



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**

A LOS ASISTENTES A LOS CURSOS

Las autoridades de la Facultad de Ingeniería, por conducto del jefe de la División de Educación Continua, otorgan una constancia de asistencia a quienes cumplan con los requisitos establecidos para cada curso.

El control de asistencia se llevará a cabo a través de la persona que le entregó las notas. Las inasistencias serán computadas por las autoridades de la División, con el fin de entregarle constancia solamente a los alumnos que tengan un mínimo de 80% de asistencias.

Pedimos a los asistentes recoger su constancia el día de la clausura. Estas se retendrán por el periodo de un año, pasado este tiempo la DECFI no se hará responsable de este documento.

Se recomienda a los asistentes participar activamente con sus ideas y experiencias, pues los cursos que ofrece la División están planeados para que los profesores expongan una tesis, pero sobre todo, para que coordinen las opiniones de todos los interesados, constituyendo verdaderos seminarios.

Es muy importante que todos los asistentes llenen y entreguen su hoja de inscripción al inicio del curso, información que servirá para integrar un directorio de asistentes, que se entregará oportunamente.

Con el objeto de mejorar los servicios que la División de Educación Continua ofrece, al final del curso deberán entregar la evaluación a través de un cuestionario diseñado para emitir juicios anónimos.

Se recomienda llenar dicha evaluación conforme los profesores impartan sus clases, a efecto de no llenar en la última sesión las evaluaciones y con esto sean más fehacientes sus apreciaciones.

**Atentamente
División de Educación Continua.**



FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA



... Ingeniería Eléctrica


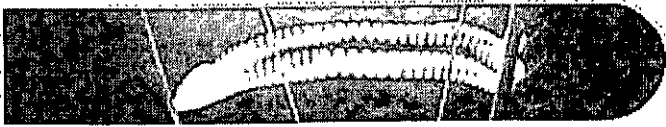


INTRODUCCIÓN


EXPOSITOR: ING. RICARDO ESPINOSA PATIÑO
DEL 14 AL 25 DE NOVIEMBRE DE 2005
PALACIO DE MINERÍA



FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA



...: Ingeniería Eléctrica



**CURSO SOBRE INSTALACIONES
ELÉCTRICAS EN EDIFICIOS**

CA-237

TEMA II

**ELEMENTOS PRINCIPALES
CONSTRUCTIVOS DE INSTALACIONES
ELÉCTRICAS**

**EXPOSITOR: ING. RICARDO ESPINOSA PATIÑO
DEL 14 AL 25 DE NOVIEMBRE DE 2005
PALACIO DE MINERÍA**

Edificios Verticales

- INTRODUCCION

El incremento en el costo de los terrenos en la Ciudad de México, ha generado la necesidad de aprovechar al máximo el área de los mismos, con el consiguiente aumento en las construcciones de edificios "altos". Esto trae consigo la necesidad de grandes cantidades de energía eléctrica, además de otros servicios.

Una de las políticas principales para una localización óptima de las fuentes de suministro de energía eléctrica, con la finalidad de evitar pérdidas excesivas, es ubicarlas lo más cercanas posibles al centro de carga o consumo. Esto no había significado problemas fuertes para la electrificación, hasta que se inician los desarrollos de centros comerciales y/o de oficinas en edificaciones verticales de gran tamaño. Para encontrar una solución que brinde calidad en el suministro de energía eléctrica a este tipo de usuarios, se requiere instalar transformadores de distribución (subestaciones de MT/BT) en diferentes niveles del edificio así como redes verticales de media y baja tensión, a fin de mantener un servicio de calidad, siendo necesario que el usuario cumpla con los requerimientos estipulados por las empresas suministradoras.

- ANTECEDENTES

Generalmente, el suministro de energía eléctrica a estas edificaciones se ha realizado mediante la instalación de uno o más transformadores de distribución y de la concentración de medidores correspondiente, en el interior de locales cedidos en su caso, por el usuario a la empresa suministradora para tal efecto, los cuales normalmente se encuentran en planta baja o sótano.

Al tener este tipo de instalación y a medida que incrementan su tamaño las nuevas edificaciones, así como su carga y el número de consumidores, ha provocado la aparición de problemas tales como: sobrecargas, variaciones de tensión, mala regulación y poca flexibilidad de operación, con consecuencias negativas en la calidad del uso de la energía eléctrica.

- ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO

La seguridad en el suministro de energía eléctrica a los usuarios siempre será un factor importante que definirá la manera en que habrá de alimentarse una gran concentración de carga.

La estructura del sistema de distribución en el interior de un edificio, dependerá sobre todo de las características de la carga, la configuración del edificio, el grado de confiabilidad y la calidad de servicio que se requiera.

Las alternativas de alimentación de energía eléctrica para un edificio deberán ser analizadas tomando en cuenta, entre otros factores, los siguientes:

- * Zona geográfica (sistema aéreo o sistema subterráneo).
- * Tipo y magnitud de la carga.
- * Tensión de suministro.
- * Nivel de cortocircuito.

- * Confiabilidad.
- * Arquitectura del inmueble. (área construida, niveles, etc.)
- * Medición. (tarifas)
- * Costos.

Las estructuras normalizadas para alimentación en media tensión (figura 1) que se utilizan frecuentemente son:

- a).- Radial.
- b).- Anillo abierto.
- c).- Derivación doble.
- d).- Mancha de red.

Cada uno de estos sistemas presentan características definidas, y pueden diseñarse para edificios verticales, los cuales se describen enseguida.

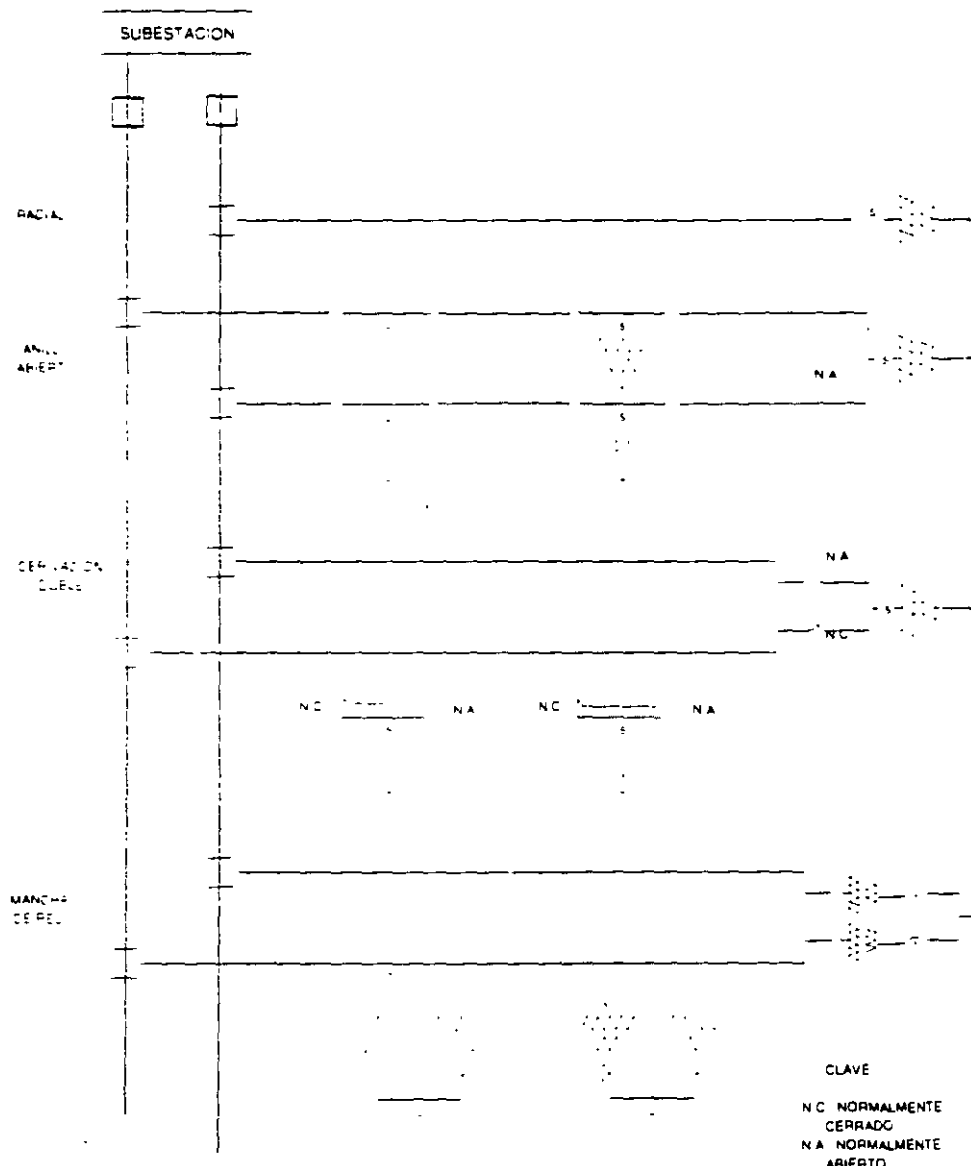
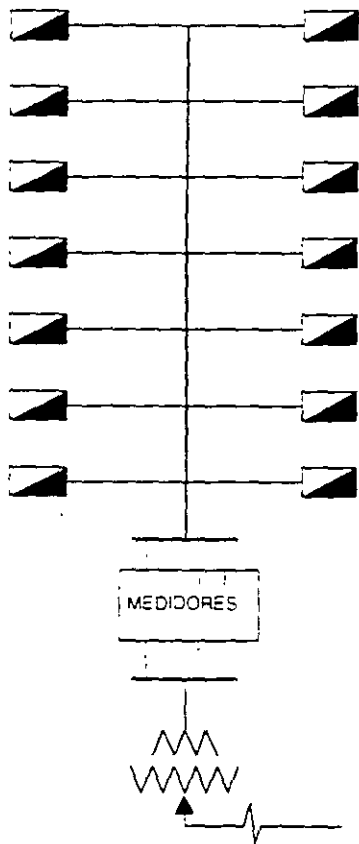


Figura 1.- Estructuras de alimentación

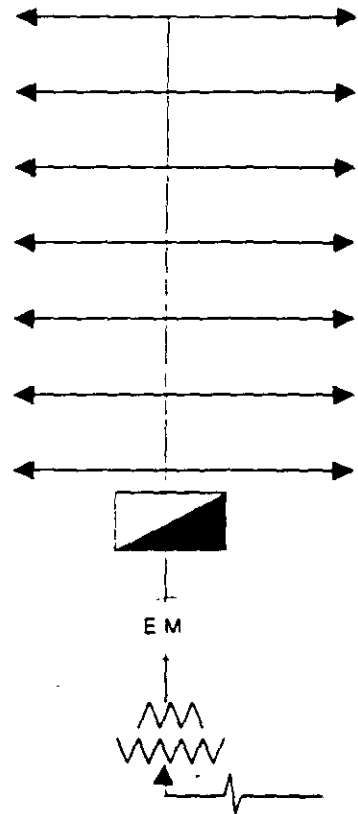
EDIFICIOS VERTICALES

a).- Sistema radial

La estructura de alimentación radial, aérea o subterránea a un servicio de este tipo es obviamente la menos compleja pero también es la menos confiable ya que debido a una falla en cualquier componente del sistema de alimentación primaria, afectará a todos los consumidores ligados al mismo. los cuales quedarán sin servicio hasta que se localice y sea reparada la falla. Por tanto este sistema solamente se aplicará a servicios que no requieran gran continuidad (figuras 2 y 2A).

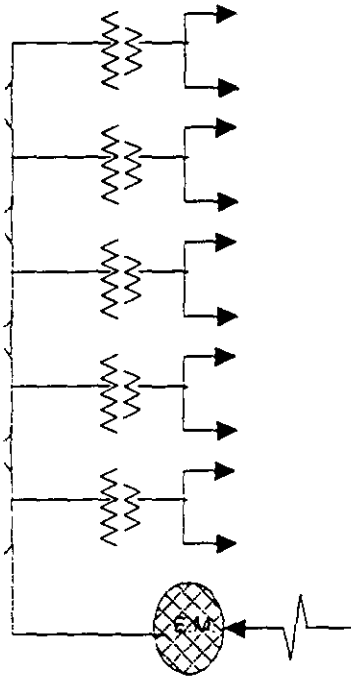


a) Varios usuarios en B T

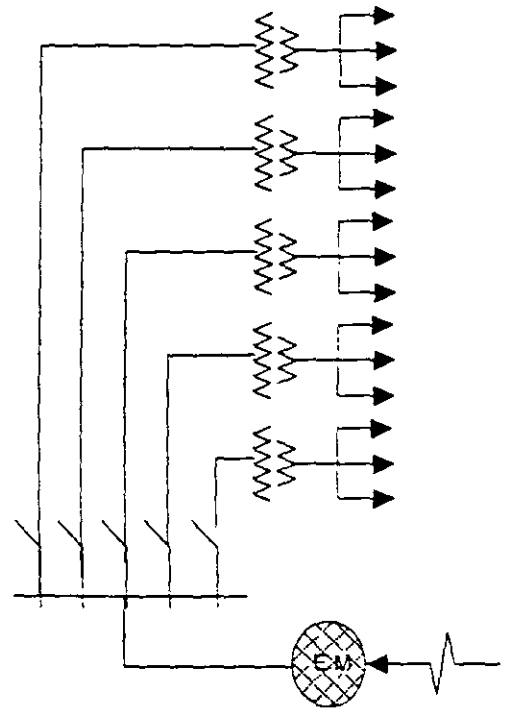


b) Un usuario en M T o B T

Figura 2 - Sistema radial para suministro de energía a edificios altos



a) Un usuario en M T con transformadores, vanos niveles
Un solo alimentador

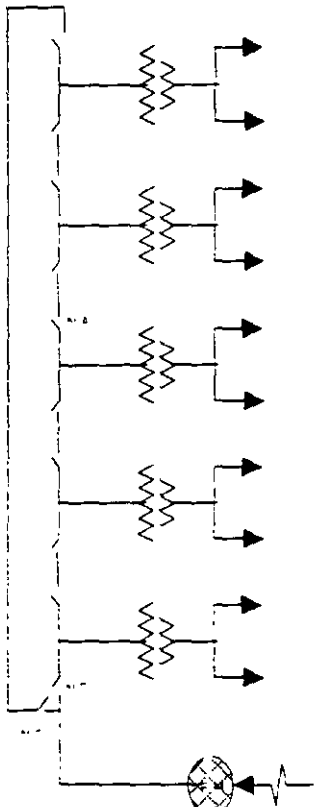


b) Un usuario en M T con transformadores en vanos niveles, varios alimentadores.

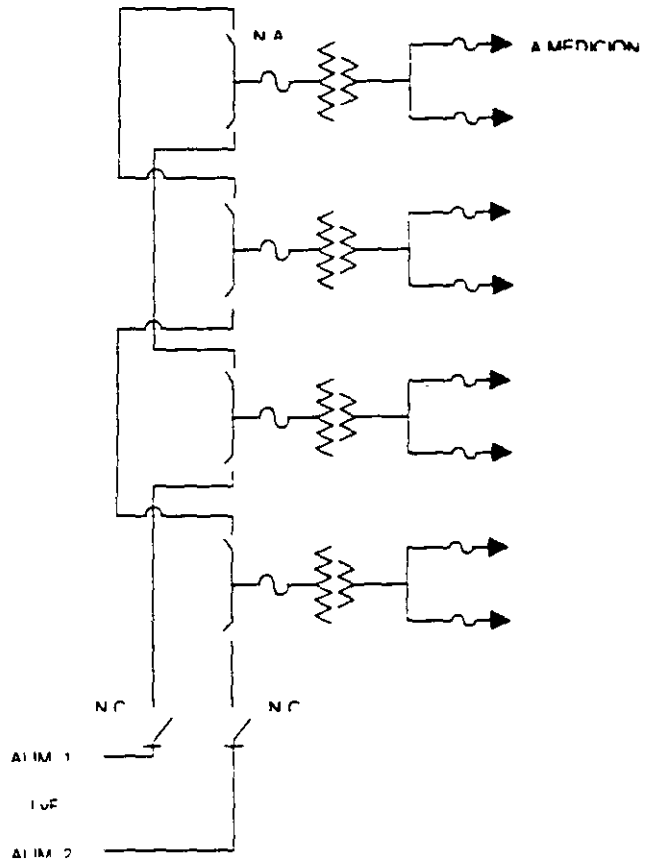
Figura 2A - Sistema radial para suministro de energía a edificios altos.

b) - Sistema en anillo abierto

Este diseño ha sido empleado extensamente para alimentar cargas comerciales y pequeñas cargas industriales importantes. Consta de dos alimentadores radiales que se unen en un desconectador normalmente abierto. Una falla en un componente de la red primaria puede ser seccionada o aislada en forma manual y restablecer el servicio mediante la operación del desconectador ubicado en el punto normalmente abierto (figura 3).



a) Un usuario en M.T. con transformadores en varios niveles.



b) Varios usuarios en M.T. y en B.T.

Figura 3.- Sistema en anillo

c) - Sistema en derivación doble

En este diseño, dos circuitos de media tensión independientes se llevan al centro de carga y se conectan al transformador por medio de un dispositivo automático de transferencia. Uno de los circuitos recibe el nombre de preferente y el otro se conoce como alimentador emergente (figura 4). Esta es una estructura que proporciona un alto grado de confiabilidad en el servicio, ya que cuando un alimentador queda fuera de servicio, el otro llevará el total de la carga, mediante el cambio automático de alimentación a través de los interruptores de transferencia en media tensión.

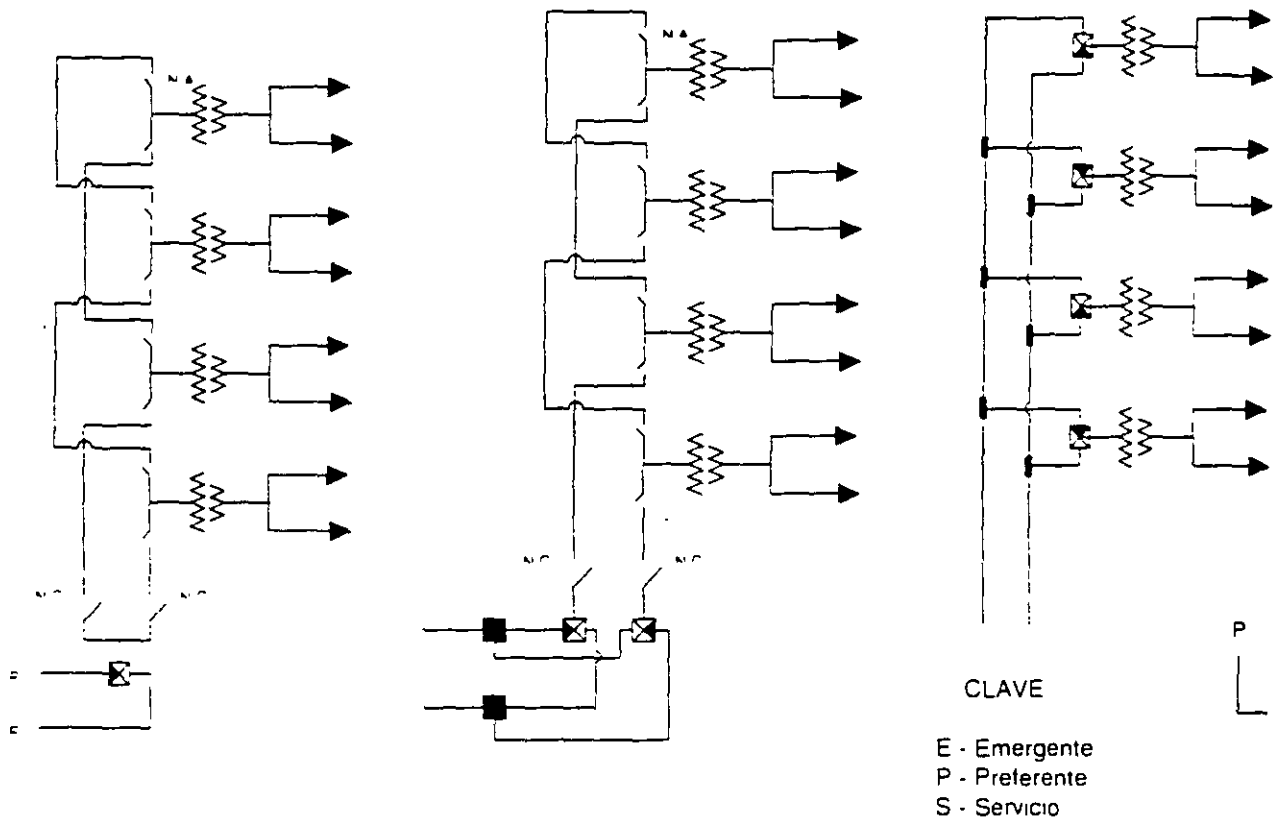
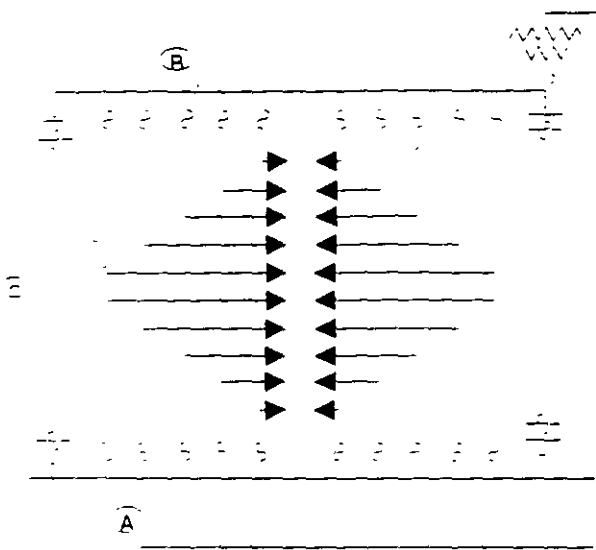


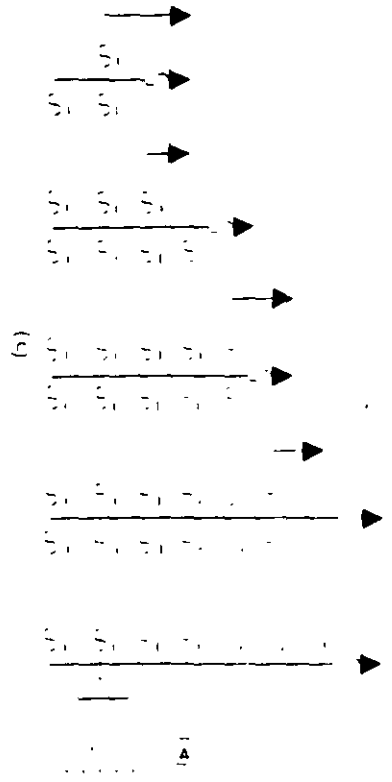
Figura 4 - Sistema en derivacion doble para suministro de energia a edificios altos

d) - Mancha de red

Este sistema es uno de los más flexibles y confiables que existen. Su empleo se restringe a zonas de densidad de carga elevada, en las que ya se tiene una red automática subterránea implantada. Esta alternativa requiere para su implantación de un mínimo de dos alimentadores a los que se conectarán los transformadores de distribución y sus respectivos protectores de red, los cuales alimentarán un bus secundario común, energizado permanentemente (figura 5).



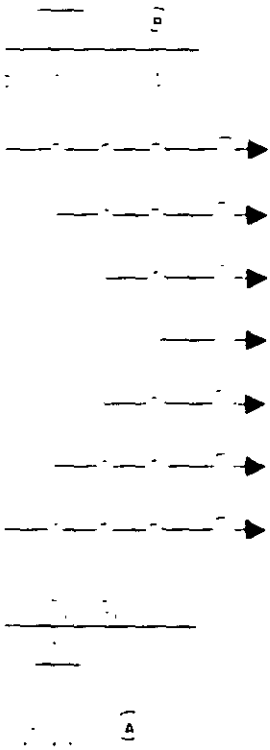
CASO 1



CASO 2

C O N T I N U A

- Subestacion y bus en la base del edificio
- Bus en la parte superior del edificio
- Malta de baja tension
- Fusible
- Fusible de potencia
- Protector de red



CASO 3

Figura 5.- Estructura de una mancha de red

EDIFICIOS VERTICALES

- ANÁLISIS DE COSTO-CONFIABILIDAD

Cada uno de los sistemas descritos tendrán un costo relativo a la importancia y la naturaleza de la carga por alimentar. Para escoger la mejor alternativa, se requerirá de un análisis técnico-económico detallado de los diversos sistemas compatibles al servicio deseado. Cada uno de los arreglos tiene una confiabilidad característica, que combinada con el costo permitirá seleccionar la estructura más adecuada según las necesidades.

- REQUERIMIENTOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION VERTICAL

En los casos de servicios contratados en baja tensión, es responsabilidad de la empresa suministradora efectuar todos los trabajos relacionados con el mantenimiento y operación del sistema de distribución vertical en media tensión, las subestaciones instaladas en el interior del edificio, los circuitos alimentadores en baja tensión, los equipos de medición y concentraciones propiedad de la misma.

El usuario tendrá la obligación de cumplir con los requisitos que la empresa suministradora especifique, siendo algunos de ellos los siguientes:

- a).- Nombrar un representante legal.
- b).- Accesos libres para la instalación y mantenimiento del equipo.
- c).- Espacios adecuados para:
 - * Locales de subestación, equipos de protección o seccionamiento.
 - * Trayectoria de circuitos de media y baja tensión.
 - * Equipos de medición
 - * Equipo de control y comunicación.
- d).- Equipo contra incendio.
- e).- Seguro contra daños.

a).- REPRESENTANTE LEGAL DEL USUARIO.

El propietario del edificio deberá nombrar un representante legal con el que la compañía suministradora acordará y coordinará los trabajos correspondientes a la ejecución del proyecto y construcción del sistema de distribución.

b).- ACCESO PARA EL EQUIPO.

El propietario del inmueble o su representante legal, tendrán la obligación de proporcionar todas las facilidades para el transporte adecuado del equipo durante su instalación, retiro o reemplazo, tanto en forma horizontal como vertical, durante las 24 horas del día y durante los 365 días del año.

Transporte horizontal.- Este lo realizará personal de la empresa suministradora y se hará por medio de rodillos o patines, para lo cual es necesario que el piso por el que se deslice el equipo permita el uso de los mismos. Asimismo, deben existir facilidades para instalar medios de jalado y soportes para su movimiento, siendo indispensable para ello, un ancho mínimo de 2.50 m y una altura libre de 2.40 m como mínimo a lo largo de toda la trayectoria de acceso a los locales de las subestaciones. La losa de piso a lo largo de la misma deberá soportar el peso del equipo, conforme a los valores de la Tabla 1.

Transporte vertical.- El usuario efectuará con su equipo, personal y bajo su responsabilidad, las maniobras necesarias para subir o bajar desde el nivel de calle hasta los diferentes niveles en que se encuentren ubicadas las subestaciones en el edificio, los materiales y equipos que formarán parte del sistema de distribución de energía eléctrica, durante la etapa de construcción. Para tal efecto es necesario contar con un elevador de carga o montacargas de las dimensiones y capacidad acordes con el equipo a instalar en las subestaciones y con un factor de seguridad del 30 %. En la Tabla 1 se indican estos valores.

TABLA N. 1
DIMENSIONES Y PESOS DE EQUIPOS
(m, kg)

EQUIPO	LARGO	ANCHO	ALTURA	PESO
TRANSFORMADOR 300 kVA	1,90	1,50	2,00	3 000
TRANSFORMADOR 500 kVA	1,90	1,50	2,00	4 000
TRANSFORMADOR 750 kVA	2,20	1,50	2,00	5 500
GABINETE M 23i, 1 SECCION	1,22	1,22	2,22	250

c).- ESPACIOS ADECUADOS

* Locales de subestación, equipos de protección o seccionamiento.

El usuario estará obligado a proporcionar en el interior del edificio, los espacios para instalar las subestaciones de 23.000-220/127 Volts, necesarias para el suministro de energía eléctrica en baja tensión al mismo. Algunas especificaciones se indican a continuación.

Dimensiones: Las dimensiones de los locales para las subestaciones estarán en función del equipo utilizado en el proyecto correspondiente. En la tabla 2 se muestran algunos ejemplos.

TABLA N.2
ESPACIO REQUERIDO PARA LOCALES DE SUBESTACION

CANTIDAD	EQUIPO	DIMENSIONES
1	TRANSFORMADOR DE 300, 500 o 750 kVA	4,00 x 4,50
1	TRANSFORMADOR DE 300, 500 o 750 kVA	6,00 x 5,00
1	GABINETE M 23 I, 3 SECCIONES	
1	TRANSFORMADOR DE 300, 500 o 750 kVA	6,00 x 6,00
1	GABINETE M 23 I, 4 SECCIONES	

Acceso: El acceso a las subestaciones, tanto de personal de la empresa suministradora como para el equipo, deberá estar libre y expedito en todo momento. se hará en forma directa a las subestaciones por medio de una puerta metálica con persianas fijas para ventilación en toda su superficie, portacandado y letrero con la leyenda de "PELIGRO ALTA TENSIÓN", cuyas dimensiones serán fijadas en su caso por la empresa suministradora.

Paredes y pisos: Las paredes serán de concreto armado con un espesor mínimo de 0.15 m. la losa de piso será de concreto armado y calculado para soportar el peso del equipo a instalar.

Ventilación: La ventilación del local será por medio de la puerta de acceso a la subestación y de ventanas metálicas, con persianas fijas en toda su área. Las dimensiones de estas últimas las indicara la empresa suministradora, en base al equipo por instalar.

Drenaje: Por ningún motivo se permitirá que el líquido refrigerante de los transformadores (RTEmp) pueda dispersarse por la subestación o fuera de la misma. para tal efecto se deberá instalar en las subestaciones una coladera u otro medio de evacuación hacia un deposito especial de confinamiento, conforme lo establece el capítulo 4, artículo 450-46 de las Normas Oficiales Mexicanas NOM-001-SEDE-99 y la normatividad en materia ambiental.

Sistema de tierras: El usuario deberá proporcionar en cada subestación dos tomas de tierra con cable de cobre desnudo de 250 MCM., cuyo valor de resistencia medida sea menor o igual a 10 Ohms.

Instalación eléctrica: Será dependiente del sistema eléctrico del edificio, consistente en un interruptor termomagnético de 30 A., apagador-contacto de 600 Watts, alumbrado adecuado, consistente en lámparas incandescentes de 100 Watts cada una. También se deberá contar con alumbrado de emergencia.

* **Trayectoria de circuitos de media y baja tensión.**

Se construirán ductos verticales para la instalación de los circuitos de media y baja tensión, con dimensiones mínimas de 2.00 x 0.80 m. con charolas de 0.35 m., debiéndose tener acceso a los mismos en cada piso como se muestra en la figura 6. Estos ductos deberán ser exclusivamente para instalaciones de la empresa suministradora, la cual instalará los candados correspondientes.

Los circuitos de media y baja tensión deberán instalarse en forma independiente entre sí y de otras instalaciones del edificio.

De la misma manera, se construirán los pasos de cables necesarios para los circuitos de baja tensión, a fin de comunicar la subestación con las concentraciones de los equipos de medición, siendo también indispensable construir los ductos requeridos para ligar las subestaciones con el exterior.

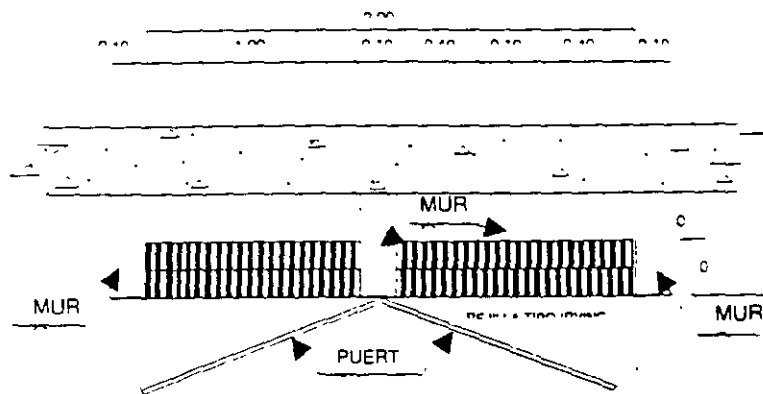


Figura 6 - Ductos verticales para la torre

▫ **Equipos de medición.**

El usuario tiene la obligación de proporcionar los locales para la instalación de los equipos de medición correspondientes, cuyas dimensiones quedarán definidas por el número y tipo de servicios ubicados en una misma concentración. También deberán instalarse sardineles con rejillas tipo Irving para protección de los circuitos de baja tensión.

▫ **Equipo de control y comunicación.**

Para facilitar las maniobras de operación del sistema de distribución, el usuario instalará un sistema de comunicación interfono entre los locales de las subestaciones y un teléfono en la parte baja del edificio, exclusivo para el personal de la empresa suministradora.

El usuario debe proporcionar de ser necesario, los espacios para la instalación del equipo de control para operación remota.

d).- EQUIPO CONTRA INCENDIO

El usuario deberá proporcionar e instalar en cada subestación, el equipo contra incendio (tipo ABC) aprobado por el área de Protección Civil de la autoridad correspondiente. El mantenimiento de estos equipos será proporcionado por el propietario del inmueble, haciendo saber a la empresa suministradora del programa del mismo para obtener el acceso a las subestaciones.

e).- SEGURO CONTRA DAÑOS

El usuario contratará por su cuenta un seguro contra daños en bienes y/o personas que pudieran ser ocasionados al propio usuario y/o a terceros por falla de los materiales y/o equipos, fallas en los

circuitos de media y baja tensión, equipo de medición, control y comunicación. De la misma manera, el seguro deberá cubrir los daños que sufran las instalaciones propiedad de la empresa suministradora, ya sea por causas fortuitas de cualquier índole o de fuerza mayor.

- REQUERIMIENTOS PARA LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN VERTICAL.

La empresa suministradora será la responsable de efectuar todos los trabajos de instalación, operación y mantenimiento en el sistema de distribución, tanto en los circuitos de media y baja tensión, como en las subestaciones de distribución instaladas en el interior del inmueble en los diferentes pisos: así como en los equipos de medición y concentraciones.

Por tal motivo el propietario del inmueble o su representante legal deberán cumplir con todo los requerimientos indicados en la construcción del sistema de distribución, así como restringir el acceso a las instalaciones de la empresa suministradora a personal no autorizado.

- INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN

De acuerdo con el nivel o niveles de tensión solicitados por el propietario del inmueble o su representante legal para la contratación del servicio de energía eléctrica, la empresa suministradora, indicará al interesado el tipo o tipos de equipos de medición a utilizarse, así como los requerimientos para su instalación, operación y mantenimiento.

El usuario dará todas las facilidades de acceso, previa identificación del personal que en forma periódica realizará la toma de lecturas de los equipos de medición.

- RESPONSABILIDAD CIVIL

La empresa suministradora no se hará responsable por los daños que se puedan ocasionar a los bienes o personas del inmueble y/o terceros en siniestros por incendio, fuerza mayor o caso fortuito en las subestaciones eléctricas, así como en las instalaciones accesorias: por lo que el propietario del inmueble o su representante legal libera de toda responsabilidad a la empresa suministradora de los casos antes señalados. Toda vez que el seguro contratado por el propietario del inmueble o su representante legal será el obligado de cubrir dichos daños.

El propietario del inmueble o su representante legal deberá proporcionar a la compañía suministradora una copia del seguro contra incendio del inmueble y otros riesgos, que incluyan las subestaciones eléctricas, los sistemas de distribución en media y baja tensión y los equipos de medición propiedad de dicha dependencia, así como los bienes o personas del inmueble y/o terceros.

- FUENTES DE ENERGÍA ALTERNA.

En el proyecto de la instalación eléctrica del edificio, debe preverse la instalación de una planta de emergencia de la capacidad adecuada, para alimentar en caso de interrupción por parte del suministrador, los circuitos del elevador de carga o montacargas, el alumbrado de emergencia y el sistema de comunicación entre subestaciones instaladas en el interior del edificio.

Adicionalmente se deben prever las facilidades para la conexión de una planta generadora móvil, para el caso de falla de la planta de emergencia propia del edificio.

- ASPECTOS COMERCIALES

El propietario del inmueble o su representante legal, nombrarán a un coordinador general del proyecto de su edificio facultado para tratar con la empresa suministradora todo lo relacionado al proyecto, instalación, operación y mantenimiento tanto preventivo como correctivo del sistema de distribución vertical.

La empresa suministradora le brindará la asesoría en todo lo relacionado con el suministro de energía eléctrica en media y baja tensión, siempre que lo solicite.

Con respecto al pago de aportaciones, tensión de suministro, capacidad de energía eléctrica requerida y el programa de obras, estos será convenidos por ambas partes.

- MARCO JURÍDICO

Se elaborará un convenio, el cual establecerá las acciones que en forma coordinada realizará empresa suministradora con el usuario para la electrificación del inmueble, con la finalidad de obtener una instalación confiable, segura y de alta calidad, apeguándose a los marcos jurídicos que se establecen en:

- * La Constitución de los Estados Unidos Mexicanos.
- * La Ley de Suministro de Energía Eléctrica.
- * El Reglamento de Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- * El Manual de Servicio al Público en Materia de Energía Eléctrica.
- * Las Normas Oficiales Mexicanas de Instalaciones Eléctricas.
- * Las Tarifas Generales Autorizadas.
- * El Reglamento de Operación.
- * El Reglamento de Construcciones.

- RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES

Dentro de la planeación para la construcción de un edificio vertical es recomendable tener presente, las necesidades de las empresas suministradoras de energía eléctrica para la electrificación de dicho inmueble.

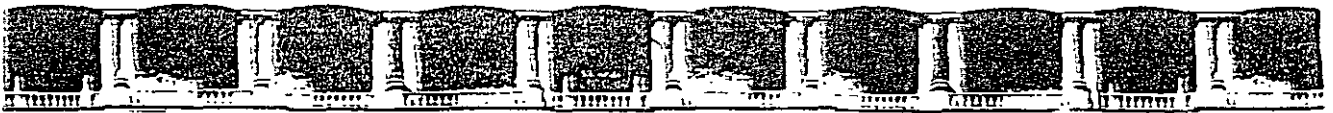
El ingeniero que desarrolle el proyecto eléctrico correspondiente, puede prever la densidad de carga y demanda que requerirá dicho servicio, así como el número estimado de servicios que se

EDIFICIOS VERTICALES

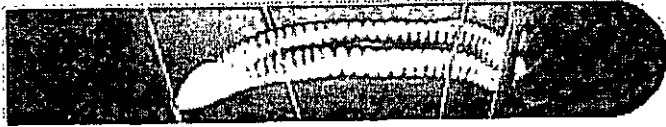
requerirán.

El propietario del inmueble en base a la inversión que realice en lo relativo a la instalación eléctrica, debe estar conciente que para mayor confiabilidad, continuidad y calidad de servicio tendrá que realizar un gasto mayor.

Por lo tanto, en base a las experiencias obtenidas en el desarrollo de instalaciones en edificios verticales, se puede concluir que el sistema de distribución vertical más confiable es el de derivación múltiple por parte de la empresa suministradora y radial en anillo abierto en la trayectoria vertical del inmueble.



FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA



Ingeniería Eléctrica

CURSO SOBRE INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN EDIFICIOS

CA-237

TEMA III

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

EXPOSITOR: ING. RICARDO ESPINOSA PATIÑO
DEL 14 AL 25 DE NOVIEMBRE DE 2005
PALACIO DE MINERÍA



SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

REDES SUBTERRÁNEAS URBANAS DE LA CIUDAD DE MÉXICO

Sept 2005

LA INVERSIÓN TOTAL DE UN SISTEMA ELÉCTRICO (100%)

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN - 40 AL 60%

SISTEMA DE POTENCIA - 60 AL 40%

ANTECEDENTES HISTÓRICOS

- Las primeras redes subterráneas que se construyeron en el país fueron redes que se conocen como redes automáticas en baja tensión (NETWORK SYSTEMS)
- Las primeras redes automáticas de corriente alterna se construyeron de una y dos fases y se pusieron en operación en Nueva York en 1922 por la compañía United Electric Light and Power, con protectores construidos por la empresa Palmer Electric and Manufacturing. Poco después las patentes fueron compradas por la compañía Westinghouse que perfeccionó el sistema y los equipos. En 1924 la misma empresa puso en servicio la primera red automática trifásica en Nueva York y a partir de entonces su uso se extendió rápidamente. La figura siguiente ilustra cómo aumentó en 1922, año en que inició, hasta 1980, contando para entonces con casi 240 ciudades atendidas por redes automáticas.
- Inicialmente se pensó que la red automática se usaría solo para grandes ciudades y en zonas donde existiese una densidad de carga muy alta, pero a medida que fue pasando el tiempo y que se perfeccionaron procedimientos y equipo ha venido empleándose en ciudades de menor importancia. Actualmente hay redes instaladas en poblaciones hasta de 25 mil habitantes en Estados Unidos.

- Uno de los componentes esenciales de cualquier sistema eléctrico, es el de distribución, que representa en promedio entre el 40 al 60% de la inversión total del sistema.
- En todos los casos la energía que vende cualquier compañía estatal o privada pasa por su sistema de distribución, siendo por ello importante su buen diseño, construcción y confiabilidad.
- Estos pueden variar desde una simple línea aérea que conecte un generador con un solo consumidor, hasta un sistema mallado que suministre energía eléctrica a la zona más importante de una ciudad o la capital de un país. Este es el caso de las redes subterráneas urbanas de la Ciudad de México.
- A continuación se presenta un resumen de las estructuras empleadas en los sistemas subterráneos en México y en otros países, así como una breve historia de cómo se han desarrollado las redes subterráneas desde principios del siglo pasado en la zona de influencia de Luz y Fuerza.

HISTORIA REDES SUBTERRÁNEAS EN MÉXICO

INICIO 1924	1 ALIMENTADORES RADIALES	3,000 VOLTS
1926	2 ALIMENTADORES RADIALES	6,000 VOLTS
1928	5 E. MONTEALCO 3 ALIMENTADORES RADIALES RED AUTOMÁTICA MONTEALCO (1 KM ²)	6,000 VOLTS
1937	CARGA INSTALADA - 10 400 Kw PICO DE CARGA - 10 000VVA 3 ALIMENTADORES	6,000 VOLTS
1940	RED AUTOMÁTICA JAMAICA 5 E. JAMAICA	6,000 VOLTS
1950	RED AUTOMÁTICA REFORMA 5 ALIMENTADORES	6,000 VOLTS
EN LOS 60s	INICIA LA CONSTRUCCIÓN DE LA RED CENTRAL	22 000 VOLTS

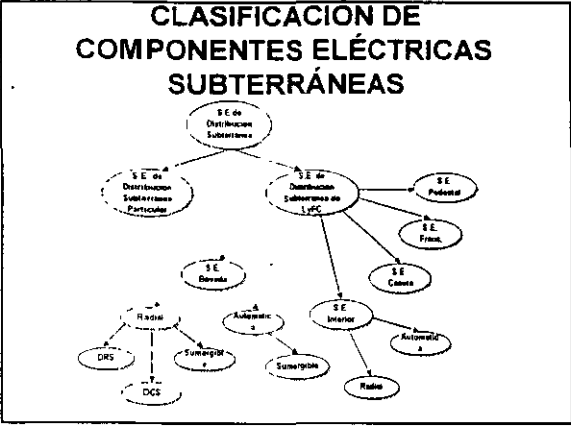
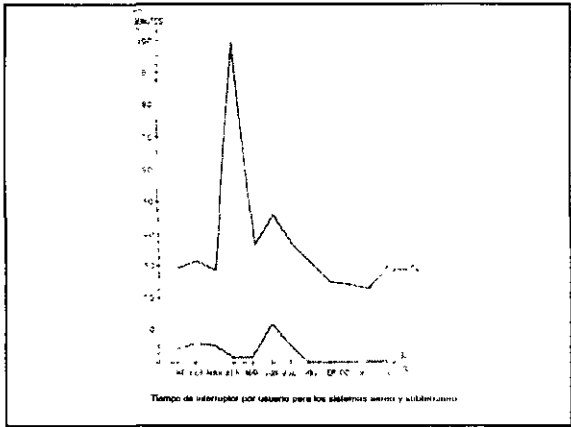
LA TENSIÓN DE 25 000 VOLTS FUE LA MÁS ALTA EN SU TIEMPO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN AEREOS Y SUBTERRÁNEOS EN EL PAÍS.

COMPARACIÓN DE UN SISTEMA SUBTERRÁNEO VS AEREO

$$A_s = (1/5 - 1/7) A_a$$

$$I_s \gg I_a$$

- En la figura siguiente se puede observar la diferencia en continuidad de los sistemas, aceptándose siempre que un sistema subterráneo tiene una λ menor, es decir $\lambda_s = (1/5 \text{ a } 1/7) \lambda_a$
- Sin embargo, dadas sus condiciones de operación, construcción y protección, los tiempos de reparación son mayores, es decir: $r_s \gg r_a$, dependiendo esta relación de la estructura o configuración topológica del sistema subterráneo, equipo empleado y construcción. Estimándose en general que $r_s = (2.5 \text{ a } 3) r_a$, es por tanto importante en la evaluación de estos sistemas que el énfasis que el ingeniero de distribución dé en sus diseños esté relacionado en reducir r mas que λ .

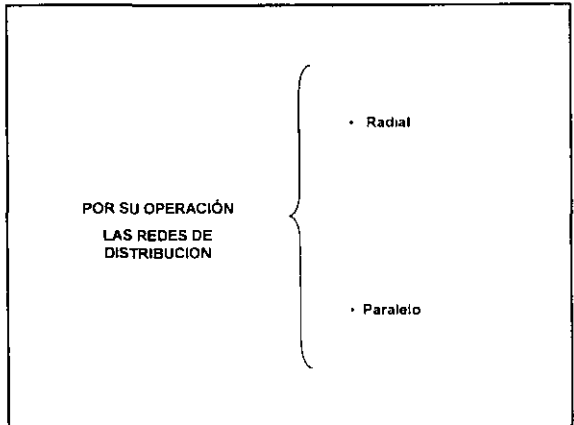


- ### FACTORES PARA CONSTRUIR UNA RED SUBTERRÁNEA
- Densidad de carga
 - Costo de instalación
 - Grado de confiabilidad
 - Facilidad de operación
 - Seguridad
 - Estéticos

- Los sistemas de distribución se pueden diseñar en estructuras diversas
- La estructura de la red de distribución que se adopte tanto en mediana como baja tensión depende de los parámetros que intervengan en la planeación de la red tales como

- ### LA ESTRUCTURA DE UNA RED DE DISTRIBUCION
- Densidad
 - Tipo de cargas
 - Residencial
 - Comercial
 - Industrial
 - Mixta
 - Localización geográfica de la carga
 - Área de expansión de la carga
 - Continuidad del servicio

- Un punto importante en la decisión tanto del tipo de construcción como de la estructura del sistema de distribución que se va a desarrollar depende de la calidad del servicio que se desee, pudiéndose subdividir ésta en dos partes fundamentales
- ✓ Continuidad del servicio
- ✓ Regulación de tensión
- La topología del sistema tendrá una influencia decisiva en la continuidad del sistema y un impacto menor en la regulación de tensión
- En cuanto a su operación, hay sólo dos tipos fundamentales de redes de distribución



- ### Radial
- Este sistema de servicio de energía eléctrica es probablemente el más antiguo y comunmente usado en la distribución de energía eléctrica
 - Debido a su bajo costo y sencillez, las redes de operación radial se seguirán usando, pero tratando también de mejorar sus características de operación para hacerlas más confiables

- ### Paralelo
- En un sistema de operación en paralelo el flujo de energía se divide entre varios elementos, teniendo más de una trayectoria
 - La operación en paralelo se utiliza principalmente en redes subterráneas de baja tensión. Con este tipo de redes se tiene una estructura sencilla en la red primaria, donde las subestaciones están conectadas en simple derivación radial. La continuidad está asegurada en la red de baja tensión por medio de la operación en paralelo
 - Las protecciones solo existen en la salida de los alimentadores de red y a la salida de los transformadores. La eliminación de las fallas en los cables de la red de baja tensión se hace por autoextinción o bien con fusibles limitadores colocados en los extremos de los cables

- ESTRUCTURAS DE MEDIANA TENSIÓN**
- Estructura radial Aéreas, mixta y subterránea
 - Estructura en anillos Abierto, cerrado
 - Estructura en mallas
 - Estructura en doble derivación
 - Estructura de alimentadores selectivos

- ### ESTRUCTURA RADIAL
- La estructura radial es la que más se emplea, como se mencionó en párrafos anteriores, aunque su continuidad se encuentra limitada a una sola fuente, su sencillez de operación y bajo costo lo hacen muy útil en muchos casos
 - Esta estructura radial se emplea en los tres tipos de construcción que existen
 - ✓ Red aérea
 - ✓ Red mixta
 - ✓ Red subterránea

Red Aérea

- Este tipo de construcción se caracteriza por su sencillez y economía, razón por la cual su empleo está muy generalizado
- Se adapta principalmente para
 - ✓ Zonas urbanas con
 - Carga doméstica
 - Carga comercial
 - Carga industrial baja
 - ✓ Zonas rurales con
 - Carga doméstica
 - Carga de pequeña industria (bombas de agua, molinos, etc.)
- Los elementos principales en esta red son transformadores, cuchillas, seccionadores, fusibles, cables, se instalan en postes o estructuras de distintos materiales. La configuración más sencilla que se emplea para los alimentadores primarios es del tipo arbol, consiste en conductores de calibre grueso en la troncal y de menor calibre en las derivaciones o ramales. Cuando se desea mayor flexibilidad y continuidad es posible utilizar configuraciones más elaboradas.

- Los movimientos de carga se realizan con juegos de cuchillas de operación con carga, que se instalan de manera conveniente para poder efectuar maniobras tales como trabajos de emergencia, ampliaciones de red, nuevos servicios. En la actualidad en LFC se están instalando equipos de seccionamiento automático telecontrolado.
- En servicios importantes como hospitales, edificios públicos o fábricas, que por la naturaleza del proceso no permiten falta de energía eléctrica en ningún momento, se les dota de doble alimentación, ya sea con dos alimentadores de la misma subestación o de diferentes, independientemente de que la mayoría de estos servicios deben contar con plantas de emergencia con capacidad suficiente para alimentar sus servicios propios más importantes.
- En este tipo de red está muy generalizado el empleo de seccionadores, restauradores y fusibles, como protección del alimentador, para eliminar la salida de todo el circuito cuando hay fallas transitorias, las cuales representan más del 80% del total de fallas.

Red Mixta

- Es muy parecida a la red aérea, difiere de esta sólo en que sus alimentadores secundarios en vez de instalarse en la postera se instalan directamente enterrados.
- Esta red tiene la ventaja de que elimina gran cantidad de conductores aéreos, favoreciendo con esto la estética del conjunto y disminuyendo notablemente el número de fallas en la red secundaria y por ende la falla en transformadores, con lo que aumenta por consecuencia la confiabilidad del sistema.

Red Subterránea

- Esta estructura se constituye con cables troncales que salen en forma "radiante" de la S.E. y con cables transversales que ligan a las troncales. La sección de cable que se utiliza debe ser uniforme, es decir, la misma para los troncales y para los ramales. En la actualidad la Red Indianilla tiene este diseño y alimenta entre los servicios importantes la Secretaría de Gobernación y grandes hoteles y oficinas corporativas.
- La aplicación de este tipo de estructura es recomendable en zonas extendidas, con altas densidades de carga (15 a 20 MVA/km²) y fuertes tendencias de crecimiento.
- En operación normal cada alimentador lleva una carga C funcionando en forma radial, operando normalmente abiertos los elementos de seccionamiento con que cuenta la estructura. En caso de emergencia los alimentadores deberán soportar la carga adicional que se les asigne, de acuerdo con la capacidad del equipo y del cable. Por esta razón la estructura se constituye con cable de igual sección.



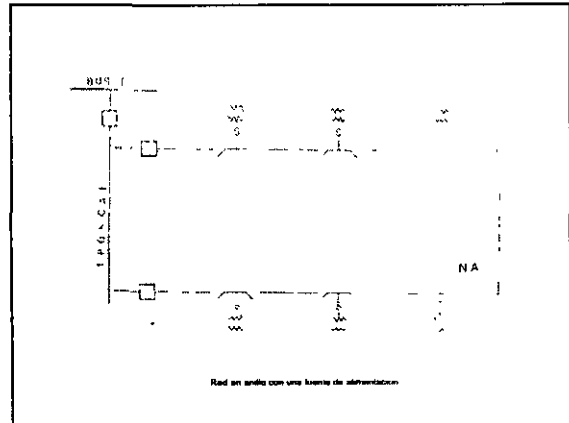
Estructura de red subterránea

- Las redes subterráneas han visto favorecida su expansión en las zonas urbanas de alta densidad de carga en todo el mundo, debido a las ventajas que presentan ante las redes aéreas.
- Las principales son la confiabilidad de servicio y la limpieza que estas instalaciones proporcionan al medio ambiente. Naturalmente, este aumento en la confiabilidad y en la estética forma parte del incremento en el costo de las instalaciones y en la especialización del personal encargado de construir y operar este tipo de redes.
- Para la evaluación de las características de estos sistemas de distribución es necesario considerar que las condiciones de operación e instalación de los equipos y materiales que son totalmente diferentes a los sistemas aéreos. La construcción, manufactura y aun su protección es diferente, estando sujetos en la mayoría de los casos a fallas sostenidas.

ESTRUCTURA EN ANILLO

a) Estructuras en anillo abierto

- Este tipo de esquema se constituye a base de bucles de igual sección, derivados de las subestaciones fuente. Las subestaciones de distribución quedan alimentadas en seccionamiento exclusivamente.
- Las redes en anillo normalmente operan abiertas en un punto que por lo general es el punto medio, razón por la cual se las conoce como redes en anillo abierto. Al ocurrir una falla dentro de un anillo se secciona el tramo dañado para proceder a la reparación, siguiendo una serie de maniobras con los elementos de desconexión instalados a lo largo de la subtronzal.
- Esta estructura es recomendable en zonas con densidades de carga entre 5 y 15 MVA/km² y en donde el aumento de la carga es nulo o muy pequeño, de tal manera que se pueda absorber fácilmente con la estructura inicial, sin que sea necesario realizar trabajos para modificar la configuración de la red. Como ejemplo de estos casos se tienen las electrificaciones a conjuntos habitacionales.

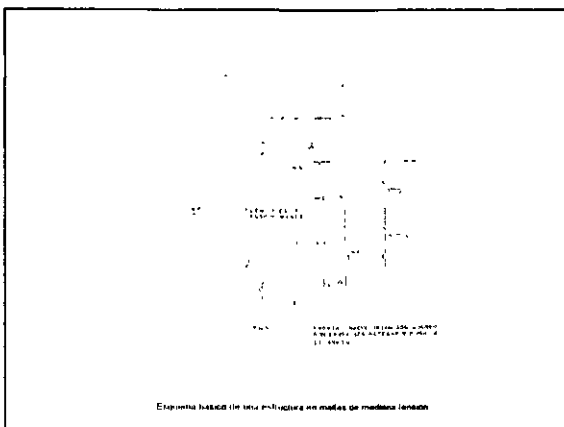


b) Estructuras en anillo abierto

- El esquema de esta estructura es semejante a la anterior, y varía únicamente en que NO existe un punto normalmente abierto. Esta estructura tiene gran aplicación en zonas de gran extensión geográfica, se desarrolla con cables subterráneos por la facilidad que se tiene de incrementar la capacidad instalada paulatinamente sin afectar la estructura fundamental de la red. Este tipo de redes se emplea de manera generalizada sólo en Europa y tiene una muy alta confiabilidad, fue inicialmente diseñada en Inglaterra, pero en los últimos años se ha extendido a Francia, España e Inglaterra en donde inclusive en zonas suburbanas se construyen.
- Otras ventajas en la implantación de este tipo de estructuras, son un factor de utilización mayor del 60% y un mejor control del nivel de cortocircuito.

ESTRUCTURA EN MALLAS

- En esta estructura las subestaciones de distribución están conectadas en seccionamiento, y junto con el cable constituyen anillos de igual sección.
- Estos anillos operan en forma radial, para lo cual se opera normalmente abierto uno de los medios de seccionamiento, interruptor o cuchillas.
- Existen ligas entre los anillos para asegurar una alimentación de emergencia. En caso de un incidente interno en el anillo, se resuelve con los propios recursos haciendo maniobras entre grupos de subestaciones, por lo cual la capacidad de la malla corresponde a la del cable.
- Esta estructura es recomendable en zonas de crecimiento acelerado y de cargas no puntuales, debido a sus características de posibilidad de expansión y reparto de carga. Su aplicación se recomienda en zonas comerciales importantes con densidades superiores a 20 MVA/KM². La figura siguiente muestra este tipo de estructura. Esta red se emplea actualmente en París, Francia.



ESTRUCTURA EN DOBLE DERIVACIÓN

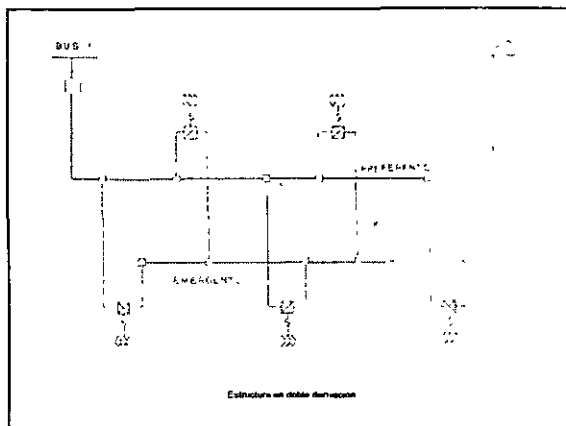
- La disposición de los cables en el caso de esta estructura se hace por pares, siendo las secciones uniformes para los cables troncales y menores para las derivaciones a la subestación y servicios, los cuales quedan alimentados en derivación. Es una estructura que resulta conveniente en zonas concentradas de carga y con densidades de carga del orden de 5 a 15 MVA/km².
- La aplicación más específica puede ser en zonas industriales, comerciales o turísticas de configuración extendida, en las que se tiene necesidad de doble alimentación para asegurar una elevada continuidad y que presenten características de carga y geometría concentradas.
- La operación de este tipo de estructura se hace con base en un esquema de alimentadores preferentes y emergentes con transferencias manuales o automáticas, siguiendo el principio de cambio de alimentación.

- Dentro de las normas de diseño que caracterizan a este tipo de redes se tienen las dos siguientes, que son muy importantes

1. El equipo de transferencias debe tener un mecanismo que impida la operación en paralelo de los dos alimentadores

2. Para obtener mayor confiabilidad de servicios es conveniente instalar los circuitos en rutas diferentes

- Esta estructura se ha empleado en México y fue desarrollada por Luz y Fuerza para el servicio de Transporte Colectivo Metro

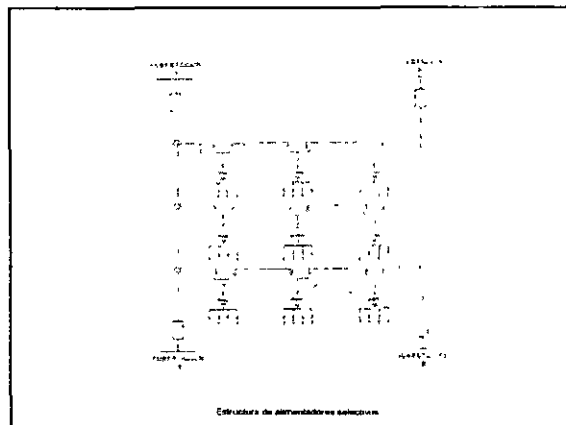


ESTRUCTURA DE ALIMENTADORES SELECTIVOS

- Esta red se constituye por cables troncales que salen preferentemente de subestaciones diferentes y llegan hasta la zona por alimentar; de estas troncales se derivan cables ramales de menor sección que van de una troncal a otra enfazandolas, siguiendo el principio de la doble alimentación

- Las subestaciones o transformadores de distribución se reparten entre parejas de alimentadores troncales que quedan conectadas en seccionamiento

- La protección de esta red consiste en interruptores que se instalan en la subestación de potencia a la salida de cada alimentador troncal y fusibles tipo limitador para proteger al transformador y dar mayor flexibilidad a la operación de la estructura. Es posible dotar de interruptores a los puntos de derivación de las subtroncales. Muy pronto se contará con interruptores de este tipo telecontrolados, que disminuirán sensiblemente el tiempo de maniobra por seccionamiento



- En condiciones normales de operación las S.E.-s se alimentan de las subtroncales con un punto normalmente abierto en la subtronal que permita balancear la carga en cada una de ellas. Cuando ocurre una falla en la troncal o subtronal los dispositivos de seccionamiento permiten efectuar estos movimientos de carga, transfiriendo las subestaciones al alimentador troncal adyacente

- Es recomendable la implementación de esta estructura para zonas donde las construcciones existentes están siendo sustituidas por edificaciones que representan grandes concentraciones de carga y requieren un alto grado de confiabilidad, siendo conveniente entonces pensar en implantar esta estructura en zonas de rápido crecimiento y densidades mayores a 15 MVA/km²

- Es digno mencionar que este diseño surgió en Luz y Fuerza en los años ochenta y en la actualidad se aplica en todas las redes subterráneas urbanas en construcción en la Cd. de México. La Red Polanco es un ejemplo de este tipo de redes subterráneas

INTRODUCCIÓN (Redes Automáticas)

- Las grandes concentraciones de carga con sus exigencias inherentes de continuidad de servicio y regulación de voltaje ha tenido gran influencia en el diseño de los sistemas de distribución para estas zonas. Flexibilidad para manejar nuevas cargas donde y cuando ocurran es otro punto importante que se debe considerar y añadir a los anteriores en cuanto a diseño de los sistemas de distribución para estas zonas

- La usual congestión de los espacios en que se instala este tipo de redes, con los consecuentes problemas en la instalación de equipos voluminosos y líneas aéreas, trae como resultado la necesidad de instalar sistemas subterráneos en estas zonas

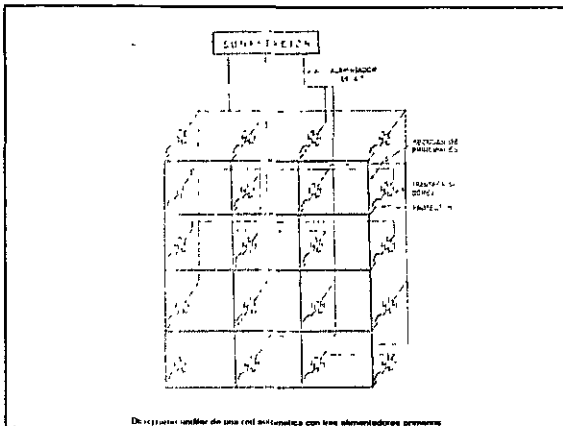
- El sistema de la red automática garantiza un servicio prácticamente continuo, porque las fallas en los alimentadores de alta tensión y en los secundarios de baja tensión, no afectan a los usuarios. Únicamente habrá interrupción en el caso de una falla en la subestación principal o una salida completa de todo el sistema, casos poco frecuentes y que por lo general de presentarse, se deben resolver en tiempos cortos. Habrá también interrupción cuando la falla sea en baja tensión en la acometida del servicio del cliente

limites de empleo y aplicación

- Cuando se necesita alta calidad en el servicio en alguna zona, la estructura de red automática hasta ahora es la estructura más confiable que existe, en ciertas condiciones este tipo de red es más económica cuando se desea obtener alto grado de continuidad
- Esto es particularmente cierto cuando el sistema de distribución es subterráneo, ya que el radial requiere muchos dispositivos de seccionalización, duplicación de circuitos de subtransmisión y alimentadores primarios para evitar interrupciones prolongadas mientras el cable se encuentra en reparación
- El hecho de que la malla de baja tensión se pueda expandir en pequeños incrementos es otra ventaja que es posible utilizar en este tipo de redes en zonas donde existe densidades grandes con cargas uniformemente distribuidas y se exija un alto grado de continuidad, lo que trae consigo la necesidad de instalar cables subterráneos. A este respecto, las estructuras de redes automáticas aun siguen siendo la solución más recomendable

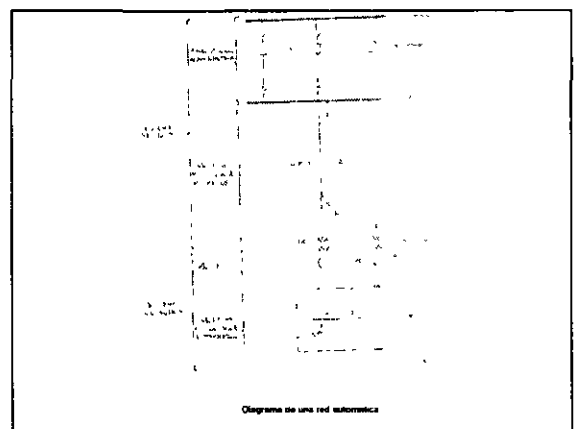
ELEMENTOS CONSTITUTIVOS

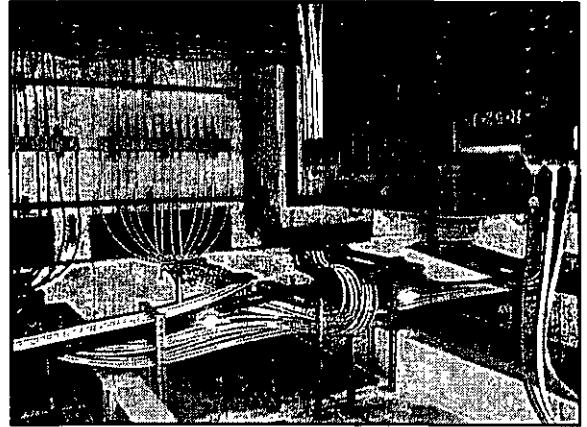
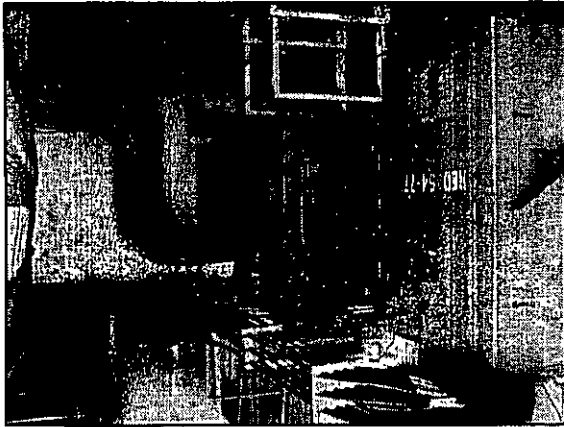
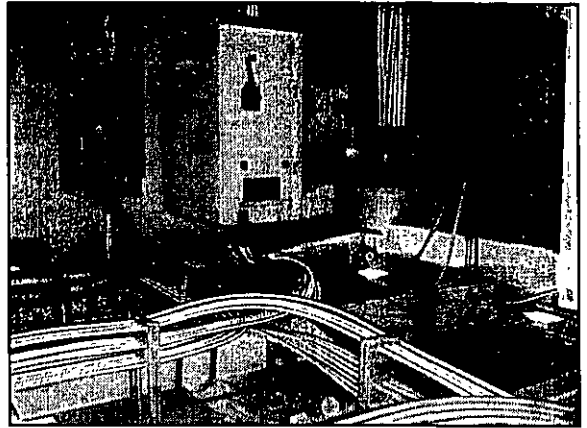
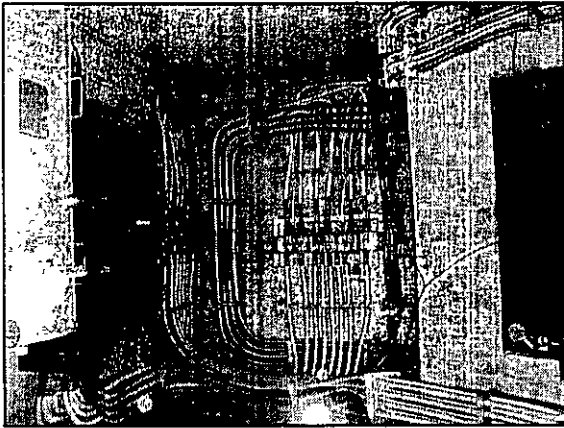
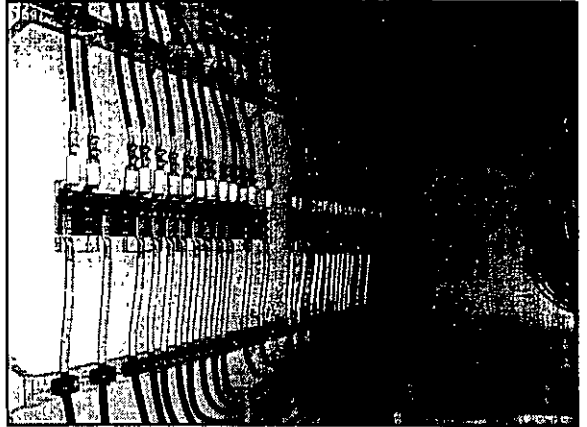
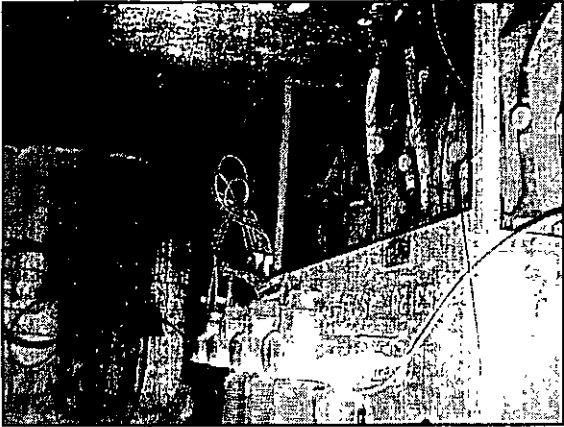
- La red automática o sistema de distribución en malla consiste en una red interconectada en la baja tensión operando a un voltaje de utilización de 220/127 ó 265/460 y energizada desde alimentadores radiales de 23000 volts, unidos por medio de transformadores de 23000/BT
- Se puede considerar que una red automática esta constituida por dos partes, alta tensión y baja tensión
- La figura siguiente muestra esquemáticamente y en forma muy simplificada un sistema de red automática servido por dos alimentadores. En la parte superior del lado izquierdo se indica la parte ocupada por la alta tensión, asimismo, se advierte la sección correspondiente a la subestación alimentadora, en la cual se marcan las barras de las redes automáticas. Cabe señalar que todos los alimentadores por principio de operación deben estar conectados de la misma barra. Además, hay barras auxiliares que sirven para dejar fuera los interruptores o reactores por falla o licencia en ellos
- A través de un interruptor salen de la subestacion principal los alimentadores, y ya en el lugar de utilización se conectan directamente a los transformadores de distribución tipo interior instalados en locales proporcionados por los clientes, o en bovedas con equipo sumergible



- En Luz y Fuerza se tienen 6 alimentadores en mediana tensión ya que esto eleva sensiblemente la confiabilidad y el factor de utilización de los cables troncales
- El sistema de alimentadores múltiples en alta tensión al que se conecta un número determinado de transformadores, que a su vez alimentan la malla de baja tensión, se diseña de tal manera que asegure una continuidad del 100%, excepto en el caso de que existiese una falla en la subestacion de potencia que alimenta a los primarios de la red
- El diseño del sistema se basa en la premisa de que una falla en cualquier alimentador primario o transformador de red no causa interrupcion en el servicio, dado que la carga está alimentada por el resto de los primarios y transformadores del sistema. La salida automática de una alta tensión o transformador con falla se garantiza por la operacion de los protectores de red que operan por corriente inversa

- En la seccion inferior, se muestra lo que abarca la parte secundana de la red
- Los cables de baja tensión del transformador se conectan al protector, que es un interruptor automático en aire controlado por relevadores
- Del protector salen cables monofásicos que se conectan a buses de baja tensión, que permiten que salgan de ahí varios cables. Dichos cables que salen de la boveda se extienden en la calle, interconectándose entre si y formando una malla que sustituye la red de baja tensión
- En la figura siguiente se puede apreciar con detalle la instalacion de una boveda de este tipo





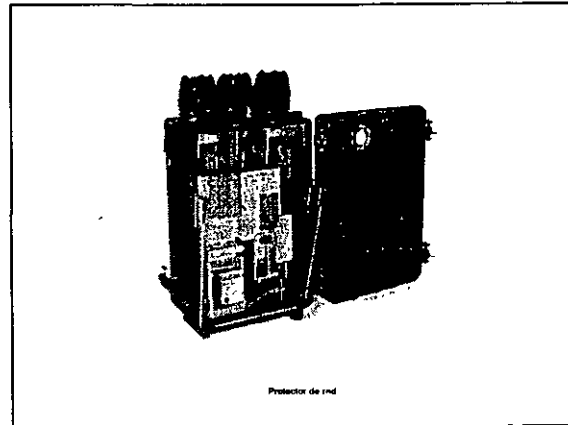
- Los primeros protectores que se fabricaron fueron de 500 amperes y en la actualidad existen de 800, 1200, 1600, 2500 y 3000 amperes. Los protectores que más demanda tienen son los de 1600 amperes, registrando el 60% del consumo total, para protectores de mayor capacidad se registra 50% y para protectores de menos de 1600 amperes 10% de consumo total.

- La capacidad interruptiva en baja tensión es de

✓ Protectores de 800 a 1600 amperes	25 000 A
✓ Protectores de 2000 amperes	30 000 A
✓ Protectores de 2500 a 3000 amperes	40 000 A

- En la actualidad, aunque la tendencia mundial de expansión de estas redes ha disminuido, aun se siguen construyendo abundantemente. Es conveniente hacer mención que por grado de confiabilidad casi la totalidad de los Capitales de los Estados Unidos y unidades carcelanas están suministradas por redes automáticas.

- En la figura siguiente se ilustra un protector de red con controles digitalizados que permitan no solo el envío de datos sino su operación remota. Se estima que muy pronto, dentro del programa de modernización, Luz y Fuerza cuente con este tipo de equipo.

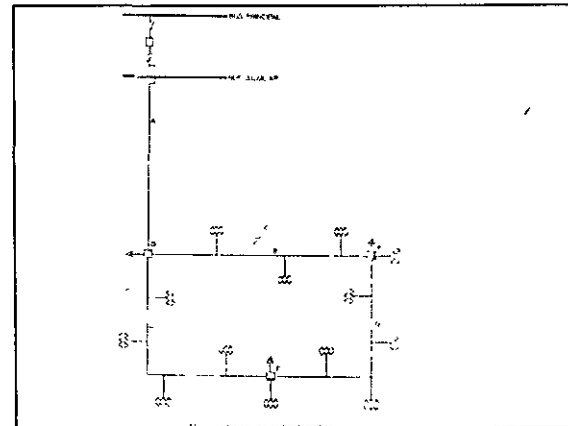


PRINCIPIOS BASICOS DE OPERACIÓN

- Cuando un alimentador de alta tensión sufre una falla o queda fuera por mantenimiento, el interruptor de la subestacion principal abre, así como el protector *PR 1*, ya que es sensible a la energía inversa que fluye de la malla de red al alimentador fuera de servicio. El alimentador 2 debe ser capaz entonces de llevar toda la carga de la malla, o sea que normalmente debe estar cargado a la mitad cuando el sistema esté en operación normal. Se observa entonces que la falla en alta tensión no afecta a la continuidad del servicio.

- Ahora se observa que los alimentadores primarios, por medio de interruptores permiten hacer las operaciones necesarias para dejar fuera la parte dañada, así como poner a tierra el cable defectuoso.

- Por lo regular, al inicio de una red automática los alimentadores se diseñan para trabajar radialmente, sin embargo, a medida que la carga aumenta conviene proyectar un arreglo en anillo para los alimentadores primarios, ya que es recomendable que la menor porción posible del alimentador quede fuera de servicio y, por tanto, de la red. Este concepto surgió en Luz y Fuerza en los años noventa y en la actualidad se construyen los anillos de las Redes Automáticas Central y Verónica.



- En la figura anterior se ilustra un alimentador que muestra los interruptores *D*, *E* y *F*. Si se presenta una falla en punto *b*, bastara con operar los interruptores en *D* y *E* para que quede libre la parte dañada. Si el defecto fuera en el punto *a* se operarían los interruptores *D* y *F*. Los interruptores con recierre automático no tienen uso en redes subterráneas automáticas por dos razones: la primera es que en circuitos subterráneos todas las fallas que se presentan son de carácter permanente, y la segunda es que en un sistema de red automática no es necesario reenergizar el circuito, ya que en realidad no hay interrupción del servicio.

- Una vez reparada la falla o terminado el mantenimiento del alimentador del interruptor de la subestacion o de la seccion del primario que está en licencia, se cierran los protectores que abrieron asimismo, deberan cerrarse sus contactos al detectar los relevadores la diferencia de potencia a que están calibrados. Una falla en un transformador se aísla de la misma manera que un alimentador primario.

- En cuanto a la malla o red de baja tensión, se puede decir que es un circuito trifásico de cuatro hilos al que se conectan todas las cargas. Cada carga de la red se alimenta normalmente desde dos puntos cuando menos y por ello se divide proporcionalmente, de acuerdo con la distancia a la que estén los puntos de alimentación.

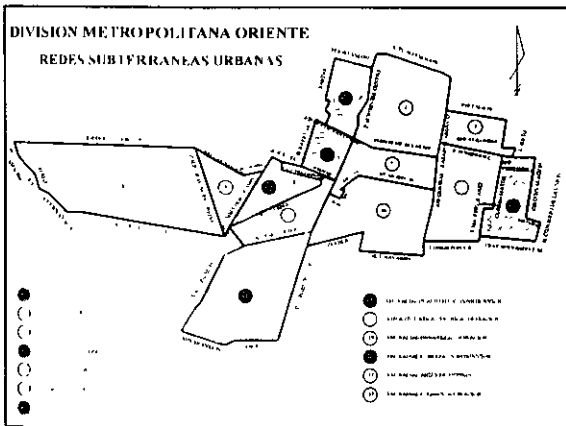
- En la medida que la carga cambie tambien cambiara su division en los puntos de alimentacion o transformadores, de tal manera que las caídas de voltaje se mantendran constantes desde estos puntos. Dado que, como ya se mencionó, estas cargas normalmente se alimentan desde dos puntos, cualquier cambio brusco en la carga, como un arranque de motores grandes, causara menos disturbios de voltaje que en un sistema de tipo radial, aun cuando este último esté diseñado para el mismo porcentaje de regulación.

- Si se supone una falla en los cables de baja tensión, por ejemplo en *C* de la figura anterior, todos los transformadores alimentaran esa falla y, como se vera despues, el cortocircuito es suficientemente grande para volatilizar el cable, normalmente este valor debe ser mayor a los 10,000 amperes.

- Los servicios no se interrumpen, como se aprecia en la figura porque no se pierde la continuidad, ya que las cargas 1 y 3 de cada lado de la falla siguen alimentados por los otros secundarios.

ACTUALIDAD DE LAS REDES SUBTERRÁNEAS EN LA CIUDAD DE MÉXICO

- El desarrollo más importante del País en sistemas de distribución subterránea de energía eléctrica se encuentra ubicado en el corazón de la Ciudad de México
- A continuación se presenta un resumen del tipo y zona de influencia de estas redes y sus características generales que muestran la importancia de estas instalaciones y su futura expansión, mismas que dependerá de planeación a corto y mediano plazo de la zona
- El sistema subterráneo de la Ciudad de México está construido dentro de las delegaciones Miguel Hidalgo y Cuauhtémoc y Colonias Centro, Morelos, Guerrero, Buenavista Santa María la Rivera, San Rafael, Tabacalera, Juárez Cuauhtémoc, Anzures, Polanco, Roma y Condesa



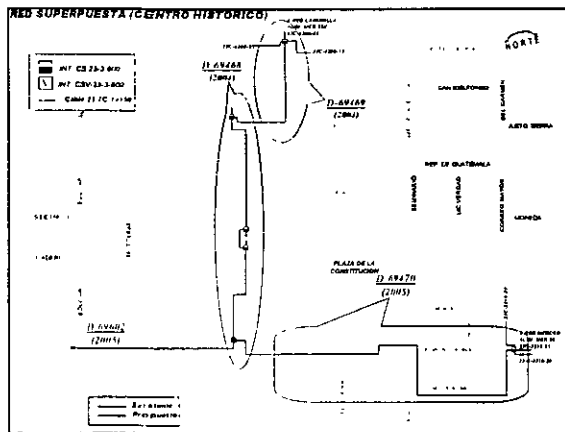
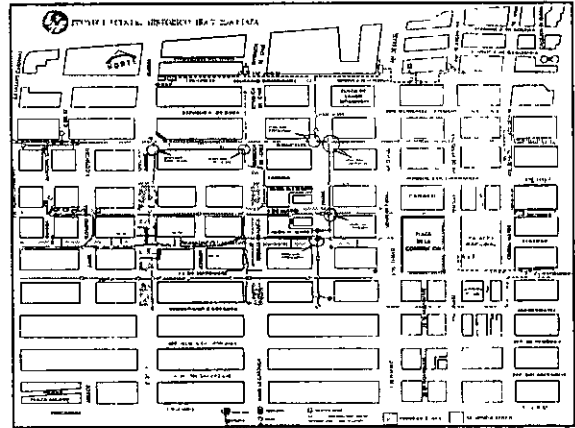
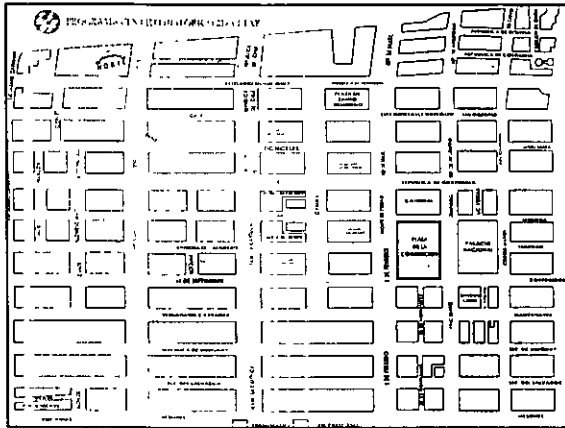
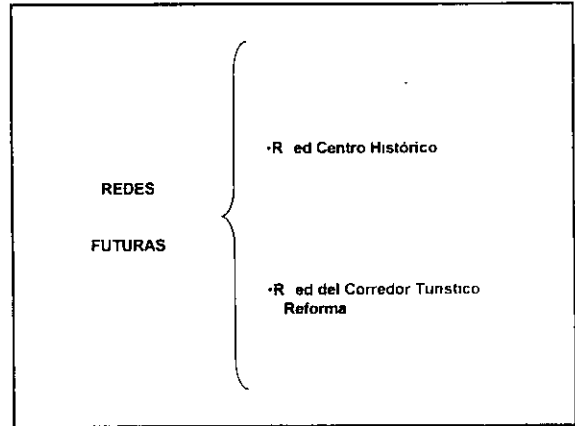
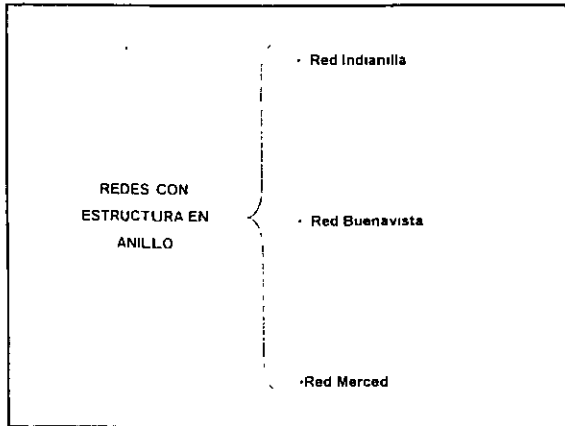
REDES AUTOMATICAS

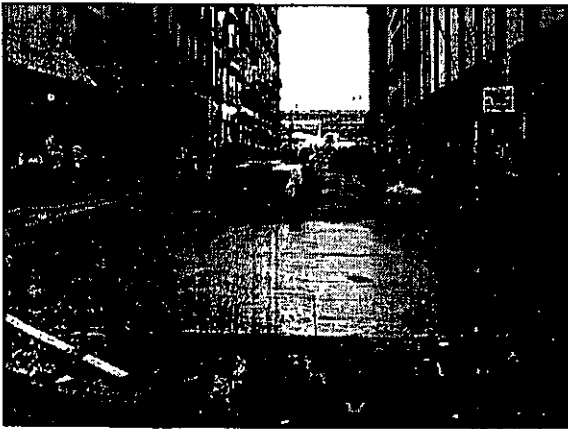
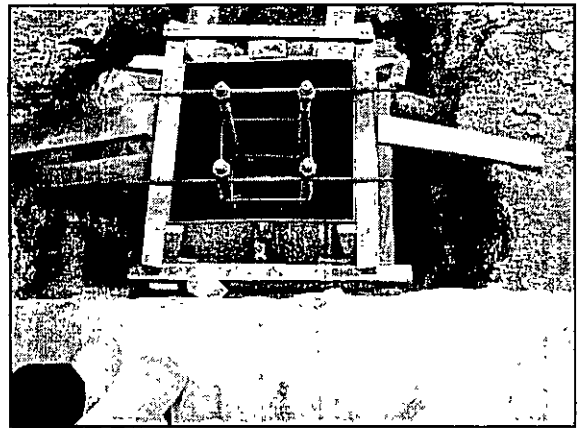
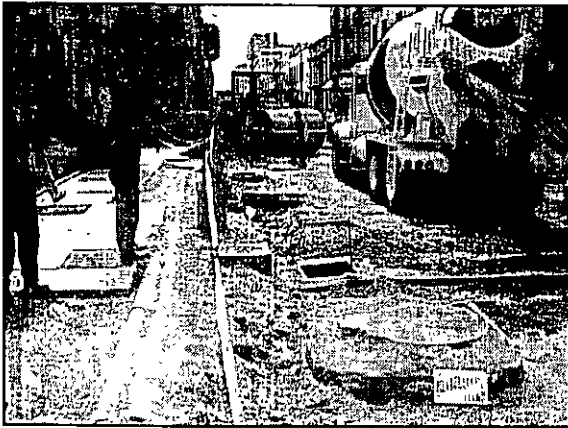
- Red Central
- Red Verónica
- Red Reforma

REDES CON ESTRUCTURA DE ALIMENTADORES SELECTIVOS

- Red Anzures
- Red Condesa
- Red Cuauhtémoc
- Red San Rafael
- Red Santa María

- En la actualidad se encuentra en operación una red de operación radial superpuesta de 23,000 volts que alimenta grandes usuarios de la Zona Rosa de la Ciudad de México y que permitió liberar de estas grandes concentraciones de carga a la Red Automática Verónica
- Este mismo concepto surgido en Luz y Fuerza se encuentra en construcción en el Centro Histórico y en el Corredor Turístico Reforma de la Ciudad de México







Programa de inversión en redes subterráneas (miles de pesos)

DELEGACION	RED	2000	2001	2002	2003	2004
CUAUHTEMOC	CUAUHTEMOC					
CUAUHTEMOC	CONDESA					
VARRANZA	MERCED					
BENITO JUAREZ	POLANCO	38 134	43 942	10 880	21 365	27 900
CUAUHTEMOC	SAN RAFAEL					
CUAUHTEMOC	SANTA MARIA					
CUAUHTEMOC	CENTRO HISTORICO					
CUAUHTEMOC	CORPEDOR REFORMA					

BIBLIOGRAFIA

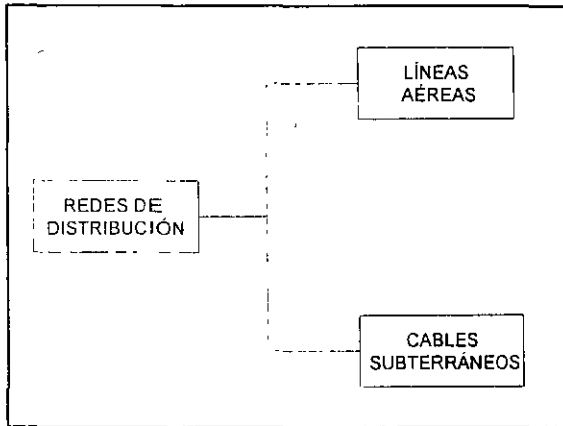
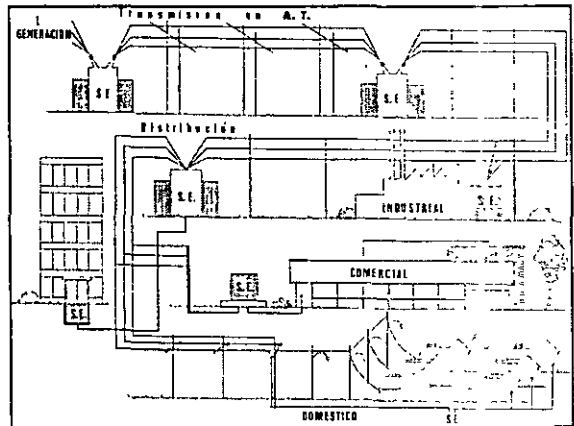
- *Underground System Reference Book* National Electric Light Association 1931
- Espinosa y Tamez Roberto *Redes Automaticas* Compañía de Luz y Fuerza S A 1964
- Espinosa y Lara, Roberto, Adelmann, Helmut *Fornecimiento de Energia a grandes edificios* Universidad de Mackenzie Sao Paulo Brasil 1974
- Espinosa y Lara, Roberto *Sistemas de Distribucion* Editorial Limusa 1990


Facultad de Ingeniería
 División de Educación Continua
 

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

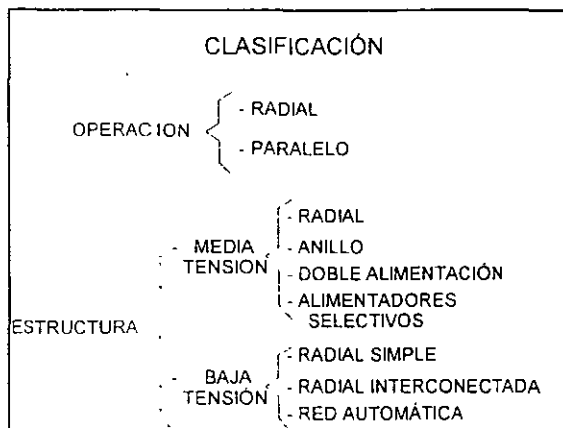
INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Agosto 2005



ESTRUCTURAS

- Siempre existe la posibilidad de hacer una gran cantidad de arreglos, por lo que los parametros que intervienen en la seleccion del tipo de estructura son:
 - Densidad
 - Tipo de carga
 - comercial
 - residencial
 - industrial
 - Localización geográfica
 - Área de expansión
 - Continuidad del servicio



**LOS PRINCIPALES ELEMENTOS QUE
 COMPONEN UN SISTEMA DE
 DISTRIBUCIÓN SON**

POR SU CONSTRUCCIÓN

- a) SISTEMAS AÉREOS
- b) SISTEMAS SUBTERRANEOS
- c) SISTEMAS MIXTOS

a) LÍNEAS PRIMARIAS

- TRONCALES
Subestaciones de potencia, mayor capacidad
- RAMALES
Transformadores, servicio en media tensión

b) TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

- Capacidad (características de carga)
- Trifásicos o monofásicos
- Tipo de conexión
- %Z (regulación, cortocircuito)
- Tipo Poste, Sumergible y Pedestal

c) LÍNEAS SECUNDARIAS

- Radiales
- En paralelo
- 1F, 2H
- 1F, 3H
- 3F, 4H

LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN SE PUEDEN CLASIFICAR:

- 3 Fases, 3 Hilos
- 3 Fases, 4 hilos
- 1 Fase, 2 Hilos
- 1 Fase, 1 Hilo

CARACTERÍSTICAS 3F 3 H

- Coeficiente de aterrizamiento tipo B o C
- Niveles de aislamiento completos
- Neutro de transformadores flotantes (Δ / Y)
- Dificultad para detección de fallas
- Niveles de cortocircuito menores
- Zonas urbanas

CARACTERÍSTICAS 3F 4 H

- Mayor inversión inicial
- Coeficiente de aterrizamiento tipo a multiterrizado
- Niveles de aislamiento reducido
- Transformadores
- Facilidad de detección de fallas
- Niveles de cortacircuito mayores
- Zonas urbanas y suburbanas

CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS MONOFÁSICOS

- Zonas rurales y baja densidad de carga
- Transformadores monofásicos

COMPARACIÓN DE PÉRDIDAS DE LOS TRES SISTEMAS SECUNDARIOS

MONOFÁSICO 2 HILOS

MONOFÁSICO 3 HILOS

TRIFÁSICO 4 HILOS

PÉRDIDAS.

- Por tanto el 3f, 4h es el mas eficiente



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



...: Ingeniería Eléctrica

CURSO SOBRE INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN EDIFICIOS

CA 237

TEMA IV

CONDUCTORES

**EXPOSITOR: ING. RICARDO ESPINOSA PATIÑO
DEL 14 AL 25 DE NOVIEMBRE DE 2005
PALACIO DE MINERÍA**

MEDIOS DE SOPORTE Y PROTECCION DE LOS
CONDUCTORES ELÉCTRICOS

BASADOS EN LA NOM-001-SEDE-1999

CONTENIDO:

- ART. 300 METODOS DE ALAMBRADO
- ART. 318 SOPORTES TIPO CHAROLA PARA CABLES
- ART. 331 TUBO NO-METALICO
- ART. 332 TUBO DE POLIETILENO
- ART. 345 TUBO METALICO TIPO SEMIPESADO
- ART. 346 TUBO METALICO TIPO PESADO
- ART. 347 TUBO RIGIDO NO-METALICO
- ART. 348 TUBO METALICO TIPO LIGERO
- ART. 350 TUBO METALICO FLEXIBLE
- ART. 351 TUBO FLEXIBLE HERMETICO A LOS LIQUIDOS METALICO Y NO-METALICO
- ART. 352 CANALIZACIONES SUPERFICIALES METALICAS Y NO METALICAS
- ART. 362 CONDUCTOS METALICOS Y NO- METALICOS CON TAPA

ART. 300 - METODOS DE ALAMBRADO

A. Disposiciones generales

300-1. Alcance

- a) **Todas las instalaciones.** Las disposiciones de este Artículo aplican a todas las instalaciones y métodos de alambrado, salvo las excepciones siguientes.

Excepción 1: Sistemas intrínsecamente seguros ART. 504

Excepción 2: circuitos clase 1, clase 2 y clase 3 Art. 725

Excepción 3: Circuitos de señalización para protección de contra incendios Art. 760

Excepción 4: Cables de fibra óptica Art. 770

Excepción 5: Sistemas de comunicaciones. Art. 800

Excepción 6: Equipo de radio y televisión Art. 810

Excepción 7: Sistemas de distribución comunitaria de antena de radio y televisión Art. 820

- b) **Partes integrales de equipo.** No aplica a los conductores que sean parte integral de equipo, tales como motores, controladores, centros de control de motores, equipos ensamblados en fábrica.

300-2 Limitaciones

- a) **Tensión eléctrica.** ... aplica para tensión de 600 V o menor ...

- b) **Temperatura.** La temperatura máxima del conductor debe estar de acuerdo con lo indicado en 310-10

300-3 Conductores

- a) **Conductores individuales.** Los cables monoconductores especificados en Tabla 310-13 solo den instalarse según Capítulo 3

- b) **Conductores del mismo circuito.** Todos los conductores del mismo circuito, el conductor puesto a tierra y los de puesta a tierra del equipo deben instalarse en la misma canalización, charola, zanja o cable.

- c) **Conductores de sistemas diferentes.**

- 1) **Tensión eléctrica nominal hasta 600 V.**

... circuitos de c.a. y de c.c. pueden ocupar la misma canalización, envolvente o cable ...

... todos los conductores deben tener un aislamiento adecuado para la tensión nominal máxima ... dentro de la canalización ... (no aplica a conductores blindados)

- 2) **Tensión eléctrica nominal mayor a 600 V** ... no deben ocupar ... la misma canalización que los conductores para tensiones iguales o menores de 600 V.

300-4 Protección contra daño físico. En donde los conductores estén expuestos a daño físico, deben protegerse adecuadamente

- a) Cables y canalizaciones a través de piezas estructurales de madera
- b) Cables con cubierta no-metálica y tubo no-metálico que pasen a través de piezas estructurales metálicas
- c) Cables a través de espacios detrás de paneles diseñados para permitir acceso
- d) Cables y canalizaciones sobre estructuras
- e) Cable y canalizaciones instalados en ranuras poco profundas
- f) Protección de material aislante

300-5 Instalaciones subterráneas.

- a) **Requisitos de profundidad mínima.**

Ver Tabla 300-5 Profundidad mínima para sistemas hasta 600 V nominal (cm)

- b) **Puesta a tierra.** Todas las instalaciones subterráneas deben estar conectadas a tierra de acuerdo al Art. 250

- c) **Cables subterráneos bajo edificios.** ... deben colocarse en una canalización ...

- d) **Protección contra daños.** Los cables directamente enterrados que salgan de instalaciones subterráneas deben protegerse con canalizaciones ... desde 0,45 m (máximo) por debajo del piso terminado hasta 2,5 m sobre el nivel de piso terminado.

- e) **Empalmes y derivaciones.** Se permite hacer empalmes o derivaciones en cables directamente enterrados: utilizar cajas de empalme de acuerdo a 110-14 (b)

- f) **Rellenos.** ... los rellenos no deben dañar las canalizaciones o los cables, ... no deben usarse rocas grandes de pavimento, escombras, corrosivos ...

- g) **Sellado de canalización.** ... El tubo debe sellarse en uno o ambos extremos cuando la humedad, ... hacer contacto con partes energizadas ...

Tabla 300-5. Profundidad mínima para sistemas hasta 600 V nominal (cm)

Lugar o método de alambrado o circuito	Método de alambrado o circuito				
	1 Cable directamente enterrado	2 Tubo (conduit) metálico tipo pesado o semipesado	3 Canalización no-metálica listada para enterrarse directamente sin concreto ahogado u otra canalización aprobada para tal uso	4 Circuitos derivados residenciales hasta 127 V con protección ICFT y protección de sobrecorriente máxima de 20 A	5 Circuito de control para negro e iluminación exterior limitado a 30 V e instalado con cable tipo UF u otros cables o canalizaciones
Todas las condiciones no especificadas abajo	60	15	45	30	15
En zanjas protegidos por concreto de 5 cm de espesor o equivalente	45	15	30	15	15
Bajo edificios	0 (sólo en canalizaciones)	0	0	0 (sólo en canalizaciones)	0 (sólo en canalizaciones)
Bajo banqueta de concreto con espesor mínimo de 10 cm, extendiéndose 15 cm mínimo más allá de la instalación subterránea	45	10	10	15 (directamente enterrado) 10 (en canalizaciones)	15 (directamente enterrado) 10 (en canalizaciones)
Bajo arroyo	60	60	60	60	60
En entradas y estacionamiento para viviendas unifamiliares	45	45	45	30	45
En aeropuertos, en pistas y lugares adyacentes en donde se prohíba el paso	45	45	45	45	45

El enterramiento se define como la distancia más corta medida entre la superficie de cualquier conductor directamente enterrado, cable, tubo u otras canalizaciones y la superficie de la tierra, cubierta de concreto u otra cubierta similar.

- h) **Boquillas.** ... en el punto donde los cables directamente enterrados entren en un tubo o canalización deben protegerse colocando un monitor (boquilla) o sello adecuado...
- i) **Conductores del mismo circuito.** ... Todos los conductores del mismo circuito deben instalarse juntos en una misma canalización o trinchera incluyendo los conductores puestos a tierra y de puesta a tierra (neutro físico)
- j) **Asentamiento del terreno.** Cuando las canalizaciones o cables directamente enterrados estén sujetos a asentamiento del terreno los conductores y equipos conectados deben protegerse para prevenir daños.

300-6 Protección contra la corrosión. Las canalizaciones metálicas y accesorios deben ser de materiales aprobados para el medio ambiente donde se instalen conforme con 110-2...

- a) **Disposiciones generales.** Las canalizaciones y accesorios de fierro deben protegerse contra la corrosión en su interior y en su exterior (excepto las roscas) con una capa de material aprobado tal como cromo, zinc, cadmio o esmalte
- b) **En concreto o en contacto directo con la tierra.** Las canalizaciones y accesorios de material ferroso o no ferroso deben fabricarse con materiales adecuados para esa condición o protegidos con una protección adecuada
- c) **Lugares mojados en interiores.** ... en lugares donde las paredes estén o puedan estar mojadas (lecherías, lavanderías, fabricas de conserva) las tuberías y accesorios deben montarse en las paredes con una separación mínima de 6 mm ...

300-7 Canalizaciones expuestas a diferentes temperaturas

- a) **Sellado.** ... en cámaras frigoríficas o instalaciones similares se debe impedir la circulación de aire a través de la canalización desde una sección caliente a una fría ...
- b) **Juntas de expansión.** ... deben instalarse para compensar la expansión y contracción térmica

300-8 Instalación de conductores con otros sistemas. Las canalizaciones o soportes tipo charola para cables no deben contener tuberías para vapor, agua, aire, gas o cualquier otro servicio que no sea eléctrico.

300-9 Puesta a tierra de envolventes metálicas. Las canalizaciones metálicas, cajas, gabinetes, cables armados y accesorios deben estar puestas a tierra como indica el Art. 250.

300-10 Continuidad eléctrica de envolventes y canalizaciones metálicas. Las canalizaciones metálicas, armaduras de cables y otras envolventes metálicas y sus accesorios deben proporcionar una continuidad eléctrica efectiva

300-11 Fijación y soportes.

- a) **Fijación correcta.** Las canalizaciones, conjunto de cables, cajas, gabinetes y accesorios deben estar firmemente sujetos en su lugar.
- b) **Canalizaciones usadas como medio de soporte.** Las canalizaciones (eléctricas) no deben usarse como medio de soporte para otras canalizaciones, cables o equipo no eléctrico.

