos que abarcaremos en este capítulo, ya que una buena distribución de la instalación debe tener buen aspecto y un nivel de iluminación uniforme. Además no perdamos de vista la precisión de los cálculos, de la cual depende en buena medida la seguridad y el funcionamiento correcto de la instalación, así como el costo inicial de la inversión de los gastos de operación y mantenimiento.

Para poder ilustrar lo antes dicho, asumiremos el proyecto de una tienda de autoservicios, ya que ésta presenta instalaciones eléctricas de cierta “complejidad” y que por experiencia propia, se han observado irregularidades que ponen en peligro a la instalación misma, así como a las personas, de tal manera el alcance abarcará desde el punto de acometida por parte de compañía suministradora hasta cualquier salida eléctrica que el sistema requiera, tratando de ilustrar con modelos matemáticos o con imágenes de la ejecución de obra y/o con siniestros ya suscitados y las consecuencias que traen consigo.

El proyecto eléctrico consta de varias secciones, a continuación se mencionan algunas:

- Diagrama unifilar.
- Instalación de iluminación interior y exterior.
- Instalación de receptáculos.
- Instalación de fuerza.
- Diseño de cuartos eléctricos.
- Instalación de alimentadores generales en B.T.
- Diseño de la subestación eléctrica.
- Instalación de alimentadores generales en M.T.
- Sistemas de puesta a tierra.
- Sistema de pararrayos.
- Análisis de corto circuito.

Es importante señalar que no abarcaremos al 100% la generación de las secciones, debido a que este no es el objetivo del presente trabajo, se detallarán solo aquellos aspectos que así lo requieran, utilizando herramientas como el software “Autocad” y ecuaciones matemáticas que nos simplifican lo que se quiere ilustrar.

### 2.1.2 Diagramas Unifilares.

Toda vez entendido lo anterior y para entrar en materia, se acostumbra presentar como primer plano (está a reserva de las prioridades del cliente), el diagrama unifilar de forma preliminar, ya que este plano contiene “toda la información” del sistema y por ende está incompleta. Se mencionan las características de la acometida, de la subestación, así como los calibres de todos los conductores, la corriente demandada y la longitud, también debe contener las características de los dispositivos de protección, como la capacidad interruptiva y el intervalo de ajuste. En ocasiones como un complemento a este plano contiene la ubicación de los equipos y el nombre que se les asigna.

Posteriormente, se comienza a realizar los planos de distribución secundaria (iluminación, receptáculos y de fuerza), después los planos de alimentadores, así como de los de sistema de puesta a tierra y de pararrayos, no obstante se debe realizar el cruce de instalaciones y entregar los planos “proletarios” si se requieren. Más adelante se realiza el estudio de corto circuito y la ingeniería de detalle.

El diagrama unifilar es el resultado de interconectar a todos los equipos de la instalación con un solo hilo considerando tanto los principios y secuencia de operación de los mismos, como los diferentes sistemas de trabajo. Recordemos que este diagrama se obtiene del estudio y necesidades de la carga en el presente y a futuro.

La figura 2.1 muestra de forma reducida el diagrama unifilar de una tienda de autoservicios, en donde se puede observar que los datos contenidos son preliminares, debido a que en este

plano se encuentra solo la distribución de los equipos y los circuitos, así como la separación de los sistemas tanto en emergencia como en servicio normal (en la mayoría de estos propietarios, la carga que se absorbe en servicio en emergencia es toda la carga demandada, sin embargo con el fin de ilustrarlo asumiremos en este trabajo que el sistema eléctrico se encuentra separado) y toda vez que se obtengan los cálculos de los circuitos alimentadores y derivados, así como el de la subestación y transformadores el diagrama se complementa.

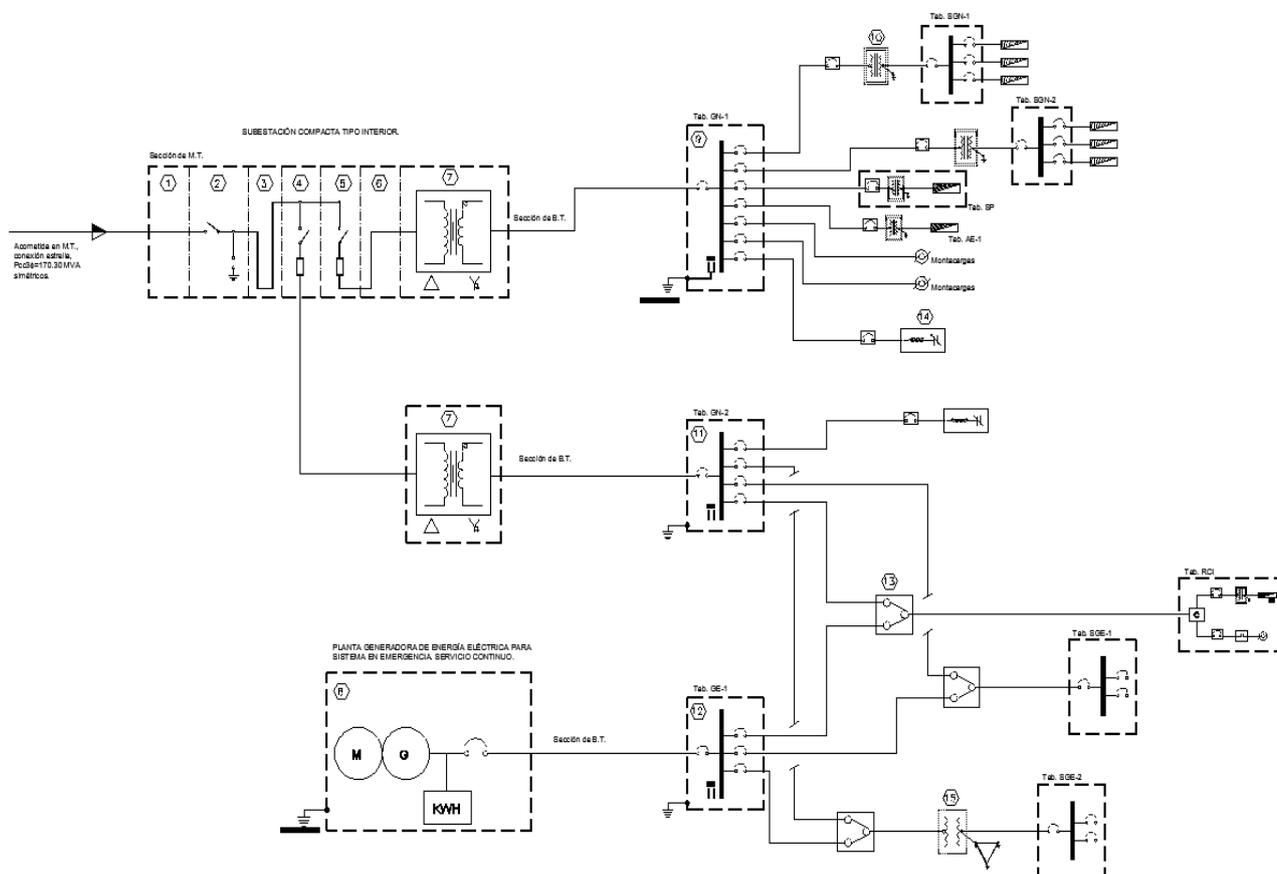


Figura 2.1 Diagrama unifilar general.

De acuerdo a lo anterior, cabe señalar que muchos proyectistas no cumplen con lo establecido en el artículo 6.2 inciso I del PEC de la NOM-001-SEDE-2005 y que finalmente puede repercutir en el desarrollo de la instalación, además hay que recordar que el diagrama unifilar es la “carta de presentación” del proyecto.

## 2.2 Distribución de luminarios, receptáculos y fuerza.

Cuando se realiza una distribución adecuada de los dispositivos y equipos de la instalación, tales como luminarios, receptáculos y de equipos de fuerza, la probabilidad de que suceda una contingencia eléctrica es relativamente menor, pongamos el ejemplo de una salida eléctrica que bajo cierta circunstancia no está ubicada cerca del equipo de trabajo, por tal motivo se recurre a la conexión a través de una “extensión”, lo cual ya sabemos que consecuencias trae el tener una instalación de este tipo, lo mismo sucede con la distribución de fuerza y en ocasiones con la distribución de luminarios. En suma, dicha distribución se debe realizar cumpliendo con distancias normadas y de acuerdo a guías mecánicas de equipos, además de la experiencia del propietario.

### 2.2.1 Distribución de luminarios.

En los centros comerciales sin duda la iluminación del local es fundamental para la exhibición adecuada de los productos. Es un tema complejo e influye de forma importante en las

ganancias que se obtengan. De tal manera que se requiere de un sistema de iluminación eficiente, pero además que el consumo de energía eléctrica no se exceda.

El contar con una buena distribución de iluminación da como resultado un ahorro de energía evitando fallas en el sistema por sobrecarga, también se tiene la ventaja que las actividades de las personas que se ubican en esa área son más productivas, esto se logra si se realiza entre otros aspectos una selección adecuada de la temperatura de color de la lámpara.

La selección del tipo de luminario está en función de las necesidades de cada área, por ejemplo, en piso de ventas el tipo de luminario es distinto respecto al área de recibo o el de oficinas, así como en perezaderos o en áreas exteriores, en las figuras 2.2 y 2.3 se muestra una aplicación.

Por otro lado se debe tomar en cuenta la iluminación en servicio de emergencia, principalmente para determinados lugares predominando las salidas del inmueble, así mismo las áreas del local en donde se requiera iluminación permanente, tales como los cuartos site o llamados también “sistemas”, área de cajas, perezaderos, oficina administrativa”, entre otros. El contar con iluminación en emergencia nos brinda ventajas que facilitan la instalación, como resultado menos contingencias.

Los sistemas de emergencia son aquellos requeridos por la ley y clasificados como emergentes por reglamentaciones, decretos o legislaciones federales o municipales vigentes. Se utilizan, entre otras funciones principalmente en donde la interrupción de la corriente podría producir serios peligros para la seguridad de la vida humana o riesgos para la salud.

Estos sistemas según el artículo 700-9. Denominado “Alambrado del sistema de emergencia” de la NOM-001-SEDE-2005 en sus incisos a) y b) indica que todos los accesorios de los circuitos de emergencia deben marcarse y estar completamente independientes de cualquier otro alambrado y equipos. Además deben cumplir con lo señalado en el artículo 700-15. Sin embargo, muchos constructores y proyectistas no lo toman en cuenta, originando confusiones y errores de instalación.



Figura 2.2 Luminario tipo sobreponer en área de cajas.



Figura 2.3 Luminario tipo suspensión en área de recibo.

Se puede observar para el área de cajas se instaló un luminario del tipo sobreponer en tira continua, mientras que para el área de recibo se instaló un luminario tipo suspensión. Tal vez alguien indicaría que son demasiados luminarios y que se ve con mucha intensidad luminosa, sin embargo el objetivo de este tipo de iluminación, es que en esta área el personal desarrolle sus actividades con mayor ligereza, ya que las lámparas con temperatura de color fría alrededor de 4000°K provoca esta reacción, además se trata también que el cliente observe los artículos de venta y le sean más interesantes con el fin de realizar una compra. La cantidad de

iluminancia en cada área está respaldada por medio de un cálculo de iluminación ya sea con la ayuda de un software o métodos matemáticos.

Existen diferentes métodos para el cálculo de iluminación y varían según el lugar de la instalación de los luminarios, entre los más comunes podemos mencionar: Método de lúmen, punto a punto, cavidad zonal, cavidad zonal avanzada y software comercial y especializado.

Durante los proyectos eléctricos estos cálculos se realizan por medio de software de diferentes fabricantes como el indicado en la figura 2.4, sin embargo en ocasiones conviene realizarlos a través de cálculos matemáticos, de esta manera se refuerzan los conocimientos y se comprueba la veracidad de los paquetes. Para efectos de este trabajo, en los próximos párrafos echaremos mano de los procedimientos matemáticos tradicionales.

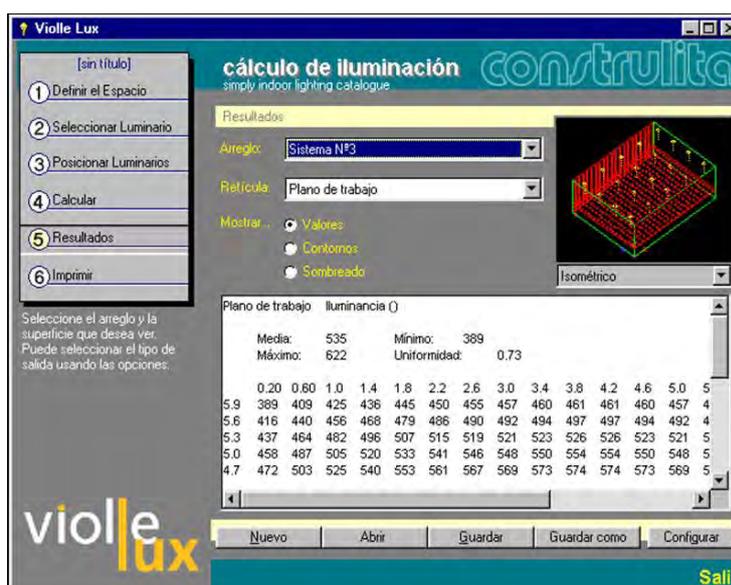


Figura 2.4 Cálculo de iluminación por medio de software.

### 2.2.2 Distribución de receptáculos.

Esta distribución se realiza principalmente por medio de las guías mecánicas del propietario o por la experiencia misma, sin embargo hay que tomar en cuenta lo que nos indica la normatividad vigente, ya que muchas veces por facilidad y economía se instalan de manera errónea. La NOM-001-SEDE-2005 en sus artículos 200-10 inciso b), 210-7, 210-8, 210-21 inciso b), 410 sección K, entre otros, indica todo lo necesario para la instalación correcta de los receptáculos.

La información contenida en las guías mecánicas es de vital importancia, debido a que contiene toda la información requerida para la instalación de esa área en especial, muestra las características técnicas de los dispositivos a instalar. En base a estos parámetros y con la ayuda de los catálogos de los fabricantes se procede a definir el tipo de receptáculo, por ejemplo para el área de percederos (área que regularmente se encuentra húmeda o con presencia de agua), se requieren receptáculos con protección por falla a tierra (GFI), según lo indicado en el artículo 210-8 inciso b) si consideramos a estas áreas como cocinas, además que dependiendo de la salida del equipo a instalar se requiere un receptáculo de media vuelta, que puede ser trifásico con cuatro hilos o solo trifásico, así como de grado industrial o simplemente grado comercial, o con tapa a prueba de intemperie y de uso pesado, etc. Como se puede observar son varias características que hay que tomar en cuenta y que muchas veces las pasamos por alto. En la figura 2.5 se muestra una distribución de receptáculos de acuerdo a guía mecánica, pero que no cumple con lo antes dicho.



Figura 2.5 Distribución de receptáculos.

Hay que señalar que el receptáculo no es del tipo GFI aunque si cuenta con su tapa a prueba de intemperie, sin embargo esto no es suficiente para proteger a las personas contra una falla a tierra o evitar un incendio. El equipo mostrado es una batidora que comúnmente contiene líquidos o fluidos que pueden ocasionar una contingencia, además observando la figura 2.6 se observa que alrededor de este equipo existen tarjas o fregaderos, entonces debido a esto, según el artículo 210-8 inciso a) la distancia máxima más cercana a la que puede estar un receptáculo sin protección por falla a tierra de un fregadero es a 1.80 m, por lo cual se está violando el reglamento y se corre el peligro de electrocución.

Unos de los problemas más comunes en la distribución de receptáculos es que utilizan a las cajas tipo chalupa (consideradas como cajas de salida) como cajas de conexiones, por tal motivo se reduce el volumen disponible para la instalación de los dispositivos y las uniones de los cables a las terminales de los mismos, lo anterior tiene fundamento eléctrico además de estar indicado en la NOM-001-SEDE-2005 en su artículo 370-16 inciso (b). La solución a este problema que algunos proyectistas y/o constructores realizan, es la colocar una caja de conexiones con sobre tapa, esto es en lugar de ocupar una caja chalupa se ocupa una caja de  $\frac{3}{4}$ " con sobre tapa, o en su defecto ocupar cajas tipo FS cuando la instalación sea aparente, esto se realiza con el fin de obtener conexiones dentro de la caja y que el espacio disponible para el dispositivo sea suficiente y así evitar calentamiento entre los conductores o alguna falla, provocada por el espacio reducido. En la figura 2.7 se observa que desde el comienzo del proyecto se origina esta falla.



Figura 2.6 Receptáculos junto a fregaderos.



Figura 2.7 Cajas chalupa usada como caja de conexiones.

En ocasiones no basta con tener una buena distribución, se debe tomar en cuenta la limpieza del lugar de trabajo, el tener un buen cableado de los dispositivos y evitar cruzamientos excesivos de los cables de alimentación y por ningún caso utilizar los “adaptadores” para clavijas; todo esto origina fallas que pueden terminar en algo mucho mayor, como se muestra en las figuras 2.8 y 2.9.



Figura 2.8 Buena distribución, mal cableado.



Figura 2.9 Adaptadores para clavijas.

Se debe entender que la distribución de receptáculos es realizada buscando trayectorias lo menos largas posibles además evitar cortes a los muros de forma transversal, disminuyendo la cantidad de curvas establecida por norma o dejar la cantidad de conductor suficiente para las conexiones correspondientes, entre otros aspectos.

### 2.2.3 Distribución de fuerza.

Los sistemas de fuerza están constituidos por motores y generadores de los equipos que forman parte integral del sistema eléctrico, es decir aire acondicionado, el sistema contra incendio, el sistema hidráulico, montacargas, entre otros.

Esta distribución la realiza regularmente el encargado de cada especialidad, sin embargo la alimentación eléctrica es responsabilidad del área de ingeniería eléctrica, debido a esto es de gran interés realizar el cruzamiento con las diversas instalaciones, con esto se obtiene una visión diferente a lo previsto ya que se pueden aclarar dudas respecto a las características de cada equipo, así como conocer más sobre la especialidad.

En la ejecución de los trabajos la responsabilidad del residente eléctrico es la de coordinar con las otras instalaciones el cumplimiento de la norma, ya que muchas contingencias son a causa de incumplimientos de la misma en estas instalaciones.

De las fallas más recurrentes se pueden mencionar las siguientes:

- Dispositivo de protección mal calculado.
- Colocación de interruptor de seguridad en lugar de un desconectador sin porta fusibles.
- No se aterrizan los gabinetes metálicos.
- Alimentador mal calculado.

A continuación se muestran dos imágenes en donde se observa que no existe la puesta a tierra del gabinete metálico del elemento de protección y el cableado del mismo esta alterado, además que el dispositivo de protección está soportado directamente sobre la pared, cuando lo recomendable es que estén sobre una estructura que se encuentre lo más cerca posible al equipo.

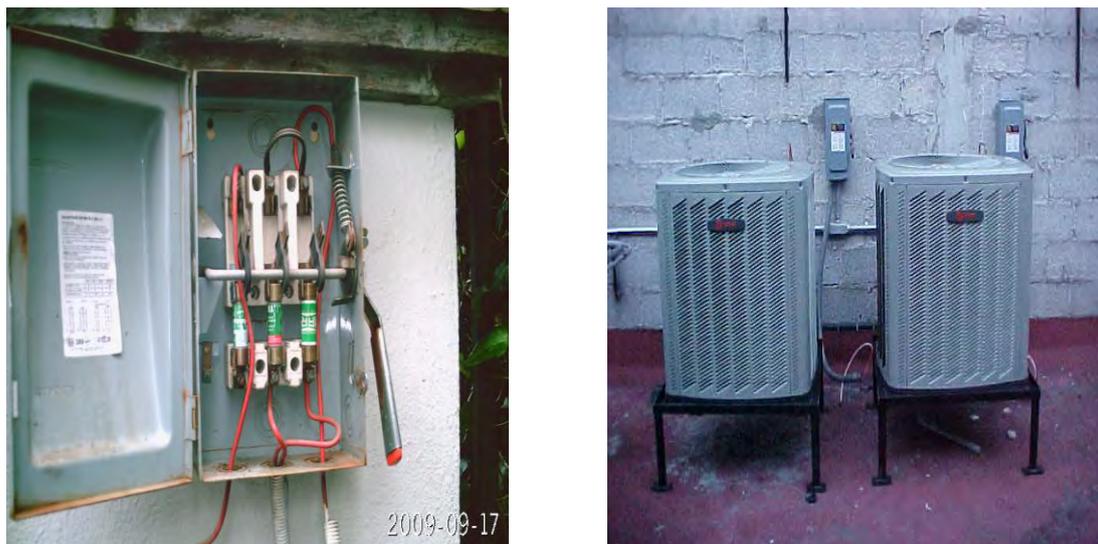


Figura 2.10 Dispositivo de protección de equipos de aire acondicionado.

Más adelante se realizará un ejemplo de cálculo de un alimentador para sistemas de fuerza junto con su protección y canalización correspondiente e indicando los errores más comunes cotejándolos con los artículos de la norma. En el capítulo IV se abarcará la importancia de los sistemas de fuerza respecto al estudio de corto circuito, ya que los motores y generadores son la principal fuente de aportación para este fenómeno en un sistema eléctrico.

### 2.3 Cálculo de niveles de iluminación y densidad de potencia eléctrica de alumbrado.

Los sistemas de iluminación están formados principalmente por las siguientes partes:

- Lámpara. Elemento que produce la luz (energía radiante que puede ser percibida al ojo humano).
- Balastro. Elemento que frena a la corriente.
- Luminario. Formado por la carcasa y la canalización.
- Control. Puede ser un interruptor sencillo.
- Objeto a iluminar. Área deseada.
- Observador. Personas.
- Posición de la lámpara.

En los sistemas de iluminación existen varios aspectos que se deben considerar para evitar una mala distribución de los luminarios, entre los más importantes resaltan los siguientes:

- Deslumbramiento: Es una sensación molesta que se produce cuando la luminancia de un objeto es mucho mayor que la de su entorno. Se sabe que existen dos formas de deslumbramiento, el perturbador y el molesto. El primero consiste en la aparición de un velo luminoso que provoca una visión borrosa, sin nitidez y con poco contraste. El segundo consiste en una sensación molesta provocada porque la luz que llega a nuestros ojos es demasiado intensa produciendo fatiga visual. Esta es la principal causa de deslumbramiento en interiores.
- Color: Se refiere a la apariencia de las lámparas que está relacionada por su temperatura de color, se definen tres grados de apariencia según la tonalidad de la luz: luz fría para las que tienen un tono blanco azulado, luz neutra para las que dan luz blanca y luz cálida para las que tienen un tono blanco rojizo.

#### 2.3.1 Cálculo de niveles de iluminación.

La determinación de los niveles de iluminación adecuados para una instalación no es un trabajo sencillo. Hay que tener en cuenta que los valores recomendados para cada tarea y

entorno son fruto de estudios sobre valoraciones subjetivas de los usuarios (comodidad visual, agradabilidad, rendimiento visual).

Considerando que el ojo del ser humano percibe diferentes formas de energía, es necesario establecer la cantidad de iluminancia requerida, entendiendo como iluminancia a la relación entre el flujo luminoso incidente y el área iluminar. El flujo luminoso ( $\phi$ ) es la radiación luminosa que se mide en lúmenes, o sea el lumen (Lm) es el flujo luminoso de frecuencia de  $540 \times 10^{12}$  Hz y potencia radiante equivalente a 1/683 Watts.

Tres de las formas de energía percibidas por el ojo humano son:

- Absortancia. Lo que ojo observa muy oscuro.
- Reflectancia. Lo que percibe muy brillante.
- Transmitancia. Toda la energía que pasa directo sobre el ojo.

Toda vez que se hayan considerado estos factores y con ayuda de los catálogos de los fabricantes de lámparas y luminarios procedemos a realizar el cálculo de iluminación para determinar la cantidad y separación de luminarios a instalar. El método a ilustrar es el llamado por cavidad zonal que a continuación se describe.

Este método fue desarrollado por la Illuminating Engineering Society of North America (IESNA) para determinar los niveles de iluminación promedio proporcionado por los luminarios dentro de un espacio cerrado. Los resultados de este método son generalmente más representativos de un caso real y puede aplicarse a cualquier sistema de iluminación en locales regulares o de formas especiales. El término “cavidad zonal” parte de la suposición de que el espacio está dividido en cavidades sobrepuestas y considera el comportamiento de la luz en cada una de éstas antes que la luz alcance el plano de trabajo.

El método de cavidad zonal involucra dos parámetros principales:

- Pérdidas.
- Coeficiente de utilización.

Dentro de las pérdidas podemos encontrar las pérdidas no recuperables y las recuperables. Las primeras se refieren a la depreciación de los lúmenes de la lámpara (DLL) o también llamado depreciación de la fuente luminosa (DFL), mientras que las segundas son la depreciación por polvo en el luminario (DPL) o simplemente depreciación del luminario (DL), así como la depreciación por suciedad del local (DPSL).

El conjunto de estos factores constituyen al llamado “factor de pérdida de luz” (FPL), en el cual los lúmenes emitidos por la lámpara disminuyen cuando ésta envejece, además, la suciedad en lámparas y luminarios reduce la eficiencia y la suciedad del local atenúa la reflectancia.

En lo que respecta al coeficiente de utilización (CU) podemos mencionar que es la relación entre la luz generada por la lámpara y la luz que finalmente incide en el plano de trabajo. En otras palabras sabemos que las lámparas de un luminario generan cierta cantidad de lúmenes, pero únicamente parte de esos lúmenes salen del luminario, el resto es absorbido por los diferentes elementos que conforman al propio luminario. La luz que escapa sufre pérdidas posteriores debidas a la geometría del local y a la reflectancia de sus superficies.

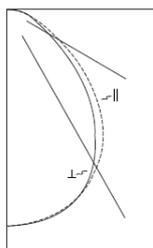
El coeficiente de utilización depende de los siguientes factores:

- Las proporciones geométricas del local (la relación de superficies verticales y superficies horizontales).
- La eficiencia del luminario y su curva de distribución luminosa.
- Las reflectancias de las superficies del local y las interreflexiones dentro de “cavidades zonales” definidas.

En base a estudios realizados por fabricantes e investigadores se han logrado deducir tablas en donde se puede extraer los CU, las cuales varían según el fabricante, el tipo de lámpara y luminario, en la figura 2.11 se presenta una tabla típica de CU. Para obtener este valor se toman en cuenta las reflectancias efectivas las cuales por experiencia y/o por tablas, se extraen y son una modificación de las reflectancias reales de las superficies del local (techo, muros y piso). Las reflectancias efectivas son las producidas por el fenómeno de interreflexión, esto es cuando la luz sale del luminario lo hace en varias direcciones, cualquier haz de luz “rebota” un número considerable de veces de una superficie a otra. Cada rebote causa algunas pérdidas por absorción y la dispersión posterior de la parte absorbida en más rayos en muchas otras direcciones.

PHOTOMETRICS

GR8



**GR8-232A**  
 Electronic Ballast  
 F32T8/35K lamps  
 2800 lumens  
 Spacing criterion:  
 (H) 1.2 x mounting  
 height, (L) 1.2 x  
 mounting height  
 Efficiency 68.2%  
 Test Report:  
 GR8232A.IES  
 LER = FL-58  
 Yearly Cost of 1000  
 lumens, 3000 hrs at  
 .08 KWH = \$4.14

**Coefficients of Utilization**

rc	Effective floor cavity reflectance																						
	80%				70%				50%				30%				10%				0%		
rw	70	50	30	10	70	50	30	10	50	30	10	50	30	10	50	30	10	50	30	10	0		
<b>RCR</b>																							
0	81	81	81	81	79	79	79	79	76	76	76	73	73	73	70	70	70	68	68	68	68		
1	75	73	70	68	74	71	69	67	68	66	65	66	64	63	63	62	61	60	60	60	60		
2	70	65	61	58	68	64	60	57	61	58	56	59	57	55	57	55	53	52	52	52	52		
3	65	59	54	50	63	58	53	50	56	52	49	54	51	48	52	49	47	46	46	46	46		
4	60	53	47	43	58	52	47	43	50	46	43	49	45	42	47	44	42	40	40	40	40		
5	55	47	42	38	54	47	41	38	45	41	37	44	40	37	43	39	36	35	35	35	35		
6	51	43	37	33	50	42	37	33	41	36	33	40	36	33	39	35	32	31	31	31	31		
7	47	39	33	29	46	38	33	29	37	33	29	36	32	29	35	32	29	27	27	27	27		
8	44	35	30	26	43	35	29	26	34	29	26	33	29	25	32	28	25	24	24	24	24		
9	40	32	26	23	39	31	26	22	30	26	22	30	25	22	29	25	22	21	21	21	21		
10	38	29	24	20	37	28	23	20	28	23	20	27	23	20	27	23	20	19	19	19	19		

**Candlepower**

Angle	Along H	45°	Across L
0	1704	1704	1704
5	1695	1701	1699
10	1674	1683	1685
15	1637	1650	1652
20	1583	1597	1595
25	1511	1519	1496
30	1418	1405	1357
35	1300	1260	1199
40	1158	1089	1030
45	988	902	854
50	795	718	677
55	619	550	508
60	462	393	369
65	332	264	272
70	235	175	211
75	167	129	172
80	123	107	132
85	65	60	72
90	0	0	0

**Zonal Lumen Summary**

Zone	Lumens	%Lamp	%Fixture
0-30	1322	23.6	34.6
0-40	2104	37.6	55.1
0-60	3301	58.9	86.4
0-90	3821	68.2	100.0
0-180	3821	68.2	100.0

**Typical VCP Percentages**

Room Size (Ft.)	Height Along		Height Across	
	8.5'	10.0'	8.5'	10.0'
20 x 20	61	64	62	67
30 x 30	54	58	54	59
30 x 60	45	48	44	47
60 x 30	56	60	57	61
60 x 60	46	49	45	48

Figura 2.11 Tabla típica para obtener los CU.

El procedimiento consta de doce pasos, de los cuales cumpliendo con los primeros diez el cálculo ya es correcto, esto es porque el paso once y doce dependen de la geometría del lugar, del nivel de iluminancia resultante y de factores proporcionados por el fabricante.

Para poder ilustrar el cálculo, tomaremos las características del cuarto de oficina administrativa (recordemos que estamos asumiendo todos los parámetros de una tienda comercial), ya que es un área en donde se requiere mayor atención, aunque se puede utilizar también el piso de ventas o cualquier otra área que requiera un trato especial.

Entonces, los pasos a seguir son:

1. Datos (geometría del lugar):

- Largo (l): 6.70 [m]
- Ancho (a): 3.50 [m]
- Área (A): 23.45 [m]
- Altura del local (H): 2.40[m]  
Esta altura puede ser la medida entre el lecho bajo losa o lecho bajo plafón.
- Altura del plano de trabajo [m]:
  - ❖ Si se trata de iluminar un escritorio o alguna área de trabajo: 0.85 [m]
  - ❖ Si se necesita iluminancia a nivel de suelo: 0.00 [m]

- Altura de cavidad del cuarto (Hcc): 1.55 [m] (altura del local menos altura del plano de trabajo).
2. Nivel de alumbrado mínimo mantenido en promedio (E) o el requerido por el propietario (Iluminancia: Luxes):

$$E = 300 \text{ Luxes (Lx)}$$

Este dato cuando el propietario no lo proporciona, se obtienen de tablas existentes, como lo marca el artículo 7 denominado “Niveles de Iluminación” de la NOM-025-STPS-1993 en la tabla 1, las cuales son el resultado de pruebas que se realizan a determinadas áreas de diferentes lugares.

3. Especificación del luminario considerado:

- Luminario:

Luminario de línea metalux, serie GR8 para operar lámparas fluorescentes lineales T8 de 32W, tipo empotrar, catálogo.: GR8-232A19/156-UNV-ER81-IH24, marca Cooper Lighting.

- Numero de lámparas (L): 2
- Carga conectada (Watts):  $2 \times 32 = 68$  [W] (aplicado el F.B.=1.06%)
- Temperatura de color: 4100°[K]

Flujo Luminoso (Lm): Depende del luminario.

- ❖ Lm iniciales:
- ❖ Lm medios.

Para nuestro ejemplo y según la figura 2.11, son Lm iniciales de 2800 Lm.

4. Factor de pérdida de luz (FPL) o factor de mantenimiento (FM):

- Depreciación de la fuente luminosa (DFL) o depreciación de los lúmenes de la lámpara (DLL):

Este factor compensa las pérdidas de los lúmenes de salida. Si el catálogo indica que el flujo luminoso, es el flujo medio, la DFL sería 0.95, si no indica lo anterior, o que el flujo es el inicial, este valor sería DFL 0.82. Se considera que este valor es tomado cuando la lámpara haya sido operada por un tiempo igual al 70%.

Entonces tomando en cuenta lo anterior y de acuerdo al paso tres, los Lm son los iniciales y el DFL es:

$$DLL = DFL = 0.82$$

- Depreciación por polvo en el luminario (DPL) o depreciación del luminario (DL):

Compensa las pérdidas ocasionadas por la acumulación de polvo en lámparas y luminarios, depende del diseño del luminario y de las condiciones ambientales. El factor DPL se determina con exactitud mediante el empleo tablas o gráficas, sin embargo, por experiencia y regularidad el tiempo que se tarda en dar mantenimiento a los luminarios es aproximadamente 12 meses.

➤ Depreciación por suciedad del local (DPSL):

Esta consideración compensa las pérdidas sufridas por la suciedad en la reflectancia de la superficie del local y que toma como referencia la DPL.

El DPSL se obtiene de tablas hechas por distintas compañías como la IES o Westinghouse, en donde se han dividido en seis categorías de ambientes diferentes, de las cuales tres son los más importantes:

- ❖ Limpio con un factor de 0.8
- ❖ Medio con un factor de 0.75
- ❖ Sucio con un factor de 0.65

Para nuestro caso y para dar mayor holgura al cálculo utilizaremos el factor sucio con un valor de 0.65.

Finalmente, se procede a calcular el factor de mantenimiento, que no es más que el producto algebraico de:

$$FPL = FM = DPSL \times DLL \dots\dots\dots(2.1)$$

$$FPL = 0.82 \times 0.65 = 0.53$$

5. Cálculo de Lúmenes Totales:

$$\text{Lúmenes Totales (LT)} = L \times Lm \times DLL$$

$$LT = 2 \times 2800 \times 0.82$$

$$LT = 4592 \text{ Lm}$$

6. Cálculo de la relación de cavidad del local:

Este paso se obtiene a partir de la ecuación 2.2., debe hacerse notar que este valor se encuentra en un rango de 1 a 10.

$$R_{cc} = \frac{5H_{cc}(l+a)}{l \times a} \dots\dots\dots(2.2)$$

Entonces sustituyendo valores e tiene:

$$R_{cc} = \frac{5 \times 1.55(6.70 + 3.50)}{6.70 \times 3.50} = 3.37$$

7. Obtención del coeficiente de utilización:

Como se mencionó en párrafos anteriores el CU está en función de las reflectancias efectivas, las cuales tienen los siguientes valores en por ciento, dados por experiencia y facilidad.

- Reflectancia efectiva de techo: 70 %
- Reflectancia efectiva de muros: 50 %
- Reflectancia efectiva de piso: 20 %

Estrictamente estas reflectancias pueden sufrir modificaciones de acuerdo a las siguientes posibilidades: posición del luminario, al tipo de montaje y a las pérdidas por interreflexión. Sin embargo por facilidad debido a que es un valor del 5% de ajuste, se considera despreciable.

Una vez obtenido estos valores de reflectancias además del valor de  $R_{cc}$ , obtenemos el CU de la tabla indicada en la figura 2.11 (previamente corroborado el modelo del luminario y fabricante). Cabe mencionar que regularmente el valor de  $R_{cc}$  no se encuentra en las tablas por lo que se necesita interpolar para encontrarlo. La interpolación se realiza de la siguiente manera:

Diferencia entre valores conocidos

a)

Rcc	C.U.
3.00	0.59
3.37	C.U. <sub>?</sub>
4.00	0.53
1.00	-0.06

$R_{cc_0} = R_{cc_1} - R_{cc_2}$  En valor Absoluto  
 $C.U._0 = C.U._1 - C.U._2$  En valor Absoluto

b) Interpolación entre un valor conocido y el valor por conocer

3	0.59
3.37	C.U. <sub>?</sub>
0.37	C.U. <sub>3</sub>

$R_{cc_3} = R_{cc_1} - R_{cc}$  En valor Absoluto

c) Despejando a nuestra incognita

$$C.U._3 = ((R_{cc_3} \times C.U._0) / (R_{cc_0})) (-1)$$

\*Por ser Valor Absoluto

0.02
------

d)  $C.U. = C.U._? = C.U._1 - C.U._3$

0.57
------

C.U. = 

0.57
------

### 8. Cálculo del área por luminario (APL):

Se calcula con la siguiente ecuación:

$$APL = \frac{LT \times FPL \times CU}{E} \dots \dots \dots (2.3)$$

Sustituyendo valores se observa:

$$APL = \frac{4592 \times 0.53 \times 0.57}{300} = 4.63 \left[ \frac{m^2}{\text{Luminario}} \right]$$

### 9. Número total de luminarios (N):

En este paso se toma la decisión de cuantos luminarios se instalarán, según la geometría del lugar, tomando en consideración que siempre es más fácil cuadrar 6 luminarios que 5. Entonces N se calcula con la ecuación que se enuncia abajo.

$$N = \frac{A}{APL} \dots \dots \dots (2.4)$$

Sustituyendo valores se observa que el N es igual a:

$$N = \frac{23.45}{4.63} = 5.06$$

Tomando la decisión de instalar 6 luminarios en el local.

10. Nivel de iluminancia final ( $E_f$ ):

En este paso se comprueba si el luminario seleccionado es el adecuado o no, idealmente se requiere cumplir con el nivel iluminancia requerido, sin embargo por la cantidad de luminarios puede que sea menor o mayor, la decisión se tomará en función de la cuadratura y la importancia de iluminación del local.

Entonces:

$$E_f = \frac{LT \times FPL \times CU \times N}{A} \dots\dots\dots (2.5)$$

Sustituyendo valores:

$$E_f = \frac{4592 \times 0.53 \times 0.57 \times 6}{23.45} = 355.54 \text{ [Lx]}$$

Como se observa el nivel de iluminancia es mayor al requerido, tomando la decisión de dejarlo así por la importancia del local, ya que en esta parte se realizan funciones primordiales de la tienda de autoservicios.

Hasta aquí el método ya es correcto, pero la separación de los luminarios puede afectar en la decisión final de la instalación, de tal manera se puede realizar un par de pasos más en donde se definen la separación de los luminarios y la comprobación de la misma, aunque por experiencia y debido a que los fabricantes utilizan factores de espaciamento diversos (que repercuten en la cantidad de luminarios obtenidos previamente), estos pasos regularmente se omiten y la decisión se deja a criterio del proyectista. Sin embargo solo para ilustrar el método completo, mostraremos el desarrollo de estos últimos pasos.

11. Espaciamento de los luminarios:

Se considera primero el espaciamento promedio (EP), que se calcula de la siguiente manera:

$$EP = \sqrt{APL} \dots\dots\dots (2.6)$$

Entonces con valores se tiene:

$$EP = \sqrt{4.63} = 2.15, \text{ este valor es el que se debe mantener en promedio por los luminarios.}$$

Ahora se procede a calcular el número de luminarios a lo ancho y a lo largo, es decir el número de filas y el número de columnas, esto es:

Número de filas:

$$N_{\text{filas}} = \sqrt{\left(\frac{N}{\text{largo}}\right) \times a} \quad \text{Decisión: 2}$$

$$N_{\text{filas}} = 1.77$$

Número de columnas:

$$N_{\text{columnas}} = N_{\text{filas}} \times (\text{largo}/a) \quad \text{Decisión: 3}$$

$$N_{\text{filas}} = 3.39$$

A continuación calcularemos la separación entre los luminarios, este cálculo (criterio de espaciamento) está definido por el tipo de luminario, el factor de espaciamento (la apertura del haz de luz) y el valor de  $H_{cc}$ .

La separación entre filas (SF) o separación longitudinal (SL) está dada por la ecuación 2.7 y la separación entre columnas (SC) o separación transversal (ST) la muestra la ecuación 2.8.

$$SF = FE_{||} \times H_{cc} \dots\dots\dots (2.7)$$

$$SC = FE_{\perp} \times H_{cc} \dots\dots\dots (2.8)$$

Donde:

$FE_{||}$  Es el factor de espaciamiento longitudinal.

$FE_{\perp}$  Es el factor de espaciamiento transversal

Estos factores se obtienen de los datos que el fabricante proporciona; así como se observa en la figura 2.11 a su costado izquierdo.

Entonces sustituyendo valores en las ecuaciones 2.7 y 2.8 y con el valor de  $H_{cc}$  se tiene:

$$SF = 1.20 \times 1.55 = 1.86 \text{ [m]}$$

$$SC = 1.20 \times 1.55 = 1.86 \text{ [m]}$$

### 12. Comprobación del espaciamiento de los luminarios:

Este último paso solo es para confirmar que las separaciones cumplen con un espaciamiento uniforme y adecuado. Para esto, es necesario obtener el factor de espaciamiento máximo (FEM), entonces se puede concluir que si los valores de SF ó SC ó ambas es superior a el FEM indica que el espaciamiento no es del todo uniforme y hay que cambiar el tipo de luminario o el número de lámparas.

Para obtener el FEM se toma en cuenta la siguiente tabla:

Tipo de Luminario	Hcc (m)	FEM	Valor
INTENSIVO	> 10	1.2 H cc	1.86
SEMIINTENSIVO	6 - 10	1.5 H cc	2.33
SEMIEXTENSIVO	4 - 6	1.5 H cc	2.33
EXTENSIVO	<= 4	1.6 Hcc	2.48

Tabla 2.1 Factor de espaciamiento máximo.

De acuerdo al valor de  $H_{cc}$ , se observa que el tipo de luminario corresponde a un extensivo, y que los valores de SF y SC son menores que el valor del tipo de luminario (2.48), entonces podemos concluir que el cálculo es correcto, ya que el espaciamiento longitudinal y transversal son uniformes.

Solo para ilustrar el procedimiento realizado, en la figura 2.12 se muestra un extracto del plano arquitectónico sobre el área de oficina administrativa, indicando el sembrado de luminarios de acuerdo a lo obtenido y observado como detalle la simbología de los mismos, tanto en servicio normal como en emergencia (los sombreados).

### 2.3.2 Cálculo de la densidad de potencia eléctrica de alumbrado (DPEA).

La densidad de potencia eléctrica de alumbrado es un índice de la carga conectada de alumbrado por superficie de construcción, sus unidades son  $W/m^2$ . En otras palabras, es el valor de iluminación (sin menoscabo de los niveles de iluminación requeridos) que se debe respetar cuando se realizan instalaciones eléctricas con el fin de hacer uso eficiente de la energía eléctrica, utilizando equipos y diseños de sistemas que aumenten la eficiencia energética. El valor máximo permisible lo podemos obtener del artículo 6 denominado "Especificaciones" de la NOM-007-ENER-2004 en la tabla 1, el cual es de  $20 W/m^2$ . Cabe

mencionar que este valor es solo es válido para áreas interiores de las tiendas de autoservicio y para las áreas exteriores restantes, así como para los estacionamientos se encuentra en los artículos 6.2 y 6.3 y la tabla 2 respectivamente.

Para realizar el cálculo de este apartado hay que tomar en cuenta que la DPEA de interiores se debe calcular por separado de la de exteriores, además tomar en cuenta lo indicado en el artículo 7 de la norma antes mencionada. La ecuación principal se muestra a continuación:

$$DPEA = \frac{\text{Carga total conectada para alumbrado}}{\text{Área total iluminada}} \dots\dots\dots (2.9)$$

Primero se realiza este procedimiento para cada área como se observa en la figura 2.2., se obtienen promedios de las cargas y de las áreas a iluminar. Posteriormente se compara con lo permitido por la norma.

Tabla 2.2 DPEA de áreas en particular.

CUADRO DE DENSIDAD DE POTENCIA ELÉCTRICA DE ALUMBRADO (DPEA) PISO DE VENTAS. OFICINAS.										
Clave	Nombre local	Área		Superficie (m²)	Equipo	Potencia	Cantidad	C. conectada (W)	Potencia ajustada	DPEA W/m²
		Ancho	Largo			(W)(con balastro)				
OFICINAS FRONTALES Y POSTERIORES.										
1	Membresias	5.50	12.51	68.81	Luminario fluorescente 2x32v. de 0.30x1.22m. con controlente refractogrid cat. F-8124-232-El Mca. Holophane	64	10	640	640	9.30
2	Farmacia	5.39	8.00	43.12	Luminario fluorescente 2x32v. de 0.30x1.22m. con controlente refractogrid cat. F-8124-232-El Mca. Holophane	64	10	640	640	14.84
3	Pasillo fte. de sodas	4.65	1.05	4.88	Luminario fluorescente 2x32v. de 0.30x1.22m. con controlente refractogrid cat. F-8124-232-El Mca. Holophane	64	1	64	64	13.11
9	Alcoba	3.48	2.17	7.55	Luminario fluorescente 2x32v. de 0.30x1.22m. con controlente refractogrid cat. F-8124-232-El Mca. Holophane	64	2	128	128	16.95
10	Caja fuerte	1.78	2.17	3.86	Luminario fluorescente 2x32v. de 0.30x1.22m. con controlente refractogrid cat. F-8124-232-El Mca. Holophane	64	1	64	64	16.57
11	Of. Admon.	5.26	3.60	18.94	Luminario fluorescente 2x32v. de 0.30x1.22m. con controlente refractogrid cat. F-8124-232-El Mca. Holophane	64	4	256	256	13.52
12	Sistemas / conmt.	6.74	4.35	29.32	Luminario fluorescente 2x32v. de 0.30x1.22m. con controlente refractogrid cat. F-8124-232-El Mca. Holophane	64	6	384	384	13.10
13	Gerencia	5.26	2.90	15.25	Luminario fluorescente 2x32v. de 0.30x1.22m. con controlente refractogrid cat. F-8124-232-El Mca. Holophane	64	2	128	128	8.39
18	Sant. M. Emp.	3.98	4.54	18.07	Luminario fluorescente 2x32v. de 0.30x1.22m. con controlente refractogrid cat. F-8124-232-El Mca. Holophane	64	5	320	320	17.71
19	Sant. H. Emp.	3.98	4.54	18.07	Luminario fluorescente 2x32v. de 0.30x1.22m. con controlente refractogrid cat. F-8124-232-El Mca. Holophane	64	5	320	320	17.71
20	Recursos Hum.	3.94	3.68	14.50	Luminario fluorescente 2x32v. de 0.30x1.22m. con controlente refractogrid cat. F-8124-232-El Mca. Holophane	64	2	128	128	8.83
21	Prevencion	3.94	2.90	11.43	Luminario fluorescente 2x32v. de 0.30x1.22m. con controlente refractogrid cat. F-8124-232-El Mca. Holophane	64	2	128	128	11.20
22	IDF (posterior)	3.89	3.15	12.25	Luminario fluorescente 2x32v. de 0.30x1.22m. con controlente refractogrid cat. F-8124-232-El Mca. Holophane	64	2	128	128	10.45
31	Capacitacion	5.26	4.67	24.56	Luminario fluorescente 2x32v. de 0.30x1.22m. con controlente refractogrid cat. F-8124-232-El Mca. Holophane	64	4	256	256	10.42
32	Sala de Espera	5.06	3.87	19.58	Luminario fluorescente 2x32v. de 0.30x1.22m. con controlente refractogrid cat. F-8124-232-El Mca. Holophane	64	3	192	192	9.80
TOTAL		136.85	148.46	641.18				7718.00	7718.00	12.04
								DPEA MAXIMO PERMITIDO.	20 W/m²	max.

Después de realizar este procedimiento para varias áreas determinadas, se procede a calcular la DPEA total de la tienda, quedando una tabla como la indicada a continuación.

	<b>C. conectada</b>	<b>DPEA</b>
	<b>(W)</b>	<b>W/m²</b>
<b>CARGA TOTAL</b>	<b>100,498.00</b>	
<b>AREA TOTAL</b>	<b>8,838.53</b>	<b>11.37</b>
<b>DPEA MAXIMO PERMITIDO</b>		<b>20 W/m²</b>

Tabla 2.3 DPEA total.

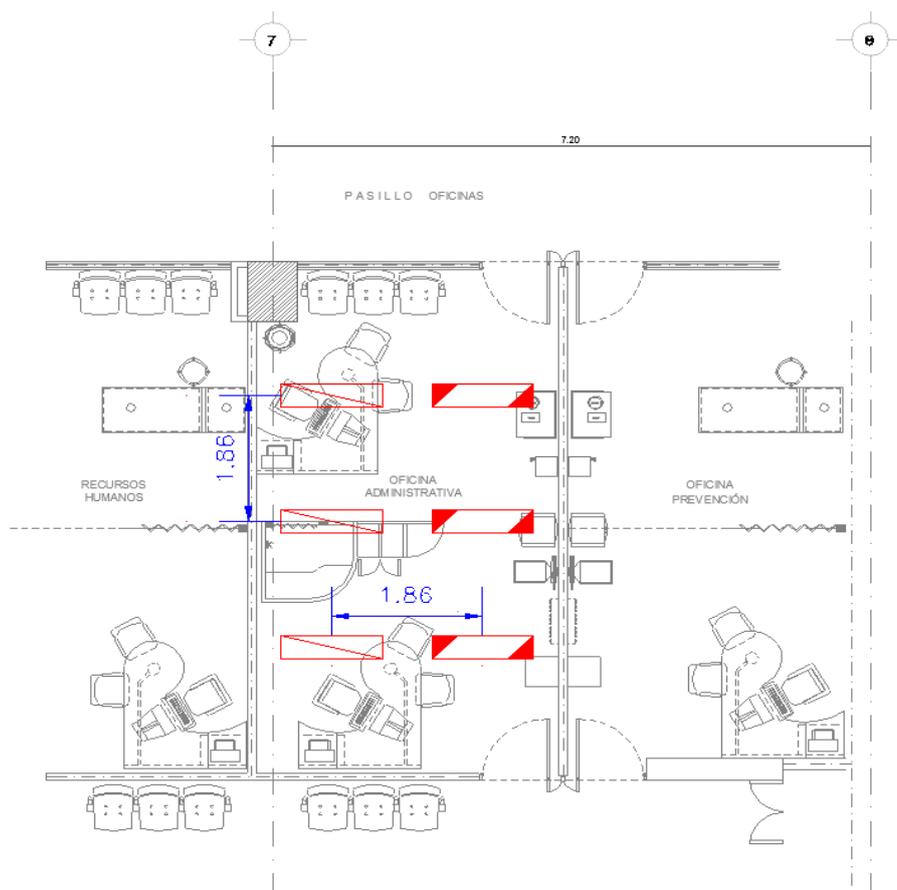


Figura 2.12 Sembrado de luminarios.

Finalmente podemos concluir que el cálculo de niveles de iluminación y la DPEA cumplen con lo establecido por las normas vigentes, sólo resta que en la ejecución de obra se tenga especial cuidado en instalar los luminarios, para evitar contingencias eléctricas.

#### 2.4 Cálculo de circuitos derivados.

El cálculo de circuitos derivados puede resultar muy sencillo, sin embargo he comprobado que muchos proyectistas cometen errores que termina por ocasionar una contingencia eléctrica. Estos errores son el resultado de no contemplar diferentes parámetros que son relevantes en el diseño, en ocasiones no se toma en cuenta la temperatura del lugar de instalación o el factor agrupamiento, o tal vez el calibre del conductor de puesta a tierra no se compenso por caída de tensión, en fin suele suceder.