300-12 Continuidad mecánica de canalización y cables. Las canalizaciones metálicas y no metálicas (tubos, armaduras y cubiertas de los cables) deben ser continuas entre gabinetes, cajas, accesorios u otras cubiertas, envolventes o salidas

300-13 Continuidad eléctrica y mecánica de conductores

- a) **Disposiciones generales.** En las canalizaciones, los conductores deben estar continuos entre las cajas de salida, cajas de registro y dispositivos y no debe haber empalmes o derivaciones dentro de ellas.
- b) **Continuidad del conductor de puesta a tierra cuando se eliminan dispositivos eléctricos.**

300-14 Longitud adicional de conductores en cajas de empalme, salidas y punto de cambio. En cada caja debe dejarse por lo menos 15 cm de longitud de conductores para hacer las conexiones a dispositivos

300-15 Cajas, cajas de paso o accesorios

- a) **Caja o caja de paso.** Se debe instalar una caja para cada punto de conexión de empalme de conductores, salida, punto de cambio o unión, punto de jalado para la conexión de tubo metálico, canalizaciones de superficie u otras
- b) **Solo cajas.** ... igual que el anterior pero para cables tipo AC, MC, cables con cubierta metálica, con cubierta no-metálica u otros cables

- c) **Accesorios y conectadores.** deben emplearse solamente bajo los métodos de alumbrado para los cuales hayan sido diseñados
- d) **Equipo.** Pueden emplearse cajas de empalme o compartimentos de alambrado en salidas, en lugar de cajas de registro, cuando forman parte integral del equipo

300-16 Canalización o cables en un alambrado oculto o abierto

- a) Caja de registro o accesorio
- b) Boquilla

300-17 Número y área de la sección transversal de conductores en canalizaciones. La y area total de la sección transversal de conductores en cualquier canalizacion no debe ser mayor que el que permita la disipación del calor y la facil instalación y retiro de los conductores sin daños

300-18 Instalación de canalizaciones. Las canalizaciones deben estar completamente instaladas entre salidas puntos de empalme, antes de instalar los conductores

300-19 Soportes de los conductores en canalizaciones verticales

- a) **Separación máxima.** Los conductores en canalizaciones verticales deben tener soportes si la altura excede los valores de la tabla 300-19 (a) Se debe instalar un soporte de cables en el extremo superior de la canalización vertical . y además en tramos adicionales espaciados segun se indica en la Tabla
- b) **Métodos de soporte.**
 - 1) ... dispositivos de mordaza contruidos con cuñas aislantes o empleando cuñas aislantes introducidas en los extremos de los tubos
 - 2) Intercalando cajas provistas de tapas, a intervalos requeridos, en los cuales se deben instalar soportes aislantes sujetos de manera que resistan el peso de los conductores fijados en ellos .
 - 3) Desviando los cables mas de 90° en cajas de empalme y llevándolos horizontalmente a una distancia mayor del doble del diámetro del cable, sujetando los cables con dos o más soportes aislantes

Tabla 300-19(a). Distancia entre los soportes de los conductores

Designación del conductor		Distancia máxima de los soportes (m)	
Tamaño nominal (mm ²)	Calibre AWG o kcmil	Conductor de aluminio	Conductor de cobre
0,8235 a 8,367	18 al 8	-	30
13,30 a 53,48	6 al 1/0	60	30
67,43 a 107,2	2/0 al 4/0	55	25
Mayor de 107,2 a 177,3	Mayor de 4/0 al 350	40	20
Mayor de 177,3 a 253,4	Mayor de 350 al 500	35	15
Mayor de 253,4 a 380,0	Mayor de 500 al 750	30	10
Mayor de 380,0	Mayor de 750	25	10

300-20 Corrientes eléctricas inducidas en las cubiertas metálicas o en canalizaciones metálicas

- a) **Agrupamiento de conductores.** Para minimizar el efecto de inducción . todos los conductores de las conductor puesto a tierra y los conductores de puesta a tierra . deben ir juntos en la misma canalización
- b) **Conductores individuales.** Cuando un solo conductor que transporta corriente alterna pase a través de un metal con propiedades magnéticas se debe reducir a un minimo el efecto inductivo por los medios siguientes
 - 1) Cortando ranuras en el metal, entre los orificios individuales a través de los cuales pasen los conductores
 - 2) Pasando todos los conductores del circuito a través de una pared aislante con espacio suficiente para alojar a los mismos

300-21 Propagación de fuego o de productos de combustión. Las instalaciones eléctricas en ... huecos, paredes y ductos ventilados . deben hacerse de modo que . se evite la posible propagación del fuego. Las aberturas alrededor de los elementos eléctricos que pasan a través de paredes resistentes al fuego como . paredes, pisos o techos deben protegerse contra el fuego por métodos adecuados para mantener la resistencia contra el fuego

ARTÍCULO 318 – SOPORTES TIPO CHAROLA PARA CABLES

318-1. Alcance. Este Artículo cubre los sistemas de soporte para cables tipo charola, incluyendo escalera.

fondo ventilado.

malla metálica

fondo expandido

canales ventilados.

fondo sólido y

otras estructuras similares

318-2. Definición. Sistema de soportes tipo charola para cables

Es una unidad o conjunto de unidades o secciones y accesorios.

que forman un sistema estructural rígido

utilizado para soportar cables y canalizaciones.

318-3. Usos permitidos.

no se limitarán a los establecimientos industriales.

a) Métodos de instalación. Se permite la instalación en soporte para cables tipo charola, en las condiciones establecidas en sus respectivos Artículos, para lo siguiente.

1) Cables con recubrimiento metálico y aislamiento mineral (Artículo 330)

2) Tubo (*conduit*) no-metálico (Artículo 331)

3) Cables blindados (Artículo 333)

4) Cables con cubierta metálica (Artículo 334)

5) Cables con cubierta no-metálica (Artículo 336)

6) Cables multiconductores para entrada de acometida (Artículo 338)

7) Cables multiconductores para alimentadores subterráneos y circuitos derivados (Artículo 339)

8) Cables de energía y control para uso en soporte tipo charola (Artículo 340)

9) Cables de instrumentos para uso en soporte tipo charola

10) Cables de baja energía para uso en soporte tipo charola (Secciones 725-50, 725-51 y 725-53)

11) Otros cables multiconductores de energía, señales y control montados en fábrica, específicamente aprobados para su instalación en soportes tipo charola

12) Cables monoconductores tipos THW-LS, THHW-LS, XHHW-LS para interiores o exteriores donde se requiera mayor protección contra la propagación de incendio y de baja emisión de humos (Artículo 310) Cuando no se requieran las características anteriores pueden usarse conductores con aislamiento tipo THHN Y THWN (Artículo 310).

13) Tubo (*conduit*) metálico tipo semipesado (Artículo 345)

14) Tubo (*conduit*) metálico tipo pesado (Artículo 346)

15) Tubo (*conduit*) no-metálico tipo pesado (Artículo 347)

16) Tubo (*conduit*) metálico tipo ligero (Artículo 348)

17) Tubo (*conduit*) metálico flexible tipo ligero (Artículo 349)

18) Tubo (*conduit*) metálico flexible uso general (Artículo 350)

19) Cables de fibra óptica (Artículo 770)

20) Tubo (*conduit*) flexible hermético a los líquidos metálico y no-metálico (Artículo 351)

Si los cables están expuestos a la luz del Sol, deben estar aprobados e identificados como resistentes a los rayos solares

b) En instalaciones industriales Los métodos de alambrado indicados en 318-3(a) se pueden utilizar en cualquier establecimiento industrial

Únicamente en instalaciones industriales, cuando las condiciones de supervisión y mantenimiento aseguren que el sistema de soporte tipo charola es atendido solo por personas calificadas, se permite instalar cualquiera de los siguientes cables en soporte tipo

escalera, malla o canalizaciones ventiladas tipo charola.

1) Cables monoconductores.

Deben ser de **21,15 mm² (4 AWG) o mayor**

(de un tipo aprobado, listado y marcado en su superficie para su uso en soporte para cables tipo charola)

Tamaño nominal	Separación máx de travesaños
De 53.48 mm ² (1/0 AWG) a 107.2 mm ² (4/0 AWG).	23 cm
Menores de 53.48 mm ² (1/0 AWG) a 21.15 mm ² (4AWG).	15 cm

Excepción 1: Los cables de máquinas de soldar eléctricas, como se permite en el Artículo 630 Parte E.

Excepción 2. Los cables monoconductores utilizados como conductores de tierra de equipo, pueden estar aislados, cubiertos o desnudos, de 21.15 mm² (4 AWG) o mayores.

2) Multiconductores Los cables multiconductores de tipo MV (Artículo 326), cuando estén expuestos directamente al sol, deben estar aprobados e identificados como resistentes a los rayos solares.

c) En lugares peligrosos (clasificados). ... solo deben contener los tipos de cables permitidos en 501-4, 502-4, 503-3 y 504-20

d) Soporte tipo charola no-metálico para cables Se permite utilizar en:

zonas corrosivas y

las que requieran aislamiento a la tensión eléctrica

318-4. Usos no permitidos.

- a) En cubos de elevadores o donde puedan estar sujetos a daño físico severo
- b) En espacios de manejo de aire ambiental, excepto lo permitido en 300-22 (protección contra el fuego)
- c) Como conductor de puesta a tierra de equipos

318-5. Especificaciones de construcción

- a) **Resistencia y rigidez** ...para ofrecer soporte adecuado a todos los cables instalados.
- b) **Bordes lisos.** ...para no dañar las cubiertas o aislamientos de los cables.
- c) **Protección contra la corrosión.** ...deben ser de materiales resistentes a la corrosión.
- d) **Rieles laterales.** ...deben tener rieles laterales u otros miembros estructurales equivalentes.
- e) **Accesorios** ...para poder cambiar la dirección y elevación de los cables.
- f) **Soporte para cables tipo charola no-metálicos.** deben estar hechos de material resistente a la propagación de la flama

318-6. Instalación

- a) **Sistema completo** Los soportes tipo charola deben instalarse como sistemas completos
- b) **Terminación antes de la instalación** Cada tramo del soporte para cables tipo charola debe estar completamente terminado antes de la instalación de los cables
- c) **Apoyos** Se deben instalar apoyos que eviten esfuerzos sobre los cables cuando éstos entren al soporte tipo charola desde canalizaciones u otros envolventes

En los soportes tipo charola que lleguen o pasen a través del piso deben colocarse tapas que lleguen hasta una altura mínima de 1,80 m sobre el nivel del piso terminado.

d) **Cubiertas** En las partes o tramos que los soportes tipo charola estén expuestos a la caída de objetos o a la acumulación de escombros o materiales corrosivos, o donde se requiera mayor protección, se deben instalar tapas o cubiertas protectoras de un material compatible con el del soporte

e) **Cables multiconductores de 600 V nominales o menos.** Se permite instalar en el mismo soporte tipo charola cables multiconductores de 600 V nominales o menos.

f) **Cables de más de 600 V nominales** No se deben instalar en el mismo soporte tipo charola cables de más de 600 V nominales con otros cables de 600 V nominales o menores

Excepción 1 Cuando estén separados por una barrera fija de un material sólido compatible con el del soporte tipo charola

Excepción 2 Cuando los cables de más de 600 V sean tipo MC.

g) **Paso a través de paredes y separaciones.** Se permite que los soportes tipo charola se prolonguen transversalmente a través de paredes, o verticalmente a través de pisos y plataformas en lugares mojados o secos cuando la instalación completa con los cables esté hecha de acuerdo con los requisitos indicados en 300-21

h) **Expuestas y accesibles.** Los soportes tipo charola deben estar expuestos y accesibles, excepto en lo permitido en 318-6(g)

i) **Acceso adecuado** Alrededor de los soportes tipo charola se debe dejar y mantener un espacio suficiente que permita el acceso adecuado para la instalación y mantenimiento de los cables

j) **Tubo (conduit) y cables instalados en soportes tipo charola** En instalaciones industriales, cuando las condiciones de supervisión y mantenimiento aseguren que el sistema de soporte tipo charola es atendido únicamente por personas calificadas y estén proyectados de modo que puedan soportar la carga se permite apoyar tubos (conduit) y cables

Para la terminación de los tubos (conduit) en la charola se debe utilizar abrazaderas o adaptadores aprobados y listados y no será necesario un soporte a menos de 0,90 m de la charola

Para los tubos (conduit) y cables que vayan paralelos a la charola, al lado de ella o por debajo, los soportes deberán cumplir los requisitos establecidos en los correspondientes Artículos relativos al tubo (conduit) o al cable

k) **Derivaciones a equipo.** Las derivaciones de soportes tipo charola a equipos deben realizarse de forma que el agua pueda drenarse lejos de la entrada al equipo.

318-7. Puesta a tierra

a) **Soporte metálico para cables tipo charola.** Los soportes metálicos tipo charola que soporten conductores se deben poner a tierra como lo exige el Artículo 250 para las cubiertas de conductores

Para la puesta a tierra deben cumplir los siguientes requisitos:

- 1) ...las secciones, los accesorios y otras canalizaciones conectadas deben empalmarse según 250-75 y 250-79.
- 2) ... para la conexión de puesta a tierra se debe proveer un cable de puesta a tierra en toda la extensión del sistema de soporte

El conductor debe unirse eléctricamente a los soportes a intervalos menores de 15 m.

El tamaño del conductor debe basarse en la capacidad o ajuste máximo del dispositivo de protección. ...

- 3) El conductor de puesta a tierra puede alojarse en la parte exterior del soporte ...

318-8. Instalación de los cables

a) **Empalmes.** Se permiten empalmes ... con métodos y accesorios aprobados, en un soporte tipo charola, siempre que sean accesibles y no sobresalgan de los rieles laterales.

b) **Amarres de seguridad** En los tramos distintos a los horizontales, los cables se deben fijar firme y seguramente a los travesaños de los soportes tipo charola. ... a distancias de 70 cm o menores ...

c) **Tubo (conduit) y acoplamientos.** Cuando los cables o conductores estén instalados en tubo (conduit) y acoplamientos utilizados para soporte o protección contra daño físico, no es necesario instalar una caja.

d) **Conexión en paralelo.** Cuando los cables monoconductores (fase o neutro) de un circuito se conecten en paralelo como se permite en 310-4, los conductores se deben instalar en grupos consistentes en: no-más de un conductor por fase o neutro para prevenir desbalanceo de corriente eléctrica en los conductores en paralelo, debidos a la reactancia inductiva

o sea en grupos A-B-C-N no A-A-A, B-B-B, C-C-C, N-N-N

Los cables monoconductores se deben amarrar firmemente en grupos de circuitos para evitar movimiento excesivo si se producen esfuerzos mecánicos por fallas a tierra..

e) **Cables monoconductores.** Cuando los cables monoconductores instalados en un soporte tipo escalera, fondo ventilado o malla

sean de 21,15 mm² (4 AWG) a 107,2 mm² (4/0 AWG), deben colocarse en una sola capa.

f) **Cables de diferentes tensiones eléctricas.** Los soportes tipo charola con elementos de diferente nivel de tensión eléctrica, deben ser colocados en un orden tal que los cables de mayor tensión queden más alejados de las personas.

g) **Capacidad de carga de los soportes.** El soporte tipo charola debe seleccionarse de forma que la suma de los pesos de los cables y canalizaciones que se coloquen sobre él, sea igual o menor que la capacidad de carga aprobada para el producto (véase 110-2).

318-9. Número de cables multiconductores de 2000 V nominales o menos en soporte para cables tipo charola. Los tamaños nominales de los conductores mencionados se refieren tanto a conductores de cobre como de aluminio

a) Cualquier combinación de cables. Cuando un soporte tipo charola, de fondo ventilado o malla metálica contenga cualquier combinación de cables multiconductores de energía, iluminación control y señales el número máximo de cables debe ser el siguiente

- 1) Si todos los cables son de $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG) o mayores la suma de los diámetros de todos ellos incluyendo el aislamiento no debe superar el ancho del soporte y los cables deben ir instalados en una sola capa.
- 2) Si todos los cables son menores de $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG), la suma de las áreas de las secciones transversales incluyendo el aislamiento de todos los cables no debe superar la superficie máxima permisible de la columna 1 en la Tabla 318-9, para el correspondiente ancho del soporte
- 3) Si en el mismo soporte se instalan cables de $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG) o mayores con cables menores a $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG), la suma de las áreas de las secciones transversales incluyendo el aislamiento de todos los cables menores a $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG) no debe superar la superficie máxima permisible resultante del cálculo de la columna 2 de la Tabla 318-9 para el correspondiente ancho del soporte. Los cables de $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG) y mayores se deben instalar en una sola capa y no se deben colocar otros cables sobre ellos.

b) Cables multiconductores sólo de control y/o señalización. Cuando un soporte tipo escalera, de fondo ventilado o malla metálica, con una profundidad interior útil de 15 cm o menos contenga sólo cables multiconductores de control y/o señalización, la suma del área de sección transversal de todos los cables incluyendo el aislamiento, en cualquier sección de la charola no debe superar 50% de la sección interior de dicha charola. Cuando la profundidad interior útil de la charola sea de más de 15 cm, para calcular la sección interior máxima admisible de la charola se debe tomar una profundidad de 15 cm.

c) Charola de fondo sólido para cualquier combinación de cables. ... Cuando contenga cualquier combinación de cables multiconductores de energía, iluminación, señalización y control, el número máximo de cables que contenga debe ser el siguiente.

- 1) Si todos los cables son de $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG) o mayores, la suma de los diámetros incluyendo el aislamiento de todos ellos no debe superar 90% del ancho del soporte y los cables deben ir instalados en una sola capa
- 2) Si todos los cables son menores a $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG), la suma de las áreas de las secciones transversales de todos los cables incluyendo el aislamiento no debe superar la superficie máxima permisible de la columna 3 de la Tabla 318-9 para el ancho apropiado del soporte
- 3) Si en el mismo soporte se instalan cables de $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG) o mayores con cables menores a $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG), la suma de las secciones transversales de todos los cables incluyendo el aislamiento menores a $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG) no debe superar la superficie máxima permisible resultante del cálculo de la columna 4 de la Tabla 318-9 para el ancho apropiado del soporte. Los cables de $107,2 \text{ mm}^2$ (4/0 AWG) y mayores se deben instalar en una sola capa y no se deben colocar otros cables sobre ellos

d) Soporte para cables tipo fondo sólido con cables multiconductores únicamente de control y señalización. con una profundidad interior útil de 15 cm o menos, solo contenga cables multiconductores de control o señalización, la suma de las áreas de las secciones transversales de todos los cables incluyendo el aislamiento en cualquier sección del soporte no debe superar 40% del área de la sección transversal interior de dicho soporte. Cuando la profundidad interior útil del soporte sea de más de 15 cm, para calcular el área de la sección transversal interior máxima admisible del soporte se debe tomar una profundidad de 15 cm

Tabla 318- 9. Superficie máxima admisible de los cables multiconductores en soportes tipo escalera, tipo malla, de fondo ventilado o de sólido para cables de 2000 V nominales o menos

Ancho interior de la charola en cm	Superficie máxima admisible de los cables multiconductores en cm ²			
	Soportes para cables tipo escalera o fondo ventilado, Sección 318-9(a)		Soportes para cables de fondo sólido, Sección 318-9(c)	
	Columna 1 Aplicable sólo a la Sección 318-9(a)(2) cm ²	Columna 2* Aplicable sólo a la Sección 318-9(a)(3) cm ²	Columna 3 Aplicable sólo a la Sección 318-9(c)(2) cm ²	Columna 4* Aplicable sólo a la Sección 318-9(c)(3) cm ²
15	45	45 - (3 Sd)**	35	35 - 2.5 Sd
21	68	68 - (3 Sd)	52	52 - 2.5 Sd
30	90	90 - (3 Sd)	70	70 - 2.5 Sd
45	135	135 - (3 Sd)	106	106 - 2.5 Sd
60	180	180 - (3 Sd)	142	142 - 2.5 Sd
75	225	225 - (3 Sd)	177	177 - 2.5 Sd
90	270	270 - (3 Sd)	213	213 - 2.5 Sd

*La superficie máxima admisible de las columnas 2 y 4 se debe calcular. Por ejemplo, la superficie máxima admisible, en mm², de un soporte para cables tipo charola de 15 cm de ancho de la columna 2 debe ser, 45 - (3 Sd)

**La expresión Sd de las columnas 2 y 4 es la suma de diámetros en cm de todos los cables multiconductores de 107.2 mm² (4/0 AWG) y mayores instalados en el mismo soporte tipo charola con cables mas pequeños

Nota: Para anchos de soportes no incluidos en la tabla, interpolar los valores

e) Soporte para cables tipo canal ventilado. Cuando se instalen cables multiconductores... se debe aplicar lo siguiente

1) Cuando solo haya instalado un cable multiconductor, el área de su sección transversal no debe exceder el valor especificado en la columna 1 de la Tabla 318-9(e)

2) Cuando haya instalado mas de un cable multiconductor, la suma de las áreas de las secciones transversales de todos los cables no debe exceder el valor especificado en la columna 2 de la Tabla 318-9(e).

Tabla 318 - 9(e). Superficie máxima admisible de los cables multiconductores en soportes tipo charola de canal ventilado para cables de 2000 V nominales o menos

Ancho interior del canal (cm)	Superficie máxima admisible de los cables multiconductores (cm ²)	
	Columna 1 Un solo cable	Columna 2 Mas de un cable
7.5	14.83	8.38
10	29.03	16.12
15	45.16	24.51

318-10. Número de cables monoconductores de 2000 V nominales o menores en soporte para cables tipo charola. ... Los conductores o conjuntos de conductores se deben distribuir uniformemente a lo ancho de todo el soporte

a) **Soporte para cables tipo escalera, de fondo ventilado o malla metálica.** ... el número máximo de estos debe cumplir con los siguientes requisitos

1) Si todos los cables son de **506,7 mm² (1000 kcmil)** o mayores
la suma de los diámetros de los cables incluyendo el aislamiento
no debe superar el ancho del soporte tipo charola.

2) Si todos los cables son de **126,7 mm² (250 kcmil)** a **506,7 mm² (1000 kcmil)**
la suma de las áreas de las secciones transversales de todos los cables
no debe superar la superficie máxima permitida en la Columna 1 de la Tabla 318-10,
para el ancho correspondiente del soporte.

3) Si en la misma charola cables monoconductores de
506,7 mm² (1000 kcmil) o mayores con cables menores a **506,7 mm² (1000 kcmil)**,
la suma de las áreas de las secciones transversales de todos los cables incluyendo el
aislamiento menores a **506,7 mm² (1000 kcmil)**
no debe superar la superficie máxima admisible resultante del cálculo de la Columna 2
de la Tabla 318-10. para el ancho correspondiente del soporte

4) Cuando cualquiera de los cables instalados sean de **53,48 mm² (1/0 AWG)** a **107.2 mm² (4/0 AWG)**,

la suma de los diámetros de todos los cables monoconductores incluyendo el aislamiento
no debe superar el ancho del soporte

b) **Soporte para cables tipo canal ventilado o malla metálica.** de 7,5, 10 o 15 cm de ancho contenga cables monoconductores, la suma de los diámetros de todos los cables monoconductores incluyendo el aislamiento no debe superar el ancho interior del canal.

318-11. Capacidad de conducción de corriente de los cables de 2000 V o menores en soportes para cables tipo charola

a) **Cables multiconductores.** instalados según los requisitos indicados en 318-9, deben cumplir con la capacidad de conducción de corriente de las Tablas 310-16 y 310-18

Los factores de corrección del Artículo 310, Nota 8(a) de las Notas a las Tablas de capacidad de conducción de corriente de 0 a 2000 V se deben aplicar sólo a cables multiconductores con más de tres conductores que transporten corriente eléctrica.

Excepción 1: Cuando los soportes tipo charola tengan cubiertas continuas a lo largo de más de 1,8 m con tapas cerradas sin ventilar, no se permite que los cables multiconductores tengan más de 95% de la capacidad de conducción de corriente indicada en Tablas 310-16 y 310-18.

Excepción 2: Cuando se instalen cables multiconductores en una sola capa en soporte tipo charola sin cubierta, guardando una separación entre cables superior al diámetro del cable, su capacidad de conducción de corriente no debe exceder la establecida en 310-15(b) para cables multiconductores con no-más de tres conductores aislados de 0 a 2000 V nominales al aire libre, corregido para la correspondiente temperatura ambiente Véase la Tabla B 310-3 del Apéndice A

Tabla 318 – 10. Superficie máxima admisible de los cables monoconductores en soportes de cables tipo escalera, malla metálica, de canal ventilado o de fondo sólido para cables de 2000 V nominales o menos

Ancho interior de la charola (cm)	Superficie máxima admisible de los cables monoconductores (cm ²)	
	Columna 1 Aplicable solo a la Sección 318-10(a)(2)	Columna 2 Aplicable sólo a la Sección 318-10(a)(3)
15	42	42 – (2.8 Sd) **
23	61	61 – (2.8 Sd)
30	84	84 – (2.8 Sd)
45	125	125 – (2.8 Sd)
60	168	168 – (2.8 Sd)
75	210	210 – (2.8 Sd)
90	252	252 – (2.8 Sd)

*La superficie máxima admisible de la Columna 2 se debe calcular. Por ejemplo, la superficie máxima admisible, en cm², de una charola de 15 cm de ancho de la Columna 2, debe ser 42 – (2.8 Sd)

**La expresión Sd de la columna 2 es la suma de diámetros en cm de todos los cables monoconductores de 506.7mm² (1000 kcmil) y mayores instalados en la misma charola con cables más pequeños

b) Cables monoconductores.

1) ...instalados según 318-10.

Porcentaje de la capacidad de conducción de corriente máxima permitida de las Tablas 310-17 y 310-19 para cables de 304 mm² (600 kcmil) y mayores:

- en soportes tipo charola sin cubrir **75%**
- en soportes tipo charola cubiertos más de 1,8 m **70%**

2) ...instalados según 318-10

Porcentaje de la capacidad de conducción de corriente máxima permitida de las Tablas 310-17 y 310-19 para cables de 21,15 mm² (4 AWG) a 253,4 mm² (500 kcmil):

- en soportes tipo charola sin cubrir **65%**
- en soportes tipo charola cubiertos más de 1,8 m **60%**

3)

Porcentaje de la capacidad de conducción de corriente máxima permitida de las Tablas 310-17 y 310-19 para cables de 21,15 mm² (4 AWG) y mayores en una sola capa con separación entre cables mayor o igual al diámetro de cada conductor

- en soportes tipo charola sin cubrir **100%**

4)

Porcentaje de la capacidad de conducción de corriente máxima permitida en

Tabla A-310-2 del Apéndice A, para cables de 21,15 mm² (4 AWG) y mayores en configuración triangular o cuadrada, con separación entre circuitos mayor o igual a 2,15 veces el diámetro exterior de un conductor (2,15 x DE),

- en soportes tipo charola sin cubrir **100%**

318-12. Número de cables de Tipo MV y MC (de 2001 V nominales en adelante) en los soportes para cables tipo charola.

La suma de diámetros de los cables monoconductores y multiconductores no debe superar el ancho de la charola

los cables deben estar instalados en una sola capa.

Cuando los cables monoconductores vayan en grupos de tres, cuatro o a grupos por circuitos, la suma de los diámetros de todos los conductores no debe superar el ancho de la charola estos grupos se deben instalar en una sola capa.

318-13. Capacidad de conducción de corriente permitida de los cables de Tipo MV y MC (de 2001 V nominales en adelante) en los soportes para cables tipo charola.

.... Instalados según 318-12.

a) **Cables multiconductores** La capacidad de conducción de corriente permitida de los cables multiconductores debe cumplir los requisitos de capacidad de conducción de corriente permitida en las Tablas 310-75 y 310-76.

Excepción 1. Cuando los soportes para cables tipo charola estén cubiertos continuamente a lo largo de más de 1,8 m con tapas cerradas sin ventilar, no se permite que los cables multiconductores tengan más de 95% de la capacidad indicada en las Tablas 310-75 y 310-76.

Excepción 2 Cuando se instalen cables multiconductores en una sola capa en soportes tipo charola sin tapar, guardando una separación entre cables no inferior al diámetro del cable, su capacidad de conducción de corriente no debe exceder las establecidas en las Tablas 310-71 y 310-72.

b) **Cables monoconductores (de 2001 V nominales en adelante).** La capacidad de conducción de corriente permitida de los cables monoconductores o cables en grupos de tres, cuatro, etc. debe cumplir lo siguiente

- 1) Porcentaje de la capacidad de conducción de corriente máxima permitida de las Tablas 310-69 y 310-70 para cables de $21,15 \text{ mm}^2$ (4 AWG) y mayores
en soportes tipo charola sin cubrir **75%**
en soportes tipo charola cubiertos más de 1,8 m **70%**
- 2) Porcentaje de la capacidad de conducción de corriente máxima permitida de las Tablas 310-69 y 310-70 para cables de $21,15 \text{ mm}^2$ (4 AWG) y mayores en una sola capa con separación entre cables mayor o igual al diámetro de cada conductor,
en soportes tipo charola sin cubrir **100%**
- 3) ... Porcentaje de la capacidad de conducción de corriente máxima permitida en Tablas 310-67 y 310-68 para cables de $21,15 \text{ mm}^2$ (4 AWG) y mayores en configuración triangular, con separación entre circuitos mayor o igual a 2,15 veces el diámetro exterior de un conductor (2,15 x DE),
en soportes tipo charola sin cubrir **100%**

Tabla 310-17. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores aislados individualmente de 0 a 2000 V nominales, al aire para una temperatura del aire ambiente de 30 °C

Tamaño nominal mm ²	Temperatura nominal del conductor (ver tabla 310-13)						Tamaño nominal AWG kcmil
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	TIPOS 1W*	TIPOS R1MW*, T1MW*, T1MW-LS T1MWN*, X111MW*	TIPOS M1, R1M1*, R1MW-2, T111W*, T111MW*, T1MW- 2*, T1-LS T1MWN- 2*, X111MW*, X111MW-2	TIPOS 1W*	TIPOS R1MW*, T111MW*, T1MW*, T1MWN*, X111W*	TIPOS T111W*, T111MW*, T1MW- 2, T1MWN-2, R111*, R1MW-2, USE- 2, X111, X111W, X111W- 2	
	COBRE			Aluminio			
0,8235	---	---	18	---	---	---	18
1,307	---	---	24	---	---	---	10
2,002	25*	30*	35*	---	---	---	14
3,307	30*	35*	40*	---	---	---	12
5,26	40	50*	55*	---	---	---	10
8,387	60	70	80	---	---	---	8
13,3	60	85	105	60	75	80	6
21,15	105	125	140	80	100	110	4
29,87	120	145	165	85	115	130	3
33,82	140	170	190	110	135	150	2
42,41	165	195	220	130	155	175	1
53,48	195	230	260	150	180	205	1/0
67,43	225	265	300	175	210	235	2/0
85,01	260	310	350	200	240	275	3/0
107,2	300	360	405	235	280	315	4/0
128,67	340	405	455	265	315	355	250
152,01	375	445	505	290	350	395	300
177,34	420	505	570	330	395	445	350
202,68	455	545	615	355	425	480	400
253,35	515	620	700	405	485	545	500
304,02	575	690	780	455	540	615	600
354,69	630	755	855	500	595	675	700
380,03	655	785	855	515	620	700	750
405,37	680	812	920	535	645	725	800
458,04	730	870	985	580	700	785	900
508,71	780	935	1055	625	750	845	1000
833,39	890	1065	1200	710	855	900	1250
760,07	980	1175	1325	795	950	1075	1500
888,74	1070	1280	1445	875	1050	1185	1750
1013,42	1155	1385	1580	960	1150	1335	2000

FACTORES DE CORRECCIÓN

Temperatura Ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 30 °C, multiplicar la anterior capacidad de conducción de corriente por el correspondiente factor de los siguientes.						Temperatura Ambiente en °C
21-25	1,08	21-25	1,04	1,08	1,05	1,04	21-25
26-30	1,00	26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	26-30
31-35	0,91	31-35	0,90	0,91	0,94	0,93	31-35
36-40	0,82	36-40	0,91	0,82	0,88	0,91	36-40
41-45	0,71	41-45	0,87	0,71	0,82	0,87	41-45
46-50	0,58	46-50	0,82	0,58	0,75	0,82	46-50
51-55	0,41	51-55	0,78	0,41	0,67	0,78	51-55
56-60	---	56-60	0,71	---	0,58	0,71	56-60
61-70	---	61-70	0,58	---	0,33	0,58	61-70
71-80	---	71-80	0,41	---	---	0,41	71-80

A menos que se permita otra cosa específicamente en otro lugar de esta NOM, la protección contra sobrecorriente de los conductores marcados con un asterisco (*), no debe superar 15 A para 2,082 mm² (14 AWG); 20 A para 3,307 mm² (12 AWG) y 30 A para 5,26 mm² (10 AWG), todos de cobre.

Tabla 310 - 72. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de un cable aislado formado de tres conductores aislados de aluminio, al aire para una temperatura de los conductores de 90 °C y 105 °C y temperatura del aire ambiente de 40 °C.

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
13,3	6	61	68	72	80
21,15	4	81	90	95	105
33,62	2	110	120	125	145
42,41	1	125	140	145	165
53,48	1/0	145	160	170	185
67,43	2/0	170	185	190	215
85,01	3/0	195	215	220	245
107,2	4/0	225	250	255	285
126,67	250	250	280	280	315
177,34	350	310	345	345	385
253,35	500	385	430	425	475
380,03	750	495	550	540	600
506,71	1000	585	650	635	705

Tabla 310 - 73. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de cables triplex de cobre o de tres conductores aislados en tubo (conduit), al aire para una temperatura de los conductores de 90 °C y 105 °C y temperatura del aire ambiente de 40 °C

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
8,367	8	55	61	—	—
13,3	6	75	84	83	93
21,15	4	97	110	110	120
33,62	2	130	145	150	165
42,41	1	155	175	170	190
53,48	1/0	180	200	195	215
67,43	2/0	205	225	225	255
85,01	3/0	240	270	260	290
107,2	4/0	280	305	295	330
126,67	250	315	355	330	365
177,34	350	385	430	395	440
253,35	500	475	530	480	535
380,03	750	600	665	585	655
506,71	1000	690	770	675	755

Tabla 310 - 74. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de cables triplex de aluminio o de tres conductores aislados en tubo (conduit), al aire para una temperatura de los conductores de 90 °C y 105 °C y temperatura del aire ambiente de 40 °C.

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105

13.3	6	58	65	65	72
21.15	4	76	85	84	94
33.62	2	100	115	115	130
42.41	1	120	135	130	150
53.48	1/0	140	155	150	170
67.43	2/0	160	175	175	200
85.01	3/0	190	210	200	225
107.2	4/0	215	240	230	260
126.67	250	250	280	255	290
177.34	350	305	340	310	350
253.35	500	380	425	385	430
380.03	750	490	545	485	540
506.71	1000	580	645	565	640

Tabla 310 - 75. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de un cable aislado de tres conductores aislados de cobre en tubo (conduit), para una temperatura de los conductores de 90 °C y 105 °C y temperatura del aire ambiente de 40 °C

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
8.367	8	52	58	—	—
13.3	6	69	77	83	92
21.15	4	91	100	105	120
33.62	2	125	135	145	165
42.41	1	140	155	165	185
53.48	1/0	165	185	195	215
67.43	2/0	190	210	220	245
85.01	3/0	220	245	250	280
107.2	4/0	255	285	290	320
126.67	250	280	315	315	350
177.34	350	350	390	385	430
253.35	500	425	475	470	525
380.03	750	525	585	570	635
506.71	1000	590	660	650	725

Tabla 310 - 76. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de un cable aislado de tres conductores aislados de aluminio en tubo (conduit), para una temperatura de los conductores de 90 °C y 105 °C y temperatura del aire ambiente de 40 °C.

Tamaño nominal del conductor		Capacidad de conducción de corriente para 2001-5000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5001-35000 V	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG kcmil	TIPO MV-90	TIPO MV-105	TIPO MV-90	TIPO MV-105
13.3	6	53	59	64	71
21.15	4	71	79	84	94
33.62	2	96	105	115	125
42.41	1	110	125	130	145
53.48	1/0	130	145	150	170
67.43	2/0	150	165	170	190
85.01	3/0	170	190	195	220
107.2	4/0	200	225	225	255
126.67	250	220	245	250	280
177.34	350	275	305	305	340
253.35	500	340	380	380	425
380.03	750	430	480	470	520
506.71	1000	505	560	550	615

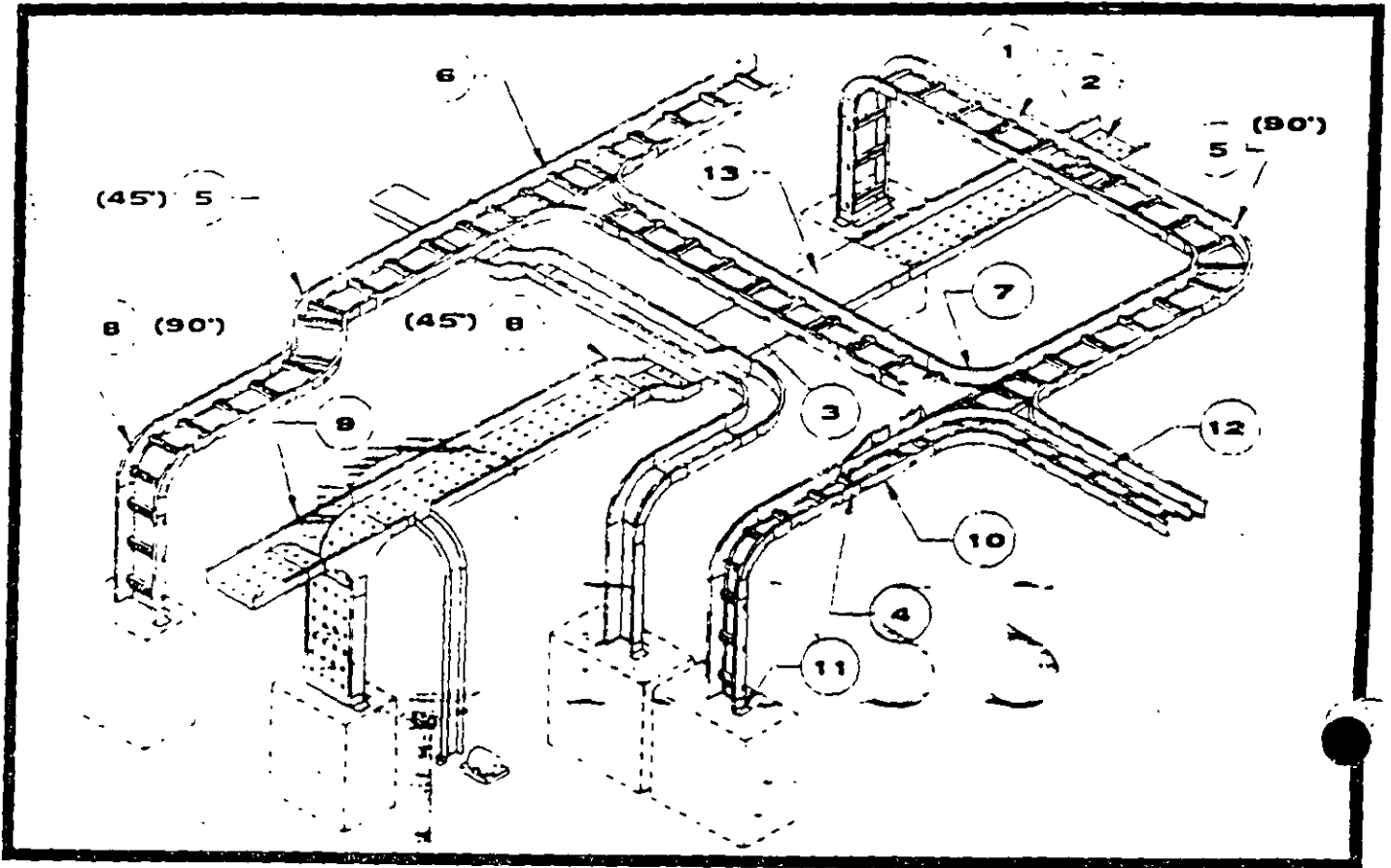
Tabla A-310-2. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible en dos o tres conductores sencillos aislados de 0 a 2000 V nominales en un cable soportado por un mensajero para una temperatura ambiente de 40°C

Tamaño nominal mm ²	Temperatura nominal del conductor (véase la Tabla 310-13)			Tamaño nominal AWG	
	75°C	90°C	75°C	90°C	
	Tipos RH, RHW, THHW, THW, THW-LS, THWN, XHHW	Tipos THHN, THHW, THHW-LS, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHHW, XHHW-2	Tipos RH, RHW, XHHW	Tipos RHH, XHHW, RHW-2, XHHW-2, USE-2	
Cobre			Aluminio		
8,367	57	66	—	—	
13,3	76	89	59	69	
21,15	101	117	78	91	
26,27	118	138	92	10	
33,62	135	158	106	71	
42,41	158	185	123	23	
				144	
53,48	183	214	143	167	
67,43	212	247	165	193	
85,01	245	287	192	224	
107,2	287	335	224	262	
126,67	320	374	251	292	
152,01	359	419	282	328	
177,34	397	464	312	364	
202,68	430	503	339	395	
253,35	496	580	392	458	
304,02	553	647	440	514	
354,69	610	714	488	570	
380,03	638	747	512	598	
405,36	660	773	532	622	
456,04	704	826	572	669	
506,71	748	879	612	716	
Factores de corrección					
Temperatura ambiente en °C	Para temperatura ambiente distinta de 40°C, multiplicar los valores anteriores por el factor correspondiente de los siguientes:				Temp
21-25	1,20	1,14	1,20	1,14	
26-30	1,13	1,10	1,13	1,10	
31-35	1,07	1,05	1,07	1,05	
36-40	1,00	1,00	1,00	1,00	
41-45	0,93	0,95	0,93	0,95	
46-50	0,85	0,89	0,85	0,89	
51-55	0,76	0,84	0,76	0,84	
56-60	0,65	0,77	0,65	0,77	
61-70	0,38	0,63	0,38	0,63	
71-80	—	0,45	—	0,45	

SISTEMA DE SOPORTES METÁLICOS TIPO CHAROLA PARA CABLES
CABLE TRAY SYSTEM

SECCION 6. "CHAROLAS"

SECTION 6. CABLE "TRAY"



- | | | | |
|---|---------------------------------------------------------------------------------------|----|-----------------------------------------------------------------------------|
| 1 | CHAROLA TIPO ESCALERA
LADDER TYPE CABLE TRAY | 7 | EQUIUS HORIZONTAL
HORIZONTAL CROSS |
| 2 | CHAROLA TIPO FONDO SOLIDO PERFORADO
VENTILATED SOLID FLAT BOTTOM CABLE TRAY | 8 | CURVA VERTICAL INTERIOR EXTERIOR
VERTICAL OUTSIDE AND INSIDE BEND |
| 3 | CHAROLA TIPO FONDO SOLIDO LISO
SOLID FLAT BOTTOM CABLE TRAY | 9 | T' VERTICAL
VERTICAL TEE |
| 4 | CONECTOR
SPLICE PLATE | 10 | REDUCCION
REDUCER |
| 5 | CURVA HORIZONTAL
HORIZONTAL BEND | 11 | CONECTOR CHAROLA A CAJA
FRAME TYPE BOX CONNECTOR. |
| 6 | T' HORIZONTAL
HORIZONTAL TEE' | 12 | BARRERA SEPARADORA
BARRIER STRIP STRAIGHT SECTION |
| | | 13 | TAPAS (CUBIERTAS)
COVERS |

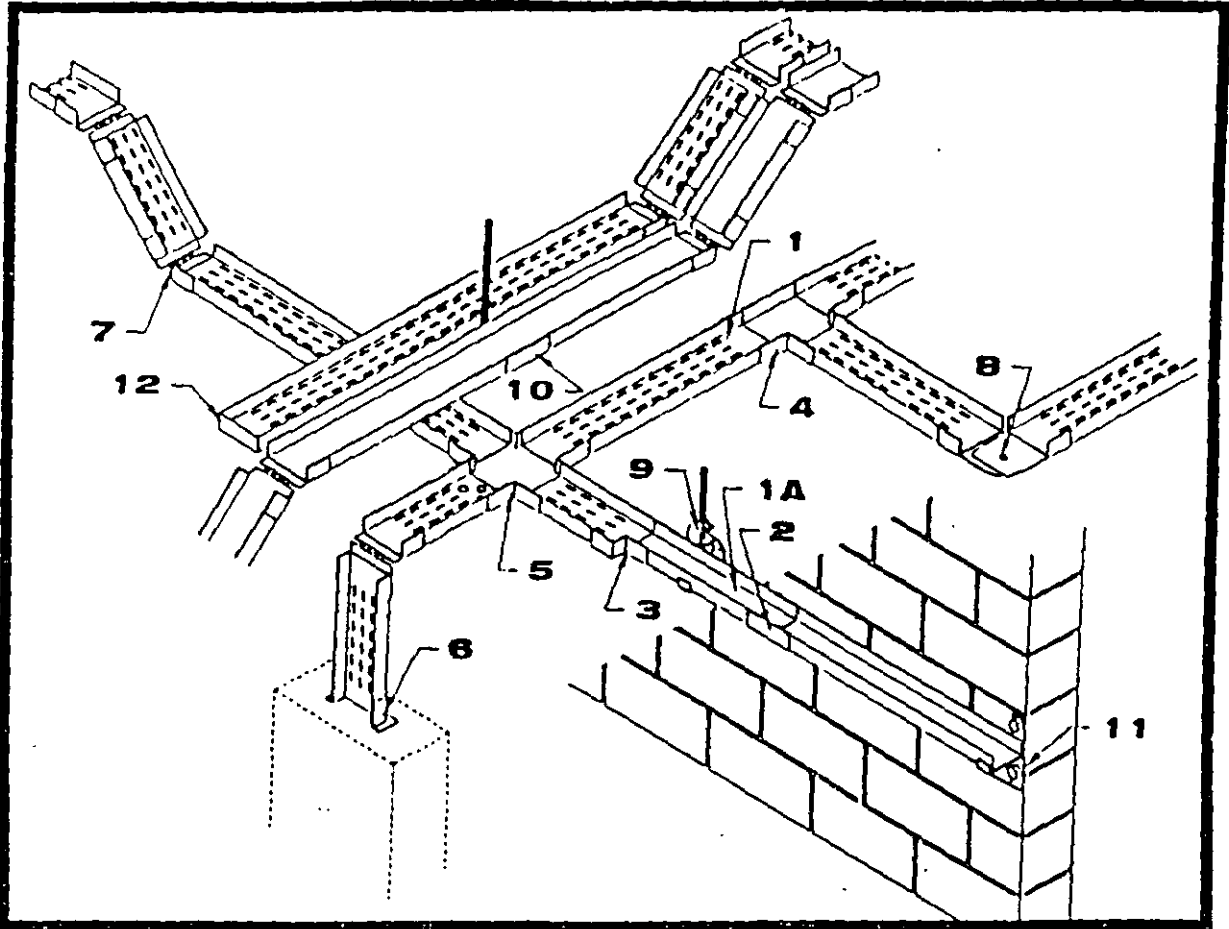
SISTEMA DE SOPORTES PARA CABLES TIPO "CANAL"

SECCION 6. CANALES

CHANNEL CABLE TRAY

SECTION 6. CABLE CHANNEL

La mejor y más económica solución para el soporte de fuerza, control, iluminación, etc. cuando su volumen no justifica el uso de los sistemas de charola.



- 1 TRAMO RECTO DE CANAL PERFORADO
TROUGH CHANNEL
- 1A TRAMO RECTO DE CANAL LISO
SOLID BOTTOM CHANNEL
- 2 CONECTOR 'U' CANAL
"U" SPLICE PLATE
- 3 CONECTOR REDUCCION PARA CANAL
REDUCER SPLICE PLATE
- 4 CONECTOR 'T' PARA CANAL
"T" SPLICE PLATE
- 5 CONECTOR 'X' PARA CANAL
"X" SPLICE PLATE
- 6 CONECTOR CANAL A CAJA
SPLICE PLATE TO BOX

- 7 CONECTOR VERTICAL AJUSTABLE
DE CANAL
VERTICAL SPLICE PLATE
- 8 CONECTOR HORIZONTAL
HORIZONTAL SPLICE PLATE
- 9 SOPORTE COLGANTE PARA CANAL
HORIZONTAL SPLICE PLATE
- 10 SOPORTE DOBLE PARA CANAL
DOUBLE CHANNEL HANGER
- 11 MENSULA DE PARED, CANAL
WALL SUPPORT
- 12 PLACA DE CIERRE, CANAL
END PLATE

ARTICULO 331 - TUBO (CONDUIT) NO-METALICO

A. Disposiciones generales

331-1. Definición. Un tubo (conduit) no-metalico es una canalizacion corrugada y flexible, de seccion transversal circular con acoplamientos conectadores y accesorios integrados o asociados, aprobada para la instalacion de conductores electricos. Esta compuesto de un material resistente a la humedad, a atmosferas quimicas y resistente a la propagacion de la flama.

Una canalizacion flexible es una canalizacion que se puede doblar a mano aplicando una fuerza razonable, pero sin herramientas.

El tubo (conduit) no-metalico debe ser de material que no exceda las caracteristicas de ignicion, flamabilidad, generacion de humo y toxicidad del cloruro de polivinilo rigido (no-plasticado).

331-2. Otros articulos. Las instalaciones con tubo (conduit) no-metalico deben cumplir las disposiciones aplicables del Articulo 300. Cuando en el Articulo 250 se exija un conductor de puesta a tierra de equipo, en el tubo (conduit) se debe instalar un conductor separado para dicho fin.

331-3. Usos permitidos.

- 1) En cualquier edificio que no supere tres pisos sobre el nivel de la calle
 - a) En instalaciones expuestas que no esten sujetas a dano fisico
 - b) En instalaciones ocultas dentro de las paredes, pisos y techos

NOTA: Para la definicion de primer piso, vease 336-5(a)(1)

- 2) En edificios que superen tres pisos sobre el nivel de la calle, el tubo (conduit) no-metalico debe ir oculto en paredes, pisos y techos cuando ofrezcan una barrera termica que resista al menos 15 minutos de exposicion al fuego, como se estipula en las listas de materiales contra el fuego. Esta barrera termica de 15 minutos se puede usar en paredes, pisos y techos combustibles o no-combustibles.
- 3) En lugares sometidos a fuertes influencias corrosivas, como se explica en 300-6, y si estan expuestos a productos quimicos para los que los materiales esten especificamente aprobados.
- 4) En lugares ocultos, secos y humedos no prohibidos en 331-4.
- 5) Por encima de los techos suspendidos, cuando los techos suspendidos ofrezcan una barrera termica de material con un acabado de clasificacion minima de 15 minutos, como se indica en las listas de materiales contra el fuego, excepto lo permitido en 331-3(1)(a).
- 6) Embebidos en concreto colado siempre que se utilicen para las conexiones accesorios aprobados e identificados para ese uso.
- 7) En lugares interiores mojados, como se permite en esta seccion, o en losas de concreto sobre o bajo el piso, con accesorios aprobados y listados para ese uso.

NOTA: Las temperaturas muy bajas pueden hacer que cierto tipo de tubos no-metalicos se haga más quebradizo y, por tanto, más susceptible a danos por contacto fisico.

331-4. Usos no permitidos

- 1) En lugares peligrosos (clasificados) *Excepcion: Lo permitido en 504-20*
- 2) Como soporte de aparatos y otro equipo
- 3) Cuando este sometido a temperatura ambiente que supere aquella para la que el tubo (conduit) está aprobado y listado.

NOTA: Para esta Seccion, la temperatura ambiente del tubo (conduit) de PVC se limita a 50 °C.

- 4) Para conductores cuya limitacion de la temperatura del aislamiento de operacion exceda a la cual el tubo (conduit) esta aprobado y listado.
- 5) Directamente enterradas.
- 6) Para tensiones electricas superiores a 600 V.
- 7) En lugares expuestos, excepto lo permitido en 331-3(1), 331-3(5) y 331-3(7).
- 8) En teatros y lugares similares, excepto lo establecido en los Articulos 518 y 520.
- 9) Cuando esten expuestas a la luz directa del sol, a menos que esten aprobadas e identificadas como resistentes a la luz del Sol.

B. Instalación

331-5. Tamaño

- a) Mínimo. ... tamaño nominal de 16 mm.
- b) Máximo. ... tamaño nominal de 53 mm.

331-6. Número de conductores en el tubo (conduit) no-metálico. ... Tabla 1 del Capítulo 9.

331-7. Cortado. ... los extremos cortados del tubo se deben limar por dentro y por fuera hasta dejarlos lisos

331-8. Uniones. ... las uniones entre tramos ... y acoplamientos, ... deben hacerse con accesorios aprobados

331-9. Curvas. Las curvas ... deben hacerse de modo que el tubo no sufra daños y que su diámetro interno no se reduzca efectivamente ... el radio de curvatura de la parte interna ... no debe ser inferior al permitido en la Tabla 346-10

331-10. Curvas. Número de curvas en un tramo Entre dos puntos de sujeción, por ejemplo, entre registros o cajas, no debe haber más del equivalente a cuatro curvas de un cuadrante (360° en total)

331-11. Soportes. ... se debe instalar como un sistema completo, ... y se debe sujetar ... a menos de 1 m de cada caja de salida, de unión, de conexiones, de cada gabinete o accesorio.

El tubo (conduit) se deben sujetar como mínimo cada 1 m

Excepción 1: Se permiten tramos horizontales del tubo ... soportados por aberturas a través de miembros estructurales a intervalos no-mayores a 1 m y sujetos firmemente a menos de 1 m de los extremos

Excepción 2. Los tramos que no superen una distancia de 1,8 m desde la conexión de una terminal de aparatos para interconexión a aparatos de alumbrado.

331-12. Cajas y accesorios. Las cajas y accesorios deben cumplir las disposiciones aplicables del Artículo 370

331-13. Empalmes e interconexiones. Los empalmes y las interconexiones solo se deben hacer en las cajas de empalmes, cajas de salida, cajas de dispositivos o cajas de paso. (ver Artículo 370).

331-14. Boquillas. Cuando un tubo entre en una caja, gabinete y otra cubierta, se debe instalar una boquilla o adaptador que proteja al cable contra la abrasión, excepto si la caja, gabinete o cubierta ofrecen una protección similar

NOTA: Para la protección de conductores de tamaño nominal de 21.15 mm² (4 AWG) o mayor, véase 300-4(f)

C. Especificaciones de construcción

331-15. Generalidades. El tubo no-metálico debe estar marcado de modo claro y duradero cada 3 m como mínimo, como exige el primer párrafo de 110-21. En la marca se indicará también el tipo de material. Se permite identificar con el sufijo LS a tubo con baja emisión de humos, resistente a la propagación de incendio y baja emisión de gas ácido.

ARTÍCULO 332 - TUBO (CONDUIT) DE POLIETILENO

A. Disposiciones generales

332 -1. Definición. es una canalización semi-rígida, lisa, con sección transversal circular y sus correspondientes accesorios aprobados para la instalación de conductores eléctricos. Esta compuesto de un material que es resistente a la humedad, a atmósferas químicas no es resistente a la flama.

332-2. Otros artículos aplicables. Las instalaciones ... deben cumplir con lo requerido en ... el Artículo 300. Cuando el Art.250 requiera la puesta a tierra, debe instalarse dentro del tubo un conductor para ese propósito

332-3. Usos permitidos.

- 1) En cualquier edificio que no supere los tres pisos sobre el nivel de la calle
- 2) Embebidos en concreto colado, siempre que se utilicen para las conexiones accesorios aprobados
- 3) Enterrados a una profundidad no-menor a 50 cm condicionado a que se proteja con un recubrimiento de concreto de 5 cm de espesor como mínimo

332 -4. Usos no permitidos

- 1) En lugares peligrosos (clasificados)
- 2) Como soporte de aparatos y otro equipo.
- 3) Cuando estén sometidas a temperatura ambiente que supere aquella para la que está aprobado el tubo
- 4) Para conductores cuya limitación de la temperatura de operación del aislamiento exceda la temperatura a la cual el tubo esta aprobado
- 5) Directamente enterradas.
- 6) Para tensiones eléctricas superiores a 150 V a tierra.
- 7) En lugares expuestos
- 8) En teatros y lugares similares
- 9) Cuando estén expuestas a la luz directa del Sol.
- 10) En locales de reunión (véase Artículo 518).
- 11) En instalaciones ocultas por plafones
- 12) En cubos y ductos de instalaciones en edificios

B. Instalación

332--5. Tamaño

- a) Mínimo. tamaño nominal menor a 16 mm
- b) Máximo. tamaño nominal mayor a 53 mm

332- 6. Número de conductores en un tubo (conduit). ... Tabla 1 del Capítulo 9.

332 -7. Cortado. los extremos cortados del tubo se deben limar por dentro y por fuera hasta dejarlos lisos.

332 -8. Empalmes. No se permite realizar empalmes

332 -9. Curvas. Las curvas ... deben hacerse de modo que el tubo no sufra daños y que su diámetro interno no se reduzca efectivamente ... el radio de curvatura de la parte interna ... no debe ser inferior al permitido en la Tabla 346-10

332 -10. Curvas. Número de curvas en un tramo. Entre dos puntos de sujeción, por ejemplo, entre registros o cajas, no debe haber más del equivalente a dos curvas de 90° (180° máximo).

332 -11. Cajas y accesorios. ... ver Artículo 370

332 -12. Empalmes y conexiones. Los empalmes y conexiones sólo se deben hacer en las cajas de empalmes, cajas de salida, cajas de dispositivos o cajas tubo (conduit). Ver Artículo 370

332 -13. Boquillas. Cuando un tubo entre en una caja, gabinete u otra cubierta, se debe instalar una boquilla o adaptador que proteja al cable contra la abrasión, excepto si ... ofrecen una protección similar.

ARTÍCULO 345 - TUBO (CONDUIT) METÁLICO TIPO SEMIPESADO

A. Disposiciones generales

345-1. Definición. Un tubo metálico tipo semipesado es una canalización metálica, de sección circular, con juntas conectadores y accesorios integrados o asociados, aprobada para la instalación de conductores eléctricos

345-2. ...

345-3. Usos permitidos

a) **Todas las condiciones atmosféricas y en edificios.**

- en todas las condiciones atmosféricas y en edificios de cualquier uso. Se debe evitar contacto con metales distintos para evitar reacciones galvanicas

- como conductor de puesta a tierra del equipo

Excepción: Se permite utilizar en tubo metálico tipo semipesado cubiertas y accesorios de aluminio

b) **Protección contra la corrosión.** Se permite instalar tubo y accesorios si están protegidos contra la corrosión y se juzgan adecuados para esas condiciones.

en concreto,

en contacto directo con la tierra o

en zonas sometidas a condiciones corrosivas graves.

NOTA: Para la protección contra la corrosión, véase 300-6

a) **Relleno de escoria.** Se permite la instalación del tubo ...

dentro o debajo del relleno de escoria en donde está sujeto a la humedad permanente, siempre y cuando este embebido en concreto sin esconas, de espesor no-menor de 5 cm, o

que se coloque a no-menos de 50 cm por debajo del relleno, o

que se proteja contra la corrosión y se estime adecuado para esta condición

NOTA: Para la protección contra la corrosión, véase 300-6

B. Instalación

345-5. Lugares húmedos. Todos los apoyos pemos abrazaderas, tornillos, etcétera, deben ser de material resistente a la corrosión o estar protegidos por materiales resistentes contra la corrosión.

NOTA: Para la protección contra la corrosión, véase 300-6

345-6. Tamaño

a) **Mínimo.** ... tamaño nominal 16 mm

a) **Máximo.** ... tamaño nominal 103 mm

345-7. Número de conductores en tubo (conduit). El número de conductores no debe superar lo permitido en la Tabla 10-1 del Capítulo 10. Ver tamaño nominal del tubo en Tabla 10 4, Capítulo 10.

345-8. Escariado y abocardado. ... los extremos cortados del tubo se deben limar o acabar para dejarlos lisos. Cuando se rosque en obra, utilizar tarraja normal con conicidad de 19 mm por cada 300 mm

345-9. Acoplamientos y conectadores

a) **Sin rosca.** Los acoplamientos y conectadores sin rosca utilizados con tubo (conduit) se deben impermeabilizar. Cuando estén enterrados en ladrillo o concreto deben ser herméticos al mismo; cuando estén en lugares mojados deben ser herméticos a la lluvia.

b) **Con roscas corridas.** En este tubo metálico no se deben utilizar conectadores con rosca corrida.

345-10. Curvas. Las curvas ... se deben hacer de modo que el tubo no sufra daños y que su diámetro interno no se reduzca. El radio de curvatura ... no debe ser menor al indicado en la Tabla 346-10.

345-11. Curvas. Número de curvas en un tramo. Entre dos puntos de sujeción, por ejemplo, entre registros o cajas, no debe haber mas del equivalente a cuatro curvas de un cuadrante (360° en total).

345-12. Soportes.

- El tubo se debe instalar como un sistema completo, como establece el Artículo 300.

- El tubo debe estar soportado como mínimo a cada 3 m,

- El tubo se debe sujetar a menos de 1 m de cada caja de salida, caja de terminales, caja de dispositivos, gabinete, registro u otra terminación cualquiera.

- Cuando los miembros de la estructura no permitan fácilmente sujetar el *tubo* a cada metro, se permite aumentar la distancia hasta 1,5 m.

345-13. Cajas y accesorios. Véase el Artículo 370

345-14. Empalmes y derivaciones. Los empalmes y derivaciones deben hacerse de acuerdo con lo indicado en 300-15. Para los requisitos sobre instalación y uso de cajas y registros, véase el Artículo 370

345-15. Boquillas. Cuando un *tubo* entre en una caja, gabinete u otra cubierta se debe instalar una boquilla o adaptador que proteja al conductor o cable de la abrasión, siempre que el diseño de la caja, gabinete o cubierta no ofrezca una protección equivalente

NOTA: Para la protección con boquillas de los conductores de tamaño nominal de 21,15 mm² (4 AWG) o mayor véase 300-4(f)

C. Especificaciones de construcción

345-16. Generalidades. El *tubo (conduit)* metálico tipo semipesado debe cumplir las siguientes especificaciones

- a) **Longitud.** tramos de 3 m incluyendo un acoplamiento
- b) **Material resistente a la corrosión.** El *tubo* de metal no-ferroso resistente a la corrosión debe llevar marcas adecuadas
- c) **Marcado.** Cada tramo debe ir marcado de modo claro y duradero de conformidad con la norma de producto

ARTÍCULO 346 - TUBO (CONDUIT) METÁLICO TIPO PESADO

A. Disposiciones generales

346-1. Uso. Se permite el uso de *tubo* metálico tipo pesado en todas las condiciones atmosféricas y en edificios de cualquier ocupación, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- a) **Protegidos por esmalte.** Si el *tubo* y accesorios de metales ferrosos sólo están protegidos contra la corrosión por un esmalte, se permite su uso únicamente en interiores y en edificios no sometidos a condiciones corrosivas graves
- b) **De otros metales.** Cuando sea posible se debe evitar que haya metales distintos en contacto dentro de la misma instalación, para eliminar la posibilidad de reacción galvánica
Excepción Se permite utilizar accesorios y gabinetes de aluminio con tubo de acero tipo pesado y gabinetes y accesorios de acero con tubo de aluminio de tipo pesado
- c) **Protección contra la corrosión.** Se permite instalar, codos, acoplamientos y accesorios de metales ferrosos y no-ferrosos en concreto en contacto directo con la tierra o en zonas sometidas a corrosión grave si están protegidos contra la corrosión y se juzgan adecuados para esas condiciones

NOTA: Para la protección contra la corrosión, véase 300-6

346-2. Otros Artículos. Las instalaciones con *tubo* metálico tipo pesado deben cumplir lo establecido en las correspondientes Secciones del Artículo 300.

B. Instalación

346-3. Relleno de escoria. Se permite instalar *tubo* metálico tipo pesado en o bajo relleno de escoria si están sometidos a humedad permanente, embebido en concreto no-menor a 50 mm de espesor sin escoria, cuando el *tubo (conduit)* esté a no-menos de 46 cm bajo la escoria o cuando este protegido contra la corrosión y se juzgue adecuado para esas condiciones.

NOTA: Para la protección contra la corrosión, véase 300-6.

346-4. En lugares mojados. Todos los soportes, pernos, abrazaderas, tornillos, etcétera, deben ser de material resistente contra la corrosión o estar protegidos con material resistente contra la corrosión.

NOTA: Para la protección contra la corrosión, véase 300-6.

346-5. Tamaño nominal

- a) **Mínimo.** ... tamaño nominal de 16 mm.
- b) **Máximo.** ... tamaño nominal de 155 mm.

346-6. Número de conductores en un conducto. El número de conductores permitido en *tubo* metálico tipo pesado no debe superar el por ciento especificado en la Tabla 10-1 del Capítulo 10.

346-7. Escariado y abocardado

- a) **Escariado.** Todos los extremos cortados de *tubo* metálico tipo pesado se deben escariar o terminar en forma de eliminar los bordes filosos.
- b) **Abocardado.** Cuando el *tubo* metálico tipo pesado se rosque en obra, se debe utilizar una tarraja estandar con una conicidad de 19 mm por cada 30 cm.

346-8. Boquillas. Cuando un *tubo* metálico tipo pesado entre en una caja, gabinete u otra cubierta, se deben instalar boquillas o adaptadores que protejan el conductor o cable de la abrasión, siempre que el diseño de la caja, gabinete o cubierta no ofrezca una protección equivalente.

NOTA: Para la protección de los conductores de tamaño nominal 21,15 mm² (4 AWG) o mayor, véase 300-4(f)

346-9. Acoplamientos y conectadores

- a) **Sin rosca.** Los acoplamientos y conectadores sin rosca utilizadas con *tubo* se deben apretar adecuadamente. Cuando estén enterrados en ladrillo u concreto, deben ser herméticos al concreto. Cuando estén en lugares mojados, deben ser de tipo hermético a la lluvia.
- b) **Con rosca corrida.** En *tubo* metálico tipo pesado no se deben utilizar conectadores con rosca corrida.

346-10. Curvas. Cómo se hacen. se deben hacer de modo que el *tubo* no sufra daños y que su diámetro interno no se reduzca. El radio de curvatura del borde interior hecha en obra no debe ser menor al indicado en la Tabla 346-10.

Tabla 346 – 10. Radio de curvatura del tubo (conduit) tipo pesado

Tamaño nominal del tubo (mm)	Conductores sin cubierta de plomo (mm)	Conductores con cubierta de plomo (mm)
16	102	152
21	127	203
27	152	279
35	203	356
41	254	406
53	305	533
63	381	635
78	457	787
91	533	914
103	610	1016
129	762	1270
155	914	1549

346-11. Curvas. Número de curvas en un tramo. Entre dos puntos de sujeción, por ejemplo, entre registros o cajas, no debe haber más del equivalente a cuatro curvas de un cuadrante (360° en total).

Tabla 346 – 10 (Excepción) Radio de curvatura de tubo (conduit) tipo pesado

Tamaño nominal (mm)	Radio del centro del tubo en mm
16	102
21	114
27	146
35	184
41	210
53	241
63	267
78	330
91	381
103	406
129	610
155	762

346-12. Soportes. El tubo metálico tipo pesado se debe apoyar como sistema completo, como establece el Artículo 300, y sujetarse firmemente. El tubo se debe sujetar como mínimo a cada 3 m. Además, se debe sujetar firmemente a menos de 1 m de cada caja de salida, caja de terminales, caja de dispositivos, gabinete, registro u otras terminales. Cuando los miembros de la estructura no permitan fácilmente sujetar el tubo a cada metro, se permite aumentar la distancia hasta 1,5 m.

346-13. Cajas y accesorios. Véase el Artículo 370

346-14. Empalmes y derivaciones. Los empalmes y derivaciones deben cumplir con los establecido en el Artículo 370

Tabla 346 – 12. Soportes para tubo (conduit) metálicos tipo pesado

Tamaño nominal (mm)	Distancia maxima entre soportes en metros
16 – 21	3,9
27	3,7
35 – 41	4,3
53 – 63	4,9
78 y mayores	6,1

C. Especificaciones de construcción

346-15. Disposiciones generales. El tubo metálico tipo pesado debe cumplir con las siguientes especificaciones.

- a) Longitudes. El tubo metálico tipo pesado se suministra en tramos de 3 m, incluido el acoplamiento (se suministra un acoplamiento con cada tramo). El tubo se debe escanar y roscar en sus dos extremos.
- b) Material resistente a la corrosión. El tubo de metal no-ferroso resistente a la corrosión debe ir marcado adecuadamente.
- c) Identificación permanente. Cada tubo debe ir identificado de modo claro y duradero conforme lo establecido en la norma de producto

ARTÍCULO 347 – TUBO (CONDUIT) RÍGIDO NO-METÁLICO

A. Disposiciones generales

347-1. Definición. El tubo rígido no-metálico es una canalización de sección transversal circular de Policloruro de vinilo (PVC) con accesorios aprobados para la instalación de conductores eléctricos. Debe ser de material resistente a la flama a la humedad y a agentes químicos.

Por encima del piso debe ser resistente a la propagación de la flama, a los impactos y al aplastamiento a las distorsiones por calentamiento en las condiciones que se vayan a dar en servicio y resistente a las bajas temperaturas y a la luz del Sol

Para uso subterráneo, el material debe ser aceptablemente resistente a la humedad y a los agentes corrosivos y de resistencia suficiente para soportar impactos y aplastamientos durante su manejo e instalación. En instalaciones subterráneas se permite tubo aprobado para este objetivo en longitudes continuas de un carrete

Cuando este diseñado para enterrarlos directamente, sin empotrarlos en concreto, el material del tubo debe ser capaz de soportar las cargas continuas previstas para después de su instalación

347-2. Usos permitidos. Se permite el uso de tubo rígido no-metálico tipo pesado o ligero aprobado y listado sus accesorios, en las siguientes condiciones:

NOTA: Las temperaturas extremadamente frías pueden hacer que algún tubo rígido no-metálico tipo pesado o ligero se vuelva quebradizo y por tanto sea más susceptible a daños por contacto físico

- a) **Ocultos.** En paredes, pisos y techos
- b) **En atmósferas corrosivas.** ... como se especifica en 300-6, y sometidos a productos químicos para los que estén aprobados específicamente esos materiales.
- c) **Esconá.** Con relleno de esconá
- d) **En lugares mojados.** ... deben estar instalados y equipados de manera que eviten que entre el agua en la tubería. Todos los soportes, pernos, abrazaderas, tornillos, deben ser de material resistente a la corrosión
- e) **En lugares secos y húmedos.** En los lugares secos y húmedos no prohibidos en 347-3
- f) **Expuestos.** Para instalaciones expuestas no sometidas a daño físico, si están aprobados e identificados para dicho uso
- g) **En instalaciones subterráneas.** Para las instalaciones subterráneas, veanse 300-5 y 710-4(b)

347-3. Usos no permitidos.

- a) **En lugares peligrosos.** ... excepto lo establecido en las Secciones 503-3(a), 504-20, 514-8 y 515-5 y en los lugares de Clase I División 2, tal como lo permite la Excepción de 501-4(b).
- b) **Como soporte de aparatos.** Como soporte de aparatos u otros equipos.
- c) **Expuesto a daños físicos.** Cuando este expuesto a daños físicos
- d) **Temperatura ambiente.** ... a temperaturas ambientes superiores a las marcadas en el tubo.
- e) **Límites de temperatura del aislamiento.** Para conductores cuyos límites de temperatura del aislamiento superen los límites aprobados y listados para el tubo .
- f) **En teatros y locales similares.** En teatros y locales similares, excepto lo establecido en los Artículos 518 y 520

347-4. Otros Artículos. Las instalaciones con tubo rígido no-metálico tipo pesado o ligero deben cumplir las disposiciones aplicables del Artículo 300. Cuando, según el Artículo 250, se requiera la puesta a tierra de los equipos, se debe instalar en el tubo un conductor de puesta a tierra de equipo independiente.

B. Instalación

347-5. Abocardado. Todos los extremos de tubo se deben abocardar por dentro y por fuera para dejarlos lisos

347-6. Uniones. Todas las uniones entre tubos y acoplamientos, cajas y accesorios, se deben hacer con accesorios aprobados

347-8. Soportes. El tubo se debe instalar como sistema completo, ver 300-18 y se deben soportar como exige la Tabla 347-8. Además el tubo debe sujetarse a menos de 1 m de cada caja de salida, caja de terminales, caja de dispositivos, registro u otra terminación del tubo. ... se debe sujetar de modo que se deje holgura para los movimientos de expansión o contracción térmica.

Excepción: Se permiten tramos horizontales de tubo rígido no-metálico tipo pesado o ligero apoyado en aberturas a través de miembros de la estructura, a intervalos no superiores a los de la Tabla 347-8 y sujetos a menos de 1 m de los puntos de terminación.

Tabla 347 - 8. Soportes de tubo (conduit) rígido no-metálico tipo pesado o ligero

Tamaño nominal (mm)	Separación máxima entre soportes en metros
16	1.0
21	1.0
27	1.0
35	1.5
41	1.5
53	1.5
63	1.8
78	1.8
91	2.1
103	2.1
129	2.1
155	2.4

347-9. Juntas de expansión. Cuando se espere que la expansión o contracción térmica del tubo rígido no-metálico tipo pesado o ligero, sea de 6 mm o mayor en un tramo recto entre elementos sujetos como cajas gabinetes, codos u otras terminaciones del tubo, se deben instalar juntas de expansión para compensar dichas expansiones.

347-10. Tamaño nominal:

- a) **Mínimo.** No se debe utilizar tubo rígido no-metálico tipo pesado o ligero de tamaño nominal menor a 16 mm
- b) **Máximo.** No se debe utilizar tubo rígido no-metálico tipo pesado o ligero de tamaño nominal superior a 155 mm

347-11. Número de conductores. El número de conductores en un tubo rígido no-metálico tipo pesado o ligero no debe exceder el por ciento de ocupación permitido en la Tabla 1 del Capítulo 9.

347-12. Accesorios. Cuando un tubo rígido no-metálico tipo pesado o ligero entre en una caja, gabinete u otra cubierta, se debe instalar un accesorio adaptador para evitar el daño por abrasión a la cubierta de los conductores, a menos la caja o gabinete ofrezca una protección equivalente.

NOTA: Para la protección de los conductores de tamaño nominal de 21,15 mm² (4 AWG) o mayor, véase 300-4(f)

347-13. Curvas. Las curvas de tubo rígido no-metálico tipo pesado o ligero se deben hacer de modo que el tubo no sufra daños y que su diámetro interno no se reduzca. Cuando se hagan en obra se debe utilizar únicamente un equipo de doblar aprobado e identificado para ese uso. El radio de curvatura del borde interior de dichas curvas no debe ser menor al especificado en la Tabla 346-10.

347-14. Curvas. Número de curvas en un tramo. Entre dos puntos de sujeción, por ejemplo, entre registros o cajas, no debe haber más del equivalente a cuatro curvas de un cuadrante (360° en total).

347-15. Cajas y accesorios. Las cajas y accesorios deben cumplir las disposiciones aplicables del Artículo 370

347-16. Empalmes y derivaciones. Los empalmes y derivaciones deben hacerse de acuerdo con lo indicado en 300-15. Para las especificaciones sobre instalación y uso de cajas y registros, véase el Artículo 370

C. Especificaciones de construcción

347-17. Disposiciones generales. El tubo rígido no-metálico tipo pesado o ligero debe cumplir lo siguiente.

Marcado. Cada tramo de tubo rígido no-metálico tipo pesado o ligero se debe marcar en forma permanente por lo menos a cada 3 m con caracteres legibles e indelebles, como establece el primer párrafo de 110-21. Las marcas deben incluir también el tipo de material, a menos que sea identificable visualmente. Se permite marcar tubo en la superficie para indicar las características especiales del material. Se debe indicar nombre o marca del fabricante, material del que está fabricado, si es de tipo pesado o ligero, diámetro nominal y uso.

NOTA: Por ejemplo, algunas de estas marcas opcionales pueden ser "LS" (de baja emisión de humos), "resistente a la luz del sol", etcétera.



CONDUMEX

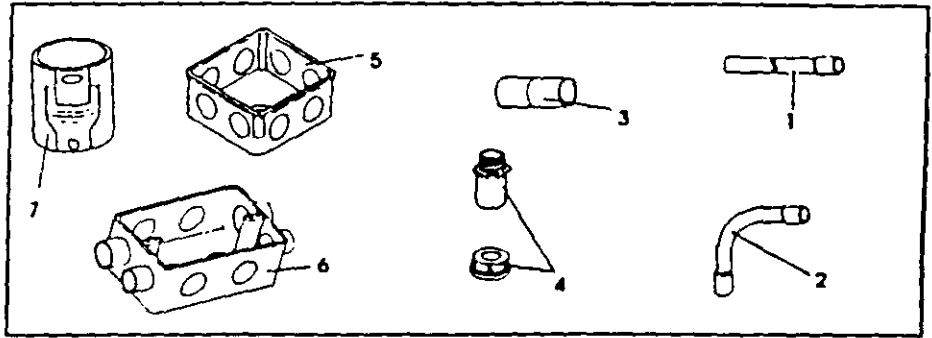
**CONDUIT DE PVC DURALON[™]
TIPO NORMAL**

TC 01.0

DESCRIPCION:

Tubería Conduit de PVC pared normal, con un extremo abocinado, para instalaciones ocultas.

1. Tubería
2. Codos de 90°
3. Coples
4. Conectores
5. Caja cuadrada
6. Chatupa
7. Cemento



APLICACIONES:

Para instalaciones ocultas ya sea empotrada o en plafones.
En construcción media, hoteleña, zona costera e industria ligera.

PROPIEDADES:

- Resistencia al aplastamiento:
Su rigidez estructural soporta cargas normales de construcción.
- Resistencia a la tracción.
- Superficie interior lisa:
Facilita el cableado.
- Hermeticidad:
Su unión cementada garantiza la hermeticidad a polvos y líquidos de construcción a lo largo de la trayectoria.
- Anticorrosiva:
Resistente a ambientes ácidos y salinos como zonas costeras.
Resistente al ataque de químicos inorgánicos.

- Autoextinguible:
No propaga la llama.
- Aislante:
Alto coeficiente dieléctrico, lo cual evita cortocircuito de falla a tierra.
- Resistente al impacto:
Al ser un material plástico, resiste bien los impactos sin que se produzca deformación permanente que engrape los cables a diferencia de las tuberías metálicas.
- Extremo abocinado:
Evita la utilización sistemática de coples, con el consiguiente ahorro de material y mano de obra.

ESPECIFICACIONES:

NOM-E-12

REGISTRO:

Autorización

DATOS PARA PEDIDO:

- Conduit de PVC DURALON[™] indicando:
- Tipo normal.
 - Producto (tubería, codo 90°, coples, conectores, cajas, cemento).
 - Número de piezas.
 - Diámetro en mm (excepto en cemento).
 - Número de producto.

TUBERIA

Número de producto	Diámetro nominal mm	Diámetro exterior	Diámetro interior	Espesor de pared mm	Area interior	Peso kg/m	Largo
		D _e mm	d mm		A mm ²		l m
401001	13	17.8	15.8	1.0	196	0.083	3
401002	19	23.3	21.3	1.0	356	0.110	3
401003	25	29.4	27.0	1.2	572	0.165	3
401004	32	38.0	35.6	1.4	995	0.254	3
401005	38	44.0	41.0	1.5	1320	0.324	3
401006	50	55.9	52.7	1.6	2180	0.438	3

NOTA: - Las cotas son utilizadas en las fórmulas presentadas en la Sección Técnica al final de este capítulo.
- Estos datos son aproximados y están sujetos a tolerancias de manufactura.



CONSUMEX

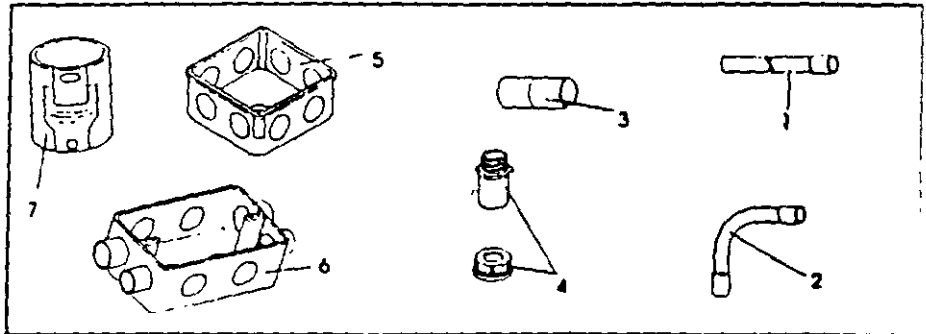
CONDUIT DE PVC DURALON^{MR} TIPO PESADO

NOM-TC 02.0 (394)

DESCRIPCION:

Tubería Conduit de PVC pared gruesa, con un extremo abocinado, para instalaciones Ocultas y Visibles interiores.

- 1- Tubería.
- 2- Codos de 90°.
- 3- Coples.
- 4- Conectores.
- 5- Cajas cuadradas.
- 6- Chatupa.
- 7- Cemento.



APLICACIONES:

Para instalaciones Ocultas y Visibles, no expuestas al sol.

En edificios, industria, centros comerciales, zonas costeras y de alta contaminación, distribución y servicios.

PROPIEDADES:

- Resistencia al aplastamiento:
Su rigidez estructural soporta cargas normales de construcción.
- Resistencia a la tracción.
- Superficie interior lisa:
Facilita el cableado.
- Hermeticidad:
Su unión cementada garantiza la hermeticidad a polvos y líquidos de construcción a lo largo de la trayectoria.
- Anticorrosiva:
Resistente a ambientes ácidos y salinos como zonas costeras.
Resistente al ataque de químicos inorgánicos.

- Autoextinguible:
No propaga la llama.
- Aislante:
Alto coeficiente dieléctrico, lo cual evita cortocircuito de falla a tierra.
- Resistente al impacto:
Al ser un material plástico, resiste bien los impactos sin que se produzca deformación permanente que engrape los cables a diferencia de las tuberías metálicas.
- Extremo abocinado:
Evita la utilización sistemática de coples, con el consiguiente ahorro de material y mano de obra.

ESPECIFICACIONES

NOM-E-12

REGISTRO

Autorización

DATOS PARA PEDIDO:

- Conduit de PVC DURALON^{MR} indicando
- Tipo pesado.
 - Producto (tubería, codo 90°, coples, conectores, cajas, cemento).
 - Número de piezas.
 - Diámetro en mm (excepto cemento).
 - Número de producto.

TUBERIA

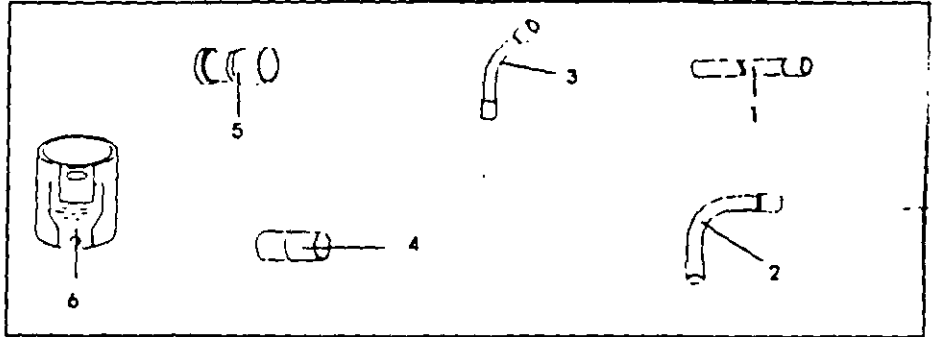
Número de producto	Diámetro nominal mm	Diámetro exterior	Diámetro interior	Espesor de pared mm	Área Interior	Peso kg/m	Largo m
		D	d		A		
402001	13	21.4	18.4	1.5	266	0.145	3
402002	19	26.8	23.8	1.5	445	0.186	3
402003	25	33.5	30.5	1.5	730	0.235	3
402004	32	42.3	39.1	1.6	1200	0.317	3
402005	38	48.5	44.7	1.9	1569	0.425	3
402006	50	60.5	55.9	2.3	2453	0.636	3
402007	60	73.2	67.6	2.8	3587	0.896	3
402008	75	89.1	83.7	2.8	5500	1.137	3
402009	100	114.5	108.9	2.8	9309	1.473	3

NOTA: - Las cotas son utilizadas en las fórmulas presentadas en la Sección Técnica al final de este capítulo.
- Estos datos son aproximados y están sujetos a tolerancias de manufactura

DESCRIPCION:

Tubería Conduit de PVC tipo SU anticorrosiva de pared lisa con campana en un extremo para su acoplamiento.

1. Tubería.
2. Codos de 90°.
3. Codos de 45°.
4. Coples.
5. Terminal campana.
6. Cemento.



APLICACIONES:

Para instalaciones de tipo subterráneo, industriales, alumbrado público, cableado telefónico, instalación de fibra óptica y distribución zona costera.

PROPIEDADES:

- Resistencia al aplastamiento:
Su rigidez estructural soporta cargas normales de construcción.
- Resistencia a la tracción.
- Superficie interior lisa:
Facilita el cableado.
- Hermeticidad:
Su unión cementada garantiza la hermeticidad a polvos y líquidos de construcción a lo largo de la trayectoria.
- Anticorrosiva:
Resistente a ambientes ácidos y salinos como zonas costeras.
Resistente al ataque de químicos inorgánicos.

- Autoextinguible:
No propaga la llama.
- Aislante:
Alto coeficiente dieléctrico, lo cual evita cortocircuito de falla a tierra.
- Resistente al impacto:
Al ser un material plástico, resiste bien los impactos sin que se produzca deformación permanente que engrane los cables a diferencia de las tuberías metálicas.
- Extremo abocinado:
Evita la utilización sistemática de coples, con el consiguiente ahorro de material y mano de obra, además de su presentación en tiramos de 6 metros.

ESPECIFICACIONES:

NOM-E-12

REGISTRO:

Autorización **NOM**

DATOS PARA PEDIDO:

Conduit de PVC DURALON^{M.R.} indicando:

- Tipo subterráneo
- Producto (tubería, codo 90° ó 45°, coples terminal campana, cemento)
- Número de piezas
- Diámetro en mm (excepto cemento)
- Número de producto

TUBERIA

Número de producto	Diámetro nominal mm	Diámetro exterior	Diámetro interior	Espesor de pared e mm	Área interior	Peso kg/m	Largo
		D mm	d mm		A mm ²		L m
406001	25	29.4	27.0	1.2	572	0.164	6
406002	38	39.8	36.2	1.8	1029	0.325	6
406003	50	49.8	46.2	1.8	1676	0.410	6
406005	75	74.7	71.1	1.8	3969	0.623	6
406006	100	103.3	98.7	2.3	7647	1.157	6
406008	150	159.6	153.0	3.3	18376	2.425	6

NOTA: - Las citas son utilizadas en las fórmulas presentadas al final de este capítulo.
- Estos datos son aproximados y están sujetos a tolerancias de manufactura.

ARTÍCULO 348 – TUBO (CONDUIT) METÁLICO TIPO LIGERO

A. Disposiciones generales

348-1. Uso. Se permite el uso de *tubo* metálico tipo ligero en instalaciones expuestas y ocultas

No se debe utilizar *tubo* metálico tipo ligero:

- (1) cuando durante su instalación o después pueda verse sometido a daño físico grave
- (2) cuando estén protegidas contra la corrosión solo por un esmalte.
- (3) en concreto de escona o relleno de escona cuando estén sometidas a humedad permanente, si no están embebidos en concreto sin escona de 51 mm de espesor mínimo o si la tubería no está como mínimo a 46 cm bajo el relleno.
- (4) en cualquier lugar peligroso (clasificado) excepto lo permitido en 502-4, 503-3 y 504-20, o (5) como soporte de aparatos u otros equipos, excepto de registros no-mayores al *tubo* de mayor tamaño nominal. Cuando sea posible, se debe evitar que haya metales distintos en contacto dentro de la misma instalación, para eliminar la posibilidad de reacción galvánica.

Excepción: Se permite utilizar accesorios y gabinetes de aluminio con *tubo* metálico tipo ligero

Se permite instalar *tubo* metálico tipo ligero, codos, acoplamientos y accesorios de metales ferrosos o no-ferrosos en concreto, en contacto directo con la tierra o en zonas expuestas a ambientes corrosivos severos cuando estén protegidos contra la corrosión y se consideren adecuados para esas condiciones.

NOTA: Para la protección contra la corrosión, véase 300-6.

348-2. Otros Artículos. Las instalaciones de *tubo* metálico tipo ligero deben cumplir las disposiciones aplicables del Artículo 300

B. Instalación

348-4. En lugares mojados. Todos los soportes, pernos, abrazaderas, tornillos, etcétera, deben ser de material resistente a la corrosión o estar protegidos por materiales resistentes contra la corrosión

NOTA: Para la protección contra la corrosión, véase 300-6

348-5. Tamaño nominal

- a) Mínimo. ... tamaño nominal 16 mm.
- b) Máximo. ... tamaño nominal 103 mm.

348-6. Número de conductores en una tubería. El número de conductores en un *tubo* no debe exceder los por cientos de ocupación permitidos en la Tabla 10 del Capítulo 10

348-7. Roscas. El *tubo* metálico tipo ligero no debe tener roscas. Cuando se utilicen acoplamientos integrados, dichos acoplamientos se deben roscar en fábrica.

348-8. Coples y conectadores. Los coples y conectados se deben sujetar firmemente. Cuando estén enterrados en ladrillo u concreto, deben ser herméticos al concreto. Cuando estén en lugares mojados, deben ser de tipo hermético a la lluvia

348-9. Curvas. Cómo se hacen. Las curvas se deben hacer de modo que el *tubo* no sufra daños y que su diámetro interno no se reduzca. El radio de curvatura del borde interior de cualquier curva hecha en obra no debe ser inferior al indicado en la Tabla 348-10.

348-10. Curvas. Número de curvas en un tramo. Entre dos puntos de sujeción, por ejemplo, entre registros o cajas, no debe haber más del equivalente a cuatro curvas de un cuadrante (360° en total).

348-11. Abocardado. Todos los extremos del *tubo* metálico tipo ligero se deben abocardar por dentro y por fuera para eliminar los bordes filosos

348-12. Soportes. El *tubo* metálico tipo ligero se debe instalar como sistema completo, como establece el Artículo 300, y sujetarse firmemente como mínimo a cada 3 m y a menos de 1 m de cada caja de salida, caja de terminales, caja de dispositivos, gabinete, registro u otra terminación cualquiera

Se permiten tramos horizontales de *tubo* metálico tipo ligero soportados en aberturas a través de miembros de la estructura, a intervalos no-superiores a 3 m y sujetos firmemente a menos de 1 m de los puntos de terminación

348-13. Cajas y accesorios. Las cajas y accesorios deben cumplir las disposiciones aplicables del Artículo 370.

348-14. Empalmes y derivaciones. Los empalmes y derivaciones se deben hacer de acuerdo con lo indicado en 300-15. Para las especificaciones sobre instalación y uso de cajas y registros, véase el Artículo 370.

C. Especificaciones de construcción

348-15. **Disposiciones generales.** El tubo debe cumplir con las siguientes especificaciones .

- a) **Sección.** El tubo metálico tipo ligero y los codos y otras secciones curvas que se utilicen con los mismos, deben ser de sección circular.
- b) **Acabado.** El tubo metálico tipo ligero debe tener un acabado o tratamiento en su superficie exterior que le proporcione un medio aprobado y duradero que lo distinga fácilmente, una vez instalado, de los otros tipos de tubo metálicos.
- c) **Coples.** Cuando el tubo metálico tipo ligero se una a rosca, los coples deben estar diseñados de modo que evite que el tubo se curve en cualquier parte de la rosca.
- d) **Marcado.** El tubo debe ir marcado de modo claro y duradero por lo menos cada 3 m, como se exige en el primer párrafo de 110-21

ARTÍCULO 350 - TUBO (CONDUIT) METÁLICO FLEXIBLE

A. Disposiciones generales

350-1. Alcance. Este Artículo trata del uso e instalaciones con tubo metálico flexible y sus correspondientes accesorios

350-2. Definición. Un tubo metálico flexible es una canalización de sección circular hecha de una banda metálica devanada helicoidalmente, preformada y engargolada

350-3. Otros Artículos. Las instalaciones con tubo metálico flexible deben cumplir las disposiciones aplicables del Artículo 300

350-4. Usos permitidos. El tubo metálico flexible debe estar aprobado y listado y se puede usar en lugares expuestos y ocultos

350-5. Usos no permitidos. No se debe usar tubo metálico flexible

- 1) En lugares mojados, si los conductores no están aprobados para esas condiciones específicas y si la instalación es tal que no haya posibilidad de que el líquido pueda entrar en las canalizaciones o cubiertas a las que vaya conectado el tubo
- 2) En huecos de elevadores, excepto lo permitido en 620-21(a)(1).
- 3) En cuartos de bancos de baterías
- 4) En lugares peligrosos (clasificados), excepto lo permitido en 501-4(b) y 504-20
- 5) Cuando esté expuesto a materiales que puedan producir el deterioro de los conductores instalados, como aceite o gasolina
- 6) Subterráneo o empotrados en colados o agregados de concreto.
- 7) Cuando este expuesto a daño físico

B. Instalación

350-10. Tamaño nominal

a) **Mínimo.** No se debe utilizar tubo metálico flexible de tamaño nominal menor a 16 mm, excepto lo permitido en los siguientes apartados (1) a (5) para tubo de 10 mm.

- 1) Para cables de motores, como se permite en 430-145(b).
- 2) En tramos no-mayores a 1,8 m, como parte de un ensamble aprobado y listado o en salidas para elementos de alumbrado como se permite en 410-67(c), o para equipos de utilización.
- 3) En instalaciones prefabricadas como se permite en 604-6(a).
- 4) En los huecos de ascensores, como se permite en 620-21(a)(1).
- 5) Como parte de un ensamble aprobado y listado para conectar cables de aparatos, como se permite en 410-77(c).

b) **Máximo.** No se debe utilizar tubo metálico flexible de tamaño nominal mayor de 103 mm.

350-12. Número de conductores. El número de conductores permitido en un tubo metálico flexible no debe exceder el por ciento de ocupación establecido en la Tabla 1, Capítulo 9, o lo que permite la Tabla 350-12 para tubo metálico flexible de 10 mm

350-14. Puesta a tierra. Se permite usar tubo metálico flexible para puesta a tierra, según lo establecido en 250-91(b) Cuando haya que conectar un puente de unión alrededor de un tubo metálico flexible, se debe hacer de acuerdo con lo establecido en 250-79

Excepción: Se permite utilizar un tubo metálico flexible como medio de puesta a tierra si la longitud total del tramo es de 1,8 m o menos, si el tubo termina en accesorios aprobados y listados para puesta a tierra y si los conductores contenidos en el mismo están protegidos por dispositivos de sobrecorriente de 20 A nominales o menos

Quando se usen para conectar equipos con cierta flexibilidad, se debe instalar un conductor de puesta a tierra de los equipos

Tabla 350 – 12. Número máximo de conductores aislados en *tubo (conduit)* metálico flexible de 10 mm*

Columna A Con accesorios dentro del *tubo*

Columna B Con accesorios fuera del *tubo*

Tamaño nominal mm ² (AWG)	Tipos		Tipos		Tipos		Tipos	
	RFH – 2, SF - 2		TF, XHHW, AF, TW, THW, THHN		TFN, THHN, THWN		FEP, FEPB, PF, PGF	
	A	B	A	B	A	B	A	B
0.82 (18)	2	3	3	5	5	8	5	8
1.3 (16)	1	2	3	4	4	6	4	6
2.08 (14)	1	2	2	3	3	4	3	4
3.3 (12)	–	–	1	2	2	3	2	3
5.26 (10)	–	–	1	1	1	1	1	2

*Además esta permitido un conductor adicional de puesta a tierra de los equipos del mismo tamaño cubierto o desnudo

350-16. Curvas. No debe haber mas curvas que el equivalente a 360° entre los puntos de sujeción, por ejemplo en registros y cajas. Las curvas en el *tubo* deben hacerse de modo que el *tubo* no se dañe y que su diámetro interior no se reduzca. El radio de curvatura en el borde interior de cualquier curva hecha en obra no debe ser menor a los de la Tabla 346-10.

350-18. Soportes. El *tubo* metálico flexible se debe sujetar firmemente por medios aprobados por la autoridad competente³ a menos de 3 m de cada caja, gabinete, registro u otra terminación del *tubo* y deben ir apoyados y sujetos a intervalos no-mayores a 1,4 m

Excepción 1: Cuando el tubo metálico flexible esté sujeto por sus extremos

Excepción 2. Tramos que no superen 1 m entre terminales, cuando sea necesana cierta flexibilidad:

Excepción 3 Tramos que no superen 1,8 m desde una conexión terminal para conexiones de salidas para aparatos de alumbrado, como se permite en 410-67(c).

Se permite el uso de *tubo* metálico flexible instalado horizontalmente que esté soportado por aberturas a traves de los miembros de la estructura a intervalos menores a 1,4 m y sujeto firmemente a menos de 30 cm de los puntos de terminación.

350-20. Accesorios. Los accesorios utilizados con *tubo* metálico flexible deben estar aprobados y listados. No se utilizaran secciones angulares para instalaciones en canalizaciones ocultas.

350-22. Abocardado. Todos los extremos del *tubo* se deben abocardar por dentro y por fuera para dejarlos lisos, excepto cuando se usen accesorios roscados

350-24. Empalmes y derivaciones. Los empalmes y derivaciones se deben hacer de acuerdo con lo indicado en 300-15. Para las especificaciones sobre instalacion y uso de cajas y registros, véase el Artículo 370

ARTÍCULO 351 – TUBO (CONDUIT) FLEXIBLE HERMÉTICO A LOS LÍQUIDOS Y METÁLICO NO-METÁLICO

351-1. Alcance. Este Artículo cubre a instalaciones realizadas con *tubo* metálico flexible hermético a los líquidos y con *tubo* no-metálico flexible hermético a los líquidos.

A. *Tubo* metálico flexible hermético a los líquidos

351-2. Definición. Un *tubo* metálico flexible hermético a los líquidos es una canalización de sección circular que lleva una cubierta exterior hermética a los líquidos, no-metálica y resistente a la luz del Sol sobre un núcleo metálico flexible con sus acoplamientos, conectadores y accesorios, y aprobado para la instalación de conductores eléctricos

351-3. Otros Artículos. La instalación con *tubo* metálico flexible hermético a los líquidos debe cumplir las disposiciones correspondientes del Artículo 300 y las Secciones específicas de los Artículos 350, 501, 502, 503 y 553, a las que se hace referencia a continuación.

NOTA: En cuanto a las marcas, véase 110-21

351-4. Usos

- a) **Permitidos.** Se permite en instalaciones expuestas u ocultas:
 - 1) Cuando las condiciones de instalación, funcionamiento o mantenimiento requieran flexibilidad o protección contra líquidos, vapores o sólidos.
 - 2) Según se permita en 501-4(b), 502-4, 503-3 y 504-20 y en otros lugares peligrosos (clasificados) específicamente aprobados, y según se indica en 553-7(b)
 - 3) Enterrado directamente, cuando esté aprobado e identificado para ese uso
- b) **No permitidos.** No se debe usar *tubo* metálico flexible hermético a los líquidos:
 - 1) Cuando esté expuesto a daño físico.
 - 2) Cuando cualquier combinación de temperatura ambiente y de los conductores, pueda producir una temperatura de funcionamiento superior a aquella para la cual está aprobado el material

351-5. Tamaño nominal

- a) **Mínimo.** ... tamaño nominal inferior 16 mm

Excepción. Se permite instalar *tubo* de sección comercial de 10 mm según lo establecido en 350-10 (a).

- b) **Máximo.** El tamaño máximo nominal es de 103 mm

351-6. Número de conductores

- a) **Un solo *tubo*.** El número de conductores permitido en un *tubo* de tamaño nominal de 16 a 103 mm, no debe exceder el por ciento de ocupación especificado en la Tabla 10-1, Capítulo 10.
- b) **Conduit de 10 mm.** El número de conductores permitidos en un *tubo* metálico flexible hermético a los líquidos de 10 mm no debe exceder lo permitido en la Tabla 350-12.

351-7. Accesorios. El *tubo* metálico flexible hermético a los líquidos sólo se debe usar con accesorios terminales aprobados. No se deben utilizar conectadores angulares en instalaciones ocultas.

351-8. Soportes. El *tubo* metálico flexible hermético a los líquidos se debe sujetar firmemente mediante medios aprobados por la autoridad competente³, a menos de 3 m de cada caja, gabinete, registro u otra terminación del *tubo* y debe ir soportado y sujeto a intervalos no-mayores a 1,4 m.

Se permiten tramos horizontales de *tubo* rígido no-metálico apoyados en aberturas a través de miembros de la estructura, a intervalos no-superores a 1,4 m y sujetos firmemente a menos de 30 cm de los puntos de terminación.

351-9. Puesta a tierra. Se permite usar un *tubo* metálico flexible hermético a los líquidos para puesta a tierra, según lo establecido en 250-91(b). Cuando se conecte un puente de unión alrededor de un *tubo* metálico flexible hermético a los líquidos, se debe hacer de acuerdo con lo establecido en 250-79.

Excepción. Se permite utilizar un *tubo* metálico flexible hermético a los líquidos como medio de puesta a tierra, si la longitud total del tramo de tierra es de 1,8 m o menos, si el *tubo* termina en accesorios aprobados y listados para puesta a tierra y si los conductores contenidos en el mismo están protegidos por dispositivos de sobrecorriente de 20 A nominales o menos para *tubo* de tamaño nominal de 10 mm y 16 mm y de 60 A o menos para *tubo* de tamaño nominal desde 21 mm hasta 35 mm.

Cuando se usen para conectar equipo con cierta flexibilidad, se debe instalar un conductor de puesta a tierra del equipo

NOTA: Para los tipos de conductores de puesta a tierra de equipo, véanse las Secciones 501-16(b), 502-16(b) y 503-16(b).

351-10. Curvas. Número de curvas en un tramo. Entre dos puntos de sujeción por ejemplo, entre registros o cajas, no debe haber más del equivalente a cuatro curvas de un cuadrante (360° en total)

351-11. Empalmes y derivaciones. Los empalmes y derivaciones se deben hacer de acuerdo con lo indicado en 300-15 Para las especificaciones sobre instalación y uso de cajas y registros, véase el Artículo 370

B. Tubo (conduit) no-metálico flexible y hermético a los líquidos

351-22. Definición. Un tubo no-metálico flexible y hermético a los líquidos es una canalización de sección circular de uno de los siguientes tipos:

- 1) Con un núcleo interior liso, sin costuras y una cubierta adherida al núcleo y teniendo uno o más refuerzos entre el núcleo y la cubierta
- 2) Una superficie interior lisa con refuerzos integrados dentro de la pared del tubo
- 3) Una superficie corrugada por dentro y por fuera sin refuerzos integrados dentro de la pared del tubo

Este tubo debe ser resistente a la flama y aprobado, junto con sus accesorios, para la instalación de conductores eléctricos.

351-23. Usos

- a) **Permitidos.** Se permite usar tubo no-metálico flexible y hermético a los líquidos en instalaciones expuestas u ocultas:

NOTA: Las temperaturas muy bajas pueden hacer que algunos tubo no-metálicos se vuelvan quebradizos y por tanto sean más susceptibles de daños por contacto físico

- 1) Cuando se necesite flexibilidad de instalación, funcionamiento o mantenimiento
- 2) Cuando haya que proteger a los conductores de los vapores, líquidos o sólidos.
- 3) En instalaciones en exteriores cuando esté aprobado e identificado para ese uso.

NOTA: Para los requisitos de las marcas, véase 110-21.

- 4) Enterrado directamente cuando este aprobado e identificado para ese uso.

- b) **No permitidos.** No se debe usar tubo no-metálico flexible y hermético a los líquidos:

- 1) Cuando este expuesto a daño físico
- 2) Cuando cualquier combinación de temperatura ambiente y de los conductores, pueda producir una temperatura de funcionamiento superior a aquella para la cual está aprobado el material
- 3) En tramos no-superiores a 1,8 m

Excepción 1 Se permite usar tubo no-metálico flexible hermético a los líquidos, como se define en 351-22(2), para instalarlo en tramos superiores a 1,8 m si están sujetos de acuerdo con lo indicado en 351-27

Excepción 2 Cuando sea necesaria mayor longitud para obtener el grado de flexibilidad deseado.

- 4) Cuando la tensión eléctrica entre los conductores contenidos en el tubo sea superior a los 600 V nominales

Excepción Lo permitido en la Excepción de 600-32(a) para anuncios luminosos de más de 600 V

351-24. Tamaño nominal. El tubo no-metálico flexible hermético a los líquidos debe ser de tamaño nominal de 16 a 103 mm

Excepción 1 Se permite instalar tubo de 10 mm de tamaño nominal según lo establecido en 430-135(b).

Excepción 2 Se permite instalar tubo de 10 mm de tamaño nominal en tramos no-superiores a 1,8 m como parte de un ensamble aprobado y listado para elementos de alumbrado, según 410-67(c), o para equipos de utilización

Excepción 3 El tubo de 10 mm para conductores de señales eléctricas en aisladores según se establece en 600-32(a).

351-25. Número de conductores. El número de conductores permitidos en un tubo individual debe cumplir los por cientos de ocupación establecidos en la Tabla 1, Capítulo 9.

351-26. Accesorios. El tubo no-metálico flexible hermético a los líquidos solo debe usarse con accesorios terminales aprobados e identificados para ese uso. No se deben utilizar conectadores angulares en instalaciones ocultas

351-27. Soportes. El tubo no-metálico flexible hermético a los líquidos, tal como se define en 351-22(2), se debe sujetar firmemente a intervalos no-mayores a 1 m y a menos de 30 cm de cada lado de cada caja de salida, cajas de terminales, gabinetes o accesorios.

Excepción 1 Cuando el tubo no-metálico flexible y hermético a los líquidos vaya sujeto por sus extremos

Excepción 2 Tramos que no superen 1 m entre terminales, cuando sea necesaria cierta flexibilidad.

Excepción 3 Tramos que no superen los 1,8 m desde una conexión terminal para salidas de aparatos de alumbrado, como se permite en 410-67(c)

Se permiten tramos horizontales de tubo no-metálico flexible y hermético a los líquidos apoyados en aberturas a través de miembros de la estructura, a intervalos no-mayores a 1 m y sujetos firmemente a menos de 30 cm de los puntos de terminación.

351-28. Puesta a tierra de los equipos. Cuando sea necesario instalar un conductor de puesta a tierra de equipo para circuitos instalados en tubo no-metálico flexible y hermético a los líquidos se permite instalarlo dentro o fuera del tubo. Cuando se instale fuera, la longitud del conductor de puesta a tierra de los equipos no debe superar 1,8 m y debe seguir el mismo camino que la canalización o cubierta. Los accesorios y cajas se deben poner a tierra o empalmar, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 250.

351-29. Empalmes y derivaciones. Los empalmes y derivaciones se deben hacer de acuerdo con lo indicado en 300-15. Para las especificaciones sobre instalación y uso de cajas y registros, véase el Artículo 370

351-30. Curvas. Número de curvas en un tramo. Entre dos puntos de sujeción, por ejemplo, entre registros o cajas, no debe haber más del equivalente a cuatro curvas de un cuadrante (360° en total)

ARTÍCULO 352 - CANALIZACIONES SUPERFICIALES METÁLICAS Y NO-METÁLICAS

A. Canalizaciones superficiales metálicas

352-1. Uso. Se permite el uso de canalizaciones superficiales metálicas en lugares secos. No se permite utilizarlas (1) cuando estén expuestas a daño físico, si no están aprobadas para ello; (2) cuando exista una tensión eléctrica entre conductores de 300 V o más, excepto si el metal tiene un espesor no menor a 1 mm; (3) cuando estén expuestas a vapores corrosivos; (4) en los huecos de los ascensores; (5) en los lugares peligrosos (clasificados) excepto los de Clase I División 2, como se permite en la Excepción de 501-4(b), ni (6) en instalaciones ocultas, con la Excepción siguiente:

Excepción: Lo que se permite en 645-5(d)(2).

NOTA: Véase en el Artículo 100 la definición de "Expuesto (Instalaciones)"

352-2. Otros Artículos. Las canalizaciones superficiales metálicas deben cumplir las disposiciones aplicables del Artículo 300.

352-3. Tamaño nominal de los conductores. En una canalización superficial metálica no se deben instalar conductores de mayor tamaño nominal de aquellos para los cuales está diseñada la canalización.

352-4. Número de conductores en las canalizaciones. El número de conductores instalados en cualquier canalización superficial metálica no debe ser mayor a aquél para el que está diseñada la canalización.

Los factores de corrección de las Notas a las Tablas de capacidad de conducción de corriente de 0 a 2000 V, Nota 8(a) del Artículo 310, no aplican a los conductores instalados en canalizaciones superficiales metálicas, si se cumplen los requisitos siguientes: (1) el área de la sección transversal de la canalización es mayor a 2600 mm²; (2) los conductores activos no son más de 30; (3) la suma de las áreas de la sección transversal de todos los conductores contenidos no supera 20% de la correspondiente de la canalización.

352-5. Extensiones a través de paredes y pisos. Se permite que las canalizaciones superficiales metálicas pasen a través de paredes, ladrillos y pisos secos, respectivamente, si el tramo que atraviesa estos elementos es continuo. A ambos lados de la pared, tabique o piso se debe mantener el acceso a los conductores.

352-6. Combinación en canalizaciones. Cuando se usen las canalizaciones superficiales metálicas para circuitos de señalización de alumbrado y de fuerza, los distintos sistemas deben ir en compartimentos independientes, identificados mediante colores de alto contraste en su interior. En toda la instalación se mantendrá la misma posición relativa de esos compartimentos.

352-7. Empalmes y derivaciones. Se permite hacer empalmes y derivaciones en las canalizaciones superficiales metálicas que tengan tapa removible accesible después de la instalación. En ese punto, los conductores, incluidos los empalmes y derivaciones, no deben ocupar más de 75% del área de la sección transversal interior de la canalización. En las canalizaciones metálicas superficiales sin tapa removible, los empalmes y derivaciones sólo se deben hacer en cajas de terminales. Todos los empalmes y derivaciones se deben hacer con accesorios aprobados.

352-8. Disposiciones generales. Las canalizaciones superficiales metálicas deben estar construidas de modo que se distingan de otras canalizaciones. Estas canalizaciones y sus codos, acoplamientos y accesorios similares deben estar diseñados de modo que sus partes se puedan conectar eléctrica y mecánicamente, e instalar sin que sus cables estén expuestos a la abrasión.

Cuando se utilicen en las canalizaciones superficiales metálicas tapas y accesorios no-metálicos, éstos deben estar aprobados e identificados para dicho uso.

352-9. Puesta a tierra. Las cubiertas de canalizaciones superficiales metálicas que sirvan como paso a otro tipo de instalación, deben tener un medio para interconexión de puesta a tierra de equipo.

B. Canalizaciones superficiales no-metálicas

352-21. Descripción. La parte B de este Artículo se debe aplicar a un tipo de canalización superficial no-metálica y de accesorios de material no-metálico resistente a la humedad y a las atmósferas químicas. También debe ser resistente a la propagación de la flama, resistente a impactos y aplastamientos, resistente a las distorsiones por calentamiento en las condiciones que se vayan a dar en servicio, resistente a las bajas temperaturas. Se permite identificar las canalizaciones superficiales no-metálicas con baja emisión de humos, resistencia a la propagación de incendio y baja acidez con el sufijo LS.

352-22. Uso. Se permite usar canalizaciones superficiales no-metálicas en lugares secos. No se debe usar (1) en instalaciones ocultas; (2) si están expuestas a daño físico; (3) cuando exista una tensión eléctrica entre conductores de 300 V o más, excepto que esté aprobada y listada para una tensión eléctrica más alta; (4) en los huecos de los ascensores; (5) en los lugares peligrosos (clasificados) excepto los de Clase I División 2, como se permite en la Excepción de 501-4(b); (6) cuando estén expuestas a temperaturas que superen aquéllas para las que está aprobada la canalización; ni (7) para conductores cuyos límites de temperatura de aislamiento superen la temperatura para la que está aprobada la canalización.

352-23. Otros Artículos. Las canalizaciones superficiales no-metálicas deben cumplir las disposiciones aplicables del Artículo 300. Cuando el Artículo 250 exija poner a tierra al equipo, se debe instalar en la canalización un conductor independiente de puesta a tierra de equipo.

352-24. Tamaño nominal de los conductores. En una canalización superficial no-metálica no se deben instalar conductores de mayor tamaño nominal que el diseñado para la canalización.

352-25. Número de conductores en las canalizaciones. El número de conductores instalados en cualquier canalización superficial metálica no debe ser superior a aquél para el que está diseñada la canalización.

352-26. Combinación en canalizaciones. Cuando se usen las canalizaciones superficiales no-metálicas para circuitos de señalización, de alumbrado y de fuerza, los distintos sistemas deben ir en compartimentos independientes identificados mediante colores de mucho contraste en su interior. En toda la instalación se mantendrá la misma posición relativa de esos arreglos.

352-27. Disposiciones generales. Las canalizaciones superficiales no-metálicas deben estar construidas de modo que se distingan de otras canalizaciones. Estas canalizaciones y sus codos, acoplamientos y accesorios similares deben estar diseñados de modo que sus partes se puedan conectar eléctrica y mecánicamente, e instalar sin que sus cables estén expuestos a la abrasión.

352-28. Extensiones a través de paredes y pisos. Se permite que las canalizaciones superficiales metálicas pasen a través de paredes, ladrillos y pisos secos, respectivamente, si el tramo que atraviesa estos elementos es continuo. A ambos lados de la pared, tabique o piso se debe mantener el acceso a los conductores.

352-29. Empalmes y derivaciones. Se permite hacer empalmes y derivaciones en las canalizaciones superficiales no-metálicas que tengan tapa removible y accesible después de su instalación. En ese punto, los conductores, incluidos los empalmes y derivaciones, no deben ocupar más de 75% del área de la sección transversal interior de la canalización. En las canalizaciones no-metálicas superficiales sin tapa removible, los empalmes y derivaciones sólo se deben hacer en cajas de terminales. Todos los empalmes y derivaciones se deben hacer con accesorios aprobados.

C. Canal tipo extruido

352-40. Descripción. La parte C de este Artículo se debe aplicar al canal tipo extruido y sus accesorios, hechos de metal resistente a la humedad o protegido contra la corrosión y que se estime adecuado para esas condiciones. Se permite que estas canalizaciones con tapa a presión removible estén galvanizadas o sean de acero inoxidable, acero esmaltado o recubierto de PVC o de aluminio. Sus tapas pueden ser metálicas o no-metálicas.

352-41. Usos permitidos. Se permite instalar canal tipo extruido: (1) en instalaciones expuestas; (2) en lugares húmedos; (3) en lugares expuestos a vapores corrosivos, cuando estén protegidas por un acabado que se estime adecuado para esas condiciones; (4) en instalaciones cuya tensión eléctrica sea de 600 V o menos y (5) como postes eléctricos.

352-42. Usos no permitidos. No está permitido utilizar canal tipo extruido: (1) en instalaciones ocultas o (2) en lugares peligrosos.

Excepción: Lo que se permite en la Excepción de 501-4(b).

Se permite utilizar canal tipo extruido de metal ferroso protegido contra la corrosión únicamente por un esmalte, exclusivamente en interiores y en lugares no expuestos a condiciones corrosivas severas.

352-43 Otros Artículos. Las instalaciones de canal tipo extruido deben cumplir las disposiciones aplicables de los Artículos 250 y 300.

352-44. Tamaño nominal de los conductores. En un canal tipo extruido no se deben instalar conductores de mayor tamaño nominal que el diseñado para la canalización.

352-45. Número de conductores en una canalización. El número de conductores permitido en un canal tipo extruido no debe superar los por cientos de la Tabla 352-45, ni las dimensiones del diámetro exterior (DE) de los cables de los tipos y tamaño nominales dados en las Tablas del Capítulo 9

No se debe aplicar a los conductores instalados en un canal tipo extruido los factores de corrección de la Nota 8(a) a las Tablas de capacidad de conducción de corriente de 0 a 2000 V, si no se dan todas las siguientes condiciones: (1) si el área de la sección transversal de la canalización es superior a 2600 mm²; (2) los conductores activos no son más de 30; (3) la suma de las áreas de la sección transversal de todos los conductores contenidos no supera 20% de la correspondiente a la canalización

Tabla 352 - 45. Sección de la canalización y diámetro interior de canalizaciones con tapa a presión removible

Tamaño de la canalización en cm	Superficie (mm ²)	40% superficie (mm ²)	25% superficie (mm ²)
4.2 x 2.1	570	230	140
4.2 x 2.5	740	300	185
4.2 x 3.5	1080	430	270
4.2 x 4.1	1310	520	330
4.2 x 6.2	2045	820	510
4.2 x 8.3	2780	1110	695
3.8 x 1.9	550	220	135
3.8 x 3.8	1180	470	295
3.8 x 4.8	1485	595	370
3.8 x 7.6	2490	995	620

Comentario: Fórmula de la superficie ocupada por los cables:

$$N = \frac{AC}{AW}$$

Donde

N = número de conductores

AC = Área de la sección transversal del canal en mm²

AW = Área de la sección transversal del conductor en mm²

Observaciones:

1 Para calcular el número de conductores permitidos, en las canalizaciones con uniones externas se toma un 40%

2 Para calcular el número de conductores permitidos, en las canalizaciones con uniones internas se toma un 25%

352-46. Extensiones a través de paredes y pisos. Se permite que tramos continuos de canal tipo extruido se extiendan a través de paredes, tabiques y pisos si las tiras de la cubierta se pueden quitar desde los dos lados y la parte de la canalización que atraviesa la pared, tabique o piso permanece cubierta

352-47. Soportes de canal tipo extruido

a) **Instalación superficial.** Un canal tipo extruido se debe sujetar a la superficie sobre la que va instalado mediante abrazaderas externas al canal a intervalos que no superen 3 m y a menos de 30 cm de cada caja de salida, gabinete, caja de terminales o cualquier otra terminación del canal.

b) **Instalación suspendida.** Se permite instalar el canal tipo extruido suspendido en el aire por medio de accesorios aprobados diseñados para ese uso y a intervalos que no superen 3 m.

352-48. Empalmes y derivaciones. Se permite hacer en el canal tipo extruido empalmes y derivaciones que sean accesibles después de su instalación a través de una tapa desmontable. Los conductores, incluidos los empalmes y derivaciones, no deben ocupar más de 75% del área de la sección transversal del canal en ese punto. Todos los empalmes y derivaciones se deben hacer con accesorios aprobados.

352-49. Disposiciones generales. El canal tipo extruido debe estar construido de modo que se distinga de otras canalizaciones. Estas canalizaciones y sus codos, acoplamientos y accesorios similares deben estar diseñados de modo que sus partes se puedan conectar eléctrica y mecánicamente, e instalar sin que sus cables estén expuestos a la abrasión.

Cuando se use en canal tipo extruido metálico abrazaderas de sujeción y accesorios de material no-metálico, deben estar aprobados e identificados para dicho uso.

352-50. Puesta a tierra. Las envolventes de canalizaciones superficiales metálicas que sirvan como paso a otro tipo de instalación deben tener un medio para interconexión a tierra de equipo. Se permite usar el canal tipo extruido como conductor de puesta a tierra de equipo de acuerdo con lo indicado en 250-91(b)(11). Cuando se utilice una tapa metálica a presión en un canal tipo extruido, para conseguir la continuidad eléctrica de acuerdo con sus valores especificados, no se permite usar esa tapa como medio de continuidad eléctrica de cualquier salida de corriente eléctrica montada en la misma.

352-51. Marcado. Todos los tramos del canal tipo extruido se deben marcar de modo claro y duradero, según requiere el primer párrafo de 110-21.

ARTÍCULO 362 – CONDUCTOS METÁLICOS Y NO-METÁLICOS CON TAPA

A. Conductos Metálicos

362-1. Definición. Los conductos metálicos son conductos de placa metálica con tapa a presión removible o con bisagras para alojar y proteger cables eléctricos y en los cuales se instalan los conductores después de haber instalado el conducto, como un sistema completo.

362-2. Uso. Sólo se permite usar los conductos metálicos en instalaciones expuestas. Los conductos metálicos instalados en lugares mojados deben ser herméticos a la lluvia. No se debe instalar conductos metálicos (1) cuando estén expuestos a daño físico o a vapores corrosivos ni (2) en ningún lugar peligroso (clasificado), excepto lo permitido en 501-4(b), 502-4(b) y 504-20.

Excepción: Se permite instalar conductos en espacios ocultos según lo establecido en el inciso c) de la Excepción 640-4.

362-3. Otros Artículos. Las instalaciones de conductos deben cumplir las disposiciones aplicables del Artículo 300.

362-4. Tamaño nominal de los conductores. No se debe instalar en un conducto ningún conductor de mayor tamaño nominal que aquél para el cual fue diseñado.

362-5. Número de conductores. Los conductos no deben contener más de 30 conductores de fase en ninguna parte. No se consideran conductores de fase los de circuitos de señalización o los conductores de control y su controlador, utilizados únicamente para el arranque del motor.

La suma del área de la sección transversal de todos los conductores contenidos en cualquier lugar del conducto no debe superar 20% del área de la sección transversal interior del mismo.

No se deben aplicar los factores de corrección del Artículo 310 Nota 8(a) de las Notas de las Tablas de capacidad de conducción de corriente de 0 a 2000 V, a los 30 conductores de fase que ocupen 20% del espacio, como se especifica anteriormente.

Excepción 1: Cuando se aplique los factores de corrección especificados en el Artículo 310 8(a) de las Notas a las Tablas de capacidad de conducción de corriente de 0 a 2000 V, no se debe limitar el número de conductores de fase, pero la suma del área de la sección transversal de todos los conductores contenidos en cualquier lugar del conducto no debe exceder 20% del área de la sección transversal interior del mismo.

Excepción 2: Como se establece en 520-6, la limitación a 30 conductores no se debe aplicar en teatros ni locales similares.

Excepción 3: Como se establece en 620-32, la limitación de 20% de ocupación no se debe aplicar para elevadores y montacargas.

362-6. Conductores aislados doblados. Cuando en un conducto se doblen conductores aislados, bien en sus extremos o donde los tubos, accesorios u otras canalizaciones o cables entren o salgan del conducto o cuando la dirección del conducto varíe más de 30°, se deben aplicar las dimensiones correspondientes indicadas en 373-6.

362-7. Empalmes y derivaciones. En los conductos se permite hacer derivaciones que sean accesibles. Los conductores, incluidos los empalmes y derivaciones, no deben ocupar más de 75% del área de la sección transversal del conducto en ese punto.

362-8. Soportes. Los conductos se deben sujetar de acuerdo con lo siguiente:

- a) **Soporte horizontal.** Cuando se instalen horizontalmente, los conductos se deben sujetar a intervalos que no excedan 1,5 m o para tramos que excedan 1,5 m, en cada extremo o unión, excepto si están aprobados y listados para otros intervalos. La distancia entre los soportes no debe exceder de 3 m.
- b) **Soporte vertical.** Los tramos verticales de conductos se deben sujetar firmemente a intervalos que no excedan de 4,5 m y no debe haber más de una unión entre dos soportes. Las secciones unidas de los conductos se deben sujetar firmemente, de modo que constituyan una junta rígida.

362-9. Extensión a través de paredes. Se permite que los conductos metálicos pasen a través de paredes si el tramo que pasa por la pared es continuo. Se debe mantener el acceso a los conductores por ambos lados de la pared.

362-10. Extremos finales. Los extremos finales de los conductos para cables deben estar cerrados.

362-11. Extensiones a partir de conductos. Las extensiones que salen de los conductos se deben efectuar usando cordeles o cualquier método de cableado del Capítulo 3 que incluya un medio de puesta a tierra del equipo. Cuando se utilice un conductor independiente de puesta a tierra del equipo, interconexión de los conductores de tierra de la instalación con el conducto debe cumplir lo establecido en 250-113 y 250-118. Cuando se emplee tubo no-metálico tipo pesado, tipo ligero o tubo no-metálico

flexible y hermético a los líquidos, la interconexión del conductor de puesta a tierra del equipo de la canalización no-metálica al conducto metálico debe cumplir lo establecido en 250-113 y 250-118

362-12. Marcado. Los conductos se deben marcar de modo que después de su instalación quede claramente visible el nombre del fabricante o su marca comercial.

362-13. Puesta a tierra. La puesta a tierra debe cumplir las disposiciones del Artículo 250.

B. Conductos no-metálicos

362-14. Definición. Los conductos no-metálicos son conductos de material no-metálico retardante a la flama, con tapa con bisagras o removible, para alojar y proteger cables eléctricos y en los cuales se instalan los conductores después de instalado el conducto, como un sistema completo

362-15. Usos permitidos. Se permite el uso de conductos no-metálicos aprobados y listados:

- 1) Sólo en instalaciones expuestas.

Excepción. Se permite instalar conductos en espacios ocultos según lo establecido en 640-4, Excepción, inciso c

- 2) Donde estén expuestos a vapores corrosivos
- 3) En lugares mojados, cuando estén aprobados y listados para ese fin.

NOTA: Las temperaturas muy bajas pueden hacer que algunos tubos no-metálicos se vuelvan frágiles y por tanto sean más susceptibles de daño por contacto físico.

362-16. Usos no permitidos. No se deben utilizar conductos no-metálicos.

- 1) Cuando estén expuestos a daño físico
- 2) En lugares peligrosos (clasificados).
Excepción: Lo permitido en 504-20.
- 3) Cuando estén expuestos a la luz del Sol, excepto si están aprobados e identificados para ese uso.
- 4) Cuando estén expuestos a temperatura ambiente distinta para la que fue aprobado el conducto no-metálico
- 5) Con conductores cuyos límites de temperatura de aislamiento superen aquellos para los que está aprobado y listado el conducto no-metálico.

362-17. Otros Artículos. Las instalaciones de conductos no-metálicos para cables deben cumplir las disposiciones aplicables del Artículo 300. Cuando en el Artículo 250 se exija la puesta a tierra del equipo, en el conducto no-metálico se debe instalar un conductor independiente de puesta a tierra de equipo.

362-18. Tamaño nominal de los conductores. En un conducto no se debe instalar ningún conductor de mayor tamaño nominal que aquel para el cual fue diseñado el conducto.

362-19. Número de conductores. La suma del área de la sección transversal de todos los conductores de activos contenidos en cualquier parte de un conducto no-metálico no debe exceder 20% del área de la sección transversal del mismo. No se consideran conductores activos los de los circuitos de señalización o los conductores entre un motor y su control de arranque, utilizados únicamente para el arranque del motor.

A los conductores portadores de corriente eléctrica que ocupen 20% del espacio, como se acaba de indicar, se les deben aplicar los factores de corrección del Artículo 310, Nota 8(a) de las Notas de las Tablas de capacidad de conducción de corriente, de 0 a 2000 V.

362-20. Conductores aislados doblados. Cuando dentro de un conducto se doblen conductores aislados, bien en sus extremos o donde los tubos, accesorios u otras canalizaciones o cables entren o salgan del conducto, o cuando la dirección del conducto varíe más de 30°, se deben aplicar las dimensiones correspondientes indicadas en 373-6.

362-21. Empalmes y derivaciones. Se permite hacer derivaciones en los conductos que sean accesibles. Los conductores, incluidos los empalmes y derivaciones, no deben ocupar más de 75% del área de la sección transversal del conducto en ese punto.

362-22. Soportes. Los conductos se deben sujetar de acuerdo con lo siguiente:

- a) **Soporte horizontal.** Cuando vayan instalados horizontalmente, los conductos se deben sujetar a intervalos que no excedan de 1 m y en cada extremo o unión, excepto si están aprobados y listados para otros intervalos. En ningún caso la distancia entre los soportes debe exceder de 3 m
- b) **Soporte vertical.** Los tramos verticales de conductos se deben sujetar de forma firme a intervalos que no excedan de 1,2 m y no debe haber más de una unión entre dos soportes. Las secciones unidas de los conductos se deben sujetar de forma segura de modo que constituyan una junta rígida

362-23. Juntas de expansión. Cuando en un conducto no-metálico se esperen variaciones de longitud en un tramo recto de 6 m o más, se deben instalar dispositivos de dilatación que compensen la expansión térmica y contracción.

362-24. Extensión a través de paredes. Se permite que los conductos no-metálicos para cables pasen a través de paredes si el tramo que pasa por la pared es continuo. Se debe mantener el acceso a los conductores por ambos lados de la pared.

362-25. Extremos finales. Los extremos finales de los conductos deben quedar cerrados

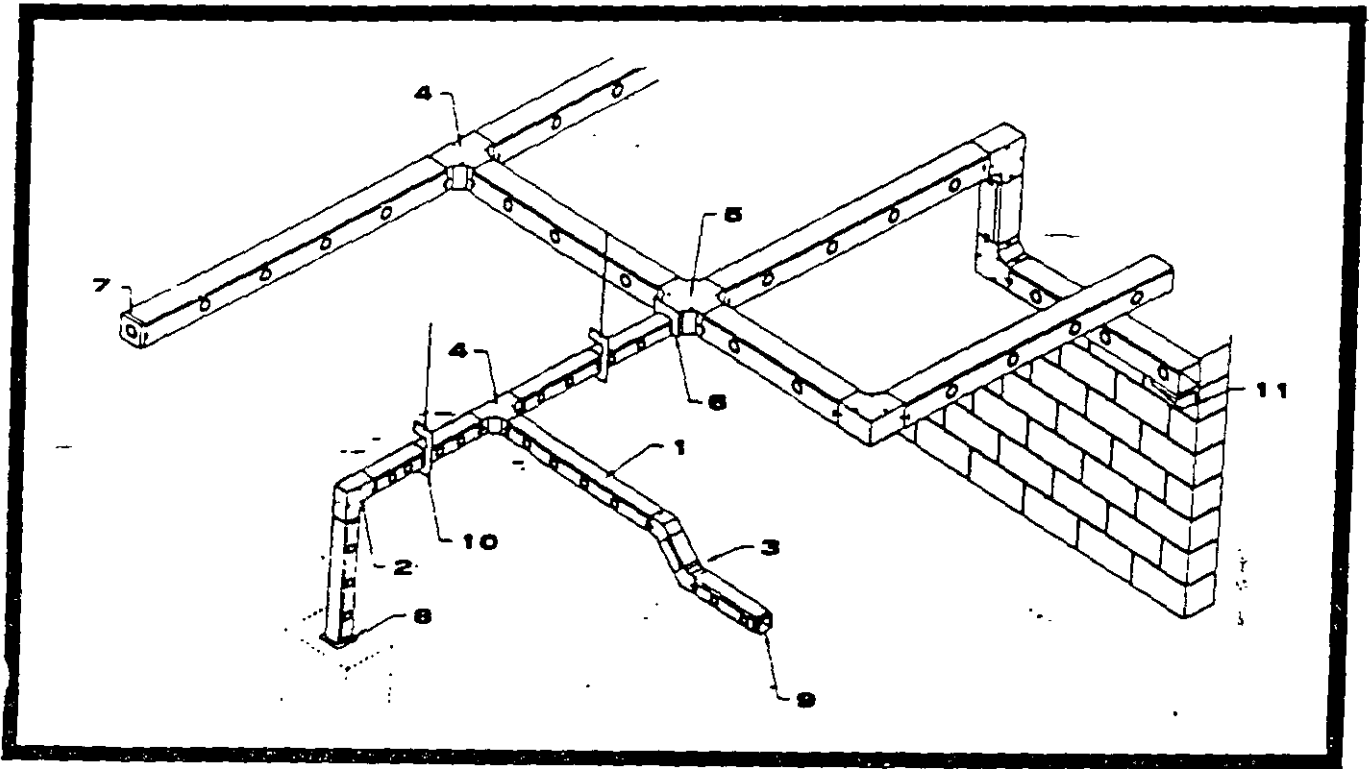
362-26. Extensiones de los conductos. Las extensiones de los conductos para cables se deben hacer mediante cordones colgantes o cualquier método de cableado del Capítulo 3. Se debe instalar un conductor independiente de puesta a tierra del equipo por cualquiera de los métodos aplicados al cableado de la extensión

362-27. Marcado. Los conductos no-metálicos deben ir marcados de modo que, después de su instalación se vea claramente el nombre del fabricante o su marca comercial y el área de su sección transversal en cm^2 . Se permite identificar con el sufijo LS los conductos no-metálicos con baja emisión de humos resistentes a la propagación de incendio y baja acidez.

WIREWAY SYSTEMS

SECCION 2. DUCTO CUADRADO

SECTION 2. SQUARE DUCT WIREWAY



- 1 TRAMO RECTO
SQUARE DUCT
- 2 CODO 90°
90° ELBOW
- 3 TEE
T
- 4 CODO 45°
45° ELBOW
- 5 EQUIS
CROSS
- 6 REDUCCION
REDUCER

- 7 PLACA CIERRE
END PLATE
- 8 ADAPTADOR A TABLERO
BOX ADAPTER CONNECTOR
- 9 CONECTOR
CONNECTOR
- 10 COLGADOR
HANGER
- 11 MENSULA
BRACKET

NOTA IMPORTANTE

MANUFACTURERA METAL MECANICA CROSS LINE SE RESERVA EL DERECHO DE MODIFICAR SIN PREVIO AVISO LOS DISEÑOS ESPECIFICACIONES Y DATOS TECNICOS QUE SE REPRODUCEN EN LAS SIGUIENTES PAGINAS

DUCTO CUADRADO EMBISAGRADO

El Ducto cuadrado embisagrado es un sistema ideal de canalización para conductores eléctricos que presenta una facilidad máxima en la instalación de alambres en su interior ya que todos los ductos y las conexiones se abren mediante bisagras de manera que permiten la colocación de dichos alambres en toda su longitud.

No hay necesidad de jalar alambres a lo largo del ducto, simplemente se colocan en él, con lo cual se facilita grandemente la operación, se evita que los forros de los alambres se deterioren y se ahorra tiempo y dinero.

Cuenta con salidas troqueladas para recibir tubo conduit a todo lo largo, a manera de poder fácilmente hacer derivaciones ó conexiones a interruptores ó arrancadores.

Se fabrican en longitudes de 30.5, 61 y 152.4 cm. correspondientes a 1, 2 y 5 pies.

Todas las partes excepto colgadores - se entregan con tornillos y tuercas.

Para determinar el número de conductores que pueden colocarse en el interior de los ductos de acuerdo con el Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas de México, véase la tabla de la Pág. No. 27

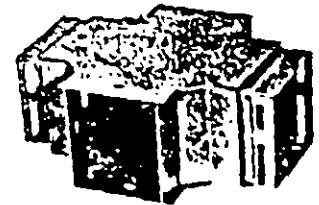
Solicitar precios a la planta para ducto cuadrado atornillado "A prueba de Intemperie".

Se recomienda instalar dos colgadores por tramo de ducto.

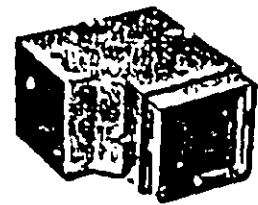
COMPONENTE	DESCRIPCION	Conectores Incluidos	SECCION CUADRADA DE		
			6.5 x 6.5 cm.	10 x 10 cm.	15 x 15 cm.
			CAT. No.	CAT. No.	CAT. No.
Tramo Recto	30.5 cm. long.	0	LD-21	LD-41	LD-61
	61.0 cm. long.	0	LD-22	LD-42	LD-62
	152.4 cm. long.	0	LD-25	LD-45	LD-65
Codo	90 grados	0	LD-290L	LD-490L	LD-690L
	45 grados	0	LD-245L	LD-445L	LD-645L
	22.5 grados	0	LD-225L	LD-425L	LD-625L
Te Cruz Registro Telescopio	Para derivación de 4 aberturas	0	LD-2T	LD-4T	LD-6T
		0	LD-2J	LD-4J	LD-6J
	Con ajuste	0	LD-2TF	LD-4TF	LD-6TF
Conector Colgador Placa Cierre Adaptador Reductor Reductor Escuadro		0	LD-2C	LD-4C	LD-6C
	Universal	0	LD-2H	LD-4H	LD-6H
	para aberturas	0	LD-2CP	LD-4CP	LD-6CP
	conecta a tablero	0	LD-22A	LD-44A	LD-66A
	10 x 10 x 6.5 x 6.5	0		LD-42R	
	15 x 15 x 10 x 10	0			LD-64R
	Montaje s/perad	0	LD-2GB	LD-4GB	LD-6GB
Niple	7.6 cm.	0	LD-23N	LD-43N	LD-63N
	15.2 cm.	0	LD-26N	LD-46N	LD-66N
	22.8 cm.	0	LD-29N	LD-49N	LD-69N



TRAMO RECTO



CRUZ



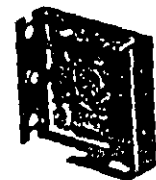
CODO



COLGADOR



CONECTOR ABIERTO



PLACA DE CIERRE

Tabla 10-4. Dimensiones de *conduit* metálico tipo pesado, semipesado y ligero y área disponible para los conductores (basado en la Tabla 10-1, capítulo 10)

Diámetro nominal mm	Diámetro interior Mm	Área interior total mm ²	Área disponible para conductores Mm ²		
			uno conductor fr = 53%	Dos Conductores fr = 31 %	Más de dos conductores fr = 40%
13	15.80	196	103	60	78
19	20.95	344	181	106	137
25	26.65	557	294	172	222
32	35.05	965	513	299	387
38	40.90	1313	697	407	526
51	52.50	2165	1149	671	867
63	62.71	3089	1638	956	1236
76	77.93	4761	2523	1476	1904
89	90.12	6379	3385	1977	2555
102	102.26	8213	4349	2456	3282
127	128.20	12907	6468	4001	4881
152	154.00	18639	9879	5778	7456

*Para *conduit* flexible metálico o no-metálico y para *conduit* de PVC y de polietileno, los cálculos deberán basarse en las dimensiones interiores reales proporcionadas por el fabricante o indicadas en la norma de producto

CAPÍTULO 10 (4.10) TABLAS

Tabla 10-1. Factores de relleno en *conduit*

Número de conductores	uno	dos	Mas de dos
Todos los tipos de conductores	53	31	40

NOTA: Esta Tabla 1 se basa en las condiciones más comunes de cableado y alineación de los conductores cuando la longitud de los tramos y el número de curvas de los cables estan dentro de limites razonables. Sin embargo, en determinadas condiciones se podra ocupar una parte mayor o menor de los conductos

Instrucciones para uso de las Tablas

1. Vease en el Apéndice C el numero máximo de conductores y cables de aparatos (todos de igual area de sección transversal, incluido el aislamiento) permitidos para las distintas dimensiones nominales de *conduit*
2. La Tabla 1 se aplica solo a instalaciones completas de *conduit* y no a conductos que se emplean para proteger a los cables expuestos a daño físico
3. Para calcular el por ciento de ocupación de los cables en *conduit*, se debe tener en cuenta los conductores de puesta a tierra de los equipos, cuando se utilicen. En los cálculos se debe utilizar la dimension real y total de los conductores, tanto si están aislados como desnudos.
4. Cuando entre las cajas, gabinetes y envolventes similares se instalan tramos de *conduit* cuya longitud total no supera 60 cm., se permite que esos tramos estén ocupados hasta 60% de su sección transversal total y que no se aplique lo que establece la Nota 8(a) a las Tablas de capacidad de conducción de corriente de 0 a 2000 V del Artículo 310
5. Para conductores no incluidos en el Capítulo 9, como por ejemplo los cables de vanos conductores, se deben utilizar sus dimensiones reales
6. Para combinaciones de conductores de distinto tamaño nominal se aplican las Tablas 10-5 y 10-8 del Capítulo 10 para dimensiones de los conductores y la Tabla 10-4 del mismo Capítulo 10 para las dimensiones de *conduit*
7. Cuando se calcula el numero máximo de conductores permitidos en *conduit*, todos del mismo tamaño (incluido el aislamiento), si los calculos del número máximo de conductores permitido dan un resultado decimal de 0,8 o superior, se debe tomar el número inmediato superior.
8. Cuando otras Secciones de esta NOM permitan utilizar conductores desnudos, se permite utilizar las dimensiones de los conductores desnudos de la Tabla 8 del Capítulo 9.
9. Para calcular el por ciento de ocupación en *conduit*, un cable de dos o más conductores se considera como un solo conductor. Para cables de sección transversal elíptica, el cálculo del área de su sección transversal se hace tomando el diametro mayor de la elipse como diámetro de un círculo
10. Cuando se instalen tres conductores o cables en la misma canalización, si la relación entre el diametro interior de la canalización y el diametro exterior del cable o conductor está entre 2,8 y 3,2, se podrian atascar los cables dentro de la canalización, por lo que se debe instalar una canalización de tamaño inmediato superior. Aunque también se pueden atascar los cables dentro de una canalización cuando se utilizan cuatro o mas, la probabilidad de que esto suceda es muy baja

Tabla 10-5 (continuación 1)
Dimensiones de los conductores aislados y cables de aparatos

Tipo	Tamaño nominal		Diámetro aproximado Mm	Área aproximada mm ²
	mm ²	AWG		
SF-2 SFF-2	0.8235	18	3.07	7.42
	1.307	16	3.38	8.97
	2.082	14	3.76	11.10
SF-1, SFF-1	0.8235	18	2.31	4.19
RHH-1 AF, XF, XFF	0.8235	18	2.69	5.16
AF, TF, TFF, XF, XFF	1.307	16	3.00	7.03
AF, TW, XF, XFF	2.082	14	3.38	8.97
TW	3.307	12	3.86	11.68
	5.26	10	4.47	15.68
	8.367	8	5.99	28.19
RHH*, RHW, RHW-2 THHW, THW, THW-2	2.082	14	4.14	13.48
Tipos: AF, RHH*, RHW*, RHW-2*, RHHN, RHHW, THW, THW-2, TFN, TFFN, THWN, THWN-2, XF, XFF				
RHH*, RHW*, RHW-2*	3.307	12	4.62	16.77
THH, THW, AF, XF, XFF	5.26	10	5.23	21.48
RHH*, RHW*, RHW-2*, THHW, THW, THW-2	8.367	8	6.76	35.87
TW, THW	13.3	6	7.72	46.84
THHW	21.15	4	8.94	62.77
THW-2	26.67	3	9.65	73.16
RHH*	33.62	2	10.46	86.00
RHW*	42.41	1	12.50	122.64
RHW-2*	53.48	1/0	13.51	143.42
	67.43	2/0	14.68	169.29
	85.01	3/0	16.00	201.10
	107.2	4/0	17.48	239.87
	128.67	250	19.43	296.52
	152.01	300	20.83	340.71
	177.34	350	22.12	384.39
	202.68	400	23.32	427.03
	253.35	500	25.48	509.74
	304.02	600	28.27	627.68
	354.69	700	30.07	65.16
	380.03	750	30.94	751.74
	405.37	800	31.75	791.74
	456.04	900	33.38	874.90
	506.71	1000	34.85	953.80
	633.39	1250	39.09	1200.13
	760.07	1500	42.21	1399.67
	886.74	1750	45.11	1598.25
	1013.42	2000	47.80	1794.71

Tabla 10-8. Propiedades de los conductores

Tamaño nominal		Conductores				Resistencia a la c.c. a 75 °C		
		Alambres componentes		Total		cobre		aluminio
mm ²	AWG kcmil	Cantida d	Diámetr o mm	Diámetr o mm	Área mm ²	Sin recubrir Ω/km	Recubiert o Ω/km	Ω/km
0.8235	18	1	1.02	1.02	0.82	25.5	26.5	42.0
0.8235	18	7	0.381	1.17	1.07	26.1	27.7	43.0
1.307	16	1	1.29	1.29	1.31	16.0	16.7	26.4
1.307	16	7	0.483	1.47	1.70	16.4	17.4	26.9
2.082	14	1	1.63	1.63	2.08	10.1	10.5	16.6
2.082	14	7	0.61	1.85	2.70	10.3	10.7	17.0
3.307	12	1	2.05	2.05	3.32	6.33	6.59	10.4
3.307	12	7	0.762	2.34	4.29	6.50	6.73	10.7
5.26	10	1	2.59	2.59	5.26	3.97	4.13	6.56
5.26	10	7	0.965	2.95	6.82	4.07	4.23	6.69
8.367	8	1	3.26	3.26	8.37	2.51	2.58	4.13
8.367	8	7	1.24	3.71	10.8	2.55	2.65	4.20
13.3	6	7	1.55	4.67	17.2	1.61	1.67	2.65
21.15	4	7	1.96	5.89	27.3	1.01	1.05	1.67
26.67	3	7	2.21	6.60	34.3	0.804	0.833	1.32
33.62	2	7	2.46	7.42	43.2	0.636	0.659	1.05
42.41	1	19	1.68	8.43	55.9	0.505	0.525	0.830
53.48	1/0	19	1.88	9.45	70.1	0.400	0.417	0.659
67.43	2/0	19	2.13	10.6	88.5	0.317	0.331	0.522
85.01	3/0	19	2.39	11.9	112	0.252	0.261	0.413
107.2	4/0	19	2.69	13.4	141	0.199	0.205	0.328
126.67	250	37	2.08	14.6	168	0.169	0.176	0.278
152.01	300	37	2.29	16.0	201	0.141	0.146	0.232
177.34	350	37	2.46	17.3	235	0.120	0.125	0.198
202.68	400	37	2.64	18.5	269	0.105	0.109	0.174
253.35	500	37	2.95	20.7	335	0.0846	0.0869	0.139
304.02	600	61	2.51	22.7	404	0.0702	0.0731	0.116
354.69	700	61	2.72	24.5	471	0.060	0.0620	0.0994
380.03	750	61	2.82	25.3	505	0.056	0.0577	0.0925
405.37	800	61	2.90	26.2	538	0.053	0.0544	0.0869
456.04	900	61	3.10	27.8	606	0.047	0.0482	0.0771
506.71	1000	61	3.25	29.3	672	0.042	0.0433	0.0695
633.39	1250	91	2.97	32.7	842	0.034	0.0348	0.0544
760.07	1500	91	3.25	35.9	1010	0.028	0.0289	0.0462
886.74	1750	127	2.97	38.8	1180	0.024	0.0248	0.0397
1013.4	2000	127	3.20	41.4	1350	0.021	0.0217	0.0348

Notas a la tabla 8: Estos valores de resistencia son válidos solo para los parámetros indicados. Los valores varían para conductores de distinto trenzado y sobre todo para otras temperaturas. La fórmula para otras temperaturas es:

$R_2 = R_1 [1 + \alpha (T_2 - 75)]$, donde $\alpha = 0.00323$ para el cobre y $\alpha = 0.00330$ para el aluminio. Los conductores con trenzado compacto y comprimido tienen aproximadamente un 9 y 3% menos de diámetro respectivamente de los conductores desnudos que aparecen en la Tabla. Para las dimensiones reales de los cables compactos, véase la tabla 5-A.

Introducción

1. Conocimiento y aplicación de conductores para la industria de la construcción

Clasificación de productos

Descripción de los productos, características y aplicaciones

Características constructivas

Proceso de fabricación y pruebas de aseguramiento de calidad

Normalización

2. Reglamentación para instalaciones eléctricas

La Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEMP, relativa a instalaciones destinadas al suministro y uso de energía eléctrica

Especificaciones de la norma NOM-001-SEMP

3. Selección y cálculo de calibres

Factores a considerar durante el cálculo del calibre mínimo

Datos necesarios para el cálculo

Procedimiento general de cálculo

Métodos de cálculo

4. Los alambres y cables fabricados con calidad, proporcionan economía en la industria de la construcción

5. Sección técnica general

Gráficas de corrientes de cortocircuito

Tablas de capacidad de conducción de corriente y dimensiones de conductores eléctricos

Tablas de factores de corrección por agrupamiento para tubos conduit y charola

Factores de corrección por temperatura ambiente

Tablas de ocupación máxima de conductores en tubo conduit

Tabla del porcentaje de relleno para conductores en tubo conduit y tuberías

Tabla de factores de caída de tensión unitaria

Formulas eléctricas

Capacidad nominal de contactos y requisitos para circuitos derivados

Cargas de alumbrado

Factores de demanda para alimentadores de cargas de alumbrado

Sección transversal mínima de conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipo

El factor de potencia y su mejoramiento con capacitores

Corriente a plena carga de motores de corriente directa, corriente alterna monofásica y trifásica, en amperes

Efecto de las variaciones de voltaje y frecuencia en los motores eléctricos de inducción

Simbolos en instalaciones eléctricas

Amarres de conductores eléctricos

Consejos para instalación de cables en tubo conduit, ductos o charolas, y elaboración de terminales

Reglas de oro en la elaboración física de circuitos eléctricos

6. Primeros auxilios

Descarga eléctrica

Shock (choque), cómo tratarlo

Quemaduras

Respiración artificial

Resucitación cardiopulmonar

Introducción

La información contenida en esta publicación está dirigida a todos aquellos profesionales cuyo trabajo involucra la especificación e instalación de cables para alumbrado y fuerza de edificios, comercios, oficinas, etcétera.

El avance tecnológico en los aislamientos de los cables de baja tensión, ha modificado la forma de selección de estos productos; lo que, a su vez, ha originado cambios en materia de normalización

Las normas de productos, así como la norma de instalaciones destinadas a suministro y uso de energía eléctrica (NOM-001-SEMP), contienen requisitos específicos para la fabricación e instalación de cables de baja tensión

Por esto, en la actualidad, tanto diseñadores como técnicos e ingenieros deben contar con conocimientos de vanguardia en los cables que utilizan, para seleccionar los mejores de acuerdo con su aplicación, considerando en ello rentabilidad y economía.

La intención de esta publicación es dar a conocer los productos Condumex para la industria de la construcción, así como proporcionar información relacionada con su selección, aplicación e instalación



CONDUMEX
EXCELENCIA TECNOLÓGICA

1. Conocimiento y aplicación de conductores para la industria de la construcción

Clasificación de productos

Aunque prácticamente todos los conductores de baja tensión se ven iguales, ya que todos tienen conductor de cobre (sea alambre, cable o cordón) y aislamiento plástico, las propiedades particulares de cada producto dependen precisamente de las características que tenga ese aislamiento plástico. Por ello, los conductores de baja tensión que se utilizan en la industria de la construcción, se clasifican de acuerdo con el tipo de aislamiento que rodea al conductor, como se observa en el cuadro 1.1.

Cuadro 1.1

Conductores de baja tensión para la industria de la construcción.

- Conductores con aislamiento termoplástico PVC
- Conductores con aislamiento termofijo EP, XLP

En la tabla 1.1 se clasifican los conductores del cuadro 1.1 por su temperatura de operación, y se indica el producto que Condumex ofrece en cada línea.

Tabla 1.1

Familia	Aislamiento	Tipo	Temperatura de operación	Producto
Termoplásticos	PVC	TWD	60°C	Alambre TWD
	PVC	THW-LS/THHW-LS ⁽¹⁾	90°C	Alambres y cables Vinanel 2000
	PVC + Ny	THHN ⁽¹⁾	90°C	Alambres y cables Vinanel Nylon
	PVC + Ny	THWN ⁽¹⁾	75°C	
Termofijos	EP	RHH	90°C	Cable Vulcanel EP Antillama
	EP	RHW ⁽¹⁾	75°C	
	XLP	RHH ⁽¹⁾	90°C	Cable Vulcanel XLP Antillama
	XLP	RHW ⁽¹⁾	75°C	
	XLP	XHHW ⁽¹⁾	75°C	Cable Vulcanel XLP
	XLP	XHHW-2 ⁽¹⁾	90°C	Cable Vulcanel XLP

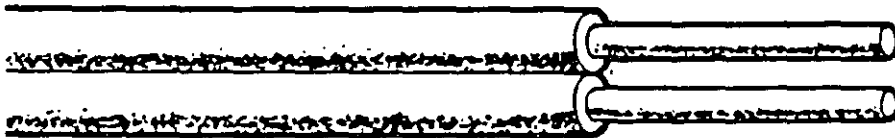
(1) Estos productos se pueden ofrecer en grupos de tres conductores más un conductor neutro desnudo, dentro de una armadura engargolada de acero galvanizado o aluminio. El producto Vinanel 2000[®] THW-LS/THHW-LS puede ofrecerse en construcción trifásica.

Al hablar de la temperatura máxima de operación de un conductor, es necesario ser específico. Los conductores no se dañan inmediatamente al rebasar la temperatura máxima; esto significa que si un producto TW se utiliza a 61°C, no se abrirá ni se fundirá su aislamiento, pero sí se irá deteriorando y con el tiempo se reducirá su vida útil. Por ejemplo, un alambre TW que trabaje a 68°C, en lugar de hacerlo a 60°C, no reventará ni fallará de momento, pero reducirá su vida útil de 30 a 15 años.

Está comprobado que por cada 10°C que se incrementa la temperatura de operación del conductor, su vida útil se reduce 50 por ciento. Por esto, es importante que los conductores sólo transporten la corriente para la que fueron diseñados, ya que de otra forma se tendrá que cambiar la instalación en poco tiempo.

Por otra parte, es importante aclarar la diferencia entre conductores de tipo THW y Vinanel 2000^{MR}. Los primeros (THW) están diseñados para temperaturas máximas de 75°C, mientras que los Vinanel 2000^{MR} resisten hasta 90°C en el conductor, por su característica THHW-LS. Por tal razón, estos últimos conducen más corriente que los THW, además de tener otras propiedades adicionales que no tienen los THW, como se observará en capítulos posteriores.

Descripción de los productos, características y aplicaciones



Alambres TWD

Descripción

Dos alambres paralelos de cobre electroлитico suave, unidos con un aislamiento común de PVC flexible, con una estria que permite identificar la polaridad.

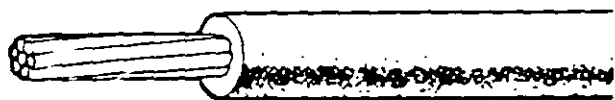
Características

- Tensión máxima de operación: 600 Volts.
- Temperatura máxima de operación: 60°C en el conductor
- Aislamiento de PVC especialmente flexible para facilitar el planchado del conductor sobre muros y paredes. Debe tenerse cuidado al colocar las grapas o los cinchos, ya que el aislamiento puede mordirse y provocar una falla en el conductor. Cuide además que las grapas o cinchos se coloquen a distancias adecuadas, para que el conductor no se cuegue.
- No instale alambres TWD donde existan vapores corrosivos, ni directamente expuestos a los rayos del sol.



Principales aplicaciones

En instalaciones fijas visibles sobre muros y paredes, o para alimentación de motores o equipos pequeños, incluyendo bocinas y timbres.



Alambres y cables Vinanel 2000^{MR} 90°C (tipo THW-LS/THHW-LS) Familia de 75°C/90°C

Descripción

Conductor sólido o cableado de cobre electrolítico suave clase B, con aislamiento de policloruro de vinilo (PVC) especial Antillama, resistente a la propagación de incendios, mínima emisión de humos oscuros, gases tóxicos y corrosivos; además es deslizante.

Características

- Tensión máxima de operación
600 Volts.
- Temperaturas máximas de operación en el conductor:
150°C en cortocircuito

105°C en sobrecarga
90°C en ambiente seco
75°C en ambiente húmedo
60°C en aceite

- Mayor resistencia a sobrecargas.
- No propaga el incendio. El conductor eléctrico no propaga el fuego en caso de que ocurra un incendio en el lugar donde se encuentra instalado. Existe confusión en cuanto a esta propiedad. Si se toma una muestra de aislamiento de cualquier conductor y se le prende fuego con un cerillo, el aislamiento debe extinguir la flama por sí solo; es decir, que todo conductor de PVC debe apagarse solo. Sin embargo, en la prueba de resistencia a la propagación de incendios, se deben aplicar temperaturas de 800°C a una muestra de cables de 1.60 metros de longitud con corriente de aire, para simular la combustión de una charola de cables instalada en el cubo del elevador de un edificio en llamas. Luego de 30 minutos, la muestra de cables Vinanel 2000^{MR} no debe quemarse más de 80 centímetros.
- Mínima emisión de humos densos y oscuros en caso de incendio, lo que facilita la salida de personas y las labores de rescate y extinción del fuego (60 por ciento menor densidad de humos que otros cables THW, por su característica LS).
- Mínima generación de gases tóxicos y corrosivos en caso de incendio, reduciendo el riesgo de intoxicación de personas y de daños a bienes materiales (75 por ciento menos gas ácido que otros THW, por su característica LS).
- Deslizante, lo que disminuye hasta cinco veces el esfuerzo del jalado de los cables en tubo conduit, facilitando la instalación y evitando daños al aislamiento.

- Aislamiento resistente al calor, soporta hasta 90°C en el conductor. Esta propiedad le permite conducir más corriente que un producto TW o THW del mismo calibre. Además, esta ventaja redonda en el ahorro de calibres al instalar cables Vinanel 2000^{MR}.
- Resistencia a la humedad, aceites, grasas y algunos productos químicos, por lo que puede utilizarse con confianza en industrias ligeras

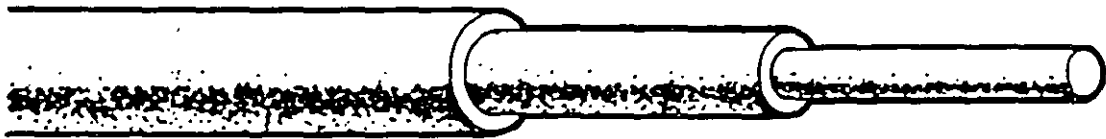
Principales aplicaciones

Pueden colocarse bajo techo o en instalaciones ocultas, como tubo conduit o charola*, al igual que en circuitos de mayor amperaje donde se presenten

sobrecargas frecuentes, y en general donde se requiera un producto seguro para proteger inversiones fuertes, como hoteles, edificios públicos, almacenes, bodegas, etcétera.

Además, por sus propiedades de resistencia a la propagación de incendios, así como mínima emisión de humos oscuros, gases tóxicos y corrosivos, debe ser instalado donde exista riesgo de exponer vidas humanas, como en hospitales, multifamiliares, cines, teatros, medios de transporte colectivo, etcétera.

Por otra parte, las propiedades químicas del aislamiento Vinanel 2000^{MR} —que resiste aceites, calor y algunos productos químicos— lo vuelven ideal para instalarse en industrias medianas y grandes.



Alambres y cables Vinanel Nylon^{MR} (tipo THWN-THHN)

Descripción

Conductores sólidos o cableados de cobre electrolítico suave, con aislamiento de PVC y cubierta exterior de nylon

Características

- Tensión máxima de operación: 600 Volts
- Temperaturas máximas de operación en el conductor:
 - 75°C (THWN) y 90°C (THHN) en ambiente seco
 - 75°C (THWN) en ambiente húmedo
 - 60°C (THWN) en aceite.
- La cubierta adicional de nylon otorga al producto las siguientes propiedades: Resistencia a la humedad, aceites, gasolinas, solventes ligeros, grasas y productos químicos

*Para instalaciones en charolas, consulte la norma de instalaciones eléctricas NOM-001-SEMP



en general. Resistencia a la abrasión y el abuso mecánico. Bajo coeficiente de fricción que permite fácil instalación en tubería. Resistencia a la propagación de la flama

- Su aislamiento especial de PVC le permite: Resistencia a sobrecargas frecuentes. Gran capacidad para conducir corriente, lo que permite ahorrar calibres con la instalación de estos productos. Menores espesores de aislamiento (aproximadamente 20 por ciento menos que los TW y THW). Esto permite la instalación del producto en tubería más delgada.

Conviene aclarar que existen clasificados dos tipos de productos: los THHN, que resisten hasta 90°C, pero sólo trabajan en ambientes secos, y los THWN, que soportan hasta 75°C y trabajan en ambientes secos o húmedos. Los cables Vinanel Nylon^{MR} reúnen las ventajas de estos dos tipos de producto en uno solo.

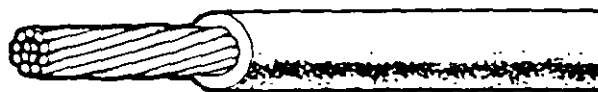
Principales aplicaciones

Estos conductores pueden ser instalados en lugares como: bodegas, gasolineras, industria petroquímica, etc., ya que los Vinanel Nylon^{MR} resisten perfectamente estas condiciones de uso. Otra aplicación importante se encuentra en lugares donde el conductor puede sufrir daño mecánico o abrasión, pues este producto tiene alta resistencia contra dichos efectos.

Productos con aislamiento elastomérico

Debido a que existe un gran número de productos aislados con polietileno o polietileno vulcanizado, sería muy extenso describir cada uno de ellos. Por esto, sólo se analizará uno de los más comunes, y en caso necesario, favor de consultar el catálogo

de productos Condumex, o solicitar asesoría a la Gerencia Técnica Comercial de Condumex para obtener información de otros productos.



Cables Vulcanel XLP^{MR} (tipo RHW-RHH)

Descripción

Conductor cableado de cobre electrolítico suave con aislamiento de polietileno vulcanizado XLP*.

Características

- Tensión máxima de operación:
600 Volts
- Temperaturas máximas de operación en el conductor.
75°C (RHW) y 90°C (RHH) en ambiente seco
75°C (RHW) en ambiente húmedo
130°C en sobrecargas
250°C en cortocircuito.
- Su aislamiento de polietileno de cadena cruzada tiene propiedades superiores al polietileno termoplástico y otorga al producto las siguientes ventajas:
Alta resistencia a la humedad
Alta resistencia a una gran variedad de aceites y agentes químicos

* Puede ofrecerse con aislamiento de etileno-propileno (EP)

Puede ser instalado en lugares con alta y baja temperatura
Retardante de la flama.

Este producto puede instalarse directamente enterrado, y también es posible utilizarlo como conductor tipo XHHW-2, pero con menores diámetros, y temperaturas de operación en ambientes secos y húmedos de 90°C.

Principales aplicaciones

Ideal en industrias y edificios comerciales por sus características físicas, eléctricas y químicas,

pudiendo ser instalado al aire libre, en tubo conduit o en charola, e incluso directamente enterrado, por lo que además es adecuado para acometidas subterráneas.

Vale la pena comentar que lo más importante al seleccionar un producto no es su nombre comercial, sino sus características físicas, eléctricas y químicas. Se dan muchos casos en que se requiere hacer una instalación especial y no se encuentra un producto cuyo nombre se parezca a lo que necesitamos. Es entonces cuando hay que recurrir a las características del producto, las cuales determinarán su posible utilización.

Características constructivas

Los cables para la industria de la construcción con aislamientos a base de policloruro de vinilo (PVC), etileno-propileno (EP) y polietileno de cadena cruzada (XLP) para instalaciones de hasta 600 Volts, se fabrican de acuerdo con las Normas Mexicanas NMX-J, *Productos eléctricos, conductores, alambres y cables. Especificaciones de seguridad, métodos de prueba*

Es importante mencionar que nuestros productos se identifican ante la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial con el emblema NOM y el número 317. Cada fabricante tiene un número exclusivo, y éste se otorga sólo a quienes cumplen con los requisitos de calidad que establecen las Normas Mexicanas.

Aislamientos

Los aislamientos de los alambres y cables para la industria de la construcción, como se indicó en el cuadro 1.1 y la tabla 1.1, pueden ser termoplásticos y termofijos.

- Termoplásticos. Son aquellos que, al calentarse, su plasticidad permite conformarlos a voluntad, recuperando sus propiedades iniciales al enfriarse, pero manteniendo la forma que se les imprimió.
- Termofijos. A diferencia de los anteriores, los subsiguientes calentamientos no los reblandecen, sino que los degradan.

En la tabla 1.2 se muestra la clasificación para los conductores con aislamiento termoplástico y termofijo,

de acuerdo con la norma NOM-063-SCFI. Cabe destacar que estos productos cumplen también con lo establecido por el National Electrical Code (NEC) de los EUA.

Tabla 1.2 Clasificación de los conductores con aislamiento termoplástico

Tipo	Temperatura de operación en el conductor máxima °C	Descripción
TW	60	Conductor con aislamiento de PVC resistente a la humedad y a la propagación de incendio
THW	75	Conductor con aislamiento de PVC resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendio
THW-LS	75	Conductor con aislamiento de PVC resistente a la humedad, al calor, a la propagación de incendio; de emisión reducida de humos y de gas ácido
THWN	75	Conductor con aislamiento de PVC y cubierta de nylon resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama
THHW	75 en húmedo	Conductor con aislamiento de PVC resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendio
	90 en seco	
THHW-LS	75 en húmedo	Conductor con aislamiento de PVC resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendio; de emisión reducida de humos y de gas ácido
	90 en seco	
THHN	90	Conductor con aislamiento de PVC y cubierta de nylon, para instalarse sólo en seco. Resistente al calor y a la propagación de la flama

Las pruebas de seguridad a las que se hace mención en la tabla 1.2 están contenidas dentro de las siguientes normas mexicanas.

NMX-J-93: Productos eléctricos. Conductores. Determinación de la resistencia a la propagación de incendio en conductores eléctricos. Método de prueba.

NMX-J-192: Productos eléctricos Conductores. Resistencia a la propagación de la flama en conductores eléctricos. Método de prueba

NMX-J-472. Productos eléctricos Conductores. Determinación de la cantidad de gas ácido halogenado generado durante la combustión controlada de materiales poliméricos tomados de conductores eléctricos. Método de prueba.

NMX-J-474. Productos eléctricos. Conductores. Determinación de la densidad óptica específica y del valor de oscurecimiento de humos generados en conductores eléctricos de combustión controlada bajo condiciones de incendio. Método de prueba

Tabla 1.3 Clasificación de los cables con aislamiento termofijo

Tipo	Temperatura de operación en el conductor máxima °C	Descripción
XHHW	75 seco y mojado	Conductor con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP), resistente a la presencia de agua y al calor
	90 seco y húmedo	
XHHW-2	90 seco y mojado	Conductor con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP), resistente a la presencia de agua y al calor
RHW	75 seco y mojado	Conductor con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP), a base de etileno-propileno (EP), o aislamiento combinado (de CP sobre EP) resistente a la presencia de agua y al calor. Los aislados con EP deben llevar cubierta termoplástica o termofija
RHW-2	90 seco y húmedo	Conductor con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP), a base de etileno-propileno (EP), o aislamiento combinado (de CP sobre EP) resistente a la presencia de agua y al calor. Los aislados con EP deben llevar cubierta termoplástica o termofija
RHH	90 seco y húmedo	Conductores con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP), a base de etileno-propileno (EP), o aislamiento combinado (de CP sobre EP) resistente al calor. Los aislados con EP deben llevar cubierta termoplástica o termofija

Una vez definidos y clasificados los diferentes tipos de aislamiento para los cables de la industria de la construcción, se procederá a describir el conductor. Posteriormente, se realizará la selección práctica de un cable de baja tensión para instalaciones eléctricas.

Conductor

De acuerdo con la norma NMX-J-10, el material del conductor para los cables de baja tensión utilizados en la industria de la construcción, debe ser alambre de cobre suave o recocido que cumpla con los requisitos señalados en la NMX-J-36, o cable concéntrico de cobre suave de clase B o C, que cumpla con los requisitos señalados en la NMX-J-12.

¿Por qué el cobre es el metal que se prefiere en la elaboración de conductores eléctricos?

Hay muchas razones técnicas que respaldan el uso del cobre como material para conductores eléctricos, pero la principal es la confiabilidad probada que este posee.

Las razones del éxito que ha tenido el cobre se basan en su conductividad y sus propiedades mecánicas, puesto que su capacidad de conducción de corriente lo convierte en el más eficiente conductor eléctrico, en términos económicos. (El cobre suave o recocido es el metal que tiene 100 por ciento de conductividad, de acuerdo con el Patrón Internacional de Cobre Suave o Recocido IACS.)

En lo que se refiere al cobre utilizado como material conductor en cables de baja tensión para la industria de la construcción, se puede asegurar que, dada su mayor capacidad de conducción

para un diámetro dado, requiere menos aislamiento y puede instalarse en tubos conduit más pequeños, canalizaciones y ductos. Es decir, el cobre minimiza los requerimientos de espacio, si se compara con otro conductor eléctrico. Esto resulta útil si se toma en cuenta que un aumento en el diámetro de los tubos conduit, en unión con el espacio requerido por el alambrado, incrementa los costos de instalación, al igual que todos los componentes de ésta, como cajas derivadoras, cajas de conexión, etcétera, que son afectados por el tamaño del conductor.

En lo que se ha expuesto hasta el momento, se nota una tendencia comparativa. En efecto, dicha tendencia se relaciona con el aluminio.

El aluminio ha tenido éxito como conductor eléctrico en líneas de transmisión, pero no así como conductor para cables de baja tensión. El aluminio presenta problemas en la conexión debido a las propiedades físicas y químicas que tiene, ya que bajo condiciones de presión y calor, este material se dilata y, por tanto, se afloja en las conexiones. Las terminales y tornillos de los equipos, aparatos, etcétera, son elaborados con metales de aleación de cobre o que en la tabla de electronegatividad estén cerca del mismo; mientras que el aluminio está alejado y, por consiguiente, tiene el problema de corrosión galvánica.

En resumen, se puede decir que el aluminio tiene dos desventajas principales con respecto al cobre como material conductor en cables de baja tensión:

- Problemas en el conectorizado
- Necesidad de conductores más grandes para la misma capacidad de corriente que en conductores de cobre.

Tabla 1.4 Propiedades del cobre suave

Conductividad (IACS%)	100
Densidad (g/cm ³)	8.89
Resistividad eléctrica a 20°C (Ω-mm ² /km)	17.241
Temperatura de fusión (°C)	1,080
Esfuerzo de tensión a la ruptura (kg/mm ²)	24.6

El cobre, además de ser mejor conductor que el aluminio, es mecánicamente más resistente. Lo anterior significa que soporta alargamientos, reducción de sección por presión, mellas y roturas.

En longitudes de instalación largas, al colocar los cables en canalizaciones, se requiere aplicar grandes tensiones de jalado. El cobre conserva su forma gracias a su gran capacidad de esfuerzo de tensión.

La reducción de sección por presión se presenta en los puntos de conexión cuando el tornillo opresor sujeta a los conductores. Con esta reducción disminuyen la capacidad de corriente y el esfuerzo de tensión del alambre, provocando calentamientos, y que, en condiciones de vibración o dobleces, se rompa el alambre

En conexiones, cuando se forma un óxido en el cobre, éste es del tipo conductor, y requiere en la terminal poco compuesto inhibidor de la oxidación. El aluminio, en cambio, forma un óxido no conductor.

Para cuantificar el tamaño de los conductores eléctricos existen dos escalas de calibres:

- Escala americana AWG-kCM.

- Escala internacional (IEC), mm².

La escala AWG fue originalmente diseñada por J.R. Brown en 1857, y definida como la escala Brown Sharpe Gage (B & S). Los calibres en la escala AWG representan en aproximación los pasos de estirado del alambre; de ahí que dicha escala sea regresiva, es decir, un número mayor representa un conductor de tamaño más pequeño.

Los calibres originales fueron el 36 AWG, y el mayor, el 4/0 AWG. Después de éste, el tamaño de los conductores se define directamente por su área de sección transversal en el sistema inglés, es decir, los circular mils (CM = área de un alambre cuyo diámetro es una milésima de pulgada). La escala AWG se utiliza en Canadá, EUA, México y algunos países sudamericanos.

La escala internacional fue creada por el Consejo Electrotécnico Internacional (IEC), y emplea como unidad el milímetro cuadrado. Esta escala de calibres se usa en países europeos y asiáticos, así como en algunos países sudamericanos. Cabe mencionar que en las escalas americana e internacional las áreas en mm² no coinciden directamente; por ejemplo, un calibre 12 AWG tiene un área de sección transversal de 3.307 mm², contra los 3 mm² de calibre en la escala internacional.

Un valor útil para ambas escalas es el siguiente:

$$1 \text{ mm}^2 = 1973.5 \text{ circular mils}$$

$$\hat{0}$$

$$1 \text{ mm}^2 = 1.9735 \text{ kCM} = 2 \text{ kCM}$$

Tabla 1.5 Construcción normal de cables concéntricos de cobre

Designación del conductor		Clase B		Diámetro exterior nominal del cable mm	Masa kg/km
Área de la sección transversal nominal mm ²	Calibre AWG/kCM	Num. de alambres	Diámetro de alambres mm		
0.519	20	7	0.307	0.92	4.707
0.823	18	7	0.387	1.16	7.467
1.307	16	7	0.488	1.46	11.850
2.082	14	7	0.615	1.85	18.880
3.307	12	7	0.776	2.33	29.990
5.260	10	7	0.978	2.93	47.700
8.367	8	7	1.234	3.70	75.870
13.300	6	7	1.555	4.67	120.600
21.150	4	7	1.961	5.88	191.800
33.620	2	7	2.473	7.42	304.900
53.480	1/0	19	1.893	9.47	484.900
67.430	2/0	19	2.126	10.63	611.400
85.010	3/0	19	2.387	11.94	770.900
107.200	4/0	19	2.680	13.40	972.100
126.700	250	37	2.088	14.62	1,149.000
152.000	300	37	2.287	16.01	1,378.000
177.300	350	37	2.470	17.29	1,608.000
202.700	400	37	2.641	18.49	1,838.000
253.400	500	37	2.953	20.67	2,298.000
304.000	600	61	2.519	22.67	2,757.000
380.000	750	61	2.816	25.34	3,446.000
506.700	1.000	61	3.252	29.27	4,595.000

Tabla 1.6 Características dimensionales del alambre de cobre suave

Designación del conductor		Diámetro nominal mm	Masa kg/km
Área de la sección transversal nominal mm ²	Calibre AWG		
13.30	6	4.115	118.20
8.367	8	3.264	74.38
5.260	10	2.588	46.77
3.307	12	2.052	29.40
2.082	14	1.628	18.50
1.307	16	1.290	11.60
0.823	18	1.024	7.32
0.519	20	0.813	4.30

Tabla 1.7 Resistencia eléctrica de conductores de cobre suave cableado Clase B

Designación del conductor		Resistencia eléctrica Ω/km				
Área de la sección transversal nominal mm ²	Calibre AWG/kCM	Corriente directa	Corriente alterna			
		20 °C	20 °C	60 °C	75 °C	90 °C
0.519	20	33.900	33.900	39.010	41.241	43.240
0.823	18	21.400	21.400	24.626	26.034	27.296
1.307	16	13.500	13.500	15.535	16.423	17.219
2.082	14	8.4500	8.450	9.724	10.280	10.778
3.307	12	5.3200	5.320	6.122	6.472	6.786
5.260	10	3.3400	3.340	3.844	4.063	4.260
8.367	8	2.1000	2.100	2.417	2.555	2.679
13.300	6	1.3200	1.320	1.519	1.606	1.684
21.150	4	0.8320	0.8320	0.9576	1.012	1.061
33.620	2	0.5230	0.5234	0.6023	0.6367	0.6676
53.480	1/0	0.3290	0.3297	0.3794	0.4011	0.4206
67.430	2/0	0.2610	0.2620	0.3015	0.3188	0.3342
85.010	3/0	0.2070	0.2085	0.2399	0.2536	0.2659
107.210	4/0	0.1640	0.1662	0.1912	0.2021	0.2119
126.700	250	0.1390	0.1419	0.1632	0.1726	0.1809
152.000	300	0.1160	0.1181	0.1359	0.1437	0.1506
177.300	350	0.0990	0.1043	0.1200	0.1269	0.1330
202.700	400	0.0866	0.0932	0.1073	0.1134	0.1189
253.400	500	0.0694	0.0788	0.0907	0.0959	0.1006
304.000	600	0.0579	0.0708	0.0815	0.0862	0.0903
380.000	750	0.0463	0.0651	0.0749	0.0792	0.0830
506.700	1000	0.0347	0.0645	0.0743	0.0785	0.0823

Tabla 1.8 Resistencia eléctrica de alambres de cobre suave

Designación del conductor		Resistencia eléctrica Ω/km			
Área de la sección transversal nominal mm^2	Calibre AWG	Corriente directa	Corriente alterna		
		20°C	60°C	75°C	90°C
13.30	6	1.30	1.496	1.582	1.658
8.367	8	2.06	2.371	2.506	2.628
5.260	10	3.28	3.774	3.990	4.184
3.307	12	5.21	5.995	6.338	6.645
2.082	14	8.28	9.528	10.073	10.561
1.307	16	13.20	15.190	16.058	16.837
0.823	18	21.00	24.166	25.547	26.786
0.519	20	33.22	38.228	40.414	42.372

Proceso de fabricación y pruebas de aseguramiento de calidad

Cuando una persona no conoce de conductores eléctricos no sabe apreciar las diferencias entre una marca y otra. Sucede que se pueden tener dos productos distintos, pero al verlos del mismo calibre y el mismo color, no se aprecian diferencias que permitan elegir uno de ellos.

Los productos de calidad siempre cumplen con los requisitos mínimos que establecen las normas que se aplican a su fabricación. Para investigar a fondo los valores de norma, se puede recurrir a nuestro departamento técnico, a la Dirección General de Normas (DGN), o al ANCE (Asociación Nacional de Normalización y Certificación del Sector Eléctrico).

Para muchos clientes, resulta más práctico acudir al fabricante para obtener orientación, en forma general, que les ayude a distinguir el producto de más calidad, y que dará el mejor servicio.

Tabla 1.9 Pruebas de calidad

Prueba	Producto de buena calidad	Razón	Producto de mala calidad	Causa	Consecuencias
Color del cobre	Rosa o naranja claro	Cobre de 99.9% de pureza	Naranja oscuro o café tenue	Cobre reprocesado y con impurezas	Mayor resistencia eléctrica que provoca calentamiento y disminuye la vida útil del conductor
Tersura del conductor de cobre	Sin rayones ni impurezas	Proceso de estrado adecuado, cobre de buena calidad	Con rayones e impurezas	Cobre de mala calidad y/o mal procesado	Mayor resistencia eléctrica en algunos puntos del conductor, que puede provocar fallas
Diámetro del conductor	Acorde con las normas	Cumplir con los reglamentos del país	Diámetro menor al especificado en normas	Reducir el costo del producto	Los conductores con sección menor a la adecuada son un engaño al cliente y no dan el servicio porque se sobrecalientan
Número de hilos del cable o cordón	Acorde con las normas	Cumplir con los reglamentos del país	Menor número de hilos	Reducir el costo del producto	Disminuye la sección real del conductor, provocando fallas, calentamiento y desgaste prematuro
Fase de cableado	De acuerdo con las normas (nota)	Cables con flexibilidad y resistencia adecuadas	Cableado muy apretado o muy extendido	Mal proceso de fabricación	El cable tendrá mayor resistencia de la normal, provocando calentamiento y desgaste prematuro
Espesor de aislamiento	Acorde con las normas	Que la corriente esté bien aislada	Menor espesor de aislamiento	Reducir el costo del producto	La instalación tendrá un alto riesgo de falla, porque la corriente no está aislada correctamente
Centrado del conductor	Igual espesor de aislamiento en todo el conductor	Aislamiento bien aplicado	Menor espesor en algunas zonas del conductor	Mal proceso de fabricación	Posibilidad de fallo o aterrizaje en un punto del conductor durante una sobrecarga
Tersura de aislamiento	Aislamiento sin puntos duros ni poros	PVC de buena calidad y bien procesado	Aislamiento con puntos duros, poros o grietas	PVC de mala calidad y/o mal procesado	Posibilidad de fallo o aterrizaje por aislamiento deficiente, sobre todo en lapsos de sobrecarga
Suavidad de producto	Fácil de manejar pero no muy blando	Materia prima de calidad y proceso correcto	Conductores muy duros o tan blandos que se trocen al instalarlos	Materia prima de mala calidad y mal proceso	Dificultad para instalar, aumentando el costo de la instalación
Cantidad de producto empaquetado	Lo especificado en el empaque	Medidores de longitud correctos	Rollos de 95 m en cajas de 100 m por ejemplo	Reducir costo del producto o maquinaria en mal estado	Pagar por un producto incompleto

Estas normas se comentan más adelante

El paso de cableado consiste en tomar un hilo de un cable de siete hilos y medir la longitud de cable que ese hilo requiere para volver a su posición en la sección. Esta longitud se divide entre el diámetro del conductor, y el resultado debe variar entre 8 y 16

Cuando se habla de sobrecalentamiento en el conductor, conviene agregar que también se incrementa el costo de la energía, ya que aumenta el desperdicio de ésta como calor disipado. Existen otras pruebas de rutina y de calificación a las que deben ser sometidos los conductores de baja tensión. Para conocerlas, se pueden consultar los departamentos de asesoría técnica de Conдумex.

Normalización

Con el objeto de establecer las especificaciones y métodos de prueba que deben cumplir los conductores, alambres y cables para uso eléctrico, la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, a través de la Dirección General de Normas, publicó el 21 de octubre de 1996 en el Diario Oficial de la Federación —con carácter de obligatorio— la norma NOM-063-SCFI-1994. *Productos eléctricos. Conductores. Requisitos de Seguridad.*

Cabe mencionar que dicha norma está basada en las normas mexicanas NMX que, a diferencia de las NOM, no tienen carácter de obligatorias, pero que constituyen el fundamento de estas últimas.

Nuestros alambres y cables para la industria de la construcción pueden fabricarse y probarse bajo otras especificaciones de carácter internacional, como son ASTM, UL, ICEA, entre otras.

2. Reglamentación para instalaciones eléctricas

Una vez que se ha elegido un producto, se debe diseñar la instalación eléctrica para conseguir, entre otras cosas, lo siguiente:

- Facilidad y rapidez de instalación.
- Operación eficiente del circuito.
- Confiabilidad del circuito eléctrico.
- Economía y seguridad para el usuario.
- Cumplimiento de las normas vigentes.

Es de vital importancia que, al diseñar y realizar cualquier instalación eléctrica, se cumplan las normas respectivas, ya que en ellas se especifican los requerimientos técnicos básicos para garantizar que la instalación no presente ningún problema en el futuro.

Además, en un país como México, es importante que los fabricantes mexicanos sean los primeros en cumplir con los reglamentos establecidos, pues sólo así será posible exigir a los demás el cumplimiento de lo que las leyes establecen.

Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEMP, relativa a instalaciones destinadas al suministro y uso de energía eléctrica

Con el objeto de reglamentar las instalaciones eléctricas en México de una forma más completa, y de acuerdo con los desarrollos tecnológicos que en productos y equipos eléctricos han surgido en los últimos años, la Dirección General de Normas publicó en el Diario Oficial de la Federación, la norma NOM-001-SEMP. *Instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica*. Esta norma sustituyó oficialmente a las Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas (NTIE) de 1981, y constituye la guía que deben seguir diseñadores, constructores y unidades de verificación, en lo relativo a proyecto, construcción y aprobación de instalaciones eléctricas.

Es necesario aclarar que la regulación de proyectos eléctricos ya no es competencia de la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (SECOFI), sino de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP); y a esta última entidad hay que dirigirse para lo concerniente a instalaciones eléctricas.

El campo de aplicación de la norma NOM de instalaciones eléctricas comprende:

- Las instalaciones para explotación de energía eléctrica, en cualquiera de las tensiones usuales de operación, incluyendo la instalación del equipo conectado a las mismas por los usuarios.
- Las subestaciones y plantas generadoras de emergencia que sean propiedad de los usuarios.
- Las líneas eléctricas y su equipo. Dentro del término líneas eléctricas, quedan comprendidas las aéreas y las subterráneas conductoras de energía eléctrica, ya sea que formen parte de sistemas de servicio público, o bien que correspondan a otro tipo de instalaciones.

Especificaciones de la norma NOM-001-SEMP

La Norma Oficial Mexicana *Instalaciones destinadas al suministro y uso de energía eléctrica*, consta de una introducción y 14 capítulos subdivididos en dos partes. En la primera se establecen disposiciones técnicas que deben observarse en las instalaciones eléctricas; de aplicación general para locales, equipos y condiciones especiales, sistemas de comunicación y alumbrado público, incluyendo un capítulo de tablas.

La segunda parte incluye las disposiciones técnicas que se deben aplicar en la instalación de subestaciones, líneas eléctricas de suministro público, transportes eléctricos, y otras líneas eléctricas y de comunicación ubicadas en la vía pública; así como en instalaciones similares que sean propiedad de los usuarios, lo cual se ha establecido considerando, en principio, que la operación y mantenimiento de dichas líneas quedará en manos de personal calificado.

A continuación se presentan los artículos que forman la norma NOM-001-SEMP:

Especificaciones

90 Introducción

Primera parte

Capítulo 1

Disposiciones generales

100 Definiciones

110 Requisitos para instalaciones eléctricas

Capítulo 2

Diseño y protección de las instalaciones eléctricas

200 Uso e identificación de los conductores puestos a tierra

210 Circuitos derivados

215 Alimentadores

220 Cálculo de circuitos derivados y alimentadores

225 Circuitos exteriores derivados y alimentadores (índice)

- 230 Acometidas
- 240 Protección contra sobrecorriente
- 250 Puesta a tierra
- 280 Apartarrayos

Capítulo 3

Métodos de instalación y materiales

- 300 Métodos de instalación
- 305 Alambrado provisional
- 310 Conductores para instalaciones de uso general
- 318 Charolas para cables
- 320 Alambrado visible sobre aisladores
- 321 Alambrado soportado por un mensajero
- 324 Instalaciones ocultas sobre aisladores
- 326 Cables de media tensión tipo MV
- 328 Cable plano tipo FCC
- 330 Cables con aislamiento mineral y cubierta metálica tipo MI
- 331 Tubería eléctrica no metálica
- 333 Cables con armadura tipo AC
- 334 Cables con armadura metálica tipo MC
- 336 Cable con cubierta no metálica, tipos NM y NMC
- 337 Cable con pantalla y cubierta no metálica tipo SNM
- 338 Cable para acometida
- 339 Cables subterráneos para alimentadores y para circuitos derivados tipo UF
- 340 Cables de energía y control tipo TC para charolas
- 342 Extensiones no metálicas
- 343 Cable preensamblado en tubo conduit no metálico
- 344 Extensiones bajo el repello
- 345 Tubo conduit metálico semipesado
- 346 Tubo conduit metálico tipo pesado
- 347 Tubo rígido no metálico
- 348 Tubo conduit metálico tipo ligero
- 349 Tubería metálica flexible
- 350 Tubo conduit metálico flexible
- 351 Tubo conduit flexible hermético a los líquidos metálico y no metálico (liquidtight)

- 352 Canalizaciones metálicas y no metálicas de superficie
- 353 Multicontacto
- 354 Ductos bajo el piso
- 356 Canalizaciones en pisos celulares metálicos
- 358 Canalizaciones en pisos de concreto celular
- 362 Ductos metálicos y no metálicos con tapa
- 363 Cables planos tipo FC
- 364 Ductos con barras (electroductos)
- 365 Canalizaciones prealambradas
- 370 Registros de salida, de dispositivos, de empalme o de tiro, cajas de registro ovaladas y accesorios
- 373 Gabinetes, cajas y gabinetes para enchufe de medidores
- 374 Canales auxiliares
- 380 Desconectores
- 384 Tableros de distribución y gabinetes de control

Capítulo 4

Equipos de uso general

- 400 Cordones y cables flexibles
- 402 Alambres para aparatos
- 410 Luminarios, equipo de alumbrado, portalámparas, lámparas y receptáculos o contactos
- 422 Aparatos eléctricos
- 424 Equipo eléctrico fijo para calefacción de ambiente
- 426 Equipo eléctrico fijo para descongelar y derretir nieve
- 427 Equipo eléctrico fijo para calentamiento de tuberías para líquidos y recipientes
- 430 Motores, circuitos de motores y sus controles
- 440 Equipos de aire acondicionado y de refrigeración
- 445 Generadores
- 450 Transformadores y bóvedas de transformadores
- 455 Convertidores de fases

- 460 Capacitores
- 470 Resistencias y reactores
- 480 Acumuladores

Capítulo 5

Ambientes especiales

- 500 Lugares clasificados como peligrosos
- 501 Lugares clase I
- 502 Lugares clase II
- 503 Lugares clase III
- 504 Sistemas intrínsecamente seguros
- 510 Lugares clasificados como peligrosos-específicos
- 511 Cocheras de servicio, de reparación y almacenamiento
- 513 Hangares de aviación
- 514 Surtidores (dispensarios) y estaciones de servicio y autoconsumo
- 515 Plantas de almacenamiento
- 516 Procesos de acabado
- 517 Instalaciones en lugares de cuidados de la salud
- 518 Lugares de concentración pública
- 520 Areas de audiencia en teatros, cines, estudios de televisión y lugares similares
- 530 Estudios de cine, televisión y lugares similares
- 540 Proyectores de cine
- 545 Inmuebles prefabricados
- 547 Construcciones agrícolas
- 550 Viviendas móviles y sus estacionamientos
- 551 Vehículos de recreo y sus estacionamientos
- 553 Construcciones flotantes
- 555 Marinas y muelles

Capítulo 6

Equipos especiales

- 600 Anuncios luminosos y alumbrado de realce
- 604 Sistemas de alumbrado prefabricados
- 605 Artículos de oficina (relacionados con accesorios de alumbrado y muros prefabricados)

- 610 Grúas y polipastos
- 620 Ascensores, montaplatos, escaleras mecánicas y pasillos móviles
- 630 Soldadoras eléctricas
- 640 Grabadoras de sonido y equipos similares
- 645 Equipos de procesamiento de datos y cómputo electrónico
- 650 Organos tubulares
- 660 Equipos de rayos X
- 665 Equipos de calefacción por inducción y por pérdidas dieléctricas
- 668 Celdas electrolíticas
- 669 Galvanoplastia
- 670 Maquinaria industrial
- 675 Máquinas de riego operadas o controladas eléctricamente
- 680 Piscinas, fuentes e instalaciones similares
- 685 Sistemas eléctricos integrados
- 690 Sistemas solares fotovoltaicos

Capítulo 7

Condiciones especiales

- 700 Sistemas de emergencia
- 701 Sistema de reserva legalmente requerido
- 702 Sistemas opcionales de reserva
- 705 Fuentes de producción de energía eléctrica interconectada
- 709 Alumbrado especial de emergencia y señalización en lugares de concentración pública
- 710 Instalaciones con tensiones nominales mayores a 600 Volts
- 720 Circuitos y equipos que operan a menos de 50 Volts
- 725 Circuitos de clase 1, clase 2, y clase 3 para control remoto, señalización y de potencia limitada
- 760 Sistemas de señalización para protección contra incendios
- 770 Cables de fibra óptica y canalizaciones
- 780 Distribución en circuito y programada

Capítulo 8

Sistemas de comunicación

- 800 Circuitos de comunicación
- 810 Equipos de radio y televisión
- 820 Antenas de televisión comunitarias y sistemas de distribución de radio

Capítulo 9

Alumbrado público

- 901 Disposiciones de carácter general
- 902 Definiciones
- 903 Niveles de luminancia e iluminancia
- 904 Sistemas de alumbrado público
- 905 Pasos vehiculares
- 906 Sistema de iluminación para áreas generales

Capítulo 10

Tablas

Segunda parte.

Capítulo 21

Generalidades

- 2101 Disposiciones de carácter general
- 2102 Definiciones
- 2103 Métodos de puesta a tierra

Capítulo 22

Líneas aéreas

- 2201 Requisitos generales
- 2202 Separación de conductores en una misma estructura. Espacios para subir y trabajar
- 2203 Separación entre conductores soportados en diferentes estructuras

2204 Altura de conductores y partes vivas de equipo, sobre el suelo, agua y vías férreas

2205 Separación de conductores a edificios, puentes y otras construcciones

2206 Distancia horizontal de estructuras a vías férreas, carreteras y aguas navegables

2207 Derecho de vía

2208 Cargas mecánicas en líneas aéreas

2209 Clases de construcción en líneas aéreas

2210 Retenidas

Capítulo 23

Líneas subterráneas

2301 Requisitos generales

2302 Obra civil para instalaciones subterráneas

2303 Cables subterráneos

2304 Estructuras de transición de líneas aéreas a cables subterráneos o viceversa

2305 Terminales

2306 Empalmes terminales y accesorios para cables

2307 Equipo subterráneo

2308 Instalaciones en túneles

2309 Charolas para cables

Capítulo 24

Subestaciones

2401 Requisitos generales

2402 Locales y espacios para subestaciones

2403 Sistemas de tierras

2404 Resguardo y espacios de seguridad

2405 Instalación de equipo eléctrico en subestaciones

3.

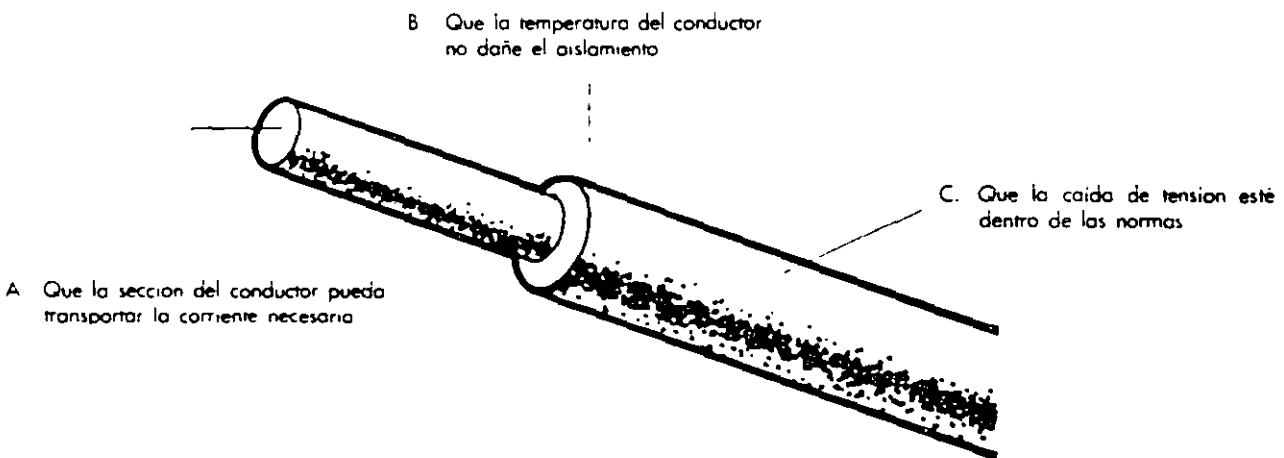
Selección y cálculo de calibres

Una vez que se ha elegido un producto, y habiendo tomado en cuenta la norma vigente durante el diseño eléctrico de la instalación, el siguiente paso es el cálculo del calibre mínimo del conductor, considerando dicho diseño. Con respecto a esto, únicamente analizaremos el cálculo del calibre mínimo para conductores de baja tensión.

Factores a considerar durante el cálculo del calibre mínimo

En primer lugar, es necesario aclarar que el calibre mínimo para una instalación no es siempre el más económico.

Los principales factores que se deben considerar al calcular el calibre mínimo para un conductor de baja tensión son:



Es vital considerar los tres aspectos a la vez, porque en caso contrario se podrían ocasionar los siguientes problemas:

A. Si la sección de cobre es menor:

- El conductor tendrá mayor resistencia eléctrica, aumentando las pérdidas de energía.
- El conductor tendrá mayor temperatura de operación, aumentando la resistencia eléctrica y deteriorando el aislamiento.
- La caída de tensión en la línea será mayor a la permitida, lo cual puede afectar la operación en el punto de carga y dañar los equipos.

B. Si no se protege el aislamiento:

- El aislamiento sufrirá deterioro por alta temperatura, aumentando el riesgo de fugas de corriente y cortocircuitos.
- Disminuirá la vida útil del conductor.

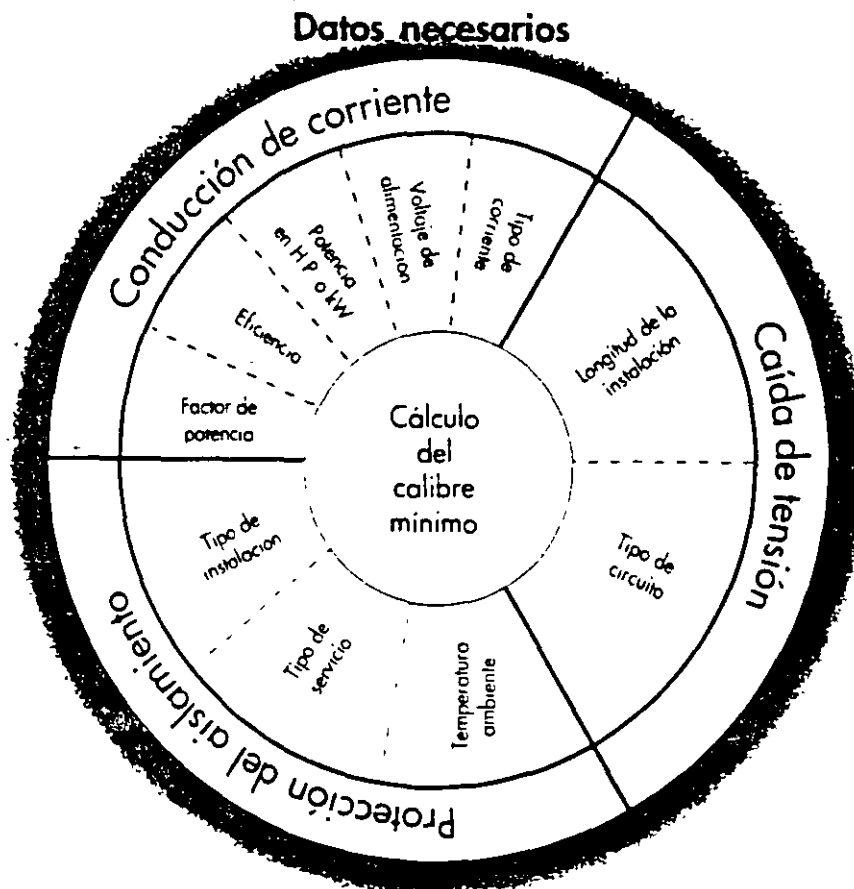
C. Si no se cuida que la caída de tensión sea correcta:

- El circuito y los conductores trabajarán fuera de norma.
- Pueden dañarse los equipos alimentados, o no dar el servicio requerido.

Datos necesarios para el cálculo

Existen personas que tienen una vasta experiencia en instalaciones eléctricas, y que con los años se han acostumbrado a calcular los calibres conociendo únicamente la potencia, o la corriente y el voltaje. Algunos también preguntan la longitud del circuito, y aunque es cierto que muchas veces aciertan en el cálculo del calibre correcto, es también innegable que en otras ocasiones fallan en éste, por no haber tomado en consideración todos los datos necesarios.

Los datos que se presentan a continuación son, en principio, suficientes para que el cálculo mencionado no tenga posibilidad de error:

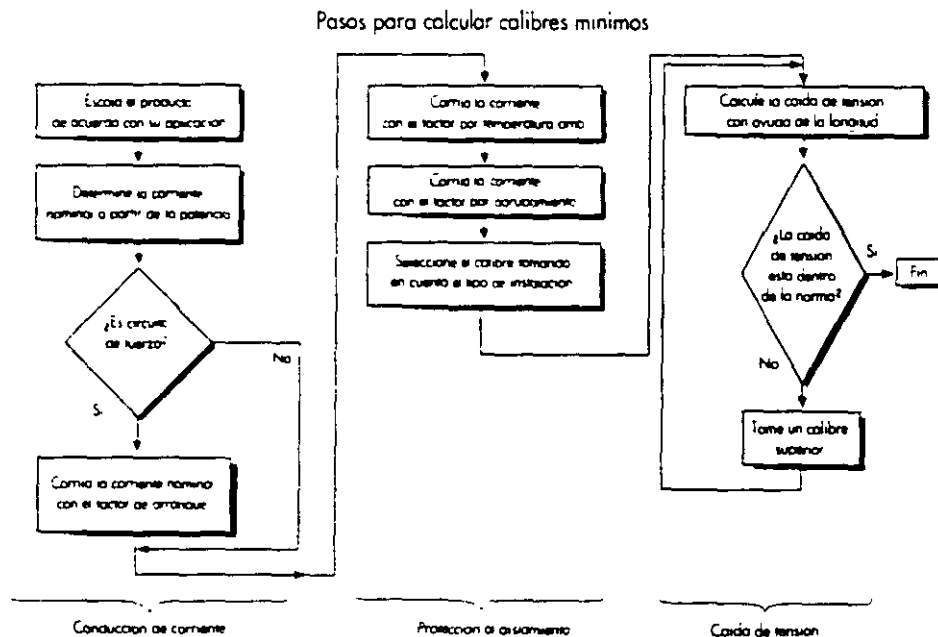


Como se observa en la tabla circular, estos datos tienen relación directa con los factores anotados anteriormente: conducción de corriente, protección al aislamiento y caída de tensión. Para evitar confusiones, se aclarará un poco cada uno de los datos presentados.

- Factor de potencia: del equipo a alimentar.
- Eficiencia: del equipo a alimentar.
- Potencia en H.P. o kW: del equipo a alimentar
- Voltaje de alimentación: 127, 220, 440 Volts, etcétera.
- Tipo de corriente: directa, alterna, 1Ø, 2Ø, 3Ø.
- Longitud de la instalación: para calcular la caída de tensión.
- Tipo de circuito: alimentador o derivado; la norma NOM-001-SEMP permite 3 por ciento de caída de tensión para derivados, y 5 por ciento para el conjunto del alimentador más el derivado.
- Temperatura ambiente: la más caliente en verano, o la de la recámara, si se tiene alguna máquina que disipe mucho calor.
- Tipo de servicio: 24 horas al día, arranque y paro continuo, servicio nocturno, etcétera.
- Tipo de instalación: al aire libre, en tubo conduit, en charola, directamente enterrado, etcétera.

Procedimiento general de cálculo

La forma en que deben manejarse los datos anteriores, para obtener un cálculo correcto del calibre del conductor, se resume en el siguiente diagrama:



Conviene comentar que en la parte inferior de este diagrama de flujo, se distinguen una vez más los tres factores básicos en el cálculo del calibre. Para facilitar el entendimiento de este diagrama, siga el sentido de las flechas.

Métodos de cálculo

El diagrama del punto anterior es genérico, pero son varios los métodos que se utilizan en la práctica para calcular calibres mínimos. Aquí se comentarán únicamente tres de ellos:

- Método largo a partir de fórmulas.
- Calculador de calibres para baja tensión.
- Tanteo (este método no siempre es seguro, como se comentará más adelante).

Método largo a partir de fórmulas

Sin duda es muy seguro, pero requiere de tablas, calculadora, etcétera, y de una cantidad de tiempo considerable. Es muy utilizado por diseñadores y proyectistas de obras eléctricas; sin embargo, para baja tensión pueden utilizarse otros métodos tan seguros como éste, pero más ágiles.

A continuación se presenta una guía con los pasos que incluye este método.

Guía para determinar el calibre del conductor en baja tensión

1. Seleccionar el tipo de conductor adecuado de acuerdo con el uso específico de la instalación (véase el catálogo de Conduflex); además se deberá saber si la instalación se efectuará en tubo conduit, al aire libre o en charola.
2. Calcular la corriente que va a transportar el conductor con la fórmula adecuada que aparece en las tablas de fórmulas eléctricas más usuales. En el caso de motores, es posible calcular la corriente con dichas fórmulas, o consultarlas directamente en las tablas de valores de corriente a plena carga para motores. Es necesario aumentar a la corriente de plena carga en los motores un 25 por ciento adicional para cumplir con la norma NOM-001-SEMP; en el caso de dos o más motores, hay que sumar las corrientes nominales de éstos y aumentar solamente 25 por ciento del valor de la corriente del motor más grande.
3. Es necesario afectar este valor de corriente por los factores de corrección por temperatura y agrupamiento (tablas 5.7, 5.8 y 5.9). Este nuevo valor de corriente no circulará realmente por el conductor, su utilidad radica en simular las condiciones adversas en las que se estará trabajando.
4. Con este nuevo valor de corriente afectada por los factores de corrección, se debe localizar el calibre adecuado, según el tipo de conductor y de instalación elegidos.

5. Una vez localizado el calibre del conductor, será necesario verificar la caída de tensión que sufrirá la instalación, utilizando para esto la fórmula de caída de tensión, que es:

$$\% \Delta V = \frac{F_c \times L \times I}{10 V_e}$$

donde:

$\% \Delta V$ = Caída de tensión (porcentaje)

L = Longitud del circuito (m)

I = Corriente que circula (amperes)

V_e = Voltaje de alimentación

F_c = Factor de caída de tensión unitaria $\left(\frac{\text{milivolts}}{\text{amper-m}} \right)$

(véase tabla núm. 5.13)

Es importante recalcar que, en esta fórmula, la corriente que se utilizará será la que resulte en el segundo paso, es decir, que aquí la corriente no debe ser afectada por los factores de corrección por agrupamiento y temperatura.

6. Si la caída de tensión es mayor a 3 por ciento para circuitos alimentadores o derivados, o de 5 por ciento para la suma de alimentador más derivado, es necesario calcular un calibre superior. Esto se puede hacer despejando el factor de caída unitaria (F_c) de la fórmula anterior, que quedaría como sigue:

$$F_c = \frac{\% \Delta V \times 10 \times V_e}{L \times I}$$

donde:

$\% \Delta V$ = 3% máx., según la norma NOM-001-SEMP

I = Corriente que circula en el circuito sin ser afectada por los factores de agrupamiento y temperatura ambiente

L = Longitud del circuito (m)

V_e = Voltaje de alimentación

F_c = Factor de caída de tensión unitaria $\left(\frac{\text{milivolts}}{\text{amper-m}} \right)$

Conociendo F_c , se buscará y escogerá en la tabla núm. 5.13 el calibre que da igual o menor factor de caída de tensión.

Se debe tener cuidado al escoger en la tabla el factor de caída de tensión (F_c), ya que el sistema sobre el que se está haciendo el cálculo puede ser monofásico o trifásico.

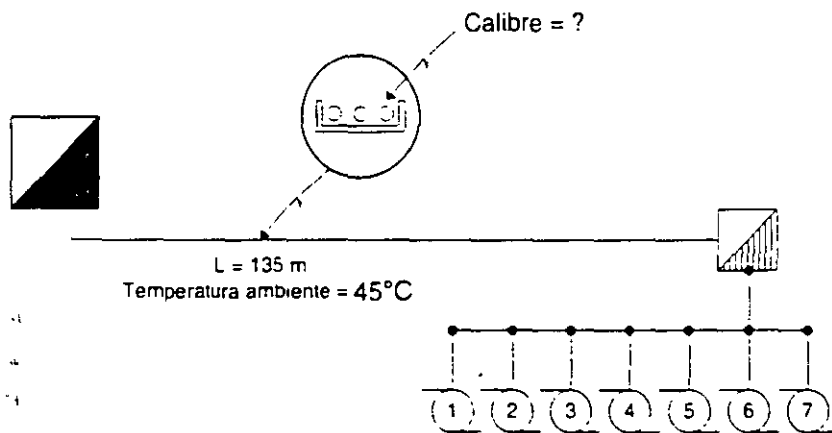
7. Cálculo de corriente de cortocircuito: este cálculo sirve para determinar cuánto tiempo soportará sin dañarse el aislamiento de un conductor al producirse un cortocircuito. Es importante conocer este tiempo

para escoger adecuadamente las protecciones de la línea. Para conocer el tiempo máximo en el que deberá operar la protección, véanse las gráficas de corriente de cortocircuito, donde en el eje horizontal se exhiben los calibres, y en el vertical, la corriente en miles de amperes. La intensidad de corriente que podrá soportar el conductor, dependerá del tiempo en que operen la protección y el calibre.

Para ilustrar un poco más este método, se presenta un ejemplo sencillo de aplicación, aclarando que las tablas citadas se localizan en la sección 5 de este manual.

Ejemplo de selección de calibre

Seleccionar el calibre más adecuado de la línea Vinanel 2000^{MR} para alimentar el siguiente circuito.



Datos.

Motor núm.	H.P.	Voltaje	Fases	Factor de Potencia F.P.	Eficiencia $\eta^{(1)}$
1	5	440 V	3	85%	73%
2	5	"	"	"	"
3	3	"	"	"	69%
4	3	"	"	"	"
5	10	"	"	78%	84%
6	10	"	"	"	"
7	10	"	"	"	"

(1) Tomadas de la placa del motor

Solución: para calcular la corriente que consume cada motor, se puede consultar:

- La placa de datos del motor.
- La tabla de corriente a plena carga de motores trifásicos, donde se indica el amperaje para cada uno.

Consultando las fórmulas, tenemos:

$$I = \frac{\text{H.P.} \times 746}{1.732 \times E \times \eta \times \text{F.P.}}$$

Cada motor de 3 H.P. tomará:

$$I = \frac{3 \times 746}{1.732 \times 440 \times 0.69 \times 0.85} = 5 \text{ amperes}$$

Cada motor de 5 H.P. tomará:

$$I = \frac{5 \times 746}{1.732 \times 440 \times 0.73 \times 0.85} = 7.9 \text{ amperes}$$

Cada motor de 10 H.P. tomará:

$$I = \frac{10 \times 746}{1.732 \times 440 \times 0.84 \times 0.78} = 15 \text{ amperes}$$

Se obtiene la corriente total del circuito I_n (corriente nominal):

$$I_n = 7.9 \times 2 + 5 \times 2 + 15 \times 3$$

$$I_n = 15.8 + 10 + 45$$

$$I_n = 70.8 \text{ amperes}$$

Como la norma señala aumentar 25 por ciento del motor más grande del circuito, tendremos que la corriente resultante (I_r) será:

$$I_r = 70.8 + (0.25 \times 15)$$

$$I_r = 70.8 + 3.75$$

$$I_r = 74.55 \text{ amperes}$$

Esta corriente se afectará enseguida por los factores de corrección debidos al agrupamiento y a la temperatura ambiente, según las tablas 5.8 y 5.9.