Entendamos mejor que es un circuito derivado, según lo indicado en la NOM-001-SEDE-2005, un circuito derivado *“es aquel conductor o conductores de un circuito desde el dispositivo final de sobrecorriente que protege a ese circuito hasta la o las salidas finales de utilización”*. En otras palabras un circuito derivado es la parte final de la instalación eléctrica para alimentar a los aparatos receptores. Un circuito derivado tiene la finalidad de dividir a la carga total en diferentes partes procurando con esto en instantes de falla la no interrupción de todo el sistema eléctrico.

Regularmente el cálculo de circuitos derivados (hablando de B.T.) se realiza por diferentes métodos, sin embargo en este trabajo solo ilustraremos los métodos por ampacidad o capacidad de corriente y la comprobación por el método de caída de tensión.

Como se mencionó anteriormente, estamos asumiendo el proyecto de una tienda de autoservicio, sin embargo para los cálculos de aquí en adelante y de los próximos capítulos se necesitan diversos parámetros de diseño que repercuten en la instalación. A continuación se enlistan los más importantes:

- Lugar de instalación: Municipio de Guadalupe, N.L., México.
- Tensión de operación:
  - ❖ En M.T. = 13.2 kV
  - ❖ En B.T. = 0.48/0.22-0.127 kV
- Temperatura ambiente: 38°C
- Potencia de corto circuito (Dato de CFE):
  - ❖ Trifásica = 179 MVA
  - ❖ Monofásica = 171 MVA
- Tiempo de duración de la falla: 0.133 [s] (8 ciclos, esto es,  $8/60 = 0.1333$ ).
- Altura sobre el nivel del mar: 560 m.s.n.m.
- Resistividad del terreno:  $\rho_{t_{promedio}} = 27.76 \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$
- Relación X/R: 10

Toda vez sabidos estos parámetros, procederemos a realizar el cálculo de acuerdo a la NOM-001-SEDE-2005.



Figura 2.13 Tuberías de circuitos derivados.

#### 2.4.1 Cálculo de circuitos derivados por medio de ampacidad y comprobación por caída de tensión.

- Circuito derivado de alumbrado:
  - ❖ Datos:
    - a. Carga instalada:  $P = 1.180$  [kW] ó  $S = 1.770 / 0.95 = 1.242$  [kVA]
    - b. Clave del circuito: A1.
    - c. Voltaje de operación: 127 [V].
    - d. Numero de fases-hilos: 1-2H+PT.
    - e. Frecuencia de operación: 60 Hz.
    - f. Caída de tensión máxima: 3.00 % (art. 210-19, (a)-Nota 4).

- g. Factor de potencia: 0.95 (considerando luminarios con balastro de alto F.P.).
- h. Temperatura ambiente: 38°C.
- i. Tipo de aislamiento: THW-LS.
- j. Temperatura del aislamiento: 60°C ó 75°C (art. 110-14, (c)-1).
- k. Longitud: 30 [m].
- l. Canalización: Tubo (conduit) metálico tipo ligero.

❖ Corriente nominal  $I_n$ :

En base al art. 220-3 y considerando a la carga de alumbrado como carga continua tenemos que:

$$I_n = \frac{P}{V_{F-N} \times F.P.} = \frac{S}{V_{F-N}} \dots\dots\dots (2.10)$$

Entonces:

$$I_n = \frac{1180}{127 \times 0.95} = 9.78 [A], \text{ pero como es carga continua (art. 220-3 (a)):$$

$$I_{cc} = I_n \times 1.25 \dots\dots\dots (2.11)$$

Donde  $I_{cc}$  es la corriente por carga continua.

Por lo que:

$$I_{cc} = 9.78 \times 1.25 = 12.22 [A] \dots\dots\dots (2.12)$$

❖ Selección del dispositivo de protección:

Con este valor de corriente se obtiene la capacidad del dispositivo de protección (art. 240-6, (a)):

El dispositivo será: 1P x 15 [A]

❖ Selección del conductor por ampacidad:

De acuerdo a la tab. 310-16, tentativamente (falta aplicar factores de corrección) el calibre del conductor será: 12 AWG.

Se observa que este calibre es tomado de la columna de 60°C (art. 110-14, (c)-1) de la tabla, debido a que la  $I_n$  es menor a 100 A.

Considerando los factores de corrección por temperatura del lugar y por la condición de instalación (más de un circuito dentro de la canalización), se tiene que:

- a. Factor de corrección por temperatura (f.t.): 0.82 (tab. 310-16, condición 36-40°C). Según los datos indicados.
- b. Factor de corrección por agrupamiento (f.a.): 0.80 (tab. 310-15, (g)). Asumimos que en la misma canalización se instalarán tres circuitos monofásicos de la misma carga.

Con estos factores y la ampacidad del conductor tomada de la tab. 310-16 se tiene:

$$I_{corr} = I_c \times f.t. \times f.a [A] \dots\dots\dots (2.13)$$

En donde:

$I_{corr}$  Es la corriente corregida.

$I_c$  Es la corriente del conductor (tab. 310-16).

Sustituyendo valores en 2.13 nos queda:

$$I_{\text{corr}} = 25 \times 0.82 \times 0.80 = 16.4 \text{ [A]}$$

Como este valor es mayor que  $I_{\text{cc}}$ , entonces, el calibre seleccionado por ampacidad es:

$$12 \text{ AWG (3.31 mm}^2\text{)}$$

❖ Selección del conductor por caída de tensión:

Recordemos que la longitud del conductor es directamente proporcional a la resistencia del mismo, entonces debido a esto la caída de tensión también es proporcional, de tal manera que si la longitud es mayor la caída de tensión es mayor. Si la caída de tensión crece, los conductores y otros elementos eléctricos se sobrecalentarán.

Existen dos ecuaciones distintas para el cálculo de la caída de tensión, la que considera a la resistencia (también llamada simplificada) y la ecuación que ocupa la impedancia del conductor. Se recomienda utilizar la segunda ecuación porque se considera la más exacta. A continuación se muestran las ecuaciones de cálculo para los diferentes sistemas en que se puede trabajar.

a. Sistema monofásico 2 hilos (1 $\phi$  - 2H):

$$\%e = \frac{2 \times L \times I_n \times 100 \times (R_{\cos\phi} + X_{\text{sen}\phi})}{V_{f-n} \times 1000}; \dots\dots\dots (2.14)$$

b. Sistema a dos fases 2 hilos (2 $\phi$  - 2H):

$$\%e = \frac{2 \times L \times I_n \times 100 \times (R_{\cos\phi} + X_{\text{sen}\phi})}{V_{L-L} \times 1000}; \dots\dots\dots (2.15)$$

c. Sistema a dos fases 2 hilos (2 $\phi$  - 3H):

$$\%e = \frac{2 \times L \times I_n \times 100 \times (R_{\cos\phi} + X_{\text{sen}\phi})}{V_{f-n} \times 1000}; \dots\dots\dots (2.16)$$

d. Sistema trifásico 3 ó 4 hilos (3 $\phi$  - 3H ó 3 $\phi$  - 4H):

$$\%e = \frac{\sqrt{3} \times L \times I_n \times 100 \times (R_{\cos\phi} + X_{\text{sen}\phi})}{V_{L-L} \times 1000}; \dots\dots\dots (2.17)$$

En todos los casos anteriores se necesitan los valores de la resistencia y reactancia de los conductores, sin embargo para facilidad de cálculos en esta memoria, utilizaremos la impedancia del conductor (calculado por ampacidad), éste se obtiene de tablas de características de conductores, tal como la que se encuentra en el manual técnico de instalaciones eléctricas en B.T. de Condumex, en el capítulo "Normatividad y diseño". Además se toma en cuenta que la corriente a utilizar es la  $I_n$ . Cabe mencionar que, la impedancia se encuentra en [Ohm/Km] y este valor es para un solo cable, si el circuito tiene conductores en paralelo se tiene que dividir la impedancia entre el número de conductores), también este valor depende el tipo de canalización en donde se instalará el conductor.

Entonces el calibre 12 tiene una impedancia de:  $Z = 6.57 \text{ [Ohm/km]}$  para una canalización metálica galvanizada.

Sustituyendo valores en la ecuación 2.14 nos queda:

$$\%e = \frac{2 \times 30 \times 9.78 \times 100 \times 6.57}{127 \times 1000}$$

$$\%e = 3.03 \%$$

Se observa que este valor no cumple con el art. 210-19 Nota 4 de la NOM-001-SEDE-2005, por tal motivo es necesario realizar el cálculo con un calibre mayor, por ejemplo calibre 10 AWG, esto es:

$$\%e = \frac{2 \times 30 \times 9.78 \times 100 \times 3.94}{127 \times 1000}$$

$$\%e = 1.82 \%$$

Como este valor es menor al 3%, el calibre seleccionado por caída de tensión es:

10 AWG (5.26 mm<sup>2</sup>)

❖ Selección del conductor de puesta a tierra:

Tomando en cuenta la capacidad del dispositivo de protección (tab. 250-95), el conductor sería: 14 AWG (2.08 mm<sup>2</sup>), sin embargo hay que hacer notar que el cálculo del conductor de fase y neutro cambio de calibre 12 a 10, debido a la caída de tensión, por tal motivo se necesita “compensar” el calibre del conductor de puesta a tierra (art. 250-95), esto es:

$$F_{ccpt} = \frac{\text{conductor por caída de tensión en mm}^2 \text{ (S)}}{\text{conductor por ampacidad en mm}^2 \text{ (S)}} \dots\dots\dots (2.18)$$

Donde  $F_{ccpt}$  es el factor de compensación del conductor de puesta a tierra.

$$CPT = \text{conductor según la protección en mm}^2 \times F_{ccpt} \dots\dots\dots (2.19)$$

Entonces sustituyendo valores en 2.18 y 2.19 respectivamente nos queda:

$$F_{ccpt} = \frac{5.26 \text{ mm}^2}{3.31 \text{ mm}^2} = 1.58$$

$$CPT = 1.58 \times 2.08 = 3.21 \text{ [mm}^2\text{]}$$

Donde CPT es el conductor de puesta a tierra por compensación.

Con este valor nos referimos a la tab. 250-95 y observamos que el calibre del conductor de puesta a tierra es:

12 AWG (3.31 mm<sup>2</sup>)

❖ Selección final de los conductores:

Calibre de los conductores fase y neutro: 10 AWG (5.26 mm<sup>2</sup>).

Calibre del conductor de puesta a tierra (desnudo): 12 AWG (3.31 mm<sup>2</sup>).

❖ Selección de la canalización:

El tipo de canalización afectará en el calibre del conductor, ya que no es lo mismo canalizar los conductores en ducto cuadrado abisagrado que en tubo, por mencionar algún ejemplo.

Debido a que ya se determinó que la canalización será tubo (conduit) metálico tipo ligero, procedemos a calcular su diámetro.

Tomando en consideración lo indicado en el artículo 348-7, sabemos que:

6-10 (6-15.7 mm<sup>2</sup>) fase y neutro. Conductores con aislamiento (tab. 10-5). Recordar que son tres circuitos monofásicos en esta canalización.

1-12 (1-3.31 mm<sup>2</sup>) conductor de puesta a tierra. Conductor desnudo (tab. 10-8).

Ahora se realiza la suma de las áreas transversales de todos los conductores que se instalarán en la canalización, entonces:

Área total a ocupar en la canalización: 105.9 mm<sup>2</sup>

Con este valor se observa que la canalización correspondiente es de ¾" o 21 mm, con un factor de relleno del 40% (tab. 10-4).

❖ Presentación por circuito derivado:

2-10 AWG (2-5.26 mm<sup>2</sup>)  
 1-12d AWG (1-3.31 mm<sup>2</sup>)  
 T-21 mm (T- ¾"). Tubo (Conduit) metálico tipo ligero.  
 1P-15 A.

➤ Circuito derivado de receptáculos:

El procedimiento para este tipo de circuitos derivados es el mismo que el anterior, con la diferencia en la corriente nominal, la selección del dispositivo de protección y en el conductor de puesta a tierra.

Si bien la NOM-001-SEDE-2005 indica que los receptáculos no se consideran carga continua pero si te restringe en cuanto a la capacidad del circuito derivado (210-21, (b)-2), entonces la I<sub>n</sub> se calcula con la ecuación 2.10.

Al resultado se le aplican los factores de corrección por temperatura y por agrupamiento como se indica en la ecuación 2.13, pero con la salvedad que la comparación entre la I<sub>corr</sub> y la I<sub>cc</sub>, es que esta última no es en sí una corriente de carga continua sino simplemente la corriente nominal, de tal manera que la comparación sería:

$$I_{corr} > I_n \dots \dots \dots (2.20)$$

Para la selección del dispositivo de protección se utiliza la ecuación siguiente:

$$I_{F.S.} = I_n \times 1.25 \dots \dots \dots (2.21)$$

La ecuación anterior solo es para dar un factor de proyección de crecimiento a futuro de la carga del circuito derivado, este factor recibe el nombre de factor de seguridad F.S.

La otra diferencia de este cálculo es en la selección del conductor de puesta a tierra, en los circuitos derivados comúnmente se llega a instalar sistemas de energía ininterrumpible (UPS por sus siglas en inglés), por tal motivo se requiere un conductor de puesta a tierra con aislamiento y de color verde continuo o franjas amarillas (210-5 (b)) adicional al conductor de puesta a tierra desnudo, además este conductor estrictamente debe ser del mismo calibre que los conductores portadores de corriente, pero comúnmente se coloca del mismo calibre que el conductor de puesta a tierra desnudo.

Finalmente la presentación del circuito derivado queda:

- 2-10 AWG (2-5.26 mm<sup>2</sup>)
- 1-12d AWG (1-3.31 mm<sup>2</sup>)
- 1-10ta AWG (1-5.26 mm<sup>2</sup>)
- T-21 mm (T- ¾"). Tubo (Conduit) metálico tipo ligero.
- 1P-15 A.

También es importante señalar que en el cálculo del diámetro de la tubería se tiene que tomar en cuenta el área transversal del conductor de puesta a tierra aislado, o sea 15.7 mm<sup>2</sup>.

➤ Circuito derivado de fuerza:

De la misma manera que el cálculo de los circuitos derivados de alumbrado se realiza este procedimiento, con la salvedad en la corriente nominal y en la selección del dispositivo de protección, esto es:

Aquí la corriente nominal del circuito derivado debe contemplar lo siguiente: “si el circuito suministra energía solo a cargas operados por motores, se debe aplicar lo indicado en la sección 430 de la NOM-001-SEDE-2005, o bien si suministra energía únicamente a equipos de A.A. o de refrigeración debe aplicarse lo indicado en la sección 440; pero también debe contemplar que si el circuito derivado suministra energía a cargas conjuntas con motores, la carga total calculada debe ser el 125% de la carga del motor más grande, más la suma de todas las otras cargas” (art. 210-22 (a)).

Entonces la I<sub>n</sub> se expresa con la siguiente ecuación:

$$I_n = (I_{pc \text{ motor mayor}} \times 1.25) + \sum I_{pc \text{ otros motores}} \dots\dots\dots (2.22)$$

Donde:

I<sub>n</sub> Es la corriente nominal del circuito.

I<sub>pc motor mayor</sub> Es la corriente a plena carga del motor mayor.

$\sum I_{pc \text{ otros motores}}$  Es la sumatoria de las corrientes a plena carga de los demás motores.

Cabe mencionar que, cuando se trate de un solo motor la I<sub>n</sub> es el resultado de la multiplicación de la I<sub>pc</sub> del motor por el 125%. Lo anterior tiene justificación en los artículos 430-22 (a) y 430-24 y Considerando que la I<sub>pc</sub> es obtenida de las tablas 430-148 ó 430-149 ó 430-150, dependiendo del sistema en que se trabaja.

En lo referente a la protección eléctrica del circuito, se debe considerar la protección contra sobrecarga y contra corto circuito y falla a tierra. Muchas veces se comete el error de calcular estas protecciones como si fuera única, además de que el cálculo se realiza como el de los circuitos derivados anteriores (alumbrado y/o receptáculos).

Es importante señalar que para la protección contra sobrecarga es por medio de un elemento térmico sensible a la corriente provocada por este fenómeno (art. 430-31) y la protección contra corto circuito es en base a dispositivos destinados para este fin, tales como fusible o ITM (430-51 y 430-52).

La protección contra corto circuito y falla a tierra se obtiene de la siguiente manera:

Para un solo motor la corriente del dispositivo de protección es:

$$I_{DP} = I_{pc \text{ motor}} \times 250 \% \dots\dots\dots (2.23)$$

Observemos que se seleccionó el 250% de la corriente a plena carga (tab.430-152), debido al tipo de motor (por ejemplo: motor jaula de ardilla) y a la restricción que nos indica que “la

protección del circuito derivado contra corto circuito y falla a tierra debe ser capaz de soportar la corriente eléctrica de arranque del motor” (art. 430-52 (b)). El interruptor automático de tiempo inverso deja pasar ciertos ciclos de la onda de falla sin operar, ya que si bien se sabe que algunos motores consumen en el arranque hasta siete veces su corriente nominal.

En la práctica y de acuerdo a fabricantes de interruptores termomagnéticos como Square D, podemos observar que el valor del 250% es sustituido por sólo el 200%, ya que para corrientes grandes, el valor de 250% incrementa en demasía el valor de la corriente, por lo que ya no es tan factible en lo referente al costo del producto, además que respecto a la ampacidad de los conductores, la del dispositivo de protección es mayor a la del conductor, entonces la ecuación 2.23 se puede reescribir como:

$$I_{DP} = I_{pc\ motor} \times 200 \% \dots\dots\dots (2.24)$$

La protección contra sobrecarga regularmente se encuentra en los arrancadores, que por conveniencia se localizan lo más cerca posible del motor. Tomando como ejemplo un motor con capacidad mayor a 1 CP y de servicio continuo, además que tenga indicado el factor de servicio menor a 1.15 y que no tenga problemas con el incremento de temperatura arriba de los 40°C (art. 430-32 (a)-1), entonces la capacidad nominal máxima del dispositivo de protección está dada por la ecuación que a continuación se menciona:

$$I_{DP} = I_{pc\ motor} \times 115 \% \dots\dots\dots (2.25)$$

Cabe mencionar que algunos proyectistas utilizan un dispositivo que “cumple” con lo indicado en los artículos antes mencionados, esto es utilizan un dispositivo contra sobrecorriente de doble elemento. Esto ha sido punto de discusión ya que su principal fundamento se encuentra en la tabla 430-152 en lo referente a los fusibles.

Toda vez hecho lo anterior, solo resta obtener el conductor de puesta a tierra, considerando la capacidad del dispositivo de protección contra corto circuito y falla a tierra (art. 250-95).

## 2.5 Cálculo de Circuitos Alimentadores.

Según la NOM-001-SEDE-2005 un alimentador se define como “todos los conductores de un circuito entre el equipo de acometida o la fuente de un sistema derivado separadamente u otra fuente de alimentación y el dispositivo final de protección contra sobrecorriente del circuito derivado”.



Figura 2.14 Alimentador principal en B.T.

Este cálculo es muy importante y de él depende la seguridad de un área en particular o tal vez del sistema en general. Se debe calcular, como indica la norma y no escatimar en costos sobre el calibre y tipo de conductor. Si se intenta ahorrar cierta cantidad de dinero en el calibre del conductor al inicio de la obra, no se compara con las pérdidas que un incendio puede provocar.

Los errores más comunes que se cometen son:

- En el proyecto no se consideró los factores de demanda correctos.
- La carga de aire acondicionado no se consideró como carga continua.
- El porcentaje de desbalance entre las fases es mayor al recomendado.
- Calibres mal calculados por cambio de material (de Cu a Al).
- La canalización incorrecta.

Dentro de los circuitos alimentadores más comunes en una instalación eléctrica son los que alimentan a tableros, transformadores, plantas de emergencia, ups, conjunto de motores, entre otros. Sin embargo, el de mayor presencia es el alimentador a tableros (aunque el alimentador de conjunto de motores también es relevante), por lo tanto a continuación ilustraremos de la misma manera que los circuitos derivados, el procedimiento de cálculo.

➤ Datos:

a. Carga instalada:

- i. Alumbrado: 112,584 [VA].
- ii. Receptáculos y otras cargas pequeñas. 65,878 [VA].
- iii. Fuerza: 57,220 [VA].

b. Clave del circuito: TGN.

c. Voltaje de operación: 480 [V].

d. Numero de fases-hilos: 3-4H+PT.

e. Frecuencia de operación: 60 Hz.

f. Caída de tensión máxima: 2.00 % (art. 215-2 (b)-Nota 1).

g. Factor de potencia: 0.90.

h. Temperatura ambiente: 38°C.

i. Tipo de Aislamiento: THW-LS.

j. Temperatura del aislamiento: 60°C ó 75°C (art. 110-14, c-1).

k. Longitud: 10 [m].

l. Canalización: Soporte tipo charola (tipo escalera) para cables (art. 318).

➤ Corriente nominal  $I_n$ :

Recordemos que:

$$I_{3\phi} = \frac{P}{\sqrt{3} \times V_{L-L} \times F.P.} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{L-L}} \dots\dots\dots (2.26)$$

Entonces:

$$I_n = \left[ (I_n \text{ carga continua} + I_{pc \text{ motor mayor}}) \times 1.25 \right] + \sum_{pc \text{ otros motores}} + \sum_{I_n \text{ cargas no continuas}} \dots\dots\dots (2.27)$$

(art. 220-10, (b))

De los datos proporcionados podemos observar que la carga de alumbrado se considera carga continua y la carga de receptáculos y otras cargas pequeñas son consideradas como cargas no continuas, así mismo la carga de fuerza se divide en varios motores resaltando el de mayor capacidad de 25 CP (18.7 kW), entonces haciendo uso de la ecuación 2.26 se tiene que:

❖ Alumbrado:

$$I_{3\phi} = \frac{112,584}{1.732 \times 480}$$

$$I_{3\phi} = 135.42 \text{ [A]}$$

❖ Receptáculos y otras cargas pequeñas:

$$I_{3\phi} = \frac{65878}{1.732 \times 480}$$

$$I_{3\phi} = 79.24 \text{ [A]}$$

❖ Fuerza:

$I_{pc \text{ motor mayor}} = 34 \text{ [A]}$ , se observa que se tomo el valor de la columna de 460 V de la tabla 430-150, ya que el voltaje del sistema es 480 V, pero según 110-4, el valor de 460 V es una tensión eléctrica nominal de utilización para equipos y se utilizan como valores preferentes.

$I_{pc \text{ otrosmotores}} = 62.96 \text{ [A]}$ , son valores a plena carga, es decir a F.P.=1.

Sustituyendo estos valores en 2.27 nos queda:

$$I_n = [ ( 34 + 135.42 ) \times 1.25 ] + 62.96 + 79.24$$

$$I_n = 353.97 \text{ [A]}$$

Si el alimentador fuera solo un tablero de fuerza exclusivamente (conjunto de motores), o de fuerza y otras cargas pequeñas, la ecuación para obtener la  $I_n$  se obtiene de la siguiente manera:

$$I_n = (I_{pc \text{ motor mayor}} \times 1.25) + \sum I_{pc \text{ otrosmotores}} + \sum I_{n \text{ otras cargas}} \dots\dots\dots (2.28)$$

(art. 430-24)

Cabe mencionar que en ocasiones un alimentador polifásico (más de una fase) suministra energía a un grupo de motores monofásicos, en consecuencia la ecuación anterior se modifica y nos queda:

$$I_n = \frac{ [ (I_{pc \text{ motor mayor}} \times 1.25) + \sum I_{pc \text{ otrosmotores}} + \sum I_{n \text{ otras cargas}} ] }{\text{No. de fases}} \dots\dots\dots (2.29)$$

El resultado anterior se refiere a la carga eléctrica total conectada o instalada en el local, sin embargo no se utiliza toda esta carga al mismo tiempo, por tal motivo es necesario que el alimentador soporte únicamente la carga que se demande, esto es aplicar factores demanda a la carga total instalada, de lo contrario el conductor está “sobrado”.

Pero verdaderamente esta decisión es tomada por el mismo proyectista con la autorización del propietario, si es que en base a estudios previos se obtiene un valor aproximado de demanda máxima, el cual es proporcionado al proyectista, quien obtiene el nuevo calibre del conductor. Estrictamente esto debe ser así, pero la realidad es que muchos proyectistas y mismos propietarios no se quieren arriesgar y optan por dejar el calibre del conductor obtenido por la carga total conectada y en otras situaciones se llega a estimar un valor de factor de demanda, pero lo correcto es realizarlo de acuerdo a lo indicado por la NOM-001-SEDE-2005.

En el artículo 100 se indica textualmente “*relación entre la demanda máxima de un sistema o parte del mismo, y la carga total conectada al sistema o a una parte del mismo*”.

Entonces, se puede expresar que:

$$FD = \frac{DM}{CTC} \times 100\% \dots\dots\dots (2.30)$$

Para obtener la demanda máxima del sistema, tomaremos lo indicado en los artículos 220-11, 220-13 y 220-14, entonces podemos decir que:

Alumbrado todo va al 100%, para fuerza queda igual que en la carga total instalada y para receptáculos solo los primeros 10,000 VA al 100% y a partir de 10,001 VA al 50%, esto es:  
Carga demandada de receptáculos = 10,000 + (55,878 x 0.5) = 37,939 [VA].

Finalmente la demanda máxima es:

$$DM = 212,418 \text{ [VA]}$$

La carga total conectada es:

$$CTC = (112,584 \times 1.25) + (65,878) + [(57,220 - 18,700) + (18,700 \times 1.25)]$$

$$CTC = 140,730 + 65,878 + 61,895$$

$$CTC = 268,503 \text{ [VA]}$$

Sustituyendo valores en 2.30 nos queda:

$$FD = \frac{212,418}{268,503} \times 100\%$$

$$FD = 79.11\%$$

En otras palabras el alimentador debe soportar únicamente:

$$I_{FD} = \frac{212,418}{1.732 \times 480}$$

$$I_{FD} = 255.50 \text{ [A]}$$

➤ Selección del dispositivo de protección:

Cuando el alimentador es para cargas de alumbrado, receptáculos y de fuerza, el procedimiento para obtener la capacidad del dispositivo de protección es similar al de los circuitos derivados de alumbrado y/o receptáculos, pero cuando el alimentador es puramente de fuerza o fuerza y otras cargas pequeñas la corriente que se debe considerar para la obtención de la protección es como se indica en las ecuaciones 2.31 y 2.32 respectivamente (art. 430-62 y 430-63):

$$I_{DP} = (I_{pc \text{ motor mayor}} \times 250\%) + \sum I_{pc \text{ otros motores}} \dots\dots\dots (2.31)$$

$$I_{DP} = (I_{pc \text{ motor mayor}} \times 250\%) + \sum I_{pc \text{ otros motores}} + \sum I_{n \text{ otras cargas}} \dots\dots\dots (2.32)$$

Las ecuaciones anteriores se deben modificar en cuanto al valor del 250% por 200%, de acuerdo a lo comentado anteriormente (último párrafo de la página 41), por lo que éstas quedan:

$$I_{DP} = (I_{pc \text{ motor mayor}} \times 200\%) + \sum I_{pc \text{ otros motores}} \dots\dots\dots (2.33)$$

$$I_{DP} = (I_{pc \text{ motor mayor}} \times 200\%) + \sum I_{pc \text{ otros motores}} + \sum I_{n \text{ otras cargas}} \dots\dots\dots (2.34)$$

En ocasiones, se cuenta con las protecciones de los circuitos del circuito de fuerza, entonces las ecuaciones anteriores quedarían de la siguiente manera:

$$I_{DP} = (\text{Capacidad}_{\text{dispositivo mayor}} + \sum I_{pc \text{ otros motores}} \dots \dots \dots) \quad (2.33')$$

$$I_{DP} = (\text{Capacidad}_{\text{dispositivo mayor}}) + \sum I_{pc \text{ otros motores}} + \sum I_n \text{ otras cargas} \dots \dots \dots \quad (2.34')$$

Una vez terminados los cálculos anteriores, se realizan el mismo procedimiento utilizado en los circuitos derivados para encontrar el dispositivo de protección adecuado (art. 240-6, (a)), considerando la corriente de la carga total conectada.

El dispositivo será: 3P x 400 [A]

➤ Selección del conductor:

El procedimiento es similar al anterior (por ampacidad y por caída de tensión) solo que la tabla a utilizar es la A-310-2 del apéndice A de la NOM-001-SEDE-2005 (art. 318-11, (b)-4), debido a la configuración en triplex que ocuparemos, además que no se aplican factores de corrección por agrupamiento a la corriente nominal obtenida anteriormente ( $I_n = 357.93$  [A]), solo los factores de corrección por temperatura si es necesario (art. 318-11, (b)).

❖ Selección por ampacidad:

De acuerdo a este valor de corriente y a la temperatura ambiente ( $36^\circ\text{C}$ ), encontramos que requerimos un calibre mínimo de 300 kCM, el cual tiene por ampacidad 359 [A], sin embargo este valor es casi el mismo que el de la  $I_n$ , por lo tanto es recomendable tomar un calibre mayor, es decir:

$$3\text{-}350 \text{ kCM } (3\text{-}177 \text{ mm}^2)$$

❖ Selección por caída de tensión:

La ecuación a utilizar es la número 2.17, pero como la longitud es muy pequeña se considera despreciable y por lo tanto no existe caída de tensión. Una longitud considerable para que exista caída de tensión es después de los 25 m.

Cabe recordar que los circuitos deben estar protegidos contra sobrecorriente por medio de un dispositivo, cuya capacidad nominal no exceda a la capacidad de conducción de corriente del circuito que protege, si esto sucede, el alimentador debe cambiarse por un conductor de igual o mayor capacidad de conducción de corriente de la protección.

➤ Selección del conductor de puesta a tierra:

1-2d AWG ( $1\text{-}33.6 \text{ mm}^2$ ) (tab. 250-95).

➤ Selección final de los conductores:

Calibre de los conductores fases: 350 kCM ( $177 \text{ mm}^2$ ), por ser un sistema  $3\phi - 3H$ .

Calibre del conductor de puesta a tierra (desnudo): 2 AWG ( $33.6 \text{ mm}^2$ ).

➤ Selección de la canalización:

A diferencia del cálculo de tuberías, la selección del soporte tipo charola se basa en el acomodo y el diámetro aproximado de los conductores. Como se mencionó párrafos arriba, para nuestro ejemplo usaremos la configuración triplex guardando una separación entre configuraciones de conductores de no menos a 2.15 veces el diámetro del conductor mayor (art. 318-11, (b)-4), entonces el acomodo de los conductores y tamaño del soporte tipo charola se muestra en la figura 2.15.

El soporte tipo charola será: charola tipo escalera de 6" de ancho por 3.00 m de longitud y peralte mínimo de 4" (por cada tramo), hecha de aluminio. Los diámetros de los conductores se obtuvieron de las tablas 10-5 y 10-8 respectivamente.

En este caso sólo fue necesario una configuración triplex, ya que el alimentador es de un solo conductor por fase, sin embargo existen ocasiones que se tienen que conectar conductores en paralelo, entonces la configuración quedaría como se indica en la figura 2.16. Hay que hacer notar que cada configuración es distinta a la anterior, es decir tiene diferente secuencia de fases, además que todos los cables de una fase deben tener prácticamente la misma impedancia para evitar que alguno de ellos transmita más corriente y se sobrecaliente. Se trata de evitar los efectos capacitivos que un momento dado se pudieran presentar entre los conductores de la misma fase.

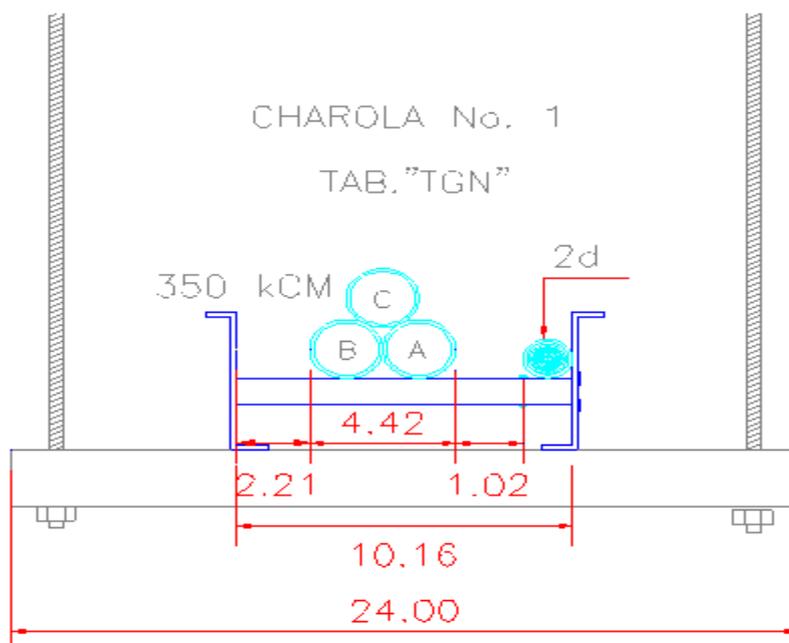


Figura 2.15 Acomodo de cables (un conductor por fase).

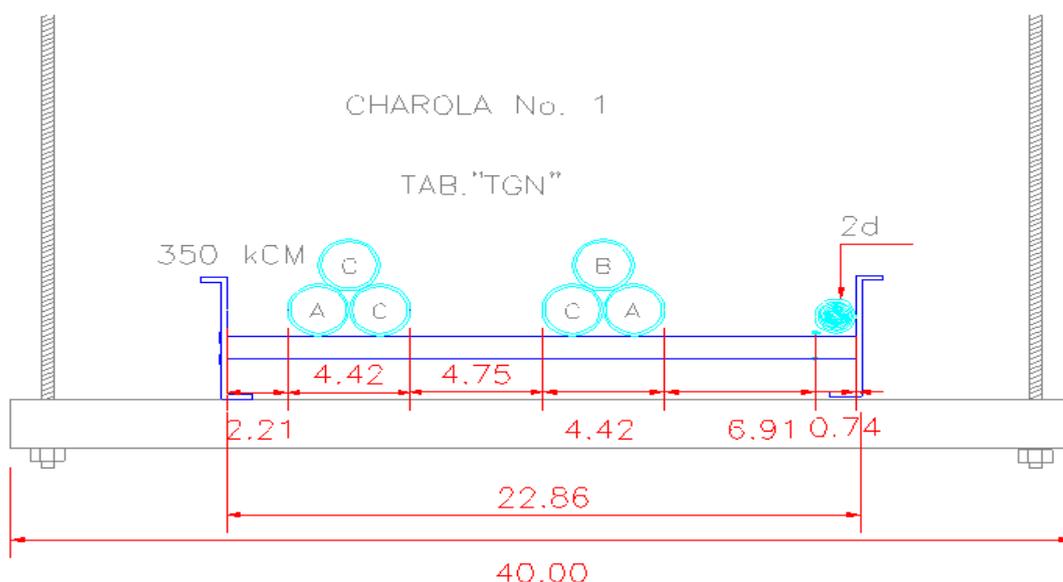


Figura 2.16 Acomodo de cables (dos conductores por fase).

Para la instalación de este tipo de canalización hay que tomar en cuenta cuestiones como la sujeción de los conductores a la charola cada 0.70 m (318-8, (b)), la puesta a tierra de la charola y la conductividad eléctrica entre tramos de charola (318-7), entre otros aspectos, sin embargo estos factores no se toman en cuenta dando origen a contingencias eléctricas.

- Presentación del circuito alimentador:

3-350 kCM (3-384 mm<sup>2</sup>)

1-2d AWG (1-43.2 mm<sup>2</sup>)

CH-6"

3P-400 A.

## 2.6 Alimentadores generales en media tensión.

La mayoría de las contingencias eléctricas que se presentan en las instalaciones de centros comerciales son originadas en baja tensión y solo un porcentaje pequeño es en media tensión, lo cual tiene lógica si consideramos que todos los trabajos relacionados a este voltaje, son por un especialista y que el acceso al público en general está restringido. Sin embargo pueden suceder fenómenos imprevistos o errores de instalación o simplemente el cálculo del calibre del conductor no fue el adecuado.

El suministro de energía eléctrica en media tensión toma en consideración varios aspectos que en baja no se realizan, también se aplican más normatividades y reglamentos que hay que cumplir, por ejemplo, especificaciones de la compañía suministradora, apoyo en las normas internacionales, etc.

A continuación se mostrará el procedimiento de cálculo del alimentador en media tensión, a fin de ilustrar la importancia de esta memoria, ya que muchas veces por experiencia se omite. En el procedimiento se hace mención a varias tablas de normas internacionales y otras nacionales, así como las tablas de los fabricantes de conductores.

Para la determinación de la sección de los conductores, se precisa realizar un cálculo en base a tres consideraciones, escogiendo como resultado el de mayor calibre:

- Intensidad de corriente máxima admisible por el cable en servicio permanente (ampacidad).
- Intensidad de corriente máxima admisible en corto circuito durante un tiempo determinado.
- Caída de tensión.

Los conductores eléctricos utilizados en esta instalación son cables de energía, los cuales están diseñados para trabajar a tensiones eléctricas distintas a las de B.T., se especifican de acuerdo a la tensión de operación del sistema y de acuerdo al tipo de aislante. Están formados por varias capas de distinto material con fines independientes. La ejecución de los trabajos de la instalación y todo lo relacionado con estos conductores debe realizarse cumpliendo con lo establecido en los artículos 326 y 923 (entre otros) de la NOM-001-SEDE-2005, así como los requerimientos de la compañía suministradora y consejos por parte de fabricantes. La siguiente figura muestra las diversas capas de este tipo de conductores.

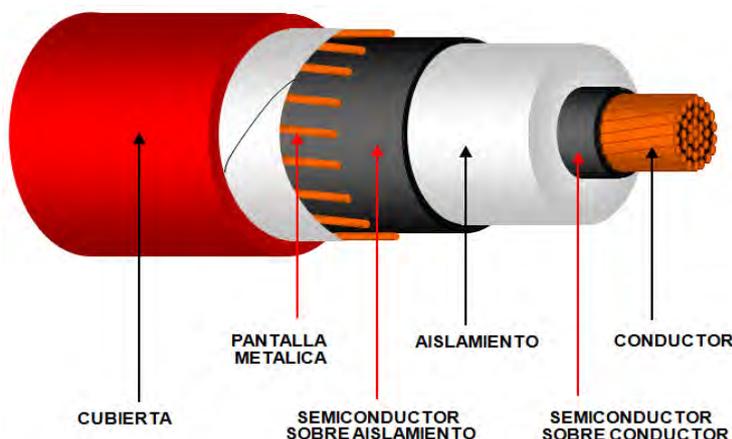


Figura 2.17 Cable de energía de media tensión.

2.6.1 Consideraciones generales.

Todos los cálculos tienen justificación de acuerdo a varias normatividades, tales como la NOM-001-SEDE-2005, NEC-2005 ó 2008, IEEE, especificaciones de CFE y varias más. El alcance de este cálculo es a partir de la cometa por parte de la compañía suministradora, es decir desde la transición de la línea de distribución hasta el tablero de media tensión (gabinetes metálicos acoplados con un fin común pero con distinto funcionamiento) que se encuentra en un área destinada para esta función conocida como “casa de máquinas eléctricas”. La trayectoria del alimentador para este caso es subterránea por medio de cepa desde el poste de remate de la línea, pasando por la caseta de medición (medición en M.T.) hasta llegar al gabinete de acometida de la subestación. En la figura 2.18 se observa parte de este procedimiento.



Figura 2.18 Acometida y transición de área-subterránea en M.T.

2.6.2 Cálculo por ampacidad.

De la misma manera que en baja tensión, el cálculo por ampacidad considera el agrupamiento de los conductores y la temperatura de operación, además este procedimiento contempla el tipo y la profundidad de instalación del alimentador.

- Cálculo de la corriente nominal:

$$I_n = \frac{S_T}{\sqrt{3} \times V_{L-L}} \dots\dots\dots (2.35)$$

Donde:

$S_T$  es la carga total conectada o demandada, o en su defecto la potencia aparente de la subestación, asumiendo que el sistema eléctrico de la tienda de autoservicios está alimentado por una subestación de 1250 kVA, es decir que cuenta con un transformador de esa capacidad y el voltaje de operación en M.T. es de 13.2 kV, entonces:

$$I_n = \frac{1250}{\sqrt{3} \times 13.2}$$

$$I_n = 54.6749 [A]$$

- Cálculo de la corriente corregida:

## ❖ Tipo de instalación:

Como se mencionó arriba, la trayectoria del circuito es de manera subterránea por medio de cepa. La instalación será en tubo (conduit) rígido no metálico (PVC uso pesado) o en tubo tipo PAD (polietileno de alta densidad), las condiciones de instalación difieren muy poco.

Toda vez seleccionado el tipo de canalización, se checa la tabla 310-77 tomando en cuenta las diferentes configuraciones de los conductores dentro de la canalización, obteniendo de esta manera el calibre del conductor adecuado. Posteriormente, este valor de ampacidad deberá corregirse, debido al incremento en la profundidad de la instalación, tomando como referencia la tabla 2.4 denominada "Factores de corrección por incremento en la profundidad de instalación" tomada de la Sección Técnica ST.124 de Condumex, pág. 54. La siguiente corrección que se debe aplicar es por el arreglo en ducto, para esto la referencia es la tabla 2.5 (tabla 13-9 del Std. 399-1997 del IEEE). Estas tablas se muestran en las páginas 51 y 52 de este trabajo.

## ❖ Agrupamiento de conductores:

Se debe aplicar el factor de corrección indicado, al valor de corriente ya corregida por el punto antes mencionado (art. 310-15, (g)).

## ❖ Temperatura de operación del alimentador:

La capacidad de conducción de corriente obtenida hasta el punto anterior debe corregirse también para temperaturas ambiente diferentes de 40°C, así como temperaturas de terreno diferentes de 20°C (tab. 310-77). Sabemos que la temperatura ambiente del lugar es de 38°C. Los factores de corrección de ampacidad que se deben aplicar están indicados en la tabla 2.6 denominada "Factores de corrección por variación en la temperatura ambiente", tabla que se obtiene de la Sección Técnica ST.124 de Condumex, página 50.

Cabe mencionar que echamos mano de estas tablas, solo por mencionar una marca de conductores, pero que no es la única y que no se debe tomar como "regla", ya que existen diferentes marcas de conductores, solo hay que considerar en los parámetros de diseño las tablas que cada fabricante maneja.

Considerando toda la información anterior, la corriente corregida se calcula con la siguiente ecuación:

$$I_{\text{corr}} = I_c \times \text{F.P.} \times \text{F.d} \times \text{F.A.} \times \text{F.T.} \dots\dots\dots (2.36)$$

Donde:

$I_{\text{corr}}$  es la corriente corregida.

$I_c$  es la corriente del conductor.

F.P. es el factor de corrección por incremento de la profundidad.

F.d es el factor de corrección por arreglo en ducto.

F.A. es el factor de corrección por agrupamiento.

F.T. es el factor de corrección por variación de la temperatura.

Para obtener el F.P. debemos conocer el tipo de canalización que vamos a utilizar, así como el arreglo de los tubos. La trayectoria del alimentador será por medio de tubo tipo pad (polietileno de alta densidad) en cepa que pasa por una banqueteta y parte de un jardín (CFE-P4B); el arreglo será un conductor por canalización dejando un tubo para incremento a futuro, así como se muestra en la figura 2.19. Esta especificación muestra que la profundidad de la cepa es de 0.85 [m] y que el arreglo de ductos es de cuatro columnas por un renglón.

Considerando este arreglo y la  $I_n$ , además que la temperatura de operación del conductor es de 90°C, el calibre seleccionado según 310-77 es el número 6 AWG, por lo que la

$I_{cond}=77$  [A], así mismo según la tabla 2.5 el F.d. = 0.803, de tal manera que el F.P. = 1 (tab. 2.4).

El F.A. = 1 ya que solo es un conductor por ducto (art. 310-15 (g)), para el F.T. = 0.92 (tab.2.6).

Finalmente la ecuación 2.36 queda:

$$I_{corr} = 77 \times 1 \times 0.803 \times 1 \times 0.92$$

$$I_{corr} = 56.8845 \text{ [A]}$$

Se observa que este valor de la  $I_{corr}$  está muy cerca al valor de la corriente nominal y se recomienda analizar el cálculo con un calibre mayor.

Checando con un calibre 4 AWG se observa que la  $I_{corr} = 73.1372$  [A], por lo tanto como este valor es mayor a la  $I_n$  el calibre seleccionado es correcto.

Por ampacidad queda un calibre numero 4 AWG y se especifica al cable de energía con aislamiento tipo XLPE. Entonces el calibre seleccionado por ampacidad es: 3-4 AWG (XLPE), un conductor por fase y ducto.

Factores de corrección por incremento en la profundidad de instalación.		
Profundidad de la instalación [m]	Conductor en ductos subterráneos	
	5 kV a 23 kV	35 kV
0.9	1.00	-----
1.0	0.99	-----
1.2	0.98	1.00
1.5	0.97	0.99
1.8	0.95	0.97
2.5	0.91	0.92

Tabla 2.4 Factores de corrección por incremento en la profundidad de instalación.

Cable size	No. of rows	Number of columns														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
#6	1	1.00	.920	.854	.803	.758	.726	.699	.678	.660	.646	.635	.628	.620	.615	.610
	2	.920	.800	.714	.660	.620	.590	.570	.552	.540	.530	.521	.515	.509	.503	.500
	3	.840	.714	.625	.569	.530	.501	.484	.470	.459	.450	.442	.436	.429	.423	.420
	4	.770	.642	.560	.506	.469	.441	.422	.406	.394	.385	.378	.371	.367	.362	.358
#4	1	1.00	.920	.852	.800	.755	.722	.695	.673	.655	.642	.630	.623	.615	.610	.605
	2	.920	.795	.714	.660	.620	.590	.570	.552	.540	.530	.521	.515	.434	.430	.425
	3	.835	.709	.615	.561	.521	.493	.474	.459	.488	.439	.430	.424	.420	.416	.412
	4	.760	.630	.548	.498	.460	.430	.410	.395	.382	.374	.367	.361	.356	.352	.350
#2	1	1.00	.910	.836	.784	.748	.714	.688	.665	.649	.635	.625	.616	.609	.602	.598
	2	.920	.782	.689	.639	.599	.570	.548	.531	.518	.508	.500	.494	.489	.484	.480
	3	.820	.689	.600	.544	.505	.479	.460	.445	.433	.424	.417	.410	.405	.400	.395
	4	.746	.622	.539	.484	.445	.415	.396	.382	.370	.361	.353	.348	.342	.338	.334
#1	1	1.00	.905	.827	.777	.731	.697	.670	.645	.626	.610	.598	.588	.579	.571	.565
	2	.920	.771	.681	.629	.590	.560	.538	.519	.502	.491	.480	.471	.462	.455	.450
	3	.816	.681	.588	.532	.497	.469	.448	.432	.418	.407	.397	.389	.382	.376	.370
	4	.785	.605	.524	.471	.435	.410	.390	.376	.364	.353	.347	.340	.333	.328	.323
1/0	1	1.00	.904	.825	.775	.729	.695	.668	.643	.624	.609	.597	.587	.578	.570	.564
	2	.912	.765	.671	.619	.580	.549	.527	.509	.494	.481	.471	.462	.453	.446	.440
	3	.811	.671	.581	.525	.488	.460	.440	.423	.409	.398	.387	.379	.372	.365	.359
	4	.730	.604	.518	.464	.431	.406	.385	.372	.359	.349	.341	.335	.329	.324	.320

Tabla 2.5 Factores de corrección por arreglo en ducto (tabla 13-9 del Std. 399-1997 del IEEE).

Factores de corrección por variación en la temperatura ambiente. Cables directamente enterrados o en ductos subterráneos.					
Máxima temperatura del conductor	Temperatura del terreno [°C]				
	15	20	25	30	35
60	1.13	1.07	1.00	0.93	0.85
75	1.10	1.05	1.00	0.95	0.88
80	1.09	1.04	1.00	0.96	0.90
90	1.07	1.03	1.00	0.97	0.92

Tabla 2.6 Factores de corrección por variación en la temperatura ambiente.

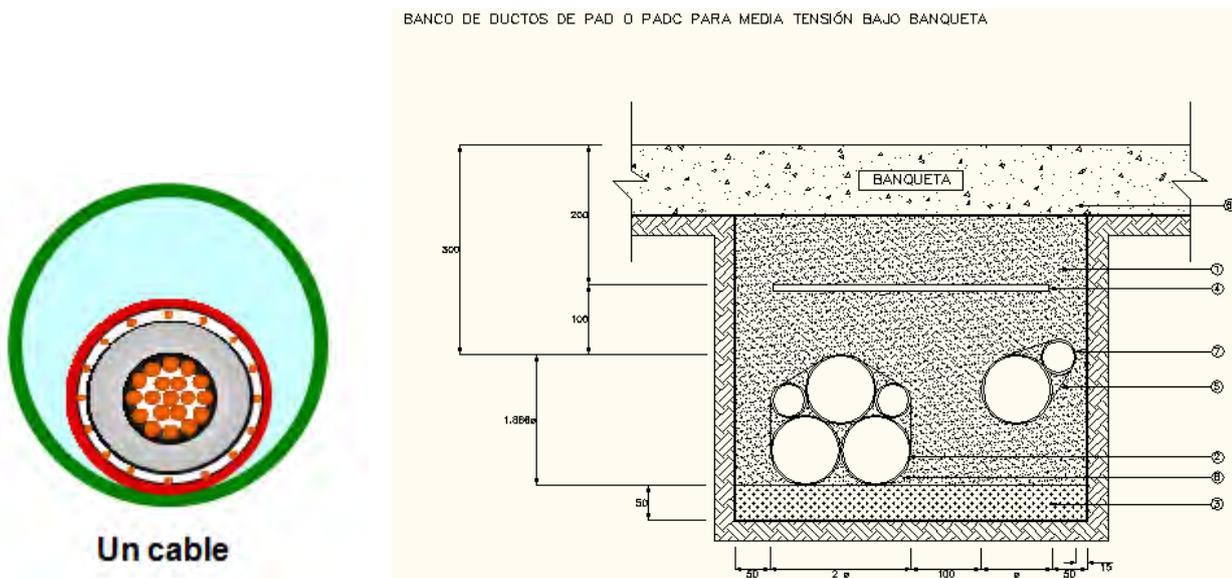


Figura 2.19 Arreglo de conductores en ducto y arreglo de ductos en cepa según especificación de CFE.

### 2.6.3 Cálculo por corto circuito.

Cuando sucede una falla por corto circuito y llegara a circular por un cable de energía, el fenómeno que presenta al instante es el incremento de la temperatura de los elementos metálicos de éste (conductor, pantalla y cubierta metálica), si este incremento llega a los valores límites admisibles, los materiales de las capas vecinas al conductor o a la pantalla se deterioran ocasionando una contingencia. Cabe mencionar que, este deterioro dependerá del tiempo de duración de la falla.

Si bien para el cálculo de la sección del conductor se puede utilizar la corriente de corto circuito trifásico o monofásico, utilizaremos la correspondiente a la falla trifásica por ser una falla franca y por lo tanto de mayor impacto y más destructiva. Así pues, para calcular la sección de la pantalla utilizamos la corriente de corto circuito monofásico por ser una falla asimétrica.

La ecuación para calcular la sección del conductor es la que se presenta a continuación:

$$\left[ \frac{I_{cc3\phi}}{A} \right]^2 t = K \log \frac{T_2 + T}{T_1 + T} \dots\dots\dots (2.37)$$

Donde:

$I_{cc3\phi}$  = Corriente de corto circuito trifásico en amperes.

A = Área de la sección transversal del conductor en Circular Mills.

$t_f$  = Tiempo de duración de la falla.

$K$  = Constante del material del conductor.

$T_2$  = Temperatura máxima de corto circuito del aislamiento en °C.

$T_1$  = Temperatura máxima de operación del aislamiento del conductor en °C.

$T$  = Temperatura en °C (bajo cero) en la cual el material tiene resistencia eléctrica teóricamente nula.

La ecuación para seleccionar la sección de la pantalla es:

$$I_{cc1\phi} = C \frac{A}{\sqrt{t_f}} \dots\dots\dots (2.38)$$

Donde:

$I_{cc1\phi}$  = Corriente de corto circuito monofásico en amperes.

$A$  = Área de la sección transversal del conductor en Circular Mils.

$t_f$  = Tiempo de duración de la falla.

$C$  = Constante que depende de  $A$  y el tipo de aislamiento.

Según los datos indicados al inicio del cálculo de los circuitos derivados, sabemos:

$P_{cc3\phi} = 179$  [MVA]

$t_f = 0.133$  [s]

De la ecuación 2.37, necesitamos obtener el valor de la constante  $K$ , así como el de las temperaturas, estos valores se obtendrán de las tablas siguientes:

Material del aislamiento	En contacto con el conductor	En contacto con la pantalla
Termoplásticos (PVC, PE)	150	200
Papel impregnado	200	200
Termofijos (XLPE, EP)	250	350*

\* Para cables con cubierta de plomo, esta temperatura deberá limitarse a 200°C.

Tabla 2.7 Temperaturas máximas del aislamiento al ocurrir un corto circuito (según ICEA).

Material	K	T
Cobre	0.0297	234.5
Aluminio	0.0125	228
Plomo	0.0097	236.5
Acero	0.00326	180

Tabla 2.8 Factores K y valores de la temperatura bajo cero (T).

Para obtener el valor de la sección transversal del conductor, la ecuación 2.37 se modifica y nos queda de la siguiente manera:

$$A = I_{cc3\phi} \sqrt{\frac{t_f}{K \log \frac{T_2 + T}{T_1 + T}}} \dots\dots\dots (2.39)$$

Material del aislamiento	Conductor*	Pantalla**
Termoplásticos (PVC, PE)	110.32	138.14
Termofijos (XLPE, EP)	141.9	128.28
* La temperatura en el conductor es la misma de operación. ** La temperatura en la pantalla, para cables de mediana tensión, se considera 10°C debajo de la del conductor.		

Tabla 2.8 Valores de la constante C.

De acuerdo a las tablas anteriores y a la ecuación 2.39, el área de la sección transversal del conductor seleccionado por corto circuito es:

Primero necesitamos al valor de la corriente, ésta se obtiene:

$$I_{cc3\phi} = \frac{MVA_{cc3\phi} \times 1000}{\sqrt{3} \times kV} \dots\dots\dots (2.40)$$

Sustituyendo valores nos queda:

$$I_{cc3\phi} = \frac{179 \times 1000}{\sqrt{3} \times 13.2}$$

$$I_{cc3\phi} = 7,829.4492 [A]$$

K = 0.0297, T = 234.5, T<sub>1</sub> = 90°C (dato del fabricante y norma 310-77), T<sub>2</sub> = 250 (por ser de aislamiento XLPE).

Sustituyendo valores en 2.39:

$$A = 7,829.4492 \sqrt{\frac{0.1333}{0.0297 \log \frac{250 + 234.5}{90 + 234.5}}}$$

$$A = 34,433.3802 [CM]$$

$$A = 34.4333 [kCM]$$

$$A = 17.4434 [mm^2]$$

Entonces el calibre seleccionado por corto circuito es: 3-4 AWG (XLPE), un conductor por fase y ducto.

Como dato adicional, el cálculo de la pantalla del cable, según 2.38, nos queda:

$$A = \frac{I_{cc1\phi} \times \sqrt{t}}{C}$$

$$A = \frac{7479.5297 \times \sqrt{0.1333}}{128.28}$$

$$A = 21.28 [CM]$$

#### 2.6.4 Cálculo por caída de tensión.

La caída de tensión en estos alimentadores es regularmente pequeña, por lo tanto despreciable y solo afectaría si se tratara de una línea de gran longitud, sin embargo realizamos el procedimiento de cálculo como complemento. Este método está basado en el

Std.141-1993 del IEEE, específicamente en su artículo 3.11, y la norma de diseño y proyecto en baja y media tensión de CFE BMT-DP capítulo 2.2.2, por lo que marcaremos como máximo un 1% permisible de este valor.

$$\Delta E = I \times L \times Z$$

$$\Delta E = \sqrt{(E_{car} \cos \phi + ILR)^2 + (E_{car} \sin \phi + ILX)^2} - E_{car} \dots (2.41)$$

Donde:

$\Delta E$  es la caída de tensión del sistema.

$E_{car}$  es el voltaje característico al neutro.

$\cos \phi$  es el factor de potencia.

$R$  es la resistencia del conductor obtenido por ampacidad.

$X$  es la reactancia del conductor obtenido por ampacidad.

$I$  es la corriente nominal obtenida en el cálculo por ampacidad.

El  $E_{car}$  se obtiene de la siguiente manera:

$$E_{car} = \frac{V_{L-L}}{\sqrt{3}}$$

$$E_{car} = \frac{13200}{\sqrt{3}}$$

$$E_{car} = 7,621.0235 [V]$$

El factor de potencia (general) es:

$$\cos \phi = 0.9$$

De la tabla 2.9 se observa que para el calibre 4 AWG se tienen valores de resistencia y reactancia  $X_A$ :

$$R = 0.288 [\Omega / \text{conductor} / 1000 \text{ ft}]$$

$$X_A = 0.113.$$

Este valor de reactancia no es suficiente, debido a la restricción por ser el alimentador un circuito trifásico, el valor de la reactancia del cable esta dado por  $j(X_A + X_B)$ , entonces el valor de  $X_B$  es -0.0571 según la tabla 2.10 (separaciones de los conductores).

Los valores de resistencia y reactancia se necesitan en  $\Omega / \text{Km}$ , entonces:

$$R = 0.288 \frac{\Omega}{1000 \text{ ft}} \times \frac{1000 \text{ ft}}{304.8 \text{ m}} \times \frac{1000 \text{ m}}{1 \text{ Km}}$$

$$R = 0.9448 [\Omega / \text{Km}]$$

De la misma manera para la reactancia:

$$X = 0.113 + (-0.0571) [\Omega / \text{conductor} / 1000 \text{ ft}]$$

$$X = 0.0559 \frac{\Omega}{1000 \text{ ft}} \times \frac{1000 \text{ ft}}{304.8 \text{ m}} \times \frac{1000 \text{ m}}{1 \text{ Km}}$$

$$X = 0.1833 [\Omega / \text{Km}]$$

Sustituyendo valores en 2.41 nos queda:

$$\Delta E = \sqrt{[7,621.0235(0.9) + (54.6749 \times 0.150 \times 0.9448)]^2 + [7,621.0235(0.43) + (54.6749 \times 0.150 \times 0.1833)]^2}$$

$$\rightarrow 7,621.0235$$

$$\Delta E = 11.81 [V]$$

Como era de esperarse la caída de tensión es muy pequeña, por lo tanto se concluye que el calibre seleccionado por ampacidad es adecuado también por caída de tensión.

Tamaño del conductor		Resistencia R a 50°C, 60 Hz. (ohms/conductor/1000 pies)	Reactancia X <sub>A</sub> a un pie de separación, 60 Hz. (ohms/conductor/1000 pies)
Cmil	AWG		
500,000		0.0246	0.0839
350,000		0.0348	0.0883
250,000		0.0487	0.0922
	4/0	0.0547	0.0953
	3/0	0.0724	0.0981
	2/0	0.0911	0.101
	1/0	0.115	0.103
	2	0.181	0.108
	4	0.288	0.113
	6	0.453	0.121

Tabla 2.9 Constantes para conductores de cobre con espaciamento simétrico de un pie (tab. 4A-3 Std. 141-1933 del IEEE). Para circuitos trifásicos la impedancia de línea a neutro es de Z= R + j(X<sub>A</sub> + X<sub>B</sub>).

(ft)	Separation (inches)											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	—	-0.0571	-0.0412	-0.0319	-0.0252	-0.0201	-0.0159	-0.0124	-0.0093	-0.0066	-0.0042	-0.0020
1	—	0.0018	0.0035	0.0051	0.0061	0.0080	0.0093	0.0106	0.0117	0.0129	0.0139	0.0149
2	0.0159	0.0169	0.0178	0.0186	0.0195	0.0203	0.0211	0.0218	0.0225	0.0232	0.0239	0.0246
3	0.0252	0.0259	0.0265	0.0271	0.0277	0.0282	0.0288	0.0293	0.0299	0.0304	0.0309	0.0314
4	0.0319	0.0323	0.0328	0.0333	0.0337	0.0341	0.0346	0.0350	0.0354	0.0358	0.0362	0.0366
5	0.0370	0.0374	0.0377	0.0381	0.0385	0.0388	0.0392	0.0395	0.0399	0.0402	0.0405	0.0409
6	0.0412	0.0415	0.0418	0.0421	0.0424	0.0427	0.0430	0.0433	0.0436	0.0439	0.0442	0.0445
7	0.0447	0.0450	0.0453	0.0455	0.0458	0.0460	0.0463	0.0466	0.0468	0.0471	0.0473	0.0476
8	0.0478											

Tabla 2.10 Factor de espaciamento para X<sub>B</sub> a 60Hz, en ohms por 1000 pies de conductor (tab. 4A-5 Std. 141-1933 del IEEE).

Se observa que el calibre seleccionado 4 AWG cumple con los tres cálculos, sin embargo este tamaño es demasiado pequeño para algunos fabricantes, ya que el calibre mínimo que se fabrica para M.T. es el calibre 2 AWG y algunos otros fabricantes el mínimo es un 1/0, además que CFE indica que el mínimo calibre debe ser 1/0 AWG, por lo tanto el calibre a instalar es este último (de aquí la omisión de la memoria de cálculo en ocasiones).

Con el fin de salvaguardar la seguridad de las personas y equipo (independientemente si el calibre quedo sobrado o no), se especifica (salvo que se indique otra cosa) la categoría de aislamiento numero I (100% Nivel de aislamiento), según CFE.

Finalmente, el calibre del alimentador en media tensión es:

*Cable de energía calibre 1/0 AWG (1C/Fase), clase 15 kV con aislamiento tipo XLPE y pantalla electrostática a base de cintas de cobre suave con espesor mínimo de 21.28 CM y categoría I de nivel de aislamiento.*

## 2.6.5 Cálculo del diámetro de la canalización:

Siguiendo el mismo procedimiento realizado para la canalización de los circuitos derivados (tab. 10-4), necesitamos el área transversal del conductor, sin embargo los catálogos de los fabricantes solo indican el diámetro total del cable en mm, es decir con todos y sus capas, entonces:

$\phi_T = 30$  [mm]; diámetro total del conductor.

$r_c = 15$  [mm]; radio del conductor.

Con el radio se obtiene el área transversal:

$$A_c = \pi \times r^2$$

$$A_c = \pi \times 15^2$$

$$A_c = 706.85 \text{ [mm}^2\text{]}$$

Se puede ver que este conductor cabe perfectamente en una tubería de 53 mm de  $\phi$ , pero considerando un incremento de carga a futuro (alojar más conductores dentro de la canalización) se deja una canalización de 78 mm de  $\phi$  (3"), aunque muchos proyectistas proponen una tubería de 101 mm de  $\phi$  (4").

En las siguientes figuras se aprecia la instalación realizada en campo de los bancos de ductos de media tensión con sus respectivos coples y sujetadores, así como su encofrado, si la tubería instalada es PVC, señalando que si es PAD, la instalación sería sin encofrado y con una cinta señalizadora de "precaución tubería eléctrica" según norma de CFE-4PB.



Figura 2.20 Arreglo de ductos en cepa con sujetadores y encofrado.

Otro aspecto fundamental en este tipo de instalaciones, son los registros de M.T., los cuales deben cumplir con lo establecido en las especificaciones del suministrador de la energía eléctrica de acuerdo al banco de ductos instalados, así como lo indicado en el artículo 923 de la NOM-001-SEDE-2005. Es muy importante el cruzamiento con otras instalaciones que también son realizadas de la misma manera, con el fin de evitar filtraciones de agua o rupturas de los ductos, "su separación debe ser lo más amplia posible, a fin de permitir trabajos de reparación o mantenimiento" (art. 923-12, (c)), así pues por mencionar un ejemplo, las instalaciones hidráulicas deben estar separadas de las eléctricas, mínimo 1 m.

## 2.7 Subestación eléctrica.

### 2.7.1 Generalidades.

En el uso de la energía eléctrica (independiente del fin para el cual este destinada) intervienen una gran variedad de máquinas y equipos eléctricos, lo cual nos exige conocer su interacción. Se sabe que el suministro energía eléctrica se basa en el principio *generación-consumo* y que para desarrollar este principio se requieren de elementos que cumplan con las necesidades que el sistema demande. Un ejemplo de estos elementos es una subestación eléctrica, a la cual definimos como un conjunto de elementos o dispositivos que permiten cambiar o alterar las características eléctricas del sistema (voltaje, corriente, frecuencia, etc.), ya sean de c.a. o c.c. con un fin común y sus funciones principales son las de transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

Existen varios puntos que deben tomarse en cuenta en el diseño de una subestación, por ejemplo, la capacidad y la tensión eléctrica a la que va operar. La primera se fija considerando la demanda actual (en kVA), más el incremento en el crecimiento previendo el espacio necesario para las futuras ampliaciones. Mientras que la tensión eléctrica es fijada por la compañía suministradora.

Para especificar una subestación, es importante conocer el arreglo de conexión de sus dispositivos, esto nos ha traído beneficios en cuanto a continuidad en el servicio, versatilidad de operación y facilidad de mantenimiento de los equipos. Se dice que si conoces la capacidad del (los) transformador (es), conoces la de subestación.

En las instalaciones de tiendas de autoservicio, las subestaciones ya vienen ensambladas y solo basta con definir la cantidad y el tipo de módulos que se requieran, así como el lugar de instalación (exterior, interior, etc.), ver figura 2.21. También hay que definir la capacidad de los fusibles, entre otros aspectos. El arreglo de los gabinetes y su interacción con otros dispositivos ubicados en el mismo local (planta de emergencia, transformadores de potencia, tableros, bancos de capacitores, y otros más) es de gran importancia en el diseño, se destacan las dimensiones reales de los fabricantes, cumpliendo con los reglamentos (NOM-001-SEDE-2005, principalmente artículo 924) y proporcionando un espacio confortable al momento de operar los equipos.



Figura 2.21 Subestación eléctrica tipo interior.

### 2.7.2 Lugar de instalación.

El lugar de instalación debe ser aquel que tenga menor tránsito posible, que sea accesible solo a personas calificadas, es decir debe tener restringido y resguardado su acceso (art. 924-3), debe tener un tamaño lo suficientemente grande para alojar a los equipos antes mencionados. Este lugar debe estar provisto de ventilación y debe contar con todos los señalamientos de seguridad disponibles. Comúnmente a este lugar se le llama “casa de máquinas eléctricas”. Cuando se trata de servicio interior (como la figura anterior), el lugar debe tener mínimo una altura de 2.10 m (salvo lo que se necesite de acuerdo a los fabricantes de los otros equipos), además de cumplir con las distancias de trabajo mencionadas en el artículo 110-34 de la NOM-001-SEDE-2005.

Uno de los graves problemas que nos encontramos en estas áreas, es que los accesos y salidas no están por completo libres de obstáculos (art. 924-7). En la figura de abajo, se observa que la subestación tipo pedestal está siendo utilizada como base para cartón, además que frente al registro de llegada de M.T. se encuentra el acceso al cuarto de basura, lo cual agrava aún más el problema.



Figura 2.22 Subestación eléctrica tipo pedestal.

En nuestro ejemplo los gabinetes de la subestación compartirán el local con la planta generadora de energía eléctrica para sistema en emergencia, con los transformadores reductores y con los equipos eléctricos de baja tensión (art. 924-4, Excepción).

El local debe contar con extintores ubicados en lugares convenientes y claramente marcados, por lo menos en puntos cercanos a los accesos al local, se deben colocar tantos como sean necesarios (art. 924-8, (a)).

Referente a los contenedores de aceite o diesel, se comete el error de colocar solo un sardinel al contenedor de combustible de la planta generadora de energía eléctrica. En contraste, no se tome en cuenta el peligro que se corre cuando se instalan transformadores con líquido aislante (aceite) y que no cuentan con ningún medio para contener derrames (art. 924-8, (c)), o no construir muros divisorios. Por esta razón, los transformadores de este tipo están siendo sustituidos por transformadores tipo encapsulado, en el cual su medio aislante es una resina.

En las figuras siguientes se observan los tipos de sardinel para los contenedores de diesel o en su defecto para plantas con base tanque (el contenedor de combustible está integrado en la base de la planta). También se muestra la ubicación de la planta generadora de energía eléctrica respecto a los gabinetes de la subestación eléctrica.



Figura 2.23 Sardinel para contenedor de diesel y sardinel para planta de emergencia con base tanque.



Figura 2.24 Planta de emergencia y gabinetes de subestación.

### 2.7.3 Partes constitutivas de la subestación.

Recordemos que la subestación eléctrica está formada por diferentes equipos, tales como los transformadores (para nuestro ejemplo se encuentran separados de los gabinetes de la subestación), cuchillas, interruptores, barras, capacitores, aisladores, generadores, etc. y que no son elementos independientes pero que se encuentran en la casa de máquinas eléctricas además de otros equipos eléctricos, ya que en muchas ocasiones se confunde esta situación y solo se enfocan en los gabinetes.

#### 2.7.3.1 Gabinetes.

La cantidad de gabinetes y la forma de acoplarlos es primordial, se trata de que los gabinetes de la subestación sean los menos posibles y lo más compactos que se pueda, en la actualidad existen subestaciones hipercompactas que nos ahorran un espacio considerable.

Retomando el sistema que adoptamos como ejemplo, debido a que las dimensiones del lugar destinado para la ubicación de la subestación, las cuales son pequeñas, lo recomendable es utilizar una subestación tipo hipercompacta, en México, el fabricante es Schneider Electric y la descripción de la subestación es la que se muestra a continuación.

Subestación hipercompacta (tablero de media tensión autosoportado) en hexafluoruro de azufre ( $SF_6$ ), tipo interior, clase 15 kV, de 1250 kVA, 60 Hz, para operar a 560 m.s.n.m., capacidad en barras principales 125 [A]. La subestación consta de los siguientes módulos:

1.- Sección de acometida:

Este gabinete tiene como función recibir los cables de acometida, así como impedir el paso de energía eléctrica a la siguiente sección y consta de:

- a. Juego de barras tripolares aisladas de 125 [A] de capacidad.
- b. Juego de conectores para cables de acometida por la parte inferior (1/fase).

2.- Sección de seccionador:

Seccionador en aire operación en grupo con carga para media tensión 13.2 kV, 3F-3H, 125 [A], con disparo simultáneo en caso de fusión de un fusible, consta de:

- a. Tiene tres fusibles limitadores de corriente de capacidad de acuerdo a transformador, con capacidad interruptiva de 650 MVA.
- b. Tres apartarrayos de óxidos metálicos para 13.2 kV, con neutro sólidamente conectado a tierra.
- c. Mecanismo de seguridad para mantener cerrada la puerta mientras el seccionador esté en la posición de conectado.

3.- Sección transición (dos secciones, una para acoplamiento a interruptor principal y otro para acoplamiento a transformador):

Gabinete que aloja en su interior barras de transición y aisladores soporte clase 15 kV.

4.- Sección interruptor/fusible principal (dos interruptores por ser dos circuitos):

Interruptor derivado en M.T. tipo hipercompacto tripolar en  $SF_6$  operación en grupo, consta de los siguientes elementos:

- a. Juego de barras tripolares aisladas de 125 [A].
- b. Interruptor de operación con carga de 125 [A], con puesta a tierra a la desconexión y  $SF_6$  como medio de extinción del arco eléctrico.
- c. Mecanismo de operación del interruptor tipo C11 manual desde el exterior por medio de una placa y de forma automática al fundirse cualquiera de sus fusibles.
- d. Bus mímico en el frente del mecanismo de operación para la indicación de "conectado, desconectado y puesta a tierra".
- e. Juego de tres fusibles limitadores de corriente de 125 [A] de tiempo extremadamente inverso para la protección de corto circuito instantáneo.
- f. Señalización mecánica de fusión de fusibles y juego de barras tripolares.

La capacidad de los fusibles se determina por varios métodos:

- Por especificación de fabricante, según tablas:

Con los datos de tensión de operación y capacidad nominal del transformador. Según el fabricante y tomando como capacidad nominal del transformador a la suma de los

capacidades de los transformadores, es decir de 1,250 kVA se tiene que la capacidad nominal de los fusibles es de 125 [A], con capacidad interruptiva de 800 [MVA].

➤ Por experiencia:

Se sabe que los valores de la corriente mínima de interrupción son de 1.8 a 2 veces la corriente nominal del fusible, debido a la respuesta instantánea del perno percusor del fusible que provoca el disparo del mecanismo y la apertura de las tres fases simultáneamente. Lo anterior se muestra con la siguiente ecuación:

$$I_F = I_n \times 2 \dots\dots\dots (2.42)$$

Se sabe que la  $I_n$  es igual a 54.67 [A], entonces nos queda:

$$I_F = 54.67 \times 2$$

$$I_F = 109.34 \text{ [A]}$$

Con este valor se checan las capacidades nominales de los fusibles y se obtiene que es de 125 [A].

➤ Método gráfico:

Este método se basa en la curva característica de tiempo de fusión (corriente-tiempo), donde se observa que la intersección de la recta horizontal prolongada del valor de 0.1 [s] (8 ciclos, tiempo de duración de la falla) con la recta vertical prolongada del valor de la corriente prospectiva simétrica de corto circuito, que no es más que la corriente nominal del transformador multiplicada 12 veces (valor eficaz), se obtiene un punto de intersección, con este valor como referencia se aplica al calibre inmediato superior y se obtiene la capacidad del fusible. En la figura 2.25 se muestra la curva característica.

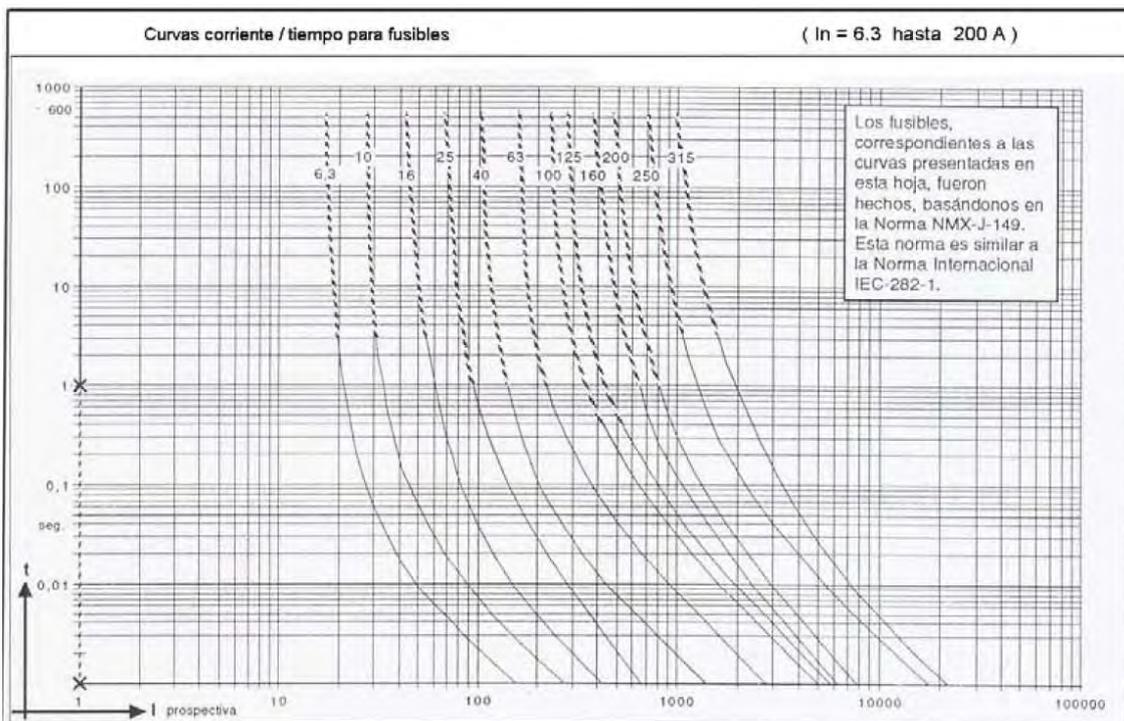


Figura 2.25 Curva característica de tiempo de fusión.

Una vez obtenido este valor se deben cumplir tres condiciones:

a)  $0.8 \times C_P > I_{prospectiva}$

Donde  $C_P$  es la proyección sobre el eje de la corriente prospectiva simétrica de corto circuito, con el calibre inmediato superior, entonces:

$$\begin{aligned} I_{\text{prospectiva}} &= 12 \times I_n \\ I_{\text{prospectiva}} &= 12 \times 54.67 \\ I_{\text{prospectiva}} &= 656.04 \text{ [A]} \end{aligned}$$

Con este valor y con el 0.1 [s] se observa que la corriente nominal del fusible es de 100 [A] y que el valor de  $C_P$  es aproximadamente igual a 850 [A], entonces sustituyendo estos valores en la ecuación a) nos queda:

$$\begin{aligned} 0.8 \times 850 &> 656.04 \\ 680 &> 656.04 \end{aligned}$$

Por lo tanto la primera condición se cumple, ya que la corriente prospectiva es la mínima corriente de activación del fusible.

$$b) \frac{(I_{\text{trafo}} \times 100)}{Z\%} > I_{\text{mc}}$$

Donde:

$I_{\text{trafo}}$  es la corriente nominal del transformador.

$Z\%$  es el porcentaje de impedancia del transformador (la corriente del lado de alta cuando el lado de baja está en corto circuito trifásico), para nuestro transformador es de 6%.

$I_{\text{mc}}$  es la corriente mínima de corte del fusible ( $I_{\text{mc}} = 5 \times I_n$  del fusible).

Sustituyendo valores nos queda:

$$\begin{aligned} \frac{(54.67 \times 100)}{6} &> (5 \times 100) \\ 911.16 &> 500 \end{aligned}$$

Se concluye que la segunda condición también se cumple con un fusible de 100 [A]. Esto quiere decir que el fusible va a operar cuando el transformador presente un corto circuito en el lado de B.T.

$$c) \begin{aligned} I_{\text{n fusible}} = I_F &> 1.3 I_{\text{sobrecarga}} \\ I_F &> 1.31 \times \% \text{sobrecarga} \times I_{\text{n trafo}} \end{aligned}$$

Se trata de evitar con esta condición el envejecimiento en el fusible, esto es que el tipo de fusible seleccionado debe ser igual al menos a  $1.31 I_{\text{n trafo}}$  si no se requiere prever de sobrecarga y a 1.3 de sobrecarga en caso contrario.

Suponiendo un 10% de sobrecarga se tiene:

$$\begin{aligned} 100 &> 1.3 I \times 1.1 \times 54.67 \\ 100 &> 78.77 \end{aligned}$$

Con esto se cumple la tercera condición indicando que el fusible soportará la sobrecarga del transformador.

Entonces, por el método gráfico, se observa que el fusible tiene que ser de 100 [A], sin embargo algunos fabricantes, para esta tensión y capacidad del transformador no trabajan esta capacidad, por lo que optamos por el inmediato superior que es el de 125 [A].

Finalmente, concluimos que los fusibles son de 100 [A] y capacidad interruptiva de 800 [MVA] (según fabricantes).

### 2.7.3.2 Transformadores.

Otro dispositivo que forman parte de la subestación y que para muchos es el más importante, es el transformador, el cual describimos a continuación.

Existe una variedad muy extensa de transformadores, para nuestro estudio el más indicado es el tipo seco servicio interior encapsulado en una resina, debido a lo comentado anteriormente sobre los transformadores con líquido aislante, se especifica este transformador por las ventajas que ofrece.

El transformador que se selecciona es el de la gama Trihal, el cual tiene bobinados en media y baja tensión encapsulados y moldeados al vacío en una resina epoxy clase F, el tipo de material utilizado en sus bobinados son de cobre-cobre o de aluminio-aluminio o una combinación de ambos. Gracias a estas técnicas se consigue reforzar las características dieléctricas, el nivel de descarga es bajo, lo cual nos representa un tiempo de vida del transformador mayor, así como una resistencia mayor a las ondas de choque.

La resina epoxy está hecha a base bisfenol A, cuya viscosidad está adaptada a una alta impregnación de los bobinados. Para que el sistema funcione adecuadamente necesita un endurecedor y una carga activa compuesta de sílice y de alúmina trihidratada, los cuales interactúan proporcionando una protección ante el fuego muy importante, esto es, el sílice refuerza la calidad mecánica del encapsulado y la alúmina trihidratada provoca procesos antifuego, con esto se logra la autoextinguibilidad del transformador.

Como se observa, el transformador encapsulado es más seguro que otros, sin embargo no se encuentra exento de eventualidades ajenas al sistema eléctrico interno o a una instalación inadecuada, estos transformadores son autoextinguibles internamente, ¿pero que hay con el exterior?, la figura 2.26 nos muestra un conato de incendio en este tipo de transformadores.

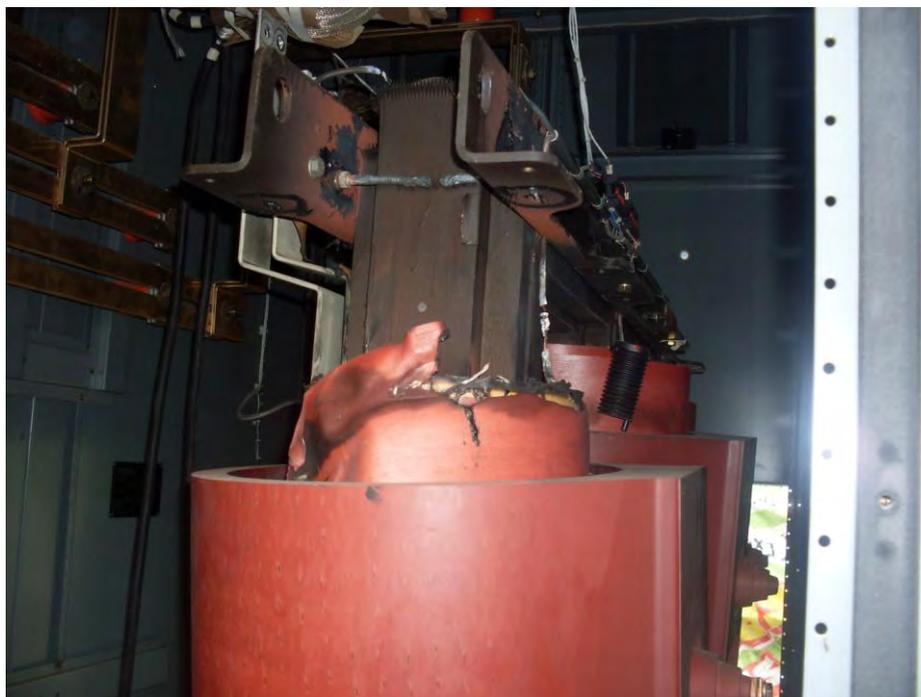


Figura 2.26 Transformador tipo encapsulado quemado.

La conexión de baja tensión es por la parte de arriba (por medio de barras o cables flexibles), en donde se aprecia que los cables y parte de los bobinados están completamente derretidos por el intenso calor originado, posteriormente el fuego se propagó por todo el bobinado y parte de las conexiones en alta tensión.

La finalidad de esta imagen es mostrar el peligro latente al realizar una mala conexión, un mal cálculo, o simplemente los imprevistos. Independientemente de lo seguro que pudiera parecer el equipo eléctrico no hay que olvidar nuestra responsabilidad al instalarlos o al diseñarlos.

A continuación mostraremos el cálculo para encontrar la capacidad de un transformador, considerando cargas de alumbrado, receptáculos y de motores.

$$kVA_{\text{trafo}} = M + A + R \dots\dots\dots (2.43)$$

Donde:

- M es la carga total de fuerza del sistema y se obtiene de la siguiente manera:

$$M = (HP_T \times F_D) + (kW \times F_1) \dots\dots\dots (2.44)$$

Se observa que esta ecuación es general ya que puede darse el caso de tener toda la carga en HP (considerando F.P.=1 y por lo tanto HP=kVA) o toda en kW, además que el valor de  $F_1 = \frac{F_D}{F.P.F.}$ ; F.P.F. es el factor de potencia general de fuerza (0.90 regularmente) y el  $F_D$  es el que se obtiene por cálculo o proporcionado por el cliente.

- A es la carga total de iluminación del sistema y se obtiene de la siguiente manera:

$$A = kW \times F_2 = kVA \times F_D \dots\dots\dots (2.45)$$

Sabiendo que  $F_2 = \frac{F_D}{F.P.I.}$ ; F.P.I. es el factor de potencia general de alumbrado (0.95 si los luminarios cuentan con balastro electrónico de alto factor de potencia) y el  $F_D$  el mismo que el anterior.

- R es la carga total de receptáculos y cargas pequeñas.

$$R = kW \times F_3 = kVA \times F_D \dots\dots\dots (2.46)$$

Sabiendo que  $F_3 = \frac{F_D}{F.P.R.}$ ; F.P.R. es el factor de potencia general de receptáculos (0.90 como parámetro supuesto de diseño o el que el propietario indique) y el  $F_D$  el mismo que el anterior.

Una vez encontrado el valor de la ecuación 2.43 se verifica con las capacidades nominales existentes o las indicadas por los fabricantes, a este valor se le llamará capacidad nominal del transformador  $kVA_n$ . Posteriormente se determinará el factor de carga o factor de utilización del transformador, por medio de la siguiente ecuación:

$$F_C = F_U = \frac{kVA_{\text{trafo}}}{kVA_n} \times 100\% \dots\dots\dots (2.47)$$

Otras de las características debemos indicar en la instalación de un transformador es la distancias de trabajo. En muchas de las subestaciones de centros comerciales no se respeta lo indicado en la norma y se comete el error de no dejar espacio suficiente para los transformadores ocasionando accidentes y/o conatos de incendio, por ejemplo para los transformadores tipo seco de capacidades mayores a 112.5 kVA deben instalarse en un cuarto de transformadores resistente al fuego (art. 450-21, (b)). Para los transformadores con aceite aislante, se requiere que se instalen en una bóveda especial (450-26), sin embargo esto no se realiza, a lo mucho se coloca un muro hecho de tabicón para separarlos. En la figura 2.27 se muestra un caso en donde se instaló un transformador con líquido aislante inmediatamente a los gabinetes de la subestación.

### 2.7.3.3 Planta generadora de energía eléctrica.

Según el artículo 700 de la NOM-001-SEDE-2005 define a los sistemas de emergencia como “aquéllos requeridos por la ley y clasificados como emergentes por reglamentaciones, decretos o legislaciones federales o municipales vigentes”.

Partiendo de esta definición y de acuerdo a lo establecido en el capítulo I y en la distribución de luminarios, receptáculos y de fuerza, el sistema requiere de una planta generadora de energía eléctrica para sistema de emergencia en servicio continuo, que como ya se mencionó puede suministrar energía a toda la carga instalada o demandada, pero para ilustrar este trabajo solo soporta cierta carga. En los siguientes párrafos se definirá el procedimiento de cálculo de la capacidad de la planta, así como sus características más importantes.



Figura 2.27 Transformador en aceite sin bóveda divisoria.

- Cálculo de la capacidad de la planta generadora:

Considerando las mismas cargas que para el transformador se tiene:

$$kW_{PE} = M_E + A_E + R_E \dots\dots\dots (2.48)$$

Donde:

- M es la carga total de fuerza en emergencia del sistema y se obtiene de la siguiente manera:

$$M_E = [(HP \times 0.746 \times F_D) / E_f] + (kW \times F_4) \dots\dots\dots (2.49)$$

Se observa que esta ecuación es general ya que puede darse el caso de tener toda la carga en HP o toda en kW, además que el valor de  $F_4 = F_D$  y  $E_f$  es la eficiencia de los motores (puede ser dato de fabricante o se estandariza a 0.86) y el  $F_D$  es el que se obtiene por cálculo o proporcionado por el cliente.

- A es la carga total de iluminación en emergencia del sistema y se obtiene de la siguiente manera:

$$A_E = kW \times F_D = kVA \times F_D \times F.P.I. \dots\dots\dots (2.50)$$

Sabiendo que F.P.I. es el factor de potencia general de alumbrado (0.95 si los luminarios cuentan con balastro electrónico de alto factor de potencia) y el  $F_D$  el mismo que el anterior.

- R es la carga total de receptáculos y cargas pequeñas en emergencia.

$$R_E = kW \times F_D = kVA \times F_D \times F.P.R. \dots\dots\dots (2.51)$$

Sabiendo que F.P.R. es el factor de potencia general de receptáculos (0.90 como parámetro supuesto de diseño o el que el propietario indique) y el  $F_D$  el mismo que el anterior.

Una vez encontrado el valor de la ecuación 2.48 se verifica con las capacidades nominales existentes o las indicadas por los fabricantes, a este valor se le llamará capacidad nominal de la planta generadora de energía eléctrica  $kW_n$ . Posteriormente se determinará el factor de carga o factor de utilización de la planta, por medio de la siguiente ecuación:

$$F_C = F_U = \frac{kW_{P.E.}}{kW_n} \times 100\% \dots\dots\dots (2.52)$$

La instalación de la planta generadora de energía eléctrica debe cumplir con lo establecido en el artículo 700, además de las recomendaciones por parte del fabricante. Algunas de estas recomendaciones son:

- Ventilación para evitar recirculación de gases.
- Recomendaciones sobre el flujo de combustible.
- Tiempos de trabajo en diversos modos de operación del equipo (Servicio continuo, modo prime, modo standby).
- Medidas reales de los equipos.
- Recomendaciones de cimentaciones y sistema mecánico.
- Notas de instalación de los tableros de transferencia.

#### 2.7.3.4 Equipos eléctricos.

##### a. Capacitores:

Uno de los problemas que presentan las instalaciones eléctricas de centros comerciales es el incremento de “armónicos” provocadas por cargas no lineales entre otros aspectos dan como resultado el cobro excesivo en el consumo de energía ya que la compañía suministradora cobra una multa por tener un bajo factor de potencia.

De acuerdo a estas necesidades, el sistema eléctrico debe contar con elementos que ayuden a reducir estas pérdidas y pagos de más. Estos dispositivos son los capacitores, los cuales proporcionan la potencia reactiva (kVAR) requerida por las cargas inductivas (motores, generadores, etc.). Al corregir el bajo factor de potencia, además del impacto que puede tener en la factura eléctrica, tiene otras implicaciones de igual o mayor importancia, particularmente en relación con la capacidad de los equipos de transformación y distribución de la energía eléctrica y con el uso eficiente de las máquinas y aparatos que funcionan con electricidad. Los capacitores reducen la demanda de kVA debido a que liberan de carga a los transformadores, tableros de fuerza y otros equipos. La demanda reducida de kVA da como resultado que los recibos de la compañía suministradora sean libres de multa, además la temperatura de operación del equipo es más fría y la vida útil del mismo es más prolongada.

Los capacitores como todo equipo eléctrico tienen un tiempo de vida útil que depende de muchos factores, pero para este caso el fenómeno que generan las corrientes armónicas y el circuito propio del banco, pueden resultar agravantes pero que con un modelo aplicable a condiciones extremas se soluciona el problema. Esto es, los capacitores son trayectorias de baja impedancia para las corrientes de armónicas generadas por las corrientes no lineales como los drives de frecuencia variable, arrancadores suaves de motores, PLC's, computadoras, equipo robótico, soldadoras y otros equipos electrónicos. Estas corrientes pueden ser absorbidas en el capacitor causando que éste se sobrecaliente, acortando su tiempo de vida y posiblemente hasta evitando su correcta operación. Por otra parte el circuito resonante que muchos capacitores contienen, el cual está formado por el acoplamiento paralelo de los capacitores con la inductancia del sistema, puede amplificar las corrientes y tensiones armónicas, lo cual puede causar la incorrecta operación del fusible y/o dañar el equipo.

En conclusión el contar un banco de capacitores o más, resulta ser muy benéfico para la instalación eléctrica, siempre y cuando esté bien diseñado y que cumpla con los requerimientos del sistema. A continuación mostramos un ejemplo de la selección de un banco de capacitores de acuerdo a la corrección del factor de potencia.

Las instalaciones con capacitores deben cumplir con lo establecido en el artículo 460 de la NOM-001-SEDE-2005 y con las recomendaciones de los fabricantes.

Suponiendo que nuestro sistema presenta un factor de potencia de 0.70 y por lo tanto pago de multa. Se requiere obtener un factor de potencia de 0.95 (factor de potencia corregido) con una potencia consumida de 149 kW a 480 V<sub>ca</sub>. Entonces, la potencia reactiva del banco será:

$$Q_C = kW \times f_{cc} \dots \dots \dots (2.53)$$

Donde el  $f_{cc}$  es el factor de multiplicación del capacitor corregido, obtenido por tablas de fabricantes (por ejemplo, Square d, capítulo 17 tablas de compendiado No.31) en donde es el resultado de la intersección del factor de potencia existente (o calculado) y el factor de potencia corregido.

Entonces:

$$Q_C = 149 \times 0.691$$

$$Q_C = 103 \text{ [kVAR]}$$

Finalmente, el banco deber ser trifásico de 120 kVAR a 480 V<sub>ca</sub> automático para corregir el factor de potencia de 0.70 a 0.95.

b. Tableros:

Los tableros son un elemento indispensable en el sistema eléctrico, de ellos depende la distribución de los circuitos alimentadores y derivados. Para el caso de la subestación, se requieren tableros en baja tensión que sean acoplados a los transformadores de media, así como el tablero (os) para servicios propios de la casa de máquinas.

Un error muy recurrente en las instalaciones es que los servicios propios de la subestación, tales como iluminación, receptáculos, aire acondicionado, etc., se conectan directamente a los circuitos de las otras áreas, originando una funcionalidad incorrecta (art. 924-5 (b)). Además estos deben cumplir con lo indicado en el artículo 924-9.

En lo que respecta a los tableros que se acoplan a los transformadores, deben ser con características acorde a la tensión de operación, existen del tipo autosoportados o y de sobreponer. Si son autosoportados pueden estar constituidos por módulos o simplemente por interruptores derivados. Los tableros autosoportados por módulos presentan ventajas considerables respecto a los del tipo interruptor; ventajas como colocar equipo de monitoreo y control, equipo contra sobretensiones (TVSS), entre otros. También ventajas de interconexión con otros tableros o transformadores, bloque mecánico, etc., sin embargo representan un costo más alto, la decisión es a criterio.

#### 2.7.3.5 Accesorios y pruebas.

Los accesorios de una subestación son el complemento de un buen diseño. Estos elementos en conjunto con las pruebas y restricciones, disponen la seguridad de las personas dentro y fuera de la subestación. Los accesorios más comunes y necesarios son:

- Tarimas aislantes con dimensiones (largo, ancho y altura respectivamente), fabricadas con Gel Coat translúcido y refuerzo de fibra de vidrio con doble acabado para el nivel de voltaje de media tensión que corresponda al proyecto eléctrico definitivo y aprobado; el número de tarimas variará de acuerdo al diseño de la subestación (art. 924-24).

- Gabinete de seguridad conteniendo: guantes, casco, botas, pértiga, 3 fusibles de respaldo y tenazas para cambiarlos, todo este equipo de la capacidad indicada en proyecto.
- Un extinguidor de polvo químico para combatir incendios en equipos eléctricos 9.1 kg de capacidad (art. 924-8)
- El contratista general construirá en las subestaciones una base de concreto adecuada para soportar el peso de los gabinetes y con una altura de 10 cm como mínima, sobre N.P.T. y con la pendiente hacia el exterior.
- Leyendas de advertencia o de peligro (art. 924-7).



Figura 2.28 Leyenda de peligro en puerta de subestación.

Figura 2.29 Montaje de extintor en subestación.

Las pruebas a los equipos y a toda la instalación eléctrica, deberán de hacerse antes de que se entreguen para su operación. Las más representativas son:

- Resistencia de la red de tierras.
- Resistencia de electrodos.
- Resistencia de aislamiento.
- Polaridad de las conexiones.
- Continuidad de las canalizaciones.

En los siguientes capítulos estudiaremos los sistemas de puesta a tierra y el estudio de corto circuito, haciendo referencia a los circuitos derivados, alimentadores y subestación eléctrica complementando el desarrollo de la instalación vista hasta el momento.

## **CAPÍTULO III. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA Y SISTEMA DE PARARRAYOS (PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS).**

### **3.1 Introducción a los sistemas de puesta a tierra.**

La mayoría de las contingencias eléctricas se deben a errores de alambrado, y de éstos la mayoría están relacionados con los sistemas de puesta a tierra (de aquí la necesidad de este apartado). Hablar de este tema suena muy abstracto para quien no está relacionado con en el mismo. La puesta a tierra es una conexión de seguridad humana y patrimonial que se diseña en los equipos eléctricos, electrónicos y otros sistemas para protegerlos de disturbios o transitorios por los cuales pudieran resultar dañados. Recordemos que una falla es una fuga de corriente que busca un medio de conducción para drenar a tierra, este medio podría ser una persona y el riesgo es mayor si esta se encuentra en lugares húmedos, por lo que un sistema de puesta a tierra es vital para la protección contra este fenómeno.

Los procedimientos de diseño de un sistema de puesta a tierra se basan en conceptos tradicionales, pero su aplicación puede ser muy compleja, es decir, el proyecto se puede ver como ciencia, pero la aplicación correcta es un arte, ya que cada instalación es única en su localización, tipo de suelo, y equipos a proteger.

Cuando se propone realizar la instalación de puesta a tierra, de inmediato pensamos en una varilla o una malla de metal conductora enterrada en nuestras instalaciones y que tiene el fin de confinar y dispersar en el terreno subyacente, descargas fortuitas (como eventos imprevistos, fenómenos artificiales o naturales como descargas electrostáticas, descargas atmosféricas y errores humanos), asumiendo su "eliminación"; sin embargo esto es incorrecto, ya que se ha demostrado que en estos puntos existen diferencias de potencial, valores que un determinado momento se podría comparar con el potencial necesario con el que trabajan los aparatos electrodomésticos como refrigeradores, televisores, licuadoras, hornos de microondas, computadoras, etc. Por lo tanto, realizar un sistema de puesta a tierra requiere de un cuidado especial y su realización debe hacerse por personas calificadas.

Se ha comprobado que en la mayoría de las fallas de los sistemas en baja tensión, sobre todo en donde están sistemas de cómputo, que las fallas se deben a una mala conexión del conductor de puesta a tierra.

Por otro lado, se sabe que el globo terráqueo es considerado con potencial cero, no obstante el material que lo compone puede tener una resistividad eléctrica muy alta, así que para obtener un valor adecuado se debe hacer un estudio que nos indique que el valor seleccionado está dentro de lo permitido. La resistividad es la característica del terreno de oponer resistencia al paso de la corriente eléctrica en un metro cúbico. Este término se refiere al valor que existe entre el electrodo de la toma de tierra que se desea considerar y otro electrodo lejano de resistencia cero; este valor puede variar dentro de un rango muy amplio, ya que depende del tipo de material que tenga el suelo, del contenido de humedad, de la temperatura, variaciones estacionales, compactación del terreno, etc.

Por mencionar un ejemplo, una conexión sólida a tierra facilita de manera importante la operación de los dispositivos de protección contra sobretensiones, ya que estos equipos como pararrayos, apartarrayos, hilo de guarda, cuernos de arqueo, etc., necesitan de una conexión a tierra para su correcta ejecución.

#### **3.1.1 Definición y objetivos de un sistema de puesta a tierra.**

Un sistema de puesta a tierra es un conjunto de conductores eléctricos (cables y electrodos) directamente enterrados en el suelo y distribuidos a través de una instalación expresamente diseñada para soportar corrientes excepcionales en caso de corto circuito o descarga atmosférica, entre otras eventualidades. A este sistema se conectan todos y cada uno de los elementos de la instalación que requieran ser puestos a tierra, tales como los neutros, tanques y carcasas de los equipos, los cables de guarda, las estructuras metálicas y todas aquellas partes metálicas que deben estar a potencial de tierra, logrando los siguientes objetivos:

- Proveer un medio seguro para proteger al personal.
- Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes a tierra.
- Proveer un medio para disipar las corrientes eléctricas indeseables.
- Facilitar la operación de los dispositivos de protección.
- Proveer un medio de descarga y desenergización de equipos, antes de proceder a las tareas de mantenimiento.
- Dar mayor confiabilidad y seguridad al servicio eléctrico.
- Disipar la corriente asociada a las descargas atmosféricas, limitando las sobretensiones generadas.
- Limitar la elevación de potencial de la red a valores aceptables, cuando ocurre una falla a tierra.
- Establecimiento y permanencia de un potencial de referencia (equipotencialidad efectiva).

### 3.1.2 Clasificación de los sistemas de puesta a tierra.

Los sistemas de puesta a tierra se clasifican en dos grandes grupos:

- De acuerdo a su naturaleza: Esta clasificación se refiere a la naturaleza dicotómica de los sistemas de puesta a tierra y se divide en dos secciones:
  - ❖ Instalación artificial de puesta a tierra: son aquellas que se construyen específicamente para tal fin, utilizando las diversas clases de electrodos de puesta a tierra.
  - ❖ Instalación natural de puesta a tierra: son en realidad elementos de otros sistemas técnicos, por ejemplo, líneas de tuberías metálicas o cimientos de estructuras metálicas, de equipos eléctricos, etc., vías férreas y hasta vías de agua que se encuentren dentro del ámbito de la instalación que se desea proteger y/o en su proximidad.
- De acuerdo a su aplicación: Se refiere en otras palabras, a las que distingue las instalaciones de puesta a tierra de acuerdo a su funcionalidad, y constan de tres secciones importantes:
  - ❖ Sistemas de puesta a tierra de protección: tienen la misión de limitar el valor de la tensión contra tierra de aquellas partes del sistema eléctrico que no deben ser mantenidas ni en tensión ni aisladas y con las cuales puede tener contacto el personal. En otras palabras, este sistema es indispensable para asegurar que durante el traspaso de corriente a tierra sus efectos fisiológicos no dañen a los seres vivos que eventualmente estuviesen dentro del ámbito del sistema de tierra o en su proximidad en esos momentos, por ejemplo: la carcasa de una máquina eléctrica.
  - ❖ Sistemas de puesta a tierra de funcionamiento: se aplica para satisfacer ciertas condiciones del servicio del sistema técnico en cuestión, es decir sirven para poner a tierra por necesidad de funcionamiento a determinados puntos del circuito eléctrico, tales como neutro de generadores y transformadores, aparatos para la conexión de la tensión contra tierra, apartarrayos, etc.
  - ❖ Sistemas de puesta a tierra de trabajo: estos sistemas son realizados con carácter provisional, efectuados para poner a tierra parte de la instalación eléctrica, normalmente en tensión, a los cuales se debe llegar para efectuar un trabajo o reparación, tales como cuchillas de seccionadores, etc.