- Para una temperatura ambiente de 45°C y una temperatura en el conductor de 90°C, el factor es 0.87.
- Para una instalación de tres cables en charola dispuestos horizontalmente, el factor es de 0.87.

Calculando con estos factores, la nueva corriente I_Δ (corriente afectada):

$$I_\Delta = \frac{74.55}{0.87 \times 0.87} = 98.5 \text{ amperes}$$

Esta corriente afectada (I_{Δ}) no existe realmente, es sólo una manera de considerar las condiciones adversas en las que trabajará el conductor.

Al consultar en la tabla núm. 5.1 (Vinanel 2000^{MR}) el calibre necesario para transportar 98.5 amperes, el 6 AWG es el que puede transportar hasta 105 amperes al aire libre.

La caída de tensión ($\% \Delta V$) se analiza aplicando la fórmula del punto 5 de la guía para selección del calibre en baja tensión:

$$\% \Delta V = \frac{F_c \times L \times I_r}{10 \times V_e}$$

F_c puede obtenerse de la tabla núm. 5.13, los demás valores son datos del problema.

$$\% \Delta V = \frac{2.92 \times 135 \times}{74.55 \times 10 \times (440)}$$

$$\% \Delta V = 6.67\%$$

La caída de tensión sobrepasa el 3 por ciento que marca la norma NOM-001-SEMP; por lo tanto, será necesario buscar un calibre superior.

Para esto, despejamos de la fórmula F_c y nos queda:

$$F_c = \frac{\% \Delta V \times 10 \times V_e}{L \times I_r}$$

Considerando $\% \Delta V = 3$

Y substituyendo, tenemos:

$$F_c = \frac{3 \times 10 \times 440}{135 \times 74.55} = 1.3115$$

En la tabla núm. 5.13 se observa que el calibre 2 AWG tiene un factor de caída de tensión unitaria menor a 1.3115, por lo tanto, el cable Vinanel 2000^{MR} calibre 2 AWG es el indicado para la instalación. Véase trifásico en tubo conduit metálico.

Calculador de calibres para baja tensión

La intención de este calculador es simplificar el cálculo del calibre del conductor, ya que éste puede determinarse rápidamente con los datos del circuito y una calculadora.

El calculador tiene dos caras:

Frente

① FORMULAS PARA EL CALCULO DE CORRIENTE

CONOCIENDO	CD	CA 1Ø	CA 3Ø
H.P.	$I = \frac{H.P. \times 746}{E \times \eta}$	$I = \frac{H.P. \times 746}{E \times \eta}$	$I = \frac{H.P. \times 746}{E \times \eta}$
KW	$I = \frac{KW \times 1000}{E \times \eta}$	$I = \frac{KW \times 1000}{E \times \eta}$	$I = \frac{KW \times 1000}{E \times \eta}$

② CALIBRE AWG O KCM

③ CAPACIDAD DE CORRIENTE (AMPERES)

CONDUT.	VINAMIL 2000
CHAROLA	VINAMIL NYLON
CONDUT.	TYPE Y TYPEW
CHAROLA	(TEMP. OP 75°C)
CONDUT.	75
CHAROLA	(TEMP. OP 85°C)

④ FACTORES DE CORRECCION (CONDUT)

NO. DE CONDUCTORES
POR AGOLPAMIENTO				
POR TEMPERATURA AMBIENTE				
GRADOS CENTIGRADOS				

NOTA: Este calculador de cables muestra los datos de cables de cobre y aluminio para un rango de voltaje y empalme de 1 a 2500 voltios de potencia por conductor. Para obtener el calibre de conductor necesario para un cable de 10 a 2500 voltios de potencia, consulte el Manual del Electricista.

CD CORRIENTE DIRECTA
CA CORRIENTE ALTERNA
Ø FASES
KW KILOWATT
CORRIENTE Y VOLTAJE
H.P. POTENCIA
(En unidades de fuerza)
= EFICIENCIA DEL MOTOR
(Normal 85 en motores grandes)
P.F. FACTOR DE POTENCIA
Normal 85.

Reverso

CALIBRE

VINAMIL NYLON

13
16
20
25
32
36
51
63
76
91

CALCULADOR DE CABLES EN BAJA TENSION
INSTRUCCIONES DE USO

1. Consulte las instrucciones para la correcta aplicación del cable.
2. Determine los requisitos para los datos de potencia de operación de los conductores por cable.
3. Seleccione el conductor y el calibre necesario, considerando los requisitos de la Tabla 1 y la Tabla 2 y el tipo de cable que se va a utilizar.
4. Marque el conductor en el cableado con el número de la Tabla 1 y el calibre de cable de la Tabla 2.
5. Marque el cable de cobre con el número de la Tabla 1 y el calibre de cable de aluminio con el número de la Tabla 2.
6. En el cable de cobre de menor calibre, el cable de aluminio de menor calibre debe ser el mismo calibre que el cable de cobre de menor calibre.
7. En el cable de aluminio de menor calibre, el cable de cobre de menor calibre debe ser el mismo calibre que el cable de aluminio de menor calibre.

Para facilitar la explicación del calculador, primero se describirá cada uno de los cuadros que éste contiene, y luego se concluirá la explicación con un ejemplo.

A. Cuadro 1

Contiene las fórmulas de cálculo de corriente. Es importante señalar que, al seleccionar la fórmula, se necesita tomar en cuenta el tipo de corriente (CD, CA 1Ø o CA 3Ø) y el valor de la potencia (H.P. o kW). Después de escoger la fórmula adecuada, se sustituyen los datos y se obtiene la corriente. Por último, si el circuito es de fuerza, será necesario corregir esta corriente con un factor de arranque, como se apunta en la parte derecha del cuadro 1.



Para calcular el calibre requerido para alimentar un motor, se toma la corriente nominal y se multiplica por 1.25 (por el efecto de arranque), siempre y cuando se conozca la eficiencia y F.P.

Otra opción es utilizar la corriente a plena carga del motor y multiplicarla por el mismo factor.

El objetivo es que el conductor esté protegido de los sobrecalentamientos que se presentan con cada arranque

Este valor de corriente corregida es lo que llamaremos corriente del cuadro 1.

B. Cuadro 4

Contiene los factores de corrección por agrupamiento y por temperatura ambiente. Estos factores son muy importantes, ya que si no se toma en cuenta el número de conductores que irán juntos en una canalización; ni la temperatura en el lugar de la instalación, se corre el riesgo de calcular un calibre mínimo, que puede causar que el conductor alcance su temperatura máxima de operación únicamente con la corriente nominal. Esto ocasiona que el conductor reciba más calor al estar junto a otros o en un lugar cálido, sobrepasando así la temperatura máxima de operación y provocando desgaste prematuro.

Para obtener estos factores, debe observarse lo siguiente: cuando la costilla del calculador está en posición normal (frente de regleta), se obtienen los factores para productos THW, adecuados para una temperatura máxima de operación de 75°C. Es importante mencionar que las flechas de 1 a 3 (por agrupamiento) y de 40°C (por temperatura) deben coincidir con las flechas de la costilla

Para obtener los factores de los productos TW 60°C, se debe desplazar la costilla del calculador hacia la derecha, haciendo que coincidan las flechas

Ahora bien, para obtener los factores de corrección para el Vinanel 2000^{MR} y el Vinanel Nylon^{MR} adecuados para una temperatura de operación de 90°C, se debe desplazar la regleta de la posición normal hacia la izquierda, haciendo que coincidan las flechas.

Los factores de corrección que se obtengan se multiplican por la corriente calculada en el cuadro 1. El valor resultante será la corriente del cuadro 4.

C. Cuadro 3

En primera instancia, se selecciona el producto (TW 60°C, THW, THWN 75°C, Vinanel 2000^{MR} o Vinanel Nylon^{MR} 90°C). Luego se selecciona el renglón "conduit" o "charola", dependiendo del tipo de instalación que se realice. Finalmente, una vez que se ha seleccionado correctamente el renglón, se desplaza la costilla hacia la izquierda, hasta encontrar un valor de corriente mayor o igual al calculado en el cuadro 4.

D. Cuadro 2

Aquí se indica el calibre capaz de transportar la corriente calculada en el cuadro 4.

E. Cuadro 5

Se emplea para establecer la caída de tensión de acuerdo con el calibre calculado y la corriente. Tiene cuatro renglones: la corriente, los calibres, las caídas de tensión y el voltaje de trabajo.

La forma de manejo para caída de tensión es sencilla se desplaza la costilla del calculador, de forma que el valor de corriente del cuadro 1 (que genera la caída de tensión, a diferencia de la indicada en el cuadro 4) coincida con el calibre obtenido en el cuadro 2. Una vez que hayan coincidido estos valores, no deberá moverse la costilla; sólo tendrá que seleccionarse la flecha

correspondiente a su voltaje de trabajo (127, 220 ó 440 Volts) y localizarse el valor de caída de tensión sobre la flecha escogida. Es importante observar que esta escala de caídas de tensión crece logarítmicamente de derecha a izquierda

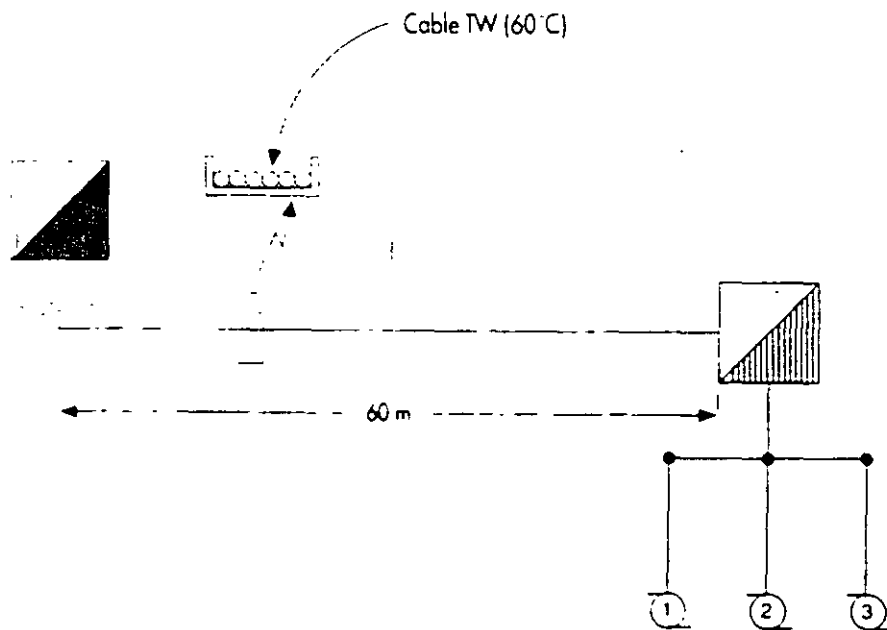
El valor obtenido con esta escala se multiplica por la longitud del circuito, obteniéndose así la caída de tensión. Si la caída calculada es menor o igual a 3 por ciento (en circuitos derivados) o menor o igual a 5 por ciento (en el conjunto alimentador mas derivado), el calibre calculado en el cuadro 4 es el correcto. Si su caída de tensión es mayor, será necesario tomar el calibre superior y repetir el cálculo.

F. Cuadro 6

Aunque permite calcular la tubería necesaria, conviene comentar que el resultado no coincide con lo que la práctica demuestra

Para redondear la explicación del manejo del calculador de calibres, se utilizará el siguiente ejemplo:

Ejemplo del manejo del calculador



Datos

Motor num	H.P.	Voltaje	Fases
1	10	440 V	3
2	5	"	"
3	2	"	"

- La charola ya tiene tres cables
- Temperatura ambiente: 45°C
- Operación continua

Solución.

1 Fórmula seleccionada:
$$I = \frac{H.P. \times 746}{\sqrt{3} \times V \times \eta \times F.P.}$$
 (cuadro 1)

2. Como no se conoce la eficiencia η ni el factor de potencia F.P., se tienen dos opciones:

- Suponer que $\eta = 0.9$ y F.P. = 0.85, posteriormente sustituir en la fórmula.
- Obtener la corriente de las tablas de corrientes nominales a plena carga

La segunda opción es posiblemente la más sencilla, por lo que se incluyen estas tablas para utilizarlas en caso de desconocer la eficiencia o el factor de potencia.

3 El valor de la corriente es:

$$I = 1.25 \times 15 + 7.9 + 3.6 = 30.25 \text{ amperes}$$

Como puede notarse, para incluir el factor de arranque debió multiplicarse por 1.25 la corriente del motor de 10 H.P., que es el más grande.

4. Los factores de corrección por agrupamiento y por temperatura ambiente para el producto TW (60°C) son:

- Por agrupamiento: 1.25
- Para 45°C: 1.41

5. La corriente corregida es.

$$I_c = 30.25 \times 1.41 \times 1.25 = 53.31 \text{ amperes}$$

6 Para un producto TW (60°C) instalado en charola, el calibre núm. 8 AWG conduce 55 amperes (cuadros 3 y 4)

7. Para un calibre núm. 8 con 30.25 amperes efectivos, la caída de tensión por metro a 440 Volts es de 0.026 por ciento (cuadro 5)

$$C.T. = 0.026 \times 60 \text{ m} = 1.56\%$$

Por lo tanto, el producto adecuado para este circuito es el cable TW (60°C) calibre núm. 8 AWG.

Es importante recordar que, en 1993, la autoridad competente estableció el nuevo valor de factor de potencia mínimo para una instalación eléctrica, que es 0.9(-). Por tal motivo, la consideración que se haga para cálculos eléctricos que involucren el factor de potencia, es tomar el valor 0.9. En la sección de tablas de este manual, puede encontrarse información sobre cómo corregir un factor de potencia bajo por medio de capacitores.

4.

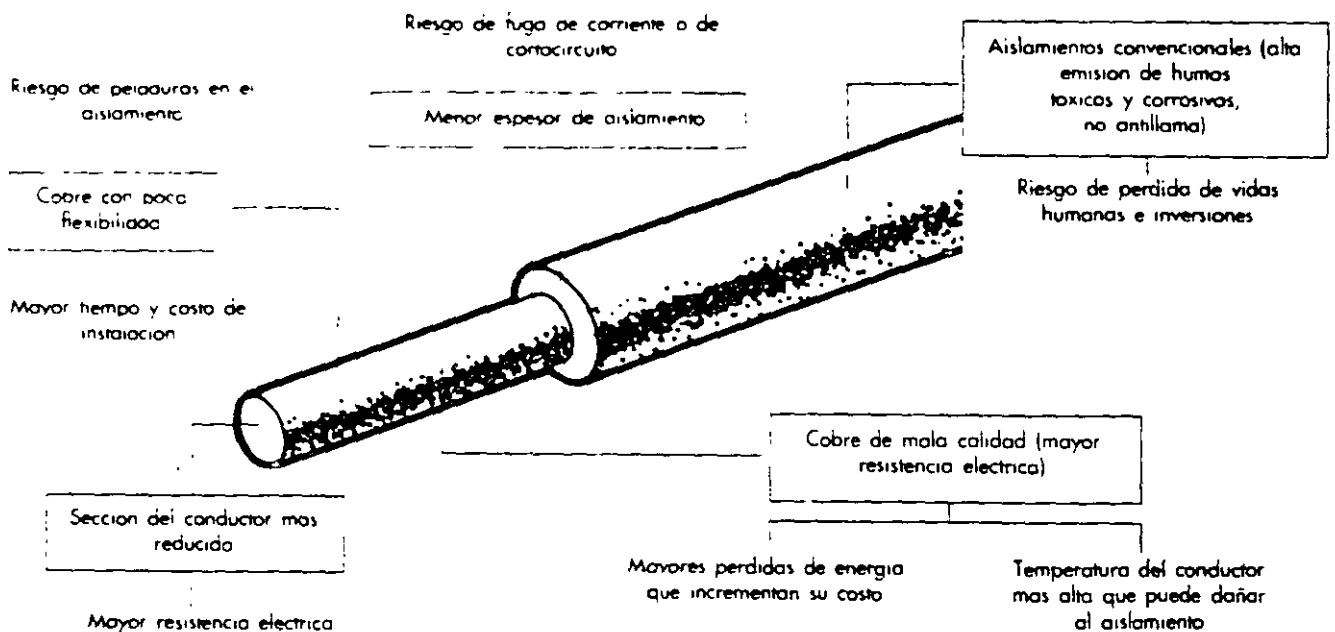
Alambres y cables fabricados con calidad, proporcionan economía en la industria de la construcción

Después de seleccionar el producto y el calibre, y de diseñar la instalación de acuerdo con las normas correspondientes, se llega a uno de los temas más delicados del proyecto, la economía. Es común que se intente, por todos los medios, reducir costos para incrementar las utilidades, y generalmente se termina por comprar materiales de mala calidad sólo porque son más baratos.

Sin embargo, para que una instalación sea confiable, duradera y a la vez económica, adquirir conductores eléctricos de bajo costo no es lo que resulta más barato, porque aunque su costo inicial sea menor, su utilización provoca que la instalación sea riesgosa, molesta (por las averías que se produzcan en ella), efímera (porque no durará muchos años funcionando) y costosa (por las pérdidas debidas a calentamientos excesivos).

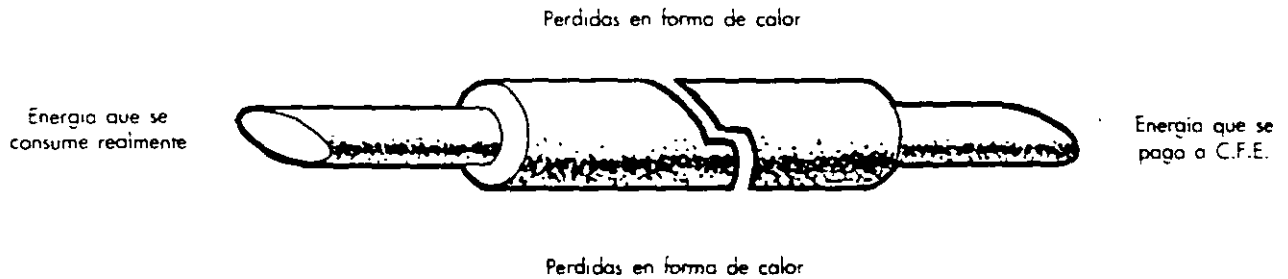
Así, emplear conductores de mala calidad no significa un ahorro real, ya que, aunque se pague menos por adquirirlos, se pagará más por utilizarlos, puesto que los problemas que ocasionan representan pérdidas de dinero (por reparación o reinstalación), de prestigio (porque el trabajo deberá repetirse en unos cuantos años) y de clientes (por entregar trabajos de mala calidad).

Problemas ocasionados por conductores de mala calidad



Aunque todos estos problemas son graves por naturaleza, bastará uno para justificar, en términos económicos, la compra de un conductor de buena calidad: el incremento en la resistencia eléctrica.

Con este fin, en el siguiente esquema se representa la instalación eléctrica de una casa. En el lado derecho está el contador; al lado izquierdo se encuentran aparatos domésticos, como: plancha, licuadora, televisión, motobomba, focos, etcétera.



La diferencia entre la energía que se consume y la que se paga, está dada por la energía disipada en forma de calor, que depende de la resistencia eléctrica del conductor. Los conductores de buena calidad tienen menor resistencia eléctrica, y evitan el desperdicio de energía como calor disipado.

A continuación se presenta un ejemplo de esto:

Alambre TW-12	Resistencia a 60°C
Producto de buena calidad	0.006156 Ω/m
Producto de mala calidad	0.007178 Ω/m

Para una longitud de 100 m: $(0.007178 - 0.006156) \times 100 = 0.1022 \Omega$

Así, vemos que el conductor de mala calidad tiene una resistencia eléctrica adicional de 0.1022 Ω/100 m, la cual genera mayores pérdidas. Calculando estas pérdidas adicionales para una corriente de 25 amperes:

$W = I^2R = (25)^2 (0.1022) = 63.9 \text{ Watts}$

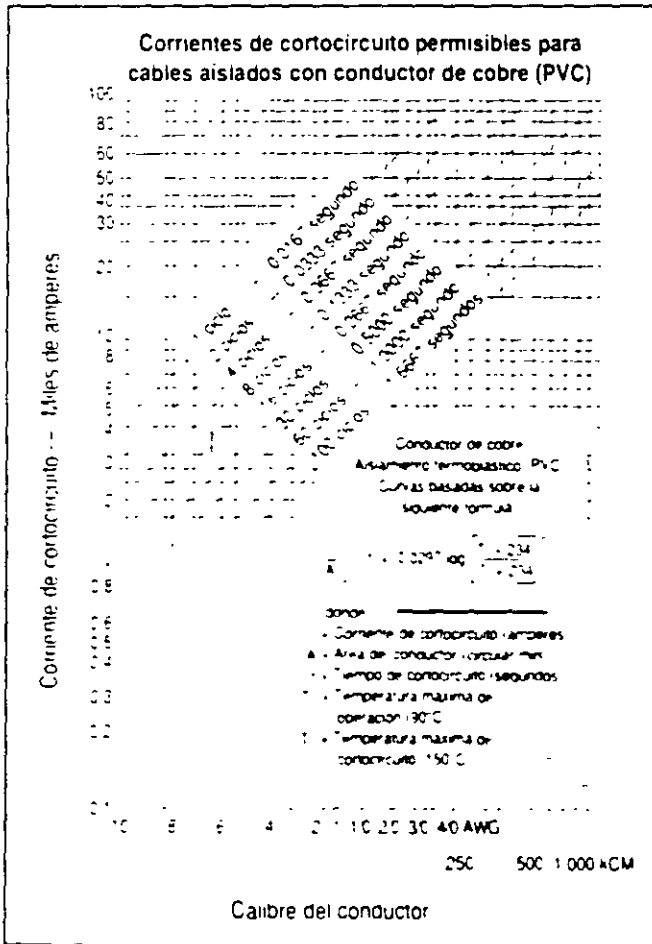
Esta energía adicional sería suficiente para alimentar un foco de 60 Watts, en lugar de disiparla en forma de calor en la instalación. Baste imaginar la cantidad de circuitos que se tiene en un edificio de departamentos, en oficinas, centros o locales comerciales, talleres, etcétera; y la cantidad de alumbrado extra o alimentación de otras cargas que se puede proporcionar utilizando conductores de buena calidad

5.

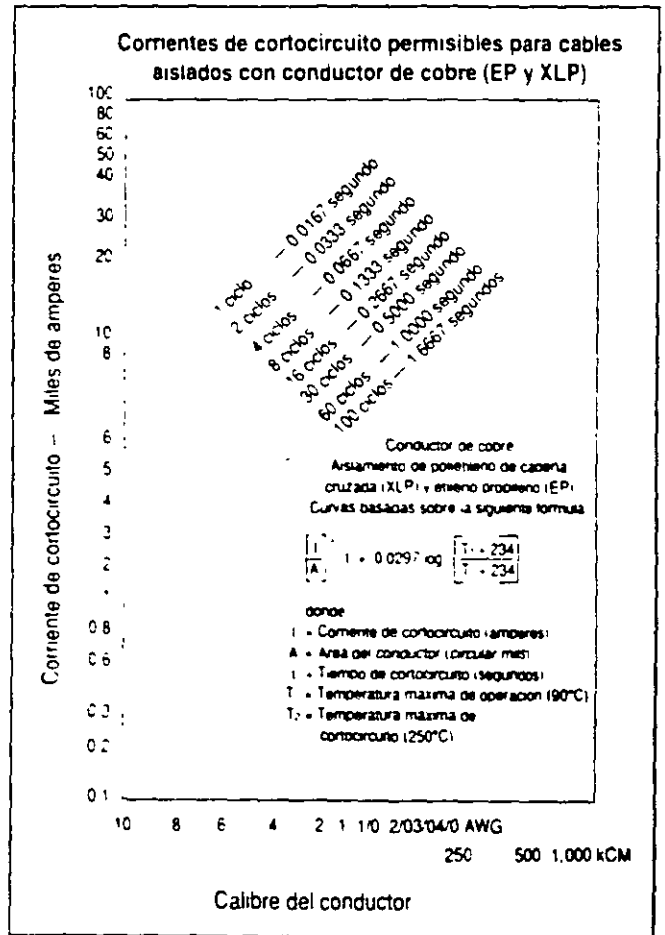
Sección técnica general

Gráficas de capacidad de corriente de cortocircuito en conductores

Gráfica 5.1



Gráfica 5.2



Una equivalencia práctica entre un circular mil y un milimetro cuadrado es

$$1 \text{ mm}^2 = 1,973.5 \text{ CM}$$


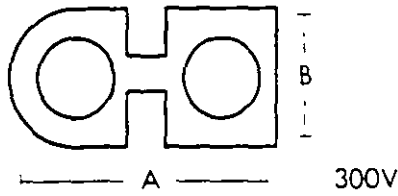
Tablas de capacidad de conducción de corriente y dimensiones de conductores eléctricos

TABLA 5.1 Vinanel 2000^{MR} y TW (60°C)

Calibre AWG/ICM	TW (60 C) 600 V				Vinanel 2000 ^{MR} (THW LS/THHW LS) (90 C 600 V)					
	Corriente Amperes		Diámetro exterior nominal mm	Peso kg/km	Corriente Amperes				Diámetro exterior nominal mm	Peso kg/km
	Tubo conduci- ón 1 o 3 conductores	Aire libre (canalera) 1 conductor			Tubo conduci- ón 1 o 3 conductores		Aire libre (canalera) 1 conductor			
					75 C	90 C	75 C	90 C		
20	3	3	2.1	9	8	10	16	14	2.3	10
18	5	5	2.3	12	12	14	20	18	2.6	13
16	8	8	2.6	17	15	18	25	24	2.9	19
14	20	25	3.2	27	20	25	30	35	3.5	29
12	25	30	3.6	40	25	30	35	40	4.0	43
10	30	40	4.2	60	35	40	50	55	4.6	63
8	40	60	5.0	99	50	55	70	80	6.1	104
6	55	80	7.1	156	65	75	95	105	7.8	168
4	70	105	9.1	252	85	95	125	140	9.0	251
2	90	140	10.6	380	115	130	170	190	10.5	378
1 C	120	195	13.6	606	150	170	230	260	13.6	603
2 C	140	220	14.8	747	175	195	265	300	14.8	743
3 C	165	260	16.1	922	200	225	310	350	16.1	919
4 C	190	300	17.6	1143	230	260	360	405	17.5	1139
25					255	290	405	455	19.5	1356
30					285	320	445	505	20.9	1603
35					310	350	505	570	22.2	1853
40					335	380	545	615	23.4	2101
50					380	430	620	700	25.5	2593
60					420	475	690	780	28.3	3119
75					470	535	785	885	31.0	3852
100					540	615	935	1055	34.9	5068

Para condiciones de agrupamientos diferentes o temperatura ambiente superior a 30°C, consultar tablas de factores de corrección
 (1) Los diámetros considerados son para cables aislados los alambres tienen un diámetro ligeramente menor
 (2) El peso considerado es para cables aislados los alambres tienen un peso ligeramente menor

TABLA 5.2 TWD y SPT

Calibre AWG	TWD (60°C)				SPT (60°C)			
								
	Corriente Amperes	Dimensiones mm		Peso kg/km	Corriente Amperes	Dimensiones mm		Peso kg/km
A		B	A			B		
22	1	4.4	2.0	15	3	4.0	2.0	14
20	3	4.7	2.1	20	7	4.9	2.5	22
18	5	5.1	2.4	27	10	5.4	2.7	29
16	8	5.7	2.6	38	13	7.7	3.8	54
14	20	7.4	3.5	63	18	8.5	4.2	73
12	25	8.2	3.9	90	25	12.8	7.3	145
10	40	9.3	4.5	136				

Para condiciones de agrupamientos diferentes o temperatura ambiente superior a 30°C, consultar tablas de factores de corrección.
Los datos están sujetos a tolerancias normales de manufactura

TABLA 5.3 Vinanel Nylon^{MR} (THWN-THHN)

Calibre AWG/kCM	Diámetro exterior mm	Peso kg/km	Capacidad de conducción de corriente Amperes ⁽¹⁾			
			En tubo conduit		Al aire libre	
			a 90°C	a 75°C	a 90°C	a 75°C
14	3.0	25	25	20	35	30
12	3.4	37	30	25	40	35
10	4.3	60	40	35	55	50
8	5.6	97	55	50	80	70
6	6.6	148	75	65	105	95
4	8.4	227	95	85	140	125
2	9.9	348	130	115	190	170
1/0	12.5	550	170	150	260	230
2/0	13.7	684	195	175	300	265
3/0	15.0	851	225	200	350	310
4/0	16.5	1,061	260	230	405	360
250	18.2	1,259	290	255	455	405
300	19.6	1,498	320	285	505	445
500	24.3	2,450	430	380	700	620

Estos datos son aproximados y están sujetos a tolerancias normales de manufactura

(1) Cuando los conductores de circuitos de corriente alterna se alojen en tubería metálica, o cuando dichos conductores, con una corriente mayor a 50 amperes pasen a través de una placa metálica, se deberán colocar en la tubería a través de la placa agrupando los conductores activos y el neutro con el fin de limitar calentamientos excesivos por los efectos de inducción

TABLA 5.4 Cable Vulcanel XLP, tipo RHW-RHH, 600 Volts

Calibre AWG/kCM	Diámetro mm		Peso kg/km	Capacidad de conducción de corriente Amperes ⁽¹⁾			
	Conductor	Exterior		Hasta tres cables en ducto		En charolas	
				a 75°C	a 90°C	a 75°C	a 90°C
14	1.6	4.2	30	20	25	30	35
12	2.0	4.7	50	25	30	35	40
10	2.6	5.3	65	35	40	50	55
8	3.7	6.8	110	50	55	70	80
6	4.3	7.4	150	65	75	95	105
4	5.4	8.5	230	85	95	125	140
2	6.8	9.9	350	115	130	170	190
1/0	8.6	12.7	555	150	170	230	260
2/0	9.6	13.7	692	175	195	265	300
3/0	10.8	14.9	853	200	225	310	350
4/0	12.1	16.2	1,065	230	260	360	405
250	13.3	18.2	1,270	255	290	405	455
300	14.5	19.5	1,514	285	320	445	505
400	16.7	21.7	1,990	335	380	545	615
500	18.8	23.7	2,645	380	430	620	700
750	23.2	28.9	3,680	475	535	785	885
1,000	26.9	32.6	4,875	545	615	935	1,055

Estos datos son aproximados y están sujetos a tolerancias normales de manufactura

(1) Calculada para una temperatura de terreno de 20°C. en el caso de cables en ductos o directamente enterrados, y para una temperatura ambiente de 30°C en el caso de cables en charola o al aire libre



TABLA 5.5 Cordón uso rudo, tipo SO

Calibre AWG	Uso rudo (90°C) Tipo SO 600 V					
	Corriente Amperes		Diámetro exterior mm		Peso kg/km	
	Conductores		Conductores		Conductores	
	2	3	2	3	2	3
14	18	15	13.6	14.3	220	260
12	25	20	15.4	16.2	290	350
10	30	25	16.7	17.5	355	435
8	40	35	21.0	22.2	550	675
6	55	45	23.8	25.1	740	925
4	70	60	27.2	29.0	1,025	1,300
2	95	80	31.5	33.3	1,430	1,835

TABLA 5.6 Cordones uso rudo, tipos ST y SJT

Calibre AWG	Uso rudo (60°C) Tipo ST 600 V						Uso rudo (60°C) SJT 300 V					
	Corriente Amperes		Diámetro exterior mm		Peso kg/km		Corriente Amperes		Diámetro exterior mm		Peso kg/km	
	Conductores		Conductores		Conductores		Conductores		Conductores		Conductores	
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
18							10	7	7.2	7.7	65	80
16							13	10	7.9	8.5	84	103
14		15		14.0		278	18	15	8.7	9.2	108	135
12	25	20	15.1	15.9	314	368	25	20	10.5	11.1	162	202
10	30	25	16.4	17.0	386	385	30	25	14.0	14.9	282	350
8	40	35	20.3	21.5	411	564						
6												
4		60		28.4		1,135						
2		80		33.2		1,645						

Los valores de corriente se toman en cuenta cuando los tres conductores transportan corriente, en caso de necesitar dos conductores de energía y un tercero a tierra, se tomaran las capacidades del dúplex plano en el mismo calibre. Datos sujetos a tolerancias normales de manufactura.

Tablas de factores de corrección para cables instalados en tubos conduit y charola

TABLA 5.7 Tubo conduit*

Número de conductores que llevan corriente	Factores de corrección por agrupamiento
1 a 3	1.00
4 a 6	0.80
7 a 9	0.70
10 a 20	0.50
21 a 30	0.45
31 a 40	0.40
41 y más	0.35

* Para información más detallada, consulte la norma NOM-001-SEMP.

TABLA 5.8 Charola*

Número de conductores que llevan corriente	Factores de corrección por agrupamiento
1 - 3	1.00
4 - 6	0.80
7 - 24	0.70
25 - 42	0.60
43 y más	0.50

* Los factores de corrección de esta tabla se aplican a las capacidades de corriente de la Tabla 5.1 donde indica "Al aire libre". Para grupos de cables monoconductores, como los triplex o cuadruplex, o los grupos de cables monoconductores amarrados entre sí, deben aplicarse las capacidades de corriente de la Tabla 5.1 donde indica "Tubo conduit", aplicando los factores de corrección de esta tabla para el número de conductores de cada grupo.

Cuando los cables en la charola tienen un espaciamiento arriba del 25% del diámetro del cable más grande, o del grupo de cables de mayor diámetro, deben usarse los siguientes factores:

Número de cables horizontalmente	1	2	3	4	5	6
Verticalmente						
1	1.00	0.93	0.87	0.84	0.83	0.82
2	0.89	0.83	0.79	0.76	0.75	0.74

Para cables con un espaciamiento menor del 25% del diámetro del cable más grande, o del grupo de cables de mayor diámetro, se deben usar las capacidades de corriente de la Tabla 5.1 donde indica "Tubo conduit", multiplicada por el factor de corrección de la Tabla 5.8.

Cuando las charolas tengan tapa, las capacidades de corriente afectadas por sus correspondientes factores de agrupamiento deben multiplicarse por 0.95.

Cuando los cables instalados en charolas están expuestos a los rayos solares, las capacidades de corriente afectadas por sus correspondientes factores de agrupamiento deben multiplicarse por 0.85.

Factores de corrección por temperatura ambiente

TABLA 5.9 Factores de corrección

Temperatura ambiente °C	Para temperatura ambiente diferente de 30°C, multiplique las capacidades de corriente por el factor de corrección correspondiente en esta tabla		
	60°C ⁽¹⁾	75°C ⁽¹⁾	90°C ⁽¹⁾
21 - 25	1.08	1.05	1.04
26 - 30	1.00	1.00	1.00
31 - 35	0.91	0.94	0.96
36 - 40	0.82	0.88	0.91
41 - 45	0.71	0.82	0.87
46 - 50	0.58	0.75	0.82
51 - 55	0.41	0.67	0.76
56 - 60		0.58	0.71
61 - 70		0.33	0.58
71 - 80			0.41

(1) Temperatura en el conductor de acuerdo con el tipo de aislamiento

Tablas de ocupación máxima de conductores en tubo conduit

TABLA 5.10

Tipo de conductor	Calibre de conductor AWG, kCM	Diámetro nominal de tubo mm										
		13	19	25	32	38	51	63	76	89	102	
TW THW THW-LS THHW-LS y XHHW	14	6	10	16	25	45	61					
	14	8	14	22	39	54						
	12	7	12	20	35	48	78					
	12	6	11	17	30	41	68					
	10	5	10	15	27	37	61					
	10	4	8	13	23	32	52					
	8	2	4	7	13	17	28	40				
RHW y RHH (sin cubierta exterior)	14	6	10	16	29	40	65					
	14	5	9	15	26	36	59					
	12	4	8	13	24	33	54					
	12	4	7	12	21	29	47					
	10	4	7	11	19	26	43	61				
	10	3	6	9	17	23	38	53				
	8	1	3	5	10	13	22	32	49			
TW THW THW LS THHW LS RHW y RHH (sin cubierta exterior)	6	1	2	4	7	10	16	23	36	48		
	4	1	1	3	5	7	12	17	27	36	47	
	2	1	1	2	4	5	9	13	20	27	34	
	1/0		1	1	2	3	5	8	12	16	21	
	2/0		1	1	1	3	5	7	10	14	18	
	3/0		1	1	1	2	4	6	9	12	15	
	4/0			1	1	1	3	5	7	10	13	
	250				1	1	1	2	4	6	8	10
	300					1	1	2	3	5	7	9
	350					1	1	1	3	4	6	8
	400					1	1	1	2	4	5	7
500					1	1	1	1	3	4	6	

(1) Alambres

TABLA 5.11

Tipo de conductor	Calibre de conductor AWG/KCM	Diámetro nominal de tubo mm									
		13	19	25	32	38	51	63	76	89	102
RHW y RHH (con cubierta exterior)	14"	3	6	10	18	25	41	58			
	14	3	6	9	17	23	38	53			
	12"	3	5	9	16	21	35	50			
	12	3	5	8	14	19	32	45			
	10"	2	4	7	13	18	29	41			
	10	2	4	6	12	16	26	37			
	8	1	2	4	7	9	16	22	35	47	
	6	1	1	2	5	7	11	15	24	32	41
	4	1	1	1	3	5	8	12	18	24	31
	2	-	1	1	3	4	7	9	14	19	24
	1/0		1	1	1	2	4	6	9	12	16
	2/0			1	1	2	3	5	8	11	14
	3/0			1	1	1	3	4	7	9	12
	4/0			1	1	1	2	4	6	8	10
	250				1	1	1	3	5	6	8
	300				1	1	1	3	4	5	7
	350				1	1	1	2	4	5	6
	400				1	1	1	1	3	4	6
	500					1	1	1	3	4	5
	THWN, THHN	14	13	24	37	66					
14		11	20	32	57						
12		10	18	28	49	67					
12		8	15	23	42	57					
10		6	11	18	32	43	71				
10		5	9	15	26	36	59				
8		3	5	9	15	21	35	49			
6		2	4	6	11	15	25	36	56		
4		1	2	4	7	9	16	22	34	46	
2		1	1	3	5	7	11	16	25	33	42
1/0			1	1	3	4	7	10	15	20	26
2/0				1	2	3	6	8	13	17	22
3/0				1	1	3	5	7	11	14	18
4/0				1	1	2	4	6	9	12	15
250				1	1	1	3	4	7	10	12
300				1	1	1	3	4	6	8	11
350					1	1	2	3	5	7	9
400					1	1	1	3	5	6	8
500					1	1	1	2	4	5	7

Esta tabla se basa en factores de relleno de 40 por ciento para tres conductores o más, 31 por ciento para dos conductores y 53 por ciento en el caso de un solo conductor. Debe tenerse en cuenta que para más de tres conductores en un tubo la capacidad de corriente permisible en los mismos se ve reducida de acuerdo con los factores de corrección.

(1) Alambres

Tabla de porcentaje de relleno para conductores en tubo conduit o tuberías (de acuerdo con la norma NOM-001-SEMP)

Tabla 5.12

Num. de conductores en un tubo	Porcentaje utilizable del área del tubo
1	53%
2	31%
mas de 2	40%

Tabla de factores de caída de tensión unitaria (milivolts/ampere-metro)

Tabla 5.13

Calibre AWG/kCM	Sistema			
	Monofásico		Trifásico	
	Tubo conduit ⁽¹⁾		Tubo conduit ⁽¹⁾	
	Metálico	No metálico	Metálico	No metálico
14	21.54	21.54	18.65	18.65
12	13.56	13.56	11.74	11.74
10	8.52	8.52	7.38	7.38
8	5.36	5.36	4.64	4.64
6	3.37	3.37	2.92	2.92
4	2.12	2.12	1.84	1.84
2	1.35	1.35	1.18	1.16
1.5	0.86	0.84	0.74	0.73
2.0	0.68	0.67	0.59	0.59
3.0	0.55	0.53	0.48	0.47
4.0	0.44	0.42	0.38	0.36
25C	0.38	0.36	0.33	0.31
30C	0.32	0.30	0.28	0.26
35C	0.27	0.26	0.24	0.23
40C	0.24	0.22	0.21	0.19
50C	0.20	0.18	0.17	0.16
60C	0.17	0.15	0.16	0.14
75C	0.14	0.12	0.12	0.10
100C	0.12	0.09	0.10	0.09

(1) Valores validos para todo tipo de canalizacion



Fórmulas eléctricas

Tabla 5.14

Formulas eléctricas para determinar: I, H.P., kW y kVA			
Dato conocido	Corriente alterna		Corriente directa
	Una fase	Tres fases	
kVA, E	$I = \frac{kVA \times 1,000}{E}$	$I = \frac{kVA \times 1,000}{\sqrt{3} \times E}$	
kW, E, FP	$I = \frac{kW \times 1,000}{E \times FP}$	$I = \frac{kW \times 1,000}{\sqrt{3} \times E \times FP}$	$I = \frac{kW \times 1,000}{E}$
H.P., E, FP, η	$I = \frac{H.P. \times 746}{E \times FP \times \eta}$	$I = \frac{H.P. \times 746}{\sqrt{3} \times E \times \eta \times FP}$	$I = \frac{H.P. \times 746}{E \times \eta}$
I, E	$kVA = \frac{I \times E}{1,000}$	$kVA = \frac{I \times E \times \sqrt{3}}{1,000}$	
I, E, F.P.	$kW = \frac{I \times E \times FP}{1,000}$	$kW = \frac{I \times E \times \sqrt{3} \times FP}{1,000}$	$kW = \frac{I \times E}{1,000}$
I, E, F.P., η	$H.P. = \frac{I \times E \times \eta \times FP}{746}$	$H.P. = \frac{I \times E \times \sqrt{3} \times \eta \times FP}{746}$	$H.P. = \frac{I \times E \times \eta}{746}$

donde

E = Tensión entre fases (Volts)

I = Corriente (amperes)

η = Eficiencia del equipo

FP = Factor de potencia, en México el mínimo es 0.9

H.P. = Caballos de potencia

kW = Kilowatts

kVA = Kilovoltamperes

Ley de Ohm

$$\frac{V}{R} = I$$

Ley de Joule (efectos caloríficos de la corriente)

$$Q = 0.00024 R I^2 T$$

Equivalente calorífico de la energía eléctrica

$$H = \frac{\text{Watts} \cdot \text{segundo}}{4184}$$

Conexión de condensadores

en serie

en paralelo

$$C = \frac{1}{\frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} + \frac{1}{C_3} + \frac{1}{C_4}}$$

$$C_T = C_1 + C_2 + C_3 + C_4$$

Conexión de inductancias:

en serie

en paralelo

$$L = L_1 + L_2 + L_3 + L_4$$

$$L = \frac{1}{\frac{1}{L_1} + \frac{1}{L_2} + \frac{1}{L_3} + \frac{1}{L_4}}$$

Eficiencia de un motor C.C.:

$$\eta = \frac{P}{E I}$$

donde

P = Potencia (Watts)

η = Eficiencia

E = Voltaje

I = Corriente

Relación de transformación (m)

$$m = \frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{W_1}{W_2}$$

primario,

El subíndice 1 es para el

el 2 es para el secundario.

Porcentaje de caída de tensión.

$$\% \Delta V = \frac{F_c \times L \times I}{10 \times V_e}$$

donde

$\% \Delta V$ = Caída de voltaje (porcentaje)

L = Longitud del circuito (m)

I = Corriente necesaria (amperes)

V_e = Voltaje a la entrada del servicio $\left(\frac{\text{milivolts}}{\text{amper-m}} \right)$

F_c = Factor de caída de tensión unitario

Capacidad de conducción de conductores:

donde:

$$I = \sqrt{\frac{T_c - T_a}{R_c + RT}}$$

T_c = Temperatura del conductor ($^{\circ}C$)

T_a = Temperatura ambiente ($^{\circ}C$)

R_c = Resistencia del conductor (ohm/m)

RT = Resistencia térmica total entre el cobre
y el medio ambiente $\left(\frac{^{\circ}C \times M}{Watt}\right)$

Motores:

$$\text{Torque (lb-ft)} = \frac{H.P. \times 5.250}{RPM}$$

donde

I = Corriente (amperes)

V = Voltaje (Volts)

R = Resistencia (ohms)

Q = Cantidad de calor (kilocalorias)

t = Tiempo (segundos)

H = Kilocalorias

P = Potencia al freno (Watts)

E_b = Tensión en los bornes (Volts)

H.P. = Caballos de potencia

RPM = Revoluciones por minuto

Capacidad nominal de contactos y requisitos para circuitos derivados (de acuerdo con la norma NOM-001-SEMP)

Tabla 5.15 Capacidad nominal de contactos para diversos circuitos

Capacidad nominal del circuito A	Capacidad del contacto A
15	No mayor de 15
20	15 ó 20
30	30
40	40 ó 50
50	50

Tabla 5.16 Carga máxima conectada a un contacto por medio de cordón y clavija

Capacidad nominal del circuito A	Capacidad nominal del contacto A	Carga máxima A
15 o 20	15	12
20	20	16
30	30	24

Tabla 5.17 Requisitos para circuitos derivados
(conductores de tipos RHW, RHH, THHN, THW, THW-LS,
THHW-LS, THWN, XHHW y XHHW-2 en canalización o cable)

Capacidad nominal del circuito	15 A	20 A	30 A	40 A	50 A
Conductores (tamaño mínimo)					
• Alambrado de circuitos					
- Sección transversal nominal	2 082 mm ²	3 307 mm ²	5 260 mm ²	8 367 mm ²	13 30 mm ² (1)
- Calibre	14 AWG	12 AWG	10 AWG	8 AWG	6 AWG
• Derivaciones					
- Sección transversal nominal	2 082 mm ²	2 082 mm ²	2 082 mm ²	3 307 mm ²	3 307 mm ² (2)
- Calibre	14 AWG	14 AWG	14 AWG	12 AWG	12 AWG
Protección contra sobrecorriente	15 A	20 A	30 A	40 A	50 A
Dispositivos de salida					
• Portalamparas permitidas	cualquier tipo	cualquier tipo	servicio pesado	servicio pesado 40	servicio pesado
• Capacidad de contacto	15 A max	15 o 20 A	30 A	ó 50 A	50 A
Carga máxima	15 A	20 A	30 A	40 A	50 A

(1) Estas secciones transversales nominales son para los conductores de cobre

(2) Para la capacidad de los contactos de los aparatos de alumbrado de tipo de descarga eléctrica conectados a un cordón flexible, véase la Sección 410.30 (c).

Cargas de alumbrado (de acuerdo con la norma NOM-001-SEMP)

Tabla 5.18 Cargas de alumbrado general de acuerdo con el tipo de local

Tipo de local	Unidad de carga en (VA) por m ⁽²⁾
Auditorios y armerías	10.0
Bancos	35.0 ⁽²⁾
Barberías, peluquerías y salones de belleza	30.0
Iglesias	10.0
Clubes o casinos	20.0
Tribunales	20.0
Unidades de vivienda ⁽¹⁾	30.0
Estacionamientos comerciales	5.0
Hospitales	20.0
Hoteles y moteles, incluyendo apartamentos sin cocina ⁽¹⁾	20.0
Inmuebles comerciales e industriales	20.0
Cuartos de huéspedes	15.0
Inmuebles de oficina	35.0 ⁽²⁾
Restaurantes	20.0
Escuelas	30.0
Tiendas	30.0
Depósitos, almacenes, bodegas	2.5
Para los locales citados, y con excepción de las viviendas unifamiliares y apartamentos individuales de viviendas multifamiliares, se aplicará lo siguiente:	
Salas de reuniones y auditorios	10.0
Recibidores, corredores, closets y escaleras	5.0
Espacios para almacenamiento	2.5

(1) Todas las salidas para contactos de 20 A o menos en viviendas unifamiliares, multifamiliares y habitaciones de hoteles y moteles pueden considerarse como salidas para iluminación general y no es necesario incluir carga adicional alguna para ellas, se exceptúan los contactos.

(2) Cuando la cantidad real de contactos de uso general es desconocida se deben adicionar 10.75 por ese concepto.

Factores de demanda para alimentadores de cargas de alumbrado (de acuerdo con la norma NOM-001-SEMP)

Tabla 5.19 Factores de demanda para alimentadores de cargas de alumbrado

Tipo de local	Parte de la carga de alumbrado general al que se aplica el factor de demanda (VA)	Factor de demanda (Porcentaje)
Unidades de vivienda	Primeros 3,000 ó menos Los siguientes hasta 120,000 Exceso sobre 120,000	100 35 25
Hospitales ⁽¹⁾	Primeros 50,000 ó menos Exceso sobre 50,000	40 20
Hoteles y moteles, incluyendo apartamentos sin cocina ⁽¹⁾	Primeros 20,000 ó menos Los siguientes hasta 100,000 Exceso sobre 100,000	50 40 30
Almacén	Primeros 12,500 ó menos Exceso sobre 12,500	100 50
Todos los demás	VA totales	100

(1) Los factores de demanda de esta tabla no se aplican a la carga calculada de los alimentadores de las áreas de hospitales, hoteles y moteles donde todo el alumbrado pueda ser utilizado al mismo tiempo como sucede en salas de operaciones, salas de baile y comedores.



Sección transversal mínima de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos (de acuerdo con la norma NOM-001-SEMP)

Tabla 5.20 El factor de potencia y su mejoramiento con capacitores

Capacidad o ajuste del dispositivo automático de sobrecorriente ubicado antes del equipo, tubería, etcétera	Sección transversal			
	Cobre		Aluminio	
	mm	AWG/kCM	mm ⁽²⁾	AWG/kCM
No mayor de (amperes)				
15	2.082	14	3.307	12
20	3.307	12	5.260	10
30	5.260	10	8.367	8
40	5.260	10	8.367	8
60	5.260	10	8.367	8
100	8.367	8	13.300	6
200	13.300	6	21.150	4
300	21.150	4	33.620	2
400	27.670	3	42.410	1
500	33.620	2	53.480	1/0
600	42.410	1	67.430	2/0
800	53.480	1/0	85.010	3/0
1,000	67.430	2/0	107.200	4/0
1,200	85.010	3/0	126.700	250
1,600	107.200	4/0	177.300	350
2,000	126.700	250	202.700	400
2,500	177.300	350	304.000	600
3,000	202.700	400	304.000	600
4,000	253.400	500	405.400	800
5,000	354.700	700	612.000	1,200
6,000	405.400	800	612.000	1,200

El factor de potencia y su mejoramiento con capacitores

Los motores, transformadores, hornos de inducción, lámparas fluorescentes, soldadoras, etcétera, consumen tanto potencia activa como potencia reactiva. Como resultado de lo anterior, sin la ayuda de capacitores, la corriente es mucho mayor de lo que realmente se necesita.

Desde un punto de vista eléctrico, esto provoca una reducción de la capacidad disponible de transformadores y cables. Desde una perspectiva financiera, ocasiona un costo extra de la energía, sin beneficio alguno, y por lo tanto, una reducción en las ganancias.

Ante este problema, los capacitores constituyen un remedio simple, eficaz y de bajo costo, actuando como fuente de potencia reactiva.

Los capacitores proporcionan un ahorro considerable en el costo de la energía debido a lo siguiente:

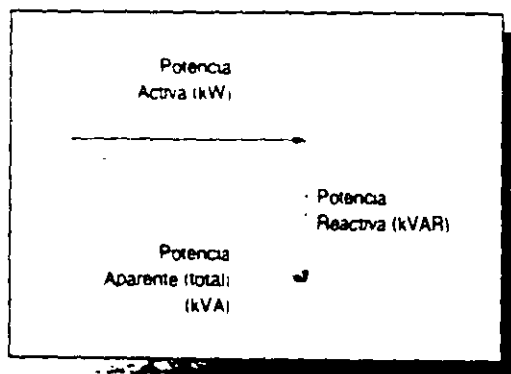
- Reducen el monto del recibo de energía al eliminar las penalizaciones por bajo factor de potencia.
- Disminuyen las pérdidas por calentamiento en cables y transformadores.
- Incrementan la capacidad de conducción de los cables.
- Logran potencia disponible en los transformadores.
- Mejoran la regulación de voltaje en cables.

El factor de potencia

Como se mencionó, gran parte de los equipos eléctricos constituyen cargas inductivas (motores, transformadores), requiriendo por lo tanto dos componentes de potencia:

- Potencia activa o de trabajo (kilowatts), que es la potencia que el equipo convierte en trabajo útil.
- Potencia reactiva o no productiva (kilovoltamperes reactivos), que proporciona el flujo magnético necesario para el funcionamiento del equipo, pero no se transforma en trabajo útil.

Por lo tanto, la potencia total aparente que consume el equipo está formada por estos dos componentes (véase dibujo).



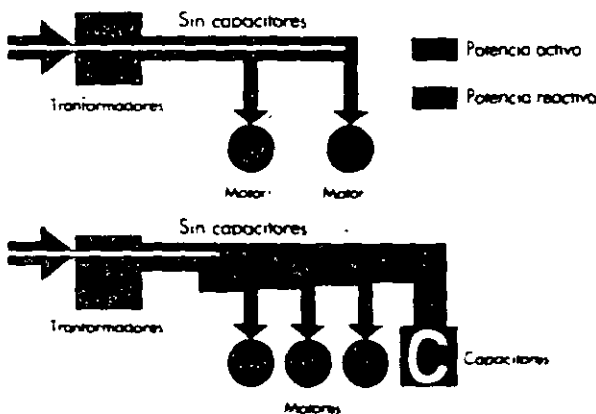
De donde se desprende que Factor de Potencia es la relación entre la potencia activa y la potencia total consumida por el equipo o carga.

$$\text{Factor de Potencia} = \frac{\text{Potencia Activa}}{\text{Potencia Total}}$$

Significado del bajo factor de potencia

Un bajo factor de potencia es provocado por cargas inductivas, que requieren grandes cantidades de potencia reactiva o no productiva, causando muchos problemas al usuario.

Consumo de potencia



Incremento del costo de la energía

Cuando se trabaja con un bajo factor de potencia, la compañía suministradora debe incrementar la capacidad de generación y transmisión para poder manejar la componente de potencia reactiva. Este incremento de costo —asociado con el suministro de dicha potencia reactiva— aumenta las tarifas de energía, afectando al cliente en consecuencia (i.e. penalizaciones). En México se penaliza cuando el factor de potencia es inferior a 0.90.

Capacidad restringida del sistema

La principal función de un sistema eléctrico es suministrar potencia activa a la carga. Cuando el sistema también se utiliza para transportar la potencia reactiva, su función básica se restringe severamente. De hecho, es común que el 50 por ciento de la capacidad del sistema se use para transportar la potencia reactiva.



Reducción de calibre del conductor requiendo para transportar los mismos 100 kW (potencia activa) con valores de factor de potencia de 0.7 a 1.0.

Mayores pérdidas en el sistema

El flujo de potencia reactiva a través del sistema provoca un incremento de pérdidas (calentamiento de conductores), consumiendo potencia, lo que posteriormente provoca un aumento en el costo de la energía.

Incremento de la caída de voltaje

En la medida en que se incrementan las pérdidas, aumenta la caída de voltaje; es decir, se presenta una disminución en el valor de voltaje en la carga, con lo que el equipo tiende a demandar más corriente, provocando sobrecalentamiento y envejecimiento prematuro.

Dimensiones del capacitor necesario para corregir el factor de potencia

De acuerdo con la siguiente tabla, únicamente se requiere conocer el factor de potencia actual, el factor deseado y la demanda en kilowatts. El cruce de los dos factores en la tabla señala el valor que se debe multiplicar por los kilowatts para obtener el capacitor necesario

Tabla 5.21 Valores para corregir el factor de potencia

Factor de potencia actual	Factor de potencia deseado															
	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
66	518	545	571	598	626	654	682	709	743	775	809	847	887	935	996	1138
67	488	515	541	568	596	624	652	679	713	745	779	817	857	905	966	1108
68	459	486	512	539	567	595	623	650	684	716	750	788	828	876	937	1079
69	429	456	482	509	537	565	593	620	654	686	720	758	798	840	907	1049
70	400	427	453	480	508	536	564	591	625	657	691	729	769	811	878	1020
71	372	399	425	452	480	508	536	563	597	629	663	701	741	783	850	992
72	343	370	396	423	451	479	507	538	568	600	634	672	712	754	821	963
73	314	341	367	394	422	450	478	509	541	573	607	645	685	727	794	936
74	289	316	342	369	397	425	453	480	514	546	580	616	658	700	767	909
75	262	289	315	342	370	398	426	453	487	519	553	591	631	673	740	882
76	235	262	288	315	343	371	399	426	460	492	526	564	604	652	713	855
77	209	236	262	289	317	345	373	400	434	466	500	538	578	620	687	829
78	183	210	236	263	291	319	347	374	408	440	474	512	552	594	661	803
79	156	183	209	236	264	292	320	347	381	413	447	485	525	567	634	776
80	130	157	183	210	238	266	294	321	355	387	421	459	499	541	608	750
81	104	131	157	184	212	240	268	295	329	361	395	433	473	515	582	724
82	78	105	131	158	186	214	242	269	303	335	369	407	447	489	556	698
83	52	79	105	132	160	188	216	243	277	309	343	381	421	463	530	672
84	26	53	79	106	134	162	190	217	251	283	317	355	395	437	504	646
85		27	53	80	106	136	164	191	225	257	291	329	369	417	478	620
86			26	52	81	109	137	167	198	230	265	301	343	390	451	593
87				27	52	82	111	141	172	204	238	275	317	364	425	567
88					28	56	84	114	145	177	211	248	290	337	398	540
89						29	56	86	117	149	183	220	262	309	370	512
90							28	58	89	121	155	192	234	281	342	484
91								30	91	127	164	206	253	314	375	517
92									31	127	166	210	257	318	379	520
93										127	166	210	257	318	379	520
94											127	166	210	257	318	379
95												127	166	210	257	318



Ejemplo. Factor de potencia actual, 0.75; factor de potencia deseado, 0.9; consumo de potencia promedio, 500 kW; voltaje, 480 Volts.

- Localizar el factor de potencia actual.
- Localizar el factor de potencia deseado
- El lugar donde confluyen los dos valores (0.398), es el que se multiplica por la demanda (500 kW) para obtener el valor del capacitor adecuado.

$$0.398 \times 500 \text{ kW} = 199 \text{ kVAR}$$

Por lo tanto, seleccionamos 4 capacitores de 50 kVAR en 480 Volts.

Corriente a plena carga de motores, en amperes (de acuerdo con la norma NOM-001-SEMP)

Tabla 5.22 Corriente directa

kW	C.P.	Tension nominal de armadura		
		120 v	240 v	500 v
0.180	(1/4)	3.1	1.6	
0.240	(1/3)	4.1	2.0	
0.370	(1/2)	5.4	2.7	
0.560	(3/4)	7.6	3.8	
0.740	(1)	9.5	4.7	
1.110	(1 1/2)	13.2	6.6	
1.490	(2)	17.0	8.5	13.6
2.030	(3)	25.0	12.2	18.0
2.730	(5)	40.0	20.0	27.0
3.600	(7 1/2)	58.0	29.0	34.0
4.40	(10)	76.0	38.0	43.0
5.10	(15)		55.0	51.0
6.920	(20)		72.0	67.0
8.650	(25)		89.0	83.0
11.380	(30)		106.0	99.0
14.640	(40)		140.0	123.0
17.300	(50)		173.0	164.0
22.760	(60)		206.0	205.0
29.950	(75)		255.0	246.0
34.600	(100)		341.1	330.0
41.250	(125)		425.0	
51.900	(150)		506.0	
64.200	(200)		675.0	

Los valores que se presentan en esta tabla son para motores funcionando a su velocidad normal.

Tabla 5.23 Corriente a plena carga, en amperes, de motores monofásicos de corriente alterna

W	C.P	127 V	220 V
124.33	1/6	4.0	2.3
186.50	1/4	5.3	3.0
248.66	1/3	6.5	3.8
373.00	1/2	8.9	5.1
559.50	3/4	11.5	7.2
746.00	1	14.0	8.4
1,119.00	1 1/2	18.0	10.0
1,492.00	2	22.0	13.0
2,238.00	3	31.0	18.0
3,730.00	5	51.0	29.0
5,595.00	7 1/2	72.0	42.0
7,460.00	10	91.0	52.0



Tabla 5.24 Corriente alterna de motores trifásicos

kW	(C.P.)	Motor de inducción de jaula de ardilla y rotor devanado (A)			Motor sincrónico, con factor de potencia unitario (A)		
		220 V	440 V	2,400 V	220 V	440 V	2,400 V
0.373	(1/2)	21	10				
0.560	(3/4)	2.9	1.5				
0.746	(1)	3.8	1.9				
1.119	(1 1/2)	5.4	2.7				
1.490	(2)	7.1	3.6				
2.230	(3)	10.0	5.0				
3.730	(5)	15.9	7.9				
5.600	(7 1/2)	23.0	11.0				
7.460	(10)	29.0	15.0				
11.190	(15)	44.0	22.0				
14.920	(20)	56.0	28.0				
18.650	(25)	71.0	36.0		54	27	
22.380	(30)	84.0	42.0		65	33	
29.840	(40)	109.0	54.0		86	43	
37.300	(50)	136.0	68.0		108	54	
44.760	(60)	161.0	80.0	15	128	64	11
55.950	(75)	201.0	100.0	19	161	81	14
74.600	(100)	259.0	130.0	25	211	106	19
93.250	(125)	326.0	163.0	30	264	132	24
119.900	(150)	376.0	188.0	35	-	158	29
149.200	(200)	502.0	251.0	47	-	210	38

Estos valores de corriente a plena carga son para motores que funcionan a velocidades normales para transmisión por banda, y con características de par también normales. Los motores de velocidad especialmente bajo o de alto par motor pueden tener corrientes a plena carga mayores y los de velocidades múltiples tendrán una corriente a plena carga que varía con la velocidad, en estos casos debe usarse la corriente a plena carga indicada en la placa de datos.

Efecto de las variaciones de voltaje y frecuencia en los motores eléctricos de inducción



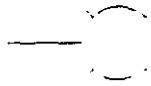

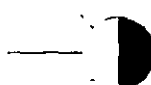

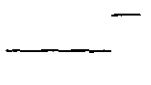

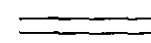




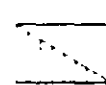







Tabla 5.25


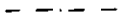

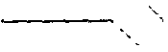

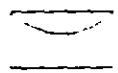
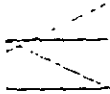
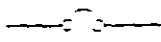
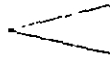


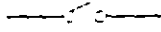
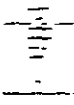
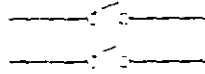

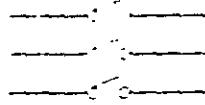
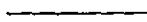
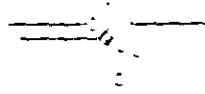


Característica que varía	Voltaje			Frecuencia	
	120%	110%	90%	105%	95%
Por. de arranque y en marcha	Aumenta 44%	Aumenta 21%	Decrece 19%	Decrece 10%	Aumenta 11%
Velocidad sincrónica	No varía	No varía	No varía	Aumenta 5%	Decrece 5%
Porcentaje de deslizamiento	Decrece 30%	Decrece 17%	Aumenta 23%	Prácticamente no varía	Prácticamente no varía
Velocidad a plena carga	Aumenta 1.5%	Aumenta 1%	Decrece 1.5%	Aumenta 5%	Decrece 5%
Eficiencia a plena carga	Aumenta ligeramente	Aumenta 1/2 a 1 punto	Disminuye 2 puntos	Aumenta ligeramente	Decrece ligeramente
Factor de potencia a plena carga	Disminuye 5 a 15 puntos	Disminuye 3 puntos	Aumenta 1 punto	Aumenta ligeramente	Decrece ligeramente
Corriente a plena carga	Decrece 11%	Decrece 7%	Aumenta 11%	Decrece ligeramente	Aumenta ligeramente
Corriente con rotor frenado	Aumenta 25%	Aumenta 10 a 12%	Decrece 10 a 12%	Decrece 5 a 6%	Aumenta ligeramente 5 a 6%
Elevación de temperatura a plena carga	Decrece 5 a 6 C	Decrece 3 a 4 C	Aumenta 6 a 7 C	Decrece ligeramente	Aumenta ligeramente
Capacidad máxima de sobrecarga	Aumenta 44%	Aumenta 21%	Decrece 19%	Decrece ligeramente	Aumenta ligeramente
Ruido magnético en vacío	Notable aumento	Aumenta ligeramente	Decrece ligeramente	Decrece ligeramente	Aumenta ligeramente

Los motores estándar soportan correctamente su carga normal cuando la tensión es 10 por ciento mayor o menor que la especificada, y cuando la frecuencia es 5 por ciento mayor o menor que la especificada.

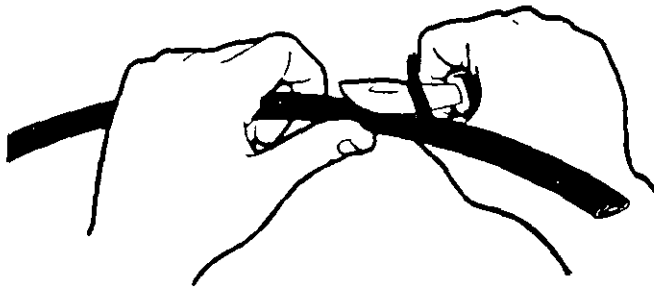


Símbolos en instalaciones eléctricas

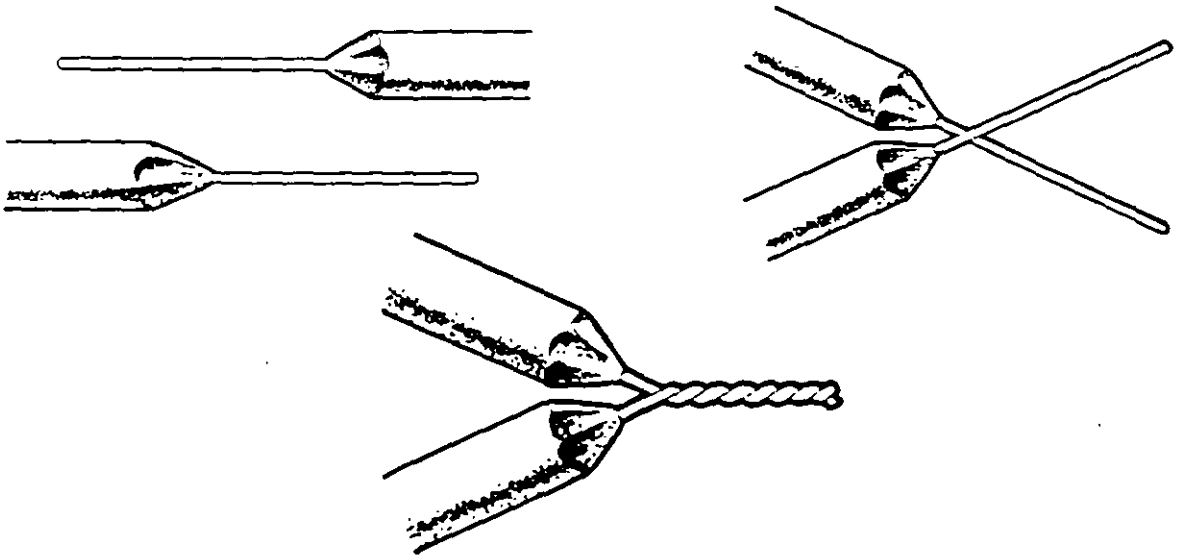
	Salida de centro incandescente		Apagador sencillo
	Arbotante incandescente interior		Apagador sencillo de puerta
	Arbotante incandescente intemperie		Apagador sencillo de cadena
	Arbotante fluorescente interior		Apagador de tres vías o de escalera
	Lampara fluorescente		Apagador de cuatro vías, de escalera o paso
	Contacto sencillo en muro		Tablero general
	Contacto sencillo en disco		Tablero de fuerza
	Contacto sencillo controlado por apagador		Campana
	Contacto múltiple en muro		Zumbador
	Contacto sencillo intemperie		Interruptor flotador
	Salida especial		

	Botón de timbre		Tubería para teléfono
	Ventilador		Cuadro indicador
	Salida para televisor		Medidor de la compañía suministradora de energía
	Registro en muro o losa		Interruptor termomagnético
	Teléfono directo		Fusible
	Extensión telefónica		Interruptor (de navajas) 1 polo
	Tablero de portero eléctrico		Interruptor (de navajas) o cuchilla de 2 polos
	Teléfono de portero eléctrico		Interruptor (de navajas) o cuchilla de 3 polos
	Línea por muro y losa		Interruptor de presión para flotador en posición abierta (con tanque elevado lleno)
	Línea por piso		Interruptor de presión para flotador en posición abierta (con tanque elevado lleno)

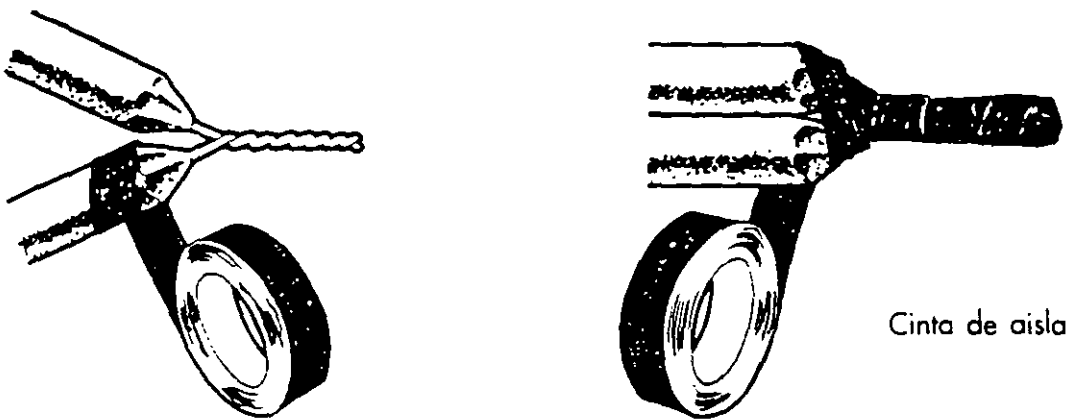
Amarres de conductores eléctricos



Forma de pelar el alambre



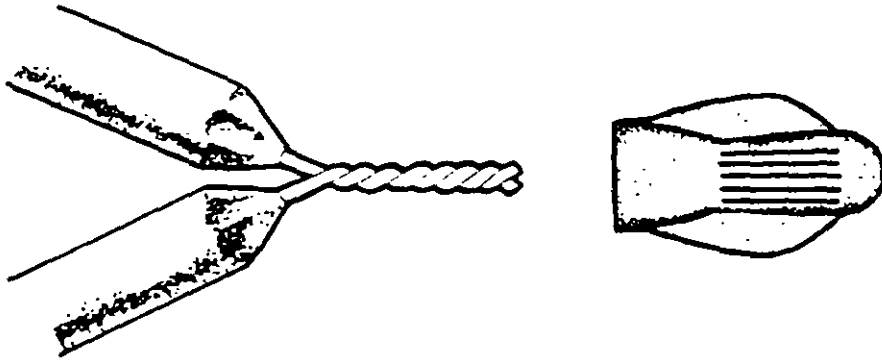
Amarre cola de puerco



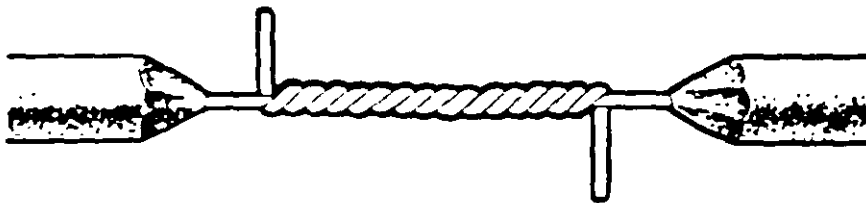
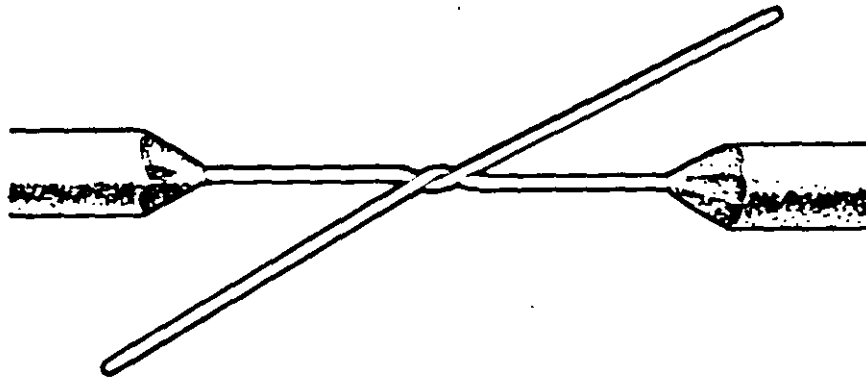
Cinta de aislar

Encintado del amarre cola de puerco con cinta de aislar

Conector para amarre cola de puerco



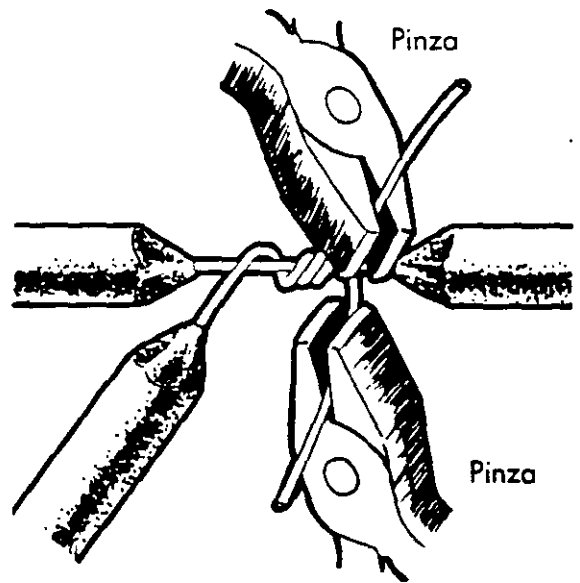
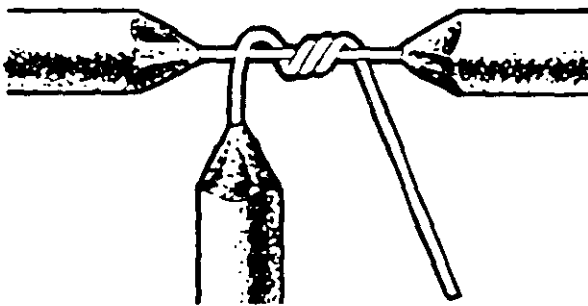
Amarre Western



Encintado del amarre Western con cinta de aislar



Amarre en T



Nota: Como parte complementaria, para retirar el aislamiento de un cable o alambre de baja tensión, se recomienda observar lo siguiente.

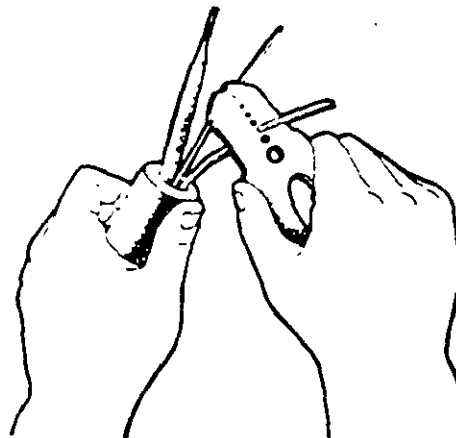
- En calibres gruesos, una manera fácil de hacerlo es tomar el cable y remover el aislamiento de la misma forma en que se afila un lápiz



- Otro método seguro es rasgar el aislamiento hacia atrás y enseguida cortar hacia adelante las partes del mismo.



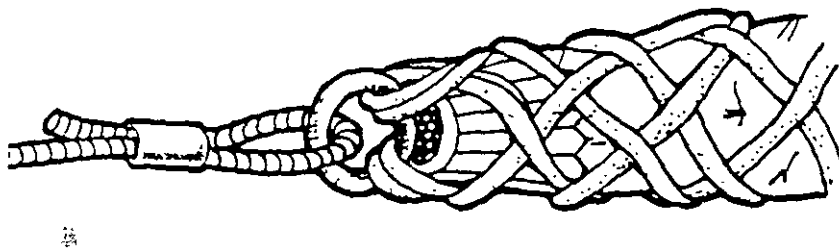
- En calibres pequeños, se recomienda el uso de un pelador de alambres. Es preciso asegurarse de escoger el diámetro adecuado en la herramienta, para no dañar el conductor.



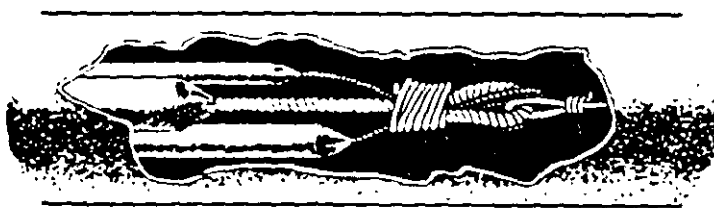
Consejos para instalación de cables en tubo conduit, ductos o charolas, y elaboración de terminales

Tubo conduit

- Introducir la guía en el conduit. Esto puede hacerse por medio de un dispositivo que es empujado a través del conduit por aire comprimido. Otro método consiste en empujar una guía redonda flexible de acero a través del conduit.



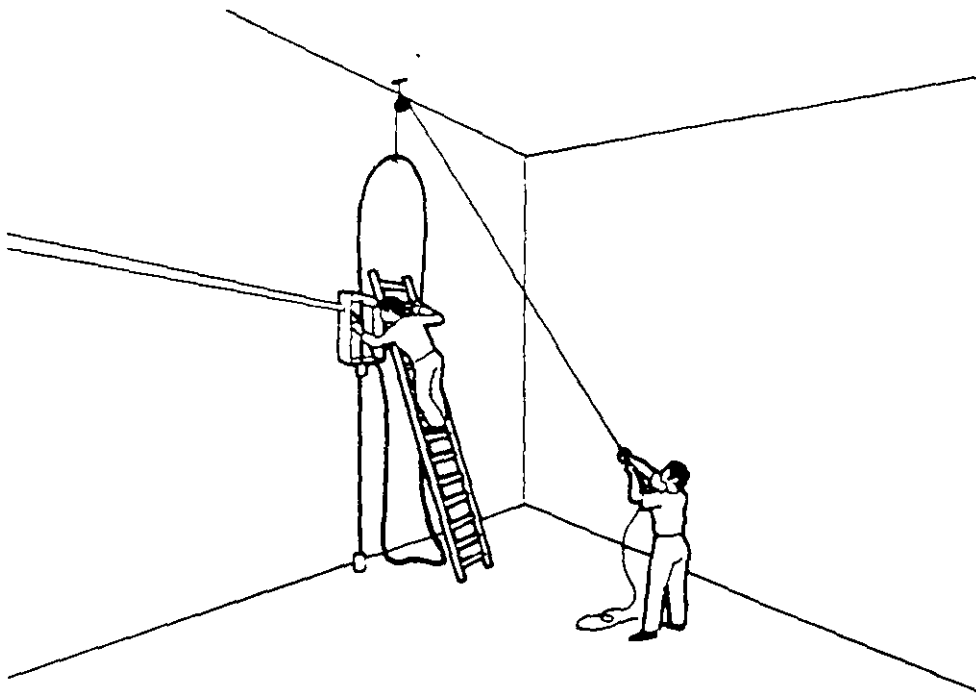
- Amarrar la guía o línea de jalado al o los conductores. Una malla de amarre (calcetín) puede ser usada sobre el aislamiento, procurar que la malla sea de un tipo que no pueda dañar el conduit durante el jalado.



- Cuando los conductores sean jalados con una cuerda o alambre, se deben doblar las puntas de éstos y fijarlos como se muestra en el dibujo, para asegurar máxima flexibilidad en los cambios de dirección.
- Se aconseja alimentar los conductores dentro del conduit, lo más cerca posible del primer doblar o cambio de dirección, para reducir la tensión de jalado



- Para reducir el coeficiente de fricción entre el conduit y los cables, se instalan conductores "deslizantes" que, sin necesidad de agregados, disminuyen hasta cinco veces el esfuerzo de jalado. La máxima fuerza de jalado permisible en conductores suaves de cobre es de (0.008 lb/CM) 7.3 kg/mm².



- Siempre que sea posible, se deben empujar los conductores en dirección hacia abajo; esto permite que la fuerza de gravedad ayude reduciendo la tensión de jalado
- Cuando se estén preparando las puntas de los conductores para el jalado, se debe procurar que no se dañe el metal, puesto que en los conductores dañados disminuye la capacidad de ser jalados, pudiendo ocasionar rupturas dentro del conduit, con la consecuente pérdida de tiempo.

Ductos o charolas

Cuando se quiera instalar cable en ductos o charolas, se deben tomar las siguientes precauciones, además de aquellas aplicables a la instalación en conduit.

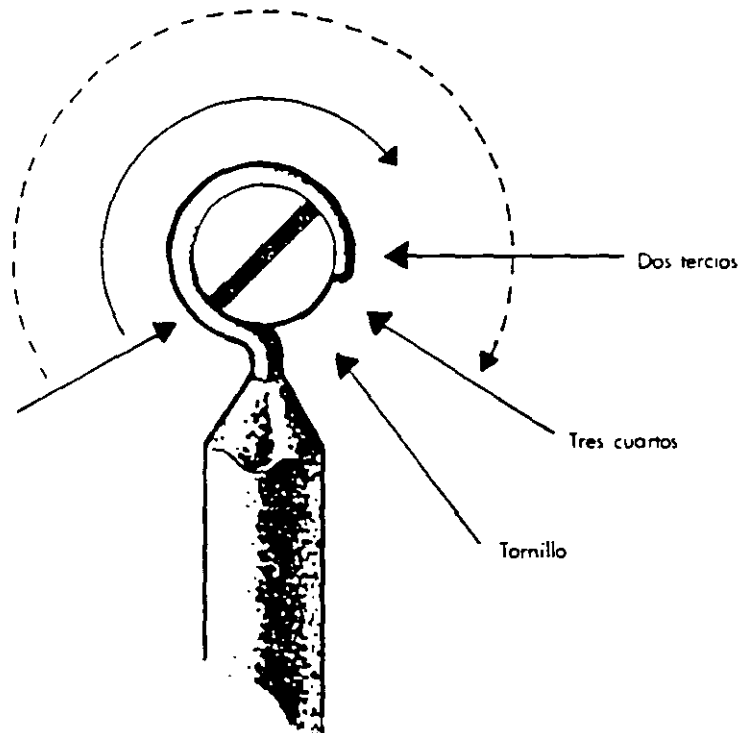
- Usar poleas de gran radio y bajo peso donde se requieran cambios de dirección y poleas pequeñas en las secciones de soporte recto; esto facilita la instalación y reduce notablemente la tensión de jalado
- Mantener los radios de curvatura mínimos recomendados en los cambios de dirección (al menos ocho veces el diámetro del cable).

- Donde los cables sean sujetos a las charolas, asegurarse de que los medios de sujeción no dañen el aislamiento
- Los conductores de un mismo circuito deben permanecer agrupados, pero siempre que sea posible, hay que mantenerlos espaciados en los diferentes circuitos, para obtener la mejor capacidad de conducción de corriente y evitar concentración de calor.

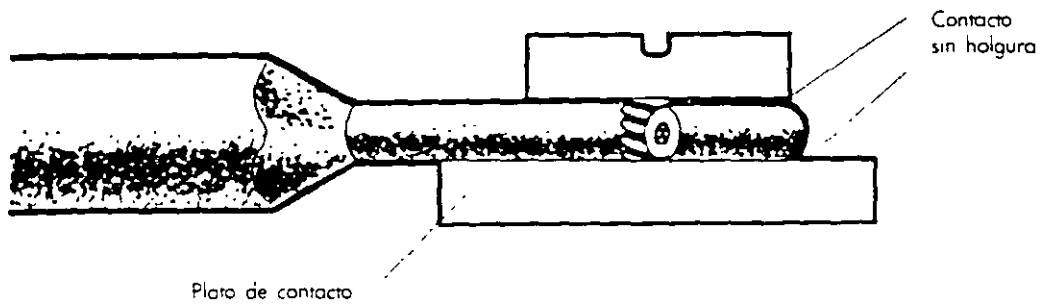
Elaboración de terminales

La parte importante de un sistema de alambrado son las conexiones. El 80 por ciento de los problemas en un sistema de alambrado radica en conexiones mal elaboradas, ya que las conexiones del conductor al equipo o aparato representan puntos calientes por la alta resistencia eléctrica, lo que significa un problema para el ahorro de energía y para la seguridad contra incendios. Esto, sin considerar el daño al aislamiento de cables y equipos.

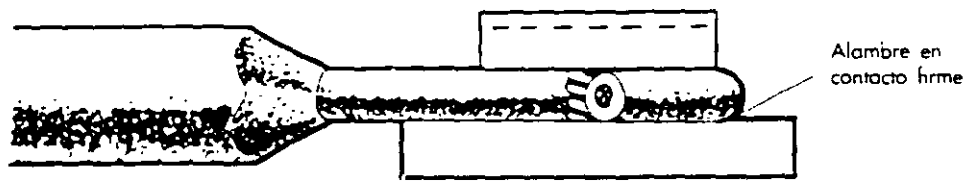
Cómo hacer conexiones



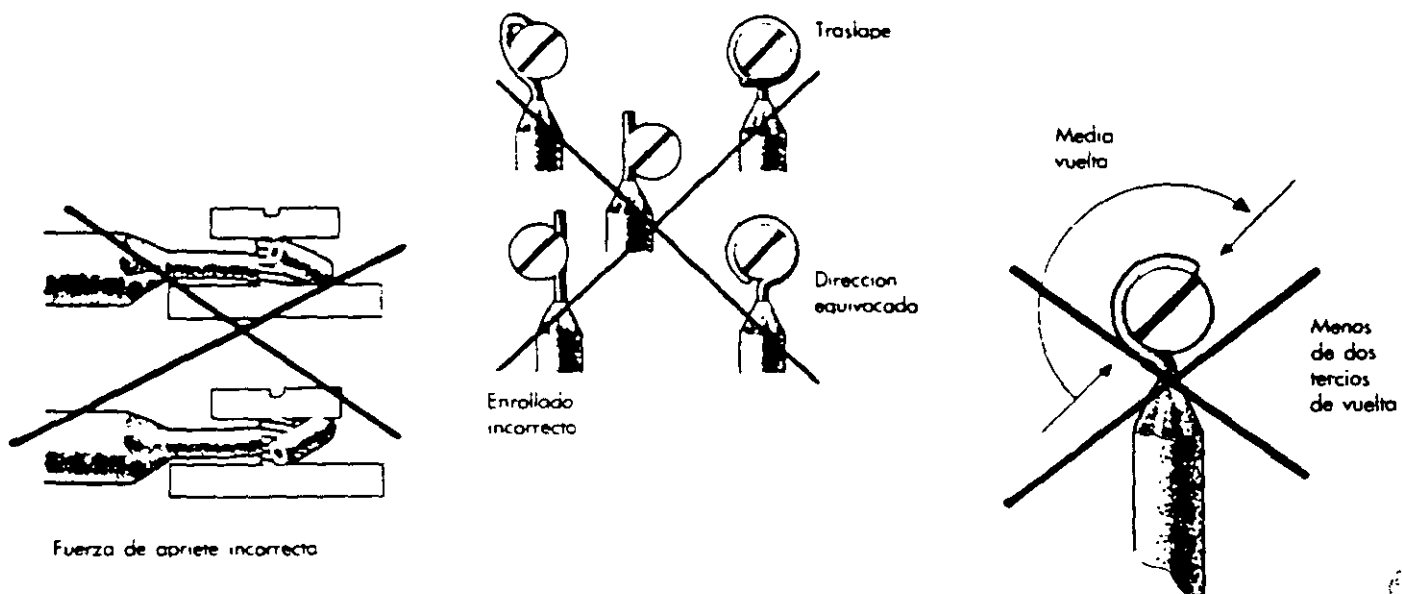
- 1 Enrollar la parte desnuda del conductor dos tercios o tres cuartos de la distancia alrededor del poste del tornillo, como se muestra en la figura. La vuelta se hace de tal forma que, al girar el tornillo para apretar, ésta tienda a cerrarse más, en lugar de abrir.



- 2 Apretar el tornillo hasta que el alambre esté en estrecho contacto con la parte inferior de la cabeza del tornillo y el plato de contacto.



- 3 Apretar el tornillo media vuelta adicional para asegurar una conexión firme.



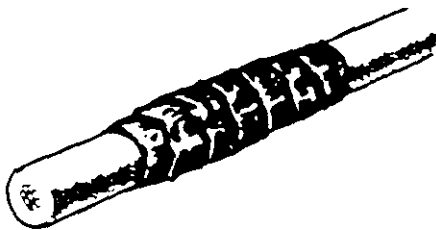
4. En esta figura se muestran las maneras incorrectas de efectuar conexiones.

Reglas de oro en la elaboración física de circuitos eléctricos

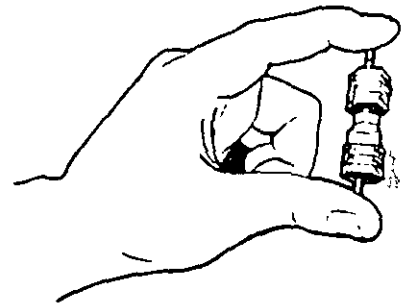
Existen dos fases importantes en la elaboración de circuitos eléctricos; la primera consiste en el diseño del circuito, y la segunda, en la instalación correcta de los equipos y materiales involucrados. Un excelente diseño se vuelve obsoleto si, cuando llevamos a la práctica la instalación, se dañan nuestros materiales, exponiendo a serios peligros al personal que trabaja con ellos, y acortando la vida de los mismos. Esto repercute en pérdidas económicas considerables.

En esta sección se proporcionan algunos consejos prácticos para el manejo, almacenamiento e instalación de los conductores eléctricos, con el fin de lograr la máxima eficiencia y seguridad que debe existir en toda instalación eléctrica.

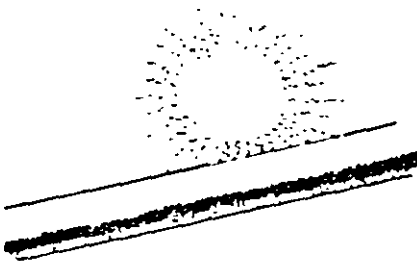
Reglas de oro



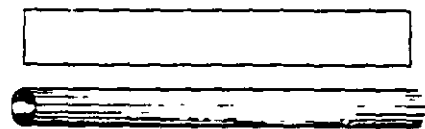
- Hacer uniones con la técnica correcta. Uniones y terminales defectuosas son fuente de dificultades.



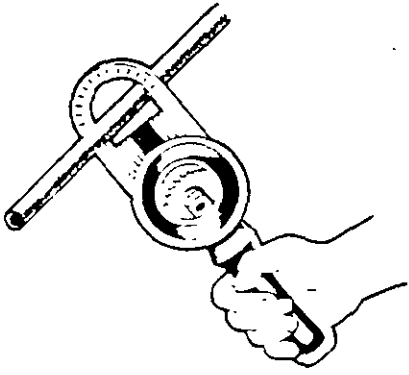
- Cuando sea necesario reponer fusibles; procurar que éstos tengan suficiente capacidad.



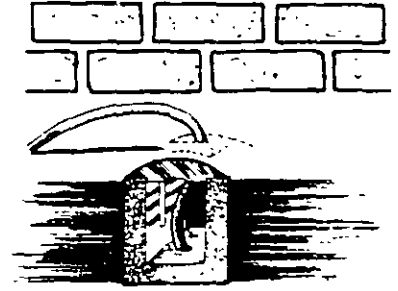
- Cuando se tengan que instalar conductores al sol, es preciso tener en cuenta las condiciones a que estará expuesto el cable, para calcular su capacidad de corriente y el tipo de conductor.



- Instalar tubo conduit con registros a distancia. Evitar hacer vueltas en demasia, y procurar que éstas tengan el radio de curvatura correcto.



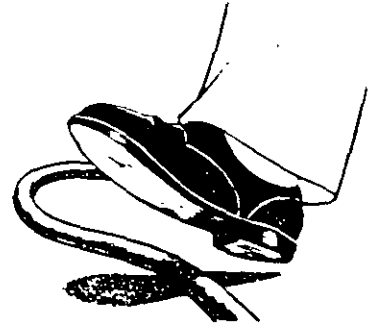
- Checar periódicamente la carga de los circuitos, con objeto de evitar sobrecargas. Rediseñar circuitos cuando las ampliaciones así lo ameriten



- En lo posible, diseñar ductos con registros, para evitar inundaciones.

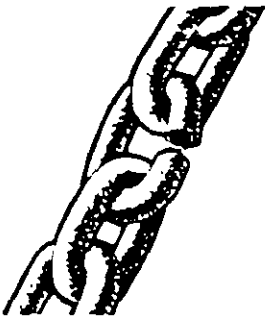


- Evitar que los conductores tengan contacto con residuos de productos químicos, agua, grasas, etcetera. Algunos aislamientos son atacados por este tipo de sustancias

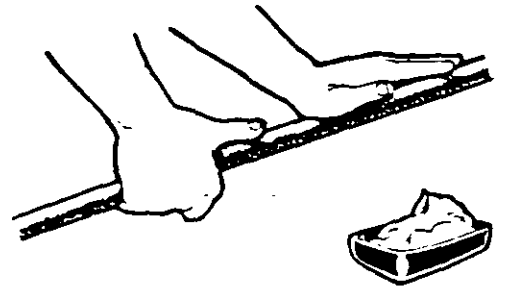


- Retirar los cordones flexibles del piso cuando no estén en uso, para evitar maltrato innecesario.

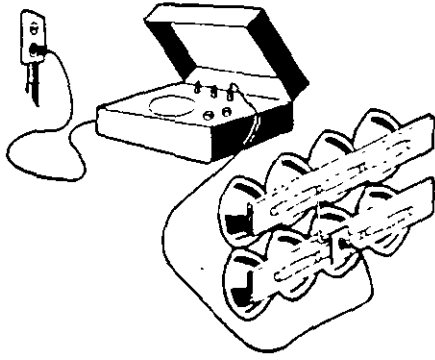
Asimismo, se recomienda:



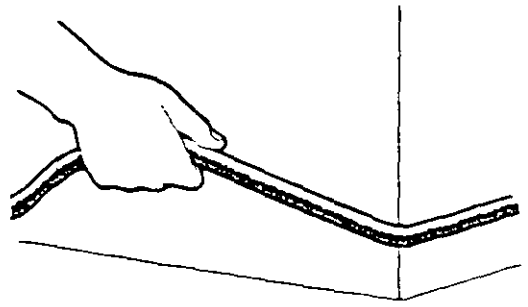
- No hacer instalaciones provisionales para que duren toda la vida, esto equivale a hacer una cadena con un eslabón roto.



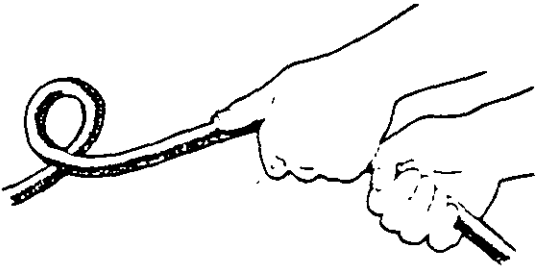
- No utilizar grasa para alambrear conduit; es preferible usar conductores deslizantes que no requieren estos agregados.



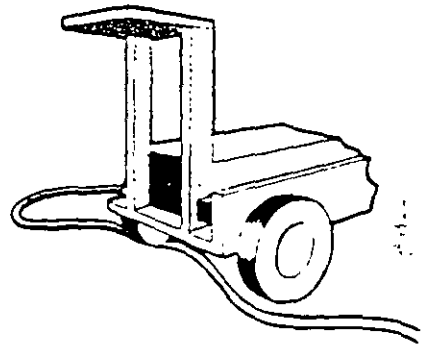
- No permitir caídas de voltaje excesivas; éstas reducen la eficiencia y causan sobrecalentamientos



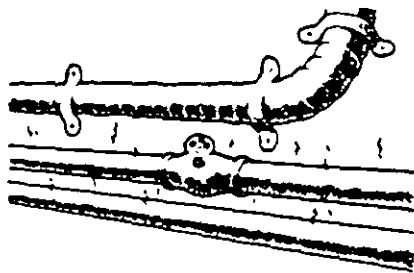
- No estirar conductores sobre esquinas afiladas o superficies ásperas



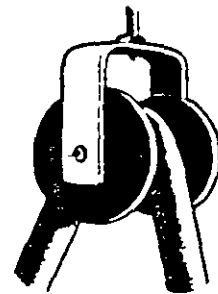
- No jalar nunca los conductores en forma irresponsable. La formación de "cocas" es sumamente perjudicial



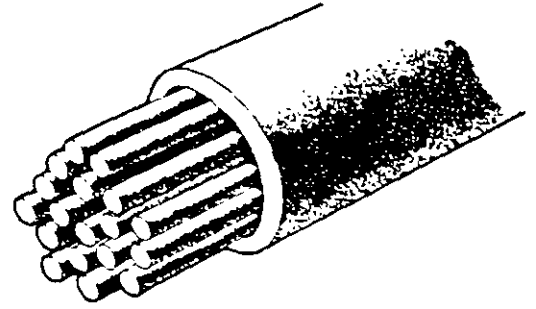
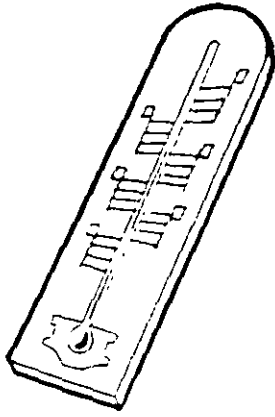
- No descuidarse con cables de aparatos portátiles. Evitar colocarlos en zonas transitadas por equipo pesado



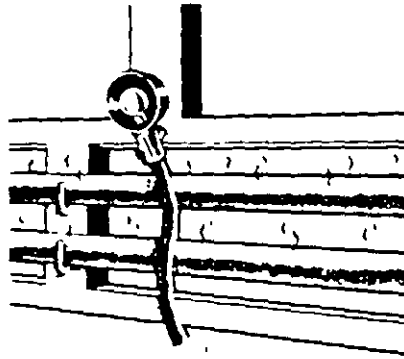
- No instalar conduit en rutas cercanas a tuberías de vapor o cualquier otra fuente de calor. En caso necesario, instalar mamparas o algún otro dispositivo adecuado



- Evitar correr cables sobre radios de curvatura demasiado pequeños.



- No almacenar conductores eléctricos en lugares extremadamente calientes o fríos. Los aislamientos pueden dañarse.
- No congestionar un tubo conduit ocupando un área mayor de la permitida, ya que la capacidad de corriente de los conductores se reduce considerablemente. Al respecto, se deben seguir las recomendaciones de la norma NOM-001-SEMP.

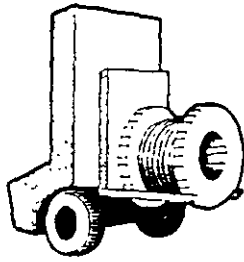


- Evitar la instalación de cordones eléctricos sobre tubos de vapor, ya sea temporal o permanentemente

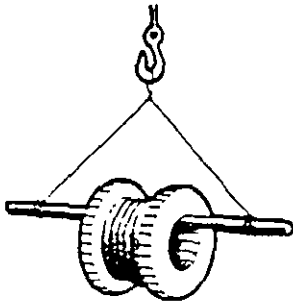
Almacenaje

- Utilizar superficies duras, para evitar que las bridas de los carretes se hundan. Los carretes pequeños pueden pesar muchos kilos
- Prevenir el daño por impacto en los cables. acomodar los carretes brida con brida y mantener pasillos o barreras adecuadas, para prevenir que el cable sea golpeado por los equipos que trabajan en la construcción
- Sellar las terminales del cable después de cortar un tramo, con el fin de evitar que la humedad penetre bajo el aislamiento

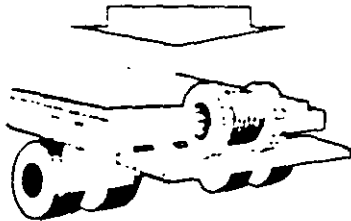
SI



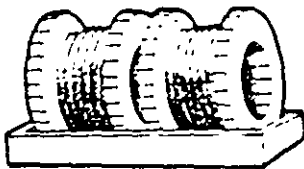
- Colocar las dos bridas entre las uñas.



- El carrete puede ser levantado por medio de una flecha que se extienda por ambos lados

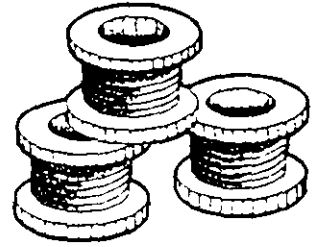


- Se debe descargar por medio de un puente hidráulico, polipasto o montacargas, y hay que bajarlo lentamente

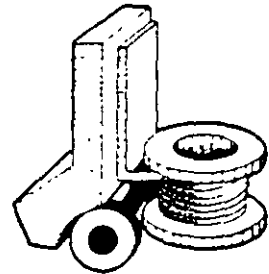


- Cargarlos siempre juntos por las bridas y bien bloqueados.

NO

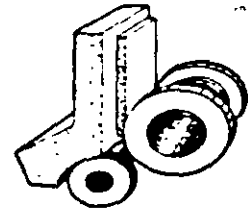


- Los materiales que se acomodan de esta manera pueden resultar dañados.

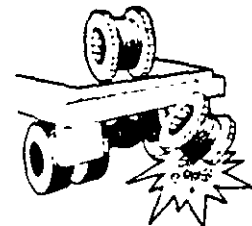


- No deben ser transportados por un solo flanje. El cable o el carrete pueden resultar dañados.

NO



- Nunca cargar el carrete haciendo presión en el material.



- Nunca dejarlo caer.

6. Primeros auxilios

Descarga eléctrica

Recuerde: cada segundo que el accidentado este en contacto con la corriente eléctrica merma sus posibilidades de sobrevivir. Rompa el contacto de la víctima con el cable o hierro electrificado en la forma más rápida posible pero que no encierre peligro para usted. Si el accidente ocurrió en casa, desconecte el enchufe o el interruptor (*switch*) principal de la casa. Si ocurrió en el exterior, use un palo o una rama seca.

Empleando un palo seco (nunca una varilla metálica) o una cuerda seca (como un cinturón de cuero o ropa seca), retire el cable de la víctima o aparte a esto del cable. Cerciórese de estar pisando una superficie seca y sólo utilice materiales secos y no conductores. No toque al accidentado hasta que deje de estar en contacto con la corriente. Luego examínelo para ver si respira y tiene pulso; en caso necesario, aplique respiración artificial de boca a boca o resucitación cardiopulmonar. Mandé buscar auxilio médico.

Shock (choque): cómo tratarlo

Aunque el *shock* eléctrico sea leve y la persona se mantenga consciente, ésta debe recibir atención médica.

Siempre que se presente una lesión grave (herida con hemorragia, fractura, quemaduras grandes), cuente con que habrá *shock*, y tome medidas para atenuarlo.

Síntomas: piel pálida, fría, pegajosa; pulso acelerado, respiración débil, rápida o irregular; el herido está asustado, inquieto, temeroso o en estado comatoso.

1. Mantenga acostado al enfermo, con la cabeza más abajo que los pies (salvo que presente una herida importante en la cabeza o en el pecho), si respira con dificultad se le deben levantar los hombros y la cabeza hasta que ésta quede unos 25 cm más alto que los pies.
2. Afloje en seguida la ropa apretada (cinturón, cuello, faja, sostén, etcétera).
3. Llame a una ambulancia o lleve al paciente, reclinado, a un hospital.

Quemaduras

Si una descarga eléctrica ha causado combustión y la ropa de una persona está ardiendo, apague las llamas con un abrigo, una manta o una alfombra, o haga que el sujeto se tire al suelo y dé vueltas sobre sí mismo.