Las clasificaciones anteriores envuelven de manera general a todos los tipos de puesta a tierra, esto es; en el sistema eléctrico existen diferentes dispositivos o partes del sistema con un fin determinado, pero cada uno tiene diferente propósito, no es lo mismo la puesta a tierra contra descargas atmosféricas que la puesta a tierra para cargas electrostáticas. Por tal motivo, es

necesario hacer una clasificación secundaria de los sistemas de puesta a tierra de acuerdo a su propósito, esto es:

- Puesta a tierra de los sistemas eléctricos.

Esta clasificación tiene el propósito de limitar cualquier voltaje elevado que pueda resultar de descargas atmosféricas, fenómenos de inducción o, de contactos no intencionales con cables de voltajes más altos. Se logra uniéndolo mediante un conductor apropiado a la corriente de falla a tierra total del sistema, una parte del sistema eléctrico al planeta tierra.

- Puesta a tierra en señales electrónicas.

Su propósito es evitar la contaminación de señales con frecuencias diferentes a las deseadas. La puesta a tierra se logra mediante blindajes de todo tipo conectados a una referencia cero, que puede ser el planeta tierra. También tiene el propósito de evitar la destrucción de los elementos semiconductores por un incremento en el voltaje. Se colocan dispositivos de protección conectados entre los conductores activos y la referencia cero.

- Puesta a tierra de protección atmosférica.

Sirve para canalizar la energía de las descargas atmosféricas a tierra sin mayores daños a personas y propiedades. Esta protección se logra con una malla metálica igualadora de potencial conectada al planeta tierra que cubre los equipos o edificios a proteger.

- Puesta a tierra de protección electrostática.

La finalidad de esta protección es neutralizar las cargas electrostáticas producidas en los materiales dieléctricos. Se logra uniéndolo todas las partes metálicas y dieléctricas, utilizando el planeta tierra como referencia de voltaje cero.

En la figura siguiente se observa un sistema de puesta a tierra simple, formado por un electrodo, un conductor eléctrico y su respectivo conector, así mismo la tierra del planeta y la distribución de potencial.

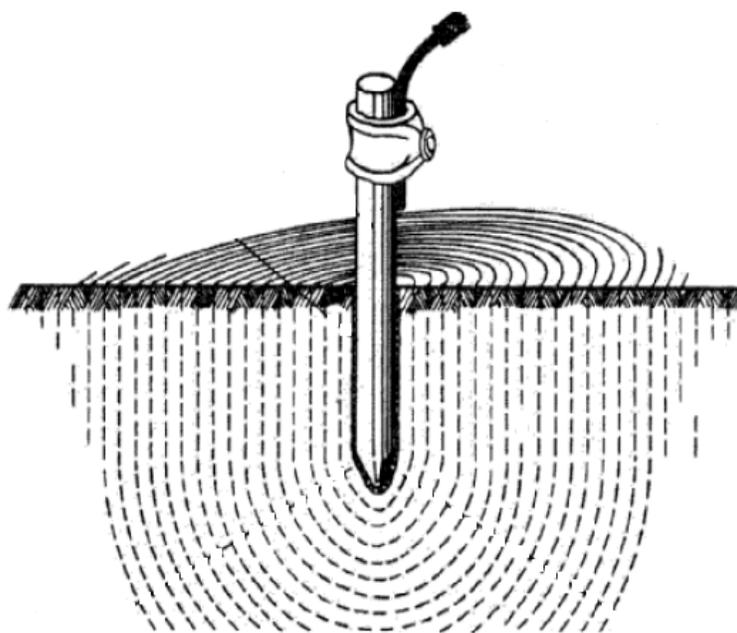


Figura 3.1 Sistema de puesta a tierra simple.

### 3.2 Resistividad del terreno y resistividad superficial.

El factor más importante de la resistencia a tierra no es el electrodo en sí, sino la resistividad del suelo mismo, por ello es requisito conocerla para calcular y diseñar el sistema de puesta a tierra. La resistividad del suelo es la propiedad que tiene éste, para conducir electricidad, es conocida además como la resistencia específica del terreno.

#### 3.2.1 Resistividad del terreno.

La resistividad en otras palabras, es la propiedad que tiene el terreno de oponerse al paso de la corriente eléctrica y está determinada por las características del mismo suelo. La resistividad se mide en ohms-kilómetro u ohms-metro, etc.; pero de acuerdo a la NOM-008-SCFI-1993, la representación dimensional debe estar en ohms-cm. Existen dos formas para determinar el valor de la resistividad: una empírica mediante tabulación y conocimiento del terreno y la otra efectuando la medición directamente en el terreno. Los valores obtenidos en la medición del terreno tienen un doble propósito adicional a la relación con el sistema de puesta a tierra.

- Este tipo de datos es usado para realizar reconocimientos geofísicos debajo de la superficie como ayuda para identificar zonas de mineral, profundidades de roca y otros fenómenos geológicos.
- La resistividad posee un impacto directo sobre el grado de corrosión en tuberías bajo tierra. Una baja resistividad tiene relación con un aumento en actividad corrosiva y así dicta el tratamiento a utilizar.

La resistividad es un factor determinante en el valor de resistencia a tierra que pueda tener un electrodo enterrado, puede determinar la profundidad a la cual debe ser enterrado el mismo para obtener un valor de resistencia bajo.

El valor de la resistividad puede ser muy diferente de un lugar a otro y se afectará de acuerdo con la época del año en función de los siguientes parámetros:

- Sales solubles. A valores pequeños menores al 1% de estas sales, la resistividad es muy grande.
- Composición propia del terreno. Se refiere al tipo de terreno, ya que no es lo mismo tener un terreno con limo que tenerlo con tepetate.
- Estratigrafía. Este término relaciona las diferentes capas de la tierra.
- Granulometría. Este parámetro influye bastante sobre la porosidad y el poder retenedor de humedad y sobre la calidad del contacto con los electrodos aumentando la resistividad con el mayor tamaño de los granos de la tierra.
- Estado higrométrico. Depende del contenido de agua, humedad y el clima.
- Temperatura. Si desciende la temperatura la resistividad aumenta.
- Compactación. Este término es inversamente proporcional a la resistividad.

##### 3.2.1.1 Medición de la resistividad del terreno.

Los estudios de la medición de la resistividad del suelo son requeridos para poder llevar a cabo un adecuado y funcional proyecto del sistema de puesta a tierra. En su medición, se promedian los efectos de las diferentes capas que componen el terreno bajo estudio, ya que éstos no suelen ser uniformes, obteniéndose lo que se denomina "resistividad aparente" que para el interés de este trabajo, será conocida simplemente como "resistividad del terreno". Para determinar la resistividad eléctrica del suelo es conveniente hacer mediciones con métodos y aparatos aprobados para estos fines; por ejemplo los medidores de resistencia o también

llamados terrohmetros. En la figura 3.2 se muestra el equipo utilizado en un estudio de resistividad del terreno. Se observa entre otros accesorios a un medidor de resistencia de tierra digital, marca Ave Megger, modelo det5/4r, así como cuatro electrodos (picas).



Figura 3.2 Equipo de medición de resistividad del terreno.

Se recomienda ampliamente que la resistividad del suelo en el lugar donde se desea instalar un sistema de puesta a tierra, se determine de acuerdo con las mediciones de resistencia a tierra correspondientes, o en su caso se investigue el tipo y características del suelo.

En la actualidad se han utilizado diversos métodos para poder calcular y/o determinar la resistividad que presenta el suelo al paso de una corriente eléctrica, pero en la práctica, el método más seguro de medición para la determinación de dicha resistividad, es el método de las cuatro puntas o electrodos (Método Wenner), es por eso que hoy en día es el método más popular para determinar la resistividad del terreno.

El método consiste en enterrar los cuatro electrodos en el suelo a una cierta profundidad y espaciarlos (en línea recta) a la misma distancia uno del otro. A continuación se hace circular una corriente de prueba entre los dos electrodos ubicados en los extremos y el potencial entre los dos electrodos internos se mide con un potenciómetro o voltímetro de alta impedancia. Posteriormente es recomendable que la superficie destinada para la tienda y de la subestación eléctrica se divida en diferentes áreas (tres es recomendable) de trabajo en donde se procede a distribuir y ubicar en ellas varias líneas de medición. Por último, y ya con nuestras líneas de medición ubicadas en sus lugares respectivos, se procede a llevar a cabo la toma de lecturas de resistencia en cada uno de los puntos de los que se constituyó cada línea.

La información recaudada se captura en una tabla (tabla 3.1 para nuestro ejemplo) que nos arroja de manera más clara los datos obtenidos. Los datos que se presentan en la tabla, son aquellos que previamente fueron calculados con las ecuaciones correspondientes, tales como:

$$\rho = \frac{4 \times \pi \times a \times R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \dots\dots\dots (3.1)$$

Donde a es la separación de los electrodos, b la profundidad de la medición y R el valor de resistencia obtenido por medio del medidor de resistencia de tierra digital.

Para obtener solo un valor de resistividad, se saca el promedio de las mediciones.

SEPARACION ENTRE ELECTRODOS	PROFUNDIDAD DE ELECTRODOS	RESISTENCIA MEDIDA	RESISTIVIDAD DEL TERRENO
			(HORIZONTAL)
a (m)	h (m)	R (ohms)	□ (ohms-m)
6.00	0.20	10.00	53.51
6.00	0.20	2.60	67.02
6.00	0.20	12.00	40.46
6.00	0.20	2.50	51.62
6.00	0.20	8.90	49.75

Tabla 3.1 Resistividad de área determinada.

En muchas ocasiones se utilizan solo como referencia valores generales de resistividades de terreno promedio, esto es valores realizados por estudios previos, pero que no son únicos. En la siguiente tabla se muestran algunos de ellos.

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD EN OHM-METRO
Terrenos pantanosos	De algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humos	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1500 a 10000
Granitos y gres alterados	100 a 600

Tabla 3.2 Resistividad general de tipos de terreno.

Estos valores obtenidos solo tienen validez si se cuenta con la aprobación a través de un certificado de aprobación de calibración del medidor de resistencia de tierra digital.

En las siguientes imágenes se muestra la secuencia de trabajo al realizar un estudio de resistividad del terreno. En la primera imagen se observa una vista panorámica del terreno con una capa de material empleado para terracerías. La segunda imagen muestra a los electrodos

colocados con la separación indicada. Finalmente la última imagen presenta el valor obtenido por medio del medidor de resistencia de tierra.



Figura 3.3 Vista panorámica del terreno.



Figura 3.4 Colocación de los electrodos de prueba.



Figura 3.5 Lectura tomada en un área determinada con una separación de 8.00 m y profundidad de 0.30 m.

### 3.2.2 Resistividad superficial.

Los diversos componentes del suelo determinan el valor de la resistividad del terreno, por lo tanto cuando se tiene resistividad alta se considera un mal conductor pero a su vez un buen aislante. Por ejemplo se sabe que la grava tiene mayor resistividad que la arena, esto es debido a su granulometría.

Lo anterior nos quiere decir que la capa de material que se debe tener inmediato a la base de los equipos o debajo de las personas, debe ser un material que presente una resistividad alta con el fin de reducir las descargas de corriente producidas por una falla a tierra en la malla. Si la capa interior del suelo tiene una resistividad más baja que el material superficial, solo algunas corrientes de rejilla ascenderán hacia la capa delgada del material superficial, entonces al colocar este material, la corriente que circula por el cuerpo humano disminuye considerablemente debido a la gran resistencia de contacto que ofrece entre a tierra y los pies.

Además la capa superficial se utiliza para retardar durante un periodo largo, la evaporación de la humedad y así, limitar que la capa superior de la tierra se seque durante la estación seca del año. Cabe mencionar que no siempre se logra el objetivo de reducir las descargas de corriente, pero si garantiza una proporción 10:1. Por tal motivo se acostumbra colocar en la subestaciones tipo interior, tarimas aislantes sobre una capa de concreto frente a los gabinetes de alta tensión para reforzar este concepto, así como se observa en la figura 2.21 del capítulo II mientras las de tipo intemperie se coloca grava o tezontle.

A continuación se muestra la tabla 3.3 que indica los valores estándar de resistividad superficial de los materiales que se utilizan como capas superficiales de terreno en subestaciones.

Material	Resistividad (ohm-metro)
Permafrots	3500-4000
Asfalto seco	$2 \cdot 10^6$ - $30 \cdot 10^6$
Asfalto mojado	1000
Concreto seco	1200-10000
Concreto mojado	21-100
Grava seca (tipo moran y tipo de galeana)	3000
Grava bolder	15000
Grava mojada	500
Compuesto GAP seco	0.032
Compuesto GAP con 30% de agua en masa	0.015

Tabla 3.3 Resistividad superficial de tipos de material.

### 3.3 Potenciales tolerables y potenciales de la malla de puesta a tierra.

#### 3.3.1 Orígenes.

La circulación de corrientes de falla a través de las conexiones a tierra, produce a su vez elevaciones de potencial del equipo conectado a tierra y gradientes de potencial sobre la superficie del terreno. Las circunstancias que pueden provocar una descarga eléctrica por este motivo son las siguientes:

- Una corriente de falla a tierra relativamente alta en relación con el dimensionamiento del sistema de puesta a tierra.
- Gradientes de potencial altos en uno o varios puntos de la superficie de la tierra, debidos a la resistividad elevada del terreno, que provoca una inadecuada distribución de la corriente a tierra.
- La presencia de una persona en un determinado lugar que provoque continuidad en dos puntos con alta diferencia de potencial.
- Ausencia de una resistencia de contacto suficiente o de otras resistencias en serie que limiten, a un valor seguro, la corriente a través del cuerpo.
- Tiempo suficiente de duración de la falla y del contacto del cuerpo (flujo de corriente a través de él), tal que cause daño considerando una intensidad de corriente dada.
- En las discontinuidades de las envolventes de las subestaciones en SF6, se producen transitorios de alta frecuencia que se transfieren peligrosamente al exterior.

En los sistemas eléctricos, el método de aterrizamiento puede determinar la magnitud de las sobretensiones tanto en estado estable como en estado transitorio. Los sistemas no aterrizados están sujetos a sobretensiones muy elevadas que reducen la vida de los equipos, principalmente en los transformadores y máquinas rotatorias.

La corriente de falla a tierra total, provoca elevación en el potencial, y cuando se cuenta con cables de energía con pantalla, neutros aterrizados, barras aisladas en gas SF6, alimentadores subterráneos, etc., se provee una trayectoria de baja impedancia en paralelo de retorno hacia la fuente, que abate la magnitud de las sobretensiones esperadas.

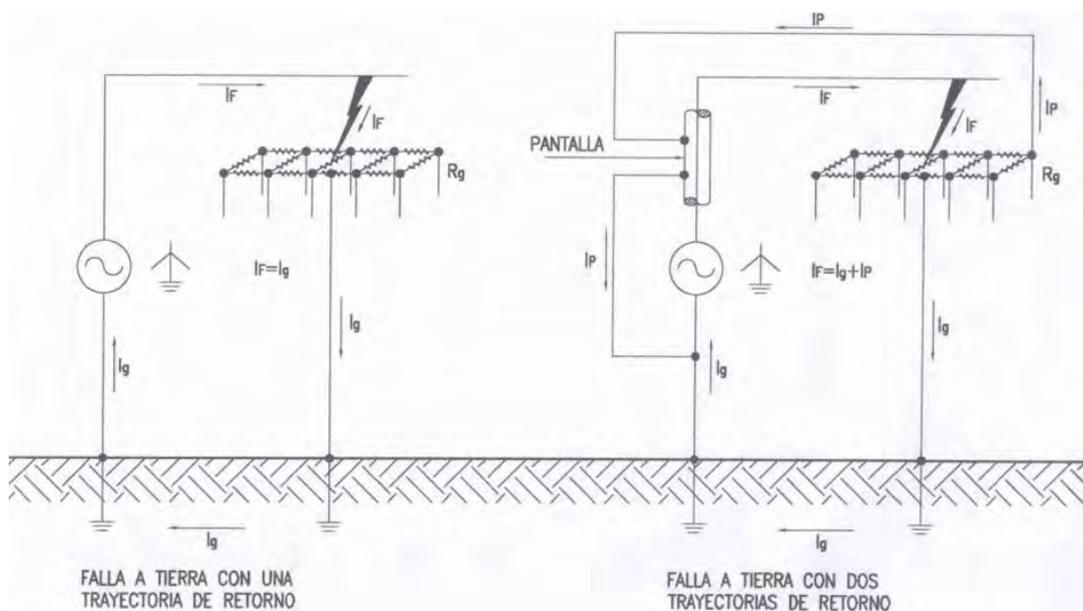


Figura 3.6 Flujo de corriente de retorno cuando se abate una sobretensión.

Se puede observar que en ambos casos, el efecto de la corriente que entra a la tierra debe analizarse, considerando la localización de los electrodos de puesta a tierra, las características del terreno, en general los elementos que conforman la malla de puesta a tierra y el tiempo de operación de los dispositivos de protección, para determinar las tensiones peligrosas que se puedan presentar durante las condiciones de falla, debido a que estos gradientes de potencial se producen dentro y alrededor de la subestación. La idea generalizada de que puede tocarse todo objeto conectado a tierra sin sufrir daño alguno es falsa y resulta evidente que ella ha sido la causa de muchos accidentes.

Los gradientes de tensión originados pueden alcanzar valores de varios kV/cm, no afectan la composición de la malla a menos que excedan los valores críticos o tolerables del cuerpo que están determinados por el tipo de material del suelo. Una vez excedido el gradiente, se provoca un arco en la superficie del electrodo de tierra que se introduce en el suelo, hasta que los gradientes se reducen a valores que puede soportar el terreno. Para un diseño adecuado de la red de tierra se asume que los gradientes que se presentan no exceden las tensiones de toque y de paso críticas.

Las corrientes en condiciones de falla que fluyen por los electrodos hacia el terreno circundante, pueden afectar la resistividad del suelo en la vecindad de los electrodos de tierra, de tal manera que sus características térmicas y el contenido de humedad determinarán si la corriente de una magnitud y duración, causará que el terreno pierda humedad y se incremente su resistividad. Se considera aceptable un valor de densidad de corriente que no exceda los  $200 \text{ A/m}^2$  en un segundo.

La circulación de las intensidades de corriente mencionadas por la instalación de puesta a tierra pueden originar la aparición de diferencias de potencial entre ciertos puntos, por ejemplo, entre la instalación de puesta a tierra y el terreno que la rodea o entre dos puntos del mismo,

de tal manera debe concebirse la instalación de puesta a tierra para que incluso con la aparición de las diferencias de potencial mencionadas cubran los objetivos del sistema de puesta a tierra explicados en párrafos anteriores. Debe hacerse especial énfasis en que la seguridad de las personas es lo que verdaderamente preocupa y se constituye en el fin primordial de la instalación de puesta a tierra, lo que significa que no se deje de reconocer la importancia de los otros objetivos.

La norma IEEE Std.80-2000, indica que "toda instalación eléctrica deberá disponer de una protección o instalación de tierra diseñada en forma tal que, en ningún punto normalmente accesible del interior o exterior de la misma, las personas en tránsito corran el riesgo de estar sometidas a una tensión peligrosa, durante cualquier defecto de la instalación eléctrica o en la red unida a ella". Ello induce, equivocadamente, a pensar en la posibilidad de una seguridad absoluta. A este respecto, es oportuno recoger la afirmación que, sobre el riesgo contiene la IEEE Std.80-2000. Su traducción dice así: "un somero análisis mostrará que es absolutamente imposible, a menos que se abandone totalmente la distribución de energía eléctrica, prevenir en todo momento, en todo lugar y bajo todas las circunstancias, la presencia de tensiones peligrosas. Sin embargo, este hecho no releva al ingeniero de la responsabilidad tanto razonablemente se pueda. Afortunadamente, en la mayoría de los casos mediante un diseño cuidadoso e inteligente esa probabilidad puede reducirse a un valor extremadamente bajo".

Entonces, nos conviene remarcar, que las puestas a tierra no garantizan la seguridad total de las instalaciones eléctricas ante los incalculables transitorios y fenómenos, reacciones anómalas, imprudencias y, aún, despropósitos que las personas pueden llevar a cabo con respecto a una instalación de baja, media y alta tensión y que, por otro lado, incluso serán elementos coadyuvantes a aumentar la gravedad en caso de accidentes por contactos directos.

### 3.3.2 Efectos fisiológicos de la corriente a tierra (corriente tolerable por el cuerpo humano).

Al circular la corriente de tierra por los electrodos se origina en ellos y en la tierra que los rodea fenómenos de naturaleza eléctrica, magnética y térmica. Así, por ejemplo, desde el punto de vista de la seguridad para las personas, el potencial de electrodo y su distribución sobre el terreno son el problema central por atender, ya que se manifiesta como voltajes de contacto y de paso en ellas si se encuentran en la zona de influencia del sistema de puesta a tierra; tales tensiones no sólo les puede afectar a su salud, sino hasta ocasionarles la muerte.

Los efectos de la corriente eléctrica que puede circular a través de las partes vitales de un cuerpo humano dependen de la frecuencia, magnitud y duración de la corriente. La secuela más peligrosa por dicha exposición es una condición que presenta el corazón conocida como fibrilación ventricular. Los humanos somos muy vulnerables a los efectos de la corriente eléctrica con la frecuencia de los sistemas de potencia (50 o 60 [Hz]), magnitudes de 0.1 [A] pueden ser mortales. El cuerpo humano puede soportar una magnitud de corriente ligeramente mayor con una frecuencia de 25 [Hz] y una magnitud de cinco veces mayor con corriente directa. Entre las frecuencias de 3,000-10,000 [Hz], corrientes aun mayores pueden ser toleradas. En algunos casos el cuerpo humano es capaz de tolerar muy altas corrientes debidas a descargas atmosféricas.

El fenómeno de la circulación de corriente eléctrica en el cuerpo humano debido a una falla, depende de diversas eventualidades, entre las cuales se pueden mencionar:

- Camino de circulación de corriente y distribución de la misma dentro del cuerpo humano.
- Intensidad de corriente eléctrica.
- Tiempo de circulación de la corriente eléctrica en el cuerpo humano.
- Tipo de onda de la corriente: impulso (rayos), corriente alterna, corriente continua.
- Frecuencia de la corriente alterna senoidal.

- Nivel de voltaje aplicado para la circulación de la corriente.
- Humedad de la piel y superficie de contacto con caminos de la circulación de la corriente externos al cuerpo humano.
- Condiciones orgánicas de la persona bajo el efecto de una corriente eléctrica.

La disciplina tecnológica de la medicina que se ocupa de tales efectos es la electrofisiología; y a partir de una larga serie de experimentos, algunos en personas y muchos en animales, se ha determinado el grado de peligrosidad de la corriente sobre el cuerpo humano, es decir, los valores de corriente y de voltaje que son peligroso para él, tales magnitudes ya están normalizadas y sirven de base para el diseño de los sistemas de puesta a tierra, los cuales se describen a continuación (según IEEE Std.80-2000):

- 1 [mA]: Nivel de percepción, ligera sensación de hormigueo.
- 1 a 6 [mA]: Desagradable. No se pierde el control muscular.
- 9 a 25 [mA]: Dolor. Dificultad o imposibilidad de soltar un objeto energizado agarrado con la mano (let-go-current).
- 25 a 60 [mA]: Aparecen contracciones musculares que pueden dificultar la respiración. Excepto en casos de paro respiratorio, los efectos desaparecen cuando la corriente se interrumpe. Cuando existe paro respiratorio con técnicas de resucitación se puede salvar a la persona.
- 60 a 100 [mA]: Ocurre fibrilación ventricular, paro respiratorio, paro cardiaco. Los daños causados son severos y puede morir la persona.

Además de las consecuencias antes mencionadas hay que tomar en cuenta el valor de la resistencia óhmica del cuerpo. Diversos estudios experimentales han demostrado que la impedancia del cuerpo humano es siempre resistiva pura y que al paso de la corriente alterna cuya frecuencia sea superior a 10 [kHz], no provoca más efectos que el de calentar los tejidos por donde pasa la corriente, aunque esto es suficiente para provocar daños considerables a la persona.

Los rangos de valores anteriores solo son válidos para corriente alterna y para corriente directa son muy similares, por tal motivo en algunas bibliografías los consideran iguales, además que en ambos se hacen diferencia entre los valores que soportan los hombres y las mujeres.

La magnitud de corriente que puede circular por el cuerpo de una persona se debe mantener por debajo del umbral de fibrilación en el diseño del sistema de puesta a tierra de una subestación, para evitar el daño o muerte de la persona. La magnitud de corriente de no fibrilación con un rango de duración de 0.03 a 3.0 segundos, está relacionada con la energía absorbida por el cuerpo y está determinada por la siguiente ecuación:

$$I_B = \frac{0.116}{\sqrt{t_f}}; \text{ para una persona con de 50 [kg] de peso.} \dots\dots\dots (3.2)$$

$$I_B = \frac{0.157}{\sqrt{t_f}}; \text{ para una persona con de 70 [kg] de peso.}$$

### 3.3.3 Definiciones de potenciales tolerables y potenciales de la malla.

Existen diferentes formas de choques eléctricos que puede experimentar una persona dentro o fuera de una subestación, pero cinco formas de contactos circunstanciales son las más comunes, ocasionando para cada uno un tipo de tensión (mostradas en la figura 3.7), de tal manera se requiere establecer una tensión “tolerable” por el cuerpo humano, basándose en la

ecuación 3.2. A continuación se definen a cada una de estas tensiones según lo indicado en la norma internacional IEEE Std.80-2000, capítulo 8.

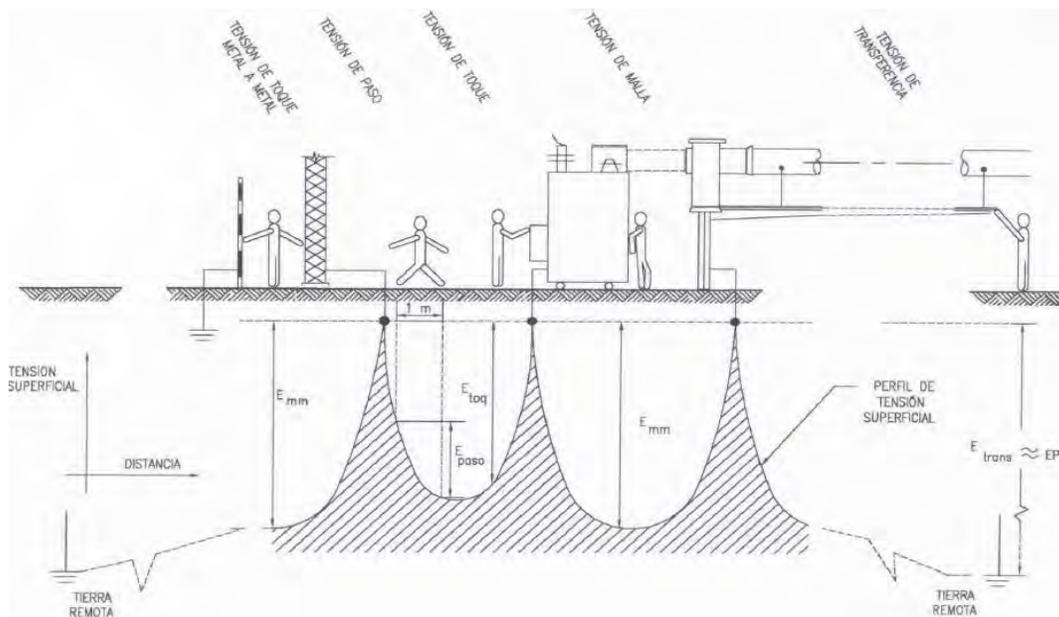


Figura 3.7 Situaciones básicas de choque eléctrico.

- **Tensión de toque metal a metal (voltaje real de toque).** Es la diferencia de potencial entre objetos metálicos o estructuras dentro del lugar de la subestación que pueden establecer un puente por el contacto mano-mano ó mano-pies.
- **Tensión de malla (voltaje real de la malla):** Es el máximo voltaje de toque dentro de una malla de rejilla aterrizada.
- **Tensión de toque (voltaje de toque límite o potencial de toque tolerable).** Es la diferencia de potencial entre el aumento de potencial a tierra (GPR) y el potencial en la superficie, en un punto donde la persona está de pie y al mismo tiempo hace contacto con la mano en una estructura aterrizada.
- **Tensión de paso (voltaje de paso límite o potencial de paso tolerable).** Es la diferencia de potencial en la superficie del suelo experimentado por una persona a una distancia de 1 metro sin tener contacto con cualquier objeto aterrizado.
- **Tensión de transferencia (voltaje o potencial transferido o remoto).** Es un caso especial del voltaje de toque, donde el voltaje se transfiere hacia el interior o fuera de la subestación, desde o hacia un lugar exterior distante al lugar de la subestación.

Finalizando este tema, es importante recordar que la seguridad de una persona va a depender de la prevención que se tenga respecto a la cantidad crítica de absorción de la descarga eléctrica, antes de que la falla se elimine y se suspenda el servicio de energía al sistema, de aquí la justificación de los potenciales tolerables por el cuerpo humano, ya que el manejo del voltaje máximo de cualquier circuito accidental no debe exceder estos valores.

### 3.4 Diseño, cálculo y especificaciones de la malla de puesta a tierra de la subestación eléctrica.

#### 3.4.1 Fundamento.

Para dar cumplimiento a los requisitos básicos para el diseño de un sistema de puesta a tierra, así como la puesta a tierra de equipos e instalaciones eléctricas, se deben tomar en cuenta

todos los factores implicados en el diseño. Los principales factores del diseño que se deberán considerar para el cálculo del sistema, son principalmente: resistividad del suelo, corriente máxima de falla de fase a tierra, calibre del conductor del sistema, tensiones de paso y toque tolerables, tensión de malla y tensión de toque del sistema, así como el valor de la resistencia a tierra.

A continuación se realiza el procedimiento de cálculo de la malla de puesta a tierra de una subestación, tomando algunos parámetros indicados en párrafos y capítulos anteriores y otros se seleccionan por experiencia, facilidad en los cálculos y por recomendaciones.

Se realiza este ejemplo con el fin de evitar los errores que se comenten en las instalaciones de puesta a tierra en las tiendas comerciales, ya que en ocasiones la malla está muy “sobrada” o no cumple con los requerimientos técnicos mínimos, muchas veces no se realiza cálculo alguno y solo se colocan electrodos en configuración en delta, agregándoles intensificadores para “bajar” la resistencia del terreno y así obtener el valor de resistencia de puesta a tierra requerido por la norma, pero no consideran aspectos como los potenciales antes mencionados.

Otro fundamento del procedimiento descrito abajo, es ilustrar las ecuaciones correspondientes y valores de corriente de corto circuito adecuados para que el diseño de la malla sea el correcto.

### 3.4.2 Objetivo.

El objetivo de un sistema de puesta a tierra es verificar que los potenciales de toque y de malla, no excedan los valores límite de los potenciales tolerables por el cuerpo humano. Además obtener un valor de resistencia a tierra que este dentro del rango del valor recomendado por las normas.

### 3.4.3 Procedimiento.

El procedimiento de diseño encuentra su justificación en las siguientes normatividades:

- IEEE Std. 80-2000 Guide for Safety in Ac Substation Grounding.
- Norma NRF-011-CFE.
- NOM-001-SEDE-2005. Instalaciones Eléctricas (Utilización).

### 3.4.4 Datos conocidos.

- Contribución de CFE:

a.  $P_{cc_{1\phi}} = 171 \text{ [MVA]}$

b.  $\frac{X}{R} = 10$  (es un indicador de la disminución en el valor de cualquier compensación de DC).

- Resistividad del terreno  $\rho_t$ :

Este valor se obtiene de los valores de la tabla 3.1 y con la ecuación que se muestra (según ecuación B-4 del apéndice B de la norma NMX-J-549-ANCE-2005.

$$\rho_t = \frac{\rho_{m\acute{a}x} + \rho_{m\acute{i}n}}{2} \text{ [}\Omega \cdot \text{m]}. \dots\dots\dots (3.3)$$

$$\rho_t = 53.74 \text{ [}\Omega \cdot \text{m]}.$$

Resistividad superficial  $\rho_s$  :

$\rho_s = 5000 [\Omega \cdot m]$ . Valor común referente a tabla 3.3.

➤ Profundidad de la red y profundidad de la capa superficial:

$h = 0.60 [m]$  y  $h_s = 0.10 [m]$ , respectivamente.

Se tomó este valor por facilidad, ya que las normas NRF-011-CFE e IEEE Std.80-2000 en sus artículos 5.4.3 y 9.2 inciso 1, respectivamente; indican que la profundidad de la malla se recomienda a 0.50 [m], así como en la NOM-001-SEDE-2005 en su artículo 250-81, (d) menciona que un anillo de tierra debe estar por lo menos a 0.80 m debajo de la superficie, sin embargo en nuestro país lo más usual es a una profundidad de 0.60 [m].

➤ Longitud de la red:

$l_r = 13.50 [m]$ , (arbitrario solo para ilustrar el método, ya que depende de los valores reales existentes).

➤ Ancho de la red o malla o rejilla:

$a_r = 4.50 [m]$ , (arbitrario solo para ilustrar el método, ya que depende de los valores reales existentes).

➤ Tiempo de duración de la falla (tiempo de liberación o limpia de falla):

$t_f = 0.10 [s]$ .

Se asume que la subestación no se despejara (limpiar la falla) por circuitos disyuntores con plan de recierre automático. Así, la duración de la falla y la duración de las descargas son iguales.

➤ Longitud del electrodo:

Varilla tipo Copper-Weld = 3.05 [m].

Este tipo de electrodo es el más usual en nuestro país para sistemas de puesta a tierra de subestaciones (aunque el tipo rehilete también es otra opción, pero no está fundamentado para este cálculo).

➤ Diámetro del electrodo:

$\phi = 0.0159 [m]$

### 3.4.5 Diseño de la red.

a) Cálculo de la sección del conductor de la red:

$$A_{kcmil} = I_G \frac{197.4}{\sqrt{\left(\frac{TCAP}{t_f \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_{amb}}\right)}} \dots\dots\dots (3.4)$$

Se sabe que la ecuación simplificada queda de la siguiente manera:

$$A_{kcmil} = (I_G)(K_f)(\sqrt{t_f}) \dots\dots\dots (3.4'')$$

Pero esta ecuación sólo es válida para un tiempo de falla de  $t_f = 0.5 [s]$  y una temperatura de fusión del conductor igual a  $T_m = 1084 [^{\circ}C]$ .

Además se sabe que:

$$I_{mm^2} = 1.974 \text{ kcmil} \dots\dots\dots (3.5)$$

Entonces:

Para obtener  $I_G$  se tiene que:

$$I_G = I_{cc1\phi} \times D_f \times C_p \times S_f \dots\dots\dots (3.6)$$

Donde:

$I_G$  es la corriente máxima de la rejilla.

$I_{cc1\phi}$  es la corriente de corto circuito en el peor lugar de falla.

$D_f$  es el factor de decremento, debido a la onda de corriente asimétrica para un tiempo de falla dado, tomando en cuenta la compensación de DC (dc offset).

$C_p$  es el factor de proyección por cambios a futuro.

$S_f$  es el factor de división de corriente. Este factor depende de muchos parámetros y que pueden ser variables, de tal manera que si no se tiene el dato por parte de compañía suministradora (regularmente no se proporciona) es difícil aproximarlos de manera correcta, por tal motivo para efectos de facilidad en los cálculos este factor se desprecia, siempre y cuando tomando la siguiente consideración: este factor se basa en contribuciones simétricas remotas versus la corriente local, entonces aunque se utilicen componentes simétricas tradicionales para encontrar su valor, se obtienen resultados muy pesimistas aun si se considera una expansión a futuro.

Obtendremos primero la  $I_{cc1\phi}$ , de la siguiente manera:

$$I_{cc1\phi} = \frac{MVA_{cc1\phi}}{\sqrt{3} \times kV} \dots\dots\dots (3.7)$$

Sustituyendo valores:

$$I_{cc1\phi} = \frac{171 \times 10^6}{\sqrt{3} \times (13.2 \times 10^3)};$$

$$I_{cc1\phi} = 7,488.1765 [A] \text{ Asimétricos.}$$

Cabe mencionar que la tensión que se utiliza es la del lado de alta tensión (para nuestro estudio tomaremos el lado de media de los dos transformadores y considerar una carga individual como la suma de los dos transformadores, aunque estrictamente solo se debe tomar la carga del transformador mayor, ya que es muy difícil que los dos fallen al mismo tiempo) como indica la norma IEEE Std.80-2000 en su capítulo 15.8 párrafos 3 y 4, ya que este valor de corto circuito (manifestado en el GPR) es el máximo que puede haber en nuestro sistema (aportación de CFE). Se utiliza la aportación monofásica de corto circuito, ya que esta falla (monofásica) es asimétrica y está en desequilibrio, mientras que la falla trifásica se encuentra en equilibrio por ser una falla franca y simétrica, además que en esta falla solo existen la componente simétrica de sec (+), omitiendo la de sec (-) y sec (0) independientemente si la falla está conectada a tierra o no.

Para subestaciones de distribución en donde no se tenga el dato de aportación de compañía suministradora la corriente de corto circuito monofásica a utilizar es la que se obtiene del lado de baja tensión; considerando a un transformador con conexión a tierra en el lado de baja. El lado de baja se considera una fuente local de tierra, debido a esto la fuga de corriente hacia la tierra del planeta es insignificante por lo tanto esta corriente de falla es la máxima corriente que circulará por el conductor de la malla, sin embargo no provoca aumento en el GPR, lo cual origina que los potenciales de la malla no sean los máximos y se puedan dar en cualquier otro lado. Entonces, los potenciales de la malla deben ser calculados con la tensión lado de alta tensión del transformador (puede ser delta o estrella no aterrizada), ya que al suceder una falla en este punto, la corriente circula directamente por el terreno aumentando los potenciales. Esta corriente se dirige a la compañía suministradora y regresa al punto en donde se originó la falla.

Para obtener el factor de decremento  $D_f$  (asimetría) aplicamos la siguiente ecuación:

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \left( 1 - e^{-\frac{2(t_f)}{T_a}} \right)} \dots\dots\dots (3.8)$$

En donde:

$$T_a = \frac{X}{\omega R} = \frac{X}{(120\pi)R} \dots\dots\dots (3.8')$$

Sustituyendo valores, se tiene que:

$$T_a = \frac{10}{120\pi}$$

$$T_a = 0.026 \text{ [s]} \text{ (constante de tiempo de la compensación de DC en segundos).}$$

Entonces sustituyendo valores:

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{0.026}{0.10} \left( 1 - e^{-\frac{2(0.10)}{0.026}} \right)}$$

$$D_f = 1.1224$$

Otra forma de obtener este factor es con la tabla 3.4 “Valores típicos de  $t_f$ ”, en donde debido al  $t_f = 0.10 \text{ [s]}$  y la relación  $\frac{X}{R} = 10$ , además de considerar que las protecciones operan entre 6 y 8 ciclos, se puede tomar el valor típico de 1.125 que es aproximadamente igual al valor obtenido de manera exacta a través de la ecuación 3.8.

Obteniendo el factor de proyección  $C_p$ :

Este factor se refiere al incremento de la corriente de falla en el sistema a futuro, debido a esto se considera un incremento del 25 %, quedando:

$$C_p = 1.25 \dots\dots\dots (3.9)$$

Ahora bien, sustituimos valores en la ecuación 3.5 se observa:

$$I_G = (7488.1765)(1.1224)(1.25)$$

$$I_G = 10,505.9116 \text{ [A]}$$

Para obtener los factores restantes de la ecuación 3.3, tomamos como referencia la tabla 3.5 “Constantes de materiales”.

Duración de falla $t_f$		Factor de decremento $D_f$			
Segundos	Ciclos a 60 Hz	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	1.085	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

Tabla 3.4. Valores típicos del  $D_f$ .

Descripción	Conductividad del material (%)	Factor $\alpha$ a 20 °C	$K_0$ al 0 °C (0 °C)	Temperatura de fusión $T_m$ (°C)	$\rho_r$ 20 °C ( $\mu\Omega \cdot \text{cm}$ )	Factor de capacidad Térmica por unidad de volumen (d) TCAP [J/ ( $\text{cm}^3 \cdot \text{°C}$ )]
Cobre recocido suave - inmersión	100,0	0,00393	234	1083	1,72	3,42
Cobre comercial inmersión - dura	97,0	0,00381	242	1084	1,78	3,42
Cobre revestido alambre de acero	40,0	0,00378	245	1084	4,40	3,85
Cobre revestido alambre de acero	30,0	0,00378	245	1084	5,86	3,85
Cobre revestido barra de acero	20,0	0,00378	245	1084	8,62	3,85
Acero 1020	10,8	0,00160	605	1510	15,90	3,28
Acero revestido barra de acero	9,8	0,00160	605	1400	17,50	4,44
Zinc bañado barra de acero	8,6	0,00320	293	419	20,10	3,93
Acero inoxidable 304	2,4	0,00130	749	1400	72,00	4,03

Tabla 3.5 Constantes de materiales.

Por lo que:

- ❖ TCAP = 3.42
- ❖  $\alpha_r = 0.00381$
- ❖  $\rho_r = 1.78$
- ❖  $K_0 = 242$

- ❖  $T_m = 1084 \text{ }^\circ\text{C}$  Este valor ha sido punto de discusión, debido a que algunos proyectistas utilizan el valor de  $250 \text{ }^\circ\text{C}$ , el cual corresponde a la máxima temperatura que soportan las conexiones soldables. Lo cierto es que ambos valores pueden ser aceptables con la diferencia que considerando las conexiones soldables se obtienen valores muy bajos de calibres por lo que da pauta a decidir el calibre del conductor de forma empírica y sin hacer cálculo alguno. Sin embargo, para este trabajo utilizamos el valor indicado en la norma, es decir el de  $1084 \text{ }^\circ\text{C}$ .
- ❖  $T_{amb} = 38 \text{ }^\circ\text{C}$  (dato del lugar de instalación).

Finalmente sustituyendo valores en la ecuación (3.3) se tiene que:

$$A_{kcmil} = 10,505.9116 \left( \frac{197.4}{\sqrt{\left( \frac{3.42}{(0.133)(1.78)(0.00381)} \right) \ln \left( \frac{242 + 1084}{242 + 38} \right)}} \right)$$

$$A_{kcmil} = 27.0073 \text{ [kcmil]}$$

Este valor según la tabla 3.6 “Diámetros de conductores” y la ecuación 3.4, corresponde a un calibre 4 AWG, sin embargo se requiere que el conductor de la malla tenga la suficiente resistencia mecánica para evitar que se rompa por el movimiento de la tierra o asentamientos normales del terreno (art. 921-24, (a) de la NOM-001-SEDE-2005); entonces, por estos requisitos de dureza, un conductor calibre mínimo 2/0 AWG es adecuado, pero por “costumbre” y experiencia, en nuestro país se coloca regularmente un calibre 4/0 AWG. Finalmente:

$$A_{AWG} = 4/0 \text{ [AWG]}; \quad \phi = 0.0134 \text{ [m]}$$

CALIBRE AWG O KCM		DIÁMETRO DEL COBRE mm	ÁREA DEL COBRE		DIÁMETRO TOTAL CON AISLAMIENTO	
			mm <sup>2</sup>	CM	TW VINANEL 900	THW VINANEL NYLON
ALAMBRES	14	1.63	2.08	4160	3.25	2.74
	12	2.05	3.30	6600	3.68	3.17
	10	2.59	5.26	10520	4.22	3.96
	8	3.26	8.34	16680	5.72	5.19
CABLES	14	1.84	2.65	5520	3.48	2.96
	12	2.32	4.22	8440	3.96	3.44
	10	2.95	6.83	13660	4.57	4.32
	8	3.71	10.80	21600	6.15	5.64
	6	3.91	12.00	26240	7.92	6.60
	4	5.89	27.24	41740	9.14	8.38
	2	7.42	43.22	66370	10.67	9.91
	1/0	9.47	70.43	105500	13.54	12.54
	2/0	10.64	88.90	133100	14.70	13.71
	3/0	11.94	111.96	167800	16.00	15.00
	4/0	13.41	141.21	211600	17.48	16.40
	250	14.61	167.64	250000	19.50	18.24
	300	16.00	200.96	300000	20.90	19.63
	400	18.49	268.51	400000	23.40	22.12
500	20.65	334.91	500000	25.60	24.28	

Tabla 3.6 Diámetro de conductores.

b) Cálculo de los potenciales tolerables:

➤ Potencial de paso tolerable:

Las ecuaciones que se utilizan son las correspondientes para personas con un peso aproximado de 50 kg ya que ofrece resultados más conservadores que con un peso de 70 kg según 5.4.2 de la norma NRF-011-CFE-2004, por lo que:

$$E_{\text{paso}} = [1000 + (6 \times C_s \times \rho_s)] \times \frac{0.116}{\sqrt{t_f}} \dots\dots\dots (3.10)$$

Donde  $C_s$  es el factor de reducción, este factor realiza una reducción de la resistividad normal de la capa superficial, el cual se calcula de la siguiente manera:

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left( 1 - \frac{\rho_t}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0.09} \dots\dots\dots (3.11)$$

Sustituyendo valores se tiene que:

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left( 1 - \frac{53.74}{5000} \right)}{(2) 0.10 + 0.09}$$

$$C_s = 1 - \left( \frac{0.0890}{0.29} \right) = 0.6931$$

Otra forma de obtener el factor de reducción es tomando en cuenta a la figura 3.8 (esta gráfica corresponde a la figura No.11 de la norma IEEE Std.80 – 2000 Guide for Safety in Ac Substation Grounding) y considerando al factor de reflexión K, observamos que:  $C_s \approx 0.69$

Obteniendo el valor de  $K = \frac{\rho_t - \rho_s}{\rho_t + \rho_s}$  que en la grafica nos representa la curva, el valor del espesor de la capa superficial es el eje horizontal y el eje vertical es el valor del coeficiente de reducción  $C_s$ .

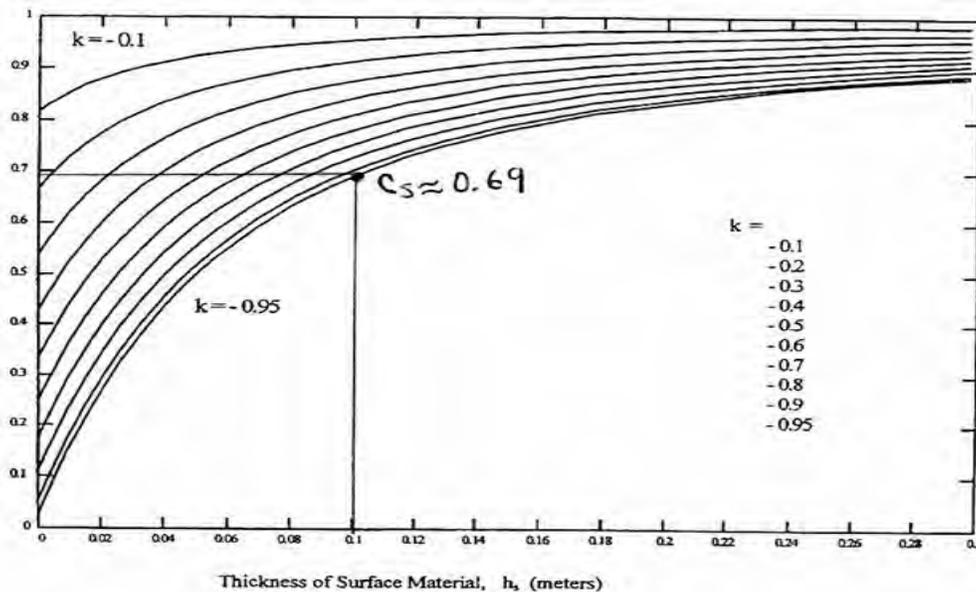


Figura 3.8 Gráfica de  $C_s$  v/s  $h_s$ .

Debido a lo anterior, sustituimos valores en la ecuación 3.10 y obtenemos:

$$E_{\text{paso}} = [1000 + (6 \times 0.6931 \times 5000)] \frac{0.157}{\sqrt{0.133}}$$

$$E_{\text{paso}} = 9,381.9011 \text{ [V]}$$

➤ Potencial de contacto tolerable:

$$E_{\text{contacto}} = [1000 + (1.5 \times C_s \times \rho_s)] \frac{0.157}{\sqrt{t_f}} \dots\dots\dots (3.12)$$

Sustituyendo valores:

$$E_{\text{contacto}} = [1000 + (1.5 \times 0.6931 \times 5000)] \frac{0.157}{\sqrt{0.133}}$$

$$E_{\text{contacto}} = 2,668.3507 \text{ [V]}$$

c) Disposición física:

La disposición física de la malla de puesta a tierra se observa en la figura 3.9, en donde se observa que el espaciamiento de los conductores longitudinales y transversales es el mismo, obteniendo así una malla rectangular con conexiones soldables entre conductores. Además se debe tomar en cuenta que el perímetro de la malla encerrará toda el área en que se encuentra el equipo de la subestación, con ello se evitan altas concentraciones de corriente y gradientes de potencial en el área y en las terminales cercanas (art. 5.4.3 NRF-011-CFE, 9.2 inciso 3 del IEEE Std.80-2000).

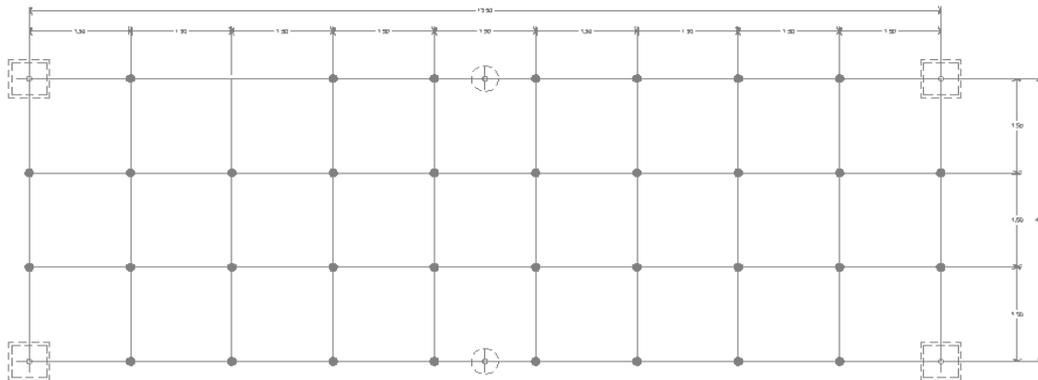


Figura 3.9 Malla de puesta a tierra.

d) Cálculo de la resistencia a tierra de la malla.

La resistencia a tierra de la malla se obtiene con la siguiente ecuación simplificada (ecuación de Severak), según 14.2 del IEEE Std.80-2000, pero nuestra malla consta de electrodos horizontales (malla) y electrodos verticales (varillas o rehilete) por lo que la ecuación correcta sería la hecha por Schwarz, y la ecuación de Severak es sólo para mallas sin varillas, sin embargo en este artículo y lo indicado en el 14.3 del mismo estándar indica que esta ecuación (Severak) ha probado que obtiene un resultado muy similar a la de Schwarz. Cabe mencionar que esta última (Schwarz) se basa en determinar la combinación de la resistencia de la malla, de los electrodos verticales y la resistencia mutua a tierra, entonces:

$$R_g = \rho_t \left[ \frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{(20)(A_m)}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{\frac{20}{A_m}}} \right) \right] \dots\dots\dots (3.13)$$

En donde se observa que los parámetros que se desconocen son:

$L_T$  que es la longitud total de los conductores enterrados (cable y electrodos) y  $A_m$  que es el área cubierta por los conductores en  $m^2$ .