1. Llame al médico o a una ambulancia de inmediato.
2. Mantenga acostado a la víctima para atenuar el *shock*.
3. Corte las ropas que cubran la superficie quemada. Si la tela se adhiere a la quemadura, no trate de aflojarla a tirones; cortelo con cuidado alrededor de la llaga. No aplique ungüentos para quemaduras, aceites ni antisépticos de ninguna clase.
4. Administre los primeros auxilios contra *shock*.
5. Si la persona quemada está consciente, disuelva media cucharadita de bicarbonato de sodio y una cucharada de sal en un litro de agua. Debe darse al accidentado medio vaso de esta solución cada 15 minutos para reemplazar los líquidos que pierde el organismo. Suspénda de inmediato si el sujeto vomita.

Para una quemadura leve

Sumerja inmediatamente la piel quemada en agua fría. Cuando se trate de quemaduras que no puedan sumergirse, por el lugar en que se encuentran, aplique hielo envuelto en una tela, o lienzos empapados en agua helada, cambiándolos constantemente. Continúe el tratamiento hasta que el dolor desaparezca. No emplee ungüentos, grasas ni bicarbonato de sodio, especialmente en quemaduras lo bastante serias como para requerir atención médica (siempre hay que quitar tales aplicaciones, pues retrasan el tratamiento y pueden resultar muy dolorosas). Si la piel está ampollada, no rompa ni vacíe las ampollas.

Respiración artificial

Paro respiratorio

En caso de *shock* eléctrico, asegúrese de que se ha interrumpido la corriente antes de tocar al paciente. Si hay gas o humo, saque a la víctima al aire libre. Llame a un médico o a una ambulancia de inmediato.

Si se sospecha de paro respiratorio, siga estas indicaciones

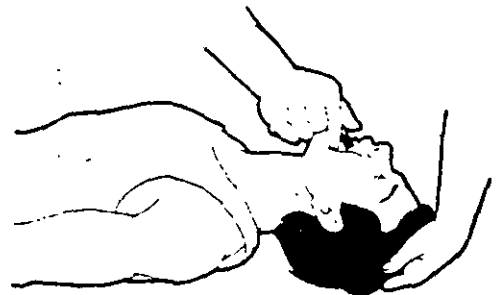
- Asegúrese de que las vías respiratorias estén libres. Examine la boca y la garganta, y saque cualquier cuerpo que las obstruya. Observe el pecho del paciente y compruebe si despiden aire por la nariz o la boca.
- Averigüe si se percibe pulso en la muñeca o latidos de corazón en el pecho.

Si la víctima no respira, pero su corazón sigue latiendo, recurra a la respiración de boca a boca:

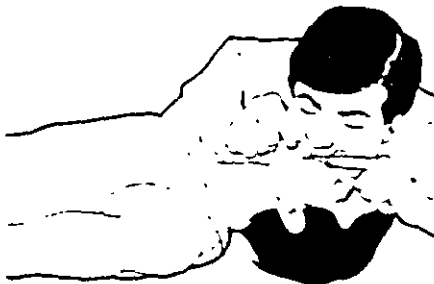
1



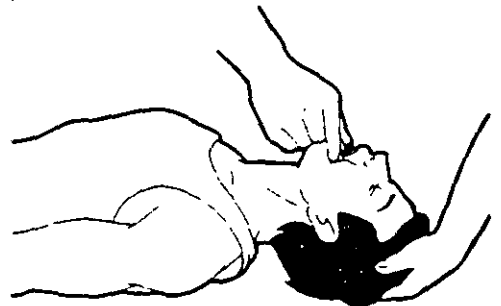
2



3



4



1. Acueste al paciente de espaldas. Retire con los dedos cualquier objeto extraño que se encuentre en la boca del accidentado. Póngale una mano bajo el cuello, y levante ligeramente su cabeza.
2. Tire del mentón del accidentado hacia arriba.
3. Coloque firmemente su boca sobre la boca abierta del accidentado; oprímale las ventanas de la nariz para cerrarlas e infle los pulmones lo suficiente como para dilatarle el pecho. Si es un niño pequeño, considérese que los pulmones son más chicos y el volumen de aire será más reducido.
4. Retire la boca y asegúrese de percibir el sonido del aire exhalado. Repita la maniobra. Si no circula el aire, revise la posición de la cabeza y de la mandíbula del sujeto. La lengua o algún cuerpo extraño pueden estar obstruyendo el paso del aire. Intente de nuevo.

Si no se logra el intercambio de aire, coloque al enfermo sobre un costado y golpéelo fuertemente entre los hombros (omóplatos) varias veces, para desalojar de su garganta cualquier cuerpo extraño. Si el accidentado es un niño, suspéndalo momentáneamente cabeza abajo, sosteniéndolo sobre el brazo o las piernas y aplique golpes fuertes y repetidos entre los omóplatos. Limpíele bien la boca.

Reanude la respiración de boca a boca. Tratándose de adultos, infle los pulmones vigorosamente cada cinco segundos. En los niños pequeños, infle suavemente cada tres segundos. Si lo prefiere, puede colocar un pañuelo sobre la boca de la víctima para soplar a través de él; no suspenda la maniobra hasta que la persona comience a respirar. Muchos accidentados han revivido hasta después de varias horas de aplicarles respiración artificial.

Cuando la persona vuelva en sí, no la deje levantarse por lo menos durante una hora y manténgala abrigada.

Resucitación cardiopulmonar

Respiración suspendida y ausencia de pulso

Si el paciente no respira, es preciso asegurarse de que no hay obstrucción en las vías respiratorias. Trate de escuchar el latido de su corazón o tómese el pulso. Si no percibe nada, esto quiere decir que el corazón se ha parado. En este caso, es indispensable aplicarle resucitación cardiopulmonar (RCP), de preferencia con un ayudante.

Este procedimiento comprende la respiración o insuflación intermitente de boca a boca y el masaje cardiaco.

1. Acueste al sujeto de espaldas sobre el suelo. De rodillas junto a él, aplique un golpe fuerte en el pecho (esternón) con el puño; así se logra que el corazón vuelva a latir.
2. Si esto no ocurre, examine el pecho del accidentado para encontrar el extremo inferior del esternón.

Ponga un dedo de la mano izquierda sobre el cartilago; luego acerque la parte posterior de la mano derecha (nunca la palma) hasta la punta del dedo; retire el dedo y coloque la mano izquierda sobre la derecha.

3. Empuje hacia abajo con un impulso rápido y firme para hundir el tercio inferior del esternón cerca de cuatro centímetros, lo cual se logra dejando caer el peso del cuerpo y levantándolo otra vez. Esta compresión se repite de manera continua: oprimiendo y soltando. Cada vez que se empuja, se obliga al corazón a contraerse y a impulsar la sangre por el cuerpo de la víctima. Dicha operación sustituye al latido



Si usted se encuentra solo con el accidentado, deténgase después de cada quince compresiones para insuflar aire profundamente dos veces de boca a boca, y luego continúe con este ritmo de quince a dos hasta que alguien pueda ayudarle. Si cuenta con otro voluntario, este debe arrodillarse junto a la cabeza del enfermo y soplarle aire de boca a boca a razón de doce veces por minuto, o sea, una insuflación por cada cinco compresiones.

Es necesario continuar la RCP hasta que el paciente reviva: las pupilas se achican, el color mejora, la respiración se reanuda y el pulso reaparece. Es posible mantener viva a una persona con este procedimiento por lo menos durante una hora.

Advertencia: Aun cuando la resucitación cardiopulmonar se efectúe correctamente, existe el riesgo de romper costillas. Si se hace mal, la punta del esternón o una costilla rota podrían perforar el hígado o un pulmón; es por eso que se recomienda adiestrarse adecuadamente en esta técnica. Pero en una emergencia, aunque carezca usted de preparación, intente la RCP. Sin ella, la persona cuyo corazón se ha detenido seguramente morirá.



Indice

Introducción

1. Conocimiento y aplicación de conductores para la industria de la construcción

Clasificación de productos

Descripción de los productos, características y aplicaciones

Características constructivas

Proceso de fabricación y pruebas de aseguramiento de calidad

Normalización

2. Reglamentación para instalaciones eléctricas

La Norma Oficial Mexicana NOM-001 SEMEP relativa a instalaciones destinadas al suministro y uso de energía eléctrica

Especificaciones de la norma NOM-001 SEMEP

3. Selección y cálculo de calibres

Factores a considerar durante el cálculo del calibre mínimo

Datos necesarios para el cálculo

Procedimiento general de cálculo

Métodos de cálculo

4. Los alambres y cables fabricados con calidad, proporcionan economía en la industria de la construcción

5. Sección técnica general

Gráficas de corrientes de cortocircuito

Tablas de capacidad de conducción de corriente y dimensiones de conductores eléctricos

Tablas de factores de corrección por agrupamiento para tubos conduit y charola

Factores de corrección por temperatura ambiente

Tablas de ocupación máxima de conductores en tubo conduit

Tabla del porcentaje de relleno para conductores en tubo conduit y tuberías

Tabla de factores de caída de tensión unitaria

Fórmulas eléctricas

Capacidad nominal de contactos y requisitos para circuitos derivados

Cargas de alumbrado

Factores de demanda para alimentadores de cargas de alumbrado

Sección transversal mínima de conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipo

El factor de potencia y su mejoramiento con capacitores

Corriente a plena carga de motores de corriente directa corriente alterna monofásica y trifásica, en amperes

Efecto de las variaciones de voltaje y frecuencia en los motores eléctricos de inducción

Simbolos en instalaciones eléctricas

Amarres de conductores eléctricos

Consejos para instalación de cables en tubo conduit ductos o charolas y elaboración de terminales

Reglas de oro en la elaboración física de circuitos eléctricos

6. Primeros auxilios

Descarga eléctrica

Shock (choque) como tratamiento

Quemaduras

Respiración artificial

Resucitación cardiopulmonar



Introducción

La información contenida en esta publicación está dirigida a todos aquellos profesionales cuyo trabajo involucra la especificación e instalación de cables para alumbrado y fuerza de edificios, comercios, oficinas, etcétera.

El avance tecnológico en los aislamientos de los cables de baja tensión, ha modificado la forma de selección de estos productos, lo que a su vez, ha originado cambios en materia de normalización.

Las normas de productos, así como la norma de instalaciones destinadas a suministro y uso de energía eléctrica (NCM 001 SEMP), contienen requisitos específicos para la fabricación e instalación de cables de baja tensión.

Por esto, en la actualidad, tanto diseñadores como técnicos e ingenieros deben contar con conocimientos de vanguardia en los cables que utilizan, para seleccionar los mejores de acuerdo con su aplicación, considerando en ella rentabilidad y economía.

La intención de esta publicación es dar a conocer los productos Condumex para la industria de la construcción, así como proporcionar información relacionada con su selección, aplicación e instalación.



CONDUMEX
EXCELENCIA TECNOLÓGICA

1.

Conocimiento y aplicación de conductores para la industria de la construcción

Clasificación de productos

Aunque prácticamente todos los conductores de baja tensión se ven iguales, ya que todos tienen conductor de cobre (sea alambre, cable o cordón) y aislamiento plástico, las propiedades particulares de cada producto dependen precisamente de las características que tenga ese aislamiento plástico. Por ello, los conductores de baja tensión que se utilizan en la industria de la construcción se clasifican de acuerdo con el tipo de aislamiento que rodea al conductor, como se observa en el cuadro 1.1:

Cuadro 1.1

Conductores de baja tensión para la industria de la construcción	
•	Conductores con aislamiento termoplástico PVC
•	Conductores con aislamiento termofijo EP, XLP

En la tabla 1.1 se clasifican los conductores del cuadro 1.1 por su temperatura de operación, y se indica el producto que Condumex ofrece en cada línea.

Tabla 1.1

Familia	Aislamiento	Tipo	Temperatura de operación	Producto
Termoplásticos	PVC	TWD	50 C	Alambre TWD
	PVC	THW-LS, THHW-LS	90 C	Alambres y cables Vinanel 2000
	PVC-Nv	THWN	90 C	Alambres y cables Vinanel Nvian
	PVC-Nv	THWN	75 C	
Termofijos	EP	RHM	90 C	Cable Vulcanel EP Antillama
	EP	RHW	75 C	
	XLP	RHM	90 C	Cable Vulcanel XLP Antillama
	XLP	RHW	75 C	
	XLP	XHHW	75 C	Cable Vulcanel XLP
	XLP	XHHW-2	90 C	Cable Vulcanel XLP

(1) Estos productos se pueden ofrecer en grupos de tres conductores más un conductor neutro desnudo, dentro de una armadura engargolada de acero galvanizado o aluminio. El producto Vinanel 2000™ THW-LS/THHW-LS puede ofrecerse en construcción trifásica.

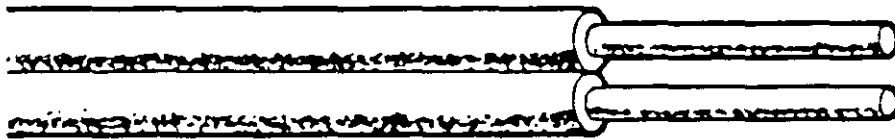


Al hablar de la temperatura máxima de operación de un conductor es necesario ser específico. Los conductores no se dañan inmediatamente al rebasar la temperatura máxima, esto significa que si un producto TW se utiliza a 61 C, no se abriera ni se fundiera su aislamiento, pero si se ira deteriorando y con el tiempo se reducirá su vida útil. Por ejemplo, un alambre TW que trabaje a 68 C, en lugar de hacerlo a 60 C, no reventará ni fallará de momento, pero reducirá su vida útil de 30 a 15 años.

Esta comprobado que por cada 10 C que se incrementa la temperatura de operación del conductor, su vida útil se reduce 50 por ciento. Por esto es importante que los conductores solo transporten la corriente para la que fueron diseñados, ya que de otra forma se tendrá que cambiar la instalación en poco tiempo.

Por otra parte, es importante aclarar la diferencia entre conductores de tipo THW y Vinaneil 2000™. Los primeros (THW) estan diseñados para temperaturas máximas de 75 C, mientras que los Vinaneil 2000™ resisten hasta 90 C en el conductor, por su característica THHW LS. Por tal razón, estos últimos conducen más corriente que los THW, además de tener otras propiedades adicionales que no tienen los THW, como se observara en capítulos posteriores.

Descripción de los productos, características y aplicaciones



Alambres TWD

Descripción

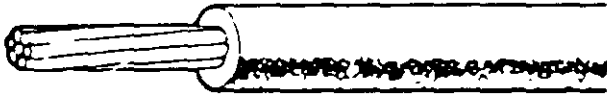
Dos alambres paralelos de cobre electrolítico suave, unidos con un aislamiento común de PVC flexible, con una estría que permite identificar la polaridad.

Características

- Tensión máxima de operación: 500 Volts
- Temperatura máxima de operación: 60 C en el conductor.
- Aislamiento de PVC especialmente flexible para facilitar el planchado del conductor sobre muros y paredes. Debe tenerse cuidado al colocar las grapas o los cinchos, ya que el aislamiento puede mordese y provocar una falla en el conductor. Cuidar además que las grapas o cinchos se coloquen a distancias adecuadas, para que el conductor no se cuelgue.
- No instale alambres TWD donde existan vapores corrosivos, ni directamente expuestos a los rayos del sol.

Principales aplicaciones

En instalaciones fijas visibles sobre muros y paredes o para alimentación de motores o equipos pequeños, incluyendo bocinas y timbres



Alambres y cables Vinanel 2000^{MR} 90 C (tipo THW-LS/THHW-LS) Familia de 75 C/90 C

Descripción

Conductor sólido o cableado de cobre electrolítico suave clase B con aislamiento de policloruro de vinilo (PVC) especial Antillama, resistente a la propagación de incendios, mínima emisión de humos oscuros, gases tóxicos y corrosivos, además es deslizante.

Características

- Tensión máxima de operación: 600 Volts
- Temperaturas máximas de operación en el conductor: 150 C en cortocircuito

- 105 C en sobrecarga
- 90 C en ambiente seco
- 75 C en ambiente húmedo
- 50 C en aceite

- Mayor resistencia a sobrecargas
- No propaga el incendio. El conductor eléctrico no propaga el fuego en caso de que ocurra un incendio en el lugar donde se encuentra instalado. Existe confusión en cuanto a esta propiedad. Si se toma una muestra de aislamiento de cualquier conductor y se le prende fuego con un cerillo, el aislamiento debe extinguir la flama por si solo, es decir, que todo conductor de PVC debe apagarse solo. Sin embargo, en la prueba de resistencia a la propagación de incendios, se deben aplicar temperaturas de 800 C a una muestra de cables de 1.60 metros de longitud con corriente de aire para simular la combustión de una charola de cables instalada en el cubo del elevador de un edificio en llamas. Luego de 30 minutos, la muestra de cables Vinanel 2000^{MR} no debe quemarse más de 80 centímetros.
- Mínima emisión de humos densos y oscuros en caso de incendio, lo que facilita la salida de personas y las labores de rescate y extinción del fuego (60 por ciento menor densidad de humos que otros cables THW por su característica LS)
- Mínima generación de gases tóxicos y corrosivos en caso de incendio, reduciendo el riesgo de intoxicación de personas y de daños a bienes materiales (75 por ciento menos gas ácido que otros THW, por su característica LS)
- Deslizante, lo que disminuye hasta cinco veces el esfuerzo del jalado de los cables en tubo conduit, facilitando la instalación y evitando daños al aislamiento.

- Aislamiento resistente al calor, soporta hasta 90°C en el conductor. Esta propiedad le permite conducir más corriente que un producto TW o THW del mismo calibre. Además, esta ventaja redundante en el ahorro de calibres al instalar cables Vinanel 2000^{MR}
- Resistencia a la humedad, aceites, grasas y algunos productos químicos, por lo que puede utilizarse con confianza en industrias ligeras

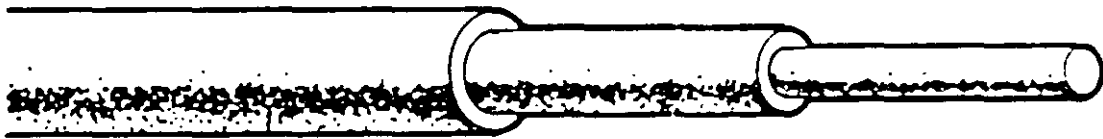
sobrecargas frecuentes, y en general donde se requiera un producto seguro para proteger inversiones fuertes como hoteles, edificios públicos, almacenes, bodegas, etcétera

Además, por sus propiedades de resistencia a la propagación de incendios, así como mínima emisión de humos oscuros, gases tóxicos y corrosivos, debe ser instalado donde exista riesgo de exponer vidas humanas como en hospitales, multifamiliares, cines, teatros, medios de transporte colectivo, etcétera

Principales aplicaciones

Pueden colocarse bajo techo o en instalaciones ocultas, como tubo conduit o charola*, al igual que en circuitos de mayor amperaje donde se presenten

Por otra parte, las propiedades químicas del aislamiento Vinanel 2000^{MR} —que resiste aceites, calor y algunos productos químicos— lo vuelven ideal para instalarse en industrias medianas y grandes



Alambres y cables Vinanel Nylon^{MR} (tipo THWN-THHN)

Descripción

Conductores sólidos o cableados de cobre electrolítico suave, con aislamiento de PVC y cubierta exterior de nylon.

- Temperaturas máximas de operación en el conductor:
75 C (THWN) y 90 C (THHN) en ambiente seco
75 C (THWN) en ambiente húmedo
60 C (THWN) en aceite.

Características

- Tensión máxima de operación:
600 Volts.

- La cubierta adicional de nylon otorga al producto las siguientes propiedades:
Resistencia a la humedad, aceites, gasolinas, solventes ligeros, grasas y productos químicos

*Para instalaciones en charolas, consulte la norma de instalaciones eléctricas NOM 001-SEMP



en general. Resistencia a la abrasión y el abuso mecánico. Bajo coeficiente de fricción que permite fácil instalación en tubería. Resistencia a la propagación de la flama

- Su aislamiento especial de PVC le permite. Resistencia a sobrecargas frecuentes. Gran capacidad para conducir corriente, lo que permite ahorrar calibres con la instalación de estos productos. Menores espesores de aislamiento (aproximadamente 20 por ciento menos que los TW y THW) Esto permite la instalación del producto en tubería más delgada.

Conviene aclarar que existen clasificados dos tipos de productos: los THHN, que resisten hasta 90 C, pero sólo trabajan en ambientes secos, y los THWN, que soportan hasta 75 C y trabajan en ambientes secos o húmedos. Los cables Vinanel Nylon^{MR} reúnen las ventajas de estos dos tipos de producto en uno solo.

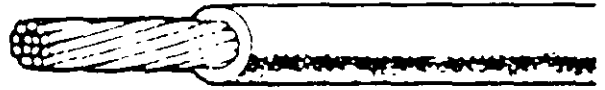
Principales aplicaciones

Estos conductores pueden ser instalados en lugares como: bodegas, gasolineras, industria petroquímica, etc., ya que los Vinanel Nylon^{MR} resisten perfectamente estas condiciones de uso. Otra aplicación importante se encuentra en lugares donde el conductor puede sufrir daño mecánico o abrasión, pues este producto tiene alta resistencia contra dichos efectos.

Productos con aislamiento elastomérico

Debido a que existe un gran número de productos aislados con polietileno o polietileno vulcanizado, sería muy extenso describir cada uno de ellos. Por esto, sólo se analizará uno de los más comunes, y en caso necesario, favor de consultar el catálogo

de productos ConduMex, o solicitar asesoría a la Gerencia Técnica Comercial de ConduMex para obtener información de otros productos.



Cables Vulcanel XLP^{MR} (tipo RHW-RHH)

Descripción

Conductor cubierto de cobre electrolítico suave con aislamiento de polietileno vulcanizado XLP*

Características

- Tensión máxima de operación: 600 Volts
- Temperaturas máximas de operación en el conductor:
75 C (RHW) y 90 C (RHH) en ambiente seco
75 C (RHW) en ambiente húmedo
130 C en sobrecargas
250 C en cortocircuito
- Su aislamiento de polietileno de cadena cruzada tiene propiedades superiores al polietileno termoplástico y otorga al producto las siguientes ventajas:
Alta resistencia a la humedad
Alta resistencia a una gran variedad de aceites y agentes químicos

* Puede ofrecerse con aislamiento de etileno-propileno (EP)



Puede ser instalado en lugares con alta y baja temperatura
Retardante de la flama.

Este producto puede instalarse directamente enterrado, y también es posible utilizarlo como conductor tipo XHHW-2, pero con menores diámetros, y temperaturas de operación en ambientes secos y húmedos de 90 C

Principales aplicaciones

Ideal en industrias y edificios comerciales por sus características físicas, eléctricas y químicas

puediendo ser instalado al aire libre, en tubo conduit o en charola, e incluso directamente enterrado por lo que además es adecuado para acometidas subterráneas

Vale la pena comentar que lo más importante al seleccionar un producto no es su nombre comercial sino sus características físicas, eléctricas y químicas. Se dan muchos casos en que se requiere hacer una instalación especial y no se encuentra un producto cuyo nombre se parezca a lo que necesitamos. Es entonces cuando hay que recurrir a las características del producto las cuales determinaran su posible utilización

Características constructivas

Los cables para la industria de la construcción con aislamientos a base de policloruro de vinilo (PVC), etileno-propileno (EP) y polietileno de cadena cruzada (XLPE) para instalaciones de hasta 600 Volts, se fabrican de acuerdo con las Normas Mexicanas NMX-J Productos eléctricos conductores alambres y cables Especificaciones de seguridad métodos de prueba

Es importante mencionar que nuestros productos se identifican ante la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial con el emblema NOM y el número 317. Cada fabricante tiene un número exclusivo, y este se otorga solo a quienes cumplen con los requisitos de calidad que establecen las Normas Mexicanas.

Aislamientos

Los aislamientos de los alambres y cables para la industria de la construcción, como se indicó en el cuadro 1.1 y la tabla 1.1, pueden ser termoplásticos y termofijos

- Termoplásticos. Son aquellos que, al calentarse, su plasticidad permite conformarlos a voluntad, recuperando sus propiedades iniciales al enfriarse, pero manteniendo la forma que se les imprimió.
- Termofijos. A diferencia de los anteriores, los subsiguientes calentamientos no los reblandecen, sino que los degradan

En la tabla 1.2 se muestra la clasificación para los conductores con aislamiento termoplástico y termofijo,



de acuerdo con la norma NOM-063-SCFI Cabe destacar que estos productos cumplen tambien con lo establecido por el National Electrical Code (NEC) de los EUA

Tabla 1.2 Clasificación de los conductores con aislamiento termoplastico

Tipo	Temperatura de operacion en el conductor maxima C	Descripcion
TW	60	Conductor con aislamiento de PVC resistente a la humedad y a la propagacion de incendio
THW	75	Conductor con aislamiento de PVC resistente a la humedad, al calor y a la propagacion de incendio
THW-LS	75	Conductor con aislamiento de PVC resistente a la humedad, al calor, a la propagacion de incendio, de emision reducida de humos y de gas acido
THWN	75	Conductor con aislamiento de PVC y cubierta de nylon resistente a la humedad, al calor y a la propagacion de la flama
THHW	75 en humedo	Conductor con aislamiento de PVC resistente a la humedad, al calor y a la propagacion de incendio
	90 en seco	
THHW-LS	75 en humedo	Conductor con aislamiento de PVC resistente a la humedad, al calor y a la propagacion de incendio; de emision reducida de humos y de gas acido
	90 en seco	
THHN	90	Conductor con aislamiento de PVC y cubierta de nylon, para instalarse solo en seco. Resistente al calor y a la propagacion de la flama



Las pruebas de seguridad a las que se hace mención en la tabla 1.2 están contenidas dentro de las siguientes normas mexicanas:

NMX-J-93 Productos eléctricos. Conductores. Determinación de la resistencia a la propagación de incendio en conductores eléctricos. Método de prueba.

NMX-J-192 Productos eléctricos. Conductores. Resistencia a la propagación de la flama en conductores eléctricos. Método de prueba.

NMX-J-472 Productos eléctricos. Conductores. Determinación de la cantidad de gas ácido hidrogenado generado durante la combustión controlada de materiales poliméricos tomados de conductores eléctricos. Método de prueba.

NMX-J-474 Productos eléctricos. Conductores. Determinación de la densidad óptica específica y del valor de oscurecimiento de humas generadas en conductores eléctricos de combustión controlada bajo condiciones de incendio. Método de prueba.

Tabla 1.3 Clasificación de los cables con aislamiento termofijo

Tipo	Temperatura de operación en el conductor máxima (°C)	Descripción
XHHW	75 seco y mojado	Conductor con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP) resistente a la presencia de agua y al calor.
	90 seco y húmedo	
XHHW-2	90 seco y mojado	Conductor con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP) resistente a la presencia de agua y al calor.
RHW	75 seco y mojado	Conductor con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP), a base de etileno-propileno (EP), o aislamiento combinado (de CP sobre EP) resistente a la presencia de agua y al calor. Los aislados con EP deben llevar cubierta termoplástica o termofija.
RHW-2	90 seco y húmedo	Conductor con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP), a base de etileno-propileno (EP), o aislamiento combinado (de CP sobre EP) resistente a la presencia de agua y al calor. Los aislados con EP deben llevar cubierta termoplástica o termofija.
RHH	90 seco y húmedo	Conductores con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP), a base de etileno-propileno (EP), o aislamiento combinado (de CP sobre EP) resistente al calor. Los aislados con EP deben llevar cubierta termoplástica o termofija.

Una vez definidos y clasificados los diferentes tipos de aislamiento para los cables de la industria de la construcción, se procederá a describir el conductor. Posteriormente, se realizará la selección práctica de un cable de baja tensión para instalaciones eléctricas.

Conductor

De acuerdo con la norma NMX-J-10, el material del conductor para los cables de baja tensión utilizados en la industria de la construcción debe ser alambre de cobre suave o recocido que cumpla con los requisitos señalados en la NMX J 36 o cable concéntrico de cobre suave de clase B o C que cumpla con los requisitos señalados en la NMX J 12.

¿Por qué el cobre es el metal que se prefiere en la elaboración de conductores eléctricos?

Hay muchas razones técnicas que respaldan el uso del cobre como material para conductores eléctricos, pero la principal es la confiabilidad probada que este posee.

Las razones del éxito que ha tenido el cobre se basan en su conductividad y sus propiedades mecánicas, puesto que su capacidad de conducción de corriente lo convierte en el más eficiente conductor eléctrico en términos económicos. (El cobre suave o recocido es el metal que tiene 100 por ciento de conductividad de acuerdo con el Patrón Internacional de Cobre Suave o Recocido (IACS).)

En lo que se refiere al cobre utilizado como material conductor en cables de baja tensión para la industria de la construcción, se puede asegurar que, dada su mayor capacidad de conducción

para un diámetro dado, requiere menos aislamiento y puede instalarse en tubos conduit más pequeños, canalizaciones y ductos. Es decir, el cobre minimiza los requerimientos de espacio, si se compara con otro conductor eléctrico. Esto resulta útil si se toma en cuenta que un aumento en el diámetro de los tubos conduit, en unión con el espacio requerido por el alambrado, incrementa los costos de instalación, al igual que todos los componentes de esta, como cajas derivadoras, cajas de conexión, etcétera, que son afectados por el tamaño del conductor.

En lo que se ha expuesto hasta el momento, se nota una tendencia comparativa. En efecto, dicha tendencia se relaciona con el aluminio.

El aluminio ha tenido éxito como conductor eléctrico en líneas de transmisión, pero no así como conductor para cables de baja tensión. El aluminio presenta problemas en la conexión debido a las propiedades físicas y químicas que tiene, ya que bajo condiciones de presión y calor, este material se dilata y, por tanto, se afloja en las conexiones. Las terminales y tornillos de los equipos, aparatos, etcétera, son elaborados con metales de aleación de cobre o que en la tabla de electronegatividad estén cerca del mismo, mientras que el aluminio está alejado y, por consiguiente, tiene el problema de corrosión galvánica.

En resumen, se puede decir que el aluminio tiene dos desventajas principales con respecto al cobre como material conductor en cables de baja tensión:

- Problemas en el conectorizado
- Necesidad de conductores más grandes para la misma capacidad de corriente que en conductores de cobre.

Tabla 1.4 Propiedades del cobre suave

Conductividad (IACS%)	100
Densidad (g/cm ³)	8.89
Resistividad eléctrica a 20 °C (Ω·mm·/km)	17.241
Temperatura de fusión (°C)	1080
Esfuerzo de tensión a la ruptura (kg/mm ²)	24.6

El cobre, además de ser mejor conductor que el aluminio, es mecánicamente más resistente. Lo anterior significa que soporta alargamientos, reducción de sección por presión, mechas y roturas.

En longitudes de instalación largas, al colocar los cables en canalizaciones, se requiere aplicar grandes tensiones de jalado. El cobre conserva su forma gracias a su gran capacidad de esfuerzo de tensión.

La reducción de sección por presión se presenta en los puntos de conexión cuando el tornillo opresor sujeta a los conductores. Con esta reducción disminuyen la capacidad de corriente y el esfuerzo de tensión del alambre, provocando calentamientos, y que, en condiciones de vibración o dobleces, se rompa el alambre.

En conexiones, cuando se forma un óxido en el cobre, este es del tipo conductor, y requiere en la terminal poco compuesto inhibidor de la oxidación. El aluminio, en cambio, forma un óxido no conductor.

Para cuantificar el tamaño de los conductores eléctricos existen dos escalas de calibres:

- Escala americana AWG-kCM.

- Escala internacional (IEC), mm².

La escala AWG fue originalmente diseñada por J.R. Brown en 1857 y definida como la escala Brown Sharpe Gage (B & S). Los calibres, en la escala AWG representan en aproximación los pasos de estrado del alambre de ahí que dicha escala sea regresiva, es decir, un número mayor representa un conductor de tamaño más pequeño.

Los calibres originales fueron el 36 AWG, y el mayor, el 4/0 AWG. Después de este, el tamaño de los conductores se define directamente por su área de sección transversal en el sistema inglés, es decir, los circular mils (CM = área de un alambre cuyo diámetro es una milésima de pulgada). La escala AWG se utiliza en Canadá, EUA, México y algunos países sudamericanos.

La escala internacional fue creada por el Consejo Electrotécnico Internacional (IEC), y emplea como unidad el milímetro cuadrado. Esta escala de calibres se usa en países europeos y asiáticos, así como en algunos países sudamericanos. Cabe mencionar que en las escalas americana e internacional las áreas en mm² no coinciden directamente; por ejemplo, un calibre 12 AWG tiene un área de sección transversal de 3.307 mm², contra los 3 mm² de calibre en la escala internacional.

Un valor útil para ambas escalas es el siguiente

$$1 \text{ mm}^2 = 1973.5 \text{ circular mils}$$

$$1 \text{ mm}^2 = 1.9735 \text{ kCM} \quad 2 \text{ kCM}$$

Tabla 1.5 Construcción normal de cables concéntricos de cobre

Designación del conductor		Clase B		Diámetro nominal del cable mm	Módulo de elasticidad
Área de la sección transversal nominal mm ²	Calibre AWG/kCM	Núm. de alambres	Diámetro de alambres mm		
0.519	20	7	0.321	1.15	4.777
0.823	18	7	0.327	1.15	5.467
1.307	16	7	0.333	1.15	6.157
2.082	14	7	0.339	1.15	6.847
3.307	12	7	0.345	1.15	7.537
5.260	10	7	0.351	1.15	8.227
8.367	8	7	0.357	1.15	8.917
13.300	6	7	0.363	1.15	9.607
21.150	4	7	0.369	1.15	10.297
33.620	2	7	0.375	1.15	10.987
53.480	1.0	7	0.381	1.15	11.677
87.430	0.0	7	0.387	1.15	12.367
135.010	3.0	7	0.393	1.15	13.057
207.200	4.0	7	0.399	1.15	13.747
326.700	250	27	0.405	1.15	14.437
520.000	300	27	0.411	1.15	15.127
777.300	350	27	0.417	1.15	15.817
1202.700	400	27	0.423	1.15	16.507
1834.400	500	37	0.429	1.15	17.197
2804.000	600	51	0.435	1.15	17.887
3800.000	750	51	0.441	1.15	18.577
5067.000	1000	51	0.447	1.15	19.267

Tabla 1.6 Características dimensionales del alambre de cobre suave

Designación del alambre		Número alambres/mm	Área mm ²
Área de la sección transversal nominal mm	Área A (mm ²)		
3/30	-	4	1,12
8/357	-	104	4,12
1/260	-	100	4,117
2/207	-	-	3,14
1/161	4	10	-
1/115	-	4	-
1/83	-	4	-
1/59	-	-	-

Tabla 1.7 Resistencia eléctrica de conductores de cobre suave cableado Clase B

Designación del conductor	Área de la sección transversal nominal mm	Longitud (km)	Resistencia (Ω)			
			Al 20°C	Al 30°C	Al 40°C	Al 50°C
1/519	10	10	0,14	0,14	0,14	0,14
1/827	8	10	0,14	0,14	0,14	0,14
3/17	8	10	0,14	0,14	0,14	0,14
1/387	4	10	0,14	0,14	0,14	0,14
1/247	2	10	0,14	0,14	0,14	0,14
1/260	2	10	0,14	0,14	0,14	0,14
8/357	8	10	0,14	0,14	0,14	0,14
1/304	-	10	0,14	0,14	0,14	0,14
2/190	4	10	0,14	0,14	0,14	0,14
33/220	2	10	0,14	0,14	0,14	0,14
53/430	2	10	0,14	0,14	0,14	0,14
67/430	2,0	10	0,14	0,14	0,14	0,14
81/430	2,0	10	0,14	0,14	0,14	0,14
107/210	4,0	10	0,14	0,14	0,14	0,14
126/700	250	10	0,14	0,14	0,14	0,14
152/400	100	10	0,14	0,14	0,14	0,14
177/200	250	10	0,14	0,14	0,14	0,14
202/700	400	10	0,14	0,14	0,14	0,14
253/400	500	10	0,14	0,14	0,14	0,14
304/200	600	10	0,14	0,14	0,14	0,14
380/300	750	10	0,14	0,14	0,14	0,14
506/700	1000	10	0,14	0,14	0,14	0,14

Tabla 1.8 Resistencia eléctrica de alambres de cobre suave

Designación del conductor		Resistencia eléctrica Ω, km			
Área de la sección transversal nominal mm ²	Calibre AWG	Corriente directa	Corriente alterna		
		20 C	50 C	75 C	90 C
13 30	6	1 30	1 496	1 582	1 658
8 367	8	2 06	2 371	2 506	2 628
5 260	10	3 28	3 774	3 990	4 134
3 307	12	5 21	5 995	6 338	6 645
2 082	14	8 29	9 528	10 073	10 561
1 307	16	13 20	15 190	16 058	16 837
0 823	18	21 00	24 166	25 547	26 786
0 519	20	33 22	38 228	40 414	42 372

Proceso de fabricación y pruebas de aseguramiento de calidad

Cuando una persona no conoce de conductores eléctricos no sabe apreciar las diferencias entre una marca y otra. Sucede que se pueden tener dos productos distintos, pero al verlos del mismo calibre y el mismo color, no se aprecian diferencias que permitan elegir uno de ellos.

Los productos de calidad siempre cumplen con los requisitos mínimos que establecen las normas que se aplican a su fabricación. Para investigar a fondo los valores de norma, se puede recurrir a nuestro departamento técnico, a la Dirección General de Normas (DGN), o al ANCE (Asociación Nacional de Normalización y Certificación del Sector Eléctrico).

Para muchos clientes, resulta más práctico acudir al fabricante para obtener orientación, en forma general, que les ayude a distinguir el producto de más calidad, y que dará el mejor servicio.

Tabla 1.9 Pruebas de calidad

Prueba	Producto de buena calidad	Razon	Producto de mala calidad	Causa	Consecuencias
Color del cobre	Rosado o naranja claro	Cable de cobre de buena calidad	Tener un color oscuro y mate	Defecto de oxidación y contaminación	Mayor resistencia eléctrica que debería tener, mayor pérdida de energía y mayor costo de instalación
Temperatura del conductor en servicio	La temperatura no debe ser mayor de 70°C	El cable debe estar correctamente dimensionado y conectado	El cable debe estar sobrecalentado	Defecto de mala conexión o mala selección del cable	Mayor resistencia eléctrica que debería tener, mayor pérdida de energía y mayor costo de instalación
Diámetro del conductor	Adecuado a las normas	Cable de cobre de buena calidad	El cable debe estar demasiado grueso o demasiado delgado	Defecto de mala selección del cable	Mayor resistencia eléctrica que debería tener, mayor pérdida de energía y mayor costo de instalación
Temperatura del cable en servicio	La temperatura no debe ser mayor de 70°C	Cable de cobre de buena calidad	El cable debe estar sobrecalentado	Defecto de mala conexión o mala selección del cable	Mayor resistencia eléctrica que debería tener, mayor pérdida de energía y mayor costo de instalación
Forma del conductor	Debe ser de buena calidad y tener un diámetro adecuado	Cable de cobre de buena calidad	El cable debe estar demasiado grueso o demasiado delgado	Defecto de mala selección del cable	Mayor resistencia eléctrica que debería tener, mayor pérdida de energía y mayor costo de instalación
Temperatura del conductor	La temperatura no debe ser mayor de 70°C	Cable de cobre de buena calidad	El cable debe estar sobrecalentado	Defecto de mala conexión o mala selección del cable	Mayor resistencia eléctrica que debería tener, mayor pérdida de energía y mayor costo de instalación
Resistencia del conductor	Debe ser de buena calidad y tener un diámetro adecuado	Cable de cobre de buena calidad	El cable debe estar demasiado grueso o demasiado delgado	Defecto de mala selección del cable	Mayor resistencia eléctrica que debería tener, mayor pérdida de energía y mayor costo de instalación
Forma del conductor	Debe ser de buena calidad y tener un diámetro adecuado	Cable de cobre de buena calidad	El cable debe estar demasiado grueso o demasiado delgado	Defecto de mala selección del cable	Mayor resistencia eléctrica que debería tener, mayor pérdida de energía y mayor costo de instalación
Resistencia del conductor	Debe ser de buena calidad y tener un diámetro adecuado	Cable de cobre de buena calidad	El cable debe estar demasiado grueso o demasiado delgado	Defecto de mala selección del cable	Mayor resistencia eléctrica que debería tener, mayor pérdida de energía y mayor costo de instalación
Forma del conductor	Debe ser de buena calidad y tener un diámetro adecuado	Cable de cobre de buena calidad	El cable debe estar demasiado grueso o demasiado delgado	Defecto de mala selección del cable	Mayor resistencia eléctrica que debería tener, mayor pérdida de energía y mayor costo de instalación
Resistencia del conductor	Debe ser de buena calidad y tener un diámetro adecuado	Cable de cobre de buena calidad	El cable debe estar demasiado grueso o demasiado delgado	Defecto de mala selección del cable	Mayor resistencia eléctrica que debería tener, mayor pérdida de energía y mayor costo de instalación

Las normas se comentan más adelante. El caso de cableado consiste en tomar un hilo de un cable de siete hilos y medir la longitud de cable que ese hilo requiere para volver a su posición en la sección. Esta longitud se divide entre el diámetro del conductor y el resultado debe variar entre 8 y 10.

Cuando se habla de sobrecalentamiento en el conductor, conviene agregar que también se incrementa el costo de la energía, ya que aumenta el desperdicio de esta como calor disipado. Existen otras pruebas de rutina y de calificación a las que deben ser sometidos los conductores de baja tensión. Para conocerlas, se pueden consultar los departamentos de asesoría técnica de ConduMex.

Normalización

Con el objeto de establecer las especificaciones y métodos de prueba que deben cumplir los conductores, alambres y cables para uso eléctrico, la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, a través de la Dirección General de Normas, publicó el 21 de octubre de 1995 en el Diario Oficial de la Federación —con carácter de obligatorio— la norma NOM 063 SCFI/1994 Productos eléctricos. Conductores. Requisitos de Seguridad.

Cabe mencionar que dicha norma está basada en las normas mexicanas NMX que, a diferencia de las NOM, no tienen carácter de obligatorias, pero que constituyen el fundamento de estas últimas.

Nuestros alambres y cables para la industria de la construcción pueden fabricarse y probarse bajo otras especificaciones de carácter internacional, como son ASTM, UL, ICEA, entre otras.



2. Reglamentación para instalaciones eléctricas

Una vez que se ha elegido un producto, se debe diseñar la instalación eléctrica para conseguir, entre otras cosas, lo siguiente:

- Facilidad y rapidez de instalación.
- Operación eficiente del circuito.
- Confiabilidad del circuito eléctrico
- Economía y seguridad para el usuario
- Cumplimiento de las normas vigentes

Es de vital importancia que, al diseñar y realizar cualquier instalación eléctrica se cumplan las normas respectivas, ya que en ellas se especifican los requerimientos técnicos básicos para garantizar que la instalación no presente ningún problema en el futuro

Además, en un país como México, es importante que los fabricantes mexicanos sean los primeros en cumplir con los reglamentos establecidos, pues solo así será posible exigir a los demás el cumplimiento de lo que las leyes establecen.

Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEMP, relativa a instalaciones destinadas al suministro y uso de energía eléctrica

Con el objeto de reglamentar las instalaciones eléctricas en México de una forma más completa, y de acuerdo con los desarrollos tecnológicos que en productos y equipos eléctricos han surgido en los últimos años, la Dirección General de Normas publicó en el Diario Oficial de la Federación, la norma NOM-001-SEMP: *Instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica*. Esta norma sustituyó oficialmente a las Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas (NTIE) de 1981, y constituye la guía que deben seguir diseñadores, constructores y unidades de verificación, en lo relativo a proyecto, construcción y aprobación de instalaciones eléctricas.

Es necesario aclarar que la regulación de proyectos eléctricos ya no es competencia de la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (SECOFI), sino de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP); y a esta última entidad hay que dirigirse para lo concerniente a instalaciones eléctricas.

El campo de aplicación de la norma NOM de instalaciones eléctricas comprende

- Las instalaciones para explotación de energía eléctrica, en cualquiera de las tensiones usuales de operación, incluyendo la instalación del equipo conectado a las mismas por los usuarios
- Las subestaciones y plantas generadoras de emergencia que sean propiedad de los usuarios
- Las líneas eléctricas y su equipo. Dentro del término líneas eléctricas quedan comprendidas las aéreas y las subterráneas conductoras de energía eléctrica, ya sea que formen parte de sistemas de servicio público, o bien que correspondan a otro tipo de instalaciones

Especificaciones de la norma NOM-001-SEMP

La Norma Oficial Mexicana *Instalaciones destinadas al suministro y uso de energía eléctrica* consta de una introducción y 14 capítulos subdivididos en dos partes. En la primera se establecen disposiciones técnicas que deben observarse en las instalaciones eléctricas de aplicación general para locales, equipos y condiciones especiales, sistemas de comunicación y alumbrado público, incluyendo un capítulo de tablas.

La segunda parte incluye las disposiciones técnicas que se deben aplicar en la instalación de subestaciones, líneas eléctricas de suministro público, transportes eléctricos, y otras líneas eléctricas y de comunicación ubicadas en la vía pública, así como en instalaciones similares que sean propiedad de los usuarios, lo cual se ha establecido considerando, en principio, que la operación y mantenimiento de dichas líneas quedará en manos de personal calificado.

A continuación se presentan los artículos que forman la norma NOM-001-SEMP.

Especificaciones

90 Introducción

Primera parte

Capítulo 1

Disposiciones generales

100 Definiciones

110 Requisitos para instalaciones eléctricas

Capítulo 2

Diseño y protección de las instalaciones eléctricas

200 Uso e identificación de los conductores puestos a tierra

210 Circuitos derivados

215 Alimentadores

220 Cálculo de circuitos derivados y alimentadores

225 Circuitos exteriores derivados y alimentadores (índice)

- 230 Acometidas
- 240 Proteccion contra sobrecorriente
- 250 Puesta a tierra
- 280 Apartarrayos

Capitulo 3

Métodos de instalación y materiales

- 300 Métodos de instalacion
- 305 Alambrado provisional
- 310 Conductores para instalaciones de uso general
- 318 Charolas para cables
- 320 Alambrado visible sobre aisladores
- 321 Alambrado soportado por un mensajero
- 324 Instalaciones ocultas sobre aisladores
- 326 Cables de media tension tipo MV
- 328 Cable plano tipo FCC
- 330 Cables con aislamiento mineral y cubierta metálica tipo MI
- 331 Tuberia electrica no metálica
- 333 Cables con armadura tipo AC
- 334 Cables con armadura metálica tipo MC
- 336 Cable con cubierta no metálica, tipos NM y NMC
- 337 Cable con pantalla y cubierta no metálica tipo SNM
- 338 Cable para acometida
- 339 Cables subterrneos para alimentadores y para circuitos derivados tipo UF
- 340 Cables de energia y control tipo TC para charolas
- 342 Extensiones no metálicas
- 343 Cable preensablado en tubo conduit no metálico
- 344 Extensiones bajo el repello
- 345 Tubo conduit metálico semipesado
- 346 Tubo conduit metálico tipo pesado
- 347 Tubo rigido no metálico
- 348 Tubo conduit metálico tipo ligero
- 349 Tuberia metálica flexible
- 350 Tubo conduit metálico flexible
- 351 Tubo conduit flexible hermético a los líquidos metálico y no metálico (liquidtight)

- 352 Canalizaciones metálicas y no metálicas de superficie
- 353 Multicontacto
- 354 Ductos bajo el piso
- 356 Canalizaciones en pisos celulares metálicos
- 358 Canalizaciones en pisos de concreto celular
- 362 Ductos metálicos y no metálicos con tapa
- 363 Cables planos tipo FC
- 364 Ductos con barras (electroductos)
- 365 Canalizaciones prealambradas
- 370 Registros de salida de dispositivos, de empalme o de tiro, cajas de registro ovaladas y accesorios
- 373 Gabinetes, cajas y gabinetes para enchufe de medidores
- 374 Canales auxiliares
- 380 Desconectores
- 384 Tableros de distribucion y gabinetes de control

Capitulo 4

Equipos de uso general

- 400 Cordones y cables flexibles
- 402 Alambres para aparatos
- 410 Luminarios, equipo de alumbrado, portalamparas, lamparas y receptáculos o contactos
- 422 Aparatos eléctricos
- 424 Equipo electrico fijo para calefacción de ambiente
- 426 Equipo eléctrico fijo para descongelar y derretir nieve
- 427 Equipo eléctrico fijo para calentamiento de tuberias para líquidos y recipientes
- 430 Motores, circuitos de motores y sus controles
- 440 Equipos de aire acondicionado y de refrigeración
- 445 Generadores
- 450 Transformadores y bóvedas de transformadores
- 455 Convertidores de fases

- 460 Capacitores
- 470 Resistencias y reactores
- 480 Acumuladores

Capítulo 5

Ambientes especiales

- 500 Lugares clasificados como peligrosos
- 501 Lugares clase I
- 502 Lugares clase II
- 503 Lugares clase III
- 504 Sistemas intrínsecamente seguros
- 510 Lugares clasificados como peligrosos específicos
- 511 Cocheras de servicio de reparación y almacenamiento
- 513 Hangares de aviación
- 514 Surtidores (dispensarios) y estaciones de servicio y autoconsumo
- 515 Plantas de almacenamiento
- 516 Procesos de acabado
- 517 Instalaciones en lugares de cuidados de la salud
- 518 Lugares de concentración pública
- 520 Áreas de audiencia en teatros, cines, estudios de televisión y lugares similares
- 530 Estudios de cine, televisión y lugares similares
- 540 Proyectoras de cine
- 545 Inmuebles prefabricados
- 547 Construcciones agrícolas
- 550 Viviendas móviles y sus estacionamientos
- 551 Vehículos de recreo y sus estacionamientos
- 553 Construcciones flotantes
- 555 Marinas y muelles

Capítulo 6

Equipos especiales

- 600 Anuncios luminosos y alumbrado de realce
- 604 Sistemas de alumbrado prefabricados
- 605 Artículos de oficina (relacionados con accesorios de alumbrado y muros prefabricados)

- 610 Grúas y polipastos
- 620 Ascensores, montaplatos, escaleras mecánicas y pasillos móviles
- 630 Soldadoras eléctricas
- 640 Grabadoras de sonido y equipos similares
- 645 Equipos de procesamiento de datos y cómputo electrónico
- 650 Órganos tubulares
- 660 Equipos de rayos X
- 665 Equipos de calefacción por inducción y por pérdidas dieléctricas
- 668 Celdas electrolíticas
- 669 Galvanoplastia
- 670 Maquinaria industrial
- 675 Máquinas de riego operadas o controladas eléctricamente
- 680 Piscinas, fuentes e instalaciones similares
- 685 Sistemas eléctricos integrados
- 690 Sistemas solares fotovoltaicos

Capítulo 7

Condiciones especiales

- 700 Sistemas de emergencia
- 701 Sistema de reserva legítimamente requerido
- 702 Sistemas opcionales de reserva
- 705 Fuentes de producción de energía eléctrica interconectada
- 709 Alumbrado especial de emergencia y señalización en lugares de concentración pública
- 710 Instalaciones con tensiones nominales mayores a 600 Volts
- 720 Circuitos y equipos que operan a menos de 50 Volts
- 725 Circuitos de clase 1, clase 2, y clase 3 para control remoto, señalización y de potencia limitada
- 760 Sistemas de señalización para protección contra incendios
- 770 Cables de fibra óptica y canalizaciones
- 780 Distribución en circuito y programada

Capítulo 8

Sistemas de comunicación

- 800 Circuitos de comunicación
- 810 Equipos de radio y televisión
- 820 Antenas de televisión comunitarias y sistemas de distribución de radio

Capítulo 9

Alumbrado público

- 901 Disposiciones de carácter general
- 902 Definiciones
- 903 Niveles de luminancia e iluminancia
- 904 Sistemas de alumbrado público
- 905 Pasos vehiculares
- 906 Sistema de iluminación para áreas generales

Capítulo 10

Tablas

Segunda parte

Capítulo 21

Generalidades

- 2101 Disposiciones de carácter general
- 2102 Definiciones
- 2103 Métodos de puesta a tierra

Capítulo 22

Líneas aéreas

- 2201 Requisitos generales
- 2202 Separación de conductores en una misma estructura. Espacios para subir y trabajar
- 2203 Separación entre conductores soportados en diferentes estructuras

2204 Altura de conductores y partes vivas de equipo sobre el suelo, agua y vías ferreas

2205 Separación de conductores a edificios, puentes y otras construcciones

2206 Distancia horizontal de estructuras a vías ferreas, carreteras y aguas navegables

2207 Derecho de vía

2208 Cargas mecánicas en líneas aéreas

2209 Clases de construcción en líneas aéreas

2210 Retenidas

Capítulo 23

Líneas subterráneas

2301 Requisitos generales

2302 Obra civil para instalaciones subterráneas

2303 Cables subterráneos

2304 Estructuras de transición de líneas aéreas a cables subterráneos o viceversa

2305 Terminales

2306 Empalmes terminales y accesorios para cables

2307 Equipo subterráneo

2308 Instalaciones en túneles

2309 Charcos para cables

Capítulo 24

Subestaciones

2401 Requisitos generales

2402 Locales y espacios para subestaciones

2403 Sistemas de tierras

2404 Resguardo y espacios de seguridad

2405 Instalación de equipo eléctrico en subestaciones

3.

Selección y cálculo de calibres

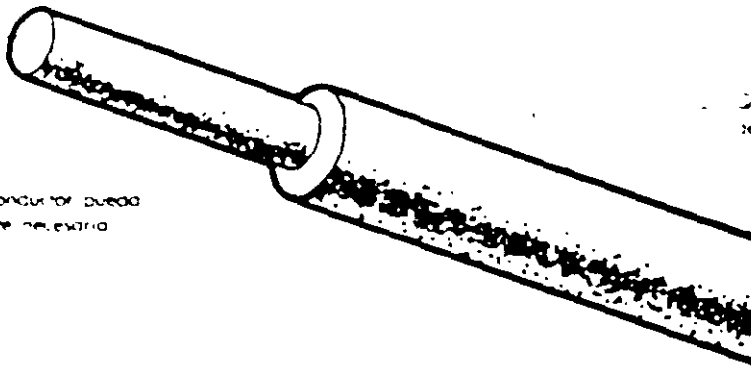
Una vez que se ha elegido un producto y habiendo tomado en cuenta la norma vigente durante el diseño eléctrico de la instalación, el siguiente paso es el cálculo del calibre mínimo del conductor, considerando dicho diseño. Con respecto a esto, únicamente analizaremos el cálculo del calibre mínimo para conductores de baja tensión.

Factores a considerar durante el cálculo del calibre mínimo

En primer lugar, es necesario aclarar que el calibre mínimo para una instalación no es siempre el más económico.

Los principales factores que se deben considerar al calcular el calibre mínimo para un conductor de baja tensión son:

1. Que la temperatura del conductor no dañe el aislamiento.



2. Que la sección del conductor pueda transportar la corriente necesaria.

3. Que la caída de tensión este dentro de las normas.

Es vital considerar los tres aspectos a la vez, porque en caso contrario se podrían ocasionar los siguientes problemas:

- A. Si la sección de cobre es menor.
 - El conductor tendrá mayor resistencia eléctrica, aumentando las pérdidas de energía.
 - El conductor tendrá mayor temperatura de operación, aumentando la resistencia eléctrica y deteriorando el aislamiento.
 - La caída de tensión en la línea será mayor a la permitida, lo cual puede afectar la operación en el punto de carga y dañar los equipos.

B. Si no se protege el aislamiento:

- El aislamiento sufrirá deterioro por alta temperatura, aumentando el riesgo de fugas de corriente y cortocircuitos.
- Disminuirá la vida útil del conductor.

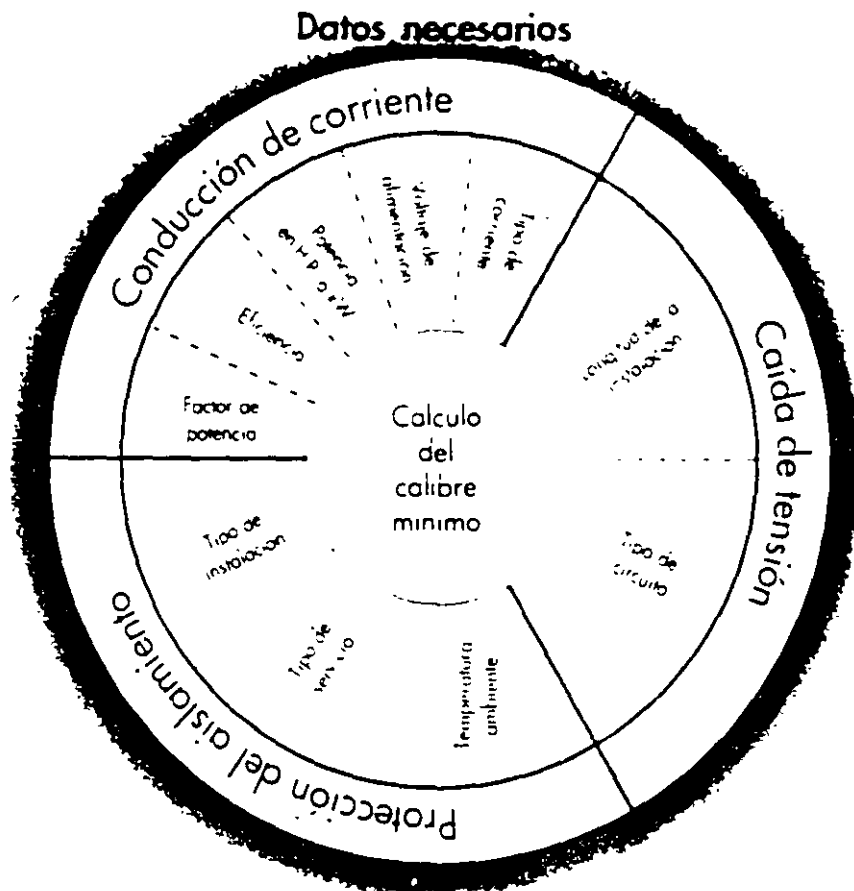
C. Si no se cuida que la caída de tensión sea correcta.

- El circuito y los conductores trabajarán fuera de norma
- Pueden dañarse los equipos alimentados, o no dar el servicio requerido

Datos necesarios para el cálculo

Existen personas que tienen una vasta experiencia en instalaciones eléctricas, y que con los años se han acostumbrado a calcular los calibres conociendo únicamente la potencia, o la corriente y el voltaje. Algunos también preguntan la longitud del circuito, y aunque es cierto que muchas veces aciertan en el cálculo del calibre correcto, es también innegable que en otras ocasiones fallan en este, por no haber tomado en consideración todos los datos necesarios.

Los datos que se presentan a continuación son, en principio, suficientes para que el cálculo mencionado no tenga posibilidad de error:

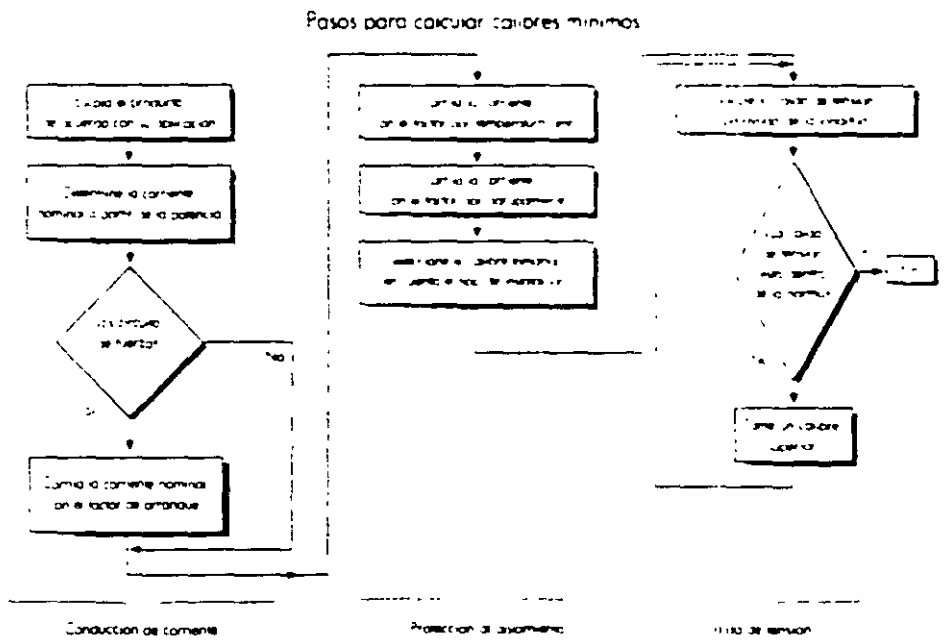


Como se observa en la tabla circular, estos datos tienen relación directa con los factores anotados anteriormente: conducción de corriente, protección al aislamiento y caída de tensión. Para evitar confusiones, se aclarará un poco cada uno de los datos presentados.

- Factor de potencia: del equipo a alimentar
- Eficiencia: del equipo a alimentar.
- Potencia en H.P. o kW: del equipo a alimentar
- Voltaje de alimentación: 127, 220, 440 Volts, etcetera
- Tipo de corriente: directa, alterna, 1Ø, 2Ø, 3Ø
- Longitud de la instalación: para calcular la caída de tensión
- Tipo de circuito: alimentador o derivado; la norma NOM-001-SEMP. permite 3 por ciento de caída de tensión para derivados, y 5 por ciento para el conjunto del alimentador más el derivado
- Temperatura ambiente: la más caliente en verano o la de la recámara, si se tiene alguna maquina que disipe mucho calor.
- Tipo de servicio: 24 horas al día, arranque y paro continuo, servicio nocturno, etcetera
- Tipo de instalación: al aire libre, en tubo conduit, en charola, directamente enterrado, etcetera

Procedimiento general de cálculo

La forma en que deben manejarse los datos anteriores, para obtener un cálculo correcto del calibre del conductor, se resume en el siguiente diagrama.



Conviene comentar que en la parte inferior de este diagrama de flujo, se distinguen una vez más los tres factores básicos en el cálculo del calibre. Para facilitar el entendimiento de este diagrama, siga el sentido de las flechas.

Métodos de cálculo

El diagrama del punto anterior es genérico, pero son varios los métodos que se utilizan en la práctica para calcular calibres mínimos. Aquí se comentarán únicamente tres de ellos

- Método largo a partir de fórmulas
- Calculador de calibres para baja tensión
- Tanteo (este método no siempre es seguro como se comentará más adelante)

Método largo a partir de fórmulas

Sin duda es muy seguro, pero requiere de tablas, calculadora, etcétera y de una cantidad de tiempo considerable. Es muy utilizado por diseñadores y proyectistas de obras eléctricas. Sin embargo, para baja tensión pueden utilizarse otros métodos tan seguros como este pero más ágiles.

A continuación se presenta una guía con los pasos que incluye este método

Guía para determinar el calibre del conductor en baja tensión

1. Seleccionar el tipo de conductor adecuado de acuerdo con el uso específico de la instalación (véase el catálogo de Conduflex), además se deberá saber si la instalación se efectuará en tubo conduit, al aire libre o en charola.
2. Calcular la corriente que va a transportar el conductor con la fórmula adecuada que aparece en las tablas de fórmulas eléctricas más usuales. En el caso de motores, es posible calcular la corriente con dichas fórmulas, o consultarlas directamente en las tablas de valores de corriente a plena carga para motores. Es necesario aumentar a la corriente de plena carga en los motores un 25 por ciento adicional para cumplir con la norma NOM-001-SEMP; en el caso de dos o más motores, hay que sumar las corrientes nominales de éstos y aumentar solamente 25 por ciento del valor de la corriente del motor más grande.
3. Es necesario afectar este valor de corriente por los factores de corrección por temperatura y agrupamiento (tablas 5.7, 5.8 y 5.9). Este nuevo valor de corriente no circulará realmente por el conductor, su utilidad radica en simular las condiciones adversas en las que se estará trabajando.
4. Con este nuevo valor de corriente afectada por los factores de corrección, se debe localizar el calibre adecuado, según el tipo de conductor y de instalación elegidos.

5. Una vez localizado el calibre del conductor, sera necesario verificar la caída de tensión que sufrira la instalación, utilizando para esto la formula de caída de tensión, que es

$$\% \Delta V = \frac{F_c \times L \times I}{10 V_e}$$

donde.

$\% \Delta V$ = Caída de tensión (porcentaje)

L = Longitud del circuito (m)

I = Corriente que circula (amperes)

V_e = Voltaje de alimentación

F_c = Factor de caída de tensión unitaria $\left(\frac{\text{milivolts}}{\text{amper} \cdot \text{m}} \right)$

(vease tabla num. 5 13)

Es importante recalcar que, en esta formula, la corriente que se utilizara sera la que resulte en el segundo paso, es decir, que aqui la corriente no debe ser afectada por los factores de correccion por agrupamiento y temperatura.

6. Si la caída de tensión es mayor a 3 por ciento para circuitos alimentadores o derivados o de 5 por ciento para la suma de alimentador mas derivado, es necesario calcular un calibre superior. Esto se puede hacer despejando el factor de caída unitaria (F_c) de la formula anterior, que quedaria como sigue:

$$F_c = \frac{\% \Delta V \times 10 \times V_e}{L \times I}$$

donde

$\% \Delta V$ = 3% max., según la norma NOM-001-SEMP

I = Corriente que circula en el circuito sin ser afectada por los factores de agrupamiento y temperatura ambiente

L = Longitud del circuito (m)

V_e = Voltaje de alimentación

F_c = Factor de caída de tensión unitaria $\left(\frac{\text{milivolts}}{\text{amper} \cdot \text{m}} \right)$

Conociendo F_c , se buscará y escogerá en la tabla num. 5 13 el calibre que da igual o menor factor de caída de tensión.

Se debe tener cuidado al escoger en la tabla el factor de caída de tensión (F_c), ya que el sistema sobre el que se está haciendo el cálculo puede ser monofásico o trifásico

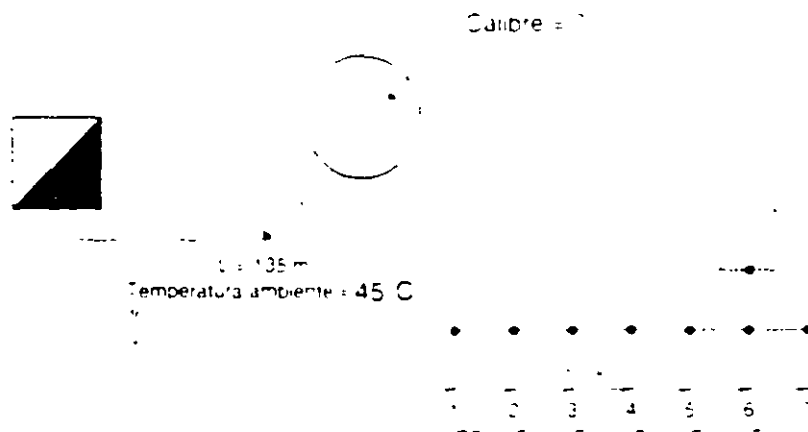
7. Cálculo de corriente de cortocircuito: este cálculo sirve para determinar cuánto tiempo soportará sin dañarse el aislamiento de un conductor al producirse un cortocircuito. Es importante conocer este tiempo

para escoger adecuadamente las protecciones de la línea. Para conocer el tiempo máximo en el que deberá operar la protección, véanse las graficas de corriente de cortocircuito, donde en el eje horizontal se exhiben los calibres, y en el vertical, la corriente en miles de amperes. La intensidad de corriente que podrá soportar el conductor, dependerá del tiempo en que operen la protección y el calibre.

Para ilustrar un poco más este método, se presenta un ejemplo sencillo de aplicación, aclarando que las tablas citadas se localizan en la sección 5 de este manual.

Ejemplo de selección de calibre

Seleccionar el calibre más adecuado de la línea Vinaneí 2000^{mm} para alimentar el siguiente circuito.



Datos

Motor num	HP	Voltaje	Fases	Factor de Potencia F P	Eficiencia η
1	5	440 V	3	85%	73%
2	5	"	"	"	"
3	3	"	"	"	69%
4	3	"	"	"	"
5	10	"	"	78%	84%
6	10	"	"	"	"
7	10	"	"	"	"

1. Tomadas de la placa del motor

Solución: para calcular la corriente que consume cada motor, se puede consultar:

- la placa de datos del motor.
- la tabla de corriente a plena carga de motores trifásicos, donde se indica el amperaje para cada uno.

Consultando las fórmulas, tenemos

$$I = \frac{H.P. \times 746}{1.732 \times E \times \eta \times F.P.}$$

Cada motor de 5 H.P. tomara

$$I = \frac{5 \times 746}{1.732 \times 440 \times 0.73 \times 0.85} = 7.9 \text{ amperes}$$

Cada motor de 3 H.P. tomara

$$I = \frac{3 \times 746}{1.732 \times 440 \times 0.69 \times 0.85} = 5 \text{ amperes}$$

Cada motor de 10 H.P. tomara

$$I = \frac{10 \times 746}{1.732 \times 440 \times 0.84 \times 0.78} = 15 \text{ amperes}$$

Se obtiene la corriente total del circuito I_n (corriente nominal)

$$I_n = 7.9 \times 2 + 5 \times 2 + 15 \times 3$$

$$I_n = 15.8 + 10 + 45$$

$$I_n = 70.8 \text{ amperes}$$

Como la norma señala aumentar 25 por ciento del motor mas grande del circuito, tendremos que la corriente resultante (I_r) sera

$$I_r = 70.8 + (0.25 \times 15)$$

$$I_r = 70.8 + 3.75$$

$$I_r = 74.55 \text{ amperes}$$

Esta corriente se afectara enseguida por los factores de corrección debidos al agrupamiento y a la temperatura ambiente, segun las tablas 5.8 y 5.9

- Para una temperatura ambiente de 45 C y una temperatura en el conductor de 90 C, el factor es 0.87.
- Para una instalacion de tres cables en charola dispuestos horizontalmente, el factor es de 0.87.

Calculando con estos factores, la nueva corriente I_{Δ} (corriente afectada).

$$I_{\Delta} = \frac{74.55}{0.87 \times 0.87} = 98.5 \text{ amperes}$$

...Esta corriente afectada (I_{Δ}) no existe realmente, es solo una manera de considerar las condiciones adversas en las que trabajará el conductor.

Al consultar en la tabla núm. 5.1 (Vinanel 2000^{ms}) el calibre necesario para transportar 98.5 amperes, el 6 AWG es el que puede transportar hasta 105 amperes al aire libre

La caída de tensión ($\% \Delta V$) se analiza aplicando la fórmula del punto 5 de la guía para selección del calibre en baja tensión:

$$\% \Delta V = \frac{F_c \times L \times I_r}{10 \times V_e}$$

F_c puede obtenerse de la tabla núm. 5.13 los demás valores son datos del problema.

$$\% \Delta V = \frac{2.92 \times 135 \times 74.55}{10 \times 440}$$

$$\% \Delta V = 6.67\%$$

La caída de tensión sobrepasa el 3 por ciento que marca la norma NOM-001-SEMP por lo tanto será necesario buscar un calibre superior

Para esto, despejamos de la fórmula F_c y nos queda

$$F_c = \frac{\% \Delta V \times 10 \times V_e}{L \times I_r}$$

Considerando $\% \Delta V = 3$

Y substituyendo, tenemos:

$$F_c = \frac{3 \times 10 \times 440}{135 \times 74.55} = 1.3115$$

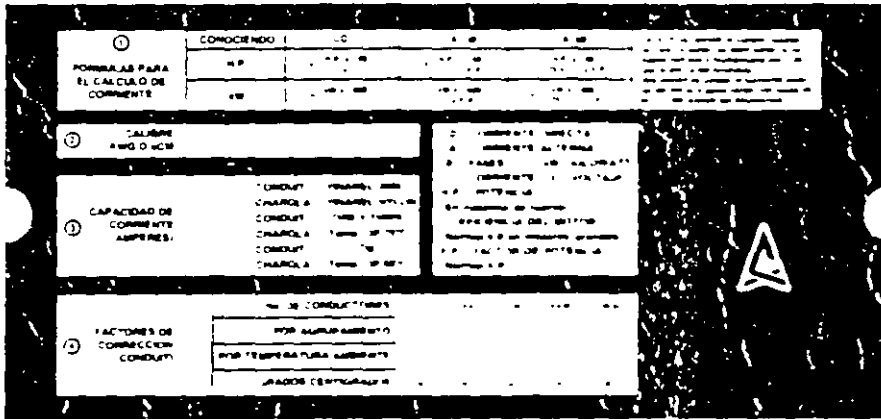
En la tabla núm. 5.13 se observa que el calibre 2 AWG tiene un factor de caída de tensión unitaria menor a 1.3115; por lo tanto, el cable Vinanel 2000^{ms} calibre 2 AWG es el indicado para la instalación. Véase trifásico en tubo conduit metálico

Calculador de calibres para baja tensión

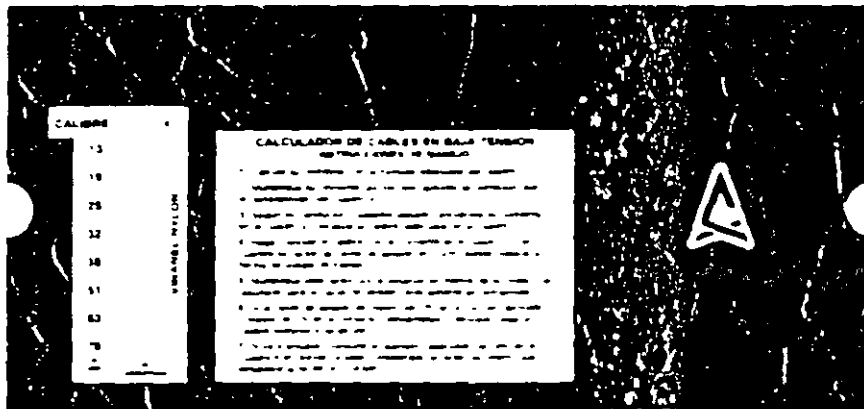
La intención de este calculador es simplificar el cálculo del calibre del conductor, ya que éste puede determinarse rápidamente con los datos del circuito y una calculadora.

El calculador tiene dos caras:

Frente



Reverso



Para facilitar la explicación del calculador, primero se describirá cada uno de los cuadros que éste contiene, y luego se concluirá la explicación con un ejemplo

A. Cuadro 1

Contiene las fórmulas de cálculo de corriente. Es importante señalar que, al seleccionar la fórmula, se necesita tomar en cuenta el tipo de corriente (CD, CA 1Ø o CA 3Ø) y el valor de la potencia (H.P. o kW). Después de escoger la fórmula adecuada, se sustituyen los datos y se obtiene la corriente. Por último, si el circuito es de fuerza, será necesario corregir esta corriente con un factor de arranque, como se apunta en la parte derecha del cuadro 1.

Para calcular el calibre requerido para alimentar un motor, se toma la corriente nominal y se multiplica por 1.25 (por el efecto de arranque), siempre y cuando se conozca la eficiencia y F P

Otra opción es utilizar la corriente a plena carga del motor y multiplicarla por el mismo factor

El objetivo es que el conductor este protegido de los sobrecalentamientos que se presentan con cada arranque

Este valor de corriente corregida es lo que llamaremos corriente del cuadro 1

B. Cuadro 4

Contiene los factores de correccion por agrupamiento y por temperatura ambiente. Estos factores son muy importantes, ya que si no se toma en cuenta el numero de conductores que iran juntos en una canalizacion, ni la temperatura en el lugar de la instalacion, se corre el riesgo de calcular un calibre minimo, que puede causar que el conductor alcance su temperatura maxima de operacion unicamente con la corriente nominal. Esto ocasiona que el conductor reciba mas calor al estar junto a otros o en un lugar calido, sobrepasando asi la temperatura maxima de operacion y provocando desgaste prematuro

Para obtener estos factores, debe observarse lo siguiente, cuando la costilla del calculador esta en posicion normal (frente de regleta), se obtienen los factores para productos THW, adecuados para una temperatura maxima de operacion de 75 C. Es importante mencionar que las flechas de 1 a 3 (por agrupamiento) y de 40 C (por temperatura) deben coincidir con las flechas de la costilla.

Para obtener los factores de los productos TW 60 C, se debe desplazar la costilla del calculador hacia la derecha, haciendo que coincidan las flechas

Ahora bien para obtener los factores de correccion para el Vinanel 2000™ y el Vinanel Nylon™ adecuados para una temperatura de operacion de 90 C se debe desplazar la regleta de la posición normal hacia la izquierda, haciendo que coincidan las flechas

Los factores de correccion que se obtengan se multiplican por la corriente calculada en el cuadro 1. El valor resultante sera la corriente del cuadro 4

C. Cuadro 3

En primera instancia se selecciona el producto (TW 60 C THW THWN 75 C Vinanel 2000™ o Vinanel Nylon™ 90 C). Luego se selecciona el rengion "conduit" o "charola" dependiendo del tipo de instalacion que se realice. Finalmente, una vez que se ha seleccionado correctamente el rengion se desplaza la costilla hacia la izquierda, hasta encontrar un valor de corriente mayor o igual al calculado en el cuadro 4

D. Cuadro 2

Aqui se indica el calibre capaz de transportar la corriente calculada en el cuadro 4.

E. Cuadro 5

Se emplea para establecer la caida de tension de acuerdo con el calibre calculado y la corriente. Tiene cuatro renglones: la corriente, los calibres, las caidas de tension y el voltaje de trabajo.

La forma de manejo para caida de tension es sencilla se desplaza la costilla del calculador, de forma que el valor de corriente del cuadro 1 (que genera la caida de tension, a diferencia de la indicada en el cuadro 4) coincida con el calibre obtenido en el cuadro 2. Una vez que hayan coincidido estos valores, no deberá moverse la costilla; sólo tendrá que seleccionarse la flecha

correspondiente a su voltaje de trabajo (127, 220 o 440 Volts) y localizarse el valor de caída de tensión sobre la flecha escogida. Es importante observar que esta escala de caídas de tensión crece logarítmicamente de derecha a izquierda

El valor obtenido con esta escala se multiplica por la longitud del circuito, obteniéndose así la caída de tensión. Si la caída calculada es menor o igual a 3 por ciento (en circuitos derivados) o menor o igual a 5 por ciento (en el conjunto alimentador más derivado), el calibre calculado en el cuadro 4 es el correcto. Si su caída de tensión es mayor, será necesario tomar el calibre superior y repetir el cálculo

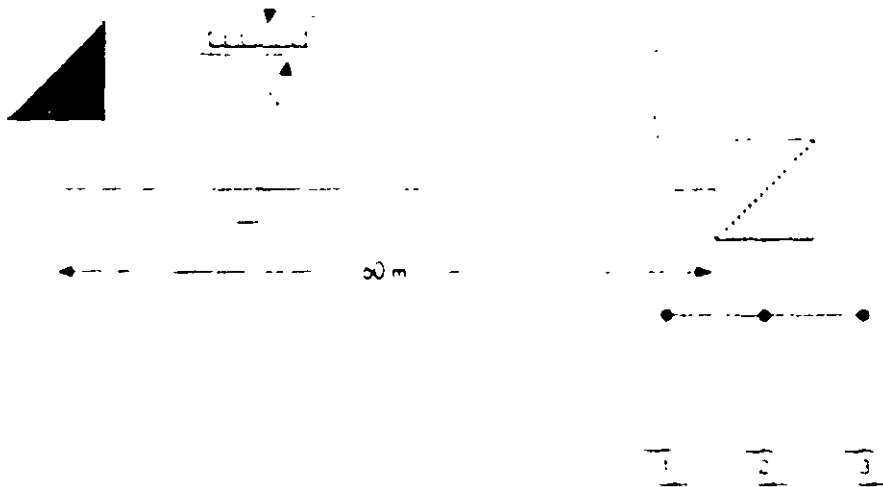
F. Cuadro 6

Aunque permite calcular la tubería necesaria, conviene comentar que el resultado no coincide con lo que la práctica demuestra

Para redondear la explicación del manejo del calculador de calibres, se utilizará el siguiente ejemplo

Ejemplo del manejo del calculador

Cable TW 100 C.



Datos

Motor num	HP	Voltaje	Fases
1	10	440 V	3
2	5	"	"
3	2	"	"

La charola ya tiene tres cables
 Temperatura ambiente 45 C
 Operación continua

Solución

Formula seleccionada
$$I = \frac{HP \times 746}{3 \times V \times \eta \times FP} \quad (\text{cuadro 1})$$

2 Como no se conoce la eficiencia η ni el factor de potencia FP se tienen dos opciones

- Suponer que $\eta = 0.9$ y $FP = 0.85$, posteriormente sustituir en la formula
- Obtener la corriente de las tablas de corrientes nominales a plena carga

La segunda opcion es posiblemente la mas sencilla por lo que se incluyen estas tablas para utilizarlas en caso de desconocer la eficiencia o el factor de potencia

3 El valor de la corriente es

$$I = 1.25 \times 15 + 7.9 + 3.6 = 30.25 \text{ amperes}$$

Como puede notarse para incluir el factor de arranque debio multiplicarse por 1.25 la corriente del motor de 10 HP que es el mas grande

4 Los factores de correccion por agrupamiento y por temperatura ambiente para el producto TW (60 C) son

- Por agrupamiento 1.25
- Para 45 C 1.41

5 La corriente corregida es

$$I_c = 30.25 \times 1.41 \times 1.25 = 53.31 \text{ amperes}$$

6 Para un producto TW (60 C) instalado en charola, el calibre num 8 AWG conduce 55 amperes (cuadros 3 y 4)

7 Para un calibre num 8 con 30.25 amperes efectivos la cada de tension por metro a 440 Volts es de 0.026 por ciento (cuadro 5)

$$CT = 0.026 \times 60 \text{ m} = 1.56\%$$

Por lo tanto el producto adecuado para este circuito es el cable TW (60°C) calibre num 8 AWG

Es importante recordar que, en 1993, la autoridad competente establecio el nuevo valor de factor de potencia minimo para una instalacion electrica, que es 0.9(-). Por tal motivo, la consideracion que se haga para calculos electricos que involucren el factor de potencia, es tomar el valor 0.9. En la seccion de tablas de este manual, puede encontrarse informacion sobre como corregir un factor de potencia bajo por medio de capacitores.

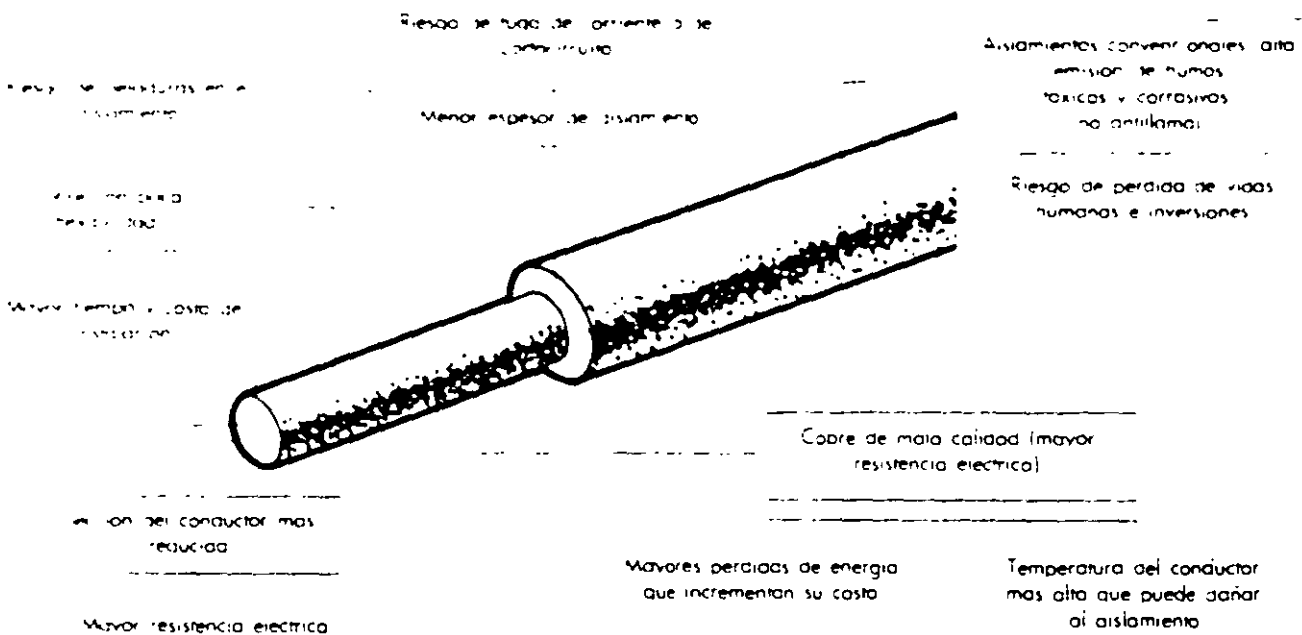
4. Alambres y cables fabricados con calidad, proporcionan economía en la industria de la construcción

Después de seleccionar el producto y el calibre y de diseñar la instalación de acuerdo con las normas correspondientes, se llega a uno de los temas más delicados del proyecto: la economía. Es común que se intente por todos los medios, reducir costos para incrementar las utilidades, y generalmente se termina por comprar materiales de mala calidad solo porque son más baratos.

Sin embargo, para que una instalación sea confiable, duradera y a la vez económica, adquirir conductores eléctricos de bajo costo no es lo que resulta más barato, porque aunque su costo inicial sea menor, su utilización provoca que la instalación sea riesgosa, molesta (por las averías que se produzcan en ella), efímera (porque no durará muchos años funcionando) y costosa (por las pérdidas debidas a calentamientos excesivos).

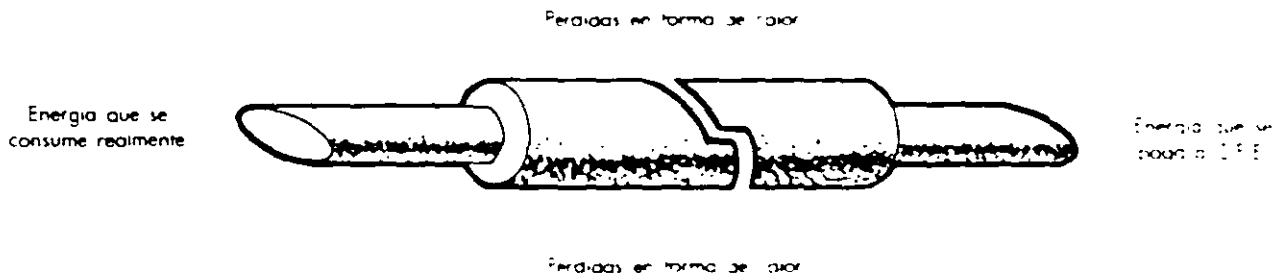
Así, emplear conductores de mala calidad no significa un ahorro real, ya que aunque se pague menos por adquirirlos, se pagará más por utilizarlos, puesto que los problemas que ocasionan representan pérdidas de dinero (por reparación o reinstalación), de prestigio (porque el trabajo deberá repetirse en unos cuantos años) y de clientes (por entregar trabajos de mala calidad).

Problemas ocasionados por conductores de mala calidad



Aunque todos estos problemas son graves por naturaleza, bastara uno para justificar, en términos económicos, la compra de un conductor de buena calidad el incremento en la resistencia eléctrica

Con este fin, en el siguiente esquema se representa la instalación eléctrica de una casa. En el lado derecho está el contador; al lado izquierdo se encuentran aparatos domésticos, como, plancha, licuadora, televisión, motobomba, focos, etcétera.



La diferencia entre la energía que se consume y la que se paga, esta dada por la energía disipada en forma de calor, que depende de la resistencia eléctrica del conductor. Los conductores de buena calidad tienen menor resistencia eléctrica, y evitan el desperdicio de energía como calor disipado

A continuación se presenta un ejemplo de esto

Alambre TW-12	Resistencia a 60 C
Producto de buena calidad	0.006156 Ω /m
Producto de mala calidad	0.007178 Ω /m

Para una longitud de 100 m: $(0.007178 - 0.006156) \times 100 = 0.1022 \Omega$

Así, vemos que el conductor de mala calidad tiene una resistencia eléctrica adicional de 0.1022 Ω /100 m, la cual genera mayores pérdidas. Calculando estas pérdidas adicionales para una corriente de 25 amperes.

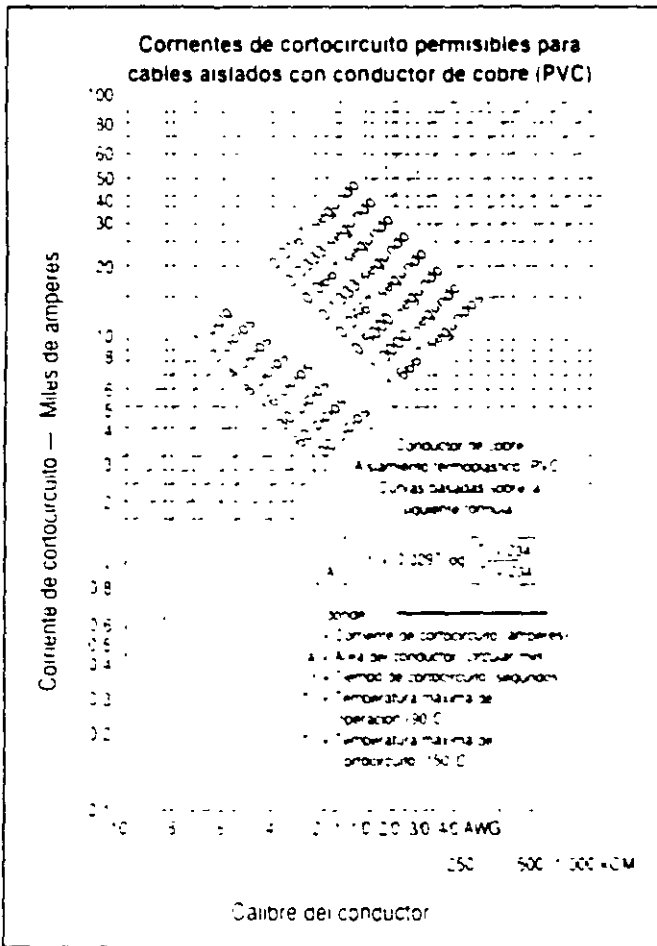
$W = I^2R = (25)^2 (0.1022) = 63.9 \text{ Watts}$

Esta energía adicional sería suficiente para alimentar un foco de 60 Watts, en lugar de disiparla en forma de calor en la instalación. Baste imaginar la cantidad de circuitos que se tiene en un edificio de departamentos, en oficinas, centros o locales comerciales, talleres, etcétera, y la cantidad de alumbrado extra o alimentación de otras cargas que se puede proporcionar utilizando conductores de buena calidad.

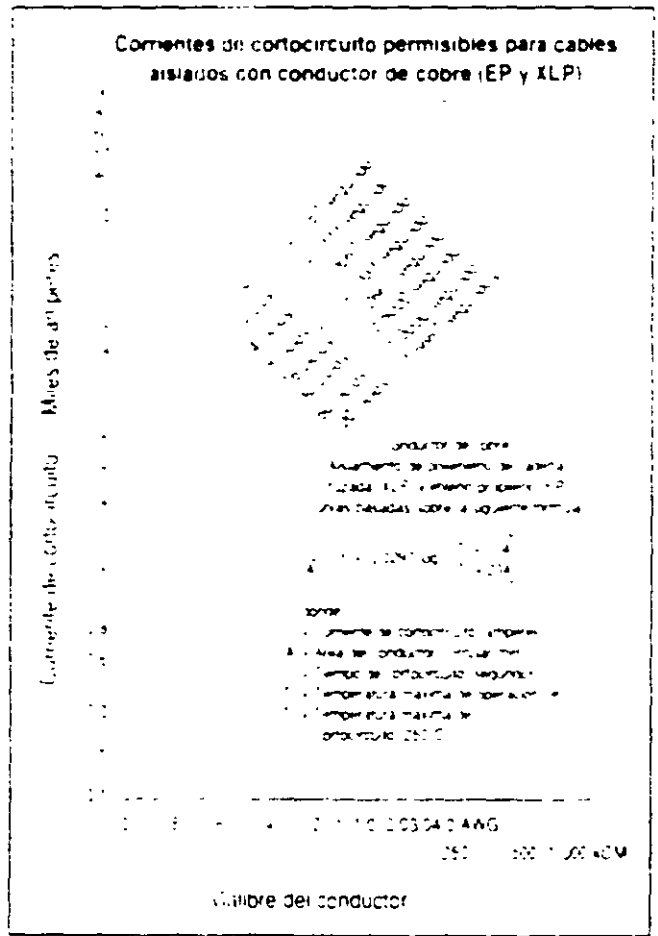
5. Sección técnica general

Gráficas de capacidad de corriente de cortocircuito en conductores

Gráfica 5.1



Gráfica 5.2



Una equivalencia práctica entre un circular mil y un milímetro cuadrado es

$$1 \text{ mm}^2 = 1.9735 \text{ CM}$$

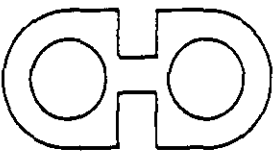

Tablas de capacidad de conducción de corriente y dimensiones de conductores eléctricos

TABLA 5.1 Vinanel 2000^{mm} y TW (60 C)

Cable AWG / Al. M.	VINANEL 2000 ^{mm}				TW (60 C)					
	Cable Agrupación		Cable Nominal mm	Cable Al. M.	Cable Agrupación			Cable Nominal mm	Cable Al. M.	Cable Al. M.
	Cable Agrupación	Cable Nominal mm			Cable Agrupación					
			Cable Nominal mm	Cable Al. M.	Cable Nominal mm	Cable Al. M.				
2										
4										
6										
8										
10										
12										
14										
16										
18										
20										
22										
24										
26										
28										
30										
32										
34										
36										
38										
40										
42										
44										
46										
48										
50										
52										
54										
56										
58										
60										
62										
64										
66										
68										
70										
72										
74										
76										
78										
80										
82										
84										
86										
88										
90										
92										
94										
96										
98										
100										

Para condiciones de agrupamientos diferentes o temperatura ambiente superior a 30 C consultar tablas de factores de corrección
 (1) Los diámetros considerados son para cables aislados los alambres tienen un diámetro ligeramente menor
 (2) El peso considerado es para cables aislados los alambres tienen un peso ligeramente menor

TABLA 5.2 TWD y SPT

Calibre AWG	TWD (60 C)				SPT (60 C)			
			3	300V			3	300V
	Dimensiones mm				Dimensiones mm			
Corriente Amperes	A	B	Peso kg, km	Corriente Amperes	A	B	Peso kg, km	
22	1	4.4	2.0	15	3	4.0	2.0	14
20	3	4.7	2.1	20	7	4.9	2.5	22
18	5	5.1	2.4	27	10	5.4	2.7	29
16	8	5.7	2.6	38	13	7.7	3.8	54
14	20	7.4	3.5	63	18	8.5	4.2	73
12	25	8.2	3.9	90	25	12.8	7.3	145
10	40	9.3	4.5	136				

Para condiciones de agrupamientos diferentes a temperatura ambiente superior a 30 C consultar tablas de factores de correccion
 Los datos estan sujetos a tolerancias normales de manufactura

TABLA 5.3 Vinanel Nylon™ (THWN-THHN)

Calibre AWG/kCM	Diametro exterior mm	Peso kg/km	Capacidad de conduccion de corriente Amperes			
			En tubo conduit		Al aire libre	
			a 90 C	a 75 C	a 90 C	a 75 C
14	3.0	25	25	20	25	30
12	3.4	37	30	25	40	35
10	4.3	60	40	35	55	50
8	5.6	97	55	50	80	70
6	6.6	148	75	65	105	95
4	8.4	227	95	85	140	125
2	9.9	348	130	115	190	170
1/0	12.5	550	170	150	260	230
2/0	13.7	684	195	175	300	265
3/0	15.0	851	225	200	350	310
4/0	16.5	1061	260	230	405	360
250	18.2	1259	290	255	455	405
300	19.6	1498	320	285	505	445
500	24.3	2450	430	380	700	620

Estos datos son aproximados y estan sujetos a tolerancias normales de manufactura.

Cuando los conductores de circuitos de corriente alterna se alojan en tuberia metalica o cuando dichos conductores con una corriente mayor a 50 amperes pasen a traves de una placa metalica, se deberan colocar en la tuberia a traves de la placa agrupando los conductores activos y el neutro, con el fin de limitar calentamientos excesivos por los efectos de induccion.

TABLA 5.4 Cable Vulkanel XLP, tipo RHW-RHM, 600 Volts

Calibre AWG/kCM	Diametro mm		Peso kg/km	Capacidad de conduccion de corriente Amperes			
	Conductor	Exterior		Hasta tres cables en ducto		En charolas	
				a 75 C	a 90 C	a 75 C	a 90 C
14	1.6	4.2	30	20	25	30	35
12	2.0	4.7	50	25	30	35	40
10	2.6	5.3	65	35	40	50	55
8	3.7	6.8	110	50	55	70	80
6	4.3	7.4	150	65	75	95	105
4	5.4	8.5	230	85	95	125	140
2	6.8	9.9	350	115	130	170	190
1/0	8.6	12.7	555	150	170	230	260
2/0	9.6	13.7	692	175	195	265	300
3/0	10.8	14.9	853	200	225	310	350
4/0	12.1	16.2	1.065	230	260	360	405
250	13.3	18.2	1.270	255	290	405	455
300	14.5	19.5	1.514	285	320	445	505
400	16.7	21.7	1.990	335	380	545	615
500	18.8	23.7	2.645	380	430	620	700
750	23.2	28.9	3.680	475	535	785	885
1.000	26.9	32.6	4.875	545	615	935	1.055

Los datos son aproximados y están sujetos a tolerancias normales de manufactura.

La capacidad es para una temperatura de terreno de 20 C en el caso de cables en ductos o directamente enterrados y para una temperatura ambiente de 30 C en el caso de cables en charolas o al aire libre.

TABLA 5.5 Cordón uso rudo, tipo SO

Calibre AWG	Uso rudo (90 C) Tipo SO 600 V					
	Corriente Amperes		Diámetro exterior mm		Peso kg/km	
	Conductores		Conductores		Conductores	
	2	3	2	3	2	3
14	18	15	13.6	14.3	220	260
12	25	20	15.4	16.2	290	350
10	30	25	16.7	17.5	355	435
8	40	35	21.0	22.2	550	675
6	55	45	23.8	25.1	740	905
4	70	60	27.2	29.0	1025	1300
2	95	80	31.5	33.3	1430	1835

TABLA 5.6 Cordones uso rudo, tipos ST y SJT

Calibre AWG	Uso rudo (60 C) Tipo ST 600 V						Uso rudo (60 C) SJT 300 V					
	Corriente Amperes		Diámetro exterior mm		Peso kg/km		Corriente Amperes		Diámetro exterior mm		Peso kg/km	
	Conductores		Conductores		Conductores		Conductores		Conductores		Conductores	
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
18							10	7	7.2	7.7	65	80
16							3	10	7.9	8.5	84	103
14		15		14.0		278	16	15	8.7	9.2	108	135
12	25	20	15.1	15.9	314	368	25	20	10.5	11.1	162	202
10	30	25	16.4	17.0	388	385	30	25	14.0	14.9	282	350
8	40	35	20.3	21.5	411	564						
6												
4		60		28.4		1135						
2		80		33.2		1645						

Los valores de corriente se toman en cuenta cuando los tres conductores transporten corriente en caso de necesitar dos conductores de energía y un tercero a tierra se tomarán las capacidades del duplex plano en el mismo calibre. Datos sujetos a tolerancias normales de manufactura.



Tablas de factores de corrección para cables instalados en tubos conduit y charola

TABLA 5.7 Tubo conduit*

Número de conductores que llevan corriente	Factores de corrección por agrupamiento
1 a 3	1.00
4 a 6	0.80
7 a 9	0.70
10 a 20	0.50
21 a 30	0.45
31 a 40	0.40
41 y más	0.35

* Para información más detallada, consulte a norma "NOM-001-SEMP"

TABLA 5.8 Charola*

Número de conductores que llevan corriente	Factores de corrección por agrupamiento
1 - 3	1.00
4 - 6	0.80
7 - 24	0.70
25 - 42	0.60
43 y más	0.50

* Los factores de corrección de esta tabla se aplican a las capacidades de corriente de la Tabla 5.1 donde indica "Al aire libre". Para grupos de cables monoconductores, como los triples o cuadruples, o los grupos de cables monoconductores amarrados entre sí, deben aplicarse las capacidades de corriente de la Tabla 5.1 donde indica "Tubo conduit" aplicando los factores de corrección de esta tabla para el número de conductores de cada grupo.

Cuando los cables en la charola tienen un espaciamiento arriba del 25% del diámetro del cable más grande, o del grupo de cables de mayor diámetro, deben usarse los siguientes factores

Número de cables horizontalmente	1	2	3	4	5	6
Verticalmente						
1	1.00	0.93	0.87	0.84	0.83	0.82
2	0.89	0.83	0.79	0.76	0.75	0.74

Para cables con un espaciamiento menor del 25% del diámetro del cable más grande, o del grupo de cables de mayor diámetro, se deben usar las capacidades de corriente de la Tabla 5.1 donde indica "Tubo conduit", multiplicada por el factor de corrección de la Tabla 5.8

Cuando las charolas tengan tapa, las capacidades de corriente afectadas por sus correspondientes factores de agrupamiento deben multiplicarse por 0.95

Cuando los cables instalados en charolas están expuestos a los rayos solares, las capacidades de corriente afectadas por sus correspondientes factores de agrupamiento deben multiplicarse por 0.85

Factores de corrección por temperatura ambiente

TABLA 5.9 Factores de corrección

Temperatura ambiente C	Para temperatura ambiente diferente de 30 C, multiplique las capacidades de corriente por el factor de corrección correspondiente en esta tabla		
	60 C	75 C	90 C
21 - 25	1.08	1.05	1.04
26 - 30	1.00	1.00	1.00
31 - 35	0.91	0.94	0.96
36 - 40	0.82	0.88	0.91
41 - 45	0.71	0.82	0.87
46 - 50	0.58	0.75	0.82
51 - 55	0.41	0.67	0.76
56 - 60		0.58	0.71
61 - 70		0.33	0.58
71 - 80			0.41

(1) Temperatura en el conductor de acuerdo con el tipo de aislamiento

Tablas de ocupación máxima de conductores en tubo conduit

TABLA 5.10

Tipo de conductor	Calibre de conductor AWG, kCM	Diámetro nominal de tubo (mm)									
		13	9	25	32	38	50	63	75	90	112
TW, THW, THW LS, THHW, LS, XHHW	4	9	6	25	32	38	50	63	75	90	112
	14	8	14	22	30	34	45	56	67	81	100
	2	7	2	20	27	32	41	51	62	75	91
	12	6	11	17	23	27	35	44	54	65	80
	3	5	1	15	20	24	31	39	48	58	71
	10	4	9	13	18	22	28	35	43	52	64
RHW, RHH (sin cubierta exterior)	14	5	10	15	20	24	31	39	48	58	71
	14	5	9	13	18	22	28	35	43	52	64
	12	4	8	12	16	20	26	32	40	49	60
	12	4	7	11	15	19	24	30	37	45	55
	3	4	7	10	14	18	23	29	36	44	54
	10	3	6	9	12	16	20	26	32	40	49
TW, THW, THW LS, THHW, LS, RHW, RHH (sin cubierta exterior)	6	1	2	4	5	6	8	10	13	16	20
	4	1	1	3	4	5	7	9	11	14	17
	2	1	1	2	3	4	6	8	10	13	16
	10			1	2	3	5	7	9	11	14
	20			1	2	3	5	7	9	11	14
	30			1	2	3	4	6	8	10	13
RHW, RHH (sin cubierta exterior)	40			1	2	3	4	6	8	10	13
	250						2	4	6	8	10
	300						2	3	5	7	9
	350						1	3	4	6	8
	400						1	2	4	5	7
500						1	1	3	4	6	

(1) Alambres

TABLA 5.11

Tipo de conductor	Calibre de conductor AWG / CM	Número nominal de tubo												
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
RHW y RHW (en conductos estancos)	14	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
	12	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	10	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
	8	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	6	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
	2	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
	0	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
	250	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	300	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	350	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	400	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	500	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	RHW y THHN	4	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		6	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
8		5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
10		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
12		7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
8		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
6		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
4		5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
2		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
0		7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
250		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
300		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
350		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
400		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
500		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	

Esta tabla se basa en factores de relleno de 40 por ciento para tres conductores o más, 31 por ciento para dos conductores y 53 por ciento en el caso de un solo conductor. Debe tenerse en cuenta que para más de tres conductores en un tubo la capacidad de corriente permisible en los mismos se ve reducida de acuerdo con los factores de corrección.