El primer término se obtiene con la siguiente ecuación:

$$L_T = L_c + L_v \dots\dots\dots (3.14)$$

Se sabe que  $L_c$  es la longitud de los conductores ( $L_{cond}$ ) y se calcula:

$$L_{cond} = L_c = (\# \text{ conductores transversales} \bullet a_r) + (\# \text{ conductores logitudinales} \bullet l_r) \dots (13.15)$$

$$L_c = (10 \times 4.50) + (4 \times 13.50)$$

$$L_c = 99 \text{ [m]}$$

Por otro lado  $L_v$  es la longitud de los electrodos (Varilla).

$$L_v = 6 \times 3.05 \text{ [m]}$$

$$L_v = 18.3 \text{ [m]}$$

Por lo que la longitud total es:

$$L_T = 99 + 18.3$$

$$L_t = 117.3 \text{ [m]}$$

El segundo término que hace falta es el Área de la malla:

$$A_m = l_r \times a_r \dots\dots\dots (3.16)$$

$$A_m = (13.50)(4.50)$$

$$A_m = 60.75 \text{ [m}^2\text{]}$$

Entonces sustituyendo valores se tiene en 3.13:

$$R_g = 53.74 \left[ \frac{1}{117.3} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 60.75}} \left( 1 + \frac{1}{1 + 0.60 \sqrt{\frac{20}{60.75}}} \right) \right]$$

Finalmente:

$$R_g = 3.6705 \text{ [}\Omega\text{]}$$

a) Cálculo de GPR (Elevación de potencial de tierra).

El GPR es el máximo potencial eléctrico de una subestación de malla aterrizada que puede alcanzar, relativo a una distancia de un punto aterrizado que se asume como el potencial de tierra remoto. Si este valor se encuentra por debajo de la tensión de contacto tolerable por el cuerpo humano, ya no es necesario análisis alguno. Únicamente se requiere conductores adicionales para la puesta a tierra de los equipos (art. 5.4, paso 7 de la norma NRF-011-CFE-2004).

El GPR se calcula de la siguiente manera:

$$GPR = I_G R_g \dots\dots\dots (3.17)$$

Conocidos los valores de esta ecuación se obtiene que el GPR es:

$$\begin{aligned} \text{GPR} &= (10,505.9116) (3.6705) \\ \text{GPR} &= 38,561.9485 \text{ [V]} \end{aligned}$$

Como este valor es mayor que el potencial tolerable de contacto ( $E_{\text{contacto}} = 2,669.3194 \text{ [V]}$ ), se procede a calcular los potenciales reales que existirán en la malla.

b) Cálculo de la tensión de malla máxima.

$$E_m = \frac{(\rho_t)(K_m)(K_i)(I_G)}{L_m} \dots\dots\dots (3.18)$$

➤ Cálculo de  $K_m$ :

El factor  $K_m$  es el factor geométrico que toma en cuenta el espaciamiento para el voltaje de malla y se calcula de la siguiente manera:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left( \frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right] \dots\dots\dots (3.19)$$

Donde:

$D$  es el factor de espaciamiento de los conductores paralelos.

$h$  es la profundidad de la red.

$d$  es el diámetro exterior del conductor de la red.

$K_{ii}$  es el factor de ponderación correctivo que se ajusta por los efectos de los conductores internos en la esquina de la malla y toma el valor de la unidad para las rejillas que tengan electrodos verticales en las esquinas y/o a su largo de su perímetro o dentro de la rejilla (art. 5.4, paso 8 de la norma NRF-011-CFE-2004).

$K_h$  es el factor de corrección relacionado con la profundidad de la malla.

$n$  es el factor geométrico o también llamado el número de conductores equivalentes en cualquier dirección formado por las constantes  $n_a$ ,  $n_b$ ,  $n_c$ , y  $n_d$ .

Se observa que el factor de espaciamiento  $D$  ya es conocido (1.50 [m]), debido a la propuesta de la malla, pero se puede comprobar con la siguiente ecuación:

$$D = \frac{2l_1l_2}{L - l_1 - l_2} \dots\dots\dots (3.19)$$

Donde:

$$l_1 = l_r$$

$$l_2 = a_r$$

$$L = L_c$$

Sustituyendo valores se comprueba:

$$\begin{aligned} D &= \frac{2(13.50)(4.50)}{99 - (13.50 + 4.50)} \\ D &= 1.50 \text{ [m]} \end{aligned}$$

También se observa el resultado de la 3.3 y obtiene el diámetro del conductor de la malla y que es igual a 0.0134 [m].

Obteniendo a  $K_h$ :

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_o}} \dots\dots\dots (3.20)$$

De esta última se sabe que  $h_o = 1 [m]$ , por ser la profundidad de referencia.

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{0.60}{1}}$$

$$K_h = 1.2649$$

Obteniendo a  $n$  :

$$n = (n_a)(n_b)(n_c)(n_d) \dots\dots\dots (3.21)$$

Pero se sabe que  $n_c = 1$ ;  $n_d = 1$ , para mallas cuadradas y rectangulares (art. 16.5.1, ec. 85 del IEEE Std.80-2000).

Además:

$$n_a = \frac{2(L_c)}{L_p} \dots\dots\dots (3.22)$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A_m}}} \dots\dots\dots (3.23)$$

Pero:

$L_p$  es la longitud perimetral de la rejilla en metros y se calcula de la siguiente manera:

$$L_p = (2 \times l_r) + (2 \times a_r) \dots\dots\dots (3.24)$$

$$L_p = (2 \times 13.50) + (2 \times 4.50)$$

$$L_p = 36 [m]$$

Sustituyendo valores en 3.22 y 3.23 respectivamente:

$$n_a = 5.5$$

$$n_b = 1.0745$$

Conociendo estos valores, se conoce el valor de 3.21:

$$n = (5.5)(1.0745)(1)(1)$$

$$n = 5.9097$$

Finalmente sustituyendo valores en la ecuación (3.19) se tiene:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left\{ \ln \left[ \frac{(1.50)^2}{(16)(0.60)(0.0134)} + \frac{1.50 + (2 \times 0.60)}{(8)(1.50)(0.0134)} - \frac{0.60}{(4)(0.0134)} \right] + \frac{1}{1.2649} \ln \left[ \frac{8}{\pi[(2 \times 5.9097) - 1]} \right] \right\}$$

$$K_m = 0.3176$$

➤ Cálculo de  $K_i$ :

Este factor se refiere a la corrección que se tiene que hacer respecto a la geometría de la malla, también es llamado factor de irregularidad, se obtiene con la ecuación siguiente:

$$K_i = 0.644 + [(0.148)(n)] \dots\dots\dots (3.24)$$

Sustituyendo se tiene:  $K_i = 0.644 + (0.148 \times 5.9097)$

$$K_i = 1.5186$$

➤ Cálculo de  $L_m$ :

$L_m$  es la longitud efectiva de  $L_v + L_R$  para el voltaje de la malla y se obtiene con:

$$L_m = L_c + \left[ 1.55 + 1.22 \left( \frac{L_e}{\sqrt{(L_x)^2 + (L_y)^2}} \right) \right] L_R \dots\dots\dots (3.25)$$

En donde se observa que:

- $L_e$  = Longitud de un solo electrodo = 3.05 [m].
- $L_x$  = 13.50[m] (longitud máxima de la red sobre el eje x).
- $L_y$  = 4.50[m] (longitud máxima de la red sobre el eje y).
- $L_R = L_v = 18.3$ , longitud total de los electrodos instalados.

Finalmente:

$$L_m = 99 + \left[ 1.55 + 1.22 \left( \frac{3.05}{\sqrt{(13.50)^2 + (4.50)^2}} \right) \right] 18.3$$

$$L_m = 132.15 \text{ [m]}$$

Toda vez, conocidos todos los valores requeridos, se sustituyen en la ecuación 3.18 y nos queda:

$$E_m = \frac{(53.74)(0.3176)(1.5186)(10,505.9116)}{132.15}$$

$$E_m = 2,060.5735 \text{ [V]}$$

c) Cálculo de la tensión de paso máxima.

$$E_{\text{paso}} = \frac{(\rho_t)(I_G)(K_s)(K_i)}{L_s} \dots\dots\dots (3.26)$$

➤ Cálculo de  $K_s$ :

Este es un factor geométrico referente al espaciamiento para el voltaje de la malla y se calcula como sigue:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2(h)} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{(n-2)}) \right] \dots\dots\dots (3.27)$$

Se observa que las incógnitas de esta ecuación ya se conocen, por lo que al sustituirlas nos queda:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2(0.60)} + \frac{1}{1.50 + .060} + \frac{1}{1.50} (1 - 0.5^{(5.9097 - 2)}) \right]$$

$$K_s = 0.6149$$

➤ Cálculo de  $K_i$

Este valor ya está calculado en párrafos anteriores y es:  $K_i = 1.9957$

➤ Cálculo de  $L_s$

$L_s$  es la longitud efectiva de  $L_v + L_R$  para el voltaje de la malla, se obtiene con:

$$L_s = 0.75(L_c) + 0.85(L_R) \dots\dots\dots (3.28)$$

$$L_s = [(99)(0.75) + (0.85)(18.3)]$$

$$L_s = 89.80 \text{ [m]}$$

Sustituyendo valores en la ecuación 3.26, se tiene:

$$E_{\text{paso}} = \frac{(53.74)(10,505.9116)(0.6149)(1.5186)}{89.80}$$

$$E_{\text{paso}} = 5,870.8766 \text{ [V]}$$

De igual manera como se determinó el factor de espaciamiento, se realizará la comprobación del número de electrodos de puesta a tierra por medio de la ecuación (30), quedando:

$$N_c = (0.60)(\sqrt{A_r}) \dots\dots\dots (3.29)$$

$$N_c = (0.60)(\sqrt{60.75})$$

$$N_c = 4.67$$

$$N_c \approx 5 \text{ Electrodo tipo varilla de Copper-Weld.}$$

Esto nos indica que el numero de electrodos por medio de esta ecuación no siempre es el adecuado, pero nos arroja una idea muy cercana al valor que por proyecto se supone y que más tarde se comprueba (para este caso 6 electrodos tipo varilla Copper-Weld).

### 3.4.6 Conclusión.

Una vez que se obtuvieron los potenciales reales que existirán en la malla, se procede a comparar estos valores con los potenciales tolerables por el cuerpo humano, considerando:

$$E_m < E_{\text{Contacto Tolerable}} \dots\dots\dots (3.30)$$

$$E_{\text{paso}} < E_{\text{Paso Tolerable}} \dots\dots\dots (3.31)$$

Entonces sustituyendo valores en las ecuaciones 3.30 y 3.31 se tiene que:

$$2060.5735 < 2668.3505$$

$$5870.8766 < 9381.9011$$

Con lo anterior estamos cumpliendo lo indicado en el artículo 16 de la norma IEEE Std.80-200 Guide for Safety in Ac Substation Grounding.

A demás, se observa que la Resistencia tierra de la malla está por debajo del valor requerido por la norma NOM-001-SEDE-2005. Instalaciones Eléctricas (Utilización) en su artículo 921-25 (b), esto es:  $R_g = 3.6705 < 10 \text{ } [\Omega]$ .

Una vez calculada la malla, se indican los complementos mecánicos, eléctricos y notas de instalación de la misma. Finalmente se realiza la instalación. En la figura 3.10 se muestra una malla de puesta a tierra instalada en un establecimiento comercial, se observan los electrodos verticales (varillas tipo Copper-Weld) y los electrodos horizontales (malla). Además se observan las conexiones entre conductores de la malla por medio de soldaduras exotérmicas.



Figura 3.10 Malla de puesta a tierra.

Cabe mencionar que los electrodos verticales (varillas) pueden ser sustituidos por electrodos tipo rehilete en lugares en donde no se pueda instalar una varilla, ya que presenta una longitud mucho menor que la varilla, sin embargo para desarrollar el cálculo de la malla, se requiere la longitud del electrodo, la cual por lógica se indicaría la longitud de la varilla del propio rehilete, pero nos damos cuenta que es muy pequeña y que afectaría al cálculo, debido a esto algunos ingenieros asumen que la longitud del electrodo tipo varilla es compensada con el ancho y altura de las hojas del propio rehilete. Entonces, en el cálculo se considera la longitud de la varilla aunque se instale electrodo tipo rehilete, lo cual no cumple con norma, sin embargo este recurso es muy utilizado por proyectistas y constructores. En la figura 3.11 se observa un electrodo tipo rehilete con una altura desde la base hasta la punta de la varilla de 0.60 [m] y ancho de la hoja del rehilete de 0.40 [m].

En ocasiones el estudio de la resistividad del terreno nos arroja resultados que nos muestran que en el lugar de la instalación de la malla predominan las capas de conglomerado calizo de matriz arcillosa (roca), esto complica demasiado la instalación, por tal motivo existen varios métodos para solucionar el problema, uno de ellos es como se mencionó arriba, colocar electrodos tipo rehilete, pero no basta con esto, ya que la resistencia a tierra sigue siendo muy alta, por lo que se sugiere romper la roca e introducir bentonita (que tiene la propiedad de retención de agua, siempre y cuando el terreno se mantenga húmedo) o un compuesto comercial conocidos como "intensificador de tierras". El llenado de este material debe ser de 30 kg por cada registro de puesta a tierra, posteriormente rellenar con material orgánico vegetal (tierra negra) compactada a cada 0.20 m hasta llegar al nivel en donde se colocará el concreto. Además utilizar una proporción de 0.025 [m] abajo y arriba del conductor instalado (quedando éste en medio) de intensificador por cada 2.13 metros lineales de conductor, considerando una cepa de 0.10 [m] de ancho.

Es importante comentar que el uso de un medio químico como la sal para mejorar la resistividad es inadecuado, ya que se ha comprobado que ésta se diluye por presión osmótica en el terreno, y esto al principio, mejora la resistividad del terreno. Pero, al paso del tiempo, la corrosión que sufrió el metal en contacto con la sal y la disminución paulatina de la concentración salina, elevan nuevamente la resistividad.

Otro método para lograr la reducción que se desea en la resistencia de tierra es incrementar el diámetro de los electrodos al modificar el suelo alrededor del electrodo. La capa interna del suelo más cercana al electrodo mismo, normalmente comprende la mayor parte de la resistencia de tierra del electrodo hacia la tierra remota. El problema radica en que este método solo es válido utilizando componentes químicos, tales como cloruro de sodio, magnesio y sulfato de cobre o cloruro de calcio, así como el uso de bentonita, lo cual no es viable según lo indicado anteriormente (art. 14.5 IEEE Std.80-2000).

Como dato adicional, en un momento dado que los potenciales reales de la malla resultan muy elevados y el “costo beneficio” de modificar la malla a base de los métodos antes mencionados no es factible, se recomienda colocar una película de plástico entre la malla de tierras y la losa de concreto, para bajar dichos potenciales (IEEE Std.80). Sin embargo, en nuestro país esta solución no es muy usual y por lo tanto no probada.

En ocasiones se llega a instalar subestaciones en la azotea del establecimiento, de tal manera que un sistema de puesta a tierra no puede instalarse, para esto se emplea el procedimiento de tierra remota, y en donde se instalen los electrodos sí se tiene que considerar el potencial de paso y de contacto.



Figura 3.11 Electrodo de puesta a tierra tipo rehilete.

Un punto importante el buen funcionamiento del sistema de puesta a tierra es la medición constante de la resistencia a tierra, ya que ésta varía con el paso del tiempo, debido a diversos factores, tales como aumento de la resistividad de la ubicación de los electrodos por la reducción gradual de los métodos para “bajar” este valor, variación de las características del terreno, etc. Entonces, esta actividad (medición de la resistencia a tierra) es radical en la malla, por tal motivo se recomienda que por lo menos se consideren un par de registros de puesta a tierra con acceso libre a los electrodos. También se debe verificar la medición de la puesta a tierra de las partes metálicas de los equipos eléctricos. En la figura 3.12 se muestra la medición de un electrodo tipo varilla y en la figura 3.13 la de la puesta a tierra de la carcasa de un transformador.

En conclusión, para que el sistema de puesta a tierra de resultados satisfactorios durante largo tiempo, es necesario a parte de un buen diseño, un mantenimiento preventivo para evitar contingencias que den origen a eventos irreparables. En la figura 3.14 se observa el deterioro de una barra de puesta a tierra colocada en el exterior, se observa que no hay ninguna protección contra la corrosión y daños físicos.



Figura 3.12 Medición de un electrodo de puesta a tierra.



Figura 3.13 Medición de la puesta a tierra de carcasa.



Figura 3.14 Barra de puesta a tierra en mal estado.

### 3.5 Otros sistemas de puesta a tierra y la equipotencialidad entre ellos.

Los sistemas de puesta a tierra muchas veces son mal interpretados debido a su naturaleza y función, ya que existen sistema de puesta tierra de pararrayos, sistema de puesta a tierra de subestación, sistema de puesta a tierra para telecomunicaciones, sistema de puesta a tierra de sistemas derivados separadamente, entre otros. Esto ha dado origen a que cada uno presente “independencia entre sí con el fin de evitar aportaciones de corrientes indeseables en cada sistema”, sin embargo esto es incorrecto ya que debe existir una equipotencialidad de los

sistemas para evitar la aparición de voltajes peligrosos en cada uno de los sistemas, debido a la distribución del potencial en el momento de falla, así como se indica en la figura 3.1.

La NOM-001-SEDE-2005 indica en su artículo 250-81 que los “electrodos que se encuentren en la misma propiedad, en cada edificio o estructura perteneciente a la misma, deben de interconectarse entre sí”. De la misma manera en la sección 9.10.16 del IEEE Std.1100-2005 (libro esmeralda), recomienda claramente la unión de los distintos sistemas de electrodos.

La justificación de la no interconexión de los sistemas de puesta a tierra que muchos ingenieros (principalmente ingenieros en telecomunicaciones) comentan, es que las corrientes de falla o descarga que fluyen por la malla provenientes de otros sistema de puesta a tierra, tales como el de pararrayos o el de la subestación provocan fallas en los dispositivos electrónicos, debido a las “altas frecuencias” y por lo tanto los sistemas deben estar separados.

Si bien, un sistema de puesta a tierra para los sistemas de comunicaciones debe ofrecer un camino seguro para las descargas de corrientes de fallas, descargas atmosféricas, descargas estáticas y señales de interferencia electromagnética y radiofrecuencia (EMI y RFI), un sistema de puesta a tierra coordinado, debe reducir fundamentalmente la posibilidad de que aparezcan tensiones importantes entre elementos metálicos adyacentes. No obstante, es necesario tomar medidas suplementarias, (protectores, descargadores, dispositivos activos de supresión de transitorios, etc.), en todo lo que esté referido a cables, conexiones y posibles vías de ingresos de transitorios que pueden provocar daños en forma parcial o total de los equipos.

Los equipos electrónicos no trabajan satisfactoriamente cuando se presentan transitorios o interferencias. Los primeros originan un sobre-esfuerzo eléctrico que es la causa mayor de fallas de los componentes electrónicos de los puertos de interconexión de datos y los de control en bajo voltaje y se origina por diversas causas: descargas atmosféricas, por las maniobras de interrupción de cargas inductivas o por descargas electrostáticas. Este sobre-esfuerzo es causado por voltajes de una magnitud de decenas de volts a varios miles de volts y con duración de unas decenas de nanosegundos a unas centenas de microsegundos. Los que se conocen normalmente como "picos" de voltaje". Ningún cable enterrado, ni siquiera los de potencia, son inmunes a los transitorios provocados por las descargas atmosféricas. La buena noticia es que estos transitorios se eliminan mediante componentes conectados a tierra del sistema.

Las corrientes provocadas por las descargas atmosféricas prefieren viajar por conductores metálicos más que por la simple tierra, porque representan un camino de menor impedancia. Esto destruye el aislamiento, además, las descargas también causan una diferencia de potencial entre el blindaje y los conductores internos, que puede destruir componentes electrónicos en la interconexión, ya que los cables y sus circuitos de conexión deben soportar los voltajes máximos que se puedan obtener entre los extremos de los cables. Cuando es muy grave el problema debido a la interconexión de los conductores de los diferentes sistemas de puesta a tierra, los conductores se prefieren del tipo de fibra óptica. Otra solución utilizada es el interconectar los distintos sistemas de puesta a tierra, mediante conexiones a una red de tierra perimetral adicional, para lograr el mismo potencial a tierra en cualquier lado.

En lo referente a las interferencias podemos mencionar a grandes rasgo tres tipos:

- *Interferencia causada por armónicas.* Las armónicas se generan en fuentes de poder de tipo conmutada de computadoras y en los variadores de frecuencia, entre otros lugares. Su efecto en los equipos electrónicos se mitiga incrementando calibres de conductores, cambiando el diseño y configuración del transformador de alimentación y usando filtros activos. Los filtros pasivos compuestos de capacitores e inductores no son generalmente efectivos (excepto como protección de bancos de capacitores) porque la frecuencia de corte del filtro tiene que ser muy cercana a la fundamental, lo que es prácticamente imposible de diseñar en un filtro de este tipo.
- *Interferencia en radiofrecuencia.* La interferencia por radiofrecuencia, RFI por sus siglas en inglés, es causada principalmente por transmisiones radiales. Sin

embargo, este tipo de interferencia también es producida por los componentes electrónicos trabajando a altas frecuencias. En los equipos electrónicos su efecto se minimiza con un buen blindaje en cables y en los mismos equipos. Aunque, la mejor manera de acabar con la RFI es blindar el ruido directamente en su fuente. Los blindajes mencionados para ser efectivos se deben conectar a la tierra del sistema (tierras aisladas).

- *Interferencia electromagnética.* Este tipo de interferencia, conocido por sus siglas en inglés EMI, es ruido eléctrico que se manifiesta como un voltaje en un sistema eléctrico. Sus fuentes son las mismas que generan la interferencia en radiofrecuencia. Este tipo de interferencia en los equipos electrónicos se corrige conectando todo a una única puesta a tierra del sistema.

Como se puede observar, los efectos en los equipos electrónicos provocados por estos fenómenos se eliminan mediante la conexión adecuada de los componentes a una referencia de tierra, sin embargo esta conexión se debe realizarse con cables con aislamiento, a este método se le llama “tierra aislada”.

Existen varios métodos de puesta a tierra aislada pero la mayoría tienen limitantes con las altas frecuencias por lo que el método menos problemático es el siguiente:

Se conoce como esquema de malla de referencia para una sala o centro de cómputo, con piso falso, consiste en utilizar los travesaños e interconectarlos como soportes de suelo y plano de tierra, la cerámica del piso encaja en los travesaños, permitiendo el acceso al interior del piso. Al ofrecer un plano de referencia de tierra, baja la impedancia a tierra en todas las frecuencias. En el mercado se conoce dicha malla como Signal Reference Grid (SRG) y la comercializa la compañía Erico entre otras y solo debe cumplir dos aspectos:

- Emplear travesaños atornillados.
- Usar elementos compatibles entre sí, de manera que se puedan efectuar conexiones a presión de baja resistencia.

La tierra aislada es la tierra de referencia cero para la lógica digital y la mantiene libre de ruidos eléctricos. El propósito es mantener los equipos eléctricos sensibles protegidos de los ruidos eléctricos producidos en los bucles de tierra y de múltiples conexiones a tierra. El calibre del cable es crucial para los modernos circuitos electrónicos. Algunas bibliografías argumentan que el conductor de puesta a tierra aislada debe ser continuo, de calibre igual a los conductores portadores de corriente, pero según norma esto no está indicado, ya que la NOM-001-SEDE-2005 en su artículo 210-5, (b) solo indica que este conductor debe tener aislamiento de color verde o con franjas amarillas. La justificación que se puede encontrar al respecto pero no válida por norma es que el calibre debe ser igual al de las fases, debido a que cuanto más grande sea el grosor del conductor, menor será la impedancia de retorno al sistema de conexión a tierra del edificio, y cuanto más baja sea la impedancia la lógica será más pura (libre de ruidos eléctricos), en consecuencia el resultado es un mejor funcionamiento del sistema.

La tierra aislada aísla la tierra del equipo sensible del sistema de puesta a tierra de canalizaciones y controla la conexión al sistema de puesta a tierra de fuerza, así los cambios en el potencial de tierra debidos a corrientes inducidas de tierra que fluyen por las canalizaciones son eliminadas. Si estas corrientes circulan por los conductores de datos, comunicación y control, el cableado de tierra aislada puede contribuir al ruido en modo común (cualquier señal eléctrica indeseable que es común a todos los conductores del circuito simultáneamente con respecto a tierra), por ejemplo la diferencia de potencial entre el neutro y la tierra, otra forma y las más drástica es la diferencia de potencial entre los sistemas de puesta a tierra del sistema eléctrico.

Finalmente, se debe entender que la independencia de los sistemas de puesta a tierra es cosa del pasado y que la equipotencialidad es lo primordial para un buen funcionamiento. Estamos conscientes que la aportación de corrientes y voltajes indeseables en los sistemas de puesta a tierra de equipo sensible es difícil de eliminar y que descifrar la cantidad exacta de corrientes

en alta frecuencia es imposible, así como la cantidad exacta de armónicas presentes en un sistema no se puede dar con precisión y que las improvisaciones para el ensayo y error no tiene cabida en nuestra profesión, esto se lo debemos dejar a los científicos, ya que nosotros como ingenieros debemos de “caminar” por lo seguro.

Sin embargo existen muchos fabricantes que proporcionan soluciones “mágicas” o “artesanales” para evitar los problemas antes dichos, por ejemplo, existe en el mercado un dispositivo llamado “bobina de choque” que se vende con la firme idea de solucionar el problema de la equipotencialidad y las altas frecuencias, pero el estudio a fondo de este dispositivo ha comprobado su ineficiencia para estos valores de frecuencias, ya que se comporta como un circuito abierto y que en un momento dado la bobina puede generar sobretensiones, las cuales ocasionan serios problemas. Lo mismo sucede con la famosa “vía de chispas”; su funcionamiento es como un diodo y por lo tanto en altas frecuencias se comporta también como circuito abierto y no existe equipotencialidad en los sistemas.

Para concluir el tema de la interconexión de los sistemas de puesta a tierra, se mencionan dos ejemplos de problemas suscitados en la vida real, debido a una mala interconexión.

- Si bien, el desarrollo de grandes diferencias de voltaje entre gabinetes conectados a electrodos separados cuando se presenta una descarga atmosférica no es común, durante una visita que realizaron unos ingenieros especialistas en el ramo a una planta de generación de energía eléctrica en Altamira, Tamaulipas, un empleado relató lo siguiente:

“Yo estaba en el cuarto de control y vi el resplandor de una descarga atmosférica seguida casi inmediatamente de un gran trueno y chispas en la parte posterior del tablero que contiene el sistema de control de la planta. El daño en las tarjetas electrónicas hizo operar indebidamente una válvula de gas y a los pocos segundos se disparó la planta. Nos llevó algunas horas cambiar las tarjetas para reiniciar la operación de la planta”.

Se encontró que el sistema de puesta a tierras general estaba unido al sistema de puesta a tierra del sistema de pararrayos, a la malla de la subestación, a la malla de la cerca, a los conductores de guarda de la línea de 115 kV, así como a los hilos de retenida. Sin embargo, un grupo de tres electrodos no tenía unión, sino a través del terreno con el resto de los electrodos. Se informó que esos electrodos eran propios de los termopares y la instrumentación. Esa fue la causa del arqueo en el tablero de control, la puesta a tierra de la instrumentación estaba asilada del resto de los sistemas puestos a tierra.

- En un edificio corporativo de Nuevo León, se presentaba el problema de que la imagen de un proyector de vídeo era inestable. Al apagar un grupo de cargas la imagen se volvía estable. Con las cargas prendidas el campo magnético de 60 [Hz] alrededor del proyector era de 23 [mG]. Al apagar las cargas el campo magnético disminuía a menos de 3 [mG]. Posteriormente se encontró que en varios puntos los conductores puestos a tierra se habían unido a canalizaciones de comunicación, estas canalizaciones están puestas a tierra ya que iban soportadas con continuidad eléctrica a la estructura metálica del edificio. Al medir la corriente enlazando todos los conductores eléctricos dentro de la canalización medimos 18 [A]. De manera tal que concluimos que este amperaje en lugar de retornar por los neutros (conductores puestos a tierra) retornaban por otros ductos metálicos y esa corriente originaba campos magnéticos intensos.

La interconexión de las redes de puesta a tierra no debe limitarse exclusivamente a los sistemas de electrodos, deben instalarse apropiadamente los cableados de las llamadas tierras electrónicas, así como los conductores de puesta a tierra de las carcasas de los sistemas y equipos (art. 250-57, 250-122) con el objeto de asegurarse que estén conectados a tierra en un único punto. Se debe poner a tierra a los soportes para conductores tipo charola (art. 318-7), las cajas de conexión (art. 250-112 y 370-40), así como la puesta a tierra de los luminarios (sección E del artículo 410), etc. Todos los artículos hacen referencia a la NOM-001-SEDE-2005.

Es increíble que en la actualidad existan instalaciones en las que se omiten parte o casi por completo el sistema de puesta a tierra, en la figura 3.16 se muestra luminarios que no tiene la conexión de puesta a tierra, así como en la figura 3.15 se muestra que la caja de conexiones no presenta ningún conductor de puesta a tierra. Estos ejemplos nos dan muestra de lo antes comentado. También en la figura 3.17 se muestra una conexión a tierra improvisada y en mal estado, esto definitivamente no cumple con la norma, además que eléctricamente no garantiza un buen contacto, es decir no representa una puesta a tierra eficaz.

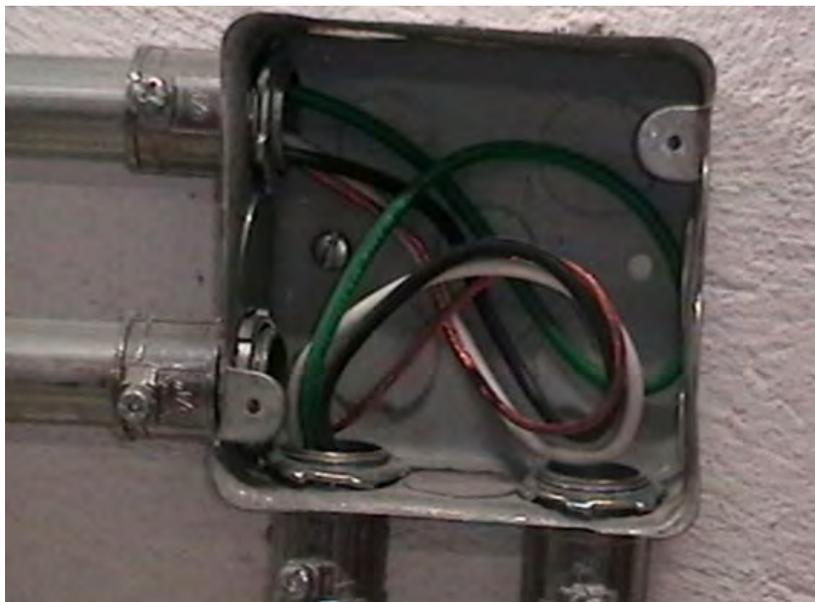


Figura 3.15 Caja de conexiones sin puesta a tierra.



Figura 3.16 Luminario sin conductor de puesta a tierra



Figura 3.17 Conexión incorrecta del conductor de puesta a tierra.

### 3.6 Conceptos generales del sistema de pararrayos.

#### 3.6.1 Justificación.

Las contingencias eléctricas ocasionadas por descargas atmosféricas pueden resultar no muy comunes en las instalaciones de media-baja tensión y que solo se presentan si el establecimiento no cuenta con un sistema de pararrayos, o cuando llega a suceder lo atribuyen a que la descarga “fue demasiado grande”. Sin embargo estas fallas existen y se deben principalmente a una mala selección de la punta pararrayos, así como una instalación inadecuada, muchas veces se realiza el sistema de pararrayos en base a lo que los fabricantes indican en sus catálogos y no se revisan las normas correspondientes (asumiendo que algunas puntas pararrayos no tienen justificación por norma). El conocer el origen de las descargas y los medios de protección siempre es una ventaja respecto al “conocimiento” adquirido por pruebas y experiencia.

El objetivo básico de un estudio de sistemas de pararrayos consiste en definir un proyecto que permita construir las instalaciones eléctricas para protección razonablemente confiable contra descargas atmosféricas, los planos eléctricos deberán mostrar la ubicación y las principales características de dispositivos, los dibujos se deberán representar con el suficiente detalle que permita su interpretación en campo y la adecuada construcción, adicionalmente, se deberán respetar las especificaciones de las normas obligatorias en el lugar de la instalación, así como las preferencias del usuario.

Muchas veces se realizan construcciones con una altura considerable y se supone que por no ser tan alta, no requiere un sistema de pararrayos, además que se “asume” que en esa área geográfica no se presentan con regularidad impactos de rayo, sin embargo el estudio correcto de este sistema indica que se deben evaluar entre otros puntos, el factor de riesgo que presenta el lugar, considerando la densidad de rayos a tierra. Los daños que se pueden producir por no instalar pararrayos suelen ser catastróficos, por ejemplo, en estructuras de concreto armado donde se supone que las varillas tiene continuidad hasta la cimentación, la descarga puede destruir secciones, especialmente entre el punto que recibe el impacto del rayo y la estructura más próxima, y en el punto de la cimentación por donde tendrá que disiparse la energía del rayo a tierra. En la figura 3.18 se observa una estructura después de ser impactada por un rayo y los daños provocados a la misma.



Figura 3.18 Estructura dañada por una descarga atmosférica.

### 3.6.2 Formación de una descarga atmosférica y la protección adecuada.

Para entender el funcionamiento del sistema de pararrayos y determinar el adecuado para el establecimiento, es necesario conocer el origen de las descargas atmosféricas, ya que no todas terminan impactando a las estructuras. Para esto comencemos por definir que las descargas de energía entre nubes se les llaman “centella” y las que se originan entre nubes y tierra “rayos”.

Dado que las nubes son las productoras de rayos debemos comprender su formación hasta llegar a formar una tormenta eléctrica, ya que dichas nubes pasan por una serie de procesos antes y después de la descarga de energía. En la formación de una nube intervienen grandes procesos de calor atmosféricos cuyos agentes básicos de transferencia de calor son la entrada de energía del sol y el vapor de agua. Las nubes se forman cuando una masa de aire cargada de humedad se calienta y se eleva por la atmósfera.

Conforme el aire gana altura, la presión atmosférica disminuye gradualmente, dando lugar a que el aire se dilate originando una caída de temperatura. Conforme el aire húmedo sigue elevándose el vapor de agua llega a condensarse alrededor de partículas de polvo, cuando ocurre esta condensación se libera calor latente, esta liberación de energía se da cuando el agua cambia de estado líquido a gaseoso y viceversa. Gracias a esta liberación de energía el aire sigue ascendiendo y ganando altura. Como estos eventos ocurren a diferentes alturas y diferentes condiciones atmosféricas los tipos de nubes que se forman son diversos. Todas las nubes son diferentes y como se mencionó no todas son productoras de rayos, el único tipo de nube que puede llegar a formar un rayo son los cumulonimbos, comúnmente llamados nubarrones. Este tipo de nubes, toma una forma muy extensa tanto horizontal como verticalmente. Su forma, muy característica, es a menudo comparada al perfil de un yunque, del cual se desprenden los planos inferiores y superiores horizontales. La existencia en un cumulonimbo de altos gradientes de temperatura (la temperatura puede bajar hasta - 65° C en la parte superior), provoca corrientes de aire ascendentes muy rápidas, lo que genera una electrización de las partículas de agua (gran generación de cargas estáticas por fricción).

En una nube de tormenta típica, la parte superior, constituida por cristales de hielo, está cargada generalmente de forma positiva, mientras que la parte inferior, constituida por gotitas de agua está cargada negativamente. En consecuencia, la parte inferior de la nube provoca el desarrollo de cargas de signos opuestos (por lo tanto positivas en la parte del suelo que se encuentra en la proximidad). El cumulonimbo implica por lo tanto la generación de un gigantesco condensador plano, nube-suelo, cuya distancia alcanza a menudo 1 ó 2 km. En condiciones de tiempo normales el campo eléctrico, desarrollado es del orden de un centenar

de volts por metro. Durante la formación de nubes de tipo cumulonimbo, el campo eléctrico desarrollado puede alcanzar hasta 15 a 20 kV/m en valor absoluto, siendo éstas las condiciones ideales para generar una descarga atmosférica en el suelo (rayo). Otra forma de llamar a este tipo de nubarrón es nube de tormenta que es la nube "lista" para presentar descargas atmosféricas, esperando que la rigidez dieléctrica del aire se pierda. Entonces la carga del nubarrón queda distribuida como se muestra en la figura 3.19.

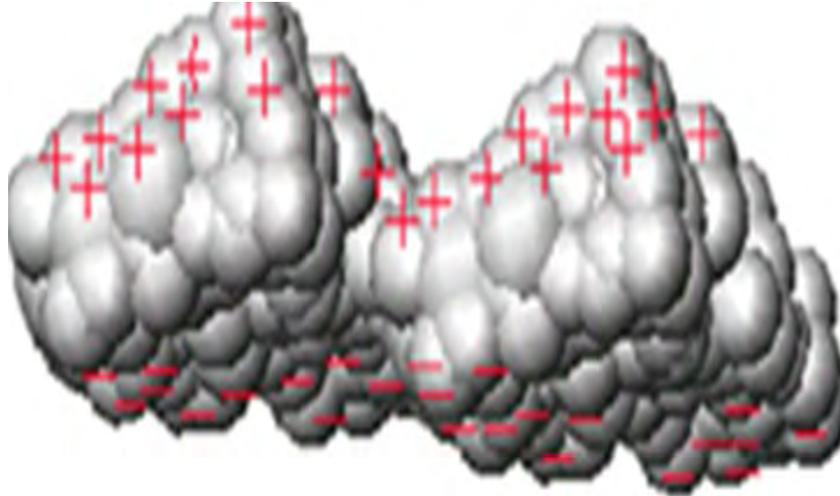


Figura 3.19 Cargas eléctricas en nubarrón.

Antes y durante la aparición del rayo, se pueden observar descargas intranube (en el seno de la propia nube) o internube (entre dos nubes distintas). El tipo de rayo más estudiado es que ocurre entre nube-tierra. Estas descargas son del orden de microsegundos y son circuitos cerrados: empiezan en la nube, pasan por la tierra y terminan en la nube. El rayo que rompe la rigidez dieléctrica del aire se llama "líder" y a éste lo siguen los demás. Cabe mencionar que existen también rayos entre tierra-nube, es decir en sentido contrario a los de nube-tierra, como se muestra en la figura 3.20 y 3.21, respectivamente.

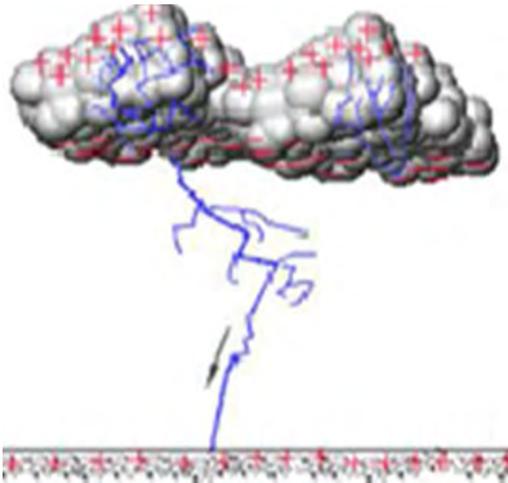


Figura 3.20 Descarga entre nube-tierra.

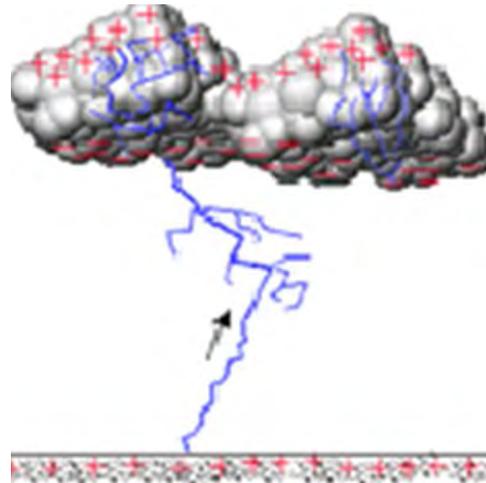


Figura 3.21 Descarga entre tierra-nube.

Es importante mencionar que los rayos se manifiestan de diversas formas y son el resultado de una corriente de tipo impulsivo de fuerte intensidad que se propaga en primer lugar en un medio gaseoso (la atmósfera), luego en un medio sólido más o menos conductor (el suelo). Los efectos se enlistan a continuación:

- *Efecto luminoso*: Se refiere a los relámpagos.
- *Efecto sonoro o acústico*: Este efecto hace referencia a la propagación de una onda de choque mecánica en el aire cuyo origen es el canal de descarga; la percepción de este efecto comienza a partir de una decena de km. A este efecto se le conoce también como trueno.
- *Efecto térmico*: Las liberaciones de calor por el efecto Joule en el canal ionizado es lo que este efecto, representa.
- *Efecto electrodinámico*: Corresponde a las fuerzas mecánicas de las que son objeto los conductores colocados en el campo electromagnético creado por esta circulación de corriente intensa, pudiendo dar como resultado deformaciones en los materiales que se hallan a su paso.
- *Efecto electroquímico*: Relativamente menores, este efecto se traduce por una descomposición electrolítica por aplicación de la ley de Faraday.
- *Efecto de inducción*: En un campo electromagnético variable, cualquier conductor es proclive a corrientes inducidas.
- *Efecto sobre un servicio (humano o animal)*: El paso de una corriente de una cierta intensidad, durante una corta duración es suficiente para provocar riesgos de electrocución por ataque cardíaco o respiratorio a lo que hay que añadir los riesgos de quemaduras.

Entonces, hasta el momento nos queda claro, que las descargas atmosféricas son fenómenos que pueden dañar considerablemente tanto a las estructuras como a las personas y por lo tanto debemos protegernos. El elemento que nos puede proporcionar esta protección es el pararrayos.

Se denomina en general, pararrayos a los dispositivos que son destinados a descargar hacia la tierra del planeta las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, de modo que no dañe a las personas y equipos. Los pararrayos son sistemas integrales de protección que constan de un sistema externo y en caso de definirse la necesidad de protección de equipos y sistemas sensibles debe especificarse un sistema de protección de tipo interno. Es decir puede constituirse por dos subsistemas: externo e interno.

El sistema externo es conformado por los elementos de captación, bajantes y SPT (sistema de puesta a tierra). Existen varias tecnologías para los sistemas de captación, sin embargo este un tema polémico y hasta el momento existen algunas que son aceptadas por normas y documentos técnicos normativos, un ejemplo son las puntas Faraday. El sistema interno consta de supresores de picos y otros accesorios los cuales tiene como objetivo desviar a tierra las corrientes de descarga y las ondas de sobretensión inducidas por la descarga atmosférica.

Los pararrayos consisten en un mástil, una base y una punta o cabeza captora. Esta última puede tener muchas formas en función de su principio de funcionamiento. Independientemente del tipo de punta, ésta se encuentra unida a la tierra del planeta mediante un conductor especial para pararrayos, regularmente es trenzado y de diferentes números de hilos.

Debido a la forma y características del pararrayos, la densidad de carga en la punta es tal que ioniza el aire que lo rodea, de modo que las partículas de aire cargadas positivamente son repelidas por el pararrayos y atraídas por la nube, realizando así un doble objetivo:

- Por una parte, se produce una compensación del potencial eléctrico al ser atraídos esos iones del aire por parte de la nube, neutralizando en parte la carga. De esta forma se reduce el potencial nube-tierra, esto marca el límite entre el comportamiento dieléctrico y el conductor del aire, y por tanto previenen la formación del rayo.

- Por otra, conducen al rayo a tierra ofreciéndole un camino de menor resistencia. Este camino lo formarán el pararrayos, los conductos de descarga y el sistema de puesta a tierra.

Un fenómeno que debemos tener en cuenta es el de "disipación natural", que es producida por los arboles, vallas, rocas y demás objetos de forma puntiaguda, ya sean natural o artificiales, sometidos al campo eléctrico de la nube de tormenta, que irán produciendo esa compensación de potencial de forma natural, produciendo la neutralización de la carga de la nube, o al menos, reduciéndola significativamente, con lo que se disminuye el riesgo al llegar la nube sobre zonas habitadas o peligrosas.

El diseño de un sistema integral de protección contra rayos obedece a un análisis particular de cada instalación, en el cual se tome en cuenta los niveles isoceraúnicos de la zona, la importancia de la instalación, los riesgos que representan las sustancias que pueden manejarse, la vida de las personas, etc. De manera que la decisión del tipo de configuración del sistema depende de un análisis de riesgos y es a partir de ahí que se lleve a cabo la protección.

### 3.7 Diseño, cálculo y especificaciones del sistema de pararrayos.

El realizar un buen diseño del sistema de pararrayos requiere varias cosas que no son triviales. No se trata de poner una punta aquí, otra allá y listo. Se trata de un desarrollo de ingeniería el cual implica sistemas captadores, bajantes, sistema de puesta a tierra y medidas de protección contra efectos secundarios del rayo, especialmente cuando existen sistemas sensibles, tales como equipos electrónicos, etc.

Para el diseño del sistema de pararrayos se debe tomar en cuenta todo lo indicado en las normas nacionales y las internacionales si así fuese el caso, esto es cumplir con lo indicado en la NOM-022-STPS-2008, la NOM-001-SEDE-2005 y NMX-J-549-ANCE-2005 en el caso de los requerimientos nacionales y la norma internacional NFPA-80.

Cabe mencionar que, existen otras normas internacionales, tales como la UNE-21186, NFC-17102 o la NP-4426, que son normas aplicables a pararrayos con dispositivo de cebado (PDC) y que solo en estas normas se han incluido la justificación técnica de este tipo de punta.

Independientemente del tipo de punta seleccionado el procedimiento de cálculo del sistema de pararrayos debe seguir cierta orden, tomando en consideración que el patrón tiene la obligación de establecer las condiciones de seguridad para controlar la generación y acumulación de las cargas eléctricas estáticas y prevenir los posibles efectos de las descargas atmosféricas en el lugar (art. 5.2 NOM-022-STPS-2008), además que debe capacitar a los trabajadores que estén en riesgo de exposición con elementos susceptibles de ser cargados electrostáticamente ( art. 5.5 NOM-022-STPS-2008). A continuación se muestra una lista de pasos que se recomiendan para determinar el sistema de pararrayos:

- i. Se requiere determinar el riesgo e índice de impacto.

La valoración de riesgo es una medida empírica, la cual estima en forma razonable, la probabilidad de incidencia de un rayo directo sobre una estructura tomando en cuenta la complejidad del fenómeno del rayo (art. 4.2 NMX-J-549-ANCE-2005).

La decisión de dotar a una estructura con un sistema de pararrayos, así como la selección del nivel de protección adecuado, se basa en la frecuencia esperada de impactos sobre la estructura o la zona a proteger, dada por  $N_0$  y la frecuencia de rayos, promedio permitida anualmente  $N_d$ , esto es:

$$N_0 = N_g \times A_e \times 10^{-6} \dots\dots\dots (3.31)$$

(art. 4.2.1 NMX-J-549-ANCE-2005)

Donde:

$N_0$  es la frecuencia anual promedio de rayos directos a una estructura.

$N_g$  es la densidad promedio anual de rayos de tierra por  $km^2$  (densidad de rayos a tierra, DRT), ver mapa isoceráunico del apéndice D de la norma NMX-J-549-ANCE-2005.

$A_e$  es el área equivalente de captura de la estructura, en  $m^2$ .

Para obtener la frecuencia anual permitida de rayos directos a una estructura  $N_d$ , que no es más que el riesgo permitido de incidencia de un rayo directo a una estructura de acuerdo al tipo de estructura, uso y contenido (art. 4.2.2 NMX-J-549-ANCE-2005). Los valores se encuentran definidos en la siguiente tabla.

Estructuras comunes	Efectos de las tormentas eléctricas	Frecuencia ( $N_d$ )
Residencia	Daño a instalación eléctrica, equipo y daños materiales a la estructura. Daño limitado a objetos expuestos en el punto de incidencia del rayo o sobre su trayectoria a tierra.	0,04
Granja	Riesgo principal de incendio y potenciales de paso. Riesgo secundario derivado de la pérdida de suministro eléctrico provocando posibles desperfectos por falla de controles de ventilación y de suministro de alimentos para animales.	0,02
Tanques de agua elevados: metálicos. Concreto con elementos metálicos salientes.	Daño limitado a objetos expuestos en el punto de incidencia del rayo o sobre su trayectoria a tierra, así como posibles daños al equipo de control de flujo de agua.	0,04
Edificios de servicios tales como: Aseguradoras, centros comerciales, aeropuertos, puertos marítimos, centros de espectáculos, escuelas, estacionamientos, centros deportivos, estaciones de autobuses, estaciones de trenes, estaciones de tren ligero o metropolitano.	Daño a las instalaciones eléctricas y pánico. Falla de dispositivos de control, por ejemplo alarmas. Pérdida de enlaces de comunicación, falla de computadoras y pérdida de información.	0,02
Hospital Asilo Reclusorio	Falla de equipo de terapia intensiva. Daño a las instalaciones eléctricas y pánico. Falla de dispositivos de control, por ejemplo alarmas. Pérdida de enlaces de comunicación, falla de computadoras y pérdida de información.	0,02
Industria tales como: Máquinas herramientas, ensambladoras, textil, papelera, manufactura, almacenamiento no inflamable, fábrica de conductores, fábrica de electrodomésticos, armado equipo de cómputo, muebles, artefactos eléctricos, curtidurías, agrícola, cementeras, caleras, laboratorios y plantas bioquímicas, potabilizadoras.	Efectos diversos dependientes del contenido, variando desde menor hasta inaceptable y pérdida de producción.	0,01
Museos y sitios arqueológicos	Pérdida de vestigios culturales irremplazables	0,02
Edificios de telecomunicaciones Véase nota	Interrupciones inaceptables, pérdidas por daños a la electrónica, altos costos de reparación y pérdidas por falta de continuidad de servicio.	0,02
<b>NOTAS</b>		
1 Para cualquier estructura común debe evaluarse el nivel de riesgo en función de su localización, densidad, altura y área equivalente de captura, para decidir la protección.		
2 Para estructuras en zonas con densidad de rayos a tierra mayor a 2, y si el techo de la construcción es de material inflamable (madera o paja), debe instalarse un SEPTE.		

Tabla 3.7 Frecuencia media anual permitida de rayos directos sobre estructuras comunes.

El área equivalente de captura de la estructura, se calcula con las siguientes ecuaciones, dependiendo de la clasificación en que se encuentre. Esto es:

- Para una estructura aislada ubicada en terreno plano, con techo plano y de dos aguas, se calculan con las ecuaciones siguientes (art. 4.2.3 NMX-J-549-ANCE-2005):

$$A_e = ab + 6h(a + b) + 9\pi h^2 \dots\dots\dots (3.32)$$

Donde:

$A_e$  es el área equivalente de captura en  $m^2$ .

$a$  es la longitud de uno de los lados de la estructura en m.

$b$  es la longitud de otro lado de la estructura en m.  
 $h$  es la altura de la estructura en m.

Esta ecuación se refiere a un área de captura equivalente para una estructura con techo plano y terreno plano.

$$A_e = ab + 6hb + 9\pi h^2 \dots\dots\dots (3.33)$$

Donde los parámetros son iguales a los anteriores, pero la ecuación se refiere a un área de captura equivalente para una estructura con techo de dos aguas y terreno plano.

- Para una estructura aislada ubicada en terreno irregular, se calcula como:

$$A_e = ab + 6h_e(a + b) + 9\pi h_e^2 \dots\dots\dots (3.34)$$

Donde:

$A_e$  es el área equivalente de captura en  $m^2$ .  
 $a$  es la longitud de uno de los lados de la estructura en m.  
 $b$  es la longitud de otro lado de la estructura en m.  
 $h_e$  es la altura equivalente de la estructura en el terreno irregular en m.

- Para una estructura con otras adyacentes, se calcula primero las distancias correspondientes con la siguiente ecuación y posteriormente el área equivalente de captura:

$$X_s = \frac{d + 3(h_s - h)}{2} \dots\dots\dots (3.35)$$

Donde:

$X_s$  es la distancia equivalente en m.  
 $h_s$  es la altura del objeto vecino en m.  
 $h$  es la altura de la estructura bajo consideración en m.  
 $d$  es la distancia horizontal entre la estructura y el objeto vecino en m.

Una vez obtenido el valor de  $N_0$  debe compararse con el valor de la frecuencia media anual permitida  $N_d$  para evaluar la necesidad de protección, considerando lo siguiente:

- Si  $N_0 \leq N_d$  el sistema de pararrayos es opcional.  
 Pero se debe tener en cuenta que existe la posibilidad de que un rayo incida sobre la estructura, ya que el cálculo de  $N_0$  es estimado.
- Si  $N_0 > N_d$  el sistema de pararrayos es obligatorio.

Para este segundo caso el sistema de pararrayos debe contener por lo menos tres componentes fundamentales: terminales áreas, conductores de bajada y sistema de puesta a tierra. Además que se debe seleccionar el nivel de protección adecuado para la altura y ubicación de las terminales áreas de acuerdo a la tabla 3.8.

Consideraciones importantes en el diseño del sistema de pararrayos son:

- El número y ubicación de las terminales áreas del sistema dependen del nivel de protección seleccionado y de aplicación del método de protección.
- El número y ubicación de los conductores de bajada dependen del tipo de sistema de protección.
- El número de electrodos de puesta a tierra o sistema de puesta a tierra determinara el valor de la resistencia a tierra requerida para estos sistemas.

Estructuras comunes	Efectos de las tormentas eléctricas	Nivel de protección recomendado
Residencia	Daño a instalación eléctrica, equipo y daños materiales a la estructura. Daño limitado a objetos expuestos en el punto de incidencia del rayo o sobre su trayectoria a tierra.	III ó IV
Granja	Riesgo principal de incendio y potenciales de paso. Riesgo secundario derivado de la pérdida de suministro eléctrico provocando posibles desperfectos por falla de controles de ventilación y de suministro de alimentos para los animales.	II ó III
Tanques de agua elevados: metálicos Concreto con elementos metálicos salientes.	Daño limitado a objetos expuestos en el punto de incidencia del rayo o sobre su trayectoria a tierra, así como posibles daños al equipo de control de flujo de agua.	III
Edificios de servicios tales como: aseguradoras, centros comerciales, aeropuertos, puertos marítimos, centros de espectáculos, escuelas, estacionamientos, centros deportivos, estaciones de autobuses, estaciones de trenes, estaciones de tren ligero o metropolitano.	Daño a las instalaciones eléctricas, y pánico. Falla de dispositivos de control, por ejemplo alarmas. Pérdida de enlaces de comunicación, falla de computadoras y pérdida de información.	II
Hospital Asilos Reclusorio	Falla de equipo de terapia intensiva. Daño a las instalaciones eléctricas y pánico. Falla de dispositivos de control, por ejemplo alarmas. Pérdida de enlaces de comunicación, falla de computadoras y pérdida de información.	I ó II
Industria, tales como: maquinas herramientas, ensambladoras, textil, papelería, manufactura, almacenamiento no inflamable, fábrica de conductores, fábrica de electrodomésticos, armado equipo de cómputo, muebles, artefactos eléctricos, curtidurías, agrícola, cementseras, caleras, laboratorios y plantas bioquímicas, potabilizadoras.	Efectos diversos dependientes del contenido, variando desde menor hasta inaceptable y pérdida de producción.	I ó II
Museos y sitios arqueológicos	Pérdida de vestigios culturales irremplazables	II
Edificios de telecomunicaciones	Interrupciones inaceptables, pérdidas por daños a la electrónica, altos costos de reparación y pérdidas económicas por falta de continuidad en el servicio.	I ó II

**NOTA-** El nivel de protección I es el de mayor protección y el nivel de protección IV es el de menor protección.

Tabla 3.8 Niveles de protección.

El siguiente paso es obtener el radio de protección de la terminal área o punta pararrayos, este procedimiento resulta ser muy complicado, aunque no lo parezca, debido a que aquí entra el criterio de selección del tipo de punta.

En el mercado de nuestro país existen diversos tipos de puntas pararrayos, tales como la “punta Faraday”, “punta dipolo corona”, “puntas ionizantes”, entre otros. Esto ha ocasionado un gran debate entre los ingenieros, los especialistas en la materia (fabricantes) y las autoridades correspondientes encargadas de regular dicho sistema.

El fabricante por su parte ofrece información técnica sobre su producto, indica radios de protección que a simple vista son exagerados, pero lo “justifican” con documentos que aprueban su efectividad, mientras los ingenieros proyectistas y/o constructores se refieren a las normatividades que rigen el rubro. Las autoridades restringen ciertas puntas, sin embargo terminan por aceptar la mayoría. Entonces, si el debate continuara y los propietarios de los establecimientos tuvieran una visión diferente sobre el tema, la mayoría de las puntas existentes quedarían inhabilitadas y por lo tanto la protección contra las descargas atmosféricas se enfocaría solo a un método, el de la “esfera rodante”, ya que éste es el único que tiene justificación técnica por una norma mexicana como es la NMX-J-549-ANCE-2005, misma en la que la mayoría de las empresas dedicadas especialmente a estos sistemas (pararrayos) basan su justificación del proyecto, pero modifican el cálculo y selección del tipo de punta.

Sin embargo, por razones de comercialización y/o de menor inversión en el sistema, la instalación de diversas terminales áreas se instalan con frecuencia en los proyectos eléctricos de tiendas de autoservicio.

Regresando al procedimiento de diseño, toda vez obtenido el radio de protección sea por el método que sea, se determina el tipo de punta y la altura de protección. En este punto se debe realizar una proyección del radio de protección de la punta, sobre un plano tanto en vista de planta como en vista de alzado, con el fin de obtener la altura y la ubicación de montaje de la misma.

Se debe especificar el tipo de base de la punta, ya que no todas las techumbres de los establecimientos comerciales son iguales, de la misma manera el tipo y la cantidad de retenidas.

En lo que respecta al mástil de la punta (si es que se instala una punta que requiera mástil), su altura está en función de la altura del sistema de pararrayos completo, se sabe que es de acero y que está adecuado a la base y a la punta captora.

Independientemente del tipo de punta seleccionado debe estar instalado por lo menos 3.00 [m] por encima de cualquier otro elemento que se encuentre dentro del radio de protección.

Posteriormente se requiere saber la cantidad de bajantes (conductores) del sistema, pero desgraciadamente volvemos al punto anterior, ya que dependiendo del método utilizado, la cantidad exacta se ve afectada. Sin embargo, los conductores tienen que cumplir con ciertas características:

- El conductor del sistema de pararrayos debe ser especial y tiene la característica de estar trenzado. Los materiales aceptados para estos conductores son; acero, cobre y aluminio.
- Los cables deben correr libres de daño mecánico; en caso de cambio de dirección las curvas deberán ser suaves y tener radio de curvatura igual o mayor que 0.20 [m] o se equivalente a no menos de 90 °C.
- Se admite una subida de 0.40 [m] máxima para un salto de ornamentos con una pendiente inferior o igual a 45 °C.
- Las bajantes se deben de interconectar al sistema de puesta a tierra.
- El conductor de bajada se instalará de tal forma que su recorrido sea lo más directo posible siguiendo el camino más corto, evitando cualquier acodamiento brusco.
- Las fijaciones de los conductores de bajada se realizarán tomando como referencia tres fijaciones por metro, estas fijaciones deben de ser apropiadas para los soportes y realizadas de forma que no afecten la estructura.
- Este conductor deberá ser continuo, sin uniones ni empalmes desde la punta captora hasta el electrodo de puesta a tierra, salvo cuando se tengan derivaciones de bajantes adicionales, en este caso su usaran conexiones (de preferencia soldables).
- Las bajantes deberán estar separadas por lo menos 3.00 [m] de cualquier instalación de gas. Para protección de las personas y de los conductores mismos, éstos deberán instalarse dentro de un tubo (conduit) rígido no metálico tipo pesado (pvc uso pesado) de 27 mm de  $\phi$ , hasta una altura de 3.00 [m] a partir del suelo.

Toda vez conocida la cantidad y ubicación exacta de los conductores de bajada, se necesita obtener el sistema de puesta a tierra cumpliendo con el valor requerido de resistencia a tierra. En general, este sistema de puesta a tierra tiene las mismas especificaciones de diseño y construcción que los sistemas de puesta a tierra de los otros sistemas, sin embargo el cálculo de la resistencia se obtiene de acuerdo a la distribución de los electrodos, ver tabla 3.9.

Arreglo	Vista planta	Fórmula
Para un electrodo vertical		$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left( \ln \frac{4L}{a} - 1 \right)$
Para un electrodo horizontal		$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left( \ln \frac{L^2}{1,85hd} \right)$
Para dos electrodos de puesta a tierra horizontales en "ELE"		$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left( \ln \frac{L^2}{1,27hd} \right)$
Para tres electrodos de puesta a tierra horizontales en "YE"		$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left( \ln \frac{L^2}{0,767hd} \right)$
Para cuatro electrodos de puesta a tierra horizontales en "CRUZ"		$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left( \ln \frac{L^2}{0,217hd} \right)$
Para seis electrodos de puesta a tierra horizontales		$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left( \ln \frac{L^2}{9,42hd} \right)$
Para ocho electrodos de puesta a tierra horizontales		$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left( \ln \frac{L^2}{2,69hd} \right)$
Para un anillo cerrado		$R = \rho \left[ \frac{1}{L_t} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1+h\sqrt{20/A}} \right) \right]$

Tabla 3.9 Ecuaciones para obtener la resistencia a tierra del sistema de pararrayos.

Adicionalmente, se requiere que este sistema de puesta a tierra cumpla con las siguientes especificaciones, según el artículo 4.3.4.4 de la norma NMX-J-549-ANCE-2005:

- El sistema de puesta a tierra debe integrarse por un arreglo de tres electrodos por cada conductor de bajada cuando éstos no se interconecten entre sí por medio de un conductor enterrado. Cuando los electrodos de puesta a tierra de los conductores de bajada se interconecten entre sí mediante un conductor enterrado puede utilizarse un arreglo de uno o más electrodos de puesta a tierra.
- Con el fin de mantener la elevación de potencial del sistema de puesta a tierra a niveles seguros, se recomienda que el valor de la resistencia a tierra se mantenga en niveles no mayores que 10 Ω.
- La distancia mínima de separación entre electrodos de puesta a tierra verticales debe ser el doble de su longitud.

- Debe instalarse un registro por cada conductor de bajada para medición, comprobación y mantenimiento del sistema de puesta a tierra con las siguientes dimensiones mínimas de 0.32 [m] x 0.32 [m] x 0.32 [m].
- Los electrodos de puesta a tierra horizontales deben instalarse a una distancia de 1,0 [m] o mayor que la estructura y a profundidades de 0,6 [m] o mayores.
- La resistencia a tierra obtenida en el diseño siempre debe comprobarse por medio de mediciones en campo.
- Se deben instalar los avisos necesarios de precaución con la siguiente leyenda: “PELIGRO: EVENTUAL CORRIENTE DE RAYO”. La canalización debe instalarse a una altura mínima de 2,0 m a partir del nivel de piso terminado y donde la sección transversal del conductor de bajada represente un tercio del área interna de la canalización.

La figura siguiente muestra los arreglos típicos para formar el sistema de puesta a tierra del sistema de pararrayos.

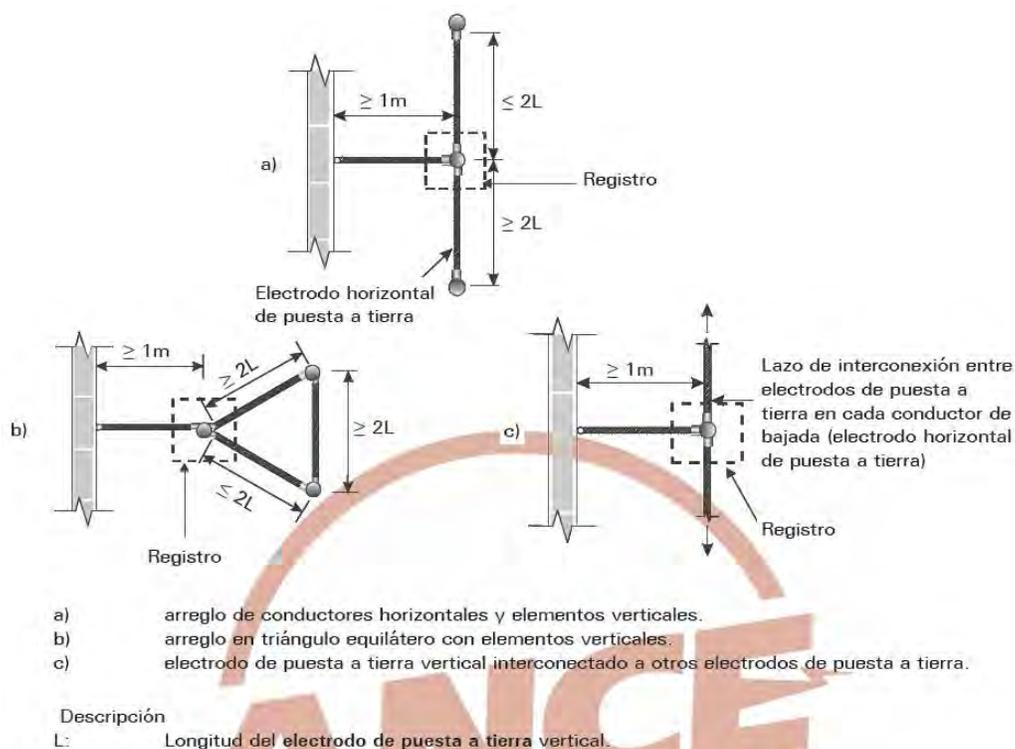


Figura 3.22 Arreglos típicos de electrodos de puesta a tierra.

Amen, de terminar el diseño del sistema de puesta a tierra, se concluye el diseño del sistema de pararrayos o también llamado sistema exterior de protección contra tormentas eléctricas, indicando las especificaciones de los materiales a utilizar sugiriendo marcas y catálogos, ya que muchas veces se cometen errores por mal suministro de los mismos.

A manera ilustrativa se muestra a continuación, dos imágenes en donde se observa la descarga atmosférica sobre una torre de alta tensión, así mismo se muestra en la otra imagen el momento de impacto de una descarga sobre una punta pararrayos.



Figura 3.23 Descarga atmosférica en una torre de alta tensión.



Figura 3.24 Momento de captación de un rayo.

### 3.8 Comparación entre puntas pararrayos.

La diversidad de puntas pararrayos en nuestro país, ha ido en incremento en los últimos años, esto ha ocasionado la incursión de puntas que no tienen justificación técnica y por lo tanto de dudosa calidad o dudoso funcionamiento. Lo que en este apartado se comenta, es solo con el fin de indicar las diferencias existentes de las puntas, se trata de complementar el apartado anterior, ya que conociendo un poco sobre el funcionamiento de los diversos pararrayos, se podrá realizar en un momento dado el diseño correcto del sistema de pararrayos. Nos enfocaremos a estudiar solo a las puntas pararrayos más usadas, tales como la punta Faraday, la punta dipolo corona, la tripolar y la punta ionizante.

### 3.8.1 Punta Faraday

La punta Faraday basa su funcionamiento en la física del rayo, esto quiere decir punto de incidencia del rayo sobre la tierra o sobre alguna estructura es aquel que haya lanzado el líder ascendente que finalmente haga conexión con el líder escalonado descendente.

La principal hipótesis de este método de protección es que la cantidad de carga espacial contenida en el líder escalonado descendente, la cual precede a la descarga eléctrica, está íntimamente relacionada con la amplitud de la corriente del rayo, por lo que el último paso de la descarga depende del valor pico de la corriente del rayo. Debido a que el líder escalonado descendente puede aproximarse desde cualquier dirección hacia el objeto a ser golpeado, el ángulo de aproximación puede simularse por medio de una esfera imaginaria alrededor y sobre este mismo, figura 3.25. Si la esfera toca el volumen a protegerse, entonces dicho volumen necesita protección. En caso contrario, el volumen estará protegido. El radio de la esfera rodante debe ser equivalente a la longitud del último paso de la descarga para un valor pico de corriente del rayo.

Utilizando la relación entre el último paso de la descarga y el valor pico de la corriente de rayo, se ha encontrado una expresión analítica con la cual es posible evaluar la longitud del último paso de la descarga, esto es:

$$r_s = k_s \times I^c \dots\dots\dots (3.36)$$

En donde:

$r_s$  es la distancia o longitud en metros del último paso de la descarga.

$k_s$  y  $c$  son factores obtenidos a través de estudios de campo del gradiente de potencial de grandes arcos eléctricos generados en laboratorio.

$I$  es el valor pico de la corriente del rayo de retorno en kiloamperes [kA].

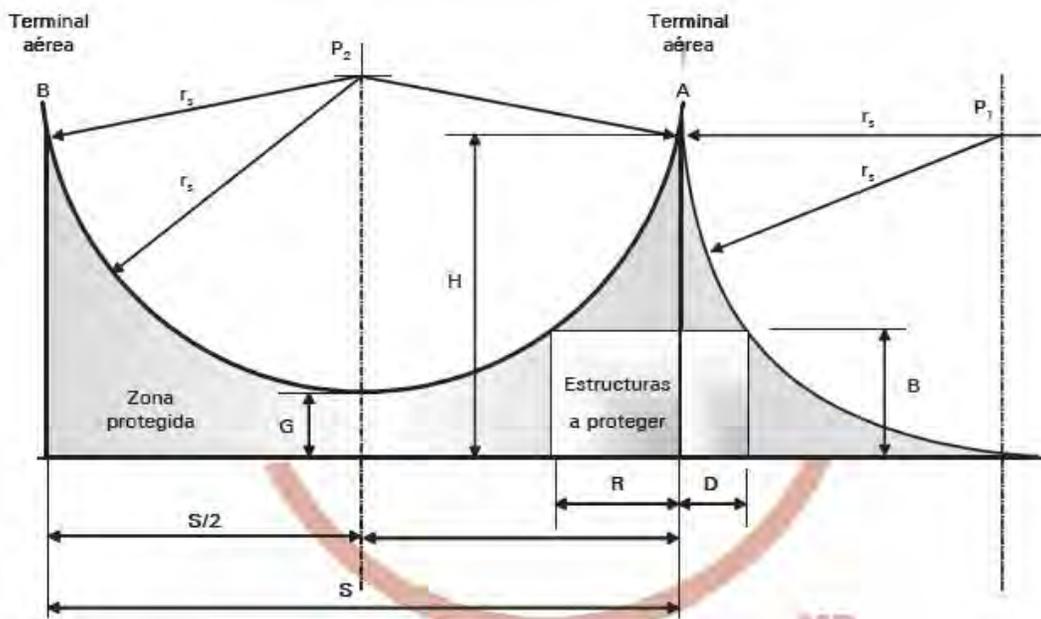


Figura 3.25 Zona de protección del método de la esfera rodante.

Por su característica volumétrica, el método de la esfera rodante puede aplicarse sin restricciones sobre cualquier estructura o sobre terminales aéreas utilizadas en la protección contra tormentas eléctricas. El diseñador debe verificar la correcta aplicación del método al “rodar” la esfera imaginaria correspondiente al nivel de protección deseado sobre tierra, alrededor y por encima de la instalación a protegerse o cualquier otro objeto en contacto con la

tierra capaz de actuar como un punto conductor de la corriente de rayo, teniendo especial cuidado de que la esfera imaginaria debe rodarse hacia la estructura a proteger e instalar una terminal aérea en el primer punto de contacto con la estructura.

En la figura 3.26 se muestra un sistema de pararrayos utilizando puntas faraday, se alcanza a observar que el sistema consta de varias puntas y con demasiado conductor, esto representa cierta desventaja en comparación con otras puntas pararrayos, sin embargo en cuanto a funcionamiento este sistema es el único que está reglamentado por una norma mexicana, la NMX-J-549-ANCE-2005, lo que proporciona una mayor “confianza” y tranquilidad, siempre y cuando el sistema este bien diseñado y construido.



Figura 3.26 Sistema de pararrayos tipo jaula de Faraday.

### 3.8.2 Punta dipolo corona.

Su principio de funcionamiento se basa en la transferencia de la carga electroestática antes de la formación del rayo eliminando el fenómeno de ionización o efecto corona (cuando la intensidad de campo eléctrico es particularmente elevada, en el espacio circunvecino a la punta se presenta la ionización del aire de manera muy intensa, caracterizada por una luminiscencia violeta, a este fenómeno se le llama efecto corona). El cuerpo del pararrayos está construido por dos discos de aluminio separados por un aislante dieléctrico todo ello soportado por un pequeño mástil también de aluminio (ver figura 3.27). Su forma es circular y el sistema está conectado en serie con la propia toma de tierra para transferir la carga electroestática a tierra evitando la excitación e impacto directo del rayo.

La característica principal es la de canalizar por el cable de tierra la diferencia de potencial entre la nube y la parte superior del pararrayos. El sistema conduce primero en sentido hacia arriba, la tensión eléctrica creada por la tormenta al punto más alto del sistema; durante el desarrollo de la tormenta se generan campos de alta tensión que se concentran en el electrodo inferior (cátodo -), a partir de una magnitud del campo eléctrico el electrodo superior (ánodo +) atrae cargas opuestas para compensar la diferencia de potencial interna de la parte superior. Durante el proceso de transferencia, en el interior del pararrayos se produce un flujo de corriente entre el ánodo y el cátodo, este proceso natural anula el efecto corona en el exterior del pararrayos, no produciendo descargas disruptivas, ni ruido perceptible, ni radiofrecuencia, ni vibraciones del conductor. Durante el proceso, se genera una fuga de corriente a tierra por el cable del sistema, los máximos valores que se generan en el tiempo de la tormenta eléctrica, son cercanos a los 350 [mA]. En este instante el campo eléctrico en el ambiente no es superior a la tensión de ruptura, ya que no tiene la carga suficiente para romper su resistencia eléctrica.

En otras palabras, si en una punta pararrayos se instala un arillo metálico (arillo equipotencial) y más a bajo un disco aislante soportando una bobina en forma de toroide (excitador toroidal) se logra, bajo ciertas condiciones, producir el efecto corona. Así resulta particularmente intensa la descarga no sostenida con lo que se logra una zona de protección de aproximadamente 71° con respecto a la vertical de la terminal, al formarse este ángulo alrededor de la punta se forma un cono ficticio, entonces la protección se reduce de forma que la estructura a proteger esté dentro de un cono con vértice en la punta del captor. Así como se observa en la figura 3.28. La principal función es proteger de los impactos directos el área de cobertura para evitar daños a las personas y estructuras, “el sistema está calculado para conducir la energía durante la formación del rayo desde la parte superior hasta la puesta a tierra”.



Figura 3.27 Punta pararrayos dipolo corona.

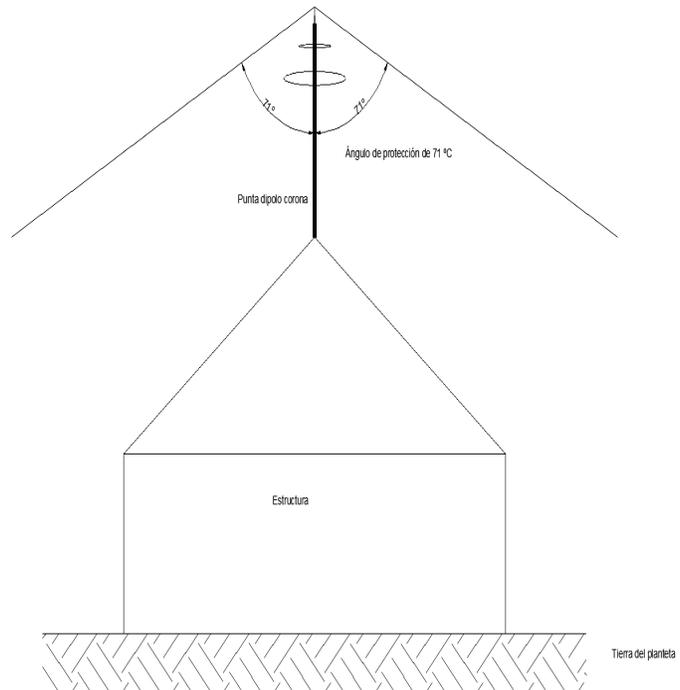


Figura 3.28 Radio de protección del dipolo corona.

En la figura 3.29 muestra el modelo “matemático” de la punta dipolo corona, se aprecia que una forma para obtener el radio de protección es necesario echar mano de identidades trigonométricas, como las siguientes:

$$\begin{aligned} \cos \phi &= \frac{\text{c.a.}}{h}; \\ \text{sen } \phi &= \frac{\text{c.o.}}{h}; \end{aligned} \dots\dots\dots (3.37)$$

Pero también se sabe que:

$$\tan \phi = \frac{\text{sen } \phi}{\cos \phi} = \frac{\frac{\text{c.o.}}{h}}{\frac{\text{c.a.}}{h}} = \frac{\text{c.o.}}{\text{c.a.}} \dots\dots\dots (3.38)$$

Entonces observando la figura:

$$\tan \phi = \frac{\text{R. P.}}{H} \dots\dots\dots (3.39)$$

Despejando al R. P. nos queda:

$$R. P. = (\tan \phi)(H) \dots\dots\dots (3.40)$$

Donde:

R. P. es el radio de protección.

H es la altura de montaje de la punta (conjunto base-mástil-punta).

$\phi$  es el ángulo de protección entre la cabeza captora y la perpendicular de la punta.

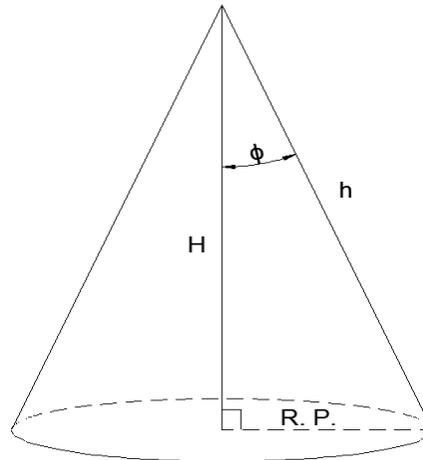


Figura 3.29 Modelo “matemático” de la punta pararrayos dipolo corona.

Toda vez que se obtenga el valor del radio de protección, se debe corroborar que este radio de protección cubre toda la estructura en análisis, si fuese así solo resta indicar el modelo de la punta, en caso contrario es necesario colocar más puntas hasta lograr la cobertura deseada.

En la siguiente imagen se muestra la instalación real de una punta pararrayos dipolo corona en una torre de comunicaciones (instalación muy común), regularmente para este tipo de estructuras no se requiere más que una sola punta, pero para estructuras con longitudes más amplias se requieren de varias puntas.



Figura 3.30 Punta pararrayos dipolo corona en torre de comunicaciones.

### 3.8.3 Punta pararrayos tipo tripolar.

Este sistema de puntas múltiples tiene la ventaja de dividir la corriente que contiene el rayo que generalmente se aparece en forma brusca, disipándose sin peligro alguno hacia el electrodo de puesta a tierra. Además al contar con esta división de descarga, se puede evitar cualquier chispazo de corriente lateral a la construcción o inmueble.

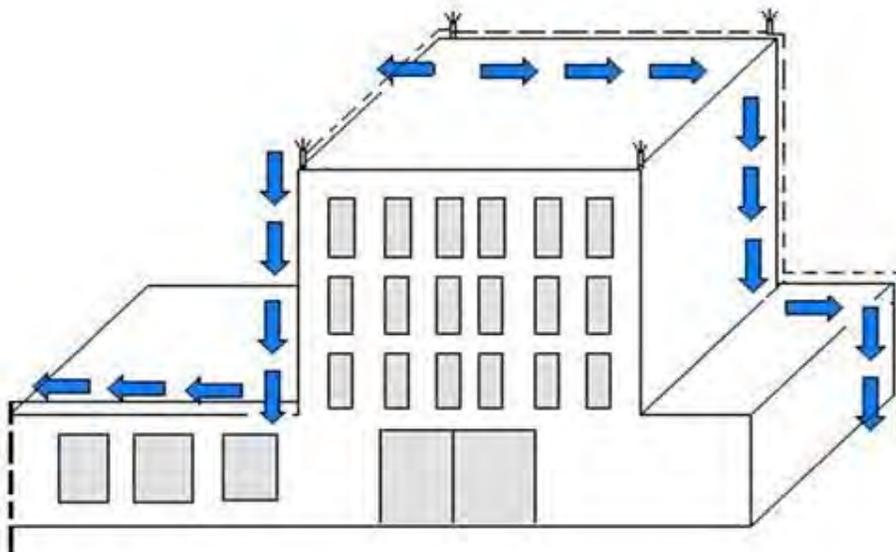


Figura 3.31 Distribución de corriente de descarga.

La punta tripolar tiene un ángulo de protección de  $58^{\circ}\text{C}$  a  $65^{\circ}\text{C}$ , según la altura de montaje, aunado a esto, la división de corriente que realiza, logra "disipar el rayo sin ningún peligro".



Figura 3.32 Punta pararrayos tripolar.

De esta punta solo se conoce lo que los fabricantes indican, mencionan tablas con rangos de protección exagerados, especificaciones de los materiales de la punta, entre otros aspectos, pero no se hace mención del fundamento matemático o teórico que se tenga. Sin embargo, en función de costo es más accesible a las puntas ionizantes, de ahí su frecuencia de colocación. Esta punta se instala comúnmente en plantas industriales y en ocasiones en centros comerciales.

### 3.8.4 Punta pararrayos tipo ionizante o PDC.

Este tipo de punta se refiere a los pararrayos “activos”, aquéllos que presentan un dispositivo de cebado, de ahí que sea PDC (pararrayos con dispositivo de cebado), estos pararrayos tienen fundamento teórico en normas internacionales, tales como la UNE-21186, NFC-17102 o la NP-4426, pero no son acreditados por la norma mexicana “sistemas de protección contra tormentas eléctricas” la NMX-J-549-ANCE-2005, pero aún así se instala y son las favoritas de muchos ingenieros proyectistas, ya que tienen según los fabricantes y distribuidores una muy buena reputación, sin embargo debido a su alto costo termina por ser reemplazada por otras puntas, regularmente dipolo corona debido a su bajo costo y su mayor presencia en el mercado.

El principio de funcionamiento se basa en el “refuerzo del campo eléctrico local, las calidades de cebado y de inicio del efecto corona y las condiciones favorables para el desarrollo del efluvio”. Un pararrayos con dispositivo de cebado se caracteriza por responder al acercamiento del rayo, adelantándose en su captura a otros elementos dentro de su zona de protección, para conducirlo a tierra de forma segura. Este adelanto se denomina normativamente “tiempo de avance en el cebado y determina el radio de protección del pararrayos.

Cuando se produce la descarga, un líder descendente avanza desde la nube hacia la tierra (como ya se mencionó), originando en la misma tierra, líderes o trazadores ascendente que tratan de alcanzar al líder descendente. El líder o trazador ascendente que alcance al descendente determinará el lugar de impacto.

Los P.D.C. tiene distintos "mecanismos" que logran que el líder ascendente que se origina en ellos lo haga antes que los líderes que se originan en otros puntos de la tierra (por ejemplo puntos de la estructura a proteger) de esta manera se logra que sea más probable que el líder iniciado en el pararrayo alcance primero al líder ascendente y de esta manera capte al rayo.

Durante este proceso se ha logrado medir la distancia que existe desde la parte superior de la estructura o desde el terreno (cuando son lugares abiertos) hasta el momento de unión de los trazadores descendente y ascendente, a esta medición máxima se le conoce como distancia máxima de cebado y al avance en el cebado en el momento de inicio de un trazador ascendente respecto a otro pararrayos de la misma geometría se le llama ganancia de cebado.

Hasta el momento se ha descrito el funcionamiento del PDC, sin embargo surge una pregunta ¿cómo lo hace? Para esto, necesitamos conocer las partes constitutivas del dispositivo. Consta de una cabeza captora, un asta soporte y un transductor. La cabeza está permanentemente conectada al potencial de tierra, el asta (mástil) está protegida contra los impactos directos del rayo y de la intemperie mediante la cabeza captora y por lo tanto también está conectada a tierra; mientras el transductor (estimulador piezoeléctrico) se encuentra incorporado en la parte inferior del mástil y formado de cerámicas piezoeléctricas encerradas en un cárter aislante, asociadas a un sistema solicitador simple y perfectamente fiable. Además consta de un cable de alta de alta tensión que corre por el interior del asta y conecta el estimulador a la punta emisora.

El fenómeno de estimulación piezoeléctrica consiste en aumentar el número de cargas libres (partículas ionizadas o electrones) en el aire cercano del pararrayos y crear, en presencia de un campo eléctrico nube-tierra, un canal de fuerte conductividad relativa constituyendo un camino preferencial para el rayo. La creación de cargas libres se hace por efecto corona aplicando sobre la punta del pararrayos, la tensión proporcionada por las células en cerámica piezoeléctrica es atribuida al fenómeno de producir una tensión muy elevada por un simple cambio en la presión aplicada. El pararrayos está equipado de un dispositivo mecánico que permite convertir el esfuerzo mecánico de la acción del viento sobre el pararrayos, en esfuerzo de presión sobre las células piezoeléctricas.

La tensión así proporcionada esta aplicada, a través del cable de alta tensión que corre por el interior del asta, sobre la punta ionizante para crear, por efecto corona, cargas libres, las cuales después serán expulsadas por efecto venturi, de la cabeza perfilada del pararrayos (circulación forzada del aire). Cuando están al exterior de la cabeza, estas cargas están sometidas al

campo eléctrico nube-tierra. Las cargas que tienen el mismo signo que el de la nube están empujadas hacia la tierra, por lo que el camino que se forma en el prolongamiento del pararrayos esta entonces exclusivamente constituida de cargas opuestas a las de la nube.

El hecho de poder favorecer cebados a valores menores que el campo electrostático, refuerza “la probabilidad de captura” de los pararrayos. Esta facultad les confiere una eficacia mayor como “captadores preferenciales”, que asumen con relación a cualquier otro punto de los edificios que protegen.

La zona de protección de la punta pararrayos se obtiene teóricamente mediante el trazado del modelo electrogeométrico, sin embargo es asimilada a las alturas menores a un cono de revolución cuya cúspide es el extremo del pararrayos, así como se ilustra en la figura 3.33.

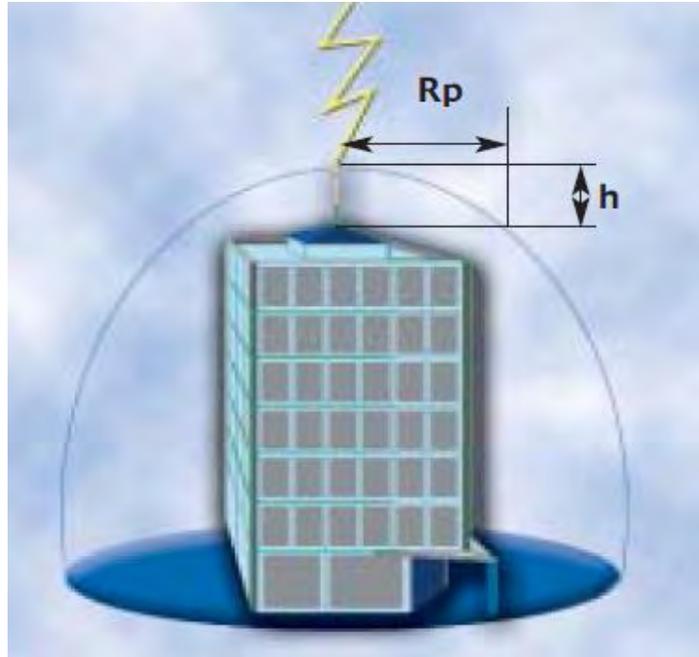


Figura 3.33 Zona de protección del pararrayo tipo PDC.

El radio de protección de estos pararrayos se calcula con la siguiente ecuación según la norma francesa y española en sus artículos 2.2.3.2 denominado “Radio de protección”:

$$R_p = \sqrt{(2Dh - h^2) + [\Delta L(2D + \Delta L)]} \dots\dots\dots (3.40)$$

Donde:

$R_p$  es el radio de protección.

$h$  es la altura tomada desde la superficie horizontal a proteger hasta la punta del pararrayos.

$\Delta L$  es la ganancia en el cebado del trazador ascendente dada en metros (ver tablas de fabricantes).

$D$  es la distancia de impacto (equilibrio iónico nube-tierra) y se puede calcular con la ecuación 3.41, pero para estos pararrayos ya están definidos valores para diferentes niveles de protección, esto es:

$$D = 10 \times I^{2/3} \dots\dots\dots (3.41)$$

Donde:

$I$  es el pico de corriente del primer arco de retorno.

Pero con valores dados:

$D=20$  metros para un nivel de protección “Nivel I”; para protección de inmuebles conteniendo sustancias peligrosas.

$D=45$  metros para un nivel de protección “Nivel II”; para protección de inmuebles conteniendo concentración de personas y equipos electrónicos y eléctricos.

$D=60$  metros para un nivel de protección “Nivel III”; para protección de personas áreas abiertas.

Cabe mencionar que la ecuación 3.40 solo es válida para  $h \geq 5$  [m], por lo que para alturas menores se recomienda obtener el radio de protección mediante el uso de las figuras 2.2.3.3 a) y b) de las normas en cuestión.

Es importante corroborar con estos métodos el valor del radio de protección, ya que la mayoría de los fabricantes entregan tablas en las cuales muestran el valor de  $R_p$  y muchas veces no verifica.

En la siguiente figura, se aprecia la instalación de una punta pararrayos tipo Ionizante sobre la techumbre de un establecimiento comercial.

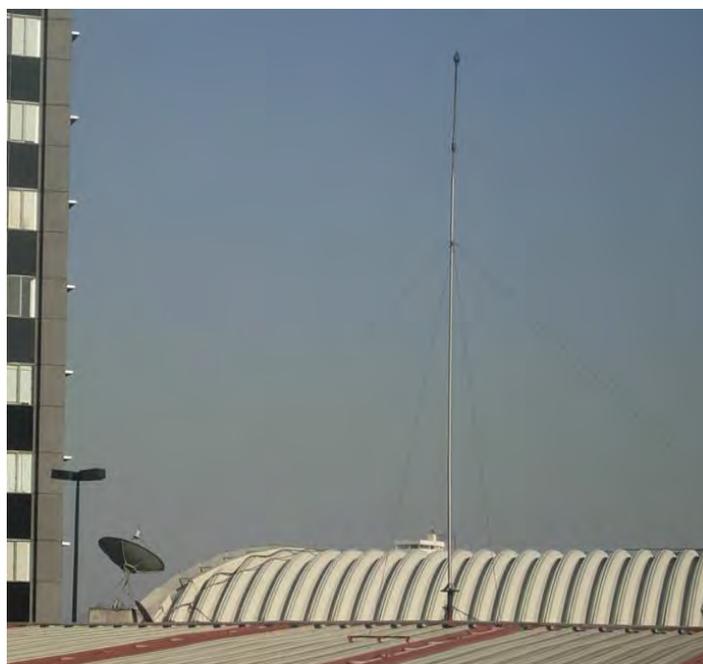


Figura 3.34 Pararrayos tipo PDC.

### 3.8.5 Conclusiones.

La gama tan extensa de pararrayos nos ha dado efectivamente una diversidad grande para escoger el tipo de acuerdo al costo o beneficio, esto ha ocasionado que la selección de la punta muchas veces sea de manera errónea dando origen a contingencias eléctricas. Lo menos drástico que puede pasar es que se gaste de más, pero si se selecciona incorrectamente una punta la seguridad de las personas y de los equipos está muy a la deriva.

El tema de los pararrayos activos o PDC es un tema muy complejo y no menos polémico. Existe una gran discusión acerca de su efectividad y aplicación entre quienes aseguran un mayor volumen de protección y quienes, argumentando que los ensayos no reproducen las condiciones reales de funcionamiento, se mantienen escépticos. Existen pocas normas que han contemplado a estos pararrayos (como ya vimos anteriormente), pero no se ha sabido de las normas conservadoras alemanas o las normas estadounidenses del IEEE o la NFPA o el ICE, en fin si no ha existido autorización alguna será por algo ¿no creen?

Mi opinión personal es que los P.D.C. son realmente más efectivos que los pasivos pero no sé cuál es la forma correcta de conocer su volumen de protección, es decir no sé cuánto más efectivos son. En general, los fabricantes proveen tablas de cálculo con zonas de protección que me parecen exageradamente grandes y no logro relacionar completamente los resultados de los ensayos con los volúmenes de protección resultantes.

En referente a los dipolo corona, personalmente recomiendo no usar este pararrayos, ya que usando el "método del cono", con este pararrayos es fácil cometer grandes errores, por ejemplo creer que se puede proteger un edificio de gran altura (alrededor de unos 65 metros) solamente con captosres en el techo, cosa que no es posible, ¿en dónde queda la protección contra descargas laterales?

En lo personal opino que las nuevas tecnologías no han demostrado ser superiores que las puntas franklin. Estas tecnologías no disponen de respaldo normativo y consenso a nivel internacional, además de que sus procedimientos detallados de diseño son potestad y propiedad de las empresas que usufructúan la patente.

Desde un punto de vista particular, es necesario que en nuestro país se defina por completo si la gama de pararrayos es la adecuada y los riesgos que se corran sean insignificantes. Es radical que se implemente una norma mexicana en donde se indique el procedimiento a seguir. Respecto a esto, me surge una pregunta, ¿si no está fundamentado teóricamente el funcionamiento de una punta dipolo corona (por mencionar alguna) por qué se vende tanto? ¿O por qué si la punta ionizante no tiene referencia con la norma mexicana y que otros país de Europa ya está siendo prohibida, aquí en México se instala y hasta muchas veces se menciona como la mejor opción de pararrayos?

La verdad es que si la autoridades correspondientes no trabajan respecto a este tema, el mercado de puntas pararrayos seguirá en aumento y con el paso del tiempo la exageración de la protección que ofrecerán las nuevas puntas, será tan grande que se creará que una sola punta cubrirá gran parte de una colonia o tal vez de un municipio. Quizá suene irreverente el comentario, pero lo cierto es que los fabricantes cada vez ofrecen dispositivos con mayor ganancias que gasto invertido.

Finalmente, disponer de un sistema de protección contra rayos no garantiza la protección absoluta de personas, estructuras u objetos; pero la aplicación de normas reduce de forma significativa el riesgo de los daños producidos. A la hora de adoptar un sistema de protección contra el rayo es necesario calcular el riesgo que tiene la estructura. Los modelos electrogeométricos son herramientas útiles para determinar la protección contra rayos, siendo importante conocer las intensidades de la zona donde han de colocarse las protecciones.

## CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO

### 4.1 Qué es el corto circuito y su importancia en el sistema eléctrico.

La planificación, el diseño y la operación de los sistemas eléctricos, requiere de minuciosos estudios para evaluar su comportamiento, confiabilidad y seguridad. Estudios típicos que se realizan son los flujos de potencia, estabilidad, coordinación de protecciones, cálculo de corto circuito, etc. Un buen diseño debe estar basado en un cuidadoso estudio que se incluye la selección de voltaje, tamaño del equipamiento y selección apropiada de las protecciones.

La mayoría de los estudios necesitan de un complejo y detallado modelo que represente al sistema eléctrico, generalmente establecido en la etapa de proyecto. Los estudios de corto circuito son típicos ejemplos de éstos, siendo esencial para la selección de equipos y el ajuste de sus respectivas protecciones.

Las dimensiones de una instalación eléctrica y de los materiales que se instalan, así como la determinación de las protecciones de las personas y bienes, precisan el cálculo de las corrientes de cortocircuito en cualquier punto de la red. Un estudio de corto circuito tiene la finalidad de proporcionar información sobre corrientes y voltajes en un sistema eléctrico durante condiciones de falla. Pero, ¿qué es y cómo se origina un corto circuito?

#### 4.1.1 Definición.

Un corto circuito es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto entre sí, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla. Se puede decir que un corto circuito es también el establecimiento de un flujo de corriente eléctrica muy alta, debido a una conexión por un circuito de baja impedancia, que prácticamente siempre ocurren por accidente. La magnitud de la corriente de corto circuito es mucho mayor que la corriente nominal o de carga que circula por el mismo. Aún en las instalaciones con las protecciones más sofisticadas se producen fallas por corto circuito.

La corriente de corto circuito se puede entender análogamente como el flujo de agua en una planta hidroeléctrica (ver figura 4.1); esto es, la cantidad de agua que fluye en condiciones normales depende de la carga de las turbinas, en este caso dentro de los límites razonables, no es de mayor importancia que el reservorio (capacidad de almacenamiento de agua) sea grande o pequeño. Este flujo de agua sería comparable al flujo de corriente eléctrica de carga en un sistema de distribución eléctrico, como por ejemplo el de una tienda de autoservicios. Entonces, si la presa se rompe la cantidad de agua que fluirá dependerá de la capacidad del reservorio, y tendrá muy poca relación con la carga de las turbinas. En este caso sí tiene mucha importancia que el reservorio sea grande o pequeño, ya que éste se asocia con la capacidad de potencia eléctrica que puede entregar la empresa que suministra energía al edificio en caso de un corto circuito.

Al igual que el flujo de agua en la planta hidroeléctrica, la corriente eléctrica de carga produce trabajo útil, mientras que la corriente de corto circuito produce efectos destructivos. La magnitud de la corriente que fluye a través de un corto circuito depende principalmente de dos factores:

- Las características y el número de fuentes que alimentan al corto circuito.
- La oposición o resistencia que presente el propio circuito de distribución.

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.

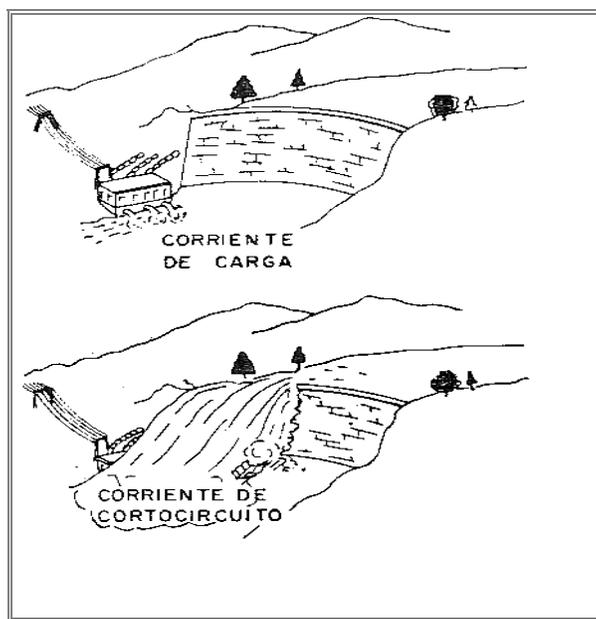


Figura 4.1 Analogía entre las corrientes de carga y corto circuito con el flujo de agua en una planta hidroeléctrica.

#### 4.1.2 Objetivo de un estudio de corto circuito.

El objetivo del estudio de corto circuito es calcular el valor máximo de la corriente y su comportamiento durante el tiempo que permanece el mismo. Esto permite determinar el valor de la corriente que debe interrumpirse y conocer el esfuerzo al que son sometidos los equipos durante el tiempo transcurrido desde que se presenta la falla hasta que se interrumpe la circulación de la corriente.

#### 4.1.3 Importancia del estudio de corto circuito.

Un aspecto importante a considerar en la operación y planificación de los sistemas eléctricos es su comportamiento en condiciones normales, sin embargo también es relevante observarlo en el estado transitorio; es decir, ante una contingencia. Esta condición transitoria en las instalaciones se debe a distintas causas y una gran variedad de ellas está fuera del control humano.

Ante ello los equipos y/o sistemas pueden sufrir daños severos temporales o permanentes en condiciones de falla. Por lo tanto, es necesario definir equipos y esquemas de protección adecuados al momento de diseñar las instalaciones, de tal forma que se asegure el correcto desempeño de la red eléctrica, apoyada por los dispositivos de monitoreo, detección y señalización.

Debido a lo indicado, se hace indispensable realizar estudios de corto circuito para determinar los niveles de corriente ante fallas, las cuales permiten obtener información necesaria para seleccionar correctamente la capacidad de los equipos en función de los requerimientos mínimos que deben cumplir y así soportar los efectos de las contingencias. Sin embargo, la presencia de fallas es una situación indeseable en un sistema eléctrico, pero lamentablemente no se pueden prever pues se presentan eventualmente teniendo diversos orígenes, por lo que ante estas condiciones, se debe estar en posibilidad de conocer las magnitudes de las corrientes de corto circuito en todos los puntos de la red.

En general, se puede mencionar que un estudio de corto circuito sirve para:

- Determinar las capacidades interruptivas de los elementos de protección como son interruptores, fusibles, entre otros.

- Realizar la coordinación de los dispositivos de protección contra las corrientes de corto circuito.
- Permite realizar estudios térmicos y dinámicos que consideren los efectos de las corrientes de corto circuito en algunos elementos de las instalaciones como son: sistemas de barras, tableros, cables, etc.
- Obtener los equivalentes de Thevenin y su utilización con otros estudios del sistema, como son los de estabilidad angular en los sistemas de potencia y ubicación de compensación reactiva en derivación, entre otros.
- Calcular las mallas de puesta a tierra, seleccionar conductores alimentadores.

Debemos entender que la duración del corto circuito es el tiempo en segundos o ciclos durante el cual, la corriente de falla se presenta en el sistema. El fuerte incremento de calor generado por tal magnitud de corriente, puede destruir o envejecer los aislantes del sistema eléctrico, por lo tanto, es de vital importancia reducir este tiempo al mínimo mediante el uso de las protecciones adecuadas.

Como se mencionó en el capítulo I, las contingencias originadas por un corto circuito son las más comunes en las instalaciones eléctricas de tiendas de autoservicios, por tal motivo la importancia de conocer sus características, como se origina, quien incrementa su valor, como estudiarlo, como protegerse ante esta situación, entre otras, es de gran relevancia en el sistema eléctrico. Si se protege adecuadamente ante adversidades provocadas o no por el ser humano, evitamos cualquier contingencia, como un incendio, una electrocución, fallas en los equipos, etc.

Está comprobado con el paso del tiempo que cuando enfrentas a un enemigo muy persuasivo, pero que sabes como atacarlo, la lucha es más fácil; por ejemplo cuando sucede una epidemia, si no se tiene información sobre la misma, el resultado se manifiesta en daños mortales a las personas, sin embargo cuando se estudia y se da la oportunidad de desarrollar vacunas, cuando el virus se presente, va a estar controlado, pero tal vez no eliminado. Lo mismo sucede con las contingencias eléctricas, en especial con el corto circuito, si conoces todo lo relacionado a él o gran parte, cuando se presente, estará controlado y eliminado en ese momento, pero mientras la cultura sobre las instalaciones eléctricas no cambie, el peligro siempre estará latente.