(1) Alambres

Tabla de porcentaje de relleno para conductores en tubo conduit o tuberías (de acuerdo con la norma NOM-001-SEMP)

Tabla 5.12

Num. de conductores en un tubo	Porcentaje utilizable del área del tubo
1	53%
2	31%
mas de 2	40%

Tabla de factores de caída de tensión unitaria (milivolts/ampere-metro)

Tabla 5.13

Cable AWG / CM	Sistema			
	Monofásico		Trifásico	
	Tubo conduit		Tubo conduit	
	Metálico	No metálico	Metálico	No metálico
14	21.54	21.54	18.65	18.65
12	3.56	13.56	11.74	11.74
10	8.52	8.52	7.08	7.08
8	1.36	1.36	4.54	4.54
6	1.37	1.37	2.92	2.92
4	2.12	2.12	.84	.84
2	.35	.33	.8	1.6
0	0.66	0.84	0.74	0.73
2.0	0.66	0.67	0.59	0.59
3.0	0.55	0.53	0.48	0.47
4.0	0.44	0.42	0.38	0.36
250	0.38	0.36	0.33	0.31
300	0.32	0.30	0.29	0.26
350	0.27	0.26	0.24	0.23
400	0.24	0.22	0.21	0.19
500	0.20	0.18	0.17	0.16
600	0.17	0.15	0.16	0.14
750	0.14	0.12	0.12	0.10
1000	0.12	0.09	0.10	0.09

(1) Valores validos para todo tipo de canalizacion

Fórmulas eléctricas

Tabla 5.14

Formulas electricas para determinar I HP kW y kVA			
Dato conocido	Corriente alterna		Corriente directa
	Una fase	Tres fases	
kVA, E	$I = \frac{kVA \times 1000}{E}$	$I = \frac{kVA \times 1000}{\sqrt{3} \times E}$	
kW, E, FP	$I = \frac{kW \times 1000}{E \times FP}$	$I = \frac{kW \times 1000}{\sqrt{3} \times E \times FP}$	$I = \frac{kW \times 1000}{E}$
H.P., E, FP, η	$I = \frac{HP \times 746}{E \times FP \times \eta}$	$I = \frac{HP \times 746}{\sqrt{3} \times E \times \eta \times FP}$	$I = \frac{HP \times 746}{E \times \eta}$
I, E	$kVA = \frac{I \times E}{1000}$	$kVA = \frac{I \times E \times \sqrt{3}}{1000}$	
I, E, FP	$kW = \frac{I \times E \times FP}{1000}$	$kW = \frac{I \times E \times \sqrt{3} \times FP}{1000}$	$kW = \frac{I \times E}{1000}$
I, E, FP, η	$HP = \frac{I \times E \times \eta \times FP}{746}$	$HP = \frac{I \times E \times \sqrt{3} \times \eta \times FP}{746}$	$HP = \frac{I \times E \times \eta}{746}$

donde:

E = Tension entre fases (Volts)

I = Corriente (amperes)

η = Eficiencia del equipo

FP. = Factor de potencia, en Mexico el minimo es 0.9

HP. = Caballos de potencia

kW = Kilowatts

kVA = Kilovoltamperes

Ley de Ohm:

$$\frac{V}{R} = I$$

Ley de Joule (efectos caloríficos de la corriente)

$$Q = 0.00024 R I^2 T$$

Equivalente calorífico de la energía eléctrica:

$$H = \frac{\text{Watts} \cdot \text{segundo}}{4184}$$

Conexión de condensadores. en serie

en paralelo

$$C = \frac{1}{\frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} + \frac{1}{C_3} + \frac{1}{C_4}}$$

$$C = C_1 + C_2 + C_3 + C_4$$

Conexión de inductancias

en serie

en paralelo

$$L = L_1 + L_2 + L_3 + L_4$$

$$L = \frac{1}{\frac{1}{L_1} + \frac{1}{L_2} + \frac{1}{L_3} + \frac{1}{L_4}}$$

Eficiencia de un motor C.C.

$$\eta = \frac{P}{E I}$$

donde:

P = Potencia (Watts)

η = Eficiencia

E = Voltaje

I = Corriente

Relación de transformación (m)

$$m = \frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{W_1}{W_2}$$

primario,

El subíndice 1 es para el

el 2 es para el secundario.

Porcentaje de caída de tensión:

$$\% \Delta V = \frac{F_c \times L \times I}{10 \times V_e}$$

donde:

$\% \Delta V$ = Caída de voltaje (porcentaje)

L = Longitud del circuito (m)

I = Corriente necesaria (amperes)

V_e = Voltaje a la entrada del servicio $\left(\frac{\text{milivolts}}{\text{amper-m}} \right)$

F_c = Factor de caída de tensión unitaria

Capacidad de conduccion de conductores
 donde

- Tc = Temperatura del conductor (C)
- Ta = Temperatura ambiente (°C)
- Rc = Resistencia del conductor (ohm/m)
- RT = Resistencia térmica total entre el cobre
 y el medio ambiente $\left(\frac{C \times M}{Watt} \right)$

$$I = \frac{Tc - Ta}{Rc + RT}$$

Motores

$$\text{Torque (lb-ft)} = \frac{H.P. \times 5.250}{RPM}$$

donde

- I = Corriente (amperes)
- V = Voltaje (Volts)
- R = Resistencia (ohms)
- Q = Cantidad de calor (kilocalorias)
- t = Tiempo (segundos)
- H = Kilocalorias
- P = Potencia al freno (Watts)
- E = Tension en los bornes (Volts)
- H.P. = Caballos de potencia
- RPM = Revoluciones por minuto

Capacidad nominal de contactos y requisitos para circuitos derivados (de acuerdo con la norma NOM-001-SEMP)

Tabla 5.15 Capacidad nominal de contactos para diversos circuitos

Capacidad nominal del circuito A	Capacidad del contacto A
15	No mayor de 15
20	15 ó 20
30	30
40	40 ó 50
50	50

Tabla 5.16 Carga máxima conectada a un contacto por medio de cordón y clavija

Capacidad nominal del circuito A	Capacidad nominal del contacto A	Carga máxima A
15 o 20	15	12
20	20	16
30	30	24

Tabla 5.17 Requisitos para circuitos derivados
(conductores de tipos RHW, RHH, THHN, THW, THW-LS,
THHW-LS, THWN, XHHW y XHHW-2 en canalización o cable)

Capacidad nominal del circuito	15 A	20 A	30 A	40 A	50 A
Conductores (tamaño mínimo)					
• Alambreado de circuitos					
Sección transversal nominal	2 082 mm ²	3 307 mm ²	5 250 mm ²	8 367 mm ²	13 300 mm ²
Calibre	14 AWG	12 AWG	10 AWG	8 AWG	5 AWG
• Derivaciones					
Sección transversal nominal	2 082 mm ²	2 082 mm ²	2 082 mm ²	3 307 mm ²	3 307 mm ²
Calibre	14 AWG	14 AWG	14 AWG	12 AWG	12 AWG
Protección contra sobrecorriente	15 A	20 A	30 A	40 A	50 A
Dispositivos de salida					
• Portalamparas permitidas	cualquier tipo	cualquier tipo	servicio pesado	servicio pesado 40 o 50 A	servicio pesado
• Capacidad de contacto	15 A max	15 o 20 A	30 A	40 o 50 A	50 A
Carga máxima	15 A	20 A	30 A	40 A	50 A

(1) Estas secciones transversales nominales son para los conductores de cobre.

(2) Para la capacidad de los contactos de los aparatos de alambreado de tipo de descarga eléctrica conectados a un cordón flexible, véase la Sección 410.30 (c).

Cargas de alumbrado (de acuerdo con la norma NOM-001-SEMP)

Tabla 5.18 Cargas de alumbrado general de acuerdo con el tipo de local

Tipo de local	Unidad de carga en (VA) por m ²
Auditorios y armerías	10.0
Bancos	35.0 ¹
Barberías, peluquerías y salones de belleza	30.0
Iglesias	10.0
Clubes o casinos	20.0
Tribunales	20.0
Unidades de vivienda	30.0
Estacionamientos comerciales	5.0
Hospitales	20.0
Hoteles y moteles, incluyendo apartamentos sin cocina	20.0
Inmuebles comerciales e industriales	20.0
Cuartos de huéspedes	15.0
Inmuebles de oficina	35.0 ¹
Restaurantes	20.0
Escuelas	30.0
Tiendas	30.0
Depositos, almacenes, bodegas	2.5
Para los locales citados, y con excepción de las viviendas unifamiliares y apartamentos individuales de viviendas multifamiliares, se aplicará lo siguiente.	
Salas de reuniones y auditorios	10.0
Recibidores, corredores, closets y escaleras	5.0
Espacios para almacenamiento	2.5

¹ Todas las salidas para contactos de 20 A o menos en viviendas unifamiliares, multifamiliares y habitaciones de hoteles y moteles, pueden considerarse como salidas para iluminación general y no es necesario incluir carga adicional alguna para ellas, se exceptúan los contactos.

² Cuando la cantidad real de contactos de uso general es desconocida, se deben adicionar 10.75 por ese concepto.

Factores de demanda para alimentadores de cargas de alumbrado (de acuerdo con la norma NOM-001-SEMP)

Tabla 5.19 Factores de demanda para alimentadores de cargas de alumbrado

Tipo de local	Parte de la carga de alumbrado general al que se aplica el factor de demanda (VA)	Factor de demanda (Porcentaje)
Unidades de vivienda	Primeros 3 300 o menos Los siguientes hasta 120 000 Exceso sobre 120 000	100 35 25
Hospitales	Primeros 50 000 o menos Exceso sobre 50 000	40 20
Hoteles y moteles incluyendo apartamentos sin cocina	Primeros 20 000 o menos Los siguientes hasta 100 000 Exceso sobre 100 000	50 40 30
Almacén	Primeros 12 500 o menos Exceso sobre 12 500	100 50
Todos los demás	VA totales	100

Los factores de demanda de esta tabla no se aplican a la carga calculada de los alimentadores de las áreas de hospitales interiores y exteriores donde todo el alumbrado pueda ser utilizado al mismo tiempo, como sucede en salas de operaciones, salas de diagnóstico, etcétera.

Sección transversal mínima de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos (de acuerdo con la norma NOM-001-SEMP)

Tabla 5.20 El factor de potencia y su mejoramiento con capacitores

Capacidad o ajuste del dispositivo automático de sobrecorriente ubicado antes del equipo, tubería, etcétera	Sección transversal			
	Cobre		Aluminio	
No mayor de (amperes)	mm	AWG/kCM	mm	AWG/kCM
15	2 082	14	3 307	12
20	3 307	12	5 260	10
30	5 260	10	8 367	8
40	5 260	10	8 367	8
60	5 260	10	8 367	8
100	8 367	8	13 300	6
200	13 300	6	21 150	4
300	21 150	4	33 620	2
400	27 670	3	42 410	1
500	33 620	2	53 480	0
600	42 410	1	67 430	0
800	53 480	0	85 010	0
1,000	67 430	0	107 200	0
1,200	85 010	0	126 700	250
1,600	107 200	0	177 300	350
2,000	126 700	250	202 700	400
2,500	177 300	350	304 000	600
3,000	202 700	400	304 000	600
4,000	253 400	500	405 400	800
5,000	354 700	700	612 000	1 200
6,000	405 400	800	612 000	1 200

El factor de potencia y su mejoramiento con capacitores

Los motores, transformadores, hornos de inducción, lámparas fluorescentes, soldadoras, etcétera, consumen tanto potencia activa como potencia reactiva. Como resultado de lo anterior, sin la ayuda de capacitores, la corriente es mucho mayor de lo que realmente se necesita.

Desde un punto de vista eléctrico, esto provoca una reducción de la capacidad disponible de transformadores y cables. Desde una perspectiva financiera ocasiona un costo extra de la energía, sin beneficio alguno, y por lo tanto, una reducción en las ganancias.

Ante este problema, los capacitores constituyen un remedio simple, eficaz y de bajo costo, actuando como fuente de potencia reactiva.

Los capacitores proporcionan un ahorro considerable en el costo de la energía debido a lo siguiente:

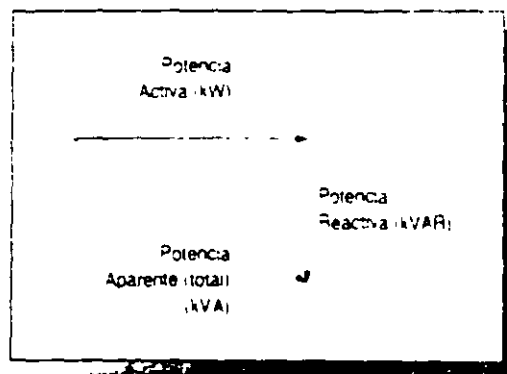
- Reducen el monto del recibo de energía al eliminar las penalizaciones por bajo factor de potencia.
- Disminuyen las pérdidas por calentamiento en cables y transformadores.
- Incrementan la capacidad de conducción de los cables.
- Logran potencia disponible en los transformadores.
- Mejoran la regulación de voltaje en cables.

El factor de potencia

Como se mencionó, gran parte de los equipos eléctricos constituyen cargas inductivas (motores, transformadores), requiriendo por lo tanto dos componentes de potencia:

- Potencia activa o de trabajo (kilowatts), que es la potencia que el equipo convierte en trabajo útil.
- Potencia reactiva o no productiva (kilovoltamperes reactivos), que proporciona el flujo magnético necesario para el funcionamiento del equipo, pero no se transforma en trabajo útil.

Por lo tanto, la potencia total aparente que consume el equipo está formada por estos dos componentes (véase dibujo).



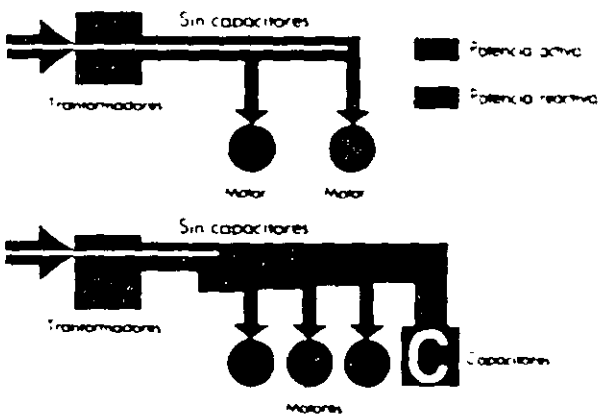
De donde se desprende que Factor de Potencia es la relación entre la potencia activa y la potencia total consumida por el equipo o carga

$$\text{Factor de Potencia} = \frac{\text{Potencia Activa}}{\text{Potencia Total}}$$

Significado del bajo factor de potencia

Un bajo factor de potencia es provocado por cargas inductivas, que requieren grandes cantidades de potencia reactiva o no productiva, causando muchos problemas al usuario.

Consumo de potencia



Incremento del costo de la energía

Cuando se trabaja con un bajo factor de potencia, la compañía suministradora debe incrementar la capacidad de generación y transmisión para poder manejar la componente de potencia reactiva. Este incremento de costo —asociado con el suministro de dicha potencia reactiva— aumenta las tarifas de energía, afectando al cliente en consecuencia (i.e penalizaciones). En México se penaliza cuando el factor de potencia es inferior a 0.90.

Capacidad restringida del sistema

La principal función de un sistema eléctrico es suministrar potencia activa a la carga. Cuando el sistema también se utiliza para transportar la potencia reactiva, su función básica se restringe severamente. De hecho, es común que el 50 por ciento de la capacidad del sistema se use para transportar la potencia reactiva.



Reducción de calibre del conductor requerido para transportar los mismos 100 kW (potencia activa) con valores de factor de potencia de 0.7 a 1.0.

Mayores pérdidas en el sistema

El flujo de potencia reactiva a través del sistema provoca un incremento de pérdidas (calentamiento de conductores), consumiendo potencia, lo que posteriormente provoca un aumento en el costo de la energía.

Incremento de la caída de voltaje

En la medida en que se incrementan las pérdidas, aumenta la caída de voltaje; es decir, se presenta una disminución en el valor de voltaje en la carga, con lo que el equipo tiende a demandar más corriente, provocando sobrecalentamiento y envejecimiento prematuro.

Ejemplo: Factor de potencia actual, 0.75; factor de potencia deseado, 0.9 consumo de potencia promedio, 500 kW, voltaje, 480 Volts.

- Localizar el factor de potencia actual
- Localizar el factor de potencia deseado
- El lugar donde confluyen los dos valores (0.398), es el que se multiplica por la demanda (500 kW) para obtener el valor del capacitor adecuado:

$$0.398 \times 500 \text{ kW} = 199 \text{ kVAR}$$

Por lo tanto, seleccionamos 4 capacitores de 50 kVAR en 480 Volts

Corriente a plena carga de motores, en amperes (de acuerdo con la norma NOM-001-SEMP)

Tabla 5.22 Corriente directa

kW	HP	Corriente (amperes de línea)		
		480 V	400 V	240 V
1.5	2	3	4	7
2.25	3	4	5	10
3.0	4	5	6	13
3.75	5	6	7	17
4.5	6	7	8	21
5.25	7	8	9	25
6.0	8	9	10	29
6.75	9	10	11	33
7.5	10	11	12	37
8.25	11	12	13	41
9.0	12	13	14	45
9.75	13	14	15	49
10.5	14	15	16	53
11.25	15	16	17	57
12.0	16	17	18	61
12.75	17	18	19	65
13.5	18	19	20	69
14.25	19	20	21	73
15.0	20	21	22	77
15.75	21	22	23	81
16.5	22	23	24	85
17.25	23	24	25	89
18.0	24	25	26	93
18.75	25	26	27	97
19.5	26	27	28	101
20.25	27	28	29	105
21.0	28	29	30	109
21.75	29	30	31	113
22.5	30	31	32	117
23.25	31	32	33	121
24.0	32	33	34	125
24.75	33	34	35	129
25.5	34	35	36	133
26.25	35	36	37	137
27.0	36	37	38	141
27.75	37	38	39	145
28.5	38	39	40	149
29.25	39	40	41	153
30.0	40	41	42	157
30.75	41	42	43	161
31.5	42	43	44	165
32.25	43	44	45	169
33.0	44	45	46	173
33.75	45	46	47	177
34.5	46	47	48	181
35.25	47	48	49	185
36.0	48	49	50	189
36.75	49	50	51	193
37.5	50	51	52	197
38.25	51	52	53	201
39.0	52	53	54	205
39.75	53	54	55	209
40.5	54	55	56	213
41.25	55	56	57	217
42.0	56	57	58	221
42.75	57	58	59	225
43.5	58	59	60	229
44.25	59	60	61	233
45.0	60	61	62	237
45.75	61	62	63	241
46.5	62	63	64	245
47.25	63	64	65	249
48.0	64	65	66	253
48.75	65	66	67	257
49.5	66	67	68	261
50.25	67	68	69	265
51.0	68	69	70	269
51.75	69	70	71	273
52.5	70	71	72	277
53.25	71	72	73	281
54.0	72	73	74	285
54.75	73	74	75	289
55.5	74	75	76	293
56.25	75	76	77	297
57.0	76	77	78	301
57.75	77	78	79	305
58.5	78	79	80	309
59.25	79	80	81	313
60.0	80	81	82	317
60.75	81	82	83	321
61.5	82	83	84	325
62.25	83	84	85	329
63.0	84	85	86	333
63.75	85	86	87	337
64.5	86	87	88	341
65.25	87	88	89	345
66.0	88	89	90	349
66.75	89	90	91	353
67.5	90	91	92	357
68.25	91	92	93	361
69.0	92	93	94	365
69.75	93	94	95	369
70.5	94	95	96	373
71.25	95	96	97	377
72.0	96	97	98	381
72.75	97	98	99	385
73.5	98	99	100	389
74.25	99	100	101	393
75.0	100	101	102	397
75.75	101	102	103	401
76.5	102	103	104	405
77.25	103	104	105	409
78.0	104	105	106	413
78.75	105	106	107	417
79.5	106	107	108	421
80.25	107	108	109	425
81.0	108	109	110	429
81.75	109	110	111	433
82.5	110	111	112	437
83.25	111	112	113	441
84.0	112	113	114	445
84.75	113	114	115	449
85.5	114	115	116	453
86.25	115	116	117	457
87.0	116	117	118	461
87.75	117	118	119	465
88.5	118	119	120	469
89.25	119	120	121	473
90.0	120	121	122	477
90.75	121	122	123	481
91.5	122	123	124	485
92.25	123	124	125	489
93.0	124	125	126	493
93.75	125	126	127	497
94.5	126	127	128	501
95.25	127	128	129	505
96.0	128	129	130	509
96.75	129	130	131	513
97.5	130	131	132	517
98.25	131	132	133	521
99.0	132	133	134	525
99.75	133	134	135	529
100.0	134	135	136	533

Los valores que se presentan en esta tabla son para motores funcionando a su velocidad normal



Tabla 5.23 Corriente a plena carga, en amperes, de motores monofásicos de corriente alterna

W	CP	127 V	220 V
124 33	1/6	4 0	2 3
186 50	1/4	5 3	3 0
248 66	1/3	6 5	3 8
373 00	1/2	8 9	5 1
559 50	3/4	11 5	7 2
746 00	1	14 0	8 4
1,119 00	1 1/2	18 0	10 0
1,492 00	2	22 0	13 0
2,238 00	3	31 0	18.0
3,730 00	5	51 0	29 0
5,595 00	7 1/2	72 0	42 0
7 460.00	10	91 0	52.0

Tabla 5.24 Corriente alterna de motores trifásicos

kW	(C.P.)	Motor de inducción de jaula de ardilla y rotor devanado (A)			Motor síncrono con factor de potencia unitario (A)		
		220 V	440 V	2 400 V	220 V	440 V	2 400 V
0 373	(1/2)	2 1	1 0				
0 560	(3/4)	2 9	1 5				
0 746	(1)	3 8	1 9				
1 119	(1 1/2)	5 4	2 7				
1 490	(2)	7 1	3 6				
2 230	(3)	10 0	5 0				
3 730	(5)	15 9	7 9				
5 600	(7 1/2)	23 0	11 0				
7 460	(10)	29 0	15 0				
11 190	(15)	44 0	22 0				
14 920	(20)	56 0	28 0				
18 650	(25)	71 0	36 0		54	27	
22 380	(30)	84 0	42 0		65	33	
29 840	(40)	109 0	54 0		86	43	
37 300	(50)	136 0	68 0		108	54	
44 760	(60)	161 0	80 0	15	128	64	11
55 950	(75)	201 0	100 0	19	161	81	14
74 600	(100)	259 0	130 0	25	211	106	19
93 250	(125)	326 0	163 0	30	264	132	24
119 900	(150)	376 0	188 0	35	-	158	29
149 200	(200)	502 0	251 0	47	-	210	38

Estos valores de corriente a plena carga son para motores que funcionan a velocidades normales para transmisión por banda y con características de par también normales. Los motores de velocidad especialmente baja o de alta par motor pueden tener corrientes a plena carga mayores y los de velocidades múltiples tendrán una corriente a plena carga que varía con la velocidad en estos casos debe usarse la corriente a plena carga indicada en la placa de datos.






















Efecto de las variaciones de voltaje y frecuencia en los motores eléctricos de inducción


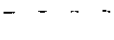



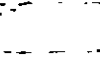

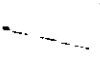



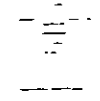
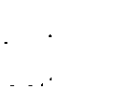

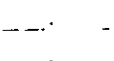

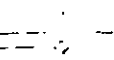
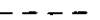
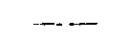
Tabla 5.25

Característica que varía	Voltaje			Frecuencia	
	120%	110%	90%	105%	95%
Par de arranque y en marcha	Aumenta 44%	Aumenta 21%	Disminuye 17%	Disminuye 10%	Aumenta 5%
Velocidad sincrónica	No varía	No varía	No varía	Aumenta 5%	Disminuye 5%
Porcentaje de deslizamiento	Disminuye 30%	Disminuye 17%	Aumenta 20%	Prácticamente no varía	Prácticamente no varía
Velocidad a plena carga	Aumenta 1.5%	Aumenta 1%	Disminuye 1%	Aumenta 5%	Disminuye 5%
Eficiencia a plena carga	Aumenta ligeramente	Aumenta 1.2 a 1 punto	Disminuye 2 puntos	Aumenta ligeramente	Disminuye ligeramente
Factor de potencia a plena carga	Disminuye 5 a 15 puntos	Disminuye 3 puntos	Aumenta 1 punto	Aumenta ligeramente	Disminuye ligeramente
Corriente a plena carga	Disminuye 11%	Disminuye 7%	Aumenta 1%	Disminuye ligeramente	Aumenta ligeramente
Corriente con rotor frenado	Aumenta 25%	Aumenta 10 a 12%	Disminuye 10 a 12%	Disminuye 5 a 9%	Aumenta ligeramente 5 a 6%
Elevación de temperatura a plena carga	Disminuye 5 a 6 °C	Disminuye 3 a 4 °C	Aumenta 5 a 7 °C	Disminuye ligeramente	Aumenta ligeramente
Capacidad máxima de sobrecarga	Aumenta 44%	Aumenta 21%	Disminuye 17%	Disminuye ligeramente	Aumenta ligeramente
Ruido magnético en vacío	Notable aumento	Aumenta ligeramente	Disminuye ligeramente	Disminuye ligeramente	Aumenta ligeramente

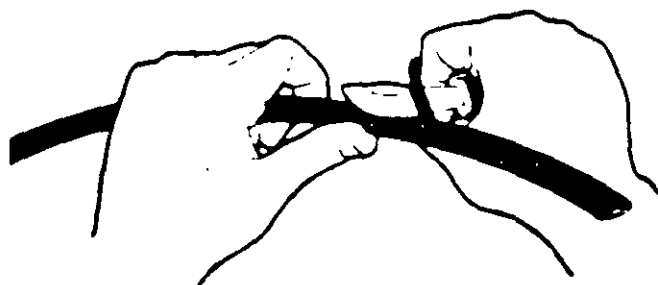
Los motores estándar soportan correctamente su carga normal cuando la tensión es 10 por ciento mayor o menor que la especificada y cuando la frecuencia es 5 por ciento mayor o menor que la especificada.

Símbolos en instalaciones eléctricas

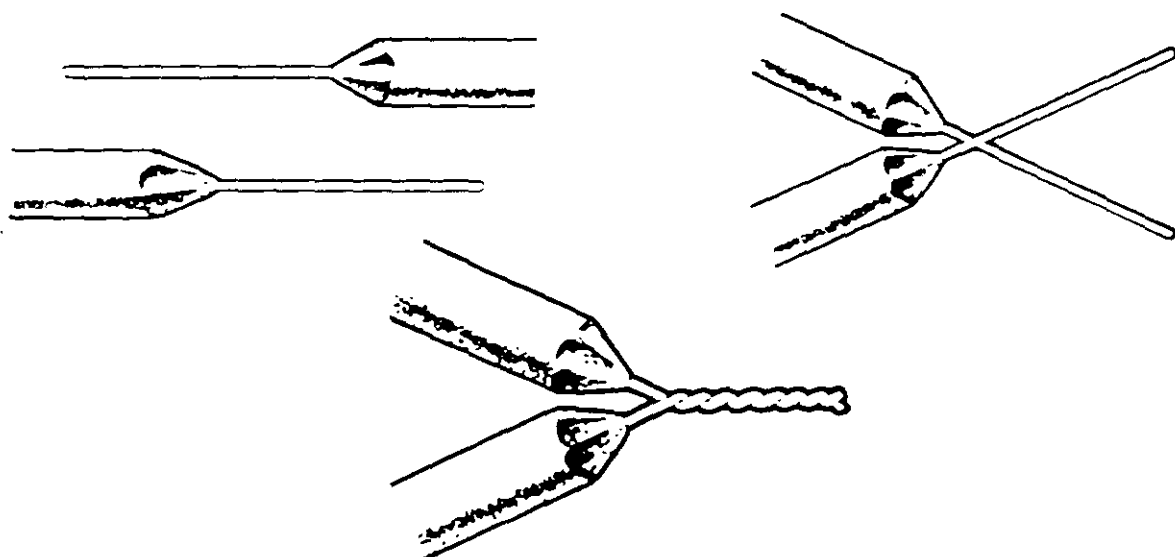
	Salida de centro incandescente		Apagador sencillo
	Arbotante incandescente interior		P Apagador sencillo de campana
	Arbotante incandescente interior con campana		C Apagador sencillo de campana
	Arbotante fluorescente interior		Apagador de tres vías de escalera
	Lámpara fluorescente		Apagador de cuatro vías de escalera o paso
	Contacto sencillo en muro		Tablero general
	Contacto sencillo en piso		Tablero de fuerza
	Contacto sencillo controlado por apagador		Campana
	Contacto múltiple en muro		Zumbador
	Contacto sencillo interior con campana		F Interruptor flotador
	Salida especial		

	Botón de timbre		Tubería para teléfono
	Ventilador		Cuadro indicador
T.V.	Salida para televisor		Medidor de agua fría y suministrador de electricidad
	Registro en muro o piso		Interruptor termomagnético
	Telefono directo		Fuelle
	Extensión telefónica		Interruptor de navajas tipo 0
	Tablero de control eléctrico		Interruptor de navajas o cuchilla de 2 polos
	Telefono de control eléctrico		Interruptor de navajas o cuchilla de 3 polos
	Línea por muro o piso		Interruptor de presión para flotador en posición abierto (con tanque elevado lleno)
	Línea por piso		Interruptor de presión para flotador en posición abierto (con tanque elevado lleno)

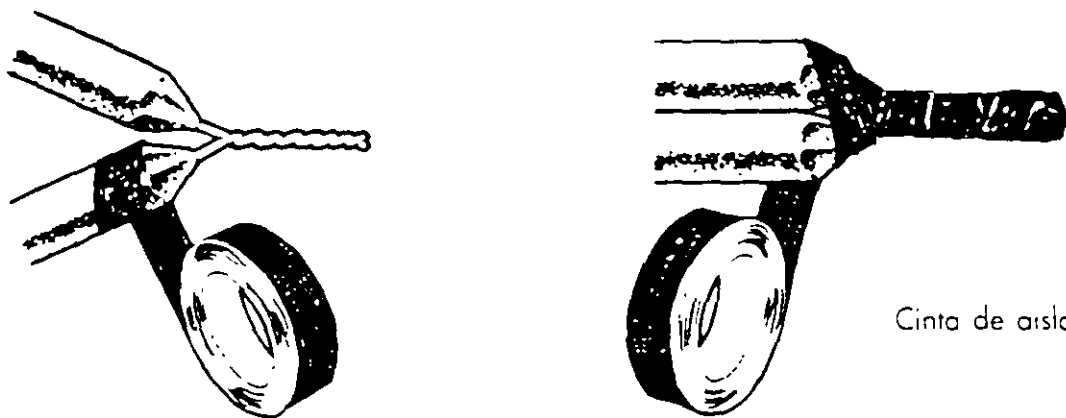
Amarres de conductores eléctricos



Forma de pelear el alambre



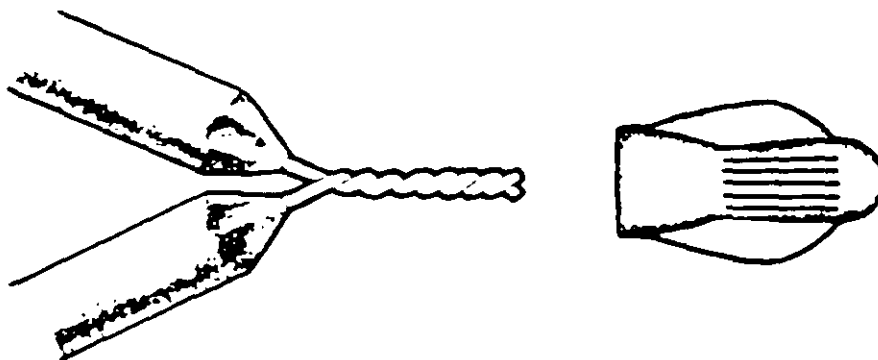
Amarre coia de puerco



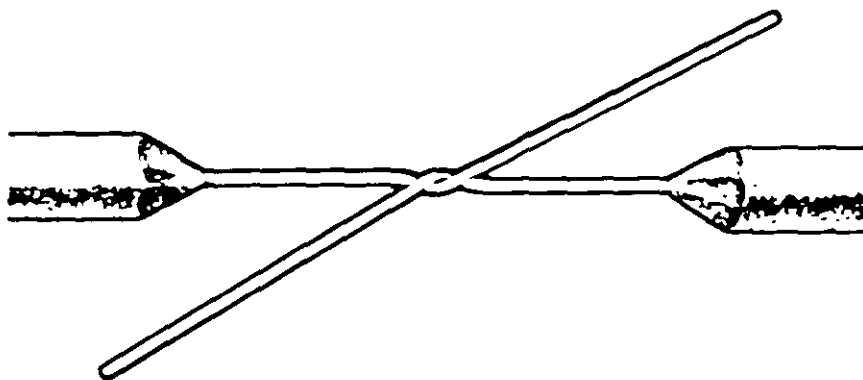
Cinta de aislar

Encintado del amarre coia de puerco con cinta de aislar

Conector para amarre cola de puerco



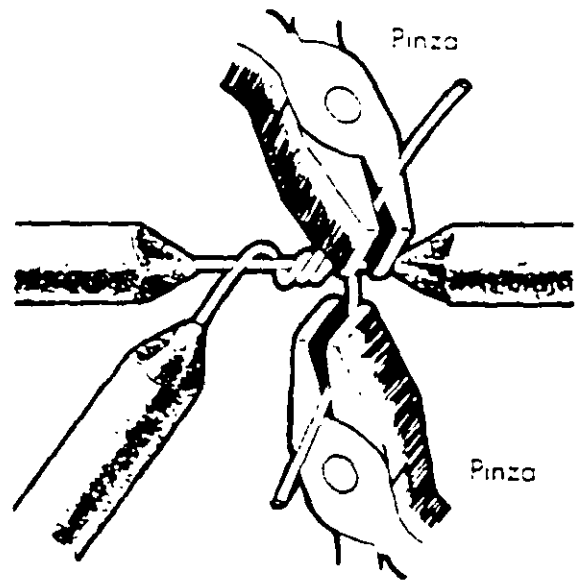
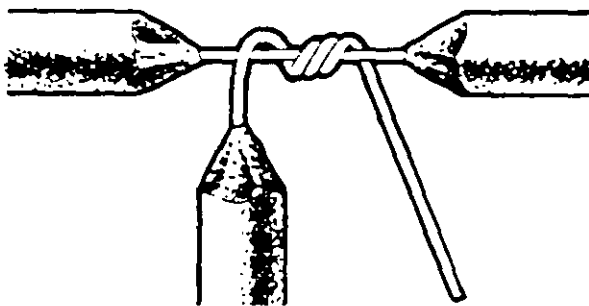
Amarre Western



Encintado del amarre Western con cinta de aislar

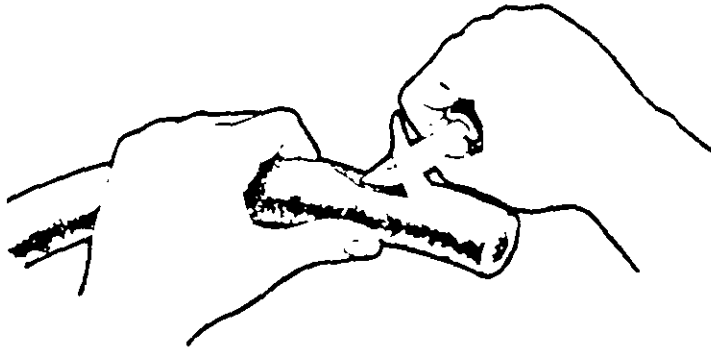


Amarre en 7



Nota: Como parte complementaria, para retirar el aislamiento de un cable o alambre de baja tensión, se recomienda observar lo siguiente:

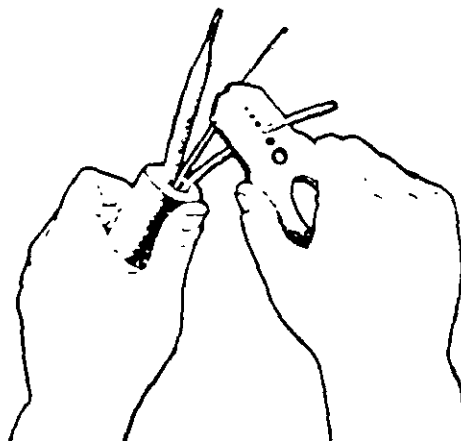
- En calibres gruesos, una manera fácil de hacerlo es tomar el cable y remover el aislamiento de la misma forma en que se afila un lápiz.



- Otro método seguro es rasgar el aislamiento hacia atrás y enseguida cortar hacia adelante las partes del mismo.



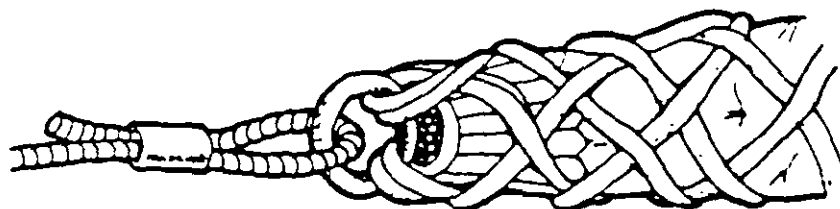
- En calibres pequeños, se recomienda el uso de un pelador de alambres. Es preciso asegurarse de escoger el diámetro adecuado en la herramienta, para no dañar el conductor.



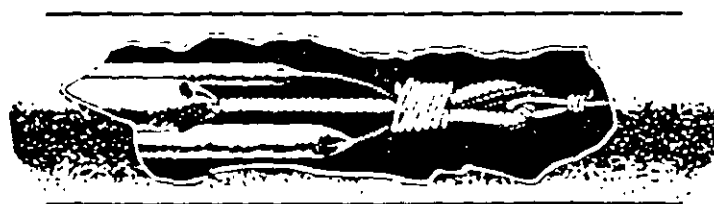
Consejos para instalación de cables en tubo conduit, ductos o charolas, y elaboración de terminales

Tubo conduit

- Introducir la guía en el conduit. Esto puede hacerse por medio de un dispositivo que es empujado a través del conduit por aire comprimido. Otro método consiste en empujar una guía redonda flexible de acero a través del conduit.

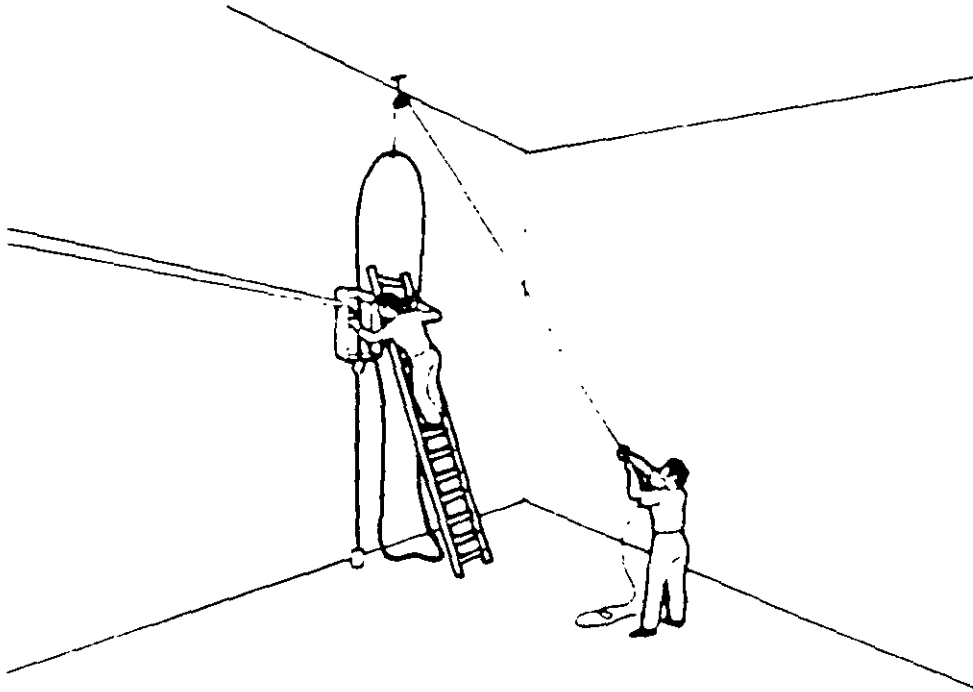


- Amarrar la guía o línea de jalado al o los conductores. Una malla de amarre (calcetín) puede ser usada sobre el aislamiento, procurar que la malla sea de un tipo que no pueda dañar el conduit durante el jalado.



- Cuando los conductores sean jalados con una cuerda o alambre, se deben doblar las puntas de éstos y fijarlos como se muestra en el dibujo, para asegurar máxima flexibilidad en los cambios de dirección.
- Se aconseja alimentar los conductores dentro del conduit, lo más cerca posible del primer doblez o cambio de dirección, para reducir la tensión de jalado.

- Para reducir el coeficiente de fricción entre el conduit y los cables se instalan conductores "deslizantes" que, sin necesidad de agregados, disminuyen hasta cinco veces el esfuerzo de jalado. La máxima fuerza de jalado permisible en conductores suaves de cobre es de (0 008 lb/CM) 7.3 kg/mm.



- Siempre que sea posible, se deben empujar los conductores en dirección hacia abajo, esto permite que la fuerza de gravedad ayude reduciendo la tensión de jalado.
- Cuando se estén preparando las puntas de los conductores para el jalado, se debe procurar que no se dañe el metal, puesto que en los conductores dañados disminuye la capacidad de ser jalados, pudiendo ocasionar rupturas dentro del conduit, con la consecuente pérdida de tiempo.

Ductos o charolas

Cuando se quiera instalar cable en ductos o charolas, se deben tomar las siguientes precauciones, además de aquellas aplicables a la instalación en conduit.

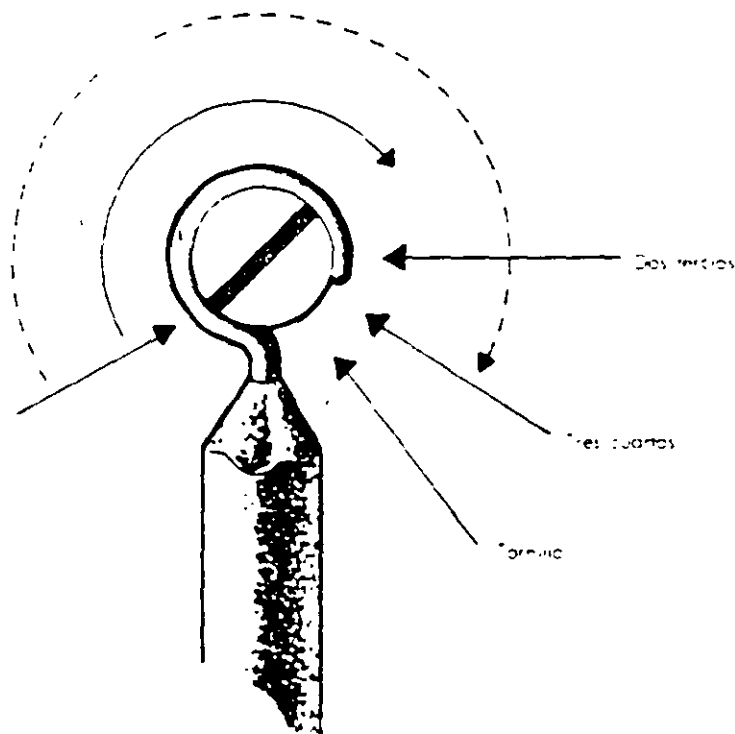
- Usar poleas de gran radio y bajo peso donde se requieran cambios de dirección y poleas pequeñas en las secciones de soporte recto, esto facilita la instalación y reduce notablemente la tensión de jalado.
- Mantener los radios de curvatura mínimos recomendados en los cambios de dirección (al menos ocho veces el diámetro del cable).

- Donde los cables sean sujetos a las charolas, asegurarse de que los medios de sujecion no dañen el aislamiento
- Los conductores de un mismo circuito deben permanecer agrupados, pero siempre que sea posible, hay que mantenerlos espaciados en los diferentes circuitos, para obtener la mejor capacidad de conduccion de corriente y evitar concentracion de calor

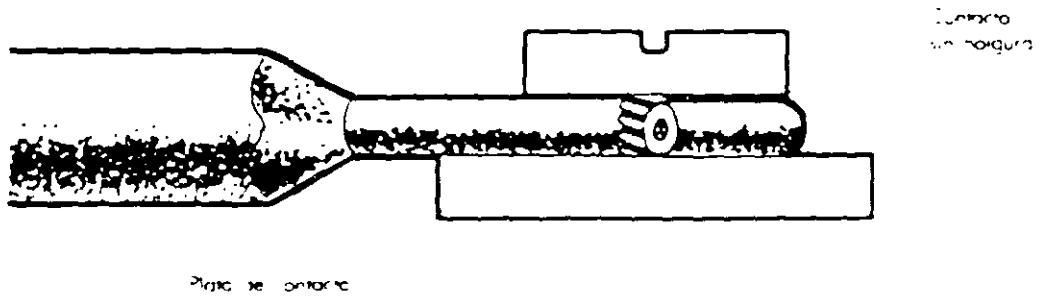
Elaboración de terminales

La parte importante de un sistema de alambrado son las conexiones. El 80 por ciento de los problemas en un sistema de alambrado radica en conexiones mal elaboradas, ya que las conexiones del conductor al equipo o aparato representan puntos calientes por la alta resistencia electrica, lo que significa un problema para el ahorro de energia y para la seguridad contra incendios. Esto sin considerar el daño al aislamiento de cables y equipos.

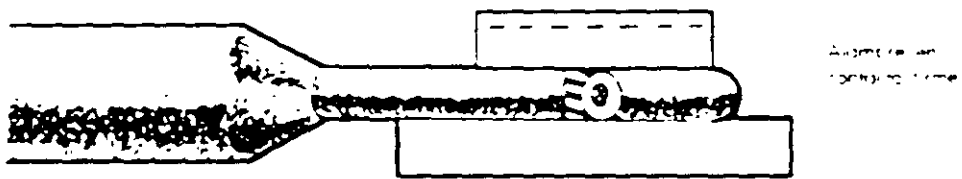
Cómo hacer conexiones



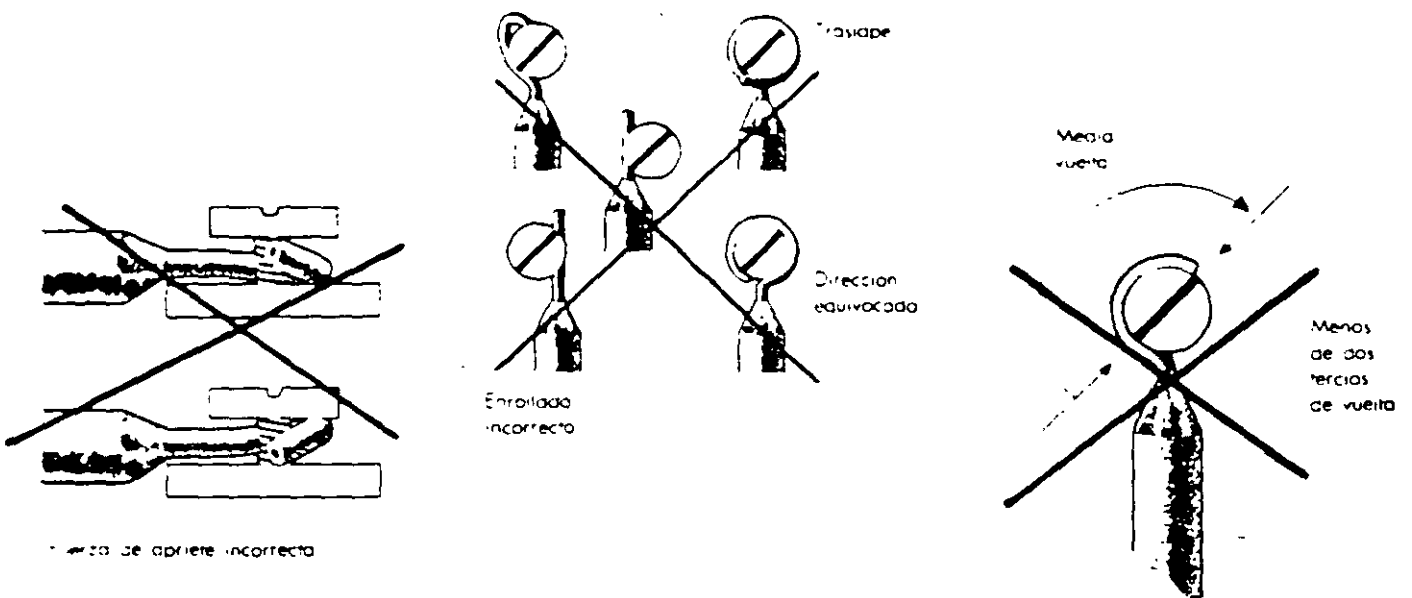
Enrollar la parte desnuda del conductor dos tercios o tres cuartos de la distancia alrededor del poste del tornillo, como se muestra en la figura. La vuelta se hace de tal forma que, al girar el tornillo para apretar, esta tienda a cerrarse mas, en lugar de abrir.



- 2 Apretar el tornillo hasta que el alambre este en estrecho contacto con la parte inferior de la cabeza del tornillo y el plato de contacto



- 3 Apretar el tornillo media vuelta adicional para asegurar una conexión firme



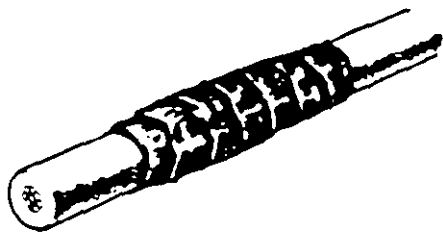
- 4 En esta figura se muestran las maneras incorrectas de efectuar conexiones.

Reglas de oro en la elaboración física de circuitos eléctricos

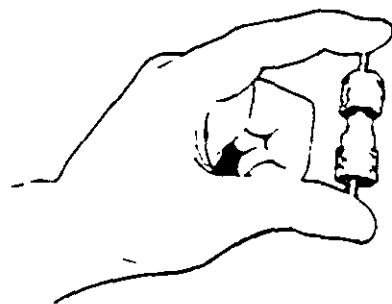
Existen dos fases importantes en la elaboración de circuitos eléctricos. la primera consiste en el diseño del circuito, y la segunda, en la instalación correcta de los equipos y materiales involucrados. Un excelente diseño se vuelve obsoleto si, cuando llevamos a la práctica la instalación, se dañan nuestros materiales, exponiendo a serios peligros al personal que trabaja con ellos, y acortando la vida de los mismos. Esto repercute en pérdidas económicas considerables.

En esta sección se proporcionan algunos consejos prácticos para el manejo, almacenamiento e instalación de los conductores eléctricos, con el fin de lograr la máxima eficiencia y seguridad que debe existir en toda instalación eléctrica.

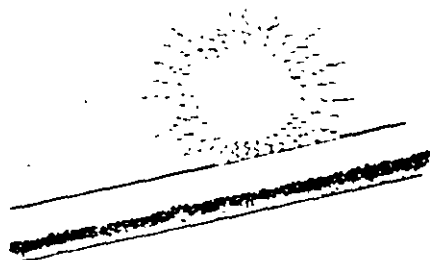
Reglas de oro



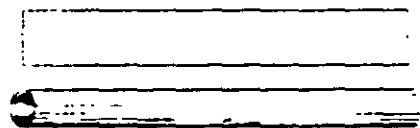
- Hacer uniones con la técnica correcta. Uniones y terminales defectuosas son fuente de dificultades.



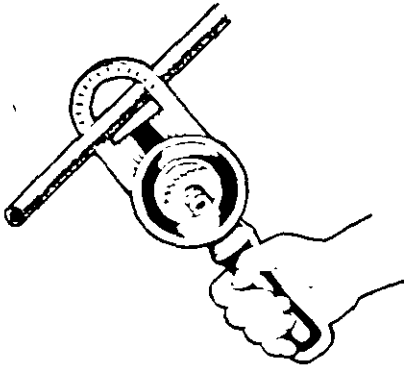
- Cuando sea necesario reponer fusibles, procurar que estos tengan suficiente capacidad.



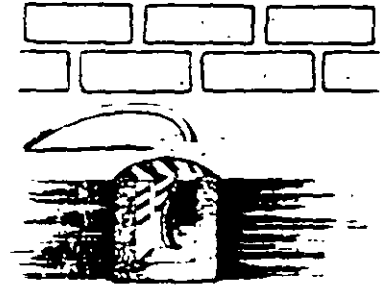
- Cuando se tengan que instalar conductores al sol, es preciso tener en cuenta las condiciones a que estará expuesto el cable, para calcular su capacidad de corriente y el tipo de conductor.



- Instalar tubo conduit con registros a distancia. Evitar hacer vueltas en demasía, y procurar que estas tengan el radio de curvatura correcto.



- Checar periódicamente la carga de los circuitos con objeto de evitar sobrecargas. Rediseñar circuitos cuando las ampliaciones así lo ameriten.



- En lo posible, diseñar ductos con registros para evitar inundaciones.

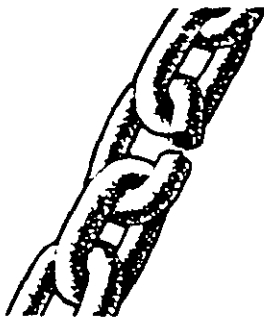


- Evitar que los conductores tengan contacto con residuos de productos químicos, agua, grasas, etcétera. Algunos aislamientos son atacados por este tipo de sustancias.

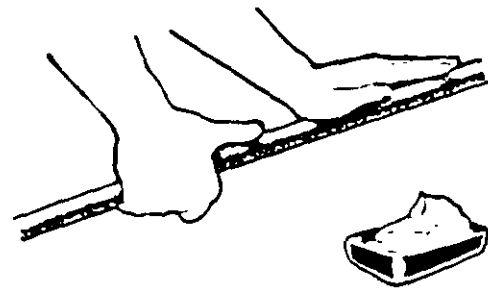


- Retirar los cordones flexibles del piso cuando no estén en uso, para evitar maltrato innecesario.

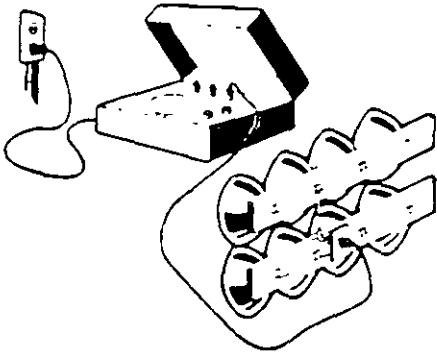
Asimismo, se recomienda:



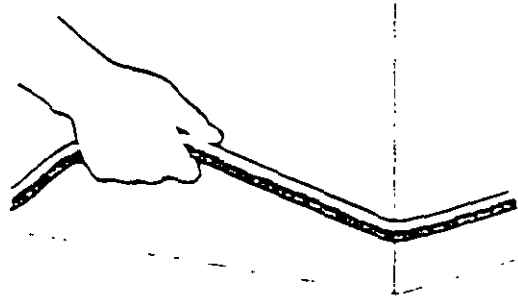
- No hacer instalaciones provisionales para que duren toda la vida; esto equivale a hacer una cadena con un eslabón roto.



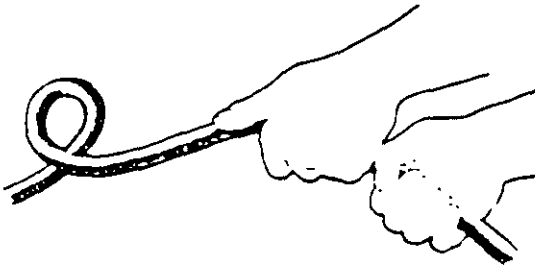
- No utilizar grasa para alambrear conduit; es preferible usar conductores deslizantes que ya no requieren estos agregados.



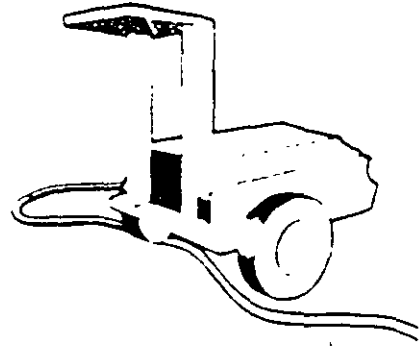
- No permitir caídas de voltaje excesivas estas reducen la eficiencia y causan sobrecalentamientos



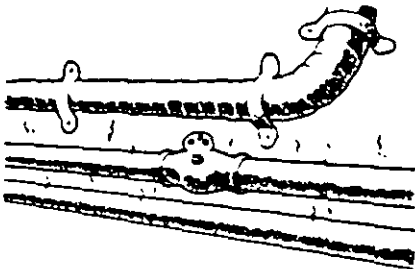
- No estirar conductores sobre esquinas afiladas o superficies asperas



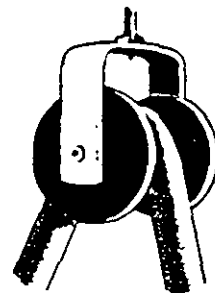
- No jalar nunca los conductores en forma irresponsable. La formación de "cocas" es sumamente perjudicial.



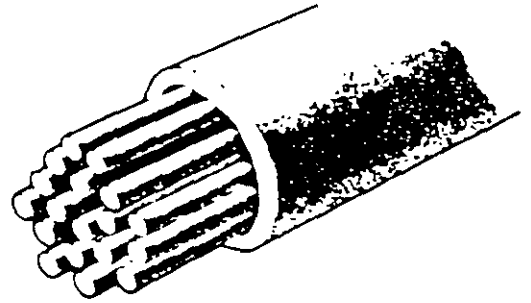
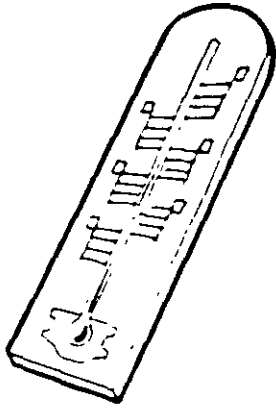
- No descuidarse con cables de aparatos portátiles. Evitar colocarlos en zonas transitadas por equipo pesado



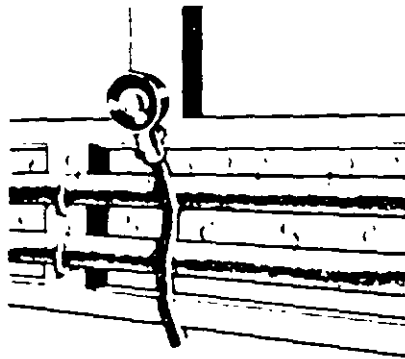
- No instalar conduit en rutas cercanas a tuberías de vapor o cualquier otra fuente de calor. En caso necesario, instalar mamparas o algún otro dispositivo adecuado



- Evitar correr cables sobre radios de curvatura demasiado pequeños.



- No almacenar conductores eléctricos en lugares extremadamente calientes o fríos. Los aislamientos pueden dañarse.
- No congestionar un tubo conduit ocupando un área mayor de la permitida, ya que la capacidad de corriente de los conductores se reduce considerablemente. Al respecto se deben seguir las recomendaciones de la norma NCM 001 SEMP.

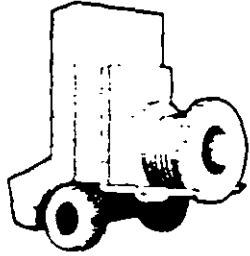


- Evitar la instalación de cordones eléctricos sobre tubos de vapor, ya sea temporal o permanentemente.

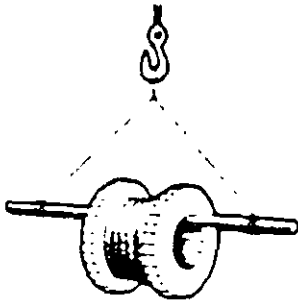
Almacenaje

- Utilizar superficies duras, para evitar que las bridas de los carretes se hundan. Los carretes pequeños pueden pesar muchos kilos.
- Prevenir el daño por impacto en los cables, acomodar los carretes brida con brida y mantener pasillos o barreras adecuadas, para prevenir que el cable sea golpeado por los equipos que trabajan en la construcción.
- Sellar las terminales del cable después de cortar un tramo, con el fin de evitar que la humedad penetre bajo el aislamiento.

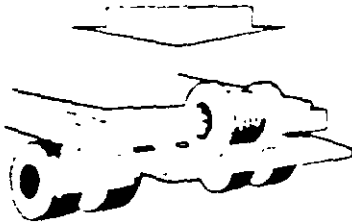
SI



- Colocar las dos bridas entre las uñas



- El carrete puede ser levantado por medio de una flecha que se extienda por ambos lados

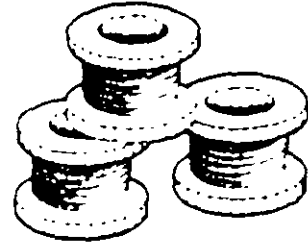


- Se debe descargar por medio de un puente hidráulico, porpasto o montacargas, y hay que bajarlo lentamente

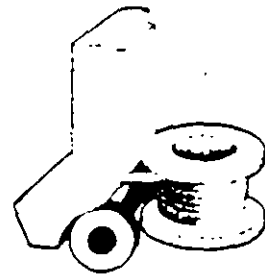


- Cargarlos siempre juntos por las bridas y bien bloqueados

NO

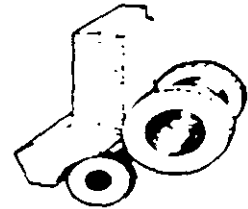


- Los materiales que se acomodan de esta manera pueden resultar dañados

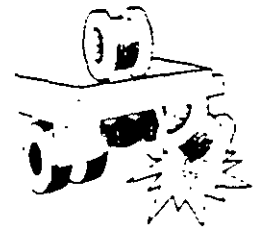


- No deben ser transportados por un solo flange. El cable o el carrete pueden resultar dañados

NO



- Nunca cargar el carrete haciendo presión en el material



- Nunca dejarlo caer

6. Primeros auxilios

Descarga eléctrica

Recuerde cada segundo que el accidentado este en contacto con la corriente eléctrica merma sus posibilidades de sobrevivir. Rompa el contacto de la víctima con el cable o hierro electrificado en la forma mas rápida posible pero que no encierre peligro para usted. Si el accidente ocurrió en casa desconecte el enchufe o el interruptor (switch) principal de la casa. Si ocurrió en el exterior use un palo o una rama seca.

Empleando un palo seco (nunca una varilla metálica) o una cuerda seca (como un cinturón de cuero o ropa seca) retire el cable de la víctima o aparte a esta del cable. Cerciórese de estar pisando una superficie seca y solo utilice materiales secos y no conductores. No toque al accidentado hasta que deje de estar en contacto con la corriente. Luego examínelo para ver si respira y tiene pulso. En caso necesario aplique respiración artificial de boca a boca o resucitación cardiopulmonar. Mandé buscar auxilio médico.

Shock (choque): cómo tratarlo

Aunque el shock eléctrico sea leve y la persona se mantenga consciente, esta debe recibir atención médica.

Siempre que se presente una lesión grave (herida con hemorragia, fractura, quemaduras grandes), cuente con que habrá shock y tome medidas para atenuarlo.

Síntomas: piel pálida, fría, pegajosa; pulso acelerado; respiración débil, rápida o irregular; el herido está asustado, inquieto, temeroso o en estado comatoso.

1. Mantenga acostado al enfermo, con la cabeza mas abajo que los pies (salvo que presente una herida importante en la cabeza o en el pecho); si respira con dificultad se le deben levantar los hombros y la cabeza hasta que esta quede unos 25 cm mas alto que los pies.
2. Quite en seguida la ropa apretada (cinturón, cuello, faja, sosten, etcetera).
3. Llame a una ambulancia o lleve al paciente, reclinado, a un hospital.

Quemaduras

Si una descarga eléctrica ha causado combustión y la ropa de una persona está ardiendo, apague las llamas con un abrigo, una manta o una alfombra, o haga que el sujeto se tire al suelo y de vueltas sobre sí mismo.

1. Llame al médico o a una ambulancia de inmediato
2. Mantenga acostada a la víctima para atenuar el shock
3. Corte las ropas que cubran la superficie quemada. Si la tela se adhiere a la quemadura, no trate de aflojarla a tirones, córtela con cuidado alrededor de la herida. No aplique ungüentos para quemaduras, aceites ni antisépticos de ninguna clase
4. Administre los primeros auxilios contra shock
5. Si la persona quemada está consciente, disuelva media cucharadita de bicarbonato de sodio y una cucharada de sal en un litro de agua. Debe darse al accidentado medio vaso de esta solución cada 15 minutos para reemplazar los líquidos que pierde el organismo. Suspénda de inmediato si el sujeto vomita

Para una quemadura leve

Sumerja inmediatamente la piel quemada en agua fría. Cuando se trate de quemaduras que no puedan sumergirse, por el lugar en que se encuentran, aplique hielo envuelto en una tela, o lienzos empapados en agua helada, cambiándolos constantemente. Continúe el tratamiento hasta que el dolor desaparezca. No emplee ungüentos, grasas ni bicarbonato de sodio, especialmente en quemaduras o bastante serias como para requerir atención médica (siempre hay que evitar tales aplicaciones, pues retrasan el tratamiento y pueden resultar muy dolorosas). Si la piel está ampollada, no rompa ni vacíe las ampollas.

Respiración artificial

Paro respiratorio

En caso de *shock* eléctrico, asegúrese de que se ha interrumpido la corriente antes de tocar al paciente. Si hay gas o humo, saque a la víctima al aire libre. Llame a un médico o a una ambulancia de inmediato.

Si se sospecha de paro respiratorio, siga estas indicaciones:

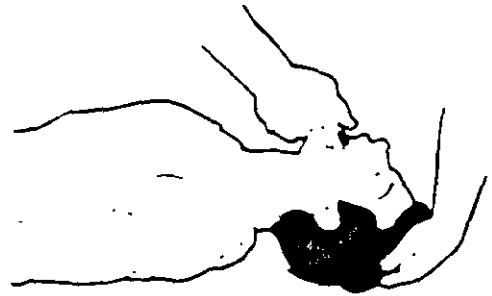
- Asegúrese de que las vías respiratorias estén libres. Examine la boca y la garganta y saque cualquier cuerpo que las obstruya. Observe el pecho del paciente y compruebe si despiden aire por la nariz o la boca.
- Averigüe si se percibe pulso en la muñeca o latidos de corazón en el pecho.

Si la víctima no respira, pero su corazón sigue latiendo, recurra a la respiración de boca a boca.

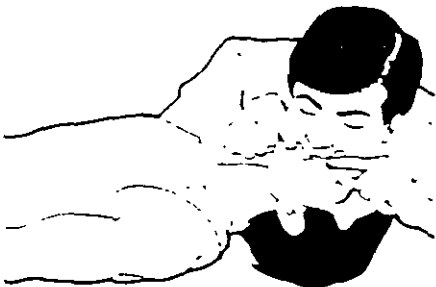
1



2



3



4



Acueste al paciente de espaldas. Retire con los dedos cualquier objeto extraño que se encuentre en la boca del accidentado. Póngale una mano bajo el cuello y levante ligeramente su cabeza.

2. Tire del mentón del accidentado hacia arriba.
3. Coloque firmemente su boca sobre la boca abierta del accidentado. Oprímale las ventanas de la nariz para cerrarlas e infle los pulmones lo suficiente como para dilatarle el pecho. Si es un niño pequeño, considérese que los pulmones son más chicos y el volumen de aire será más reducido.
4. Retire la boca y asegúrese de percibir el sonido del aire exhalado. Repita la maniobra. Si no circula el aire, revise la posición de la cabeza y de la mandíbula del sujeto. La lengua o algún cuerpo extraño pueden estar obstruyendo el paso del aire. Intente de nuevo.

Si no se logra el intercambio de aire, coloque al enfermo sobre un costado y golpee fuertemente entre los hombros (omoplatos) varias veces, para desalojar de su garganta cualquier cuerpo extraño. Si el accidentado es un niño, suspéndalo momentáneamente cabeza abajo sosteniéndolo sobre el brazo o las piernas y aplique golpes fuertes y repetidos entre los omoplatos. Limpie bien la boca.

Reanude la respiración de boca a boca. Tratándose de adultos, infle los pulmones vigorosamente cada cinco segundos. En los niños pequeños, infle suavemente cada tres segundos. Si lo prefiere, puede colocar un pañuelo sobre la boca de la víctima para sopiar a través de él; no suspenda la maniobra hasta que la persona comience a respirar. Muchos accidentados han revivido hasta después de varias horas de aplicarles respiración artificial.

Cuando la persona vuelva en sí, no la deje levantarse por lo menos durante una hora y manténgala abrigada.

Resucitación cardiopulmonar

Respiración suspendida y ausencia de pulso

Si el paciente no respira, es preciso asegurarse de que no hay obstrucción en las vías respiratorias. Trate de escuchar el latido de su corazón o tome el pulso. Si no percibe nada, esto quiere decir que el corazón se ha parado. En este caso, es indispensable aplicarle resucitación cardiopulmonar (RCP), de preferencia con un ayudante.

Este procedimiento comprende la respiración o insuflación intermitente de boca a boca y el masaje cardíaco.

1. Acueste al sujeto de espaldas sobre el suelo. De rodillas junto a él, aplique un golpe fuerte en el pecho (esternón) con el puño; así se logra que el corazón vuelva a latir.
2. Si esto no ocurre, examine el pecho del accidentado para encontrar el extremo inferior del esternón.

Ponga un dedo de la mano izquierda sobre el cartilago luego acerque la parte posterior de la mano derecha (nunca la palma) hasta la punta del dedo retire el dedo y coloque la mano izquierda sobre la derecha.

- 3 Empuje hacia abajo con un impulso rapido y firme para hundir el tercio inferior del esternon cerca de cuatro centimetros, lo cual se logra dejando caer el peso del cuerpo y levantandolo otra vez. Esta compresion se repite de manera continua, comprimiendo y soltando. Cada vez que se empuja, se obliga al corazon a contraerse y a impulsar la sangre por el cuerpo de la victima. Dicha operacion sustituye al latido



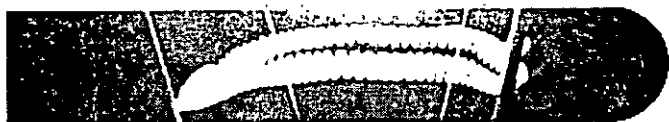
Si usted se encuentra solo con el accidentado, detengase despues de cada quince compresiones para insuflar aire profundamente dos veces de boca a boca, y luego continúe con este ritmo de quince a dos hasta que alguien pueda ayudarlo. Si cuenta con otro voluntario, este debe arrodillarse junto a la cabeza del enfermo y soplarle aire de boca a boca a razon de doce veces por minuto, o sea, una insuflación por cada cinco compresiones

Es necesario continuar la RCP hasta que el paciente reviva, las pupilas se achican, el color mejora, la respiración se reanuda y el pulso reaparece. Es posible mantener viva a una persona con este procedimiento por lo menos durante una hora.

Advertencia: Aun cuando la resucitación cardiopulmonar se efectúe correctamente, existe el riesgo de romper costillas. Si se hace mal, la punta del esternón o una costilla rota podrian perforar el higado o un pulmon; es por eso que se recomienda adiestrarse adecuadamente en esta técnica. Pero en una emergencia, aunque carezca usted de preparacion, intente la RCP. Sin ella, la persona cuyo corazón se ha detenido seguramente morirá.



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



...: Ingeniería Eléctrica

CURSO SOBRE INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN EDIFICIOS

CA 237

TEMA V

MEDIOS DE PROTECCIÓN, SELECCIÓN DE PROTECCIÓN

**EXPOSITOR: ING. RICARDO ESPINOSA PATIÑO
DEL 14 AL 25 DE NOVIEMBRE DE 2005
PALACIO DE MINERIA**

90 - Dispositivo de regulación

91 - Relevador direccional de voltaje

92 - Relevador direccional de voltaje y de potencia

93 - Contactor cambiador de campo

94 - Relevador de disparo o de disparo libre

95-99 Se usarán únicamente para aplicaciones específicas en instalaciones donde ninguno de los números asignados del 1 al 94 resulten adecuados

Los números anteriores se usan para designar las funciones de los dispositivos en todos los tipos de mecanismos de control manuales o automáticos.

Se usan letras como sufijos con números de función de dispositivos o la cantidad eléctrica a la cual el dispositivo responde, para varios propósitos tales como:

C Bobina de cierre

X

Y Relevador o contactor auxiliar

Z

O Relevador o contactor de apertura

C Relevador o contactor de cierre

PB Botón de operación

AM Ampérmetro

VM Voltmetro

WM Wáttmetro

VARM Vármetro

WHM Watthorímetro

VARHM Varhorímetro

FM Frecuencímetro

MM Multimedidor

SELECCION Y APLICACION DE TRANSFORMADORES ELECTRICOS

II CLASIFICACION DE TRANSFORMADOES

CLASIFICACIÓN SEGÚN NORMAS ANSI Y NACIONALES NOM

A. POR SU CAPACIDAD

POR SU CAPACIDAD SE DIVIDEN EN:

❖ TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, CAPACIDAD HASTA 500 KVA, HASTA 67 KV. EN A.T. HASTA 1500 V EN BT (NUEVA NORMA NOM-J-116-1989)

❖ TRANSFORMADORES DE POTENCIA, MAYORES DE 500 KVA, ARRIBA DE 67 KV EN AT

LA CAPACIDAD ESTÁ DADA EN VOLTAMPERS O VOLTAMPERIOS Y LO USUAL ES MANEJAR MILES DE VOLTAMPERIO O **KVA** O BIEN MILLONES DE VOLTAMPERIOS O **MVA**, (DE KILO Y MEGA).

LAS CAPACIDADES A TRAVÉS DEL TIEMPO SE HAN ESTANDARIZADO Y TENEMOS LO SIGUIENTE:

TRIFASICOS

DISTRIBUCION: 15, 25, 30, 45, 75, 112.5, 150, 225, 300 Y 500 Kva.

POTENCIA: 500, 750, 1000, 1250, 1500, 2000, 2500, 3000, 4000, 5000, 7500, 10000, 12000, 15000, 16000, 18000, 20000, 24000, 25000, 30000, 40000, 50000, 75000, 100000, 150000 Kva ETC.

MONOFASICOS

5, 10, 15, 25, 37.5, 50, 75, 100, 167, 250, 333, 500 KVA.

LOS SUBRAYADOS SON LOS MAS USUALES.

B. POR SU ENFRIAMIENTO.

POR EL MEDIO QUE LOS ENFRÍA, LOS TRANSFORMADORES SE CLASIFICAN EN:

- 1.- SUMERGIDOS EN LÍQUIDOS (OA)
- 2.- TIPO SECO. (AA)

EN LOS SUMERGIDOS EN LÍQUIDOS, (ACEITE, AZKAREI, LÍQUIDOS SILICONES, RTEMP, ETC.), LAS NORMAS INTERNACIONALES Y NACIONALES LOS DENOMINAN:

OA (SUMERGIDOS EN ACEITE, AUTOENFRIADOS)
FA (ENFRIADOS POR AIRE FORZADO)
OW (SUMERGIDOS EN ACEITE, ENFRIADOS POR AGUA)
FOW (SUMERGIDOS EN ACEITE, ENFRIADOS POR ACEITE FORZADO Y ENFRIADOS POR AGUA)

UN TRANSFORMADOR OA/FA1/FA2, ES UN TRANSFORMADOR SUMERGIDO EN ACEITE, ENFRIADO POR AIRE FORZADO EN DOS PASOS, ESTO ES, AL UTILIZAR UN ENFRIAMIENTO POR AIRE FORZADO INCREMENTA LA CAPACIDAD DEL EQUIPO, DE ACUERDO A LO SIGUIENTE:

❖ PARA 2,500 Kva Y MENORES, LA CAPACIDAD CON FA, SE INCREMENTA UN 15%

✦ PARA 2,501 A 9,999 KVA MONOFÁSICOS Y 11,999 KVA TRIFÁSICOS, LA CAPACIDAD CON FA SE INCREMENTA UN 25%

69	350	350
115		550
230		1050
400		1550

✦ PARA 10,000 KVA MONOFÁSICOS Y 12,000 KVA TRIFÁSICOS Y MAYORES, LA CAPACIDAD CON FA, SE INCREMENTA UN 33.33%

BIL (NIVEL BÁSICO DE IMPULSO)

C. POR LA TEMPERATURA DE SUS AISLAMIENTOS

POR EL AISLAMIENTO QUE UTILIZAN EN SU CONSTRUCCIÓN SE CLASIFICAN EN 55°C Y 65°C PARA LOS SUMERGIDOS EN LÍQUIDOS Y DE 80°C 115°C, 150°C, 180°C, 200°C PARA LOS TIPO SECO.

D. POR EL LUGAR DE INSTALACION (SERVICIO)

POR EL LUGAR DONDE SE INSTALAN LOS TRANSFORMADORES SE CLASIFICAN EN INTERIORES E INTEMPERIE, PUDIENDO SER ESTO ÚLTIMOS: TIPO POSTE, TIPO SUBESTACIÓN, TIPO BÓVEDA O SUMERGIBLE, TIPO PEDESTAL (PAD MOUNTED O TIPO JARDÍN)

E- POR SU TENSION (VOLTAJE)

POR EL VOLTAJE NOMINAL DE OPERACIÓN LOS TRANSFORMADORES SE CLASIFICAN DE ACUERDO A LO SIGUIENTE:

KV	BIL (DIST.)	BIL (POT)	BIL (SECOS)
1.2	30	45	10
2.5	45	60	20
5	60	75	25
8.7	75	95	35
15	95	110	50
25	150	150	110
34.5	200	200	

III SELECCION DE TRANSFORMADORES

EN LA SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES INTERVIENEN VARIOS ASPECTOS QUE NO NECESARIAMENTE SON DEL TIPO ECONÓMICO COMO SON:

- ✦ NORMAS DE SEGURIDAD (SECOS O LÍQUIDOS ESPECIALES)
- ✦ LIMITACIONES DE DIMENSIONES O PESO.
- ✦ INSTALACIÓN CON OTROS EQUIPOS EXISTENTES
- ✦ CONFIABILIDAD, (CONTINUIDAD DEL SERVICIO).

ASÍ COMO:

- ✦ VALOR TOTAL DE LA CARGA QUE SE PRETENDE ABASTECER
- ✦ DISTRIBUCIÓN DE LA CARGA A TRAVÉS DEL TIEMPO (CURVAS DE CARGA).
- ✦ INCREMENTOS PREVISIBLES DE LA CARGA FUTURA.
- ✦ VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR, (ESTIMADA), Y FECHA PROBABLE DE REPOSICIÓN. 800 A 1000 SEMANAS (15 A 20 AÑOS)
- ✦ PROBABILIDAD DE TENER QUE SOBRECARGAR POR PERÍODOS CORTOS O PROLONGADOS UNO O MAS TRANSFORMADORES.

IV COSTOS

EL COSTO TOTAL DE UN TRANSFORMADOR ESTÁ DADO POR LOS SIGUIENTES ELEMENTOS:

- ✦ **COSTO INICIAL**, (PRECIO DE COMPRA, COSTO DE LA INSTALACIÓN Y EL PRECIO DEL EQUIPO ADICIONAL QUE SE REQUIERA).
- ✦ **COSTO DE OPERACIÓN**, (CONSIDERANDO EL COSTO DE LAS PÉRDIDAS EN EL NÚCLEO Y EN LOS DEVANADOS, CONSUMO DE ENERGÍA PARA LOS AUXILIARES, MANTENIMIENTO, COSTO DEL INVENTARIO DE REPUESTOS ETC.)
- ✦ **COSTO DE LAS FUTURAS AMPLIACIONES**, (EQUIPOS DE EMERGENCIA, REPOSICIÓN DE EQUIPOS, ETC.)

COSTO INICIAL

NO OBSTANTE QUE EL COSTO INICIAL DE UN TRANSFORMADOR YA ESPECIFICADO, DEPENDE DEL FABRICANTE DENTRO DE CIERTOS PARÁMETROS, UNA BUENA SELECCIÓN Y UNA ESPECIFICACIÓN ADECUADA PUEDE CONTRIBUIR A REDUCIRLO. ALGUNOS ELEMENTOS PARA UNA BUENA SELECCIÓN SE MENCIONAN A CONTINUACIÓN:

A) NUMERO DE UNIDADES

DONDE NO SE REQUIERA OTRA COSA POR RAZONES DE LOCALIZACIÓN DE LA CARGA, CONFIABILIDAD O FLEXIBILIDAD EN LA OPERACIÓN, LO MÁS ECONÓMICO ES TENER UNA SOLA UNIDAD TRIFÁSICA. LA GRÁFICA DE LA FIGURA 1A ILUSTRAS LAS VARIACIONES DEL PRECIO POR KVA PARA TRANSFORMADORES DE DISTINTAS CAPACIDADES, EN LA FIGURA 1B SE MUESTRA LA RELACIÓN ENTRE EL PRECIO POR KVA DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS Y LOS PRECIOS DE LOS BANCOS CORRESPONDIENTES DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS.

EN LA FIGURA 1C SE MUESTRA EL COSTO COMPARATIVO PARA UNA CAPACIDAD DE 1,500KVA UTILIZANDO:

- ✦ UN SOLO TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 1,500 KVA.
- ✦ DOS TRANSFORMADORES DE 750 KVA

- ✦ TRES TRANSFORMADORES DE 500 KVA TRIFÁSICOS

B) CAPACIDAD

CUANDO SE HABLA DE CAPACIDAD, ÉSTA VA VINCULADA A LA ELEVACIÓN DE TEMPERATURA EN LA QUE ESTÁ BASADA. LOS AISLAMIENTOS QUE SE UTILIZAN PERMITEN UNA VIDA ÚTIL DE LOS EQUIPOS DE 15 A 20 AÑOS A UNA TEMPERATURA DE 55°C/40°C MAX Ó 65°C/40°C MAX).

APLICACIONES

LOS TRANSFORMADORES QUE SE FABRICAN PUEDEN UTILIZAR LA VENTAJA DE ESTOS AISLAMIENTOS DE TRES FORMAS DIFERENTES.

- A) PARA ALARGAR LA VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR, (SIN EXCEDER 55°C DE ELEVACIÓN, SOBRE UN AMBIENTE MEDIO DE 30°C (ES DISEÑADO EL EQUIPO PARA 55°C. DE ELEVACIÓN Y FABRICADO CON AISLAMIENTO DE 65°C.
- B) PARA DISPONER DE UN MARGEN DE SOBRE CARGA PERMANENTE, (12%) ESTO ES DISEÑADO EL EQUIPO PARA 55°C DE ELEVACIÓN Y FABRICARLO CON AISLAMIENTO DE 65°C, SOBRE CARGÁNDOLO, HASTA DARNOS UNA CAPACIDAD 12% MAYOR QUE LA NORMAL.
- C) PARA ADQUIRIR EL TRANSFORMAR A MENOR PRECIO, (-10%)

LA FIGURA 2, ILUSTRAS LAS CARACTERÍSTICAS DE ENVEJECIMIENTO DE LOS AISLAMIENTOS DE 55°C Y LOS DE 65°C.

V CLASE DE ENFRIAMIENTO

CUANDO LOS INCREMENTOS PREVISIBLES DE CARGA EN UN MISMO CENTRO SON PEQUEÑOS

EN COMPARACIÓN CON LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR O SE PRESENTAN CON FRECUENCIA SOBRE CARGAS PEQUEÑAS O DE CORTA DURACIÓN, SE PUEDE OPTAR POR LO SIGUIENTE.

1. ESPECIFICAR UN TRANSFORMADOR DE MAYOR CAPACIDAD.
2. SOBRECARGAR EL TRANSFORMADOR, REDUCIENDOLE LA VIDA ÚTIL DEL MISMO, (POR CADA 8°C DE INCREMENTO EN LA TEMPERATURA DE LOS AISLAMIENTOS, SE REDUCE A LA MITAD LA VIDA DEL TRANSFORMADOR).

EN LA FIGURA 3A, SE COMPARAN LOS COSTOS DE TRANSFORMADORES CON ENFRIAMIENTO NATURAL Y LOS COSTOS DE LOS MISMOS, DOTADOS DEL EQUIPO NECESARIO PARA INCREMENTAR SU CAPACIDAD.

EN LA FIGURA 3B SE COMPARA EL COSTO DE AMBAS OPCIONES POR KVA DISPONIBLE..

LIQUIDO REFRIGERANTE

EN GENERAL, SIEMPRE QUE NO SE INDIQUE LO CONTRARIO POR RAZONES DE SEGURIDAD EN LOS REGLAMENTOS DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS, LA ALTERNATIVA MÁS ECONÓMICA, ES EL TRANSFORMADOR EN ACEITE MINERAL, (OA).

SIN EMBARGO, PARA INSTALACIONES INTERIORES, EL TRANSFORMADOR EN ACEITE REQUIERE UN CUARTO ESPECIAL, VENTILADO ADECUADAMENTE, SISTEMA DE DRENAJE, EQUIPO DE SEGURIDAD. ALTAS PRIMAS EN LOS SEGUROS CONTRA INCENDIOS, QUE LO HACEN MENOS ECONÓMICO CUANDO SE CONSIDERA EL COSTO DE LA INSTALACIÓN COMPLETA. EN ESTOS CASOS, CONVENDRÍA ANALIZAR LA POSIBILIDAD DE UTILIZAR TRANSFORMADORES EN LIQUIDOS NO INFLAMABLES TALES COMO LOS SILICONES (LOS ANTIGUOS AZKARELES, ESTÁN PROHIBIDOS). ASÍ COMO LA MÁS MODERNA ALTERNATIVA COMO SON LOS TRANSFORMADORES TIPO SECO, ENCAPSULADOS EN RESINA EPÓXICA, CUYO PRECIO DE VENTA ES DE 70 A

80% MAYOR, PERO QUE OFRECEN MÁXIMA SEGURIDAD Y LARGA VIDA.

DIMENSIONES

CON FRECUENCIA EL ESPACIO DISPONIBLE PARA SUBESTACIONES INDUSTRIALES ES RELATIVAMENTE REDUCIDO, EL COSTO DEL TERRENO, LAS DIMENSIONES DE LOS CUARTOS O UMBRALES PARA LA INSTALACIÓN DE ESTOS, LA NECESIDAD DE PREVEER ESPACIO PARA FUTURAS AMPLIACIONES, HACEN POR TANTO REDUCIR AL MÍNIMO LAS DIMENSIONES DEL EQUIPO DE LAS SUBESTACIONES.

LOS TRANSFORMADORES MODERNOS SE CONSTRUYEN CON NÚCLEOS Y BOBINAS DE SECCIÓN RECTANGULAR (PARA SUBESTACIONES COMPACTAS INDUSTRIALES), LO CUAL ADEMÁS DE OTRAS VENTAJAS PERMITEN REDUCIR EL ESPACIO EN 15 A 20% EN EL LARGO DEL TRANSFORMADOR.

LAS FIGURAS 4A Y 4B ILUSTRAN GRÁFICAMENTE ESTE PRINCIPIO PARA MAYOR CLARIDAD.

NORMALIZACION

EN CADA LOCALIDAD, DIVERSOS USUARIOS ESPECIFICAN CASI SIEMPRE, TRANSFORMADORES MUY SIMILARES ENTRE SI CON PEQUEÑAS DIFERENCIAS QUE MUCHAS VECES NO SON ESENCIALES, ESTE HECHO TIENDE A ACENTUARSE CADA VEZ MÁS A MEDIDA QUE SE TRABAJA EN LA NORMALIZACIÓN EN ESCALA NACIONAL, DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

DE ACUERDO A LO ANTERIOR, LOS FABRICANTES DE TRANSFORMADORES HAN DESARROLLADO EQUIPOS QUE SE APEGAN A DICHA NORMALIZACIÓN Y LOS PRODUCEN EN MAYOR ESCALA SATISFACIENDO LOS REQUERIMIENTOS DE LOS USUARIOS.

LO ANTERIOR TRAE COMO CONSECUENCIA:

- ✦ MENOR COSTO DE PRODUCCIÓN SIMPLIFICADA.
- ✦ MENOR COSTO DE PARTES PARA EXISTENCIAS.

- ✦ MENOR COSTO POR MATERIALES NORMALIZADOS EN EXISTENCIA.

UTILIZACION DE LOS AVANCES TECNICOS

LOS FABRICANTES DE TRANSFORMADORES INVIERTEN CONSTANTEMENTE GRANDES SUMAS DE DINERO EN EL DESARROLLO DE MEJORAS PARA SUS EQUIPOS PRINCIPALMENTE EN DOS TERRENOS.

- ✦ INCREMENTAR LA CALIDAD DEL PRODUCTO.
- ✦ REDUCIR COSTOS.

DE AQUÍ LA IMPORTANCIA DE QUE LOS TÉCNICOS QUE SELECCIONAN LOS EQUIPOS, SE ENCUENTREN BIEN INFORMADOS DE LOS PROGRESOS QUE SE REALIZAN EN ESTA ESPECIALIDAD.

ALGUNOS DE ESTOS PROGRESOS RECIENTES SE MENCIONAN A CONTINUACIÓN:

NUCLEOS: NUEVOS ACEROS ORIENTADOS DE BAJAS PÉRDIDAS Y NUEVOS MATERIALES COMO EL ACERO AMORFO DE GENERAL ELECTRIC.

BOBINAS: UTILIZACIÓN DEL ALUMINIO EN LÁMINAS CON ESPESORES PEQUEÑOS, DANDO CON ELLO ALTA RESISTENCIA MECÁNICA A CORTOS CIRCUITOS RIGUROSOS, UTILIZÁNDOLAS EN BOBINAS RECTANGULARES PARA MEJORAR EL FACTOR DE ESPACIO.

AISLAMIENTOS: CARTONES Y PAPELES AISLANTES ESTABILIZADOS (65°C), LO QUE PERMITE UTILIZAR MAYORES DENSIDADES DE CORRIENTE EN LOS CONDUCTORES Y OBTENER COSTOS MÁS BAJOS.

BOQUILLAS: (BUSHINGS).

UTILIZACIÓN DE NUEVOS MATERIALES COMO LAS RESINAS EPÓXICAS.

EN LOS VOLTAJES DE 1.2KV SE FABRICAN BLOQUES UNITARIOS CONTENIENDO VARIAS BARRAS DE COBRE ENCAPSULADAS EN RESINA EPOXI.

RADIADORES: UTILIZACIÓN DE RADIADORES DE OBLEAS PLANAS ARREGLADAS EN BANCOS, DESPLAZANDO A LOS ANTIGUOS RADIADORES DE TUBOS REDONDOS U OVALADOS.

TRANSFORMADORES TIPO SECO

FABRICACIÓN DE TRANSFORMADORES TIPO SECO EN BOBINAS ENCAPSULADAS EN RESINA EPÓXICA PARA VOLTAJES EN CLASE 5 KV, 8.7 KV, 15 KV, 25 KV, Y 34.5 KV. DESPLAZANDO LOS LÍQUIDOS NO INFLAMABLES CONOCIDOS COMO AZKARELES, LOS CUALES HAN SIDO PROHIBIDOS EN VARIOS PAÍSES, DEBIDO A SU ALTA CONTAMINACIÓN.

LOS TRANSFORMADORES ENCAPSULADOS EN RESINA SE UTILIZAN EN ÁREAS DONDE UN INCENDIO PUEDE CAUSAR GRANDES PÉRDIDAS, TANTO HUMANAS COMO MATERIALES.

TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN LIQUIDOS ESPECIALES.

SE HAN DESARROLLADO LÍQUIDOS NO INFLAMABLES, QUE HAN DESPLAZADO A LOS AZKARELES, DENTRO DE LOS MÁS CONOCIDOS ESTÁN:

- ✦ LÍQUIDO SILICÓN (DOW CORNING)
- ✦ LÍQUIDO RTEMP, (RTE).

COSTO DE OPERACION (EVALUACION DE PERDIDAS)

CONSIDERANDO EL COSTO DEL TRANSFORMADOR COMO LA SUMA DE SU COSTO INICIAL, MÁS TODOS LOS

GASTOS QUE ES NECESARIO HACER PARA MANTENERLOS EN OPERACIÓN A LO LARGO DE SU VIDA ÚTIL, PUEDE DECIRSE SIN EXAGERACIÓN QUE EL COSTO INICIAL ES DE IMPORTANCIA SECUNDARIA.

EN EFECTO, EN VISTA DE LAS LIMITACIONES DE LOS MATERIALES EMPLEADOS, LA TRANSFERENCIA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA A TRAVÉS DEL TRANSFORMADOR NO ES COMPLETA SINO QUE SE REALIZA CONSUMIENDO UNA PEQUEÑA PORCIÓN DE DICHA ENERGÍA, QUE SE DISIPA EN FORMA DE CALOR.

ESTA PÉRDIDA ESTÁ COMPUESTA EN TRES COMPONENTES BÁSICOS:

- A) LA ENERGÍA CONSUMIDA PARA EXCITAR EL NÚCLEO, QUE APARECE SIEMPRE QUE EL TRANSFORMADOR ESTÉ CONECTADO A LA LÍNEA, AUNQUE NO ESTÉ CARGADO. A ESTA ENERGÍA CONSUMIDA EN EL NÚCLEO, SE LE CONOCE COMO "PÉRDIDAS EN VACÍO" O BIEN "PERDIDAS EN EL NÚCLEO".
- B) LA ENERGÍA CONSUMIDA POR LA RESISTENCIA QUE OPONE EL DEVANADO EN LAS BOBINAS (I^2R) Y TAMBIÉN PARCIALMENTE POR DISPERSIÓN A ELEMENTOS METÁLICOS CERCANOS. A ESTA ENERGÍA CONSUMIDA POR LA RESISTENCIA DE LAS BOBINAS, SE LE CONOCE COMO "PERDIDAS CON CARGA", O BIEN "PERDIDAS EN LOS DEVANADOS".

LA SUMA DE LAS PÉRDIDAS EN VACÍO MÁS LAS "PERDIDAS CON CARGA" SE LE DENOMINAN "PERDIDAS TOTALES".

- C) LA ENERGÍA CONSUMIDA, EN CIERTOS EQUIPOS CON ENFRIAMIENTO FORZADO, PARA MOVER VENTILADORES, BOMBAS, CON OBJETO DE AUMENTAR LA EFICIENCIA DE LA DISIPACIÓN DEL CALOR AL AMBIENTE Y CON ELLO INCREMENTAR LA CAPACIDAD DEL EQUIPO

UNA EVALUACIÓN DEL EFECTO DE ESTAS PÉRDIDAS, SOBRE EL COSTO DEL TRANSFORMADOR, (COSTO

COMPENSADO), CALCULADO A LO LARGO DE LA VIDA ÚTIL ESPERADA DEL EQUIPO, (800 A 1000 SEMANAS). NOS DETERMINARÁ EL COSTO DEL APARATO A LO LARGO DE LA VIDA DEL MISMO, USANDO EL PRECIO DEL KILOWATT/HORA AL CUAL SE COMPRA LA ENERGÍA DE LA COMPAÑÍA SUMINISTRADORA.

PARA ELLO SE PUEDE PRESUMIR LAS CURVAS DE DEMANDA Y A PARTIR DE ELLAS HACER ESTIMACIÓN CERCANA DEL CONSUMO PARA ESTE CONCEPTO Y DETERMINAR SU COSTO.

ESPECIFICACION CFE K0000-06

FABRICACIÓN MEXICANA

EN LA EVALUACIÓN DE LAS OFERTAS SE TOMAN EN CUENTA LA FABRICACIÓN MEXICANA SEGÚN LO ESTABLECIDO EN LA ESPECIFICACIÓN CFE L0000-03 COMERCIAL GENERAL (PÁRRAFO 6.4)

FACTORES DE EVALUCIÓN

LAS COTIZACIONES PRESENTADAS POR LOS CONCURSANTES SON EVALUADAS DE ACUERDO CON LA SIGUIENTE FÓRMULA:

$$CA [C + K_{PE} + K_1(PC + PV) + K_2(ZP.U. + IP.U.)(KVA)] Q$$

EN DONDE:

CA = PRECIO EVALUADO, EN PESOS O MONEDA DEL PAÍS DE ORIGEN

C = PRECIO COTIZADO POR TRANSFORMADOR, EN PESOS O MONEDA DEL PAÍS

C_{FE} = PÉRDIDAS EN EL HIERRO, POR TRANSFORMADOR, EN KW

PC = PÉRDIDAS EN EL COBRE, POR TRANSFORMADOR, EN KW

PV = PÉRDIDAS POR ENFRIAMIENTO FORZADO, POR TRANSFORMADOR, EN KW

ZP.U = IMPÉDANCIA DEL TRANSFORMADOR (POR UNIDAD)

IP.U. = CORRIENTE DE EXCITACIÓN (POR UNIDAD)

KVA = CAPACIDAD NOMINAL EN EL ÚLTIMO PASO DE ENFRIAMIENTO, EN KVA

Q = CANTIDAD DE UNIDADES

PARA TRANSFORMADORES ELEVADORES

$K = 9,570.00 \text{ N\$/KW}$ DE PÉRDIDAS
 $K_1 = 9,201.00 \text{ N\$/KW}$ DE PÉRDIDAS
 $K_2 = 51.00 \text{ N\$/KVAR}$

PARA TRANSFORMADORES DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION

$K = 11,050.00 \text{ N\$/KW}$ DE PÉRDIDAS
 $K_1 = 8,350.00 \text{ N\$/KW}$ DE PÉRDIDAS
 $K_2 = 51.00 \text{ N\$/KVAR}$

COSTO DE LAS FUTURAS AMPLIACIONES

EN LAS INSTALACIONES INDUSTRIALES MÁS QUE EN NINGUNAS OTRAS, ES PRECISO DISPONER DE ELEMENTOS QUE GARANTICEN LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO. CUANDO LAS CONSECUENCIAS ECONÓMICAS DE UNA SOLA INTERRUPCIÓN SON DE GRAN IMPORTANCIA, ESTE ELEMENTO DEBE SIN DUDA VALUARSE ANTES DE HACER LA SELECCIÓN DEFINITIVA DEL EQUIPO Y AÑADIRSE AL COSTO TOTAL DE LA INSTALACIÓN UN CARGO PARA PREVER:

- ✦ EL COSTO DE SOBRECARGAR OTROS TRANSFORMADORES DEL SISTEMA DURANTE EL TIEMPO NECESARIO.
- ✦ EL COSTO DE ESPECIFICAR CAPACIDAD ADICIONAL EN PREVISIÓN DE ALGUNA FALLA.
- ✦ EL COSTO DE INTERRUMPIR LA PRODUCCIÓN O TENER QUE REDUCIRLA.
- ✦ EL COSTO DE PONER EN OPERACIÓN DE EMERGENCIA EQUIPO MENOS ADECUADO O EFICIENTE.

ESTOS COSTOS ESTÁN BASADOS EN LA CONFIABILIDAD DEL TRANSFORMADOR, QUE ES LA PROBABILIDAD DE MANTENERSE EN OPERACIÓN NORMAL DURANTE UN TIEMPO DETERMINADO.

POR SUPUESTO, LA CONFIABILIDAD ES MUY DIFÍCIL DE EVALUAR, SOBRE TODO SI SE PRETENDE USARLA COMO ELEMENTO DE DECISIÓN, PERO CONSIDERAMOS

QUE ES INDISPENSABLE TOMARLA EN CUENTA, SOBRE TODO EN LOS CASOS EN QUE LAS INTERRUPCIONES, TENGAN CONSECUENCIAS IMPORTANTES EN ALGUNO DE LOS ASPECTOS ANOTADOS ARRIBA.

MANTENIMIENTO

LO IMPORTANTE EN UNA INSTALACIÓN INDUSTRIAL NO ES "QUE OPERE", SINO QUE SIGA OPERANDO. ESTO IMPLICA LA NECESIDAD DEL MANTENIMIENTO DEL EQUIPO.

DOS SOLUCIONES APARENTEMENTE COMPARABLES AL MISMO PROBLEMA PUEDEN REQUERIR MUY DISTINTAS PROPORCIONES DE MANTENIMIENTO Y ESTO DEBE PREVERSE AL MOMENTO DE HACER LA SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR. ELEMENTOS DE GRAN IMPORTANCIA DE ESTA PARTIDA SON LOS SIGUIENTES.

- ✦ LA SIMPLICIDAD DE LOS ELEMENTOS BÁSICOS Y EL NÚMERO DE PARTES QUE LAS COMPONEN.
- ✦ EL COSTO Y NÚMERO DE PARTES CRÍTICAS QUE SE DEBEN TENER DE EXISTENCIA.
- ✦ LA CANTIDAD DE LÍQUIDO QUE EL TRANSFORMADOR CONTIENE Y QUE PUEDE SER NECESARIO PROCESAR O REPONER EN CASO DADO.

AMPLIACIONES Y REPOSICIONES

UNA DE LAS CARACTERÍSTICAS IMPORTANTES DE UNA BUENA SELECCIÓN DE EQUIPO ES QUE SIGA SIENDO LA MÁS ECONÓMICA AÚN EN EL CASO DE QUE HAYA LA NECESIDAD DE INCREMENTAR LA CAPACIDAD O DE REPONER PARCIAL O TOTALMENTE EL EQUIPO.

DOS ALTERNATIVAS COMPARABLES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL COSTO INICIAL Y DE OPERACIÓN EXCLUSIVAMENTE, PUEDE DIFERIR GRANDEMENTE DE LA FLEXIBILIDAD PARA MANEJAR FUTURAS AMPLIACIONES O REPOSICIONES.

POR ESTO, EN LA SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR, DEBEN TOMARSE EN CUENTA TODAS LAS VARIACIONES PREVISIBLES EN LA CARGA QUE PUEDAN REQUERIR NUEVAS INVERSIONES EN EL FUTURO Y VALUAR TODAS LAS ALTERNATIVAS PARA SATISFACERLAS.

PROCESOS DE FABRICACIÓN DE TRANSFORMADORES, LA EVALUACIÓN DE SOLUCIONES Y COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS AL MISMO PROBLEMA, DEBE TOMAR EN CUENTA, TODOS LOS ELEMENTOS MENCIONADOS, SI SE DESEA ASEGURAR QUE SE HARÁ LA SELECCIÓN MÁS ECONÓMICA.

IV. CONCLUSIONES

1. LA SELECCIÓN ECONÓMICA DE TRANSFORMADORES ES UN PROBLEMA COMPLEJO QUE DEBE ESTUDIARSE DESDE TRES PUNTOS DE VISTA BÁSICOS

- ✦ EL COSTO INICIAL, INCLUYENDO EL COSTO DE INSTALACIÓN.
- ✦ EL COSTO DE OPERACIÓN, (COSTO DE LAS PÉRDIDAS), Y MANTENIMIENTO A LO LARGO DE SU VIDA PROBABLE, INCLUYENDO LA CONSIDERACIÓN DE SU PROBABILIDAD DE FALLA
- ✦ EL COSTO DE LAS FUTURAS AMPLIACIONES O REPOSICIONES.

2. CON EL DESARROLLO DE LAS NUEVAS TÉCNICAS DE DISEÑO, NUEVOS MATERIALES Y

LA SELECCIÓN BASADA EXCLUSIVAMENTE POR EL COSTO INICIAL MÁS BAJO, ES MUY COSTOSA.

3. LA MAYOR PARTE DE LOS ELEMENTOS QUE AFECTAN AL COSTO TOTAL DE LAS INSTALACIONES A LO LARGO DE SU VIDA, SE PUEDEN EVALUAR PARA UNA APLICACIÓN DETERMINADA. NO SE PUEDEN ESTABLECER REGLAS FIJAS RESPECTO AL VALOR ABSOLUTO Y RELATIVO DE CADA ELEMENTO, YA QUE ÉSTA VARÍA DE UN CASO A OTRO, PERO ES INDISPENSABLE QUE SE ANALICEN TODOS PARA BASAR UNA DECISIÓN FIRME, QUE LUEGO PUEDA SERVIR DE FUNDAMENTO PARA OTRAS DECISIONES.

PRINCIPALES ANORMALIDADES CONTRA LO QUE SE DEBE PROTEGER

“Transformadores”

Contenido

- 1.- Generalidades**
- 2.- Necesidad de la Protección**
- 3.- Objetivo de la Protección de Transformadores**
- 4.- Tipos de Transformadores**
- 5.- Sistemas de Preservación**
- 6.- Dispositivos de Protección para los Sistemas de Preservación de Transformadores en líquido**
- 7.- Dispositivos de Protección de Transformadores**
- 8.- Protección de Transformadores contra Disturbios Eléctricos**
- 9.- Protección de Transformadores contra el Ambiente**
- 10.- Conclusiones**
- 11.- Referencias y Bibliografía**

1.- GENERALIDADES

El uso cada vez mayor de la potencia eléctrica en plantas industriales ha estado requiriendo cada vez más grandes y más caros transformadores tanto primarios como secundarios. Estas notas van enfocadas hacia la protección apropiada de las protecciones de este tipo de transformadores.

La capacidad de los transformadores primarios cae en el rango de los 1.000 a los 12.000 kVA con tensiones primarias entre los 2.400 y los 13.800 V. Los transformadores secundarios vienen en capacidades de 300 a 2.500 kVA con tensiones secundarias de 208, 240 o 480 V. Aunque las protecciones que aquí discutiremos también pueden ser aplicadas a transformadores más grandes.

2.- NECESIDAD DE LA PROTECCION

La falla de un transformador puede resultar en la pérdida del servicio. Sin embargo, una desconexión rápida del transformador, además de minimizar el daño y el costo de la reparación, comúnmente minimiza el disturbio del sistema, la magnitud del área sin servicio y la duración de la pérdida del servicio.

El rápido aislamiento de la falla generalmente previene un daño catastrófico. De aquí que sea importante proporcionarle una protección adecuada a los transformadores de cualquier tamaño, aun cuando ellos pueden ser los componentes más sencillos y más confiables del sistema eléctrico de la planta.

Un estudio previo (1) indica que los transformadores de más de 500 kVA tiene una relación de fallas más baja que la mayoría de los otros componentes del sistema eléctrico. En este estudio, los transformadores promediaron solamente 76 fallas por cada 10.000 años-transformador. Tal vez esto se pueda tomar incorrectamente e implicar que poca o ninguna protección se requiere para el transformador, sin embargo, si consideramos el promedio de horas fuera de servicio a causa de una falla interna en un transformador, la necesidad de la protección es ampliamente recomendada. Las fallas en los transformadores pueden ser originadas por cualquiera de las condiciones internas o externas que hagan que el banco no pueda llevar a cabo su función en forma adecuada, ya sea por problemas eléctricos o mecánicos. Las fallas en los transformadores se pueden agrupar como sigue:

- A) Fallas en los devanados:
 - deterioro de los aislamientos
 - defectos de fabricación
 - sobrecalentamiento
 - esfuerzos mecánicos
 - vibración
 - sobretensiones

- B) Fallas de los conectores y en los cambiadores de derivaciones sin carga:
 - ensamble inapropiado
 - daños durante el transporte
 - vibración excesiva
 - diseño inadecuado

- C) Fallas en los bushings
 - vandalismo
 - contaminación
 - envejecimiento
 - fracturado, agrietamiento
 - animales

- D) Fallas en los cambiadores de derivaciones bajo carga.
 - mal funcionamiento del mecanismo
 - problemas de contacto
 - contaminación de liquido aislante
 - vibración
 - ensamble inapropiado
 - esfuerzos internos excesivos

- E) Fallas misceláneas
 - perdida del aislamiento del núcleo
 - falla en los transformadores de corriente de bushing
 - fugas del liquido aislante por malas soldaduras o daño en el tanque.
 - daños durante el transporte y materiales extraños dentro del tanque

Es conveniente observar que los cambiadores de derivaciones bajo carga son mas bien utilizados en los sistemas de alta tensión de las compañías suministradoras y poco en los sistemas eléctricos industriales.

Las fallas de otros equipos dentro de la zona de protección del transformador pueden ser la causa de la perdida del transformador para el sistema. Entre estos equipos podrian estar cualquiera de los instalados entre el siguiente dispositivo de protección hacia la fuente y el siguiente dispositivo de protección hacia la carga. Pueden guardar incluidos componentes tales como cables, buses ductos, interruptores, cuchillas, transformadores de instrumento, apartarrayos y dispositivos para conectar el neutro a tierra.

3.- OBJETIVOS DE LA PROTECCION

Una buena protección se logra con una combinación adecuada del diseño del sistema, de la disposición física y de los dispositivos de protección necesarios para satisfacer económicamente los requisitos de la aplicación y para:

- 1) Proteger al sistema eléctrico contra los efectos de una falla en el transformador.
- 2) Proteger al transformador contra disturbios que ocurran en el sistema eléctrico al cual esta conectado.
- 3) Proteger al transformador tanto como sea posible contra algún mal funcionamiento interno del propio transformador.
- 4) Proteger al transformador contra las condiciones físicas del medio ambiente que puedan afectar el comportamiento confiable.

4.- TIPOS DE TRANSFORMADORES

En una clasificación muy burda de transformadores, podemos decir que hay dos tipos que se usan ampliamente en los sistemas eléctricos industriales y comerciales: tipo seco y tipo líquido. Este último está construido para que los elementos esenciales, el núcleo y las bobinas, queden dentro de un contenedor lleno de líquido, en donde este líquido proporciona el medio aislante y el medio para la transferencia de calor necesarios para el funcionamiento del transformador. Los transformadores tipo seco se construyen para que su núcleo y sus bobinas queden rodeadas por una atmósfera, que puede ser el aire que los rodea, libre de circular desde el exterior al interior del lugar donde se encuentra. Los devanados del tipo seco pueden ser del tipo convencional con conductores aislados o del tipo encapsulado, donde las bobinas están embebidas al vacío en resina epóxica.

Una alternativa para el transformador tipo seco con el aire circulando desde el exterior a través de él, es tenerlo encerrado en una caja llena con gas o vapor. En cualquier caso, este medio circundante actúa tanto, como un medio aislante y como un medio para transferir el calor generado en las bobinas y en el núcleo, hacia el exterior. Es muy importante, que tanto en los transformadores tipo seco como en los tipo líquido, se monitoree la calidad y el funcionamiento del medio circundante para evitar daños al núcleo y a las estructuras de las bobinas. En los renglones siguientes veremos los sistemas para preservar o proteger el medio que rodea al núcleo y a las bobinas.

5.- SISTEMAS DE PRESERVACION

5.1 - SISTEMAS DE PRESERVACION DEL MEDIO AISLANTE PARA TRANSFORMADORES TIPO SECO.

Los sistemas para preservar el medio aislante se usan para asegurar el suministro adecuado de aire limpio para ventilación a una temperatura ambiente aceptable. Una contaminación de los ductos de aislamiento dentro del transformador puede conducir a una reducción de la capacidad disruptiva del medio aislante y tal vez a un severo sobrecalentamiento. El método de protección más comúnmente empleado en aplicaciones comerciales, consiste en un dispositivo indicador de temperatura con sensores instalados en los ductos de los devanados del transformador, con contactos que darán la señal de alarma audible y visual.

cuando la temperatura alcance un valor peligrosamente alto.

Los tipos de sistemas de preservación para transformadores tipo seco más utilizados son los siguientes:

- 1) Ventilación abierta.
- 2) Ventilación filtrada.
- 3) Totalmente encerrados, sin ventilación.
- 4) Sellado con aire o con gas.

5.2 - SISTEMAS DE PRESERVACIÓN DEL MEDIO AISLANTE PARA TRANSFORMADORES TIPO LIQUIDO.

Los sistemas para preservar el liquido se usan para preservar la cantidad de liquido y para prevenir su contaminación por la atmósfera circundante que puede introducir humedad y oxígeno que conduciría a la reducción o pérdida de su capacidad de aislamiento y a la formación de lodos en los ductos de enfriamiento.

La importancia de mantener la pureza del aceite aislante se hace mas critica a tensiones mas altas debido al mayor esfuerzo eléctrico en el aceite aislante.

En aplicaciones industriales y comerciales la tendencia actual es a usar preferentemente el sistema con tanque sellado, aunque en el campo se encuentran también los siguientes tipos de sistemas:

- 1) Tanque sellado.
- 2) Gas inerte a presión positiva.
- 3) Sello de gas-aceite
- 4) Tanque conservador.

Los sistemas de preservación del tipo liquido han sido llamados históricamente sistemas de enfriamiento por aceite, aunque el medio fuese askarel o un sustituto para el askarel.

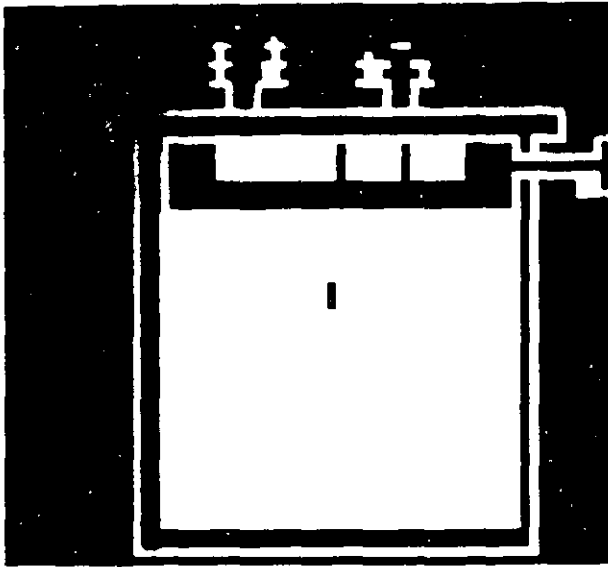
1) Tanque sellado.

El diseño con tanque sellado es el mas comúnmente utilizado y es estándar en casi todas las instalaciones de transformadores de subestación. Como su nombre lo indica, el tanque del transformador aislandolo de la atmósfera exterior

Se mantiene un espacio de gas igual a una décima parte del volumen del liquido para permitir las expansiones térmicas. Este espacio esta libre de aire y se llena de Nitrógeno.

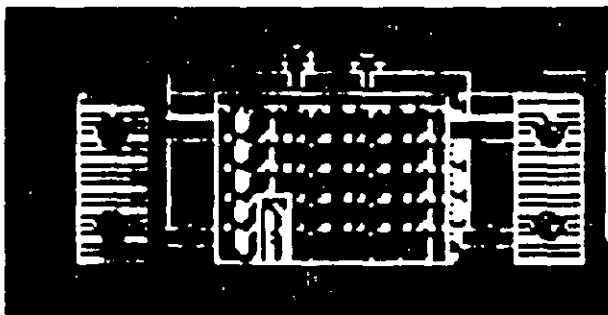
Se puede acoplar al tanque un dispositivo para respirar y medir la presión / vacío y que permita monitorear la presión interna o el vacío y liberar cualquier sobrepresión que se genere internamente y que pueda llevar a dañar el tanque o provocar la operación de la

válvula de liberación de presión. El sistema es el más simple y el que menos mantenimiento requiere de todos los sistemas de preservación.



2) Gas inerte a presión positiva.

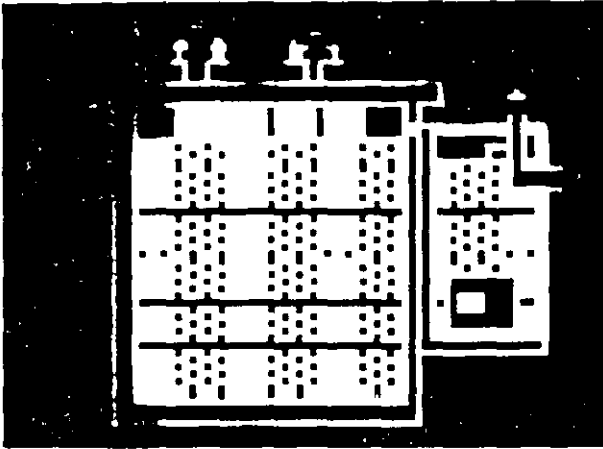
El diseño mostrado en la figura es similar al del tanque sellado con la adición de gas (usualmente Nitrógeno) presurizando el ensamble. Este ensamble proporciona una presión ligeramente positiva en la línea de suministro de gas para prevenir que entre el aire durante cambios de temperatura o diversos modos de operación. Este dispositivo se puede acondicionar a transformadores con devanados primarios de 69 kV o más y de 7.500 kVA para arriba.



3) Sello de gas-aceite.

Este diseño incorpora un espacio con gas cautivo que aísla un segundo tanque de aceite auxiliar del aceite principal del transformador como se observa en la figura de abajo. El tanque auxiliar está abierto a la atmósfera y proporciona espacio para las expansiones térmicas del volumen del aceite del transformador principal.

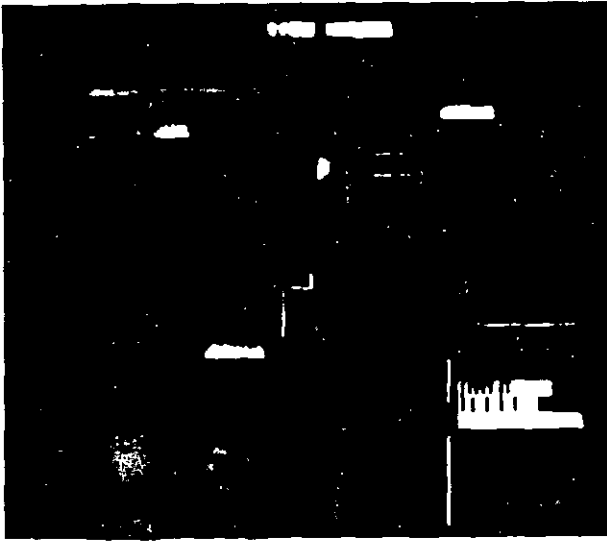
El aceite del tanque principal se expande o se contrae debido a los cambios de temperatura, haciendo que el nivel del tanque auxiliar se eleve o se baje en razón a que el volumen de gas cautivo se vea forzado a salir o a reentrar en el tanque principal. La presión del aceite en el tanque auxiliar sobre el gas cautivo mantiene una presión positiva en el espacio del gas, previniendo la entrada de vapores atmosféricos al tanque principal.



4) Tanque conservador.

El diseño del sistema con tanque conservador se observa en la figura de abajo, no tiene ningún espacio con gas arriba del aceite del tanque principal. Incluye un segundo tanque situado por encima de la cubierta del tanque principal, con un espacio con gas adecuado para absorber la expansión térmica del volumen del aceite del tanque principal. El segundo tanque se conecta al principal a través de una tubería llena de aceite.

En la cubierta del tanque principal se encuentra una tubería de diámetro grande conectada hacia arriba con un ángulo inclinado y terminada en una membrana que se romperá en caso de que se presente una formación muy rápida de grandes volúmenes de gases, liberando la presión interna que haría fallar al tanque.

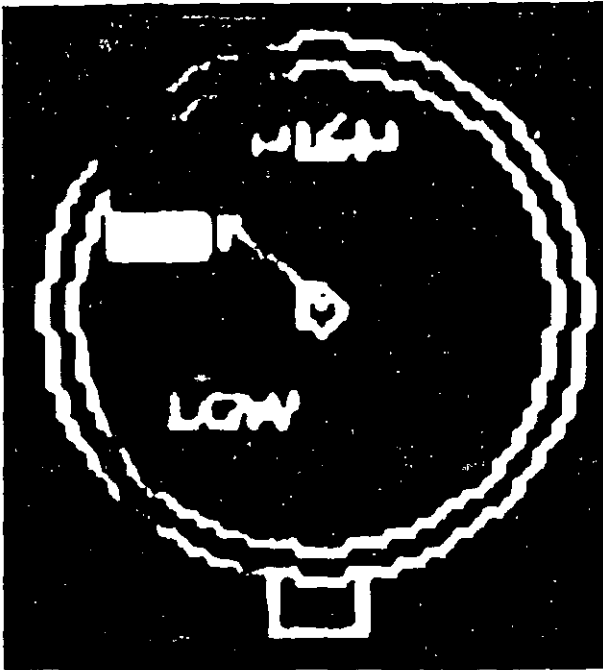


6.- DISPOSITIVOS DE PROTECCION PARA LOS SISTEMAS DE PRESERVACION DE TRANSFORMADORES EN LIQUIDO

- 6.1 - Medidor de nivel del liquido.
- 6.2 - Medidor de presión / vacío.
- 6.3.- Válvula de respiración presión / vacío.
- 6.4.- Dispositivo liberador de presión.
- 6.5 - Relevador de presión súbita.
- 6.6 - Relevador detector de gases.
- 6.7 - Relevador de gas combustible.

6.1.- Medidor de nivel del liquido.

El medidor de nivel mostrado en la figura anexa se usa para medir el nivel del liquido aislante dentro del tanque con respecto a un nivel predeterminado, generalmente indicado al nivel a 25 grados centigrados. Un nivel excesivamente bajo podria indicar la perdida del liquido aislante, situación que podria conducir a sobrecalentamientos y tal vez a arcos internos si no se corrige. Normalmente se realiza una observación periódica para verificar que el nivel del liquido aislante este dentro de limites aceptables. Cuando así se especifica, el medidor de nivel puede tener contactos para alarma de bajo nivel del liquido. Se recomienda especificar los medidores de nivel con contactos de alarma principalmente en subestaciones no atendidas, para que, a través de un enlace de comunicaciones se pueda enviar una alarma a la subestación atendida para que se tomen las medidas necesarias y se evite así un problema por perdida de aislamiento. Los contactos deben cerrar para un valor de nivel tal que represente un paso previo al que determina ya una condición de inseguridad.



6.2 - Medidor de presión / vacío.

El medidor de presión / vacío indica la diferencia entre la presión del gas en el interior del transformador y la presión atmosférica. Se utiliza en transformadores con sistema de preservación del líquido aislante en tanque de aceite sellado. Tanto el medidor de presión / vacío como el sistema de preservación en tanque de aceite sellado son estándar en la mayoría de los transformadores de potencia pequeños y medianos.

La presión en el espacio con gas está normalmente relacionada con expansión térmica del líquido aislante y variará con los cambios de carga y de temperatura ambiente. Las presiones positivas grandes o negativas podrían indicar una condición anormal tal como una fuga de gas, particularmente si se había observado que el transformador había permanecido dentro de los límites de presión normal por algún tiempo, o si el medidor de presión / vacío ha permanecido en cero por un largo periodo de tiempo. El medidor se puede equipar con contactos que operen a ciertos valores límites que detectan un vacío excesivo o una presión positiva alta que pueda ser causa de una ruptura o deformación del tanque. La necesidad de alarmas es menos urgente si el transformador está equipado con un dispositivo liberador de presión.

6.3 - Válvula de respiración presión / vacío.

Un transformador opera de diseño en un rango de los 100 grados centígrados, generalmente de -30 a $+70$ °C. En caso de que la temperatura exceda estos límites la válvula de respiración presión / vacío ajusta de forma automática para prevenir cualquier operación con una presión en exceso de 5 psig. Esta válvula también previene la operación del dispositivo de presión en respuesta a incrementos lentos de presión originados por

calentamientos debidos a severas sobrecargas o a temperaturas ambiente extremas. Tambi3n, incorporada a la v3lvula respiradora de presi3n / vacio se tiene un tubo auxiliar y una v3lvula de operaci3n manual para permitir purgar o verificar fugas uni3ndo al transformador a una fuente externa de gas a presi3n. La v3lvula de respiraci3n presi3n / vacio se monta frecuentemente, con el medidor de presi3n / vacio tal y como se ve en la figura.

6.4.- Dispositivo liberador de presi3n.

El dispositivo liberador de presi3n es un dispositivo est3ndar en todos los transformadores de subestaciones aislados en liquido, excepto aquellas unidades secundarias, aisladas en aceite e instaladas en subestaciones que por su tama1o hagan esta condici3n opcional. Este dispositivo que diagramaticamente se observa en la figura anexa, puede liberar presiones internas peque1as o ya serias. Cuando la presi3n interna sobrepasa la presi3n de disparo (100 psi. - 0 - 1), el dispositivo abre, permitiendo liberar el exceso de gas o de fluido. Al operar se act3a un pin (est3ndar), un contacto de alarma (opcional), o un sem3foro (opcional). Este dispositivo es normalmente de autoreposici3n y de autosellado y requiere nada o casi nada de mantenimiento o de ajustes.

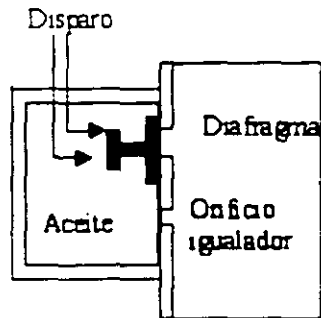
Este dispositivo se monta en la cubierta del transformador y por lo general tiene un indicador tipo visual. El indicador debe reponerse manualmente para indicar la siguiente operaci3n. Cuando esta provisto de contactos de alarma junto con el relevador de autosellado, puede ser utilizado para enviar una alarma remota. Cualquier operaci3n del dispositivo liberador de presi3n que no haya sido precedida por una sobrecarga con alta temperatura es indicativa de un problema potencial en los devanados.

La funci3n principal del dispositivo liberador de presi3n es prevenir la ruptura o el da1o del transformador debido a una presi3n excesiva en el tanque. Las presiones excesivas se desarrollan debido a cargas muy altas, a cargas que tienen una duraci3n muy larga o a fallas internas con producci3n de arcos.

6.5 - Relevador de presi3n s3bita.

Este relevador sensible a la presi3n se usa normalmente para iniciar la desconexi3n del transformador del sistema el3ctrico y para limitar el da1o de la unidad cuando hay una elevaci3n abrupta en la presi3n interna del transformador. La elevaci3n abrupta de la presi3n se debe a la vaporizaci3n del liquido aislante debido a una falla interna, tal como un corto entre espiras, fallas a tierra o fallas entre devanados. La burbuja de gas formada en el liquido aislante crea una onda de presi3n que activa r3pidamente al relevador. Como la operaci3n de este dispositivo esta asociada muy de cerca con las fallas recientes en los devanados, es peligroso energizar un transformador que ha sido desconectado del sistema por el relevador de presi3n s3bita. El transformador se debe sacar de servicio para inspecci3n y diagnostico visual para determinar el alcance del da1o. Un tipo de relevador usa el liquido aislante para transmitir la onda de presi3n a los fuelles del relevador. Dentro de los fuelles un aceite especial transmite la onda de presi3n a un pist3n que actuara sobre un juego de contactos. Este tipo de relevador se monta en el tanque del transformador abajo del nivel de aceite. Otro tipo de relevador utiliza el gas inerte arriba del liquido aislante para transmitir la onda de presi3n a los fuelles del relevador. La expansi3n de los fuelles act3a un juego de contactos. Este tipo de relevador se monta en el tanque del transformador

arriba del nivel de aceite. Ambos tipos de relevador tienen una abertura igualadora de presiones para prevenir la operación del relevador durante elevaciones graduales de la presión interna debido a los cambios de carga o de condiciones ambientales. Ambos tipos de relevadores de presión súbita son muy sensibles a la velocidad de variación de la presión interna. El tiempo de operación del relevador es del orden de 4 ciclos para tasas altas de elevación de presión (25 psi/s de variación de presión del aceite; 5 psi/s de elevación de presión del aire). Estos relevadores se diseñan para ser insensibles a los impactos mecánicos y a la vibración, a fallas externas y a la corriente inrush de magnetización. El uso de relevadores de presión súbita se incrementa con el tamaño y costo de los transformadores. La mayoría de los transformadores de 5000 Kva. y mayores, vienen equipados con este tipo de dispositivo. Este relevador proporciona una valiosa protección a bajo costo.

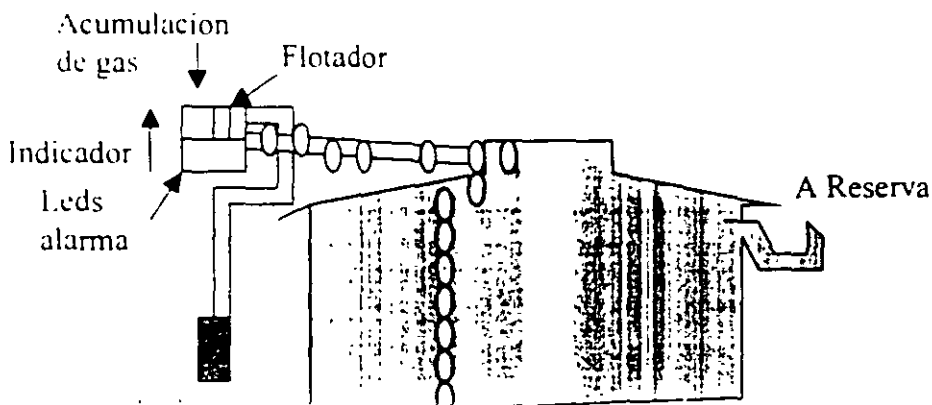


Principio de operación del relevador de presión súbita

6.6 - Relevador de detector de gases.

El relevador detector de gases mostrado en la figura de abajo es un dispositivo usado para detectar e indicar la acumulación de gas de un transformador con tanque conservador. Las fallas incipientes en los devanados o en los puntos calientes en el núcleo normalmente generan pequeñas cantidades de gas, que se canalizan a la parte superior de la cubierta especialmente diseñada. De aquí las burbujas entran a una cámara de acumulación de del relevador a través de una tubería. La acumulación de gas se indica en un medidor de centímetros cúbicos. Una acumulación de gas de 100 a 200 cm³. bajara un flotador y operara un contacto de alarma, indicando la necesidad de una investigación. Este gas se puede sacar para su análisis y registro.

La tasa de acumulación de gas es una indicación de la magnitud de la falla. Si la cámara



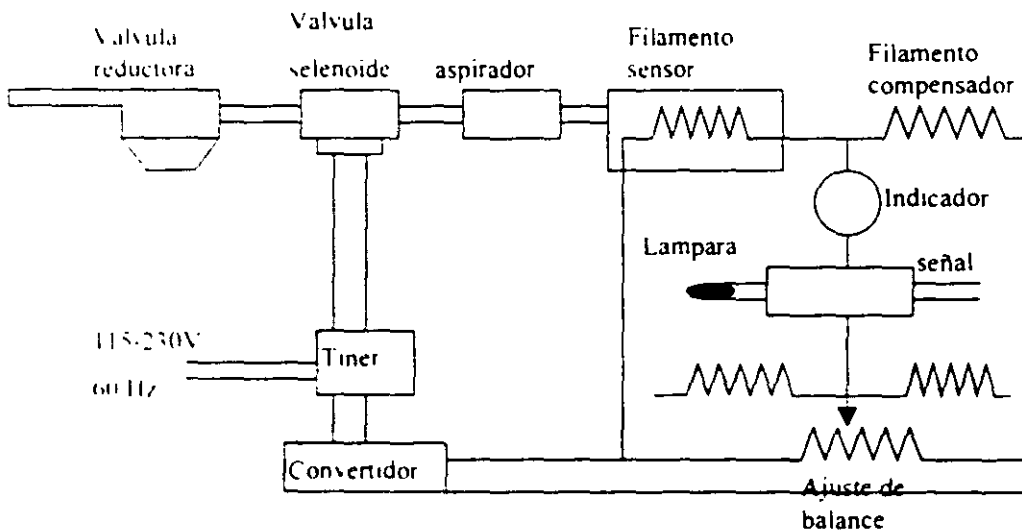
continúa llenándose rápidamente, con la consecuente operación del relevador, el peligro potencial puede justificar la desconexión del transformador para verificarlo.

6.7 - Relevador de gas combustible

El relevador de gas combustible mostrado en la figura de abajo es un dispositivo especial para detectar e indicar la presencia de gas combustible proveniente del transformador. El gas combustible se forma por la descomposición de los materiales aislantes dentro del transformador debido a una falla de bajo nivel o por descargas discontinuas (parciales o corona). Estas fallas normalmente no son detectadas hasta que se convierten en unas más grandes y dañinas.

El relevador de gas combustible se puede usar en transformadores con sistemas de preservación de aceite con gas inerte a presión positiva. El relevador periódicamente toma muestras del gas en el transformador y las prueba con un detector calentado. Si los gases combustibles se encuentran en la muestra se encenderán, calentando aún más el detector que a su vez cambia su resistencia. El cambio se detecta en un puente y activa un relevador de alarma. El relevador de gas combustible es caro, y normalmente no se aplica en transformadores de subestación.

Para probar la composición de gases en los transformadores se puede utilizar un equipo portátil de análisis de gas. Analizando el por ciento de gases extraños o descompuestos en el transformador se puede determinar si el transformador tiene una falla de bajo nivel, y si así es, se puede saber que tipo de falla ha ocurrido. Este tipo de dispositivo se usa en



sistemas de potencia que tienen un número grande de transformadores de gran capacidad.

7.- DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

Una falla en el sistema eléctrico en el punto de conexión del transformador puede surgir de una falla interna del transformador o de una condición anormal en el circuito conectado al secundario del transformador tal como un cortocircuito (falla externa). El medio predominante para aislar tales fallas es un dispositivo interruptor de corriente en el lado

primario del transformador, tal como un fusible, un interruptor o un circuit switcher. Cualquiera que se escoja, el dispositivo de protección en el lado primario debe tener una capacidad interruptiva adecuada para la corriente de corto circuito máxima que pueda ocurrir en el lado primario del transformador, o alternativamente debe ser protegido con relevadores que sean sensibles para detectar y aislar fallas internas de baja corriente o fallas en el secundario. Los elementos instantáneos de los relevadores utilizados para proteger el lado de alta tensión: su alimentador principal y los devanados de alta tensión se ajustan por encima de la falla externa máxima en el secundario del transformador. La corriente de operación en el dispositivo de protección en el lado primario debe ser menor que la corriente de cortocircuito del transformador limitada por la combinación de las impedancias del sistema y del transformador. Lo anterior es verdad para un fusible o un relevador de sobrecorriente de tiempo. El punto de operación no debe ser tan bajo sin embargo, ya que esto causaría la interrupción del circuito debido a la corriente de inrush de excitación del transformador o a corrientes transitorias normales en los circuitos secundarios. Por supuesto cualquier dispositivo que opera para proteger aun transformador desconectándolo del sistema, al detectar condiciones anormales dentro del transformador, también opera para proteger a el sistema; pero estos están subordinados a ala protección en el lado primario como se discutió antes.

8.- PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES CONTRA DISTURBIOS ELÉCTRICOS

Las fallas en los transformadores originadas por abuso en las condiciones operativas son a causa de:

- 1) Sobrecarga continua
- 2) Cortocircuito
- 3) Fallas a tierra
- 4) Sobretensiones transitorias

8.1 -Protección contra sobrecargas

Una sobrecarga dará origen a una elevación de temperatura de las diversas partes del transformador. Si la temperatura final esta por arriba de la temperatura de diseño limite, ocurrira un deterioro del aislamiento que provocara la reducción de la vida útil del transformador. El aislamiento se puede debilitar a tal grado que una moderada sobretensión lo puede conducir a una falla antes de que termine el periodo de vida esperado. Los transformadores tienen una cierta capacidad de sobrecarga que varia con la temperatura del ambiente, con la carga anterior y con la duración de al sobrecarga. Estas capacidades se definen en las normas ANSI/IEE C57.92-1981 y ANSI C57.96-1959. Se debe reconocer que siempre que la temperatura de un devanado se incrementa el aislamiento se deteriora mas rapidamente y la vida esperada del transformador se acorta.

La proteccion contra sobrecargas consiste en limitar la carga y en detectar la sobrecarga. La carga del transformador se puede limitar diseñando un sistema donde la capacidad del transformador sea mayor que la carga total conectada, suponiendo una diversidad en la utilización de la carga. Este es un método caro de proporcionar protección contra sobrecargas, ya que el crecimiento de la carga y los cambios en los procedimientos de operación podrian, con frecuencia, eliminar la capacidad extra necesaria para lograr esta

protección. Es una buena práctica de ingeniería, dimensionar el transformador con un valor de 125% de la carga actual para permitir el crecimiento del sistema y los cambios en la diversidad de las cargas. La especificación de una menor elevación de temperatura ANSI también permitirá una determinada capacidad de sobrecarga.

La limitación de la carga desconectándole parte de la misma, se puede hacer en forma manual o automática. Sin embargo, los sistemas de corte de carga automáticos, debido a su costo, se restringen a las unidades más grandes. La operación manual se refiere porque da una mayor flexibilidad para seleccionar las cargas a desconectar.

En algunos casos, el crecimiento de la carga se puede acomodar especificando ventiladores para enfriamiento o haciendo los preparativos para instalarlos en un futuro.

El método más adecuado para limitar la carga y que se le puede aplicar apropiadamente a un transformador, es aquel que opere en respuesta a la temperatura. Monitoreando la temperatura del transformador se puede detectar las condiciones de sobrecarga. Un cierto número de dispositivos de monitoreo para montarse en un transformador se tienen disponibles como accesorios estándar u opcionales.

Estos dispositivos se utilizan normalmente para alarma o para iniciar la operación de un dispositivo de protección secundario.

Entre ellos se incluye:

8.1.1 - Indicador de temperatura del líquido

El indicador de temperatura del líquido, mostrado en la figura siguiente, mide la temperatura del líquido en la parte superior del transformador. Como el líquido más caliente es menos denso y se mueve a la parte de arriba del tanque, la temperatura del líquido de la parte superior refleja parcialmente la temperatura de los devanados del transformador que está relacionado con la carga que lleva el transformador.

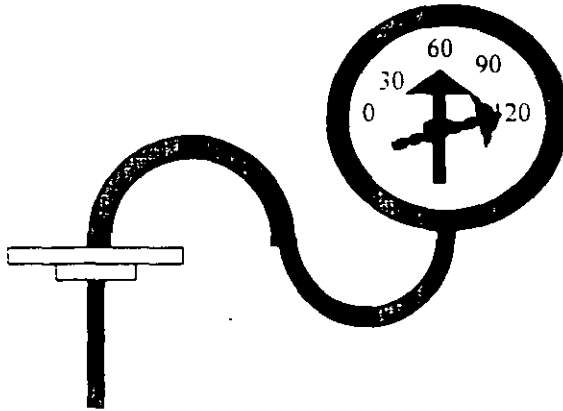
La lectura del termómetro está en relación a la carga del transformador siempre y cuando la carga afecte la elevación de la temperatura del líquido por encima de la del ambiente. El líquido del transformador tiene una constante de tiempo mucho mayor que la del propio devanado, y responde más lentamente a los cambios de pérdidas por carga que afectan directamente a la temperatura del devanado. Así que la advertencia de la temperatura del termómetro variará entre muy conservativa o muy pesimista, dependiendo de la tasa y de la dirección del cambio de la carga. Una temperatura alta podría indicar una condición de sobrecarga.

El indicador de temperatura del líquido normalmente se compra como un accesorio estándar en los transformadores de potencia. Está equipado con una aguja indicadora de la temperatura y una loca que muestra la más alta temperatura alcanzada desde la última vez que se repuso.

Este dispositivo se puede equipar con uno, dos o tres contactos ajustables que operan a temperaturas predefinidas. Un contacto se podrá utilizar para la alarma. Cuando se emplea un enfriamiento por aire forzado, el primer contacto inicia la operación del primer juego de ventiladores. El segundo contacto inicia la operación del segundo juego de ventiladores, si

se tiene o una alarma. Las temperaturas ajustadas pueden variar para diferentes diseños de sistemas de aislamiento.

Dispositivos similares como se describen antes en este documento, están disponibles para responder a temperaturas del aire o del gas en los transformadores tipo seco. En subestaciones no atendidas, estos dispositivos se podrán conectar a alarmas centralizadas.

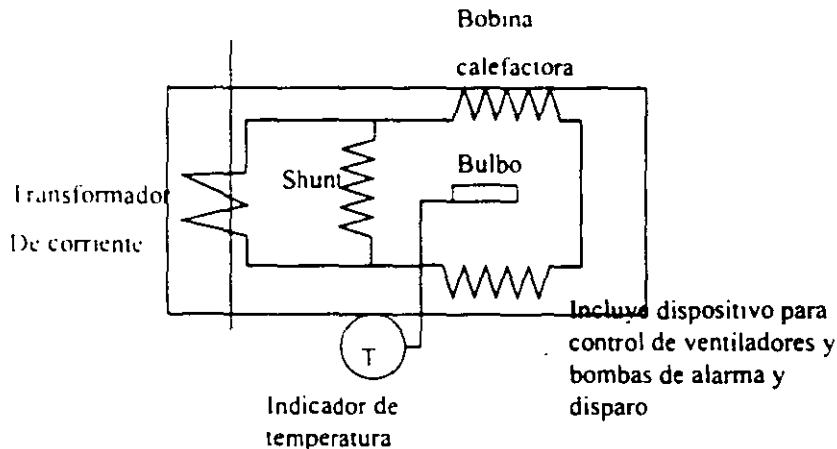


8.1 2.-Relevadores térmicos

Los relevadores térmicos mostrados gráficamente en la siguiente figura se usan para dar una indicación mas directa de las temperaturas en los devanados de los transformadores tipo liquido o seco. Un transformador de corriente montado en las tres fases de los bushings del transformador, suministran corriente a la bobina calefactora del bulbo-termómetro que contribuye a calentar apropiadamente y simular muy de cerca la temperatura del punto caliente del transformador

El monitoreo de mas de un fase es deseable cuando existe una razón para esperar un desbalance entre las cargas por fase. El indicador de temperatura es un instrumento conectado a través de un tubo capilar al bulbo del termómetro. El fluido en el bulbo se expande o contrae proporcionalmente a los cambios de temperatura y se transmite a través del tubo al instrumento. Acoplada a la flecha del instrumento indicador hay tres levas que operan contactos individuales a niveles preajustados de temperatura.

Los relevadores térmicos se usan mas frecuentemente en transformadores de 10 o mas MVA que en transformadores pequeños. Se pueden usar en transformadores de

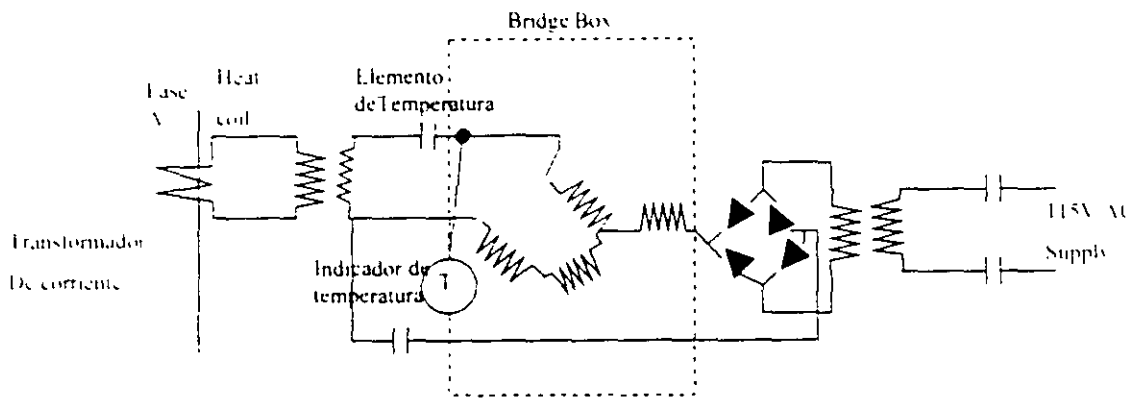


- relevador de imagen térmica (Temperatura de devanado)
- Utiliza un elemento calefactor para duplicar el efecto de la

subestación de cualquier tamaño.

8.1.3.-Termómetros para medir puntos calientes.

El equipo para detectar la temperatura de puntos calientes mostrado en la figura que sigue, es similar al equipo del relevador térmico en un transformador ya que indica la temperatura del punto mas caliente del transformador. Mientras que el relevador térmico lo hace con la expansión de un fluido y un instrumento bordón, el equipo de medición de la temperatura mas caliente lo hace utilizando el método del puente de wheatstone midiendo la resistencia de un detector de temperatura tipo resistencia que responde a los cambios de temperatura del transformador, aumentando cuando la temperatura es mas alta. Como esto se puede utilizar con mas de una bobina detectora se pueden verificar las temperaturas de varios puntos dentro del transformador.



El indicador de temperatura de puntos calientes utiliza el método del puente de wheatstone para determinar la temperatura del transformador

8.1.4 -Enfriamiento con aire forzado

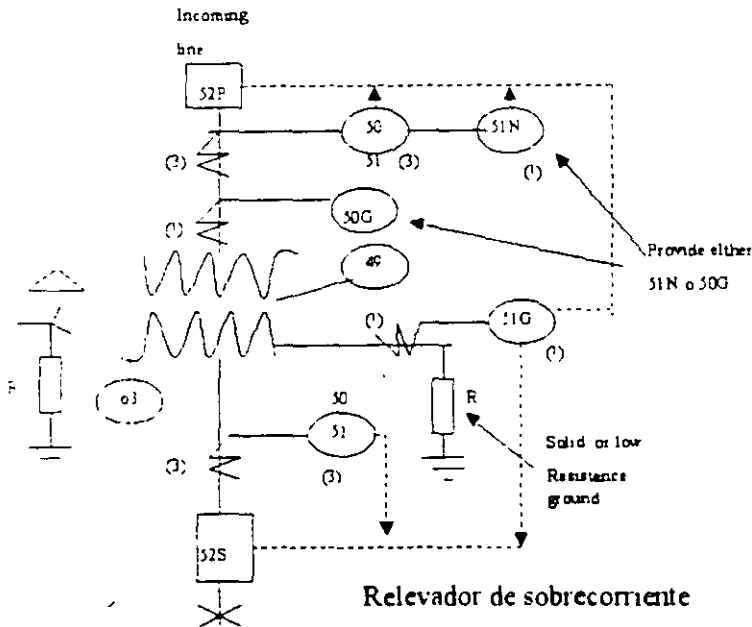
Otro medio de protegerse contra sobrecargas es incrementar la capacidad del transformador con enfriamiento auxiliar a base de ventiladores. La capacidad del transformador se puede incrementar entre un 15 y un 33% de la capacidad nominal, dependiendo del diseño y de la capacidad del transformador. Un enfriamiento dual con un segundo juego de ventiladores de aire forzado o un sistema de aceite forzado dará un segundo incremento en la capacidad y es aplicable a transformadores trifásicos con 12000 Kva. nominales o mas.

El enfriamiento con aire forzado se puede agregar en un fecha posterior para incrementar la capacidad del transformador para que pueda soportar el incremento en la carga, siempre y cuando, el transformador hubiese sido ordenado con las provisiones para llevar enfriamiento por ventiladores en el futuro.

El enfriamiento auxiliar del liquido aislante ayuda a mantener la temperatura de los devanados y otros componentes por debajo de los limites de diseño de temperatura. Por lo general, la operacion del equipo de enfriamiento es iniciada automáticamente por el indicador de temperatura o por el relevador térmico después que se alcanza una temperatura predeterminada.

8.1.5.-Relevadores de sobrecorriente

La protección contra relevadores de sobrecorriente del transformador se puede dar con los relevadores. Estos relevadores se aplican junto con transformadores de corriente y un interruptor o un circuit switcher, dimensionado para los requerimientos de capacidad continua máxima y de interrupción para esa aplicación. Una aplicación típica se muestra en la figura siguiente:



Los relevadores de sobrecorriente se seleccionan para proporcionar un rango de ajuste de sobrecorriente por encima de las sobrecargas permitidas y ajustes instantáneos cuando sea posible dentro de la capacidad del transformador para soportar sobrecorrientes por fallas externas. Estas características deben seleccionarse para coordinar con los dispositivos colocados aguas arriba y aguas abajo del flujo eléctrico.

Las fallas a tierra que se presentan en el secundario del transformador de la subestación o entre el secundario del transformador y el dispositivo de protección principal en el secundario no pueden ser aisladas por el dispositivo de protección principal en el secundario, que se localiza en el lado de la carga de la falla a tierra. Estas fallas a tierra, cuando están limitadas por una resistencia entre neutro y tierra, pueden no ser vistas por los fusibles en el lado primario del transformador o por los relevadores diferenciales del transformador. Solamente pueden ser aisladas por el interruptor en el primario o por otros dispositivos de protección disparados por un relevador de tierra en el circuito de la resistencia del neutro o por un relevador diferencial de tierra. Un relevador diferencial de tierra puede consistir en un simple relevador de sobrecorriente conectado a un TC en la conexión entre el neutro y la tierra y aun circuito residual de los TCs de línea acoplado a través de un TC auxiliar para compensar la relación de transformación; como este esquema está sujeto a errores durante fallas externas debido a la diferente saturación de los TCs, un relevador con bobinas de restricción se puede utilizar en lugar de un relevador de sobrecorriente sencillo.

Los relevadores de sobrecorriente aplicados en el lado primario de un transformador proporcionan protección contra fallas en los devanados del transformador, así como

protección de respaldo contra fallas en el secundario del transformador. Cuando los relevadores de sobrecorriente se aplican también en el lado secundario del transformador, estos relevadores forman la protección principal contra fallas del lado secundario de transformador. Sin embargo, los relevadores de sobrecorriente aplicados en el lado secundario del transformador no proporcionan protección contra fallas en los devanados del transformador.

Los ajustes de los relevadores de sobrecorriente deben cumplir los requisitos de los estándares y códigos aplicables así como las necesidades del sistema de potencia. Los requisitos de ANSI NFPA 70-1984 (NEC) representan los límites superiores que se deben cumplir al seleccionar dispositivos de sobrecorriente. Estos requisitos, sin embargo, no son guías para el diseño de un sistema de proporcione la máxima protección de transformadores. Por ejemplo, el ajuste de un dispositivo de protección de sobrecorriente en el lado primario o en el lado secundario de un transformador a 2.5 veces la corriente nominal, permite que el transformador se dañe sin que la protección opere.

La mejor protección para los transformadores se dará con interruptores o fusibles en ambos lados del transformador ajustados o seleccionados para operar a valores mínimo. Una practica común es que los fusibles o interruptores en el lado secundario operen con cargas de 125% de la capacidad máxima.

El utilizar un interruptor en el lado primario de cada transformador es caro, sin embargo, y especialmente para transformadores de poca capacidad y de poco valor, se puede considerar un compromiso económico instalar un interruptor que alimente de 2 a 6 transformadores relativamente pequeños. Cada transformador tiene su propio interruptor en el lado secundario, y en la mayoría de los casos un desconectador en el primario. La protección por sobrecorriente debe satisfacer los requisitos del NEC.

La principal desventaja es que todos los transformadores quedarán desenergizados al abrirse el interruptor en el lado de los primarios. Mas aun, la capacidad o ajuste de un interruptor en el circuito de los primarios seleccionado para acomodar los requisitos de la carga total de todos los transformadores podría ser tan grande que solamente se proporcionaria un margen pequeño de protección contra fallas en el lado secundario, y casi ninguna proteccion de respaldo para cada transformador individual.

Si usamos cortacircuitos fusibles en el lado primario primario de cada transformador, se puede proporcionar protección contra cortocircuitos para cada transformador y se proporciona selectividad adicional para el sistema. Si se usan cortacircuitos fusible y elementos fusibles duales con retraso de tiempo en el secundario de cada transformador permitira dimensionarlos mas estrechamente (típicamente 125% de la corriente de plena carga) dando una excelente protección contra sobrecargas y cortocircuito para aplicaciones en tensiones de 600 volts o menos.

8.2 -Proteccion contra sobretensiones

La causa mas comun de las fallas en los transformadores son las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas, sobretensiones por maniobra y otros disturbios del sistema. Ciertos tipos de carga y la linea de alimentación pueden generar disturbios con altas tensiones. Existe una idea errónea que los servicios subterráneos están libres de estos disturbios. La coordinación de aislamiento del sistema en el uso y localización de apartarrayos en el primario y en el secundario es muy importante. Normalmente los

transformadores con liquido aislante tienen niveles básicos de aislamiento nominales mas altos que los transformadores tipo seco con ventilación estándar y que los tipo seco sellados. Los transformadores con bobinas aisladas con dieléctricos sólidos tienen niveles básicos de impulso iguales a los transformadores aislados en aceite. Los transformadores tipo seco ventilados y los transformadores tipo seco sellados se pueden especificar para que tengan niveles de aislamiento básico al impulso igual al de los transformadores aislados en líquidos

8.2.1 - Apartarrayos

Por lo general, si el transformador aislado en liquido esta alimentado por conductores encerrados desde los secundarios de transformadores con una adecuada protección contra ondas en el primario, puede que no se requiera protección adicional, dependiendo del diseño del sistema. Sin embargo, si el primario del transformador o el secundario esta conectado a conductores que están expuestos a descargas atmosféricas, es necesario la instalacion de apartarrayos. Para una mejor protección el apartarrayos debe montarse tan cerca como sea posible de las terminales del transformador, de referencia, dentro de un metro y del lado de la carga del switch de llegada.

El grado obtenido de protección contra ondas esta determinado por la cantidad de exposición, al tamaño e importancia del transformador en el sistema, el tipo y el costo de los apartarrayos. En orden descendente en costo y grado de protección, los apartarrayos disponibles son tipo estación, tipo intermedio y tipo distribución. Los transformadores con menor nivel básico al impulso son menos costosos e igualmente confiables si se protegen con apartarrayos compatibles.

Los transformadores tipo seco ventilados y tipo secos sellados se usan normalmente en interiores y la protección contra onda es necesaria. Como todos los sistemas tienen el potencial para transmitir ondas primarias y secundarias, causadas por descargas y disturbios en el sistema se han desarrollado apartarrayos tipo distribución de bajo flameo y apartarrayos de baja tensión para la protección de transformadores tipo seco y maquinas rotatorias. La selección de apartarrayos (la clase de aislamiento en KV) debe estar basado en la tensión del sistema y en las condiciones del sistema, (conectado a tierra o aislado de tierra) La clase en KV del apartarrayos no esta determinado por la clase en KV del devanado primario del transformador.

8.2.2 - Capacitores contra ondas

Tambien puede ser apropiado para todos los tipos de transformadores proporcionales protección adicional en forma de capacitores contra ondas localizados tan cerca como sea posible de las terminales del transformador. Los devanados del transformador pueden experimentar una distribución no muy uniforme de una onda de frente rápido. Los capacitores contra onda tienen la doble función de disminuir la pendiente de los transitorios de frente rápido que puedan chocar contra el devanado del transformador, así como la reducción la impedancia efectiva contra la onda presentada por el transformador a la onda que llega. Este tipo de protección adicional es apropiado contra tensiones transitorias generadas dentro del sistema debidas a condiciones del circuito tales como preencendidos y reencendidos (Prestriking, restriking), Interruptores de corriente de alta frecuencia, reencendidos múltiples, escalada de tensiones, supresión o corte de corriente (chopping)

resultado de conmutaciones, operaciones de fusibles limitadores de corriente, encendido de tiristores, o condiciones de ferroresonancia.

8.2.3.-Ferroresonancia

La ferroresonancia es un fenómeno que resulta en el desarrollo de una tensión por arriba de la nominal en los devanados de un transformador. Estas sobretensiones pueden originar la operación de apartarrayos, daño al transformador y riesgo de choque eléctrico. Las condiciones siguientes se combinan para producir resonancia.

- 1) Transformador en vacío.
- 2) Un circuito abierto en una de las terminales primarias del transformador y al mismo tiempo una terminal energizada: en el caso de transformadores trifásicos una o dos de las tres terminales primarias puede ser desconectada.
- 3) El punto de desconexión no esta cerca al transformador.
- 4) Existe una tensión potencial entre el conductor de la terminal desconectada y tierra.

El circuito resonante puede ser trazado desde la terminal energizada a través del primario del transformador a una de las terminales desconectadas, luego a través del aislamiento del conductor de la terminal aislada a tierra, y luego de regreso a través del sistema de alimentación a la terminal energizada.

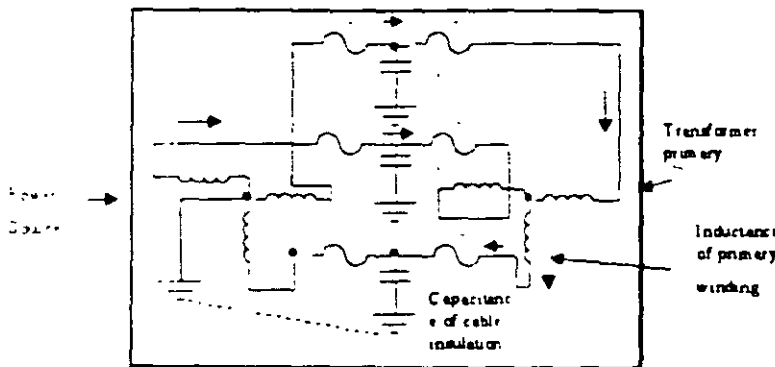


Figura 8.2.3.1.-Diagrama unifilar mostrando el flujo de corrientes que puede conducir a la ferroresonancia

Aunque es más común en sistemas de distribución subterráneos la ferroresonancia puede ocurrir en líneas aéreas, cuando el punto con una fase abierta está suficientemente lejos del transformador. Los escenarios típicos para la resonancia involucran el switcheo remoto de los transformadores en vacío, o la operación de fusibles remotos en una fase o la falla de los tres polos de un dispositivo tripolar para abrir apropiadamente acompañado de la desconexión de la carga secundaria.

La ferroresonancia se puede minimizar o eliminar teniendo carga conectada al secundario cuando se switchea una fase en el primario usando switches operados en grupo, interruptores o circuit switchers, o previniendo que los dispositivos interruptores de

corriente estén localizados muy cerca del o en el transformador. El t3pico de la ferresonancia es muy complicado, y la literatura debe ser revisada por personas especializadas para evitar ferresonancia en la operaci3n de interruptores o en el dise1o del sistema.

8.3 - Protecci3n contra corrientes de cortos circuitos.

Adem1s del da1o t3rmico que producen las sobrecargas prolongadas, los transformadores se ven tambi3n afectados adversamente durante las condiciones de corto circuito externo o interno, que pueden conducir en fuerzas electromagn3ticas internas, elevaci3n de temperatura y arcos con liberaci3n de energ1a.

Los cortos circuitos en el lado secundario pueden sujetar al transformador a magnitudes de corriente de corto circuito limitadas solamente por la suma de las impedancias de la fuente y del transformador. De aqu1 que los transformadores con impedancias desacomodadamente bajas pueden experimentar corrientes de corto circuito extremadamente altas que originan da1os mec1nicos. El flujo prolongado de una corriente de corto circuito de menor magnitud tambi3n puede infringir un da1o t3rmico.

La proteccion del transformador contra fallas internas y externas debe ser tan r1pida como sea posible para reducir el da1o a un m1nimo. Esta protecci3n sin embargo, puede ser reducida por limitaciones en el dise1o de un sistema de coordinaci3n selectiva y por procedimientos de operaci3n.

Existen varios dispositivos sensores disponibles que proporcionan grados variables de protecci3n contra cortos circuito. Estos dispositivos s3nsan dos aspectos diferentes de un corto circuito. El primer grupo de dispositivos s3nsa la formaci3n de gases consecuentes a una falla y se usan para detectar fallas internas. El segundo grupo s3nsa directamente la magnitud de la corriente de corto circuito.

Los dispositivos sensores de gas incluyen dispositivos liberadores de presi3n, relevadores de presi3n s3bita, relevadores detectores de gas y relevadores de gas combustible. Los dispositivos sensores de corriente incluyen fusibles, relevadores de sobrecorriente y relevadores diferenciales.

8.3.1 - Dispositivos sensores de gas.

Las fallas de poca magnitud en el transformador, producen gases formados por la descomposici3n del aislamiento expuesto a alta temperatura en la falla. La detecci3n de la presencia de estos gases puede permitir sacar de servicio el transformador antes de que ocurra la propagaci3n del da1o. En algunos casos se puede detectar el gas mucho antes de que la unidad falle. Las corrientes de falla de gran magnitud generalmente ser1n s3nsadas por otros detectores, pero el dispositivo sensor de gas responder1 con un modesto retraso de tiempo. Estos dispositivos fueron descritos antes en detalle en el inciso 6.

8.3.2.- Dispositivos sensores de corriente.

Los fusibles, relevadores de sobrecorriente y relevadores diferenciales se deben seleccionar para proporcionar el m1ximo grado de protecci3n al transformador. Estos dispositivos de

protección deben operar en respuesta a una falla antes que la magnitud y duración de la sobrecorriente exceda los límites de carga por corto tiempo recomendados por el fabricante del transformador. En ausencia de información específica aplicable a un transformador en particular, los dispositivos de protección deben ser seleccionados de acuerdo con guías de aplicación para límites máximos permisibles de carga por corto tiempo del transformador. Las curvas que ilustran estos límites, para transformadores sumergidos en líquido se discuten en la siguiente sección, además las capacidades o ajustes de los dispositivos de protección se deben seleccionar de acuerdo con el capítulo 4, artículo 450 del NEC. La siguiente discusión extraída del apéndice A del ANSI / IEEE C-37.91-1985 titulado aplicación de la Guía de la duración de corriente de falla externa de transformadores de potencia. Información y curvas de protección contra fallas externas similares se pueden obtener en ANSI / IEEE C57.109 – 1985. La siguiente discusión se basa en estas dos estándares. Curvas de protección contra fallas externas similares para transformadores tipo seco están en desarrollo actualmente.

Los dispositivos de protección de sobrecorriente tales como fusibles y relevadores tienen características de operación bien definidas que relacionan la magnitud de la corriente de falla con el tiempo de operación. Es deseable que las curvas características de estos dispositivos se coordinen con curvas comparables, aplicables a transformadores, que reflejan su capacidad de aguante durante fallas externas. Tales curvas para transformadores sumergidos en líquidos Categoría I, II, III y IV (como se describe en ANSI / IEEE C57.12.00 – 1980), se presentan en estas notas como curvas de protección contra fallas externas.

Es muy conocido que el daño sufrido por los transformadores durante fallas externas se debe tanto a los efectos térmicos como a los efectos mecánicos. Estos últimos han ganado recientemente un reconocimiento cada vez mayor, como la causa principal de las fallas en los transformadores. Aunque la elevación de la temperatura asociada con corrientes de falla externa de gran magnitud, es típicamente bastante aceptable, los efectos mecánicos son intolerables si se permite que tales fallas ocurran con regularidad. Este resultado se debe a la naturaleza acumulativa de algunos de los efectos mecánicos, particularmente la compresión del aislamiento. El daño que ocurre como resultado de estos efectos acumulados es, por lo tanto una función no solo de la magnitud y duración de las fallas externas, sino también del número total de fallas.

Las curvas de protección contra fallas externas aquí presentadas, toman en consideración el hecho de que el daño al transformador, tal como se discutió antes, es acumulativo y el hecho de que el número de fallas externas a las que el transformador puede ser expuesto, es inherentemente diferente para diferentes aplicaciones del transformador. Por ejemplo, los transformadores que tienen los conductores secundarios encerrados en conduits o aislados en alguna otra forma, tal como aquellos típicamente encontrados en los sistemas de potencia industriales, comerciales e institucionales, experimentan una incidencia de fallas externas aproximadamente baja. En contraste los transformadores con líneas aéreas en el lado secundario, tales como los que se tienen en las subestaciones de distribución de las compañías suministradoras, tienen una incidencia de fallas externas relativamente alta, y el uso de restauradores o de interruptores de cierre automático pueden sujetar al transformador a repetidas ondas de corrientes cada vez que ocurre una falla. Entonces, para un transformador dado en estas dos diferentes aplicaciones, se deberá aplicar una curva de protección contra fallas externas diferente. Para aquellas aplicaciones en las que las fallas

ocurren con poca frecuencia, la curva de protección contra fallas externas debe reflejar primeramente las consideraciones por daños térmicos, ya que los efectos acumulativos originados por las fallas externas, que producen daños mecánicos serán un problema. Para aquellas aplicaciones en las cuales las fallas ocurren frecuentemente, la curva de protección debe reflejar el hecho que el transformador se verá sujeto tanto a los efectos térmicos y a los efectos de daños mecánicos acumulados producidos por fallas externas.

Al usar las curvas de protección contra fallas externas para seleccionar la característica corriente – tiempo de los dispositivos de protección, el ingeniero de protecciones deberá tomar en cuenta, no solamente el inherente nivel de incidencia de fallas externas, como se describe anteriormente sino también la localización de cada dispositivo de protección y su papel en darle protección al transformador. Como se observó, los transformadores de subestaciones con líneas aéreas en el lado secundario tienen una incidencia de fallas relativamente alta. El equipo de protección del alimentador en el lado secundario es la primera línea de defensa contra fallas externas y su característica corriente – tiempo debe, por lo tanto, seleccionarse con referencia a la curva de protección contra fallas que inciden frecuentemente. Mas específicamente, las características corriente – tiempo de los dispositivos de protección del alimentador deben quedar bajo y a la izquierda de la apropiada curva de protección contra fallas que inciden frecuentemente. Los dispositivos de protección primaria en el lado secundaria (si se aplican) y los dispositivos de protección en el lado primario operan típicamente para proteger contra fallas externas en el raro caso de una falla entre el transformador y los dispositivos de protección de los alimentadores, o en el igualmente raro caso que un dispositivo de protección de los alimentadores no opere o lo haga muy lentamente debido a una capacidad incorrecta (más alta) o a un ajuste equivocado. Las características corriente – tiempo de estos dispositivos, por lo tanto, se deben seleccionar, con referencia a la curva de protección contra fallas que inciden con poca frecuencia. Además, estas características corriente – tiempo se deben seleccionar para lograr la coordinación deseada entre los diversos dispositivos de protección.

En contraste, los transformadores con conductores secundarios protegidos (por ejemplo, cable, bus ducto o tablero) experimentan una incidencia de fallas externas extremadamente baja. Por lo tanto los dispositivos de protección del alimentador se debe seleccionar con referencia a la curva de protección contra fallas de incidencia poco frecuente. El dispositivo de protección principal en el lado secundario (si es aplicable) y el dispositivo de protección en el lado primario se deben seleccionar con referencia a la curva de protección contra fallas de incidencias poco frecuente. Otra vez, estas características corriente – tiempo se deben seleccionar para lograr la coordinación deseada entre los diversos dispositivos de protección.

Para los transformadores de la categoría I (monofásicos de 5 – 500 kVA, trifásicos de 15-500 kVA), se aplica una curva de protección contra fallas externa sencilla. Ver fig. 191. Esta curva se puede usar para seleccionar las características corriente – tiempo de los dispositivos de protección para todas las aplicaciones independientemente del nivel anticipado de incidencia de fallas.

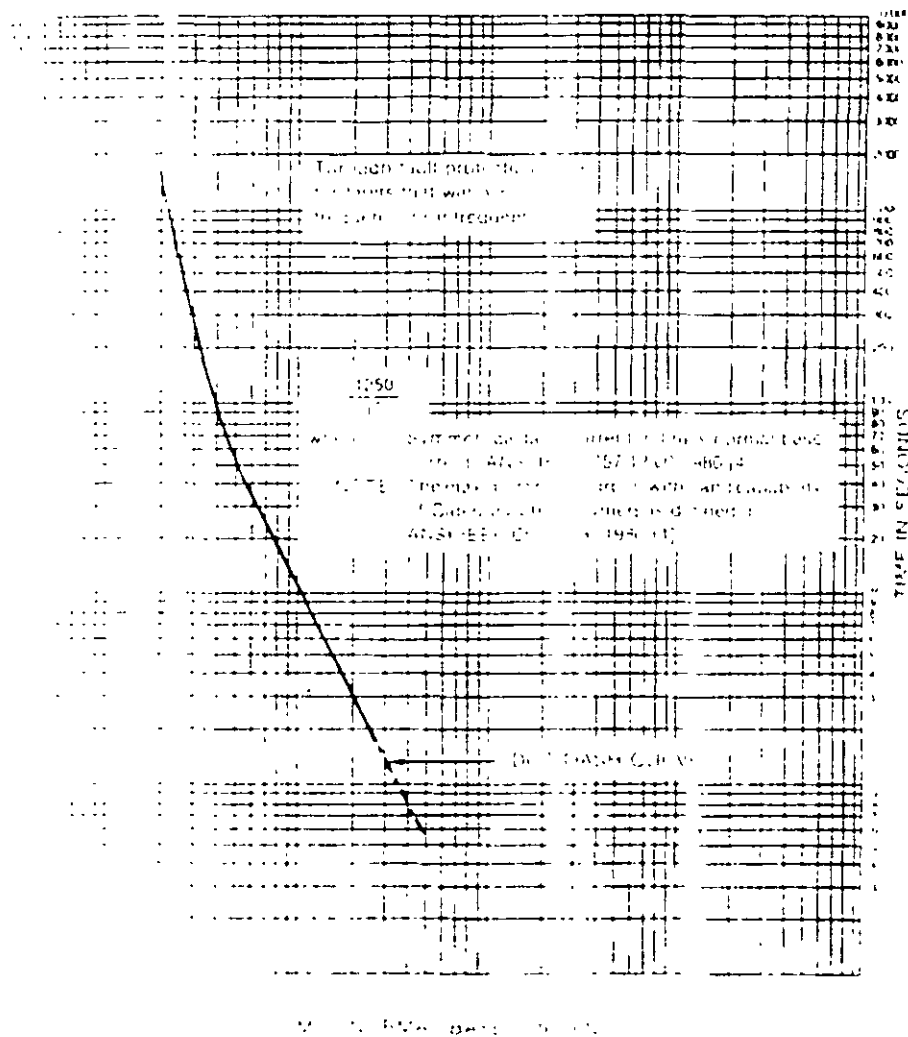


Fig 191
 Protection Curve for Liquid Immersed Category I Transformers
 (500 kVA Single Phase, 15 kVA to 500 kVA Three Phase)

Curva de protección contra falla externas para transformadores Categoría I (Monofásicos 500 - 500 kVA Trifásicos 15 - 500 kVA)

Para los transformadores de la Categoría II (monofásicos de 501 - 1667 kVA, Trifásicos de 501 - 5000 kVA) se aplican dos curvas de protección contra fallas externas. Vea figura 192. La curva de la izquierda en la figura 192 refleja tanto las consideraciones de daño térmico y mecánico, y se puede usar para seleccionar las características corriente - tiempo del dispositivo de protección del alimentador para aplicaciones con fallas de incidencia frecuente

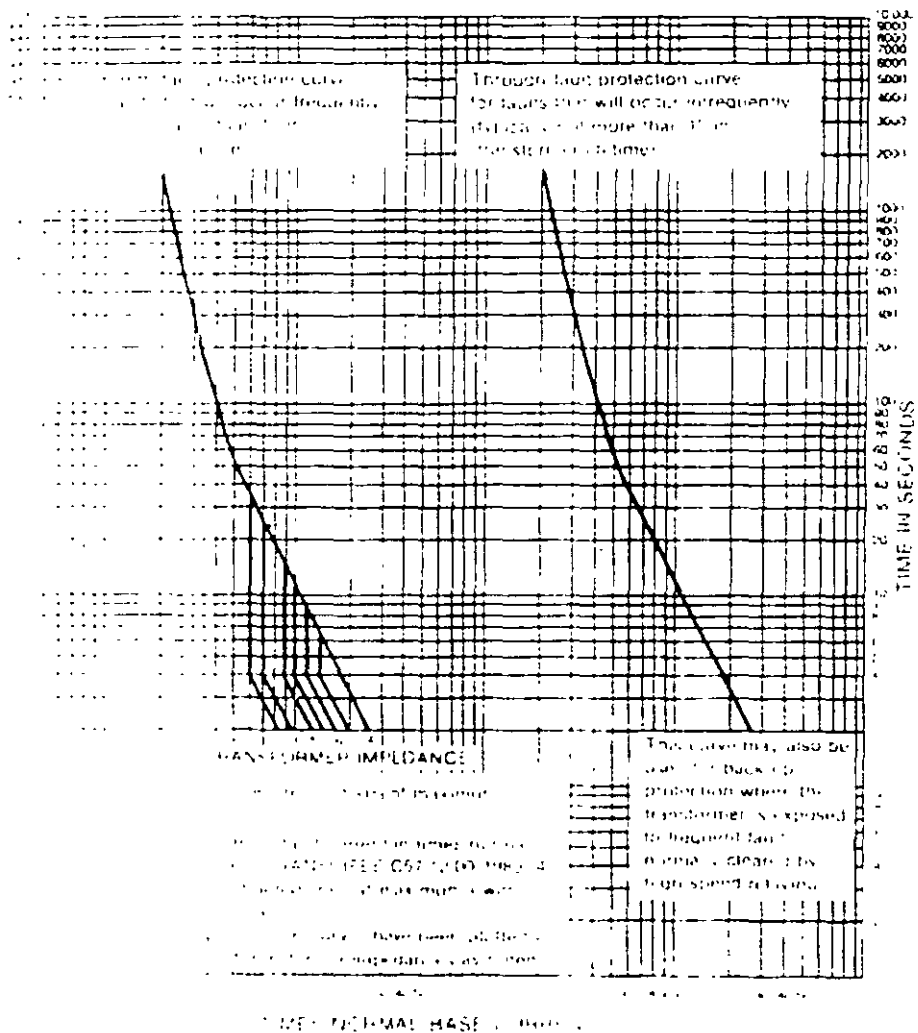


Fig 192

Through Fault Protection Curves for Liquid-Immersed Category II Transformers
(100 to 167 kVA Single-Phase, 501 kVA to 5000 kVA Three-Phase)

Curvas de protección contra falla externa para transformadores
Categoría II (Monofásicos 501 – 1667 kVA, Trifásicos 501 – 5000 kVA).

La curva de la derecha en la Fig 192 refleja primeramente las consideraciones por daño térmico y se puede usar para seleccionar características corriente – tiempo del dispositivo de protección del alimentador en aplicaciones contra falla de incidencia poco frecuente. Esta curva también se puede usar para seleccionar el dispositivo de protección principal en el lado secundario (si se aplica) y las características corriente – tiempo del dispositivo de protección en el lado primario para todas las aplicaciones, independientemente del nivel anticipado de incidencia de fallas.

Para los transformadores de la categoría III (monofásicos de 1668 – 10 000 kVA, trifásicos

de 5000 – 30 000 kVA) se aplican dos curvas de protección contra fallas externas. Ver figura 193

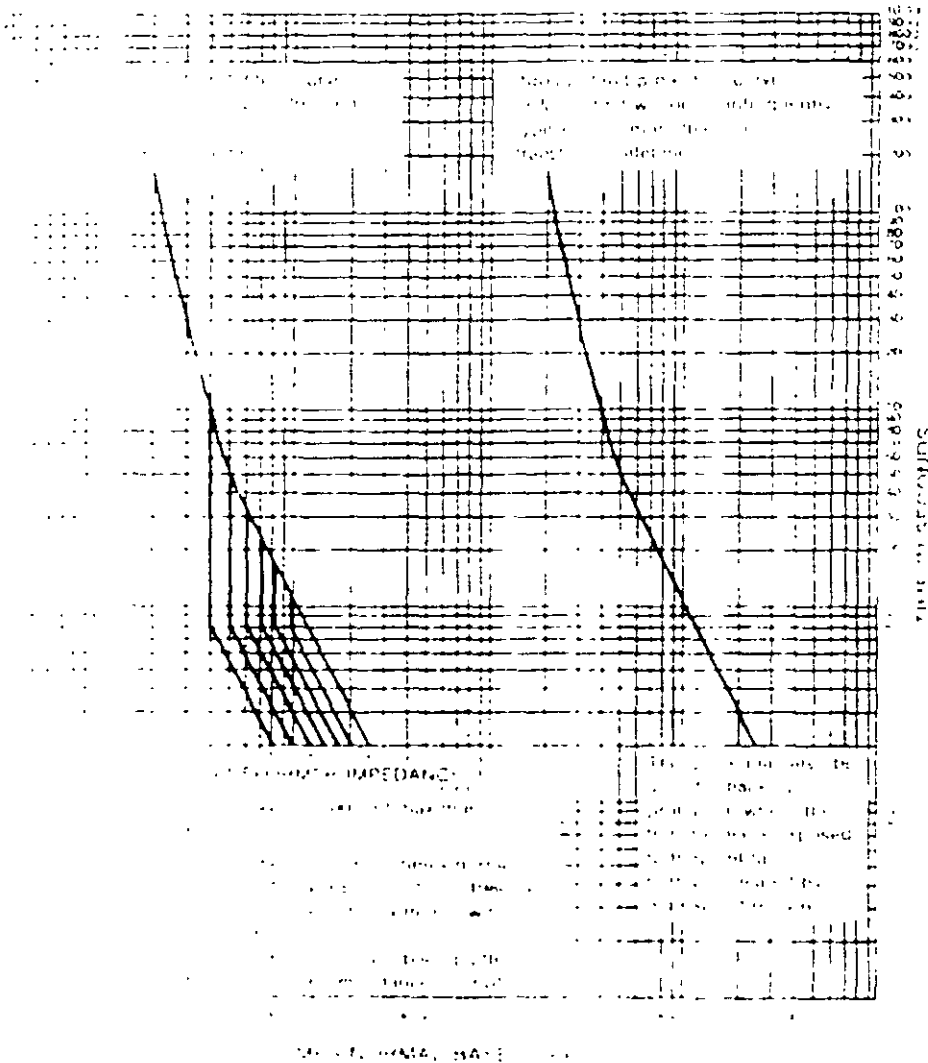


Fig 193

Protection Curves for Liquid Immersed Category III Transformers
(10000 kVA Single-Phase, 5000 kVA to 30 000 kVA Three-Phase)

Curvas de protección contra falla externa para transformadores
Categoría III (Monofásicos 1.6668 – 10 MVA, Trifásicos 5.001 – 30 MVA)

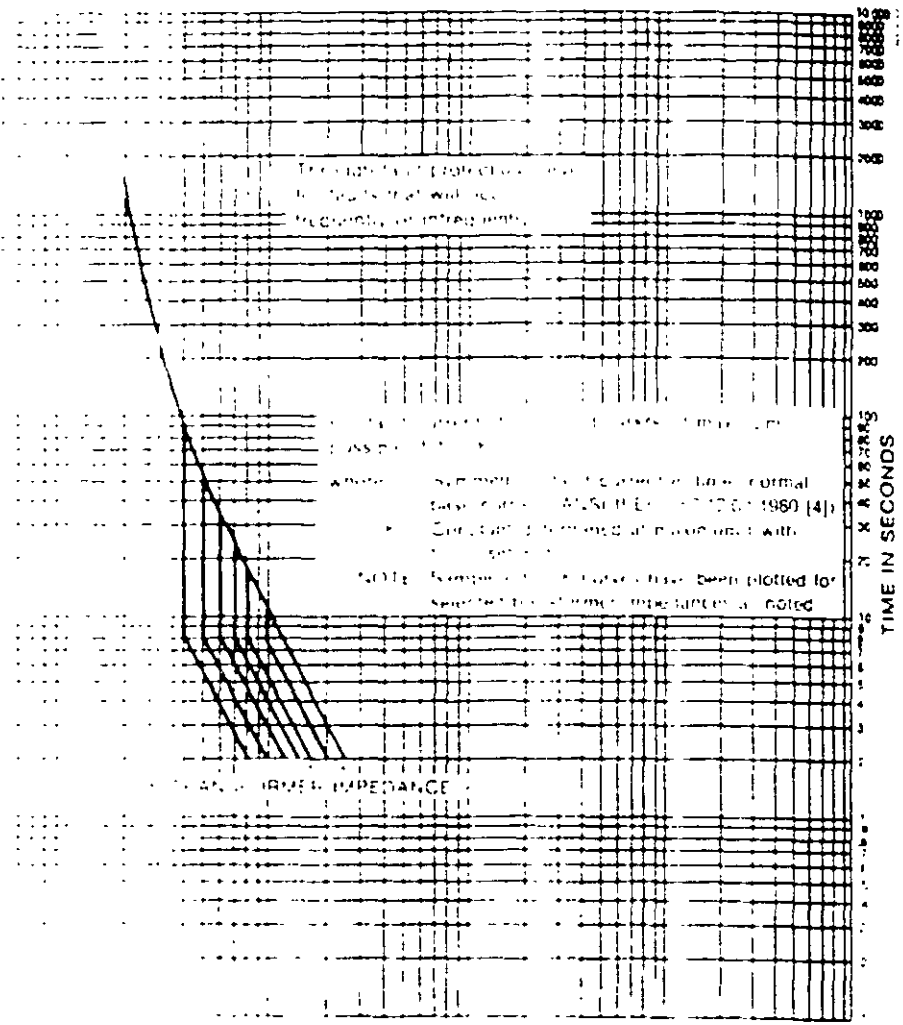
La curva de la izquierda de la figura 193 refleja consideraciones de daño térmico y mecánico, y se puede usar para seleccionar las características corriente – tiempo del dispositivo de protección del alimentador para aplicaciones con fallas de incidencia frecuente. La curva de la derecha de la figura 193 refleja primeramente las consideraciones por daños térmicos y se puede usar para seleccionar las características corriente – tiempo del dispositivo de protección del alimentador en aplicaciones con fallas de incidencia poco frecuente. Esta curva también se puede utilizar para seleccionar las características corriente - tiempo del dispositivo de protección principal en el lado secundario (si se aplica) y del

dispositivo de protección en el lado primario para todas las aplicaciones, independientemente del nivel anticipado de incidencia de fallas.

Para transformadores de la categoría IV (monofásicos arriba de 10 000 kVA, trifásicos arriba de 30 000 kVA), se aplica una sola curva de protección contra fallas externas. Ver Fig. 194. Esta curva refleja las consideraciones de daño térmico y mecánico y se puede utilizar para seleccionar las características corriente – tiempo del dispositivo de protección para todas las aplicaciones, independientemente del nivel anticipado de incidencia de fallas. La descripción anteriormente mencionada de la aplicación de transformadores de las categorías II y III para fallas de incidencia frecuente contra incidencia poco frecuente, se puede relacionar con la zona o la localización de la falla. Ver Fig. 195.

La curva característica del dispositivo de protección en el lado primario puede cruzar la curva de protección contra fallas externas a niveles de corriente más pequeños, ya que la protección contra sobrecargas de bajas corrientes, es una función del dispositivo o dispositivos de protección en el lado secundario. Sin embargo, se deben hacer esfuerzos para que la curva del dispositivo de protección del lado primario intersepte la curva de protección contra fallas externas en una corriente tan baja como sea posible, para maximizar el grado de protección de respaldo para los dispositivos en el lado secundario.

Los valores en la curva de protección contra fallas externas se basan en las relaciones devanado – corriente para una falla trifásica en el secundario, y se puede usar para transformadores conectados en delta – estrella, los valores de la curva de protección para fallas externas se deben reducir al 58% de los valores mostrados, para dar una protección apropiada durante fallas de una fase al neutro en el lado secundario.

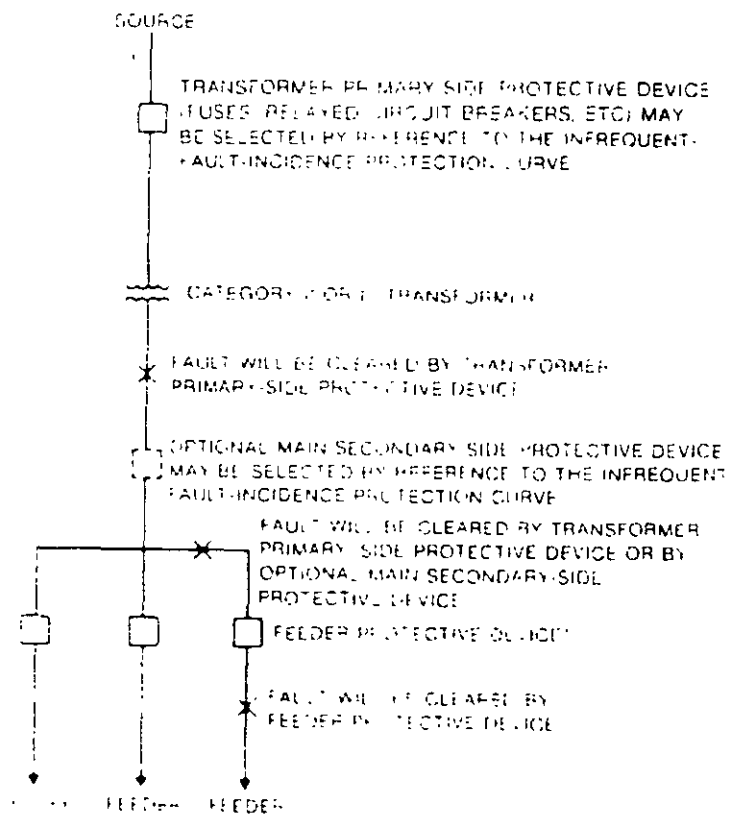


IEEE STANDARD BAC 10-1980

Fig 194

Graph of Fault Protection Curve for Liquid Immersed Category IV Transformers
(10,000 kVA Single-Phase, Above 30,000 kVA Three-Phase)

Curva de protección contra falla externa para Transformadores
Categoría IV (Monofásicos > 10 MVA, Trifásicos > 30 MVA)



NOTE: The fault location relative to the frequent fault incidence protection device for transformers, circuit breakers, conductors, etc., is indicated by "X". Also, the feeder protection device is selected by reference to the infrequent fault incidence protection curve.

Fig 195
 Frequent and Infrequent Fault-Incidence Zones for Liquid-Immersed
 Category II and III Transformers

Zona de Falla de Incidencia Frecuente y Poco Frecuente de Transformadores Categoría II y III

8.3.3 - Fusibles

Los fusibles utilizados en el primario del transformador son dispositivos de una sola operación, relativamente sencillos y económicos que proporcionan protección al transformador contra cortos circuitos. Los fusibles se aplican en combinación con cortacircuitos fusibles capaces de interrumpir la corriente de plena carga. Utilizando donde sea posible, cortacircuitos fusibles en el lado primario, se le puede dar al transformador protección contra corto circuito, así como un alto grado de selectividad al sistema. Las consideraciones para la selección del fusible incluyen el que tenga una capacidad interruptiva igual o mayor que la capacidad de falla del sistema en el punto de aplicación, que tenga una capacidad de corriente continua por encima de la corriente continua máxima bajo los diversos modos de operación, y que tengan una característica corriente – tiempo que deje pasar las corrientes de inrush de magnetización y de carga que ocurren simultáneamente después que ocurre una interrupción momentánea sin la operación del

fusible y que interrumpa antes que se alcance el punto de aguante del transformador. Los fusibles así seleccionados pueden proporcionar protección contra fallas secundarias entre el transformador y el dispositivo de protección contra sobrecorrientes en el lado secundario, así como protección de respaldo de este último.

La magnitud y duración de las corrientes de irush de magnetización varían según los diferentes diseños de los transformadores. Corrientes de irush de 8 a 12 veces la corriente nominal de plena carga durante 0.1 segundo se usan comúnmente para coordinación. Cuando se usan fusibles de una alimentación por el lado de baja tensión, se recomienda que el cortacircuito, la puerta de acceso al fusible, y el dispositivo de protección por sobrecorriente en el secundario del transformador, tengan un Interlock para asegurar que el fusible este desenergizado antes de darles servicio

Los sistemas de protección por relevadores pueden ofrecer protección por sobrecorriente de bajo nivel. Los sistemas de protección por relevadores así como los cortacircuitos fusibles, pueden dar protección operación monofásica, cuando se usa un apropiado detector de fase abierta que inicie la apertura del interruptor o del switch interruptor si ocurre una condición de fase abierta.

8.3.4.- Relevadores instantáneos

Los relevadores de sobrecorrientes de fase con elementos instantáneos proporcionan, a los transformadores, protección contra cortacircuitos además protección contra sobrecargas. Cuando se usan en el primario, generalmente coordinan con los dispositivos de protección del lado secundario. El ajuste de los relevadores instantáneos se seleccionan en su aplicación con respecto a los dispositivos de protección en el secundario y al arreglo de los circuitos

8.3.5.- Relevadores diferenciales de fase y de tierra.

La protección diferencial compara la suma de las corrientes entrando a la zona de protección con la suma de las corrientes saliendo de la zona de protección: las sumas deben ser iguales. Si la suma de las corrientes entrando difieren en más de una cierta cantidad o porcentaje de la suma de las corrientes saliendo de la zona protegida, es indicativo de la existencia de una falla y el relevador opera para aislar la zona fallada.

Los relevadores diferenciales del transformador operan con un porcentaje entre la corriente diferencial y la corriente de restricción: este porcentaje se llama pendiente del relevador. Un relevador con 25% de pendiente operará si la diferencia entre las corrientes entrando y saliendo es mayor del 25% de la suma de las corrientes que entran y salen, siempre y cuando la magnitud sea mayor del valor de pickup mínimo del relevador.

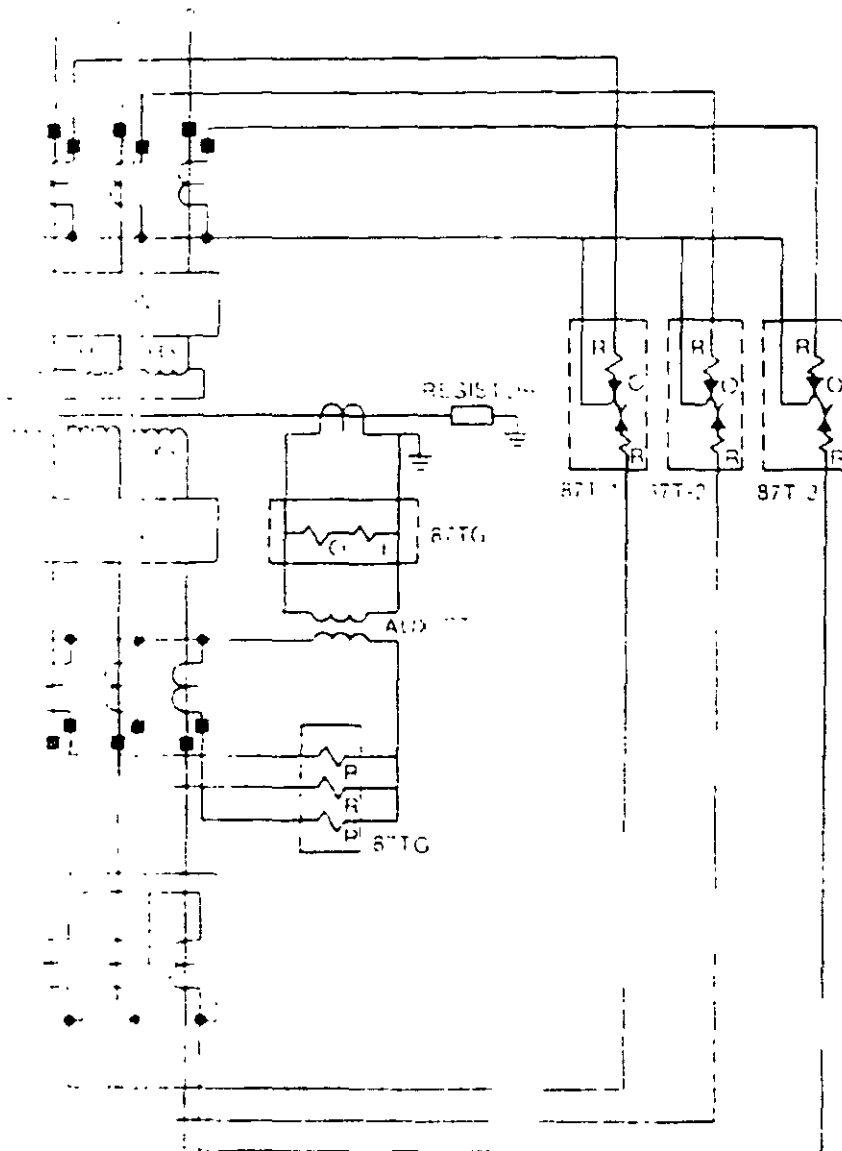
La sensibilidad para la detección de fallas de los relevadores diferenciales queda determinado por la combinación del ajuste del relevador y los parámetros del circuito. Para

la mayoría de los relevadores diferenciales de transformadores de alta velocidad el pickup del relevador es de alrededor de 30% del ajuste del tap. Dependiendo del ajuste, la sensibilidad será entre 25 y 50% de la corriente de plena carga. Para transformadores conectados en delta – estrella con capacidades alrededor de 10 000 kVA y que alimentan sistemas de suministro conectados a tierra a través de una resistencia, se recomienda agregar a los relevadores diferenciales de fase, relevadores diferenciales de tierra en el secundario (87TG), como el mostrado en la Fig. 196, para proporcionar sensibilidad adicional contra fallas a tierra en el secundario.

Es necesario hacer varias consideraciones cuando se aplica los relevadores diferenciales

1) El sistema debe estar diseñado de tal forma, que los relevadores puedan operar un interruptor en el lado primario del transformador. Si se va a operar un interruptor remoto, se debe utilizar un sistema de disparo remoto, utilizando ya sea un hilo piloto o cuchillas de tierra de alta velocidad. Con frecuencia las compañías que suministran la energía eléctrica controlan el interruptor remoto y puede que no permitan su disparo. La operación de un interruptor primario local propiedad del usuario, no presenta ningún problema.

2) Los transformadores de corriente asociados con cada devanado tienen diferentes relaciones de transformación y diferentes características cuando se sujetan a cargas muy grandes y a cortos circuitos. Se pueden seleccionar transformadores de corriente de relaciones múltiples y taps en los relevadores para compensar las diferencias de relación. Un método aceptable, pero menos preferible consiste en usar transformadores auxiliares.



- O OPERATING COIL
- R RESTRAINING COIL
- A RESTRAINING ANODE COIL
- 87T-1 PHASE DIFFERENTIAL RELAY
- 87T-2 PHASE DIFFERENTIAL RELAY
- 87T-3 PHASE DIFFERENTIAL RELAY
- 87TG GROUND DIFFERENTIAL RELAY

Fig 196
Transformer Phase and Ground Differential Relay CT
and Current Coil Connections

Relevador diferencial de fase y tierra del transformador con las conexiones de los TC's y de las bobinas de corriente.

3) Los taps en el transformador se pueden operar cambiando la relación efectiva de vueltas. Si se elige la relación y las Taps para el rango medio el desbalance medio máximo será equivalente a la mitad del rango de las Tap's del transformador.

4) Se recomienda que los transformadores usados en los diferentes devanados sean del mismo tipo y del mismo fabricante para minimizar la corriente de error debida a las diferentes características de los TC's.

5) La corriente inrush de magnetización se vé como una falla por los relevadores diferenciales. Los relevadores deben ser desensibilizados a la corriente de inrush, pero deben ser sensibles a los cortos circuitos dentro de las zonas durante el mismo periodo, esto se puede lograr utilizando relevadores con restricción de armónicas. La corriente inrush de magnetización tiene una componente armónica muy grande, que no está presente en las corrientes de corto circuito. Esto permite que los relevadores con restricción de armónica distingan entre fallas en inrush.

6) Las conexiones del transformador introducen con frecuencia, un desplazamiento de fase entre las corrientes de alta y baja tensión. Esto se compensa con la conexión apropiada de los transformadores de corriente. Para un transformador con el primario en delta y con el secundario en estrella, los transformadores de corriente normalmente se conectan en estrella en el primario y delta en secundario.

7) Las corrientes altas para fallas externas a la zona de protección pueden causar un desbalance entre los transformadores de corriente. Los relevadores diferenciales de porcentaje, Fig. 197.

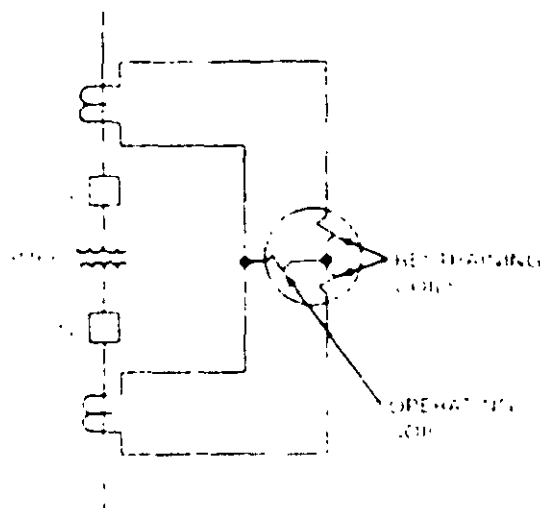


Fig 197

Percentage Differential Relays Provide Increased Sensitivity While Minimizing False Operation As a Result of Current Transformer Mismatch Errors for Heavy Through Faults

Los relevadores diferenciales de porcentaje proporcionan gran sensibilidad, a la vez que minimizan las operaciones erróneas que se producen por de coples de los TC's durante

fallas externas severas que operan cuando la diferencia es mayor que un porcentaje definido de la corriente de fase, e diseña para resolver este problema. Los relevadores diferenciales de porcentaje también ayudan para resolver el problema de cambio de Tap's y el problema de balance de la relación de transformación de corriente de los TC's. Las pendientes disponibles son de 15% para los transformadores estandar, 25% para transformadores con cambiadores de Tap's bajo carga y 40% para aplicaciones especiales.

Los relevadores diferenciales de porcentaje con restricción de armónicas se recomiendan para transformadores de 5000 KVA para arriba.

A diferencia de los relevadores diferenciales que se aplican para barras a alta tensión o motores, la aplicación de los relevadores diferenciales de transformadores tiene que considerar armónicas y desplazamientos de fase. Aunque todos los relevadores diferenciales de transformador no incluyen filtros de armónicas, la experiencia con los filtros de armónicas ha sido benéfica y de acción rápida, y permite pickups mas sensibles.

8) Un transformador delta-estrella, o estrella-delta con el neutro a tierra es una fuente (generador) de corriente de falla de secuencia cero (de tierra). Una falla a tierra en el lado estrella de un transformador, externa a la zona de protección diferencial, hará que las corrientes de secuencia cero circulen en los transformadores de corriente en el lado estrella del transformador sin el correspondiente flujo de corrientes en los TC's de línea en el lado delta del transformador. Si a estas corrientes de secuencia cero se les permite circular a través de los relevadores diferenciales, causarán un disparo indeseable e inmediato. Para prevenir tal disparo indeseable las conexiones del transformador deben ser tales, que hagan circular las corrientes de secuencias cero en una trayectoria de baja impedancia en delta cerrada de los secundarios de los TC's, en lugar de circular por la bobina de operación del diferencial. Esto es fácilmente realizado conectando en delta, los secundarios de los TC's del lado estrella del transformador.

La protección para un transformador monofásico se muestra en la Fig.197 aunque la mayoría de las aplicaciones de la protección diferencial del transformador se hacen a bancos de 5 MVA y mayores.

En la figura 197 se muestran dos bobinas de restricción y una de operación. Las RTC's se relacionan de tal forma que produzcan corrientes secundarias esencialmente iguales, tales que bajo condiciones sin falla la corriente secundaria del TC entrando a una bobina de restricción continuará a través de la otra bobina de restricción sin que pase corriente diferencial por la bobina de operación. Debido a los desacoples en la relación de los TC's y los ajustes en los taps de los relevadores, pueden ser que siempre exista alguna corriente en el circuito de la bobina de operación aun en condiciones sin falla.

Cuando la falla es interna a la zona de protección diferencial, cantidades definidas de corrientes circularan por el circuito de la bobina de operación.

Entonces el relevador responderá a esta corriente diferencial y determina la relación de las corrientes de operación a las corrientes por las bobinas de restricción. El relevador opera y dispara cuando esta relación excede el ajuste de la pendiente (generalmente se dispone de ajustes dependiente de 15, 25, 30 y 40%) y está por arriba de la sensibilidad mínima del relevador. La conexión mostrada en la figura 198 ilustra una aplicación típica para proteger un transformador trifásico. Generalmente el transformador esta conectado en estrella-delta, seleccionado así par proporcionar una conexión secundaria aislada de tierra mientras que permite que el neutro de la estrella en el primario sea conectado solidamente a tierra.

Otras configuraciones podrían estar invertidas y la estrella a tierra podría ser la conexión en el secundario. La conexión básica delta-estrella o estrella-delta produce un desplazamiento de fase entre la corriente entrando por el primario y la corriente saliendo por el secundario. Por esta razón los transformadores de corriente en el lado de la estrella tienen sus secundarios conectados en delta, y los transformadores de corriente en el lado de la delta tienen sus secundario conectados en estrella.

Además del desplazamiento de fase que es fácilmente corregible, las magnitudes de la corrientes secundarias raramente son iguales debido al empleo de relaciones de transformación estándar en los TC's. Para compensar esto casi todo los relevadores diferenciales de porcentaje tienen autotransformadores con tap's seleccionables (en un rango de 3:1) a la entrada de cada bobina de restricción. Siguiendo las instrucciones del relevador se puede hacer el mejor acoplamiento de tal forma que se minimice la corriente sin falla a través de la bobina de operación. En algunos casos donde están involucradas subestaciones de alta tensión, los ajustes disponibles en el relevador son inadecuados y se hacen necesaria la aplicación de transformadores o de autotransformadores de corriente auxiliares. Esto se debe intentar solamente después de un profundo examen de los efectos que las corrientes de falla externa y de los burdens secundarios, producen en los transformadores de corrientes primarios.

Suponiendo que los problemas de las RTC's y del desplazamiento de fase se pueden resolver, debe observarse que con frecuencia el secundario de un transformador se puede conectar a más de un bus.

En ese caso se requiere una bobina de restricción para cada bus. El conectar en paralelo varios secundarios de TC's en lugar de utilizar varias bobinas de restricción puede conducir a operaciones equivocadas durante fallas externas si los buses secundarios son fuentes fuertes de corriente de falla. Si solo son fuentes débiles, se acepta la conexión en paralelo de varios secundarios de TC's.

Durante la energización de transformadores, periodos de sobre tensiones y fallas externas, se pueden desarrollar armónicas en el circuito primario, en otras palabras cuando ocurre una falla fuera de la zona de protección del relevador diferencial. Las armónicas pueden conducir a un operación errónea del relevador diferencial sino son reconocidas. Para la mayor parte las armónica de secuencias cero (3ra, 9na, etc.) quedan excluidas del relevador por la conexión de los secundarios TC's.

Excepto por el filtraje de la segunda armónica para propósitos de restricción, los expertos no se ponen de acuerdo en los méritos de filtrar otras armónicas (5, 7, 11, 13, etc.) para restricción.

La practica presente ha sido filtrar la segunda armónica y aplicarla ala bobina de restricción cuando la magnitud de la segunda armónica excede 20% de la corriente fundamental. Debido a los problemas de errores de operación, hay fabricantes que inician la restricción con la segunda armónica cuando la corriente de esta armónica excede 7.5% de la corriente fundamental.

Durante condiciones normales sin falla, esta temprana restricción es benéfica, pero este ajuste de 7.5% hace al relevador menos sensible durante una falla interna.

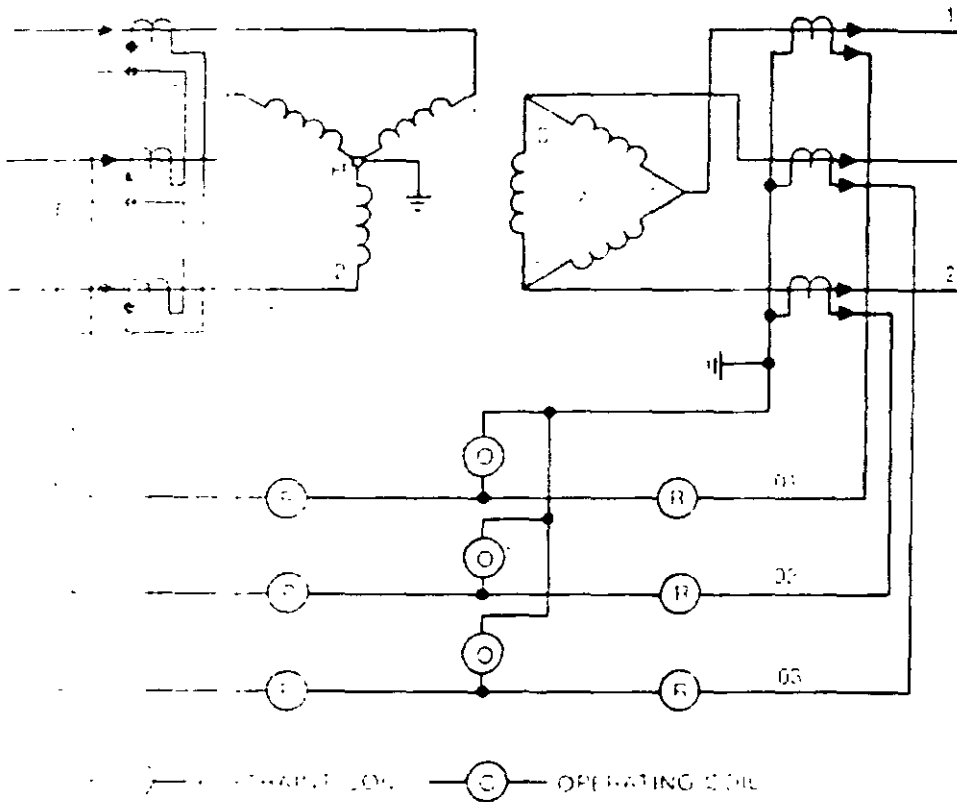


Fig 198

Schematic Connections for Percentage Differential Protection of a Wye-Delta Transformer

Conexiones esquemáticas típicas para una protección diferencial de porcentaje de un transformador estrella delta.

La protección de transformadores con relevadores diferenciales de pendiente mejora la efectividad total para detectar las fallas internas de fase a fase. Sin embargo las fallas a tierra en un devanado en estrella no pueden ser indistintamente detectadas si el transformador está conectado a tierra a través de una resistencia y la corriente de falla a tierra está limitada a un valor abajo del nivel de pickup del relevador diferencial. Tales fallas a tierra pueden conducir a una destructiva falla entre fases. Cuando el transformador está conectado sólidamente a tierra, el relevador diferencial operará para fallas a tierra dentro de la zona de protección diferencial.

Se puede fácilmente adaptar dos métodos para darle una protección mas efectiva a l devanado estrella. La Fig. 199 ilustra un enfoque que emplea un relevador de sobrecorriente en conexión diferencial. Se muestran las corrientes de secuencia cero para una falla externa. Cuando se conecta apropiadamente la corriente secundaria durante esta falla externa sin pasar por el relevador, pero será aditiva para una falla interna y hará que el dispositivo 51G opere

El circuito de la Fig. 199 es susceptible para fallas externas que puedan saturar los TC's de fase y hagan operar el 51G. Por esta razón se hace más apremiante la selección de los TC's y los ajustes del 51G son menos sensibles de los que originalmente se pudiera creer.