En la figura 4.3 se observa el incendio que consumió por completo una tienda de autoservicios conocida, ubicada en Quintana Roo el año pasado. “Este incendio se debe a un corto circuito ocurrido en el área de tableros eléctricos, el cual después se propagó hacia la bodega y finalmente en el piso de ventas, consumiendo por completo el establecimiento y algunos otros cercanos a él”, mencionó en su reportaje el periódico Noticaribe.

#### 4.1.4 Fuentes alimentadoras de corrientes de falla.

Las fuentes principales de corrientes de corto circuito son los generadores existentes en el sistema eléctrico y la generación remota de la compañía suministradora de energía eléctrica, los motores y condensadores sincrónicos, así como los motores de inducción, los cuales antes de que suceda la falla representan una carga para el sistema, pero en condiciones de corto circuito, se comportan como generadores durante un tiempo relativamente corto, ya que utilizan para su movimiento la energía almacenada en su masa (energía cinética) y en la de las máquinas acopladas a ellos. En la figura 4.2 se muestra el flujo de corriente de corto circuito de acuerdo a la aportación de cada elemento mencionado anteriormente.

La corriente que cada una de estas máquinas rotatorias aporta a la falla está limitada por su impedancia y decrece exponencialmente con el tiempo a partir del valor que adquiere inmediatamente después de la falla. Entonces la impedancia que las máquinas rotatorias presentan al cortocircuito es variable. Otro de los factores que influyen sobre la magnitud de la corriente de corto circuito son el momento, tipo y ubicación de la falla.

Para que la compañía suministradora realice la distribución de energía de manera adecuada, necesita de una inmensa cantidad de elementos interconectados. En un sistema típico los generadores no se ven afectados por la aportación de corto circuito proveniente de una planta industrial, solo existe un incremento en su corriente de carga que tiende a permanecer constante.

Si no fuera por la existencia de líneas de transmisión y distribución, así como de transformadores que se ubican en medio del suministrador y el consumidor, la compañía suministradora estaría aportando corriente de falla de forma infinita. Para facilidad de los cálculos de corto circuito, la representación de la compañía suministradora es una impedancia equivalente referida al punto de acometida, además de proporcionar un valor de  $MVA_{cc}$ . Cuando ocurre un corto circuito en el circuito al cual está conectado el generador, éste continúa produciendo voltaje porque la excitación de campo se mantiene y el primomotor sigue moviéndolo a velocidad normal. El voltaje generado produce una corriente de corto circuito de gran magnitud la cual fluye del generador (o generadores) al punto de falla.

El motor síncrono actúa como generador y entrega corriente de corto circuito en el momento de una falla. Tan pronto como la falla se establece, el voltaje en el sistema se reduce a un valor muy bajo. Consecuentemente el motor deja de entregar energía a la carga mecánica y empieza a detenerse. Sin embargo, la inercia de la carga y el rotor impiden al motor que se detenga, en otras palabras, la energía rotatoria de la carga y el rotor mueven al motor síncrono como un primomotor mueve a un generador.

Los motores de inducción presentan el mismo efecto que un motor síncrono en el momento de una falla, la inercia de la carga y el rotor siguen moviendo al motor. Sin embargo, existe una diferencia, el motor de inducción presenta un flujo, el cual funciona similarmente como el flujo producido en el campo de corriente directa en el motor síncrono. Este flujo del rotor no decae instantáneamente y la inercia sigue moviendo al motor, esto origina una tensión en el devanado del estator causando una corriente de corto circuito que fluye hasta el punto de falla mientras el flujo del motor decae a cero.

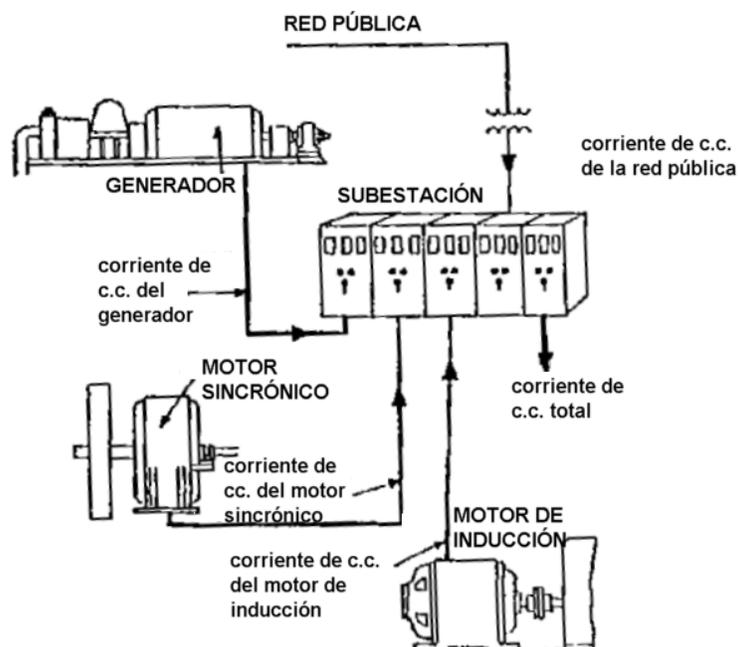


Figura 4.2 Contribuciones de distintas fuentes a la corriente de corto circuito.

## 4.2 Los tipos de fallas más recurrentes en la instalación eléctrica y los diferentes métodos de solución.

No hay duda que las fallas eléctricas por corto circuito y sobrecarga son las más comunes en las instalaciones de centros comerciales, sin embargo la que requiere mayor atención y estudio es la originada por corto circuito, debido a su naturaleza y las consecuencias que trae consigo. Entre las causas más frecuentes por corto circuito a nivel de instalaciones comerciales podemos mencionar las debidas a la ruptura o debilitamiento del aislamiento de conductores y/o equipos y los producidos por agentes ambientales, así como contacto accidental de conductores en líneas áreas por efecto del viento o por movimiento de los postes a causa de temblores o accidentes automovilísticos, o bien simplemente son errores de conexión.

En virtud de que el corto circuito trae consigo un incremento súbito del valor de la corriente, se produce también un incremento inmediato del campo magnético asociado a esa corriente, hay que recordar que el campo magnético es directamente proporcional a la corriente eléctrica.

Típicamente se producen “chispas” y fusión de los conductores en el lugar en que estos se unieron para provocar la falla por corto circuito. En otras palabras, el corto circuito sublima a los cables, es decir pasa de ser sólido a gas sin ser líquido, debido a una emisión descontrolada de electrones, los cuales tienden a salir y por lo tanto aparenta que explota o que saca esas “chispas”, o sea se presenta un arco eléctrico. También se puede desprender material de los conductores a causa de la corriente tan intensa. Estos elementos pueden causar a su vez que se produzca fuego en materiales consumibles o explosiones en atmósferas peligrosas. Además, los aislamientos de los conductores se calientan rápidamente y también pueden incendiarse.



Figura 4.3 Incendio provocado por un corto circuito.

### 4.2.1 Características del corto circuito: asimetría.

Una corriente en régimen normal es una onda senoidal a 60 [Hz] y de amplitud constante, pero cuando sucede un corto circuito, la onda de corriente sigue siendo senoidal con la misma frecuencia pero va decreciendo exponencialmente desde un valor inicial máximo hasta su valor en régimen estacionario, ya que el corto circuito es esencialmente de carácter transitorio. Lo anterior se observa en la figura 4.4 en la curva de la corriente total.

El período de ocurrencia de falla por corto circuito se divide en una serie sucesiva de intervalos “casi estacionarios”, los cuales son el período subtransitorio, transitorio y estacionario o permanente. Se tiene que tomar en cuenta el concepto de impedancia para determinar la

corriente correspondiente a cada uno de estos estados o intervalos. Esta impedancia es variable con el tiempo en las máquinas rotativas.

En las máquinas rotativas de corriente alterna generalmente la impedancia puede modelarse como una reactancia inductiva debido a la naturaleza inductiva de sus arrollados, por lo que generalmente se consideran tres reactancias asociadas a cada uno de los intervalos en los que se divide la falla:

- La reactancia subtransitoria  $X_d''$  que es la reactancia aparente del arrollado del estator en el instante del corto circuito y determina el flujo de corriente en los primeros 30 ciclos (hasta  $\frac{1}{2}$  segundo) aproximadamente.
- La reactancia transitoria  $X'$  que determina la corriente durante el período siguiente al subtransitorio y abarca el rango de tiempo entre  $\frac{1}{2}$  y 2 segundos después de la ocurrencia del corto circuito.
- La reactancia sincrónica  $X_s$ , la cual determina el flujo de corriente cuando se establece el período estacionario.

Dependiendo de la magnitud y defasaje en el tiempo entre las ondas de tensión y de corriente de un sistema en el momento de corto circuito, la corriente de falla puede presentar características de asimetría con respecto al eje normal de la corriente; en general esto ocurre cuando la onda de tensión normal se encuentra en un valor distinto a su pico máximo en el momento de ocurrencia de la falla. Para producir la máxima asimetría el corto circuito siempre debe ocurrir cuando la onda de tensión se encuentre pasando por cero. En un sistema trifásico balanceado, la máxima corriente asimétrica ocurre solamente en una de las fases del sistema (cualquiera de las tres).

La asimetría de la corriente de corto circuito surge debido a que la corriente que fluye tiene dos componentes: el componente de corriente alterna y un componente de corriente directa, tal como ocurre en los circuitos RL de corriente alterna. Esta componente d.c. decrece a medida que pasa el tiempo ya que su energía se disipa en forma de calor por la resistencia del circuito (efecto Joule). Debido a esto, la relación de decrecimiento es inversamente proporcional a la relación entre la resistencia y reactancia del circuito ( $X/R$ ), es decir entre más baja es la relación  $X/R$ , más rápido es el decrecimiento. Por ejemplo, en sistemas de baja tensión, la relación  $X/R$  generalmente es baja, aproximadamente menor a 15, por lo que la componente d.c. decae a cero en un rango entre 1 y 6 ciclos dependiendo del caso. Como se observa en la figura 4.4, el valor máximo de la corriente asimétrica ocurre cerca del medio ciclo a partir del instante del corto circuito.

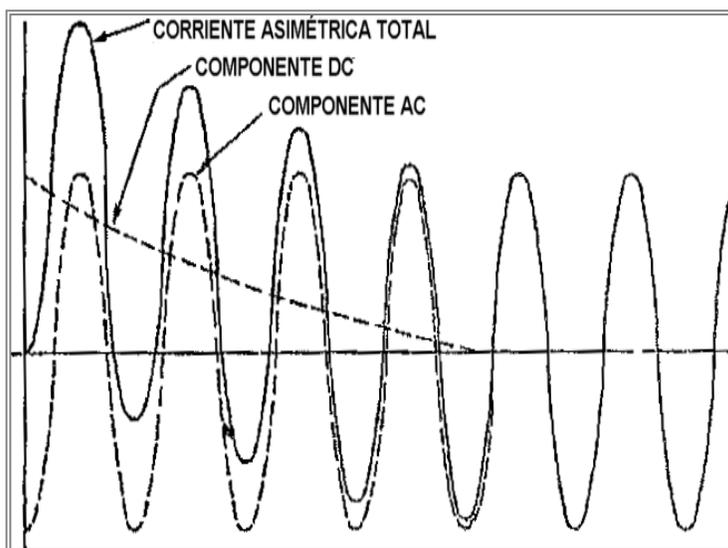


Figura 4.4 Asimetría de la corriente de corto circuito.

Como se dijo anteriormente, las corrientes de corto circuito tienen varias fuentes, las cuales contribuyen en forma diferente dependiendo de su naturaleza (ver figura 4.5). A causa de que las corrientes de las máquinas rotativas decrecen a medida que se reduce el flujo después del corto circuito, la corriente de falla total decae con el tiempo. Considerando solamente la parte simétrica de la corriente, la magnitud es máxima en el primer medio ciclo luego del corto circuito y de un valor más bajo unos pocos ciclos después. Nótese que la componente del motor de inducción desaparecerá completamente luego de uno o dos ciclos, exceptuando los motores más grandes en la cual se puede presentar por más de cuatro ciclos.

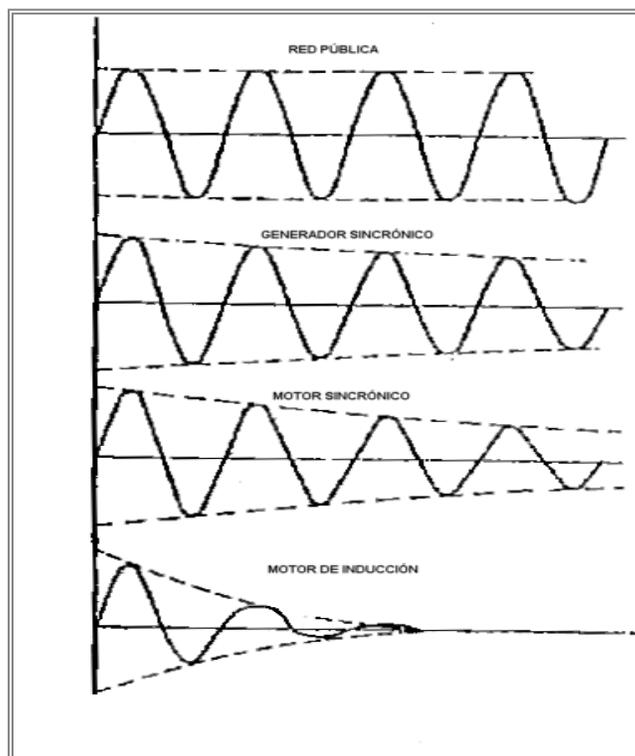


Figura 4.5 Aportación de corriente de falla de diversas fuentes.

Cuando la corriente nominal o capacidad del equipo es expresada como una corriente rms total de primer ciclo (asimétrica) o corriente de cresta de primer ciclo, la actividad de la corriente de corto circuito simétrica calculada es multiplicada por un factor de multiplicación correspondiente encontrado en el estándar aplicable para obtener la actividad de corriente rms total (asimétrica) de primer ciclo adecuada o la actividad de corriente de cresta del primer ciclo, para comparación.

En los sistemas de baja tensión que se tienen longitudes de conductor considerables, la relación X/R puede ser tan reducida que el uso de un factor de multiplicación de 1.25 origine un error importante, motivo por el cual se utiliza este factor. Aunque en consecuencia, es estos sistemas en que se considera la reactancia, conviene determinar la relación X/R que resulta y luego hallar el factor de multiplicación mínimo.

#### 4.2.2 Fallas más comunes en el sistema.

Se sabe que normalmente las corrientes de corto circuito son muy elevadas, entre 5 y 20 veces el valor máximo de la corriente de carga en el punto de falla. Las fallas por corto circuito se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- Simétricas (balanceadas). En las fallas simétricas la corriente de las tres fases del sistema son iguales en el instante del corto circuito, por ejemplo:

- ❖ Corto circuito trifásico: Sucede cuando se ponen en contacto las tres fases en un mismo punto del sistema. Es el corto circuito más severo en la mayoría de los casos.
- ❖ Corto circuito trifásico a tierra: Se ponen en contacto las tres fases y tierra en un mismo punto del sistema (muy raro).
- Asimétricas (desbalanceadas). Aquí la corriente en las tres fases del sistema no son iguales en el instante de falla. Entre éstas fallas tenemos:
  - ❖ Corto circuito bifásico (fase a fase): Esta falla aparece cuando se ponen en contacto dos fases cualesquiera del sistema.
  - ❖ Corto circuito bifásico a tierra (dos fases a tierra): En ésta sucede lo mismo que en la anterior con la salvedad que también entra en contacto la tierra.
  - ❖ Corto circuito monofásico (fase a tierra): Ocurre al ponerse en contacto una fase cualquiera con la tierra del sistema. Esta falla es la más frecuente en las instalaciones eléctricas de tiendas de autoservicio.

Para poder entender como se originan estas fallas más a fondo, es necesario echar mano de varias herramientas matemáticas, tales como diagramas unifilares, sistemas en por unidad, las componentes simétricas, diagramas de secuencia, entre otros. Cada herramienta tiene una influencia importante en el estudio de cada falla, así como en los métodos de solución.

#### 4.2.3 Métodos de solución.

Existen diferentes tipos de solución para el análisis de fallas (estudio de corto circuito), entre los cuales se destacan el método de las componentes simétricas que es un método exacto, pero que comúnmente se confunde con el método denominado por unidad. A continuación se describe una lista de los métodos más conocidos.

- Método de las componentes simétricas (método exacto).
- Método porcentual (método por unidad).
- Método de MVA's (método de las potencias).
- Método de la matriz  $Z_{bus}$  (método exacto).
- Método por software.

##### i. Método de las componentes simétricas.

Este método se basa principalmente en el desarrollo de las componentes simétricas y su relación con las redes de secuencia. Se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

- Dibujar un diagrama correspondiente al punto de falla en donde se muestre todas las conexiones de las fases en dicho punto, se indicarán corrientes, voltajes, impedancias considerando su polaridad y direcciones.
- Escribir las ecuaciones que relaciona los voltajes y corrientes conocidas para el tipo de falla en estudio.
- Transformar corrientes y voltajes del punto anterior de fases abc a secuencias 012.
- Examinar corrientes de secuencia para determinar la conexión apropiada de las terminales F y N de las redes de secuencia para satisfacer las condiciones del punto 3.
- Examinar los voltajes de secuencia para obtener la conexión apropiada de las terminales F y N de las redes de secuencia para satisfacer los puntos 3 y 4.

Después de realizar los puntos anteriores, se obtienen diferentes ecuaciones de cálculo de la corriente de falla en análisis, entonces:

➤ Falla monofásica:

$$I_{a_0} = \frac{E_{a_1}}{Z_1 + Z_2 + Z_0}; \dots\dots\dots (4.1)$$

$$I_a = 3I_{a_0}$$

➤ Falla bifásica:

$$I_{a_1} = \frac{E_{a_1}}{Z_1 + Z_2}; \dots\dots\dots (4.2)$$

$$I_b = -I_c = -j\sqrt{3} I_{a_1}$$

➤ Falla bifásica a tierra:

$$I_{a_1} = \frac{E_{a_1} Z_2}{Z_1 Z_2 + Z_2 Z_0 + Z_0 Z_1}; \dots\dots\dots (4.3)$$

$$I_b + I_c = 3I_{a_0}$$

➤ Falla trifásica:

$$I_{a_1} = \frac{E_{a_1}}{Z_1}; \dots\dots\dots (4.4)$$

$$I_a = I_{a_1}$$

Además de las consideraciones anteriores y de las ecuaciones mencionadas, este método debe en primera instancia definir una potencia base en MVA o kVA y un voltaje base en kV y posteriormente convertir todas las impedancias del sistema a valores en por unidad en dichas bases. Inmediatamente después se debe realizar una reducción de todas las impedancias a una sola en el punto de falla, es decir aplicar el teorema de Thevenin al sistema.

ii. Método por unidad.

Este método como ya se mencionó en ocasiones se confunde con el anterior, debido a que su procedimiento es muy parecido. Se basa principalmente en encontrar valores en por unidad de todos los equipos que se encuentren en el sistema, por lo que el procedimiento se reduce en encontrar la reactancia equivalente del sistema según las leyes de los circuitos eléctricos, las resistencias particulares de cada elemento significativo del sistema.

Para cada punto de falla previsto deberá resolverse la red resultante, no olvidando considerar las reactancias de máquinas rotatorias que sea necesario incluir en la red, dependiendo del número de ciclos en que se desee calcular la corriente de corto circuito. En circuitos de alta y media tensión, es de interés conocer la corriente momentánea (1/2 a 1 ciclo) y la corriente para interrupción (8 ciclos), en tanto que en baja tensión solo la corriente momentánea es de interés.

El método basa sus cálculos en la ecuación general para sistemas en por unidad y es:

$$\text{Valor en por unidad} = \frac{\text{un número}}{\text{número base}} \dots\dots\dots (4.5)$$

Este método es generalmente el más apropiado cuando en el circuito existen diversos niveles de voltaje.

El número base es también llamado valor unidad ya que en el sistema de "por unidad" tiene un valor unitario. Así, una tensión base es también llamado tensión en unidad. El símbolo que se usa para expresar valores en "por unidad" es  $\bar{X}$ , usando también la abreviatura "pu" como subíndice de la magnitud en cuestión  $X_{pu}$ .

iii. Método por MVA's.

Este método es usado en donde se requiera no ser considerada la resistencia de los elementos que integran el sistema, ya que resulta ser un método aproximado. El desarrollo de este método se basa en los siguientes pasos:

- La impedancia del equipo deberá convertirse directamente a MVA de corto circuito por la ecuación 4.6, si la reactancia del equipo está en % o por la ecuación 4.7, si la reactancia está en por unidad.

$$MVA_{cc} = \frac{(MVA_{equipo}) \times 100}{\%X \text{ del equipo}} \dots\dots\dots (4.6)$$

$$MVA_{cc} = \frac{MVA_{equipo}}{X_{pu} \text{ del equipo}} \dots\dots\dots (4.7)$$

- La impedancia de líneas y alimentadores (cables) deberá convertirse directamente a MVA de corto circuito por medio de la ecuación 4.8, si la reactancia de la línea está en Ohms.

$$MVA_{cc} = \frac{kV^2}{X_{Ohms}} \dots\dots\dots (4.8)$$

Donde se observa que los kV son los correspondientes a los de línea-línea del cable.

- Dibujar dentro de rectángulos o círculos todos los MVA de corto circuito de equipos y alimentadores siguiendo el mismo arreglo que éstos tienen en el diagrama unifilar.
- Cambiar los valores de  $MVA_{cc}$  del sistema hasta encontrar un valor equivalente en el punto de falla, considerando que los valores en serie se combinan como si fueran resistencias en paralelo y los valores que estén en paralelo se suman directamente.
- Reducir el diagrama unifilar (ya con los cambios del punto anterior) como si fuera una red de secuencias del método de componentes simétricas.
- Con el valor encontrado en el paso anterior, se calcula la corriente de corto circuito trifásico de la siguiente manera:

$$I_{cc} = \frac{(MVA_{cc}) \times 1000}{\sqrt{3} \times (kV)} \dots\dots\dots (4.9)$$

Donde se observa que los kV son los correspondientes a los de línea-línea en el punto de falla.

Cabe mencionar que, este método solo se aplica a una falla trifásica, ya que para una monofásica el procedimiento se complica demasiado.

iv. Método de la matriz  $Z_{bus}$ .

Este método al igual que el de las componentes simétricas se considera un método exacto. El desarrollo de este método solo se ha aplicado a falla trifásica, pero se puede aplicar a cualquier falla. Se trata de encontrar la matriz de impedancias  $Z_{bus}$  y esto se logra obteniendo la matriz de admitancias  $Y_{bus}$ , entonces el procedimiento es el siguiente:

- Calcular las admitancias de secuencia positiva de las ramas del circuito de impedancias, en por unidad, por la medio de la ecuación:

$$Y_{ij} = \frac{1}{Z_{ij}} \dots\dots\dots (4.10)$$

Donde:  $Z_{ij}$  = Impedancia entre los nodos  $i$  y  $j$ .

- Se forma la matriz de admitancias  $Y_{bus}$ , de secuencia positiva por inspección de la red.

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (4.11)$$

Donde:  $n$  es el número de buses.

Los elementos de la diagonal principal:  $Y_{11}$ ,  $Y_{22}$ ,  $Y_{nn}$ , etc. Se obtienen sumando todas las admitancias que estén conectadas al bus correspondiente. Mientras los elementos fuera de la diagonal principal se obtienen o son todas las admitancias que unen a dos buses pero con signo combinado.

- Se calcula la matriz de impedancias de secuencia positiva  $Z_{bus}$  por medio de la ecuación:

$$Z_{bus} = [Y_{bus}]^{-1} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \cdots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & \cdots & Z_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \cdots & Z_{nn} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (4.12)$$

- Se calculan las corrientes de corto circuito en cada bus:

Para el bus  $k$ :

$$I_k = \frac{V_k}{Z_{kk}} ; k = 1, 2, 3, \dots n \dots\dots\dots (4.13)$$

$V_k$  = Voltaje de prefalla ( $E_{a1}$ ) en el bus  $k$ .

- Se calculan los voltajes nodales en todos los buses del sistema cuando ocurre la falla en el bus  $k$ , es decir, para el bus " $n$ " cuando ocurre la falla en el bus " $k$ ":

$$V_n = V_{pn} - \frac{Z_{nk}}{Z_{kk}} I_k = V_{pn} - Z_{nk} I_k \dots\dots\dots (4.14)$$

Donde:

$V_{pn}$  = Voltaje de prefalla en el bus " $n$ ".

- Se calculan las corrientes en las ramas al ocurrir la falla (cálculo de corrientes de contribución a la falla):

$$I_{ij} = \frac{V_i - V_j}{\gamma_{ij}} = Y_{ij} (V_i - V_j) \dots\dots\dots (4.15)$$

Donde:

- $V_i$  = Voltaje en el bus " $i$ " cuando ocurre la falla en el bus " $k$ "
- $V_j$  = Voltaje en el bus " $j$ " cuando ocurre la falla en el bus " $k$ "
- $\gamma_{ij}$  = Impedancia primitiva de la línea entre los buses " $i$ " y " $j$ "
- $Y_{ij}$  = Admitancia de la línea entre los buses " $i$ " y " $j$ "

Si se calculan las corrientes sólo en función de las impedancias:

$$I_{ij} = \frac{(Z_{ik} - Z_{jk}) \times V_k}{(\gamma_{ij})(Z_{kk})} \dots\dots\dots (4.16)$$

Donde:

- $Z_{ik}$  se obtiene de la matriz  $Z_{bus}$ .
- $Z_{jk}$  se obtiene de la matriz  $Z_{bus}$ .
- $Z_{kk}$  se obtiene de la matriz  $Z_{bus}$ .

Como se logra observar, este método es más complicado que los anteriores, de aquí su poca aplicación en los sistemas de baja tensión.

#### v. Método por software.

Este método está restringido al software que se maneje, ya que cada fabricante ocupa distintos parámetros de diseño y configuraciones de su sistema.

Cabe señalar que aún cuando se diseñe muy cuidadosamente un sistema eléctrico, este estará siempre expuesto al daño que puedan causar flujos de corriente en condiciones de cortocircuito tales como sobrecalentamientos y arcos eléctricos destructivos. Para asegurar que los equipos de protección puedan aislar fallas rápidamente y minimizar el daño de cada uno de los componentes del sistema de potencia y el riesgo del personal, el estudio de corrientes de corto circuito debe ser incluido en el diseño de los sistemas eléctricos de baja tensión y también cuando se hagan modificaciones a los sistemas existentes.

### 4.3 Cálculo de la corriente de corto circuito trifásica en el sistema eléctrico.

#### 4.3.1 Justificación.

En una instalación eléctrica de tiendas de autoservicio, es muy común encontrarse con una gama variada de interruptores, algunos de diferente marca que otros, de diferente capacidad nominal y diferente capacidad interruptiva, etc. Por tal motivo, es muy común también encontrarse con errores de selección; pero ¿qué tanto puede afectar una selección inadecuada? La respuesta es similar ya que se pone en peligro a las personas, entonces a continuación, se muestra un pequeño desarrollo de un cálculo de corto circuito trifásico típico.

Se realiza un análisis de la falla trifásica, porque además de estar indicada en el PEC-2005 en su artículo 6.2 inciso VI, los interruptores trifásicos soportan mejor una falla monofásica o bifásica, debido a que los esfuerzos mecánicos y la ionización son menores cuando ocurre en una o dos fases; la falla trifásica por ser franca o equilibrada es mucho mayor que alguna otra.

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

El método de solución que se maneja es el de componentes simétricas, considerando la aportación de corto circuito por parte de la compañía suministradora. Como en el caso de un corto circuito trifásico simétrico, el sistema eléctrico queda balanceado, es posible trabajar utilizando el circuito equivalente por fase, con las aproximaciones usuales, aplicando Thevenin en el punto de falla (componentes simétricas). El método es cómodo para resolver problemas con pocos nodos; sin embargo, cuando se trata de sistemas de mayor tamaño, resulta poco práctico. Por otra parte, para calcular un corto circuito en otra barra es necesario hacer de nuevo todos las reducciones. Cuando se trata de sistemas de gran magnitud, los cálculos manuales resultan demasiado engorrosos y se debe recurrir al uso de los computadores digitales.

El procedimiento de cálculo cumple con las normas:

- NOM-001-SEDE-2005. Instalaciones Eléctricas (Utilización).
- STD\_141\_1993\_Red\_Book\_IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants.
- National Electrical Code 2008.

El método de las componentes simétricas basa su procedimiento en encontrar valores en por unidad (PU) de las Impedancias de los elementos que conforman y que tiene aportación de corrientes de corto circuito al sistema, para finalmente obtener la impedancia equivalente de Thevenin y posteriormente evaluar con la ecuación correspondiente a la corriente de secuencia positiva, que en realidad es la corriente de falla. Una vez encontrada, se realiza el producto de la corriente base con la corriente de secuencia, para así obtener la corriente trifásica en el punto de análisis.

#### 4.3.2 Desarrollo.

##### i. Datos conocidos:

- Contribución de CFE:

$P_{CC_{3\phi}}$  [MVA] Simétricos.

- Diagrama Unifilar.

##### ii. Cálculos:

Del diagrama unifilar regularmente se pueden obtener los valores del porcentaje de impedancia (%Z) de los transformadores. Sin embargo comúnmente hacen falta los datos de impedancia o reactancia de la mayoría de equipos, los cuales hay que obtener.

Para esto, echamos mano del Std.141-1993. Red Book del IEEE “Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants”, el cual indica que para motores menores a 50 HP hasta 200 HP con voltajes de operación menores a 600 V, se puede estimar un valor de reactancia (un poco sobrado) de 25 %. Ver tablas 4.1 y 4.2.

Por otra parte encontramos que existen cargas que contribuyen con corriente de corto circuito al sistema, pero que no están expresadas como motores o generadores, sino como tableros, por lo que tomaremos la impedancia de los alimentadores para poder obtener dicha contribución. En la tabla 4.3 se observan valores típicos (NEC 2008, específicamente en el capítulo 9, Tabla 9). Además para fines prácticos se considera que un 1HP = 1kVA (factor de potencia unitario).

Tipo de máquina giratoria	Red de primer ciclo	Red de interrupción
Motores de inducción		
Todos los otros, 50 hp y mayores	$1.2 X_d''^*$	$3.0 X_d''^*$
Todos los menores a 50 hp	$1.67 X_d''^{**}$	omitido

Tabla 4.1 (4-2 del capítulo 4.5.4.1) Red combinada de multiplicadores de reactancia (o impedancia) de máquina giratoria.

Tipo de máquina giratoria	Red de primer ciclo	Red de interrupción
Todos los generadores de turbina; todos los hidrogeneradores con arrollamientos amortiguadores; todos los condensadores	$1.0 X_d''$	$1.0 X_d''$
Hidrogeneradores sin arrollamientos amortiguadores	$0.75 X_d'$	$0.75 X_d'$
Todos los motores síncronos	$1.0 X_d''$	$1.5 X_d''$
Motores de inducción		
Mayores a 1000 hp a 1800 r/min o menos	$1.0 X_d''$	$1.5 X_d''$
Mayores a 250 hp a 3600 r/min	$1.0 X_d''$	$1.5 X_d''$
Todos los otros, 50 hp y mayores	$1.2 X_d''$	$3.0 X_d''$
Todos los menores a 50 hp	No usada	No usada

Tabla 4.2 (4-1 del capítulo 4.5.4.1) Multiplicadores de reactancia (o impedancia) de máquina giratoria.

Size (AWG or kcmil)	Ohms to Neutral per Kilometer Ohms to Neutral per 1000 Feet															Size (AWG or kcmil)
	$X_L$ (Reactance) for All Wires		Alternating-Current Resistance for Uncoated Copper Wires			Alternating-Current Resistance for Aluminum Wires			Effective Z at 0.85 PF for Uncoated Copper Wires			Effective Z at 0.85 PF for Aluminum Wires				
	PVC, Aluminum Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Aluminum Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Aluminum Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Aluminum Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Aluminum Conduit	Steel Conduit		
14	0.190 0.058	0.240 0.073	10.2 3.1	10.2 3.1	10.2 3.1	—	—	—	8.9 2.7	8.9 2.7	8.9 2.7	—	—	—	14	
12	0.177 0.054	0.223 0.068	6.6 2.0	6.6 2.0	6.6 2.0	10.5 3.2	10.5 3.2	10.5 3.2	5.6 1.7	5.6 1.7	5.6 1.7	9.2 2.8	9.2 2.8	9.2 2.8	12	
10	0.164 0.050	0.207 0.063	3.9 1.2	3.9 1.2	3.9 1.2	6.6 2.0	6.6 2.0	6.6 2.0	3.6 1.1	3.6 1.1	3.6 1.1	5.9 1.8	5.9 1.8	5.9 1.8	10	
8	0.171 0.052	0.213 0.065	2.56 0.78	2.56 0.78	2.56 0.78	4.3 1.3	4.3 1.3	4.3 1.3	2.26 0.69	2.26 0.69	2.30 0.70	3.6 1.1	3.6 1.1	3.6 1.1	8	
6	0.167 0.051	0.210 0.064	1.61 0.49	1.61 0.49	1.61 0.49	2.66 0.81	2.66 0.81	2.66 0.81	1.44 0.44	1.48 0.45	1.48 0.45	2.33 0.71	2.36 0.72	2.36 0.72	6	
4	0.157 0.048	0.197 0.060	1.02 0.31	1.02 0.31	1.02 0.31	1.67 0.51	1.67 0.51	1.67 0.51	0.95 0.29	0.95 0.29	0.98 0.30	1.51 0.46	1.51 0.46	1.51 0.46	4	
3	0.154 0.047	0.194 0.059	0.82 0.25	0.82 0.25	0.82 0.25	1.31 0.40	1.35 0.41	1.31 0.40	0.75 0.23	0.79 0.24	0.79 0.24	1.21 0.37	1.21 0.37	1.21 0.37	3	
2	0.148 0.045	0.187 0.057	0.62 0.19	0.66 0.20	0.66 0.20	1.05 0.32	1.05 0.32	1.05 0.32	0.62 0.19	0.62 0.19	0.66 0.20	0.98 0.30	0.98 0.30	0.98 0.30	2	
1	0.151 0.046	0.187 0.057	0.49 0.15	0.52 0.16	0.52 0.16	0.82 0.25	0.85 0.26	0.82 0.25	0.52 0.16	0.52 0.16	0.52 0.16	0.79 0.24	0.79 0.24	0.82 0.25	1	
1/0	0.144 0.044	0.180 0.055	0.39 0.12	0.43 0.13	0.39 0.12	0.66 0.20	0.69 0.21	0.66 0.20	0.43 0.13	0.43 0.13	0.43 0.13	0.62 0.19	0.66 0.20	0.66 0.20	1/0	
2/0	0.141 0.043	0.177 0.054	0.33 0.10	0.33 0.10	0.33 0.10	0.52 0.16	0.52 0.16	0.52 0.16	0.36 0.11	0.36 0.11	0.36 0.11	0.52 0.16	0.52 0.16	0.52 0.16	2/0	
3/0	0.138 0.042	0.171 0.052	0.253 0.077	0.269 0.082	0.259 0.079	0.43 0.13	0.43 0.13	0.43 0.13	0.289 0.088	0.302 0.092	0.308 0.094	0.43 0.13	0.43 0.13	0.46 0.14	3/0	
4/0	0.135 0.041	0.167 0.051	0.203 0.062	0.220 0.067	0.207 0.063	0.33 0.10	0.36 0.11	0.33 0.10	0.243 0.074	0.256 0.078	0.262 0.080	0.36 0.11	0.36 0.11	0.36 0.11	4/0	
250	0.135 0.041	0.171 0.052	0.171 0.052	0.187 0.057	0.177 0.054	0.279 0.085	0.295 0.090	0.282 0.086	0.217 0.066	0.230 0.070	0.240 0.073	0.308 0.094	0.322 0.103	0.33 0.10	250	
300	0.135 0.041	0.167 0.051	0.144 0.044	0.161 0.049	0.148 0.045	0.233 0.071	0.249 0.076	0.236 0.072	0.194 0.059	0.207 0.063	0.213 0.065	0.269 0.082	0.282 0.086	0.289 0.088	300	
350	0.131 0.040	0.164 0.050	0.125 0.038	0.141 0.043	0.128 0.039	0.200 0.061	0.217 0.066	0.207 0.063	0.174 0.053	0.190 0.058	0.197 0.060	0.240 0.073	0.253 0.077	0.262 0.080	350	

Tabla 4.3 (Tabla No. 9 NEC-2008) Resistencia y reactancia en a.c. para 600 V, tres cables monopolares, 60 Hz, en un conduit.

➤ Bases del Sistema:

Para obtener los valores base (la potencia, los kV base) del sistema, se sugiere que sean aquéllos que se relacionen con la mayoría de los demás niveles de voltaje y potencias del sistema.

Para obtener las impedancias base, se consideran varias secciones del diagrama unifilar (ver figura 4.6) y después se hace una relación, como la indicada en la tabla 4.3.

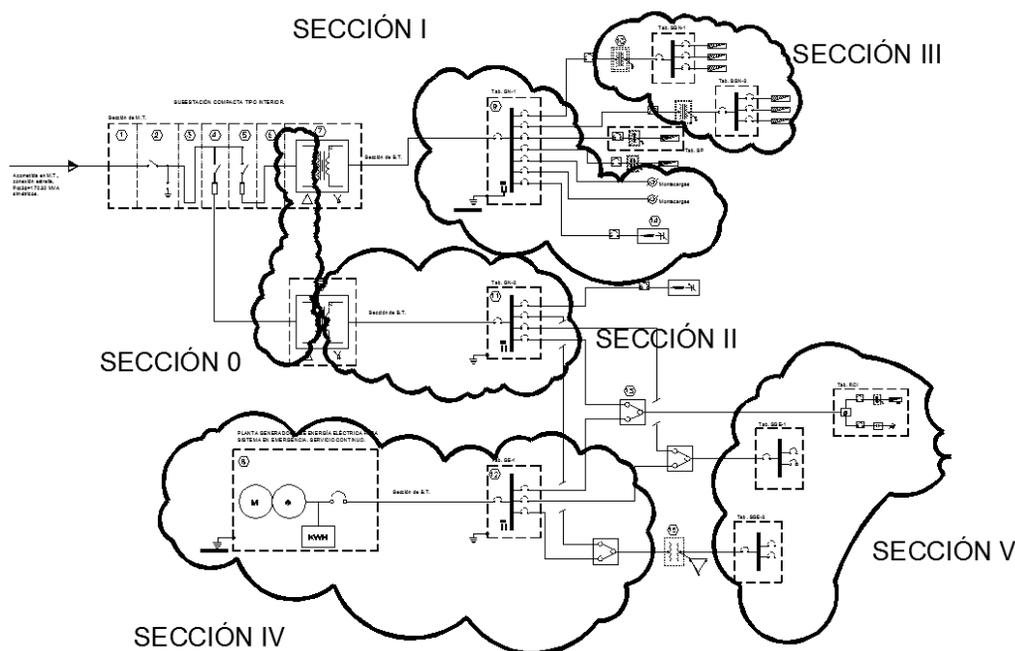


Figura 4.6 Diagrama unifilar en secciones.

Sección	0	I	II	III	IV	V	Unidades
$S_B$	0.750	0.750	0.750	0.750	0.750	0.750	MVA
$V_B$	13.2	0.480	0.480	0.220	0.480	0.220	kV
$Z_B$	2.323.200	0.3072	0.3072	0.0645	0.3072	0.0645	$\Omega$

Tabla 4.3 Potencias, voltajes e impedancias bases del sistema.

Aquí para obtener las impedancias y algunos voltajes que no estén en la misma base o similar (debido a las relaciones del transformador) se utilizan las ecuaciones 4.17 y 4.18.

$$Z_{B_{sección\ X}} = \frac{kV^2}{MVA} \dots\dots\dots (4.17)$$

$$V_{sección\ X} = V_B \left( \frac{V_{sec\ trafo}}{V_{prim\ trafo}} \right) \dots\dots\dots (4.18)$$

➤ Cálculo de las reactancias en pu:

❖ Acometida:

$$\bar{X} = \frac{MVA_B}{MVA_{CC3\phi}} \dots\dots\dots (4.19)$$

Se recomienda que los cálculos se dejen expresados con cuatro decimales con el fin de exactitud en los cálculos.

❖ Transformadores:

$$\bar{Z} = \frac{\%Z}{100} [\text{pu}] \dots\dots\dots (4.20)$$

En ocasiones sucede que los transformadores se encuentran en un bus que está a la misma base del sistema (por la relación de transformador), pero no a la misma potencia base del sistema, por lo que se realiza un cambio de base como:

$$\bar{X}_{\text{nueva}} = \bar{X}_{\text{ante}} \left( \frac{V_{\text{B ante}}}{V_{\text{B nueva}}} \right)^2 \left( \frac{S_{\text{B nueva}}}{S_{\text{B ante}}} \right) \dots\dots\dots (4.20')$$

❖ Tableros:

En este cálculo se debe tomar en cuenta el número de conductores por fase, el calibre del conductor y la longitud, esto es:

$$Z = \left( \frac{Z_{\text{cond}}}{\text{No. cables} \times \text{fase}} \right) \times \text{longitud} [\Omega] \dots\dots\dots (4.21)$$

$$\bar{Z} = \frac{Z[\Omega]}{Z_{\text{B}}[\Omega]} [\text{pu}] \dots\dots\dots (4.22)$$

❖ Motores:

Para este caso, se toma en cuenta lo anteriormente dicho sobre las reactancias de los motores que no se proporcionaron en el diagrama unifilar, entonces de acuerdo a las tablas 4.1 y 4.2, la reactancia de los motores no indicados será como a continuación (tomando en cuenta las bases del sistema y verificar que no exista cambio de base):

$$\bar{X}_{\text{no indicadas}} = 0.25 [\text{pu}] \dots\dots\dots (4.23)$$

Cuando existan motores mayores a 200 HP (por obviedad las tablas antes mencionadas ya no aplican), para obtener la impedancia (o reactancia) del equipo, se realiza con la siguiente ecuación, según los estándares C37-010-1979, C37.5-1979 y C37-13-1990 del IEEE.

$$\bar{X} = \left( \frac{\text{kV}}{\text{kV}_{\text{B}}} \right) \times \bar{I} \dots\dots\dots (4.24)$$

En donde la  $\bar{I}$  es la corriente de corto circuito del equipo expresada en por unidad, ésta última se obtiene de la siguiente manera:

$$\bar{I} = \frac{I_{\text{aport}}}{I_{\text{B}}} \dots\dots\dots (4.25)$$

Entonces:

Se recomienda que la corriente de aportación de corto circuito del equipo sea 4 veces el valor de la corriente nominal, esto es:

$$I_{\text{aport}} = 4 \times I_{\text{n}} \dots\dots\dots (4.26)$$



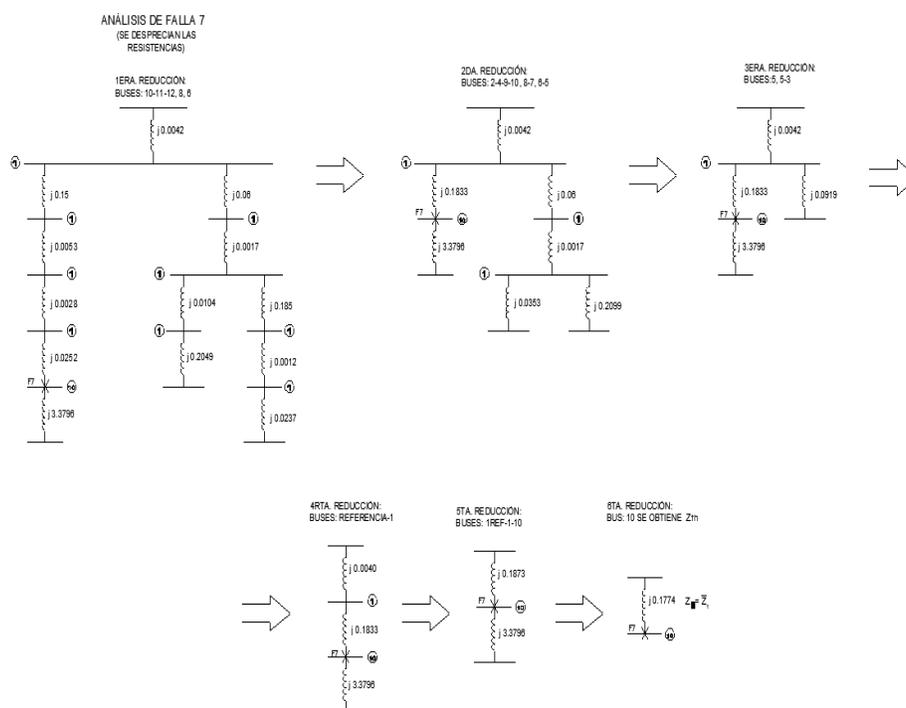


Figura 4.8 Reducción y obtención de la impedancia equivalente de Thevenin.

iii. Conclusiones:

Toda vez obtenidos los valores de corto circuito en los puntos de análisis, se procede a determinar la capacidad interruptiva de los dispositivos de protección para cada elemento en análisis, indicando si se trata de capacidad interruptiva normal, media o alta, dependiendo del marco de cada interruptor y de las diferentes marcas existentes en el mercado, así como para indicar la capacidad interruptiva de las barras de los tableros. Finalmente, con estos valores obtenidos se realizará la coordinación de protecciones correspondiente para el sistema eléctrico del proyecto.

#### 4.4 Selección de fusibles e interruptores.

Cualquier instalación eléctrica debe de estar protegida contra los cortos circuitos y esto, salvo excepción, en cada punto que se presenta una discontinuidad eléctrica, lo que corresponde casi siempre con un cambio de sección de los conductores. La intensidad de la corriente de corto circuito debe calcularse para cada uno de los diversos niveles de la instalación con el fin de poder determinar las características de los componentes que deberán soportar o cortar la corriente de defecto.

##### 4.4.1 Selección de interruptores.

Como se mencionó arriba, teniendo la capacidad de corto circuito, es necesario obtener una protección adecuada a éste para poder interrumpir la falla y evitar riesgos mayores. El elemento más usado en las instalaciones de tiendas de autoservicio es el interruptor termomagnético, que por su diversidad y características (vistas en el capítulo I) resulta ser la mejor opción.

Existen dos formas para interrumpir el flujo de la corriente: reduciendo a cero el potencial que lo genera y separando físicamente el conductor del flujo de corriente. Esta última, es la más usada para lograr dicha interrupción. Los primeros interruptores consistían en un juego de barras conductoras sumergidas en mercurio, posteriormente, se diseñó el interruptor con cuchillas, que aún es usado en algunas aplicaciones de baja tensión. En los interruptores

modernos la interrupción es un proceso que inicia en el instante de separación de sus contactos. Éste continúa mientras los contactos se separan y forman un entrehierro que es puentado por un plasma conductor. El proceso de interrupción termina cuando el plasma conductor pierde su conductividad. El plasma conductor es el núcleo del arco eléctrico y un elemento indispensable del proceso de interrupción de corriente. Basado en lo anterior, se deduce que el proceso de extinción del arco constituye el fundamento sobre el que se basa la interrupción de corriente.

Las condiciones bajo las que el interruptor opera están determinadas por las características eléctricas del circuito a interrumpir. La operación de un interruptor modifica el estado del circuito en el cual opera. Esta modificación comprende una fase transitoria, en la que se producen una serie de fenómenos transitorios provocados por el paso de un estado a otro.

El funcionamiento de los interruptores en el momento de interrupción de las corrientes de corto circuito depende de varios factores que se consideran como condiciones severas. La corriente y la tensión de corto circuito (ver figura 4.9) muestran que al efectuarse la interrupción al cruce por cero de la corriente, la tensión que aparece en las terminales del interruptor tiene una influencia importante en su funcionamiento. De hecho, la interrupción exitosa de la corriente depende de esta tensión. Esta tensión en las terminales después de la interrupción de corriente, tiene dos componentes: la primera (inmediatamente después de la interrupción), llamada tensión transitoria de restablecimiento y la segunda (después de que se amortiguan las oscilaciones) que alcanza la tensión de 60 Hz, llamada tensión de recuperación.

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 se encuentre conectado.

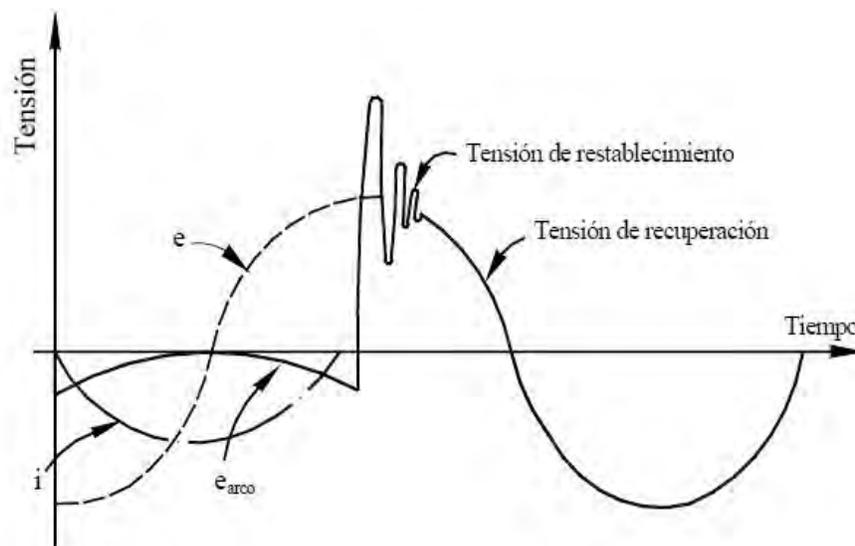


Figura 4.9 Tensiones producidas durante un corto circuito.

Para seleccionar un interruptor termomagnético adecuado debemos conocer primero algunas definiciones que nos servirán de gran ayuda. A continuación se enuncian algunas de las más importantes:

- Tensión normal de diseño: Es la tensión máxima para la que fue diseñado el interruptor.
- Tensión nominal de operación: Es la tensión del sistema donde operará el interruptor.
- Corriente nominal: Es la corriente máxima que puede circular a través de los contactos principales del interruptor.

- Capacidad interruptiva: Es la cantidad de corriente que el interruptor puede interrumpir con seguridad.
- Tensión de control: Es la tensión de los dispositivos secundarios de control.

De las definiciones anteriores la capacidad interruptiva es la más importante en la selección del interruptor de acuerdo al cálculo de corto circuito trifásico. Esta característica también llamada la potencia máxima de corto circuito que puede soportar un interruptor termomagnético está limitada por:

- La separación de los contactos en posición abierta.
- El tiempo que tardan en abrirse los contactos y llegar a la separación máxima.
- La capacidad de la cámara de extinción para enfriar los gases del arco.

Si la capacidad de corto circuito se especifica en amperes se entiende que el voltaje de restablecimiento es el voltaje nominal. Si la corriente de corto circuito sobrepasa la capacidad interruptiva, las paredes de la cámara de extinción no son capaces de enfriar los gases ionizados y la corriente sigue fluyendo. Entonces la energía disipada por el arco por efecto Joule, debida a la resistencia del arco ( $R I^2 t$ ), aumenta súbitamente y en fracciones de segundo los gases aumentan de volumen produciendo una explosión. Lo mismo sucede si la corriente es menor que la corriente máxima de corto circuito, pero el voltaje de restablecimiento es mayor que el voltaje nominal, ya que este voltaje restablece la corriente después de cada paso por cero y el arco se mantiene. En la figura 4.10 se muestran dos imágenes de un par de interruptores termomagnéticos, en donde se puede apreciar la capacidad interruptiva dada en kA y la capacidad nominal del interruptor dada en amperes.



Figura 4.10 Capacidad nominal en amperes y capacidad interruptiva en kA.

Todos los interruptores deben tener un respaldo, de tal forma que si la potencia del corto circuito es mayor a la que soporta el aparato, el respaldo opera y detiene el desarrollo de la energía en el arco del elemento que no pudo interrumpir.

Entonces resulta muy importante la calibración relativa (magnitudes nominales) entre dos elementos de protección en la misma rama. Si el rango de calibración entre ambos es muy

amplio, el respaldo puede considerar pequeña a una falla capaz de destruir al elemento de protección que no la interrumpió.

Amén de entendido el funcionamiento del interruptor en condiciones de falla y con el valor de corto circuito trifásico, se revisan catálogos de productos de fabricantes, para determinar la capacidad interruptiva del interruptor y sus características generales. Cabe mencionar que en las instalaciones eléctricas de centros comerciales, se cometen muchos errores de selección de los interruptores. Pero debido a que la mayoría de éstos están instalados en baja tensión, el nivel de corto circuito relativamente es pequeño y con “mucho suerte” la falla no perdura, sin embargo éste tipo de situaciones son las que se deben evitar en las instalaciones, ya que nuestro trabajo como ingenieros no se lo podemos dejar a la suerte.

#### 4.4.2 Selección de fusibles.

Al ocurrir una condición de corto circuito en una red eléctrica, se producen efectos térmicos y dinámicos muy apreciables a causa de las elevadas magnitudes que alcanza la corriente. La interrupción de estas corrientes en el menor tiempo posible es de suma importancia puesto que se evitan o cuando menos se minimizan los daños ocasionados por el sobrecalentamiento de partes conductoras y por los esfuerzos dinámicos.

##### 4.4.2.1 Definición.

Otro dispositivo de protección importante en las instalaciones eléctricas de centros comerciales es el fusible, que como se mencionó en el capítulo I, existen para baja, media y/o alta tensión. La idea general de este apartado es explicar de manera breve su funcionamiento, con el fin de entenderlos y poder especificar el adecuado en las instalaciones.

Los fusibles se definen como dispositivos de sobrecorriente con una parte extraíble que se calienta y es destruida cuando pasa una cantidad de corriente prefijada, provocando la apertura del circuito asociado al mismo. Todos los fusibles tienen la capacidad de limitar la corriente, pero el término “fusibles limitadores” se aplica a fusibles con una acción limitadora mucho más pronunciada. Estos fusibles son diseñados para actuar mucho más rápido que los fusibles normales, ya que pueden realizar la apertura del circuito en menos de  $\frac{1}{4}$  de ciclo a 60 Hz, antes que la magnitud de la corriente de corto circuito llegue a sus valores máximos.

Su principal uso es acompañado de interruptores o contactores de bajo voltaje, para evitar su destrucción cuando las magnitudes de la corriente de falla superen la capacidad de interrupción de los mismos. Los elementos fusible tienen una serie de perforaciones de precisión regularmente espaciadas a todo lo largo, calibradas de acuerdo a las características de cada fusible y que constituyen una reducción en la sección transversal de conducción al circular una corriente de corto circuito, es en estas zonas donde se produce la fusión de los elementos y se establece el arco voltaico durante la primera parte de la onda de la corriente. El tipo y número de cintas de plata conectadas en paralelo depende de la corriente nominal del fusible.

##### 4.4.2.2 Funcionamiento.

Estos fusibles proporcionan protección contra los daños térmicos y dinámicos que ocurrirían en caso de falla. La interrupción se debe a su respuesta instantánea y a la característica de limitación de corriente de corto circuito a los valores previstos en el diseño del fusible, en el momento de interrumpir la corriente antes de que el primer semiciclo de la onda de corriente llegue a su valor máximo natural. Cabe mencionar que la interrupción se realiza tanto para corrientes de corto circuito simétricas como asimétricas. En la figura 4.11 se observa este fenómeno.

El tiempo total de interrupción se compone del período de fusión durante el cual el calor se incrementa en el elemento del fusible y el período de arqueo después de que el elemento se funde y otros componentes del fusible enfrían los productos gaseosos del arco. El arco agrega una impedancia que limita la corriente, reduciéndola finalmente a cero.

La importancia de los fusibles radica en el efecto limitador de corriente, que es la capacidad de los fusibles para interrumpir la corriente de corto circuito antes de que alcance su valor pico máximo, al limitar el valor de la corriente de paso  $I_D$  al valor de la corriente de ruptura o corriente de fusión  $I_S$  que es considerablemente menor que la corriente de corto circuito no limitada (corriente prospectiva)  $I_k''$  mostrada en la figura 4.11 con línea punteada y que corresponde a la corriente de corto circuito disponible en el punto donde ocurre la falla.

Al iniciarse el corto circuito, una mínima resistencia se opone a la circulación de corriente de paso  $I_D$  por lo que ésta se incrementa a la par de  $I_k''$ , iniciándose el proceso de elevación de temperatura en los elementos fusible. Al llegar al valor  $I_S$ , los elementos fusible se funden y/o evaporan e interrumpen el circuito en varios puntos, apareciendo múltiples arcos voltaicos, cuya longitud se va incrementando rápidamente al fundirse y/o evaporarse más material. La tensión se incrementa bruscamente a partir del momento de la fusión hasta llegar a un máximo (tensión de interrupción) y la corriente se limita al valor  $I_S$ , iniciándose a partir de este momento un proceso de disminución.

El efecto limitador es por lo tanto el resultado de la inserción de la resistencia de los arcos voltaicos en varios puntos a partir de la fusión. Al enfriarse los arcos por efecto de la arena circundante se reduce consecuentemente la conductividad y por lo tanto, la resistencia a la circulación de corriente aumenta rápidamente. La corriente disminuye gradualmente al mismo tiempo que la tensión. Cerca del siguiente paso por cero de la tensión, se extinguen los arcos voltaicos y la corriente queda interrumpida totalmente. Los eventos descritos suceden dentro del primer semiciclo de la corriente de corto circuito, es decir en menos de 8 a 10 milisegundos.

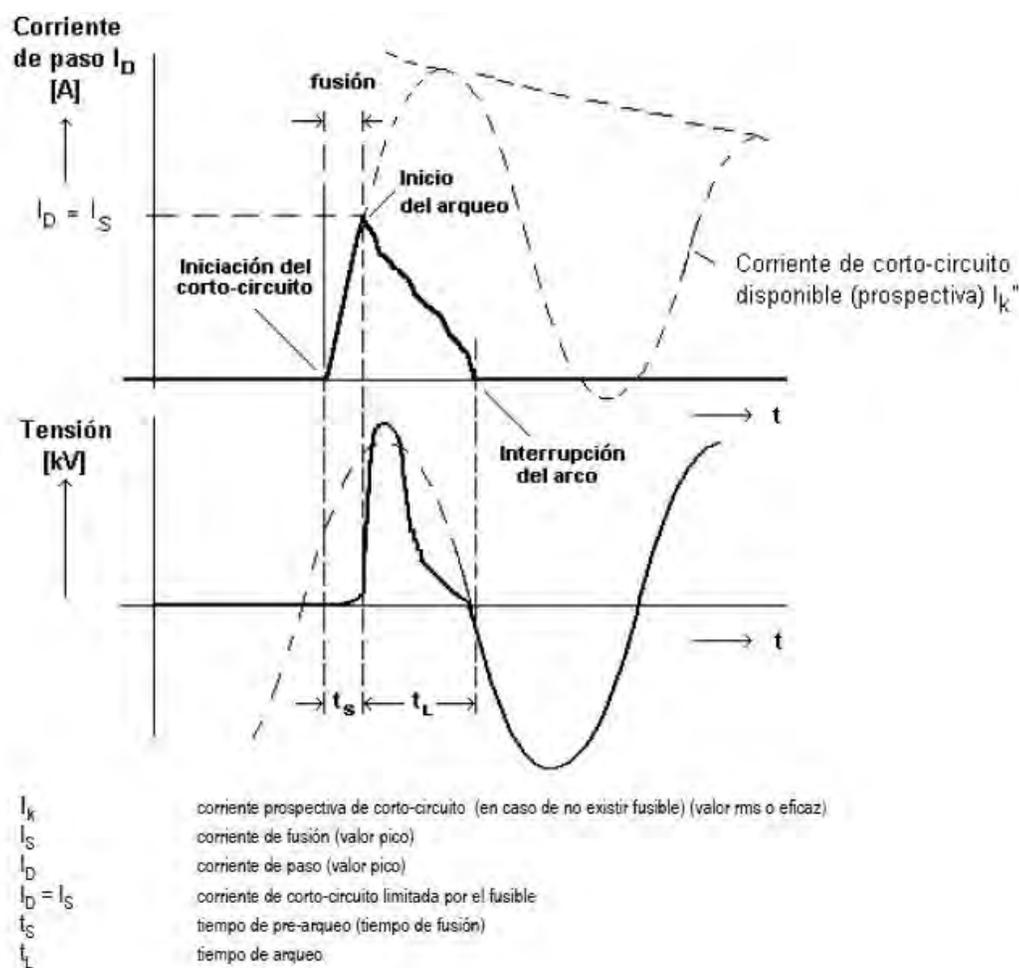


Figura 4.11 Proceso de interrupción de corriente de corto circuito en un fusible.

## 4.4.2.3 Parámetros de selección.

La selección adecuada de los fusibles está en función de diversos parámetros, a continuación se mencionan las más importantes.

- Corriente nominal ( $I_n$ ): La corriente nominal de un fusible corresponde al valor máximo de corriente que él mismo puede conducir por tiempo indefinido sin llegar a la fusión y que genera una cantidad de calor tal que el fusible puede disipar satisfactoriamente.
- Corriente máxima de interrupción ( $I_1$ ): También llamada capacidad interruptiva y corresponde a la intensidad de corriente corto circuito que un fusible es capaz de interrumpir con seguridad. Es del orden de varias decenas de kA.
- Corriente mínima de interrupción ( $I_3$ ): Para valores por encima de  $I_n$ , los tiempos de fusión son muy largos y van disminuyendo a medida que la corriente es mayor, así como se indica en la figura 4.12. En este rango, la capacidad de disipación de calor es menor que la cantidad de calor generado en el interior, por lo que se presentan esfuerzos térmicos severos que pueden dañar al fusible. A medida que la corriente es mayor, los tiempos de fusión son más reducidos y se llega a un punto tal que la fusión ocurre en un lapso de tiempo relativamente corto, antes de que se presenten los esfuerzos térmicos y daños al fusible. A este valor de corriente se le define como la corriente mínima de interrupción  $I_3$  y corresponde por lo tanto al límite inferior de la gama de corrientes que el fusible puede interrumpir satisfactoriamente.

Considerando lo anterior, en las curvas corriente tiempo se define para cada tipo de fusible un valor de corriente mínima de interrupción por debajo del cual no es recomendable la operación durante lapsos prolongados, debido a que la sobrecorriente no presenta una magnitud suficientemente alta para producir la fusión en forma franca y definida, pero produce un excesivo calentamiento, modificando las características de los elementos fusible y produciendo daños térmicos al cuerpo del mismo.

Por lo tanto, los fusibles limitadores de corriente no deben operar durante tiempos prolongados en el rango de corrientes superiores a la nominal e inferiores a la corriente mínima de interrupción por los motivos expuestos. Sin embargo, en el caso de corrientes altas superiores a  $I_3$ , es decir en la gama de las corrientes de corto circuito, la operación del fusible es rápida, definida y predecible.

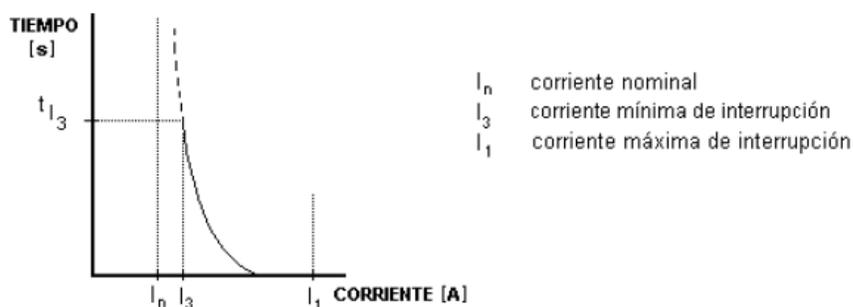


Figura 4.12 Curva característica corriente tiempo de un fusible.

- Tensión de operación ( $V_n$ ): Cuando se especifican las características de un fusible, es de vital importancia indicar la tensión de operación del sistema, ya que de ésta se especifica la tensión de operación del fusible. Si se especifica al fusible con otra tensión diferente a la de la red, es decir con una tensión de operación menor respecto a la tensión de la red se presentarán problemas para manejar los gradientes de crecimiento de la tensión, mientras que uno de mayor tensión nominal y consecuentemente de mayor tensión de interrupción, causaría un mayor gradiente de

crecimiento de tensión y consecuentemente originaría problemas en los aislamientos de otros equipos del sistema.

En conclusión, la selección de un fusible no debe realizarse solo en base a la experiencia, como en muchas ocasiones se realiza, se debe hacer un estudio detallado con el fin de conocer todas las adversidades que pudieran presentarse, así como las ventajas que un sistema de protección coordinado arroja.

#### 4.5 Efectos del corto circuito.

Si bien el corto circuito es un fenómeno que por lo regular es accidental, no está por demás conocer los efectos que trae consigo. Éstos son muy variados, pero los más importantes son:

- El efecto Joule.

Los sólidos tienen generalmente una estructura cristalina, ocupando los átomos o moléculas los vértices de las celdas unitarias, y a veces también el centro de la celda o de sus caras. Cuando el cristal es sometido a una diferencia de potencial, los electrones son impulsados por el campo eléctrico a través del sólido debiendo en su recorrido atravesar la intrincada red de átomos que lo forma. En su camino, los electrones chocan con estos átomos perdiendo parte de su energía cinética, que es cedida en forma de calor.

Este efecto se define como "la cantidad de energía calorífica producida por una corriente eléctrica, depende directamente del cuadrado de la intensidad de la corriente, del tiempo que ésta circula por el conductor y de la resistencia que opone el mismo al paso de la corriente". En otras palabras, es el calentamiento de los equipos eléctricos debido a la gran circulación de corriente y matemáticamente se escribe como sigue:

$$Q = I^2 \times R \times t \dots\dots\dots (4.30)$$

Donde:

- Q es la energía calorífica producida por la corriente.
- I es la intensidad de la corriente que circula.
- R es la resistencia eléctrica del conductor.
- t es el tiempo de duración de la falla.

Así mismo la potencia disipada por el efecto Joule es:

$$P = R \times I^2 = \frac{V^2}{R} \dots\dots\dots (4.31)$$

- Esfuerzos electromecánicos.

Se producen entre otros lugares, en las máquinas eléctricas, las cuales resultan afectadas de forma considerable.

- Destrucción física del lugar de la falla cuando se producen grandes arcos eléctricos.
- Interrupción del suministro eléctrico debido a la necesaria apertura del circuito eléctrico por parte de los dispositivos de protección para despejar la falla y evitar mayores daños en el sistema. Este es el más notorio.
- Efectos dinámicos y térmicos debidos a las corrientes de corto circuito.

Los efectos de un corto circuito dependen directamente de la energía que tiene que ser disipada por el arco, esto es:

$$W_{cc} = \int_0^t v \cdot i \, dt \dots\dots\dots (4.32)$$

Donde:

$v$  es el voltaje en los extremos del arco o del elemento considerado.

$i$  es la corriente de corto circuito.

$t$  es el tiempo que permanece la condición de cortocircuito.

Esta expresión no incluye la energía calorífica disipada a través de todos los conductores por los que circula la corriente de corto circuito.

La magnitud de una falla de corto circuito puede ser tal que produzca explosiones y provoque la destrucción de equipos completos, tableros, transformadores e interruptores, ente otros, pero sobre todo puede producir condiciones de peligro para las personas que estén próximas a la instalación.

Es conveniente hacer notar que en el diseño de ampliaciones o modificaciones a una instalación debe, además de contemplar las condiciones normales de operación, incluir un análisis de los cambios que sufre el nivel de la corriente de falla de cierto punto.

Finalmente el estudio de corto circuito es fundamental para el buen funcionamiento de una instalación eléctrica, no solo nos dará una visión de que capacidad deben tener los equipos de protección, cuantos tipos hay, como elegirlos. Tampoco nos deja satisfechos el conocer los métodos de solución existentes. Mas que todo esto nos indica el grado de peligrosidad que presenta el sistema, esto envuelve tanto a equipos como a las personas. Si protegemos adecuadamente nuestro sistema evitaremos daños irreparables. Aunque es muy importante mencionar que mientras no dejemos de ver a las instalaciones eléctricas como un gasto innecesario, cualquier falla por insignificante que sea es un peligro latente.

## CAPÍTULO V. EJEMPLOS DE CONTINGENCIAS ELÉCTRICAS E INTERACCIÓN CON OTROS SISTEMAS.

### 5.1 Generalidades.

En este capítulo abordaremos ejemplos de contingencias eléctricas suscitadas; la mayoría de son el resultado de incumplimientos con las normatividades vigentes y por fenómenos imprevistos o descuido humano. Posteriormente se dará un panorama general de la interacción de las instalaciones eléctricas con otros sistemas y servicios, ya que el desarrollo socio-económico de una tienda de autoservicios es híbrido y todo lo que contiene tiene relación.

### 5.2 Incendios en centros comerciales.

- Incendio del anuncio luminoso de un restaurante conocido.

El daño fue de magnitud considerable, ya que se quemó por completo el acrílico de la estrella del anuncio, así como los transformadores que suministran energía al sistema de iluminación. La magnitud del incendio (que fue a pleno día) fue grande considerando que solo se afectó a estos elementos, pero aún así como el establecimiento se encuentra al pie de una avenida muy transitada, el pánico se hizo presente, debido a que las flamas alcanzaron una altura de 5 metros, lo cual hacía latente el peligro de que el incendio se propagará a otro establecimiento cercano. El peligro de mortalidad humana siempre es grande en este tipo de siniestros.

El origen del incendio se atribuyó a un corto circuito entre los conductores de alimentación de los transformadores y la lámina de metal de la estrella, ya que estos conductores tenían mayor superficie desnuda en el punto de conexión, además de presentar falsos contactos en las conexiones (información obtenida del reporte de mantenimiento mensual), aunado a esto, el tipo de iluminación (ultravioleta) contribuyó de manera sustancial por el inmenso calor que encerraba el anuncio (falta de ventilación).

Este es un claro ejemplo de irresponsabilidad por parte del usuario, ya que teniendo el reporte de mantenimiento, no hizo nada al respecto. La única buena noticia que podemos mencionar, es que no hubo pérdidas humanas.



Figura 5.1 Incendio en anuncio luminoso.



Figura 5.2 Transformador completamente quemado y cables de alimentación sin canalización y de uso interior utilizados como uso exterior.

➤ Incendio de una tienda de autoservicios.

Un incendio voraz acabó con toda una tienda de autoservicios ubicada en Quintana Roo, México. Esta tienda famosa por la frase “vas al super o a la comer”, sucumbió frente a un inmenso incendio suscitado en su interior, la velocidad con la que se desarrolló provocó que se extendiera a sus alrededores, evitando su control de forma inmediata, ya que fue necesario la presencia de un número grande de bomberos para poder controlar el incendio. En los periódicos no se mencionan pérdidas humanas, pero si muchos lesionados por intoxicación, debido a la nube tan grande de humo que se creó.

El origen de este incendio se presume fue por un corto circuito en el área de tableros, el cual después se propagó hacia la bodega y finalmente en el piso de ventas. La cantidad de artículos altamente flameables contribuye de manera radical en el evento.



Figura 5.3 Incendio voraz que acabó con una tienda de autoservicios.



Figura 5.4 Nube gigantesca de humo originada por el incendio.

➤ Incendio de una parte de la central de abastos.

Este incendio lo incluyo en el trabajo, debido a que en este lugar se observa una muestra clara de las precarias instalaciones con las que todavía se trabaja en lugares de alta concentración de personas. El peligro de pérdidas fatales es muy grande, pero al parecer no es importante para muchas personas. El incendio tuvo que ser controlado por cuadrillas de las delegaciones Cuauhtémoc, Coyoacán, Iztapalapa, Benito Juárez y de la Central de Abastos.

Reportes de los peritos en la materia informaron que la contingencia se debió a una sobrecarga de las instalaciones eléctricas en general, ya que el estado de éstas es completamente inseguro, en la imagen 5.6 se observa un registro eléctrico con un excedente de conductores eléctricos.



Figura 5.5 Incendio en el área de pescadería de la central de abastos.

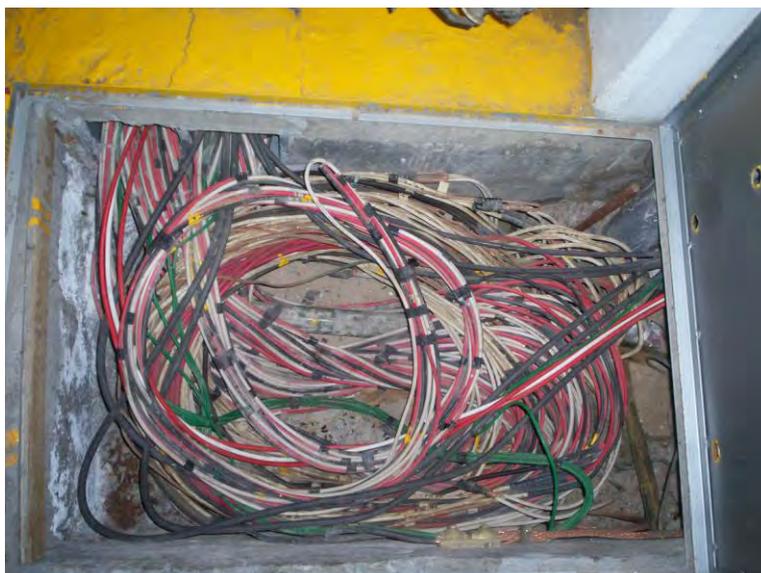


Figura 5.6 Registro eléctrico con exceso de conductores.

### 5.3 Quemaduras y accidentes eléctricos.

Las imágenes que se muestran a continuación son la recapitulación de varios sucesos en diferentes lugares. Muestran lo frágiles que podemos ser los seres humanos ante la electricidad. Bien se dice por ahí, “la electricidad es noble pero hay que tenerle respeto”.

- Quemadura por herida de entrada.

En la figura 5.7 se muestra la herida en el estómago de un hombre provocada por la elevación de la temperatura, debida a la alta resistencia de la piel alrededor del punto de entrada (punto oscuro al centro de la herida) ocasionando graves quemaduras.



Figura 5.7 Quemadura por herida de entrada.

- Quemadura por contacto accidental.

El pie del hombre de la figura 5.8 sufrió un daño considerable de quemadura, debido a un contacto accidental con un cable de energía. Se observa que la piel comienza gangrenar, una característica muy frecuente en este tipo de accidentes.



Figura 5.8 Gangrena ocasionada por contacto accidental.

➤ Quemadura por herida de salida.

Regularmente cuando la corriente fluye por el cuerpo humano, tiende a salir de él y busca el camino que le presente menor resistencia. En otras palabras busca el camino que la dirija a la tierra del planeta, sin embargo para llegar a este punto el cuerpo humano sufre daños irreparables. En la figura 5.9 se observa el pie de una persona, que sufrió una herida por salida de la corriente, el pie días después fue amputado debido a daños internos no detectados al momento.



Figura 5.9 Herida de salida de la corriente en un pie.

➤ Lesiones internas.

Cuando una persona sufre un choque eléctrico le ocasiona daños internos que no son apreciados al momento, esto se debe a que la hinchazón de los tejidos tarda en manifestarse al 100% después de 72 horas (en ocasiones en menos tiempo), lo cual repercute en un daño más severo sobre la parte afectada. La figura que se muestra a bajo, indica el proceso de una herida por contacto de mano de un hombre por medio de una herramienta metálica sobre un cable eléctrico, al principio solo fue lo mostrado en la figura

de la izquierda, mientras en la figura de la derecha se muestra el deterioro 3 días después, en ésta última se realizó una abertura del tejido para aliviar la presión de la hinchazón, la cual ya había dañado los nervios y vasos sanguíneos del brazo.



Figura 5.10 Lesión interna de un brazo y su evolución.

➤ Contracción involuntaria de los músculos.

La imagen que se muestra a continuación, revela la contracción involuntaria de los músculos de una mano de una persona que sufrió un contacto con cables de energía. Se observa que los dedos y prácticamente toda la mano se contracturó, debido a que los tendones quemados de la muñeca se contrajeron.



Figura 5.11 Contracción involuntaria de mano.

➤ Quemaduras por arco eléctrico.

Al suceder una falla de un equipo eléctrico, un trabajador se encontraba cerca del lugar, éste sufrió quemaduras por arco eléctrico (se rompió la rigidez dieléctrica del aire). Se atribuye que la transpiración de las axilas aumento el camino de baja impedancia para el arco eléctrico provocando que las quemaduras fueran con mayor intensidad cerca de esa parte del cuerpo. Ver figura 5.12.



Figura 5.12 Quemaduras por arco eléctrico.

#### 5.4 Daño irreparables a circuitos electrónicos.

Uno de los daños que con frecuencia se presentan en momentos de contingencias eléctricas, son los daños a equipos electrónicos, tales como computadoras, sistema de alarmas, máquinas registradoras, equipo de fotorevelado, entre otros. La mayoría de las veces se debe a que las protecciones no son las adecuadas, ya que no basta con colocar un interruptor termomagnético, sino realizar un estudio adecuado y minucioso con el fin de disminuir los daños a los equipos y personas.

En las siguientes imágenes se muestran algunos ejemplos de daños irreparables sobre equipos electrónicos, en su totalidad se considera pérdida total, principalmente debido a la validez de la garantía, ya que en México, existen pocas empresas reconocidas dedicadas a la reparación de los mismos.

- Daño a tarjeta electrónica por corto circuito.

La imagen de la figura 5.13 muestra la tarjeta electrónica de una antena de seguridad de la marca "sensormatic". Ésta antena se coloca en las entradas y salidas de las tiendas de autoservicio, lo que sucedió en esta contingencia se debe a un corto circuito originado por choque de un "carrito" con los cables de alimentación eléctrica de la antena. Cabe mencionar que estos conductores se encontraban fuera de la canalización. El daño fue irreparable.



Figura 5.13 Pérdida total de una tarjeta electrónica.

- Circuito electrónico dañado (partes quemadas) por descarga atmosférica.

Las descargas atmosféricas son como ya se mencionó en capítulos anteriores, un fenómeno cuyas consecuencias son de gran magnitud si no se tiene la protección adecuada, sin embargo en ocasiones aunque el edificio este protegido los daños pueden ser irreparables, debido a diferentes factores. En la figura siguiente se muestra el daño causado por un “rayo” sobre una tarjeta electrónica de un equipo, se observa que los dispositivos electrónicos sufrieron daños severos. El origen de esta contingencia eléctrica se atribuye a que la punta pararrayos no fue seleccionada adecuadamente, además que el sistema de tierras del sistema de pararrayos no presentaba la seguridad correcta, por lo que la corriente de descarga buscó un camino diferente para disiparse, encontrando en el sistema electrónico, el de menor oposición.



Figura 5.14 Daño irreparable a tarjeta electrónica.

## 5.5 Fallas a transformadores.

A continuación se muestran los daños que algunos transformadores han sufrido, debido a contingencias eléctricas, la mayoría se atribuyen a supuestas “descargas eléctricas por parte de compañía suministradora”, lo cual no es del todo cierto ya que muchas veces la instalación del propio cliente es la causante de la falla.

Las imágenes que se muestran, son de partes constitutivas de algunos transformadores, ya que el daño de estos equipos regularmente no es general, pero que finalmente se manifiestan en el desempeño del equipo y las consecuencias al sistema que trae consigo.

En la figura que se ilustra a continuación se observa el daño causado por pérdida de aislamiento de las espiras de una de las bobinas del transformador, dando origen a un corto circuito en las mismas, esto ocasionó que el aceite aislante se quemara y según los comentarios de las personas que presenciaron el evento, el transformador “sacaba humo”.

El origen de esta contingencia en principio se atribuía a una “descarga por parte de CFE” ya que según el relato del gerente de la tienda “la energía eléctrica presentaba en repetidas ocasiones discontinuidad por lo que la planta de emergencia no operaba de manera correcta y el transformador sufrió daños por valores bajos y altos alternadamente de voltaje”. Lo cierto es que realizando un estudio de análisis a detalle del incidente se concluyó que efectivamente hubo discontinuidad eléctrica alternada pero lo que ocasionó el incidente fue una mala atención sobre el mantenimiento del equipo ya que el aceite aislante necesitaba ser cambiado debido a que perdió sus propiedades dieléctricas, por lo éste se volvió un conductor eléctrico ocasionando lo antes mencionado.

En la figura 5.15 se muestran las tres bobinas del transformador, en donde se observa que una de ellas está vencida debido al corto circuito presentado, mientras que en la figura 5.16 se muestra a detalle lo que sucedió entre las espiras de cobre de la bobina.



Figura 5.15 Bobina "vencida" por corto circuito entre sus espiras.

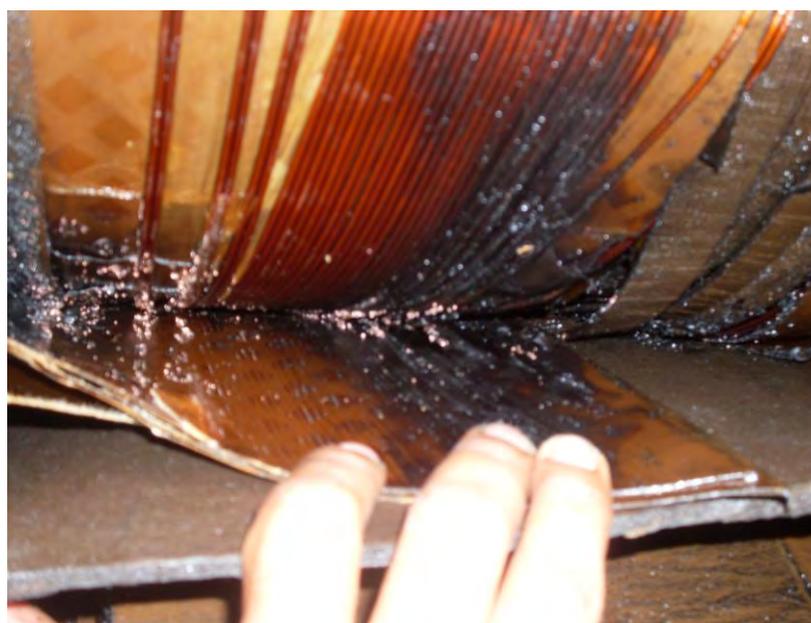


Figura 5.16 Pérdida de aislamiento entre espiras de una bobina de un transformador.

En la figura 5.17 se aprecia un transformador tipo seco o encapsulado, los cuales tienen la característica de auto extinguirse si se presenta un incendio en su interior, sin embargo en este siniestro la falla se originó en los cables de alimentación de baja tensión, al parecer por un mal cálculo y diseño. El calor que se presentó fue de tal magnitud, según versiones de personal de mantenimiento que "derritió por completo la conexión de los conductores al transformador y posteriormente el fuego se propagó hacia el resto del transformador". Como se mencionó en el capítulo II, se ha comprobado que aunque se tenga el mejor equipo y la mejor protección no garantiza el buen funcionamiento y una seguridad al máximo, todo esto se viene a bajo cuando perdemos de vista el objetivo de la responsabilidad de una instalación eléctrica o partes que

deben aplicarse a cualquier nivel de trabajo que intervengan directa o indirectamente con la instalación.



Figura 5.17 Daño a un transformador tipo seco.

## 5.6 Sistemas de aire acondicionado, instalaciones hidráulicas, instalaciones de voz y datos e instalaciones de seguridad y alarmas.

La instalación eléctrica de una tienda de autoservicios tiene gran relación tanto de diseño como de ejecución de obra con otras especialidades, se tienen que tomar en cuenta los aspectos normativos, consideraciones de diseño y principalmente la seguridad de las personas. Uno de los errores más comunes y que no son detectados, es la no realización de un cruzamiento de instalaciones, esta acción se realiza cuando el proyecto está en proceso, ya que en este momento se pueden detectar errores que a futuro aparecerán, ya que si el trabajo en obra se realiza adecuadamente, los errores se pueden omitir, pero si instalaciones de cada especialidad no realiza tal cruzamiento, seguramente en un futuro se tendrán complicaciones.

La relación principal de la instalación eléctrica con los sistemas de aire acondicionado son los requerimientos de los equipos, así como las trayectorias de las instalaciones. Es importante tener la comunicación con los ingenieros de esta especialidad, ya que pueden ser de gran ayuda cuando se requiera una especificación más concreta de equipo para determinar los requerimientos eléctricos, así como las necesidades mismas de la instalación eléctrica respecto a la disipación de calor o el suministro de aire acondicionado.

En relación a las instalaciones hidráulicas, uno de los problemas que se presenta, son las distancias de trabajo respecto a las instalaciones eléctricas. Por ejemplo, cuando se tenga una instalación eléctrica parcialmente oculta, las tuberías eléctricas “siempre” deben estar por encima de las hidráulicas para evitar posibles escurrimientos que puedan ocasionar problemas eléctricos de mayor consideración. Otro de los problemas más frecuentes es cuando las instalaciones son de manera subterráneas. Se comete el error de manejar trayectorias al mismo nivel sin ninguna protección o por encima de trayectorias eléctricas. Se debe respetar las distancias mínimas requeridas por cada especialidad según sus normas correspondientes y cuando no se pueda se debe proveer a la instalación eléctrica de una protección adecuada.

Las instalaciones de voz y datos y de seguridad y alarmas son instalaciones que requieren de mayor cuidado en relación a las eléctricas, es decir estas instalaciones pueden tener mayores complicaciones por las instalaciones eléctricas mismas que lo que puedan dañarlas, esto es,

un sistema de voz y datos puede sufrir interferencias electromagnéticas si conductores eléctricos (principalmente los de fuerza) son instalados en la misma canalización en el mismo registro eléctrico, así como no proporcionar un sistema de puesta a tierra adecuado. Por otro lado, las instalaciones de seguridad y alarmas requieren de un suministro eléctrico interrumpible para sus equipos controladores, esto es debido a naturaleza misma de este tipo de instalaciones, el sistema de puesta a tierra es de vital importancia para evitar la pérdida de información en el momento de comunicación.

Así pues la interacción de la instalación eléctrica con otras especialidades es muy importante. Los ingenieros eléctricos debemos entender las necesidades de estas instalaciones no con el fin de desarrollarlas unos mismos (porque en lo particular, creo cada especialidad requiere de un estudio profundo y dedicado), menciono esto, ya que he comprobado que muchas personas tratan de realizar trabajos que no les competen y que se mal entiende el “conocer como funciona un equipo con el saber el objetivo que tiene cada parte del mismo”. Nosotros los ingenieros eléctricos debemos estar abiertos a cualquier cambio en el sistema y poder desarrollar un solución correcta sin que altere al mismo y evitar el gasto económico menor posible.

### **5.7 Las instalaciones eléctricas y la responsabilidad civil.**

La mayoría de las personas que visitamos un centro comercial no conocemos el alcance de responsabilidad que cada tienda de autoservicios tiene con los clientes. Si fuéramos mas observadores cuando estamos en estos establecimientos nos diéramos cuenta de que algunas instalaciones eléctricas no son del todo seguras y nuestra vida corre riesgo. Debemos conocer nuestro derecho como consumidor y que el establecimiento esta obligado a responder sobre cualquier daño que uno sufra. La idea de este capítulo es hacer hincapié que la instalación eléctrica está completamente ligada con la seguridad de las personas, es decir con la responsabilidad civil. Es cierto que muchos de los accidentes que se presentan en los centros comerciales son por causa un líquido regado, una caja mal estibada o un golpe por algún “patín” lleno de mercancía y muy pocas veces un accidente por un choque eléctrico, o una descarga o una explosión de una lámpara, pero la realidad es que si han existido víctimas fatales por causa de un incendio o intoxicación o siniestros originados por una falla eléctrica.

La responsabilidad de los tiendas de autoservicios en cuanto a la instalaciones eléctricas es grande y de consideraciones extremadamente importantes, tanto que el ingeniero proyectista, así como el ingeniero constructor o el ingeniero supervisor y toda la gente relacionada directa o indirectamente con el tema, debe tener en mente, antes de cualquier cosa que la seguridad de las personas es lo primordial y que cada parte de la instalación que desarrollen se debe realizar con la mayor ética, eficiencia y calidad posible.

## CONCLUSIONES.

Podemos pensar que durante décadas pasadas el desarrollo de las instalaciones eléctricas ha sido aceptable considerando que anteriormente una instalación no requería mayor cuidado, bastaba con tener energía luminosa y energía necesaria para encender la televisión, aunque el mal estado en que las partes constitutivas de la instalación presumieran una falla inminente. Con el paso del tiempo y ahora en la actualidad se nos ocurre imaginarnos que esos tiempos ya cambiaron, en los que dejamos atrás a las lámparas incandescentes o que los sistemas de puesta a tierra ahora ya son necesarios y que es nuestra obligación como consumidores de energía eléctrica es instalarlos. Sin embargo, cuando revisamos una instalación o el desarrollo de un proyecto, nos damos cuenta que aquéllos tiempos en los cuales se acostumbraba a tener “cables colgando sin canalización en los patios” o receptáculos con sólo dos terminales o aún más circuitos derivados sobrecargados, persisten y que debido a la gran demanda de energía que hoy se presenta, provocan contingencias eléctricas con resultados devastadores y en ocasiones fatales.

Las revisiones constantes de nuestras instalaciones en determinados periodos presentan una excelente oportunidad para la seguridad de las personas y un ahorro considerable en los gastos que este servicio nos proporciona. Si tomamos en cuenta los beneficios que una instalación adecuada nos arroja, entonces vale la pena invertir un poco más asumiendo que esto implica una mayor responsabilidad de quien participa en la instalación, así como realizar el trabajo con una ética incorruptible.

La idea de separar los circuitos derivados de acuerdo a la especialidad que representan, así como implementar un sistema de puesta a tierra bien diseñado, han sido el motor principal para el desarrollo de proyectos de ingeniería eléctrica que hoy en día se presentan y gracias a la facilidad con la que podemos acceder a las normas vigentes, podemos realizar de manera correcta una instalación, dando como resultado un trabajo seguro, confiable y eficiente.

Una importante área para un ahorro significativo de energía eléctrica y por ende económico en el sector comercial, son los cálculos y diseños correctos de los alimentadores y sus protecciones, de tal manera como se mencionó en el capítulo II, los cálculos no se realizan de manera adecuada o son mal interpretados, finalmente esto da origen a tomar decisiones improvisadas basando su justificación en la experiencia y el conocimiento empírico. El estudiar los reglamentos de las instalaciones eléctricas, tales como la NOM-001-SEDE-2005. Instalaciones eléctricas. Utilización, es la mejor opción para reducir y evitar estos errores.

Al emplear protecciones adecuadas para los motores se reduce el consumo innecesario de energía, así como menos discontinuidades en el servicio. Esto definitivamente es un grave problema para el usuario y para el suministrador mismo, lo cual se ve reflejado en el aspecto económico.

El contar con una supervisión tanto en el proyecto como en la ejecución de la obra, así como la verificación y autorización de la UVIE (unidad de verificación de instalaciones eléctricas), son puntos fundamentales para obtener resultados satisfactorios. Lo anterior, nos garantiza un desarrollo íntegro, profesional y una reducción de riesgos considerable, aunque suele pasar que no se “trabaja” con la misma ética profesional, además que la interpretación de cada persona es distinta, pero esto no limita la coordinación y estandarización de las normas.

De acuerdo al párrafo anterior, en este trabajo se desarrolló un procedimiento que se describe paso a paso los cálculos de los circuitos derivados, de los circuitos alimentadores tanto en baja como en media tensión, entre otros puntos; con el fin que el lector tenga las herramientas suficientes y que las utilice como una guía rápida para el desarrollo, comprobación o revisión de una instalación eléctrica. Los cálculos tienen soporte en base a los artículos de la norma correspondiente que son aplicables al tema. Cabe mencionar que, en el desarrollo profesional existen diferentes criterios, pero todos sin excepción deben cumplir con lo establecido en los reglamentos, esto ha dado fruto a debatir sobre los artículos de la norma, sin embargo el objetivo que no se debe perder de vista, es que no se debe mal interpretar la información contenida. Gracias a estos debates nos ha dado la oportunidad de verificar las diferentes marcas de los productos, así mismo se ha formado un amplio mercado que nos proporciona el

mejor beneficio. Desgraciadamente siempre van a existir barreras que se resisten a la adopción de sistemas eléctricos de calidad, debido a que en el sector comercial y residencial se encuentran muchos productos de mala calidad pero de bajo costo, lo que origina que el usuario termine comprándolos, sin embargo al paso de un corto tiempo no satisfacen sus necesidades, debido a que estos productos no garantizan su efectividad. Además de los productos pirata existe la mano de obra que también tiende a tener este resultado, estas personas son aquellas que creen inocentemente que la electricidad es inofensiva y que gracias a su “experiencia” y su buena suerte, son factores suficientes para improvisar un trabajo que requiere de mayor responsabilidad y conocimiento.

La clave para evitar estos siniestros se encuentra en la cultura sobre energía eléctrica que todos debemos tener, ya que no basta con dejarle la responsabilidad a los ingenieros o a las personas que trabajan en el rubro; cualquier persona en general puede hacer la diferencia. Con solo “apagar el interruptor del cuarto” cuando no se utilice, se esta contribuyendo de manera integral al “cambio” que tanto deseamos, así pues si realizamos un estudio particular del ahorro que nos representan acciones como ésta, tal vez cambiará nuestra forma de pensar al respecto.

El problema de las contingencias eléctricas en el país, va en incremento, tanto que los incendios provocados por “cortos circuitos” ya son de preocupación nacional. Por ello es de suma importancia que todos hagamos conciencia, que entendamos que la energía eléctrica es parte de nuestra vida diaria, que si ella todo lo que conocemos se vendría abajo, además que su producción es costosa para el desarrollo económico del país.

## REFERENCIAS.

### LIBROS Y NORMAS:

- 1.- **“Instalaciones eléctricas. Conceptos básicos y diseño”**  
 Autor: Neagu Bratu Serbán  
 Eduardo Campero Littlewood.  
 Editorial: Alfaomega. México, 1990.
- 2.- **“Control de motores eléctricos”**  
 Autor: R. L. McINTYRE.  
 Editorial: Publicaciones Marcombo, S. A.  
 México-Barcelona, 1982.  
 Clasificación: TK2851 M2.
- 3.- **“Instalaciones eléctricas. Teoría y práctica”**  
 Autor: IBBETSON.  
 Editorial: Compañía Editorial Continental, S. A.  
 México, 1966.  
 Clasificación: TK3201 I23.
- 4.- **“Estudio de sobretensiones transitorias en sistemas eléctricos y coordinación de aislamiento”**  
 Autor: Ing. Gilberto Enríquez Harper.  
 Editorial: Limusa  
 México, 1978.  
 Clasificación: TK3091 E56 V.2.
- 5.- **“Diseño de subestaciones eléctricas”**  
 Autor: Ing. José Raúl Martín.  
 Editorial: Facultad de Ingeniería. UNAM.  
 México, 2000.
- 6.- **“Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión”**  
 Autor: Ing. Gilberto Enríquez Harper.  
 Editorial: Limusa  
 México, 1982.
- 7.- **“Instalaciones eléctricas prácticas”**  
 Autor: Ing. Becerril L. diego Enésimo.  
 Editorial: IPN. México, 1973.
- 8.- **“Instalaciones eléctricas residenciales”**  
 Autor: Javier Oropeza Ángeles.  
 Editorial: Schneider Electric México, S. A. de C. V.  
 México, 2005.
- 9.- **“Líneas e instalaciones eléctricas”**  
 Autor: Carlos Luca.  
 Editorial: ISI. México, 1970.
- 10.- **“Sistemas eléctricos de potencia”**  
 Autor: William D. Stevenson, Jr.  
 Editorial: McGRAW-HILL  
 México, 1970.
- 11.- **“NOM-001. SEDE 2005. Instalaciones eléctricas (Utilización)”**  
 Autor: Secretaría de Energía.  
 Editorial: Luciano Ángel Estévez Tapia  
 México, 2006.

12.- **"NOM-007-ENER-2004. Eficiencia energética en sistemas de alumbrado en edificios no residenciales"**. Autor: Diario Oficial de la Nación.

13.- **"NOM-025-STPS-1999. Condiciones de iluminación en centros de trabajo"**.  
Autor: Secretaría de Energía.

14.- **"NRF-011-CFE-2004. Sistemas de tierras para plantas y subestaciones eléctricas"**.  
Autor: CFE.

15.- **"NMX-J-549-ANCE-2005. Sistemas de protección contra tormentas eléctricas, especificaciones, materiales y métodos de medición"**.  
Autor: Secretaría de Energía.

16.- **"Especificaciones de CFE"**.  
Autor: CFE.

17.- **"NEC-2005 ó 2008. National electrical code"**.  
Autor: NFPA

18.- **"NFPA-80-2004. Standard for the installation of lightning protection systems"**.  
Autor: NFPA

19.- **"UNE-21-186. Protección de estructuras, edificaciones y zonas abiertas mediante pararrayos con dispositivo de cebado"**.  
Autor: UNE

20.- **"Estándares de la IEEE. Instituto de ingenieros eléctricos electrónicos"**.  
Autor: IEEE.

21.- **"Sistemas de tierra en subestaciones eléctricas"**.  
Autor: M. en I. Rodolfo Lorenzo Bautista.  
Editorial: IPN.  
México, 1993.

22.- **"Generación eléctrica en sitio"**.  
Autor: EGSA / Ottomotores.  
Editorial: Gordon S. Johnson  
México, 1993.

23.- **"Análisis de corto circuito en sistemas eléctricos industriales"**.  
Autor: M. en I. Rodolfo Lorenzo Bautista.

24.- **"Sistemas de tierras en redes de distribución"**.  
Autor: Guillermo López Monroy.

25.- **"Sistemas de distribución"**.  
Autor: Ing. Roberto Espinosa Lara  
Editorial: Noriega Editores / Limusa.  
México, 1990

#### **MANUALES, CATÁLOGOS Y MEMORIAS:**

1.- **"Décimo cuarta reunión de verano de potencia, Aplicaciones industriales y exposición industrial. Aisladores, conductores aislados y accesorios, interruptores, protecciones, subestaciones, técnicas de prueba y medición, transmisión y electrónica de potencia"**

Autor: IEEE, Sección México.  
Editorial: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.  
México, 2001.

2.- **“Décimo cuarta reunión de verano de potencia, aplicaciones industriales y exposición industrial. Aplicaciones industriales, transformadores y distribución”**

Autor: IEEE, Sección México.

Editorial: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.  
México, 2001.

3.- **“Catálogo general OSRAM”**

Autor: OSRAM, S. A. de C. V.

Editorial: OSRAM, S. A. de C. V.  
México, 2005.

4.- **“Manual de instalaciones eléctricas”**

Autor: Escuela Mexicana de Electricidad.

Editorial: Escuela Mexicana de Electricidad.

5.- **“Arreglo de barras en subestaciones”**

Autor: Ing. Gerardo Ramírez Martínez.

Editorial: Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación. Gerencia Técnica. CFE.  
México, 2005.

6.- **“Manual técnico de instalaciones eléctricas en baja tensión”**

Autor: Servicios Condumex, S. A.

Editorial: Servicios Condumex, S. A.  
México, 2005.

7.- **“Productos de distribución en baja y media tensión”**

Autor: Federal Pacific.

Editorial: Schneider Electric México, S. A. de C. V.  
México, 2005.

8.- **“Condulets para instalaciones eléctricas”**

Autor: COOPER Crouse-Hinds.

Editorial: COOPER Crouse-Hinds.  
México, 2005.

9. - **“DOMEXGROUND”**

Autor: COOPER Crouse-Hinds.

Editorial: COOPER Crouse-Hinds.

10.- **“Manual delmar de electricidad y electrónica. Especialidades eléctricas. Lectura de planos y elaboración de diagramas”**

Autor: Howard W. Fisher.

Editorial: DIANA.  
México, 1971.

11.- **“Revista Eléctrico”. Protección de las instalaciones eléctricas.**

Editorial: Schneider Electric México, S. A. de C. V.  
México, 2009.

12.- **“Revista Eléctrico”. El interruptor salvavidas.**

Editorial: Schneider Electric México, S. A. de C. V.  
México, 2009.

13.- **“Compendiados de productos eléctricos”**

Editorial: Schneider Electric México, S. A. de C. V.  
México, 2010.

**PÁGINAS DE INTERNET:**

- 1.- [http://www.sikal.com.ar/catalogo\\_ampliar.asp?id=95](http://www.sikal.com.ar/catalogo_ampliar.asp?id=95)
- 2.- [http://www.sikal.com.ar/catalogo\\_ampliar.asp?id=178](http://www.sikal.com.ar/catalogo_ampliar.asp?id=178)
- 3.- <http://www.ruelsa.com/cime/boletin/indice.html>
- 4.- <http://www.gruposaludgtz.org/proyecto/mspas-gtz/Downloads/Planta-de-Emergencia.pdf>
- 5.- <http://html.rincondelvago.com/arrancadores.html>
- 6.- [http://www.ul-mexico.com/about/es\\_ulla\\_about\\_history.aspx](http://www.ul-mexico.com/about/es_ulla_about_history.aspx)
- 7.- <http://www.interteklabs.com>
- 8.- <http://www.ance.org.mx/ie/antecedentes.asp>
- 9.- <http://www.ema.org.mx/index1024.htm>
- 10.- [http://www.sikal.com.ar/catalogo\\_ampliar.asp?id=95](http://www.sikal.com.ar/catalogo_ampliar.asp?id=95)
- 11.- [http://www.sikal.com.ar/catalogo\\_ampliar.asp?id=178](http://www.sikal.com.ar/catalogo_ampliar.asp?id=178)
- 12.- <http://www.asimei.org.sv/articulos/Module28.pdf>
- 14.- <http://www.superrobotica.com/Sensores.htm>
- 15.- [http://www.profesormolina.com.ar/tecnologia/sens\\_transduct/que\\_es.htm](http://www.profesormolina.com.ar/tecnologia/sens_transduct/que_es.htm)
- 16.- [http://www.ul-mexico.com/about/es\\_ulla\\_about\\_history.aspx](http://www.ul-mexico.com/about/es_ulla_about_history.aspx)
- 17.- <http://www.ance.org.mx/ie/antecedentes.asp>
- 18.- <http://www.ema.org.mx/index1024.htm>
- 19.- <http://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe01.html>
- 20.- [http://www.sikal.com.ar/catalogo\\_ampliar.asp?id=95](http://www.sikal.com.ar/catalogo_ampliar.asp?id=95)
- 21.- <http://www.gruposaludgtz.org/proyecto/mspas-gtz/Downloads/Planta-de-Emergencia.pdf>
- 22.- <http://www.voltimum.es/index.jsp?universe=home>

**TESIS:****1.- “Lámparas Fluorescentes Compactas”**

Autor: Leticia G. Muñoz González

Oscar Cruz Rodríguez.

Editorial: Facultad de Ingeniería, UNAM, 2004.

**2.- “Proyecto de Instalaciones Eléctricas para un Palacio de Justicia Federal”**

Autor: Ramírez Jiménez Gustavo

Sánchez Reyes Martín

Editorial: Facultad de Ingeniería, UNAM, 2005.