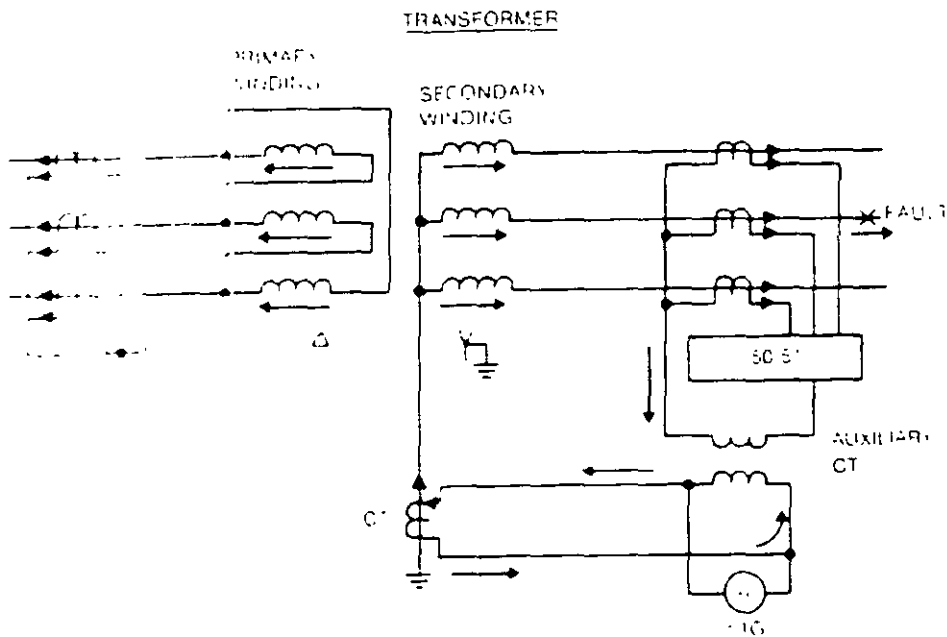


Figura 199

Protección completa contra fallas a tierra para un banco delta-estrella, utilizando un relevador de sobrecorriente residual y un relevador de tierra diferencialmente conectado; las flechas de la corriente de secuencia cero son para una falla a tierra externa para la cuál el relevador no operará.

Una forma de resolver los problemas presentados por las fallas externas y por los TC's se logra con el relevador diferencial mostrado en la Fig 200. Las corrientes mostradas son para una falla externa, y las corrientes secundarias circularán como se muestra. Sin embargo, en caso de una falla interna, las corrientes secundarias se suman en la bobina de operación como se muestra en la Fig 201. Este relevador diferencial tiene el elemento adicional que evita la operación equivocada, y de hecho permite que un relevador con operación más rápida, un relevador tipo producto que opera en menos de un ciclo. Comparando este tiempo de operación con los segundos que tarda un 51G se facilita la selección del relé.

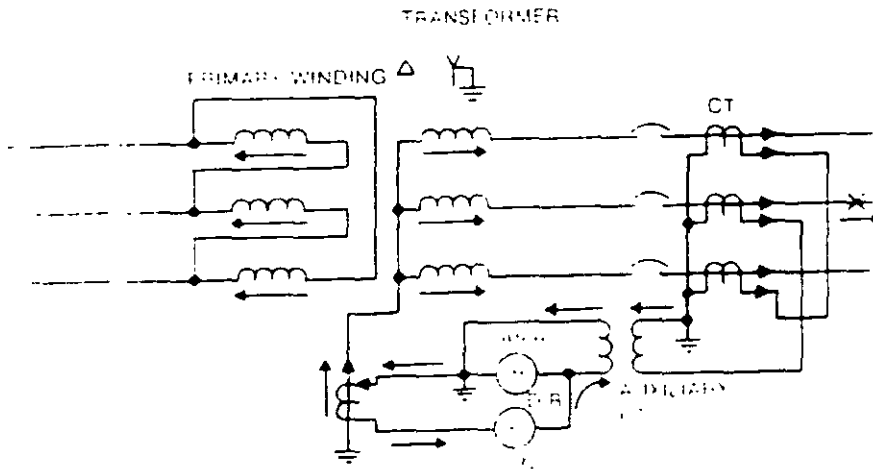


Figura 200

Relevador direccional para la detección de fallas a tierra en transformadores con la estrella conectada a tierra; las flechas de la corriente de secuencia cero son para la falla a tierra externa para la cuál el relevador no operará

En ambas aplicaciones de relevadores diferenciales de falla a tierra, la selección de las RTC's es muy importante. Puede que la RTC del TC del neutro sea más pequeña que la del TC de fase (generalmente el caso), el TC auxiliar en el secundario residual puede corregir este desacople. Algunos usuarios eligen la relación del TC auxiliar de tal forma que circule una corriente de restricción ligeramente mayor durante una falla externa. En efecto, esta corriente secundaria en exceso circulará en la dirección opuesta en la bobina de operación impidiendo una operación en falso.

9.- PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR CONTRA EL AMBIENTE

Además de la protección eléctrica es necesario proteger al transformador contra las condiciones ambientales que puedan afectar el acoplamiento confiable. Aunque la mayoría de estas son obvias, son suficientemente importantes para que sean listadas. Las condiciones indeseables son:

- 1) Temperaturas ambientales promedio arriba de 30°C cuando el transformador lleva sus KVA nominales o mas.
- 2) Agentes corrosivos, materiales abrasivos, y contaminantes de la superficie derivados de la atmosfera circundante.
- 3) Condiciones que puedan conducir a la penetración de humedad o a la condensación en devanados y otros componentes eléctricos internos.
- 4) Sumergir en agua o lodo
- 5) Obstrucción de la apropiada ventilación en los radiadores en los transformadores con aislante o, en el caso de transformadores con aceite aislante o, en el caso de transformadores tipo seco, fugas en el circuito de ventilación.
- 6) Acceso de vehículos que puedan producir daños por colisión

- 7) Vibración excesiva.
- 8) Acceso a vandalismo.

10.- CONCLUSIONES

La protección de los actuales transformadores, mas caros y mas grandes, con una selección y aplicación apropiada de los diversos dispositivos de protección. Son pocas en numero las guías de aplicación publicadas que cubran a los transformadores; por ejemplo la ANSI / IEEE C37.91-1985. El ingeniero de diseño de sistemas debe apoyarse fuertemente en su sano juicio de ingeniería para lograr un sistema de protección adecuado.

11.- REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA

a) Referencias

- 1) Dickinson, W. H. Report on reliability of Electric Equipment in Industrial Plants. AIEE Transactions, pt ii, Vol. 81, Jul. 1962, pp 132-151.

b) Bibliografía

- Applied Protective Relaying, Newark, N.J.
Westinghouse Electric Co.
- The Art of Protective Relaying, Philadelphia, P.A:
G E.C. bulletin 1768
- Industrial Power Systems Handbook, Beeman, D.L., New York:
Mc Graw Hill 1955.

MÉTODOS DE PROTECCIÓN

:

PROTECCIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

FUNCIONES BÁSICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN

- PREVENIR DAÑO A VIDAS Y PROPIEDADES.
- REDUCIR DAÑOS AL SISTEMA Y SUS COMPONENTES.
- LIMITAR EL CRECIMIENTO Y LA DURACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES DE SERVICIO CUANDO UNA ANORMALIDAD SE PRESENTA EN EL SISTEMA.

- LAS ANORMALIDADES PUEDEN DEBERSE.
 - FALLA DE EQUIPO.
 - ERROR HUMANO.
 - EMERGENCIAS DE ORIGEN HUMANO O NATURAL

- ESTAS ANORMALIDADES SON IMPREDECIBLES Y EL SISTEMA ELÉCTRICO DEBE DISEÑARSE Y MANTENERSE PARA PROTEGERSE A SÍ MISMO AUTOMÁTICAMENTE.

- NO SE PUEDE TENER, POR IMPRÁCTICO O ANTIECONÓMICO, UN SISTEMA CONTRA TODO TIPO DE FALLA. PUEDEN CUIDARSE ASPECTOS COMO SELECCIÓN DE BUENOS AISLAMIENTOS, DISTANCIAS, PERO DEBE ACEPTARSE UN CIERTO NUMERO DE FALLAS, YA QUE AUN EL MEJOR SISTEMA SE DETERIORARA CON LOS AÑOS Y LA PROBABILIDAD DE FALLA AUMENTA CON EL TIEMPO.

LA PROTECCIÓN DE CORRIENTE

- LA PROTECCIÓN DE CORRIENTE INCLUYE
 - PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGA:
 - ❖ SOBRECARGAS CORRIENTES ORIGINADAS PRINCIPALMENTE EN LOS MOTORES Y VARIAN DESDE EL VALOR DE PLENA CARGA HASTA EL VALOR DE ESTAR BLOQUEADO
 - ❖ TAMBIÉN LOS CIRCUITOS PUEDEN SER SOBRECARGADOS AGREGANDO EQUIPO DE UTILIZACIÓN MÁS GRANDE O ADICIONAL A LO PROYECTADO.
 - PROTECCIÓN COTRA SOBRECORRIENTE DEBIDA A CORTOS CIRCUITOS.
 - ❖ SON USUALMENTE DEL ORDEN DE 10 VECES LA CORRIENTE NOMINAL O MAYORES, AUNQUE LA EXCEPCIÓN PUEDE SER LAS CORRIENTES DE FALLA A TIERRA, LIMITADA POR LA IMPEDANCIA DE ARCO O LA TRAYECTORIA DE RETORNO A TIERRA

- ❖ LOS CORTOS PUEDEN OCURRIR COMO FALLAS DE AISLAMIENTOS EN GENERAL Y EN PARTICULAR DEBIDAS A EXCESIVA HUMEDAD. O DAÑOS MECÁNICOS A CONDUCTORES A EQUIPO ELÉCTRICO.

SECUENCIA DE LA PROTECCIÓN

1. SELECCIONE LAS CAPACIDADES DE CORRIENTE NOMINAL Y DE CORTO CIRCUITO DE CADA UNO DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA.
 - INTERRUPTORES M.T. Y B.T.
 - TABLEROS M.T. Y B.T.
2. APLIQUE EL EQUIPO DE PROTECCIÓN CORRESPONDIENTE.
3. HAGA LOS AJUSTES NECESARIOS EN LOS EQUIPOS Y EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN CORRESPONDIENTE.
4. CUANDO SE PRESENTA UNA FALLA, SE DEBE REMOVER LA PORCIÓN QUE FALLO, SIN DEJAR DE ALIMENTAR A OTRAS ÁREAS DEL SISTEMA. ESTO ES SELECTIVIDAD.

- POR LO ANTERIOR, DEBE OPERAR EL ELEMENTO MÁS CERCANO A LA FALLA. SI ESTE ELEMENTO NO OPERA EN SU ZONA (PRIMARIA) DEBE ACTUAR LUEGO OTRO ELEMENTO EN SERIE CON ÉL, ACTUANDO COMO RESPALDO. ESTO ES COORDINACIÓN.

- TODOS LOS ELEMENTOS DE UN SISTEMA TIENEN SUS LÍMITES DE CORRIENTE. LA PROTECCIÓN NO DEBE SOBREPASAR ESTOS LÍMITES.

- LOS ELEMENTOS CUYOS LÍMITES SE ANALIZAN AQUI, SON:

- + TRANSFORMADORES.
- + CONDUCTORES.
- + MOTORES.
- + TABLEROS Y BARRAS COLECTORAS.

- LOS APARATOS DE DETECCIÓN DE FALLAS QUE SE TRATAN SON:

- + FUSIBLES EN M.T.
- + RELES DE SOBRECORRIENTE, 50/51.
(ACTÚAN SOBRE INTERRUPTORES EN M.T. Y B.T.)
- + FUSIBLES EN B.T.
- + RELES INTEGRADOS A INTERRUPTORES ELECTROMAGNÉTICOS O DE CAJA MOLDEADA.
- + INTERRUPTORES TERMOMAGNÉTICOS.
- + RELES TÉRMICOS DE SOBRECARGA.

FUSIBLES EN MEDIA TENSION.

- EXISTEN DOS TIPOS PRINCIPALES.
 - + FUSIBLES DE POTENCIA: LIMITADORES DE CORRIENTE.
 - + FUSIBLES TIPO EXPULSIÓN

FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE

- ESTE DISEÑO DE TAL FORMA QUE AL FUNDIRSE EL ELEMENTO FUSIBLE SE INTRODUCE UNA ALTA RESISTENCIA DE ARCO EN EL CIRCUITO. ANTES DE LA CORRIENTE DE PICO DEL PRIMER MEDIO CICLO. ESTO RESTRINGE LA CORRIENTE DE CC A UN VALOR MENOR.
- APLICACIONES TÍPICAS PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y PROTECCIÓN DE CARGAS PEQUEÑAS (HASTA 3000 KVA). EN CIRCUITOS DE ALTA CAPACIDAD DE C.C.
- SU CURVA CARACTERÍSTICA ES CASI VERTICAL, LO QUE DIFICULTA LA COORDINACIÓN

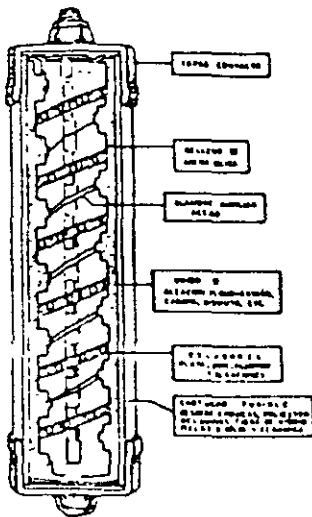


FIG. 6 PARTES CONSTITUTIVAS DE UN FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE

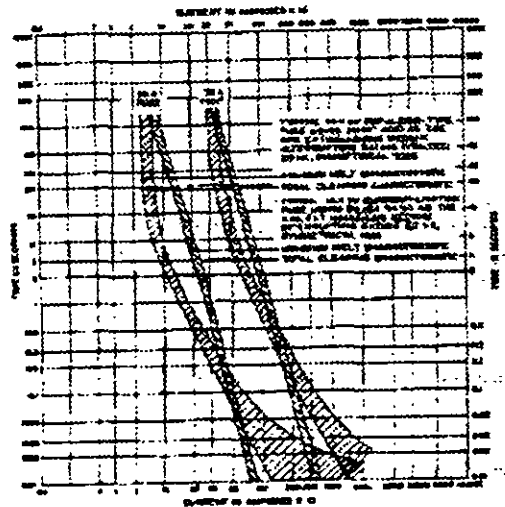
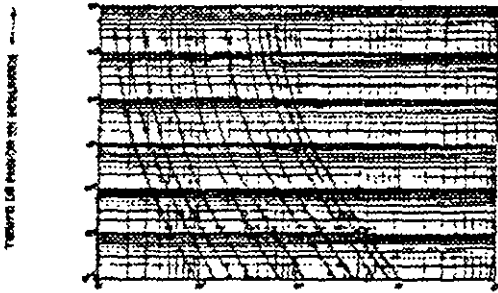


Fig. 21
Type-Circuit Breaker Curves Showing the Difference Between Rapid-Act and Slow-Act Types and Their Interrupting Power

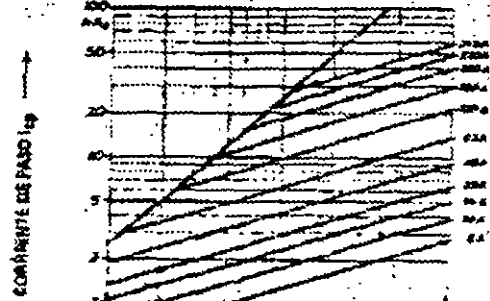
- LA ACCIÓN DE FORZAR LA CORRIENTE Y LIMITÁNDOLA DÚRANTE LA INTERRUPTIÓN PRODUCE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS, POR LO QUE SE PUEDE REQUERIR UNA ADECUADA PROTECCIÓN CON APARATARRAYOS.
- LA CONSTRUCCIÓN DE ESTOS FUSIBLES ES CON ELEMENTO FUSIBLE DE PLATA Y ARENA SILICA COMO MEDIO DE EXTINCIÓN.
- EL FUSIBLE SE DEBE ESCOGER DE TAL FORMA QUE SU VALOR SE ENCUENTRE ENTRE 1.8 Y 3 VECES EL VALOR DE LA CORRIENTE NOMINAL DEL TRANSFORMADOR.
- EN ESTE RANGO SE PUEDEN GARANTIZAR LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS FUSIBLES.

- UN ASPECTO IMPORTANTE EN EL USO DE FUSIBLES ES PREVENIR LA OPERACIÓN MONOFASICA DEL SISTEMA. ESTO PUEDE CREAR PROBLEMAS MUY SERIOS DE DESBALANCEO EN EQUIPOS O PROPICIAR FENÓMENOS DE SOBRETENSION POR FERRORESONANCIA.
- POR LO ANTERIOR, UN DISPOSITIVO DEBE HACER OPERAR EN GRUPO EL SECCIONADOR AL OPERAR UN FUSIBLE



CONVERTE EN A VALOR EFECTIVO

Diagrama 1: Curvas corriente-tiempo.



CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

FUSIBLES TIPO EXPULSIÓN

- PARA INTERRUPIR LA FALLA SE EMPLEA UN TUBO CONFINADOR DE ARCO Y DENTRO EL ELEMENTO FUSIBLE.
- LA INTERRUPCIÓN DEL ARCO SE REALIZA CON LOS PROPIOS GASES PRESURIZADOS DENTRO DEL TUBO AL SALIR HACIA UNO DE LOS EXTREMOS ABIERTOS DEL CARTUCHO.
- SE USA BÁSICAMENTE EN EXTERIORES PARA PROTEGER CONTRA SOBRECORRIENTE Y ALGUNOS DISEÑOS CONTRA SOBRECARGA: ALIMENTADORES, PRIMARIOS DE TRANSFORMADORES, BANCOS DE CAPACITORES, ETC
- USADOS DENTRO DE GABINETES, HAY QUE TENER CUIDADO CON VENTILAR LOS GASES IONIZADOS DE MANERA TAL QUE NO CONTAMINEN LAS PARTES VIVAS INTERNAS.

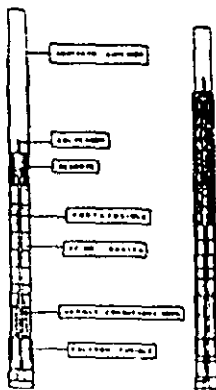


FIG 2 PARTES CONSTITUTIVAS DEL FUSIBLE DE EXPULSIÓN Y PRINCIPIO DE OPERACIÓN.

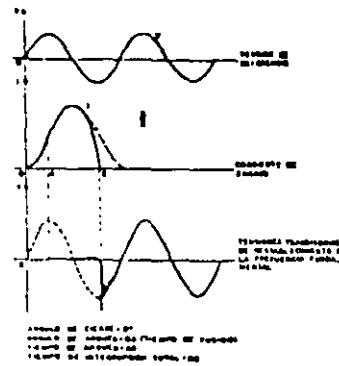


FIG 1 INTERRUPTIÓN DE UNA CORRIENTE TOTALMENTE ASIMÉTRICA POR UN FUSIBLE DE EXPULSIÓN

FUSIBLES DE BAJA TENSIÓN

● NO LIMITADORES DE CORRIENTE.

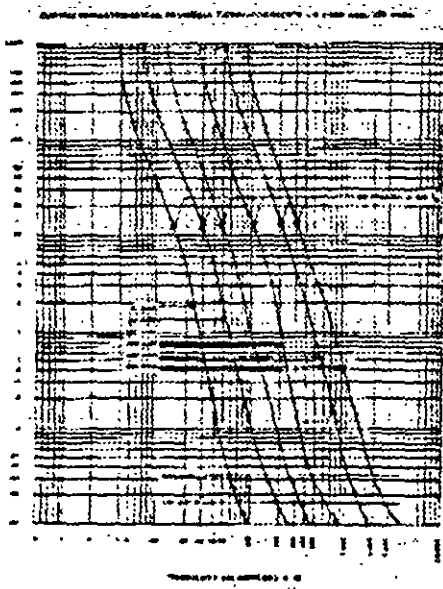
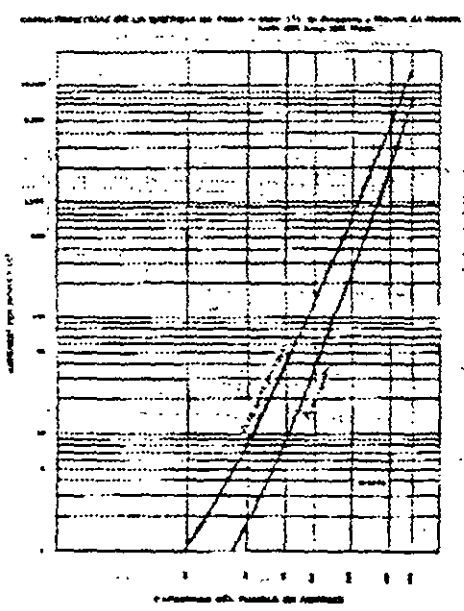
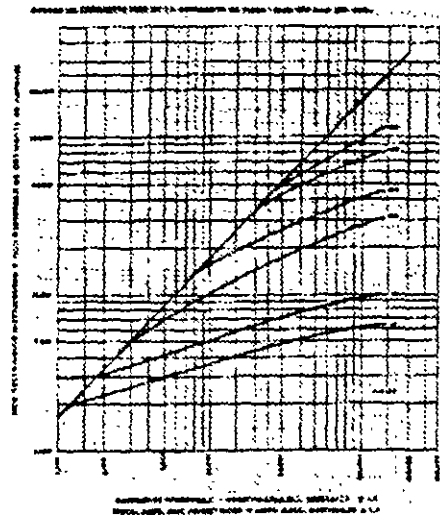
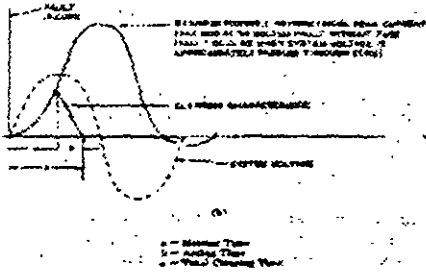
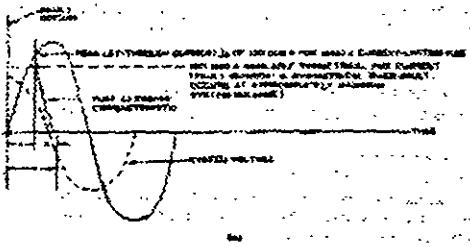
- CLASES H Y K DE ACUERDO A NOMENCLATURA DE UNDERWRITERS LABORATORIES
- CLASES H. PUEDEN SER RENOVABLES O NO. HASTA 600 A. PUEDEN TENER DOBLE ELEMENTO (INST. Y TIEMPO) O SOLO INSTANTÁNEO, NO TIENEN CAPACIDAD INTERRUPTIVA, PERO DEBEN SER PROBADOS A 10.000 A. LOS FUSIBLES RENOVABLES SON RIESGOSOS.
- CLASE K. ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA. IGUAL TAMAÑO.
- CLASE H. SON GARANTIZADOS A 50, 000 O 200,000 AMPERES. PUEDEN TENER ELEMENTO DE TIEMPO.

● LIMITADORES DE CORRIENTE.

- SU USO MÁS FRECUENTE ES CUANDO LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO DISPONIBLE ESTA MAS ALLA DE LA CAPACIDAD DEL EQUIPO. SE COORDINAN CON INTERRUPTORES
- LOS MÁS IMPORTANTES, DE ACUERDO A CLASIFICACIÓN DE U.L. SON LOS CLASE K Y CLASE L.
- CLASE J HASTA 600 A. NO ES INTERCAMBIABLE CON CLASE H NI CLASE K. 2000.000 A DE CAPACIDAD INTERRUPTIVA. LA CORRIENTE DE PICO DE FUGA Y LOS VALORES I^2t . DEPENDEN DE CADA CASO.
- CLASE L DE 601 A. A 6.000 A. 200 000 DE CAPCACIDAD INTERRUPTIVA.

APLICACIÓN DE FUSIBLES

- CORRIENTE DE PICO DE FUGA - ES LA CORRIENTE MÁXIMA INSTANTÁNEA QUE PASA A TRAVÉS DE UN FUSIBLE LIMITADOR DURANTE EL TIEMPO TOTAL DE APERTURA.
- LA CORRIENTE DE PICO DE FUGA DE LOS FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE NO DEBE SOBREPASAR EL VALOR DE LA CORRIENTE MOMENTÁNEA QUE PUEDEN SOPORTAR LOS INTERRUPTORES Y TABLEROS QUE SE ENCUENTRAN DESPUÉS DE LOS FUSIBLES. CON ESTA PRECAUCIÓN, LOS TABLEROS E INTERRUPTORES PUEDEN OPERAR EN SISTEMAS CON UN CORTO CIRCUITO MAS ELEVADO QUE SU CAPACIDAD.
- CONCEPTO I^2t . ES LA MEDIDA DE LA ENERGÍA CALORIFICA GENERADA EN UN CIRCUITO DURANTE LA FUSIÓN O APERTURA DE UN FUSIBLE. GENERALMENTE SE DENOMINA FUSIÓN I^2t , SIENDO "I" LA CORRIENTE EFECTIVA Y "t" EL TIEMPO. (AMP²*SEG).



INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS EN CAJA MOLDEADA

- ESTOS INTERRUPTORES CONTIENEN UNA PROTECCIÓN DE SOBRECARGA (TÉRMICA, BIMETAL) PARA RESPALDO DE PROTECCIÓN A MOTORES O EN SOBRECARGAS EN CIRCUITOS, Y UNA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE, PARA CORTOS CIRCUITOS, MEDIANTE SU ELEMENTO INSTANTÁNEO (MAGNÉTICO).

INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS

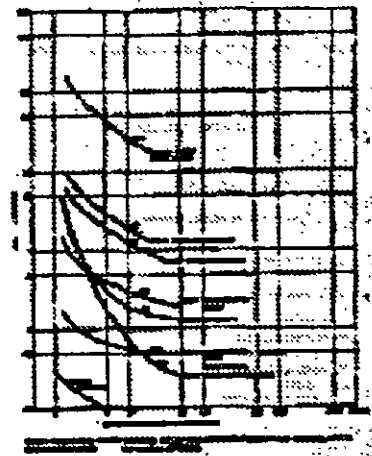
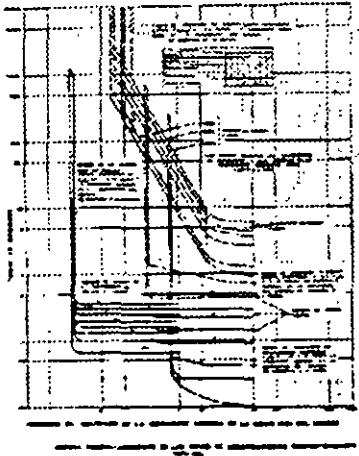
- INTERRUPTORES DE MAYOR CAPACIDAD QUE LOS TERMOMAGNETICOS

RELES DE SOBRECORRIENTE

● EXISTEN VARIOS TIPOS:

- TIEMPO LARGO INVERSO
- TIEMPO CORTO INVERSO
- TIEMPO MEDIO INVERSO
- TIEMPO STANDARD INVERSO
- MUY INVERSO
- EXTREMADAMENTE INVERSO.

● EN SISTEMAS INDUSTRIALES LO MAS FRECUENTEMENTE USADOS SON LOS DE TIEMPO STANDARD INVERSO (IAC 51) Y DE TIEMPO STANDARD MUY INVERSO (IAC 53).



- EL RELE DE TIEMPO INVERSO ES MEJOR QUE EL DE TIEMPO MUY INVERSO DONDE HAY UNA AMPLIA VARIACIÓN DE NIVELES DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO. DEBIDO AL CAMBIO DE FUENTES DE POTENCIA EN USO.
- EL DE CURVA MUY INVERSA ES ADECUADO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ALIMENTADOS POR GRANDES SISTEMAS DE POTENCIA, DEBIDO A QUE EN FALLAS PEQUEÑAS ES LENTO, MAS ES RÁPIDO EN ALTOS VALORES DE FALLA.
- UNA VEZ SELECCIONADO EL MODELO DE RELEVADOR, SIGUE ESCOGER LOS RANGOS DE CORRIENTE DE LOS ELEMENTOS DE TIEMPO INVERSO E INSTANTANEO LOS BAJOS RANGOS, COMO EL DE 0.5-2[A] PUEDEN SER USADOS DONDE UNA BAJA CORRIENTE DE PICK-UP SE REQUIERA, COMO ES EL CASO DE LAS CORRIENTES DE TIERRA O DE NEUTRO

- PARA PROTECCION DE FASE SE RECOMIENDA EL RANGO DE 2-16A.
- EL RELEVADOR TIENE TAPS PARA EL RANGO 2-16 A.

RANGO	TAPS DISPONIBLES
2-16	2.0, 2.5, 3.0, 4.0, 5.0, 6.0, 7.0, 8.0, 10.0, 12.0, 16.0

REQUERIMIENTOS DE PROTECCIÓN DE LOS ELEMENTOS PRINCIPALES DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

- ES NECESARIO ESTABLECER LOS LIMITES DE VALORES DE CORRIENTE. INFERIOR Y SUPERIORES EN EL QUE TRABAJA EL EQUIPO.
- UN BUEN MÉTODO ES ESTABLECIDO POR:
 - 1 - CONDICIONES DE OPERACIÓN.
 - 2 - REQUERIMIENTOS MINIMOS DE PROTECCIÓN.
 - 3 - NIVELES DE CORRIENTE MÁXIMOS QUE PUEDEN SOPORTAR LOS EQUIPOS (ANTES DE DAÑARSE)

CONDICIONES DE OPERACIÓN.

- LAS PROTECCIONES DEBEN SER INSENSIBLES A LAS CORRIENTES NORMALES. COMO POR EJEMPLO
 - CORRIENTES PLENA CARGA
 - SOBRECARGAS PERMISIBLES
 - ARRANQUE DE MOTORES
 - CORRIENTES TRANSITORIAS (INRUSH)
- ESTOS DATOS PUEDEN OBTENERSE DE LOS FABRICANTES DE EQUIPO, EN LAS PLACAS DE LOS APARATOS O EN LOS VALORES DE NORMA.
- CUANDO NO SE DISPONGA DE DATOS, LAS SIGUIENTES APROXIMACIONES SON NORMALMENTE ACECUADAS:
 - MOTORES
 - ❖ UN H.P. ES APROXIMADAMENTE IGUAL A UN KVA PARA MOTORES DE INDUCCIÓN CON F.P. DE 0.8; PARA MOTORES SINCRONOS CON F.P. DE LA UNIDAD, UN H.P. ES IGUAL A 1.25 KVA.

- ❖ FACTOR DE SERVICIO DE 1, POR LO TANTO NO HAY CAPACIDAD PARA SOBRECARGARLO.
- ❖ CORRIENTE TRANSITORIA DE INRUSH:
 - ✓ IGUAL A 6 VECES LA CORRIENTE A PLENA CARGA EN MOTORES DE INDUCCIÓN
 - ✓ PARA MOTORES SINCRONOS CON CARGAS DE BAJA INERCIA, ESTE VALOR ES DE 6 VECES.
 - ✓ CON CARGAS DE ALTA INERCIA, LA CORRIENTE DE ROTOR BLOQUEADO SERÁ DE 9 VECES
 - ✓ EL TIEMPO DE DURACIÓN ES DE 5 A 30 SEGUNDOS, DEPENDIENDO DE LA INERCIA DE LA CARGA.

➤ TRANSFORMADORES.

- ❖ CAPACIDAD DE SOBRECARGA DEPENDE DEL TIEMPO DE ENFRIAMIENTO USADO.

- ❖ DE LO ANTERIOR. SE PUEDE ESTABECER QUE LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR ES LA CORRIENTE A PLENA CARGA MULTIPLICADA POR EL FACTOR DE ENFRIAMIENTO Y POR EL FACTOR DE ELEVACIÓN DE TEMPERATURA

- ❖ CORRIENTE DE INRUSH POR MAGNETIZACIÓN:

- ✓ + 12 VECES AMPERS A PLENA CARGA PARA TRANSFORMADORES TIPO SUBESTACION Y PEDESTAL.
- ✓ + 8 VECES AMPERS A PLENA CARGA PARA UNIDADES TIPO CENTRO DE CARGA.
- ✓ + 8 a 25 VECES PARA TRANSFORMADORES TIPO SECO PARA DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN.

➤ CABLE

- ❖ LA CAPACIDAD DE SOBRECARGA DEPENDE DEL TIPO DE INSTALACIÓN.
- ❖ LAS TABLAS DE CONDUCTORES EN EL "NATIONAL ELECTRIC CODE" SIRVEN DE GUÍA

REQUERIMIENTOS MÍNIMOS DE PROTECCIÓN

- LOS CÓDIGOS Y STANDARS LIMITAN LOS AJUSTES DE LOS EQUIPO DE PROTECCION.

➤ MOTORES

- ❖ PARA MOTORES ARRIBA DE 600 VOLTS, EL N.E.C. EN SU ARTICULO 430, PARTE J, REQUIERE QUE CADA MOTOR SEA PROTEGIDO CONTRA SOBRECARGAS PELIGROSAS MEDIANTE PROTECCIÓN TÉRMICA

C) CORRIENTE EN TABLERO 5 SERVICIOS PROPIOS.

ALIMENTADOS SERVICIOS

GENERALES	= 1615 A.
CORRIENTE ADICIONAL	= <u>800 A.</u>
TOTAL	= 2415 A.

D) TRANSFORMADOR DE SERVICIOS PROPIOS.

$$ALTA = \frac{2000}{\sqrt{3}(15)} = 77.4.$$

$$BAJA = \frac{2000}{\sqrt{3}(0.44)} = 2624 A.$$

LA CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN (INRUSH) SE CONSIDERA 8 VECES LA CORRIENTE A PLENA CAPACIDAD Y SU DURACIÓN ES DE 0.1 SEG.

CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN TRANSITORIA (CMT)

$$CMT = 8 \times I_N = 8 \times 77$$

$$CMT = \underline{616A} \text{ -DURACIÓN 0.1 SEGUNDOS.}$$

- PASO No. 2 CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO.
- ESTAS FUERON CALCULADAS POR SEPARADO Y SE MUESTRAN EN EL DIAGRAMA UNIFILAR ANEXO.
- DE ACUERDO CON LA VELOCIDAD DE RELES O LA DEL EQUIPO DE DESCONEXIÓN SE DEBE CONSIDERAR SI SE TOMA EN CUENTA LA CORRIENTE SUBTRANSITORIA O TRANSITORIA.



● PASO No 3. DETERMINACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE PROTECCIÓN EN EQUIPOS

A) MOTOR DE LA BOMBA

- SOBRECARGA COMO SE TRATA DE UN MOTOR CON UN FACTOR DE SERVICIO DE 1.15, LA SOBRECARGA MÁXIMA ES A 25%, POR LO TANTO, EL VALOR "NEC" DE SOBRECARGA.

$$NEC-OL = CPC \times 1.25$$

$$NEC-OL = 327 \text{ A}$$

- SOBRECORRIENTE COMO EL PROTECTOR ES UN TERMOMAGNETICO, SE DEBE TENER 250% DE I_N COMO MÁXIMO PARA LA CURVA DE TIEMPO INVERSO Y 1300% PARA EL ELEMENTO INSTANTÁNEO, POR LO QUE

$$NEC_OC_1 = CPC \times 2.5 = 262 \times 2.5$$

$$NEC_OC_1 = 655 \text{ A.}$$

$$NEC_OC_2 = CPC \times 13 = 262 \times 13$$

$$NEC_OC_2 = 3400 \text{ A.}$$

B) CABLES

- LOS CABLES DEBERÁN DE PROTEGERSE CONTRA LOS DAÑOS POR LA ELEVACIÓN DE TEMPERATURA QUE SE PRESENTA DURANTE UN CORTO CIRCUITO, PROCURÁNDOSE LIMITAR ESTE DAÑO A UNA REDUCCIÓN DE 1% EN LA VIDA ÚTIL DEL CABLE PARA CADA FALLA, LA SOCIEDAD ESTADOUNIDENSE "INSULATED POWER CABLE ENGINEERS ASSOCIATION" (IPCEA) RECOMIENDA UNA SERIE DE TEMPERATURAS MÁXIMAS QUE SE DEBEN DE ALCANZAR DEPENDIENDO DEL TIPO DE AISLAMIENTO DEL CABLE

DESIGNACIÓN NEC	MAXIMA TEMPERATURA CONTINUA (°C)	MAXIMA TEMPERATURA EN EL CONDUCTOR
XHHW, RHH, RHW (600V-5kV SOLO)	90	250
XHHW (SOLO 600 V)	90	250
RHW (SOLO 600 V)	75	200
THW, THWN, PVC, POLIETILENO, THHN	75 90 75	150 150 150

INTERNA O EXTERNA. LA PROTECCIÓN CONTRA CORRIENTES DE FALLA ES MEDIANTE INTERRUPTORES O FUSIBLES.

❖ PARA MOTORES ABAJO DE 600, EL N.E.C. REQUIERE EN SU ARTICULO 430, PARTE C, LO SIGUIENTE. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGA

MOTORES PARA FACTOR DE SERVICIO
NO MENOR A 1.15 ----- 125%

MOTORES CON ELEVACIÓN DE TEMPERATURA
NO MAYOR A 40°C -----125%

TODO EL RESTO DE MOTORES 115%

❖ PARA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE, EL N.E.C. REQUIERE UN DISPOSITIVO DE VALOR NOMINAL O AJUSTADO A:

TIEMPO INVERSO EN INTERRUPTOR.	250%
DISPARO INSTANTÁNEO EN INTERRUPTOR.	700%
FUSIBLES SIN RETARDO DE TIEMPO.	300%
FUSIBLES DE DOBLE ELEMENTO, CON RETARDO DE TIEMPO.	175%

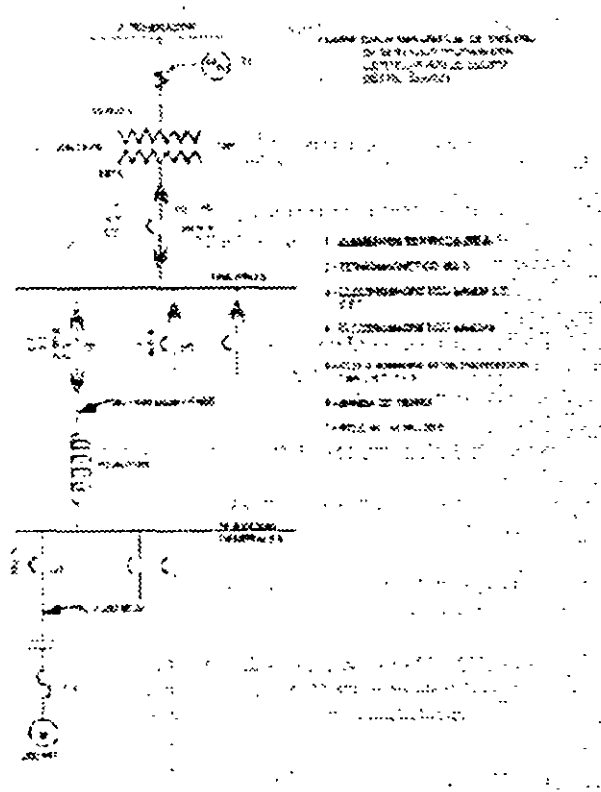
CABLES

- EL N.E.C. REQUIERE QUE LOS CABLES SEAN PROTEGIDOS CONTRA SOBRECORRIENTES COMO SIGUE:
- CABLE ALIMENTADOR, TENSION MENOR O IGUAL A 600 V., DENTRO DE SU AMPACIDAD (ARTICULO 240- 3)
- CABLE ALIMENTADOR ARRIBA DE 600 VOLTS, UN FUSIBLE SELECCIONADO PARA UNA CORRIENTE PERMANENTE QUE NO EXCEDA 3 VECES LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR, O UN INTERRUPTOR QUE TENGA UN AJUSTE DE DISPARO DE NO MÁS DE 6 VECES LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR (ARTICULO 240 - 100).

NIVELES DE CORRIENTE MÁXIMOS QUE PUEDEN SOPORTAR LOS EQUIPOS.

- MOTORES, ES EL TIEMPO EN QUE UN MOTOR PUEDE PERMANECER CON EL ROTOR BLOQUEADO
- TRANSFORMADORES (ANSI C57 12.00, 1973) ESTE PUNTO IDENTIFICA LOS REQUERIMIENTOS DE DISEÑO MEDIANTE LOS CUALES LOS DEVANADOS PUEDEN SOPORTAR, SIN DAÑO LOS ESFUERZOS MECÁNICOS Y TÉRMICOS CAUSADOS POR LOS CORTOS CIRCUITOS,

EJEMPLO DE APLICACIÓN DE PROTECCIONES Y COORDINACIÓN



● PASO No 1 CORRIENTES NORMALES DE OPERACIÓN.

A) MOTOR DE BOMBA 200 H.

$$\text{CORRIENTE A PLENA CARGA} = \frac{200}{3(0.44)} = 262.4 \quad (\text{CPC})(1\text{HP} = 1\text{KVA})$$

● CORRIENTE ROTOR BLOQUEADO (CRB)

6 VECES LA CORRIENTE A PLENA CARGA Y SE ASUME 8 SEGUNDOS DE DURACIÓN.

$$\text{CRB} = 6 \times \text{CPC} = 1574 \text{ A.}$$

● MÁXIMA CORRIENTE DE ARRANQUE (MCA)

1.5 VECES CRB DURANTE 0.1SEG

$$\text{MCA} = 1574 \times 1.5 = 2597 \text{ A}$$

B) CORRIENTES ADICIONALES EN EL TABLERO DE SERVICIOS GENERALES, DEBIDO A OTRAS CARGAS:

CORRIENTES ADICIONALES	= 1353 A.
C.P.C. BOMBA No 1	= 262 A
TOTAL ALIMENTADOR A SERVICIOS GENERALES	= 1615 A.

- CONOCIDOS LOS LIMITES DE TEMPERATURA, CON LAS SIGUIENTES FÓRMULA SE PUEDEN DETERMINAR LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO QUE LAS PRODUCE:

- ❖ PARA CONDUCTORES DE COBRE

$$\left(\frac{I}{CM}\right)^2 t = 0.0297 \log\left(\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234}\right)$$

- ❖ PARA CONDUCTORES DE ALUMINIO

$$\left(\frac{I}{CM}\right)^2 t = 0.0125 \log\left(\frac{T_2 + 228}{T_1 + 228}\right)$$

- DONDE:

I = AMPERS RMS DURANTE TODO EL INTERVALO DE FLUJO DE CORRIENTE.

t = DURACIÓN DEL FLUJO DE C.C EN SEGUNDOS

CD = SECCIÓN DEL CONDUCTOR EN CIRCULAR MILS

T1 = TEMPERATURA INICIAL DEL CONDUCTOR (°C)

T2 = TEMPERATURA FINAL DEL CONDUCTOR (°C)

- PARA EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN SE PONEN COMO DATOS T1 Y T2 (75° Y 150°c PARA LOS CABLES DE ESTE ESTUDIO, THW) Y DE AHÍ SE DIBUJA LA CURVA TIEMPO-CORRIENTE DEL CABLE EN PARTICULAR SOBRE EL PAPEL LOG-LOG.
- LOS BUSES TIENEN TAMBIÉN UN CIERTO LIMITE DE TEMPERATURA A LA QUE DEBEN CALENTARSE EN EL CASO DE UN CORTO CIRCUITO. Y ESTA DADO POR LA SIGUIENTE FORMULA:

$$I = 1974A \sqrt{\frac{\log\left(\frac{T_M - T_A}{234 + T_A} + 1\right)}{33S}}$$

- EN DONDE:

I = CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN AMPERS.

A = SECCIÓN TRANSVERSAL DE LAS BARRAS EN MM²

TM = TEMPERATURA DE FUSIÓN DEL COBRE (1083 °C)

TA = TEMPARATURA AMBIENTE (°C)

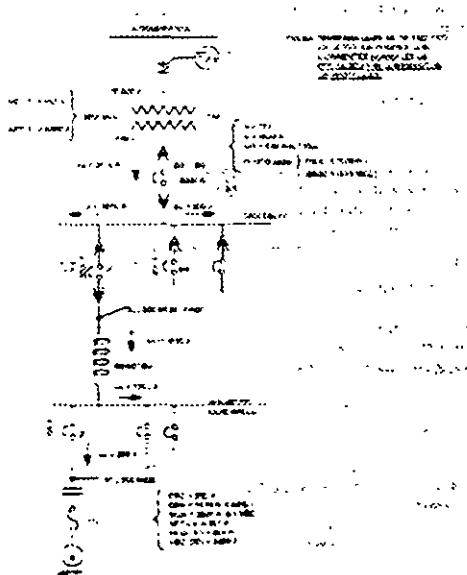
S = DURACIÓN DEL CORTO CIRCUITO EN SEGUNDO.

C) TRANSFORMADOR DE 200KVA

- DE ACUERDO A LA TABLA DE LA PAGINA 5-27, EL TRANSFORMADOR QUE TIENE UNA IMPEDANCIA MENOR AL 6% DEBE SER PROTEGIDO A 600% DEL LADO PRIMARIO Y A 250% EN EL LADO SECUNDARIO.

$NEC - T_1 = I_p \times 6 = 77 \times 6 = 462 \text{ A}$
 $NEC - T_2 = I_s \times 2.5 = 2624 \times 2.5 = 6560 \text{ A.}$

- EL PUNTO ANSI SE DETERMINA EN BASE A LA TABLA DE LA PAGINA 5-30, Y COMO SE TRATA DE UNA IMPEDANZIA DE 5.75%, ESTE SERA DE 10.1 X Y 3.75 SEGUNDOS (CONEXIÓN DELTA - ESTRELLA), POR LO QUE
- PUNTO ANSI = 10.1 X 77 = 778 A
- (3 75 SEGUNDOS)



● PASO No 4 ELABORACIÓN DE CURVAS TIEMPO-CORRIENTE.

A) CURVA TIEMPO.CORRIENTE NO.1

MUESTRA LA PORCIÓN DEL CIRCUITO MAS ALEJADA DE LA FUENTE, INCLUYENDO

- MOTOR DE 200 HP. CON SU PERFIL DE OPERACIÓN (MCA, CRB, CPC Y DURACIÓN) SE MUESTRA TAMBIÉN LOS REQUERIMIENTOS NCE - OL Y NEC - OC
- CABLE DE 350 MCM. SE TRAZA SU CURVA DETERMINANDO DOS PUNTOS DE ELLA:

$$\left(\frac{I}{CM} \right)^2 t = 0.0297 \log \left(\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234} \right)$$

- $T_1 = 75^\circ\text{C}$
- $T_2 = 150^\circ\text{C}$
- PARA $t = 0.01 \text{ SEG.}$
- $I = 185.297 \text{ AMPERS}$
- PARA $t = 0.1 \text{ SEG.}$
- $I = 52.596 \text{ AMPER}$

EL ELEMENTO TÉRMICO PARA PROTECCIÓN DE SOBRECARGA AL MOTOR, TIPO CR224 DE GE, 270 A, AJUSTADO AL 100% QUEDA ENTRE LA C P C Y EL VALOR NEC-0L

- INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO DE 350 A., SIN AJUSTE TÉRMICO Y CON AJUSTE MAGNÉTICO A $3500 \pm 10\%$ AMPERS; ESTE VALOR COINCIDE CON EL VALORE NEC-OC₂. LA CURVA DEL INTERRUPTOR SE CORTA EN (23,113 A) QUE ES EL CORTO CIRCUITO ASIMÉTRICO EN EL TABLERO DE SERVICIOS GENERALES.

B) CURVA T C No 2

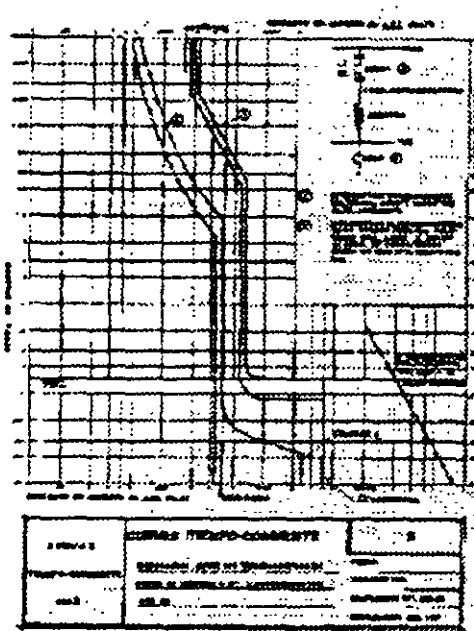
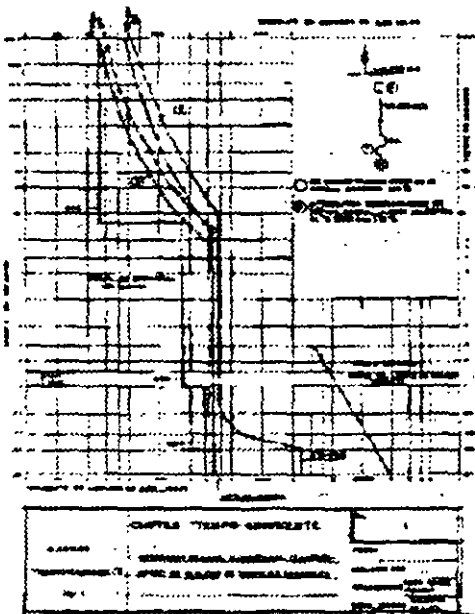
- SE MUESTRA LA COORDINACIÓN ENTRE EL INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO 2 Y EL RELEVADOR DE ESTADO SÓLIDO DEL ELECTROMAGNÉTICO 3 ESTE DIBUJO CONTIENE:

- INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO 350 A.
- LIMITE DE CALENTAMIENTO DE 3 CABLES DE 500 MCM (1500 MCM)
- INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO, SENSOR A 2000 A., BANDA DE TIEMPO LARGO (L.T.) AJUSTADO A 1. LA CORRIENTE DEL SENSOR Y TIEMPO MÍNIMO: SE BUSCA ESTAR A LA DERECHA DE I_{N3} BANDA DE TIEMPO CORTO.

AJUSTADA A 3 VECES (6000 A) Y CURVA DE 0.11 SEG.; SE PROCURA ESTAR A LA DERECHA DE $I_{N3} + MCA$ (3950 A), ESTA CURVA SE CORTA EN $I'_{D4} = 40.000 A$.

C) CURVAS TIEMPO CORRIENTE No 3

- SE REFIEREN A LA COORDINACIÓN ENTRE LOS INTERUPTORES ELECTROMAGNETICOS DERIVADOS Y EL PRINCIPAL DEL TABLERO No. 5 DE SERVICIOS PROPIOS.

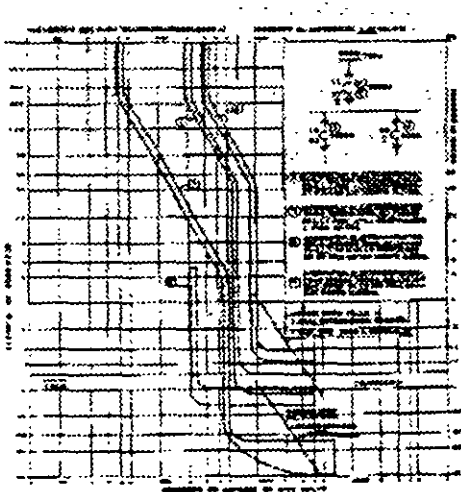


- INTERRUPTOR DERIVADO, 400 AMPERES (No. 4) BANDA INSTANTÁNEA: SE AJUSTA EL VALOR MÁXIMO, $12 X = 4800$ AMPERES, CON OBJETO DE TENER CIERTA SELECTIVIDAD CON LOS INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS DEL TABLERO QUE ESTE INTERRUPTOR ALIMENTA.
- EN FALLAS MENORES A 4800 A., OPERAN LOS TERMOMAGNETICOS Y SI ESTA ES MAYOR, OPERAN TANTO PRINCIPAL COMO DERIVADOS. ESTA PORCION INSTANTÁNEA DE LA CURVA SE CORTA A 53,742 A., VALOR DE LA FALLA TRIFASICA ASIMÉTRICA EN ESE PUNTO. LA BANDA L.T. SE AJUSTA A 1.0X. CURVA MÍNIMA.
- INTERRUPTOR PRINCIPAL, 3000 AMPERES. DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN DE FASE No 5 DEBE PROTEGER AL TRANSFORMADOR, Y SU BANDA L.T. DEBE QUEDAR A LA IZQUIERDA DE 250% DE I_s (6560 AMPERES).
 - DEBE PERMITIR QUE EL TRANSFORMADOR LLEVE SU PLENA CAPACIDAD EN FORMA PERMANENTE. (2624 A).
 - DEBE PROTEGER A LAS BARRAS COLECTORAS. DE 3000 A.
 - DEBE COORDINARSE CON LOS DISPOSITIVOS 3 Y 7
- SE ESCOGE UN PICK-UP DE 1.0 Y LA CURVA MÍNIMA PARA LA BANDA L.T. LA BANDA DE TIEMPO CORTO SE AJUSTA A LA DERECHA DE LA BANDA S.T DEL DISPOSITIVO No 3: SE ESCOGE $3X = 9000$ A Y UN AJUSTE DE TIEMPO DE 0.25 SEG. LA CURVA SE CORTA A 40,000 AMPERES. VALOR DE LA CORRIENTE TRANSITORIA I_{D4}
- BANDA DE TIERRA G. TIENE POR OBJETO PROTEGER CONTRA FALLAS DE ARQUEO.
- LA FALLA PROBLABLE MÍNIMA DE ARQUEO ES EL 19% DE LA FALLA TRIFÁSICA.

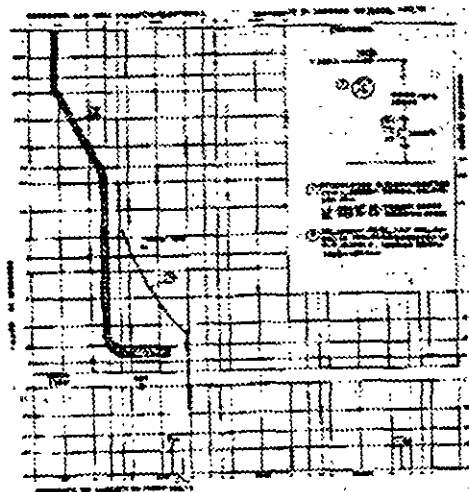
D) CURVAS TIEMPO CORRIENTE No 4

- SE COORDINAN EL RELE IAC 53 B EN 15 KV. CON EL RELE DE ESTADO SÓLIDO DEL INTERRUPTOR PRINCIPAL EN BAJA TENSION.
- LA TENSION BASE ES DE 15 KV. Y TODA LAS CORRIENTES SE CALCULAN EN ESA BASE:
 - 3000 AMPERS -----> $3000 (40 / 15000) = 88$ A.
 - ASÍ SE PROCEDE PARA LOS DEMÁS VALORES, TRANSPORTANDO CON ESTO LOS VALORES EN B.T. AL LADO DE 15 KV.
- RELEVADOR 50/51 SE DEBE AJUSTA CONSIDERANDO LO SIGUIENTE:
 - DEBE COORDINARSE CON EL INTERRUPTOR EN BAJA TENSION.
 - DEBE QUEDAR A LA IZQUIERDA DEL VALOR FIJADO POR EL NEC PARA ALTA TENSION ($400 \% I_p$ 308A).
 - DEBE OPERAR ANTES DEL PUNTO ANSI

- PARA CUMPLIR CON ESTO, EL RELEVADOR SE AJUSTA A UN PICK-UP DE 300A PRIMARIOS (DADA LA RELACIÓN DE LOS T.C, $150/5 = 30$, EL "TAP" DEBE SER 10) LA CURVA DE TIEMPO SELECCIONADA ES LA No. 2.
- DADO QUE ESTE RELEVADOR 50/51 ES SENSIBLE A LAS FALLAS SUBTRANSITORIAS Y ASIMÉTRICAS, EL INSTANTÁNEO DEBE AJUSTARSE A UN VALOR MAYOR QUE 53,742 A., O SEA LA CORRIENTE DE FALLA EN EL SECUNDARIO (1576 A., REFERIDO AL PRIMARIO), SE SELECCIONA UN AJSTE. DE 60 AMPERES, EQUIVALENTE A. $60 (15000/440) = 61,363 A$



CURVAS	CLASIAS TIEMPO-CORRIENTE	2
TIEMPO-CORRIENTE	INSTANTANEO	
No. 2		



CURVAS	CLASIAS TIEMPO-CORRIENTE	4
TIEMPO-CORRIENTE	INSTANTANEO	
No. 4		

2.4 REQUERIMIENTOS DE PROTECCION DE LOS ELEMENTOS PRINCIPALES DE UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL.

ES NECESARIO ESTABLECER LOS LIMITES DE VALORES DE CORRIENTE, INFERIORES Y SUPERIORES EN EL QUE TRABAJA EL EQUIPO, Y UN BUEN METODO ES ESTABLECIENDO:

- 1.- CONDICIONES DE OPERACION.
- 2.- REQUERIMIENTOS MINIMOS DE PROTECCION.
- 3.- NIVELES DE CORRIENTE MAXIMOS QUE PUEDEN SOPORTAR LOS EQUIPOS (ANTES DE DAÑARSE).

2.4.1 CONDICIONES DE OPERACION.

- LAS PROTECCIONES DEBEN SER INSENSIBLES A LAS CORRIENTES NORMALES, COMO POR EJEMPLO:

- CORRIENTES A PLENA CARGA
- SOBRECARGAS PERMISIBLES
- ARRANQUE DE MOTORES
- CORRIENTES TRANSITORIAS (INRUSH)

ESTOS DATOS PUEDEN OBTENERSE DE LOS FABRICANTES DE EQUIPO, EN LAS PLACAS DE LOS APARATOS O EN LOS VALORES DE NORMA.

CUANDO NO SE DISPONGA DE DATOS, LAS SIGUIENTES APROXIMACIONES SON NORMALMENTE ADECUADAS:

DE LO ANTERIOR, SE PUEDE ESTABLECER QUE LA CAPACIDAD DEL --
TRANSFORMADOR ES LA CORRIENTE A PLENA CARGA MULTIPLICADA POR EL --
FACTOR DE ENFRIAMIENTO Y POR EL FACTOR DE ELEVACION DE TEMPERATURA.

CORRIENTE DE INRUSH POR MAGNETIZACION:

- + 12 VECES AMPERS A PLENA CARGA PARA TRANSFORMADORES TIPO SUBESTACION Y PEDESTAL.
- + 8 VECES AMPERS A PLENA CARGA PARA UNIDADES TIPO CENTRO_ DE CARGA.
- + 8-25 VECES PARA TRANSFORMADORES TIPO SECO PARA DISTRIBU CION EN BAJA TENSION.

CABLE

LA CAPACIDAD DE SOBRECARGA DEPENDE DEL TIPO DE INSTALA---
CION. LAS TABLAS DE CONDUCTORES EN EL NATIONAL ELECTRIC CODE SIR--
VEN DE GUIA.

2.4.2. REQUERIMIENTOS MINIMOS DE PROTECCION.

LOS CODIGOS Y STANDARDS LIMITAN LOS AJUSTES DE LOS EQUI--
POS DE PROTECCION.

MOTORES

PARA MOTORES ARRIBA DE 600 VOLTS, EL NEC. EN SU ARTICULO_
430, PARTE J, REQUIERE QUE CADA MOTOR SEA PROTEGIDO CONTRA SOBRE--
CARGAS PELIGROSAS MEDIANTE PROTECCION TERMICA INTERNA O EXTERNA. -
LA PROTECCION CONTRA CORRIENTES DE FALLA ES MEDIANTE INTERRUPTORES
Y FUSIBLES.

- MOTORES:

UN H.P. ES APROXIMADAMENTE IGUAL A UN KVA PARA MOTORES DE INDUCCION Y F.P. DE 0.8. EN MOTORES SINCRONOS CON F.P. DE LA UNIDAD, UN H.P. ES IGUAL A 1.25 KVA.

FACTOR DE SERVICIO DE 1. POR LO TANTO NO HAY CAPACIDAD PARA SOBRECARGARLO.

CORRIENTE TRANSITORIA DE INRUSH IGUAL A 1.76 PARA M.T. Y 1.5 PARA MOTORES EN B.T., VECES LA CORRIENTE A ROTOR BLOQUEADO, CON UNA DURACION DE 0.1 SEGUNDOS.

CORRIENTE DE ROTOR BLOQUEADO IGUAL A 6 VECES CORRIENTE A PLENA CARGA EN MOTORES DE INDUCCION. PARA MOTORES SINCRONOS CON CARGAS DE BAJA INERCIA, ESTE VALOR ES 6 VECES. CON CARGAS DE ALTA INERCIA, LA CORRIENTE DE ROTOR BLOQUEADO SERA DE 9 VECES. EL TIEMPO DE DURACION ES DE 5 A 30 SEGUNDOS, DEPENDIENDO DE LA INERCIA DE LA CARGA.

PARA MOTORES ABAJO DE 600, EL N.E.C. REQUIERE EN SU ARTICULO 430, PARTE C, LO SIGUIENTE: PROTECCION CONTRA SOBRECARGA.

MOTORES PARA FACTOR DE SERVICIO		
NO MENOR A 1.15	—————	125%
MOTORES CON ELEVACION DE TEMPERATURA		
NO MAYOR A 40°C	—————	125%
TODO EL RESTO DE MOTORES	—————	115%

PARA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE, EL N.E.C. REQUIERE UN DISPOSITIVO DE VALOR NOMINAL O AJUSTADO A:

TIEMPO INVERSO EN INTERRUPTOR	250%
DISPARO INSTANTANEO EN INTERRUPTOR	700%
FUSIBLES SIN RETARDO DE TIEMPO	300%
FUSIBLES DE DOBLE ELEMENTO, CON RETARDO DE TIEMPO	175%

SI EL PROTECTOR CONTRA C.C. FORMA PARTE DE UNA COMBINACION - INTERRUPTOR-ARRANCADOR, SE PUEDE ELEVAR EL VALOR DE AJUSTE INSTANTANEO, PERO A NO MAS DE 1300%.

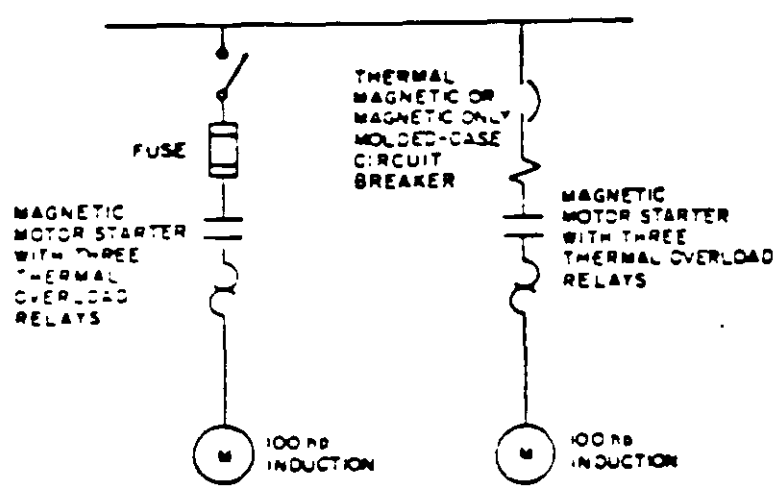


Fig 39

Motor Protection According to the NEC

TIPO DE MOTOR	Por ciento de la corriente a plena carga			
	Fusible sin retardo	Fusible con re- tardo doble Elemento	Interrup- tor disco no Instánt. *	Interrupcion directo inverso
1 ø, todos los tipos sin letra de código. Todos los motores de C.A. 1 ø y poli- fásicos jaula de ardilla y síncronos a voltaje pleno o a tensión reducida con reactor o resistencias:	300	175	700	250
Sin letra de código	300	175	700	250
Letra de código F a V	300	175	700	250
Letra de código B a E	250	175	700	200
Letra de código A	150	150	700	150
Todos los motores de C.A. jaula de ar- dilla y síncronos con arranque por autotransformador:				
No más de 30 Amp. sin letra de código	250	175	700	200
Más de 30 Amp.				
Sin letra de código	200	175	700	200
Letra de código F a V	250	175	700	200
Letra de código B a E	200	175	700	200
Letra de código A	150	150	700	150
Jaula de ardilla alta reactancia				
No más de 30 Amp. sin letra de código	250	175	700	250
Más de 30 Amp. sin letra de código	200	175	700	200
Rotor devanado sin letra de código	150	150	700	150

* Sólo puede usarse una unidad de disparo instantáneo cuando sea ajustable y cuando se use en una combinación estructural de arrancador e interruptor que tenga protección contra sobrecarga y cortocircuito intercalada en cada conductor activo, pudiendo ahora retardarse su ajuste más de 700, pero en ningún caso exceder el 1000 de la corriente a plena carga del motor.

PARA MOTORES ABAJO DE 600, EL N.E.C. REQUIERE EN SU ARTICULO 430, PARTE C, LO SIGUIENTE: PROTECCION CONTRA SOBRECARGA.

MOTORES PARA FACTOR DE SERVICIO		
NO MENOR A 1.15	—————	125%
MOTORES CON ELEVACION DE TEMPERATURA		
NO MAYOR A 40°C	—————	125%
TODO EL RESTO DE MOTORES	———	115%

PARA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE, EL N.E.C. REQUIERE UN DISPOSITIVO POSITIVO DE VALOR NOMINAL O AJUSTADO A:

TIEMPO INVERSO EN INTERRUPTOR	250%
DISPARO INSTANTANEO EN INTERRUPTOR	700%
FUSIBLES SIN RETARDO DE TIEMPO	300%
FUSIBLES DE DOBLE ELEMENTO, CON RETARDO DE TIEMPO	175%

SI EL PROTECTOR CONTRA C.C. FORMA PARTE DE UNA COMBINACION - INTERRUPTOR-ARRANCADOR, SE PUEDE ELEVAR EL VALOR DE AJUSTE INSTANTANEO, PERO A NO MAS DE 1300%.

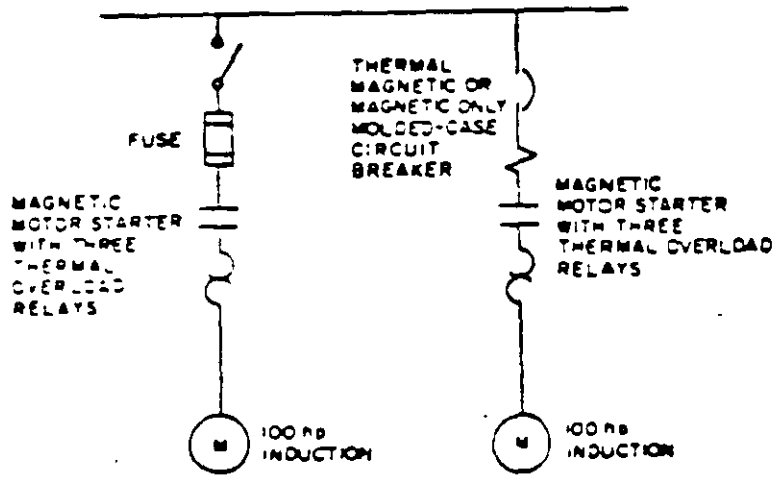
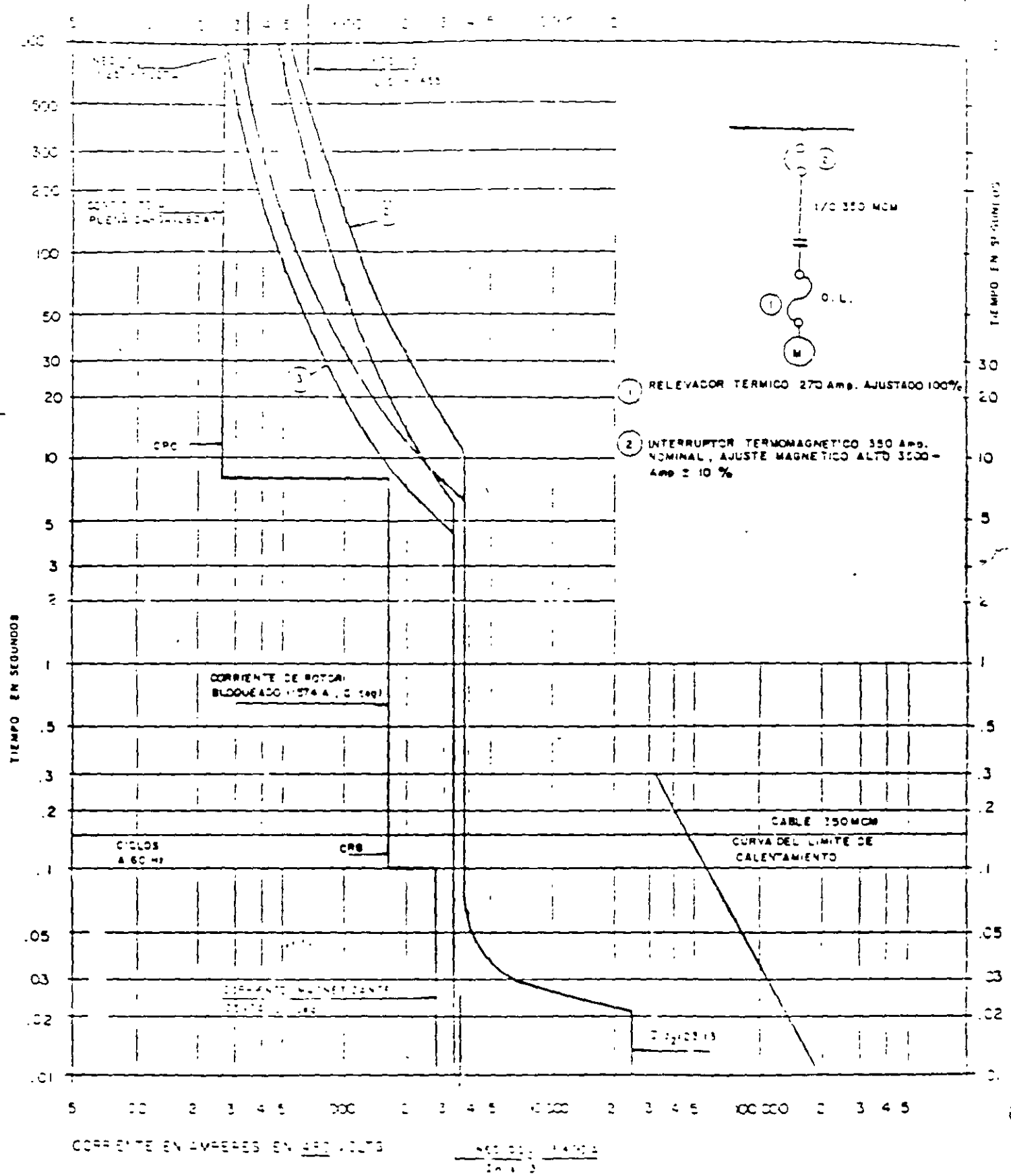


Fig 39

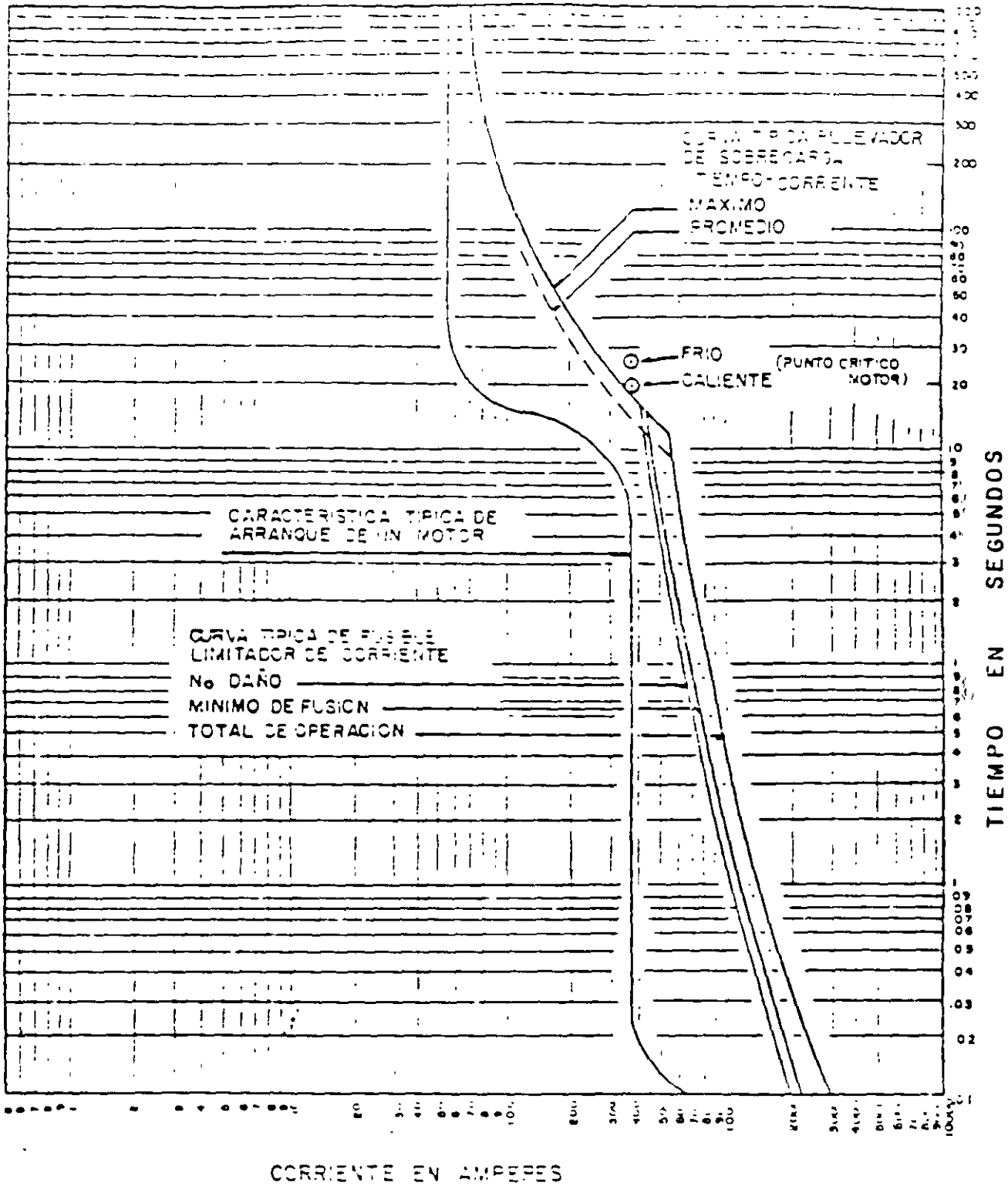
CORRIENTE EN AMPERES EN 480 VOLTS



CORRIENTE EN AMPERES EN 480 VOLTS

150 KW 1500 V 3 PH 3

PROTECCION TIPICA PARA UN MOTOR EN BAJA TENSION DE 150 KW



PROTECCION TIPICA CONTRA SOBRECARGA Y CORTO CIRCUITO PARA TENSION MEDIA

CABLES

EL N.E.C. REQUIERE QUE LOS CABLES SEAN PROTEGIDOS CONTRA SOBRECORRIENTES COMO SIGUE:

CABLE ALIMENTADOR, TENSION MENOR O IGUAL A 600 V., DENTRO DE SU AMPACIDAD (ARTICULO 240-3).

CABLE ALIMENTADOR ARRIBA DE 600 VOLTS. UN FUSIBLE SELECCIONADO PARA UNA CORRIENTE PERMANENTE QUE NO EXCEDA 3 VECES LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR, O UN INTERRUPTOR QUE TENGA UN AJUSTE DE DISPARO DE NO MAS DE 6 VECES LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR (ARTICULO - 240-100).

CABLES.

LOS CABLES DEBERAN DE PROTEGERSE CONTRA LOS DAÑOS POR LA ELEVACION DE TEMPERATURA QUE SE PRESENTA DURANTE UN CORTO CIRCUITO, PROCURANDOSE LIMITAR ESTE DAÑO A UNA REDUCCION DE 1% EN LA VIDA UTIL DEL CABLE PARA CADA FALLA. LA ASOCIACION ESTADOUNIDENSE "INSULATED POWER CABLE ENGINEERS ASSOCIATION" (IPCEA) RECOMIENDA UNA SERIE DE TEMPERATURAS MAXIMAS QUE SE DEBEN DE ALCANZAR DEPENDIENDO DEL TIPO DE AISLAMIENTO DEL CABLE. LA SIGUIENTE TABLA NOS PROPORCIONA UNA IDEA DE LOS LIMITES DE TEMPERATURA QUE PUEDEN SOPORTAR LOS DISTINTOS TIPOS DE CABLES.

DESIGNACION N.E.C.	MAXIMA TEMPERATURA CONTINUA (°C)	MAXIMA TEMPERATURA TRANSITORIA EN EL CONDUCTOR (°C)
XHHW, RHH, RHW (600V-5KV SOLO)	90	250
XHHW (SOLO 600V)	90	250
RHW (SOLO 600V) RHH	75	200
THW, THWN (600V) PVC POLIETILENO, THHN	75 90 75	150 150 150

CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO — MILES DE AMPERES

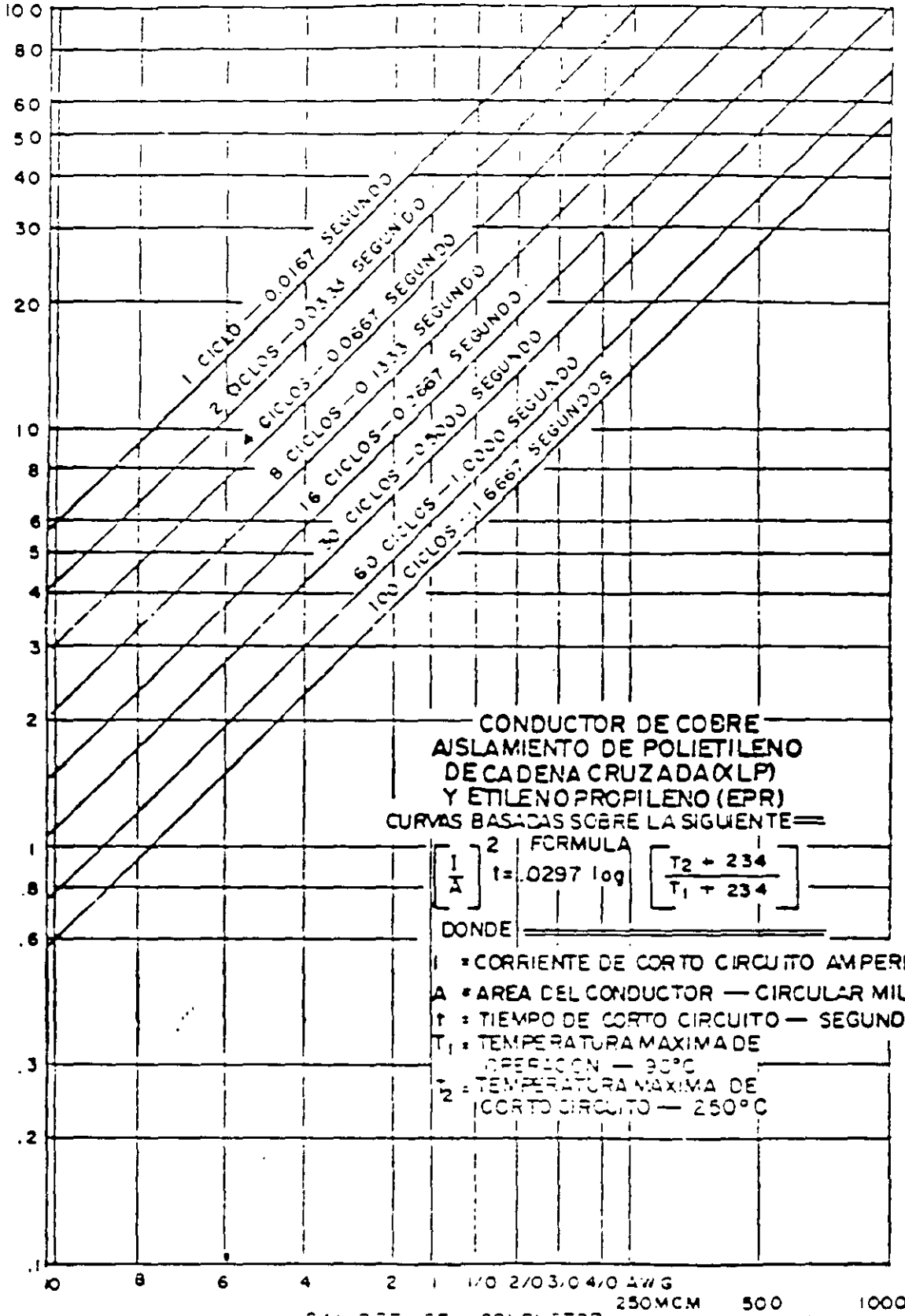


FIG. 2-5

CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA

3.4.3 NIVELES DE CORRIENTE MAXIMOS QUE PUEDEN SOPORTAR -
LOS EQUIPOS.

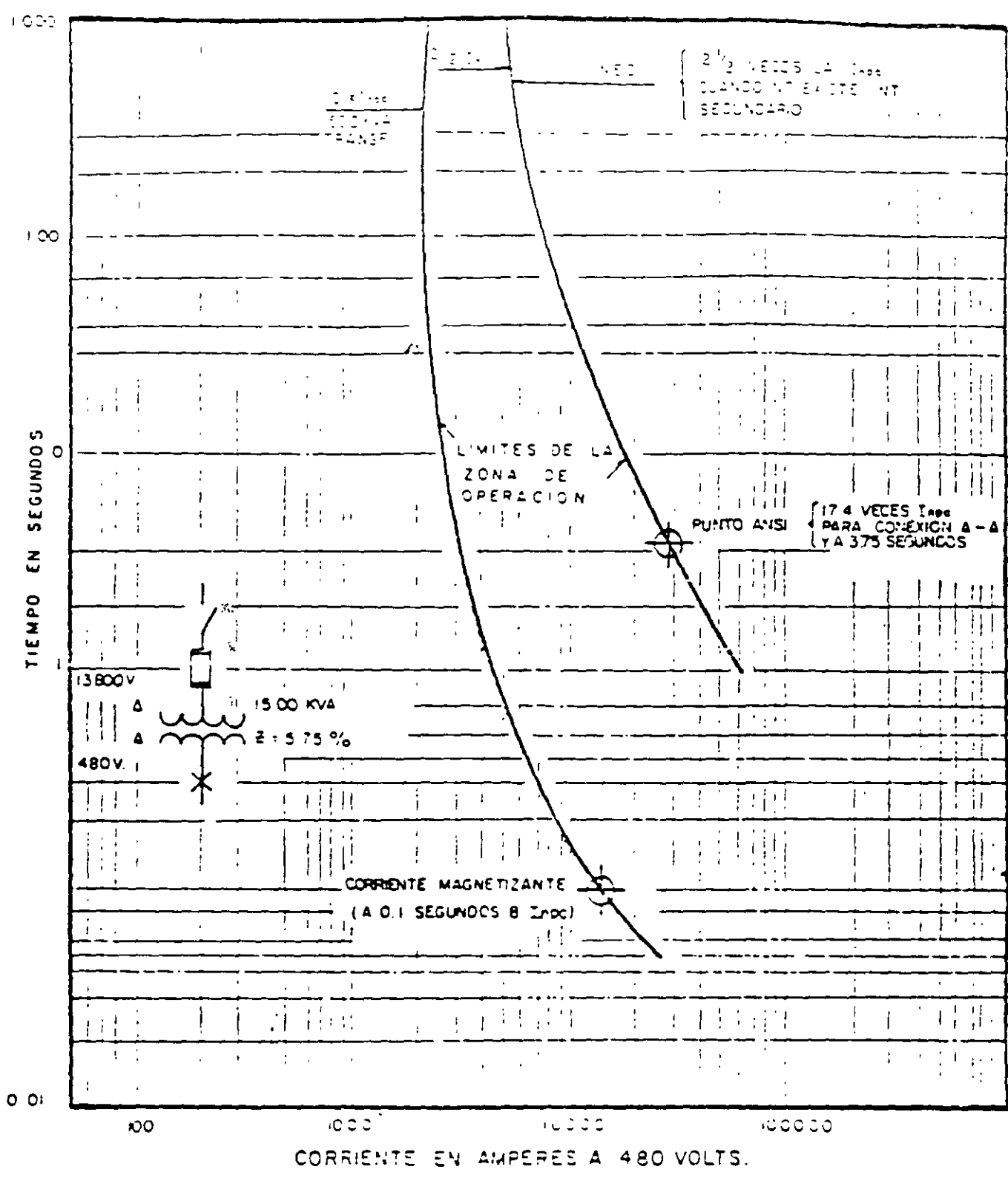
MOTORES. ES EL TIEMPO EN QUE UN MOTOR PUEDE PERMANECER -
CON EL ROTOR BLOQUEADO.

TRANSFORMADORES. SE DENOMINA COMO EL PUNTO ANSI (ANSI -
C57.12.00, 1973). ESTE PUNTO IDENTIFICA LOS REQUERIMIENTOS DE
DISEÑO MEDIANTE LOS CUALES LOS DEVANADOS PUEDEN SOPORTAR, SIN
DAÑO, LOS ESFUERZOS MECANICOS Y TERMICOS CAUSADOS POR LOS COR-
TOS CIRCUITOS. LA TABLA SIGUIENTE RESUME ESTOS VALORES.

TRANSFORMADORES

CAPACIDAD DE SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES DEPENDIENTE DEL TIPO DE ENFRIAMIENTO Y CLASE DE AISLAMIENTO.

TIPO	CAPACIDAD KVA	ENFRIAMIENTO		TEMPERATURA		
		TIPO	FACTOR	ELEVACION	FACTOR	
SECO	≤ 2500	AA	1.0	150°C	1.0	
		FA	1.3			
LIQUIDO TIPO CENTRO DE CARGA	≤ 2500	OA	1.0	55/65°C	1.12	
				65°C	1.0	
	< 500	FA	1.0	55/65°C	1.12	
				65°C	1.0	
	> 500 ≤ 2000	FA	1.15	55/65°C	1.12	
				65°C	1.0	
	> 2000 ≤ 2500	FA	1.25	55/65°C	1.12	
				65°C	1.0	
	LIQUIDO TIPO SUBESTACION PRIMARIA		OA	1.0	55°C	1.00
					55/65°C	1.12
FA			1.33	55°C	1.00	
				55/65°C	1.12	
FOA			1.67	55°C	1.00	
				55/65°C	1.12	



ZONA DE OPERACION PARA EL DISPOSITIVO DE OPERACION EN EL PRIMARIO DE UN TRANSFORMADOR CONEXION DELTA-DELTA SIN INTERRUPTOR PRINCIPAL EN EL LADO SECUNDARIO

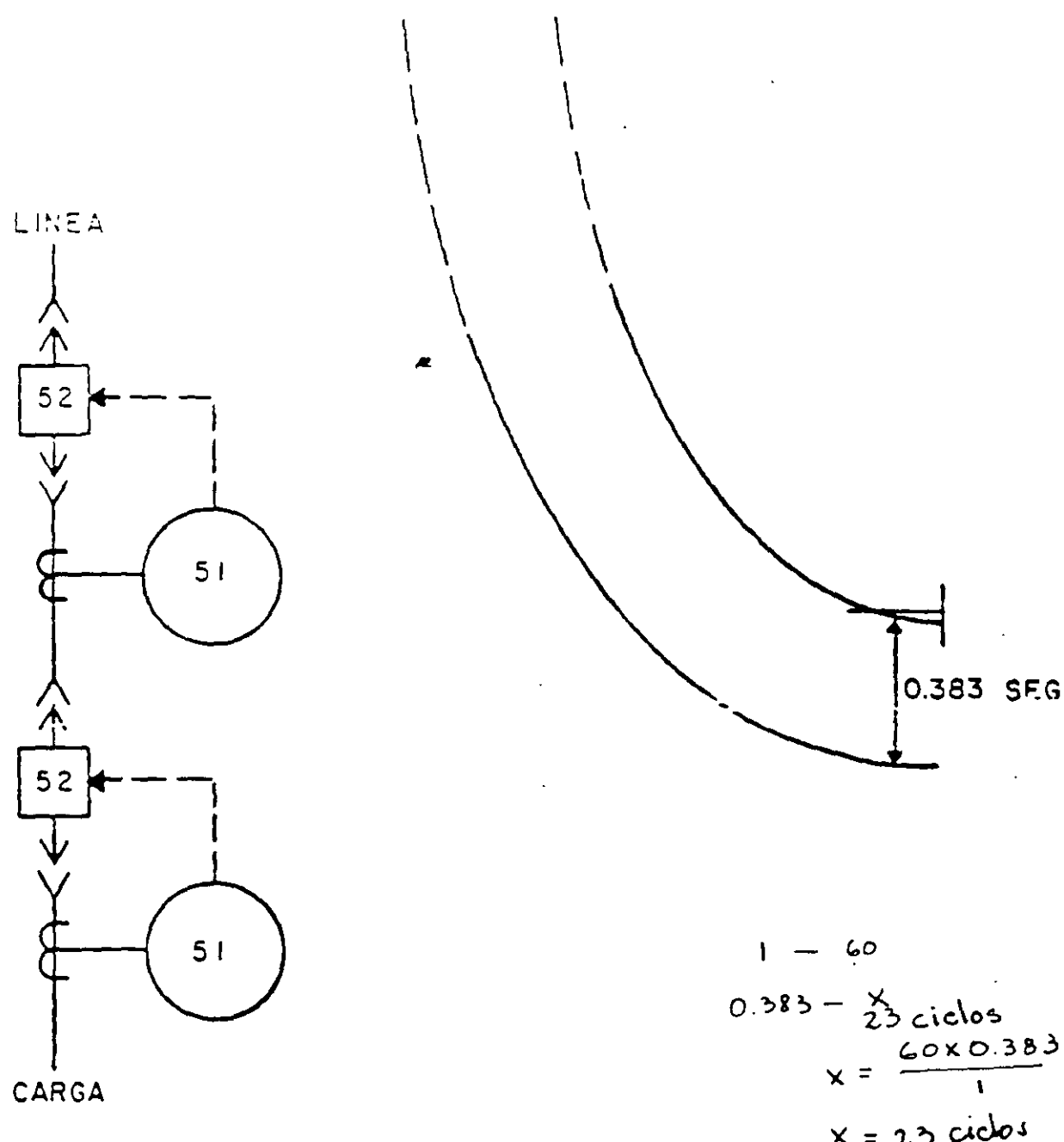


FIG. M2 (A)

RELEVADOR CON RELEVADOR

EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE
 0.083 S TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR (5 CICLOS)
 0.10 S SOBRECARRERA DEL DISCO DE INDUCCION
 0.20 S MARGEN DE SEGURIDAD

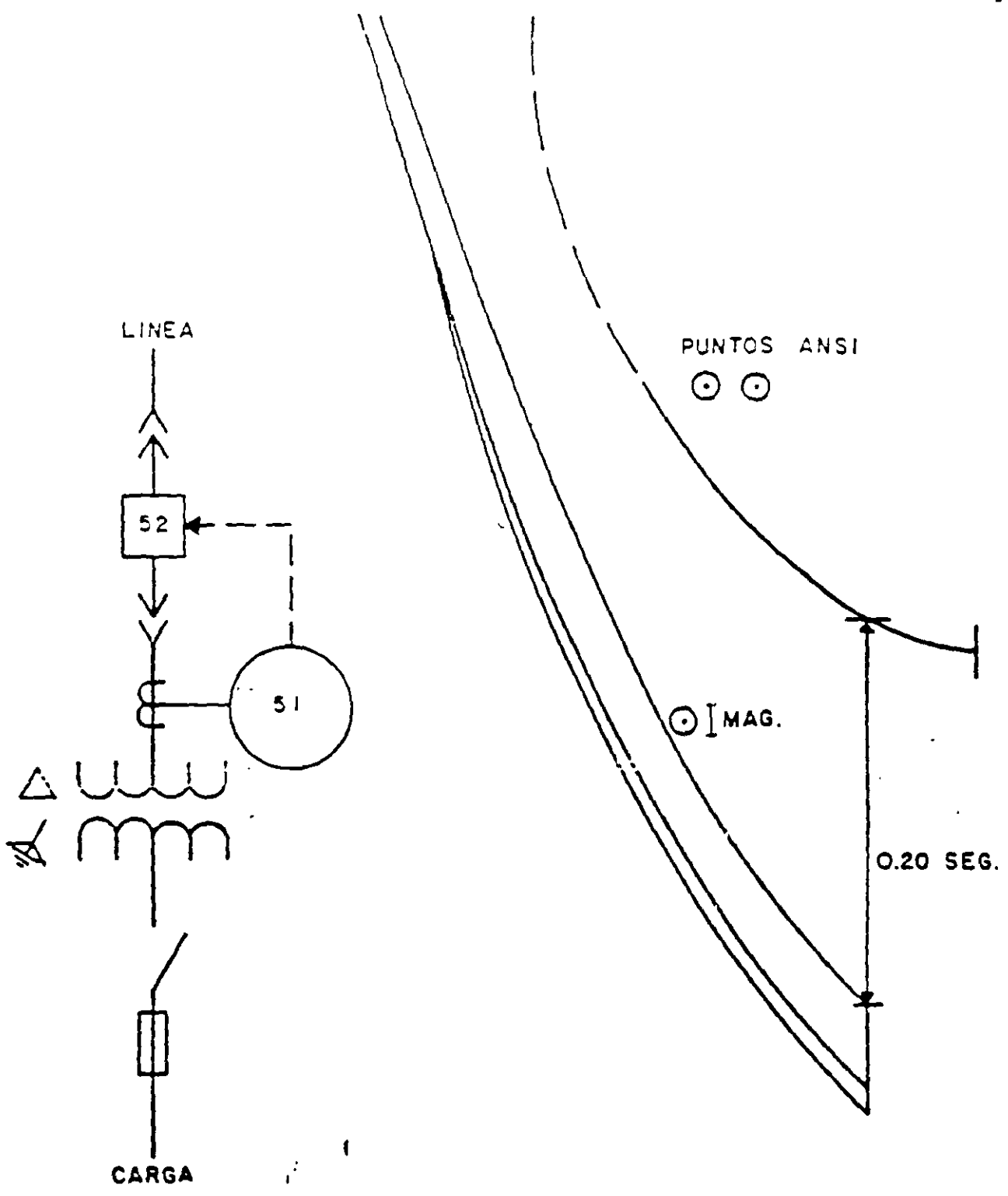


FIG. M2 (B)

FUSIBLE DE BAJO VOLTAJE CON RELEVADOR DE TIEMPO INVERSO

EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE
 0.10 S MARGEN DE SEGURIDAD
 0.10 S SOBRECARRERA DEL DISCO DE INDUCCION

IMPEDANCIA	CARGO PRIMARIO		CARGO SECUNDARIO			
	FUSIBLE	INTERFUSIBLE	FUSIBLE		FUSIBLE	
			≤ 600 V	> 600 V	≤ 600 V	> 600 V
TODAS		≤ 3 X	≤ 2.5 X	No existe (Unicamente primaria)	No existe (Unicamente primaria)	No existe (Unicamente primaria)
≤ 5%	> 600 V	≤ 5 X	≤ 3 X	≤ 3 X	≤ 2.5 X	≤ 2.5 X
> 5% < 10%		≤ 4 X	≤ 3 X	≤ 2.5 X	≤ 2.25 X	≤ 2.5 X
TODAS	≤ 600 V	≤ 1.25 X	≤ 1.25 X			No existe (Unicamente primaria)
≤ 6%		≤ 2.5 X	≤ 2.5 X			≤ 1.25 X
> 6% < 10%		≤ 6 X	≤ 6 X			I.T.P.
		≤ 4 X	≤ 4 X			

I.T.P. = PROTECCION TERMICA INTEGRAL. (PROPORCIONADA POR EL FABRICANTE.)

DETERMINACION DEL PUNTO ANSI

% IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR	CORRIENTE SIMETRICA EN CUALQUIER DEVANADO				PERIODO DE TIEMPO EN SEGUNDOS
	Δ Δ		Y Y		
	CONEXION		CONEXION		
4 o menos	25 X In	14.5 X In		2.00	
5	20 X In	11.6 X In		3.00	
5.25	19 X In	11.0 X In		3.25	
5.50	18.2 X In	10.5 X In		3.50	
5.75	17.4 X In	10.1 X In		3.75	
6.00	16.6 X In	9.6 X In		4.00	
6.50	15.4 X In	8.9 X In		4.50	
7.00	14.3 X In	8.3 X In		5.00	
8.00	12.5 X In	7.3 X In		5.00	

Para conexión Δ/Y el valor de la corriente ANSI

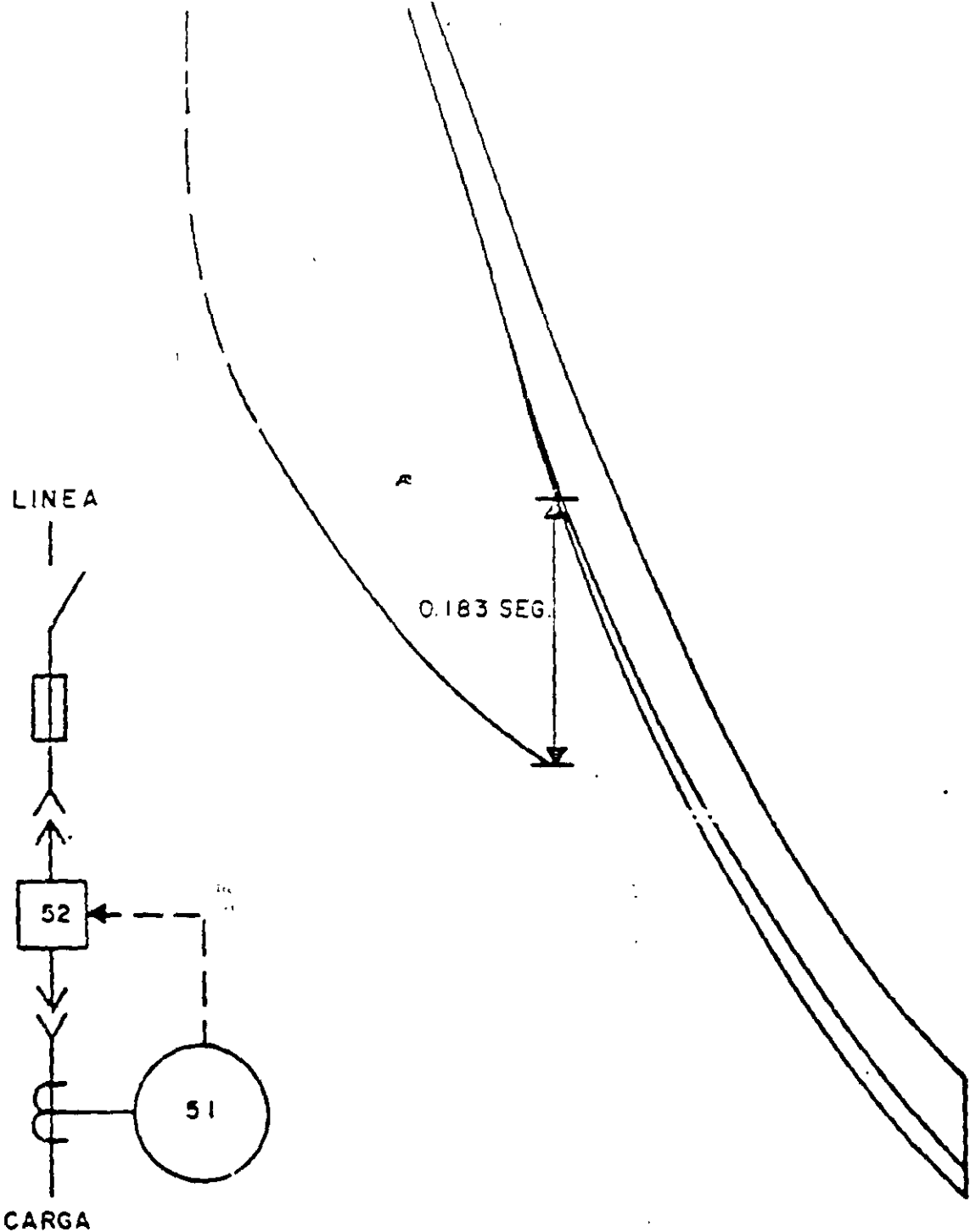


FIG. M 2 (C)

FUSIBLE CON RELEVADOR DE TIEMPO INVERSO

EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE:
 0.063 S TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR (5 CICLOS)
 0.10 S MARGEN DE SEGURIDAD

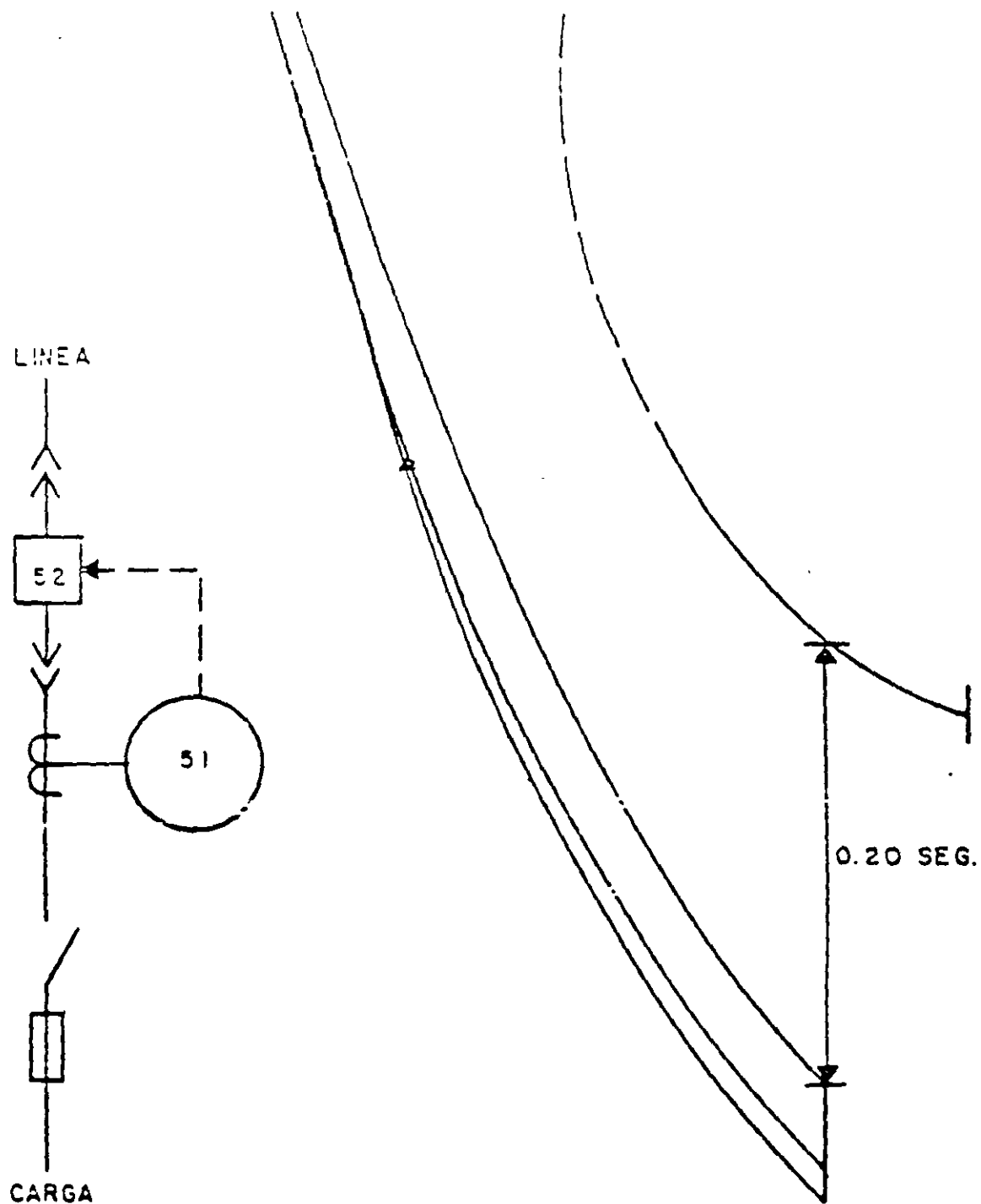


FIG. M2 (D)

RELEVADOR DE TIEMPO INVERSO CON FUSIBLE

EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE
 0.10 S SOBRECARRERA DEL CSCO DE INDUCCION
 0.10 S MARGEN DE SEGURIDAD

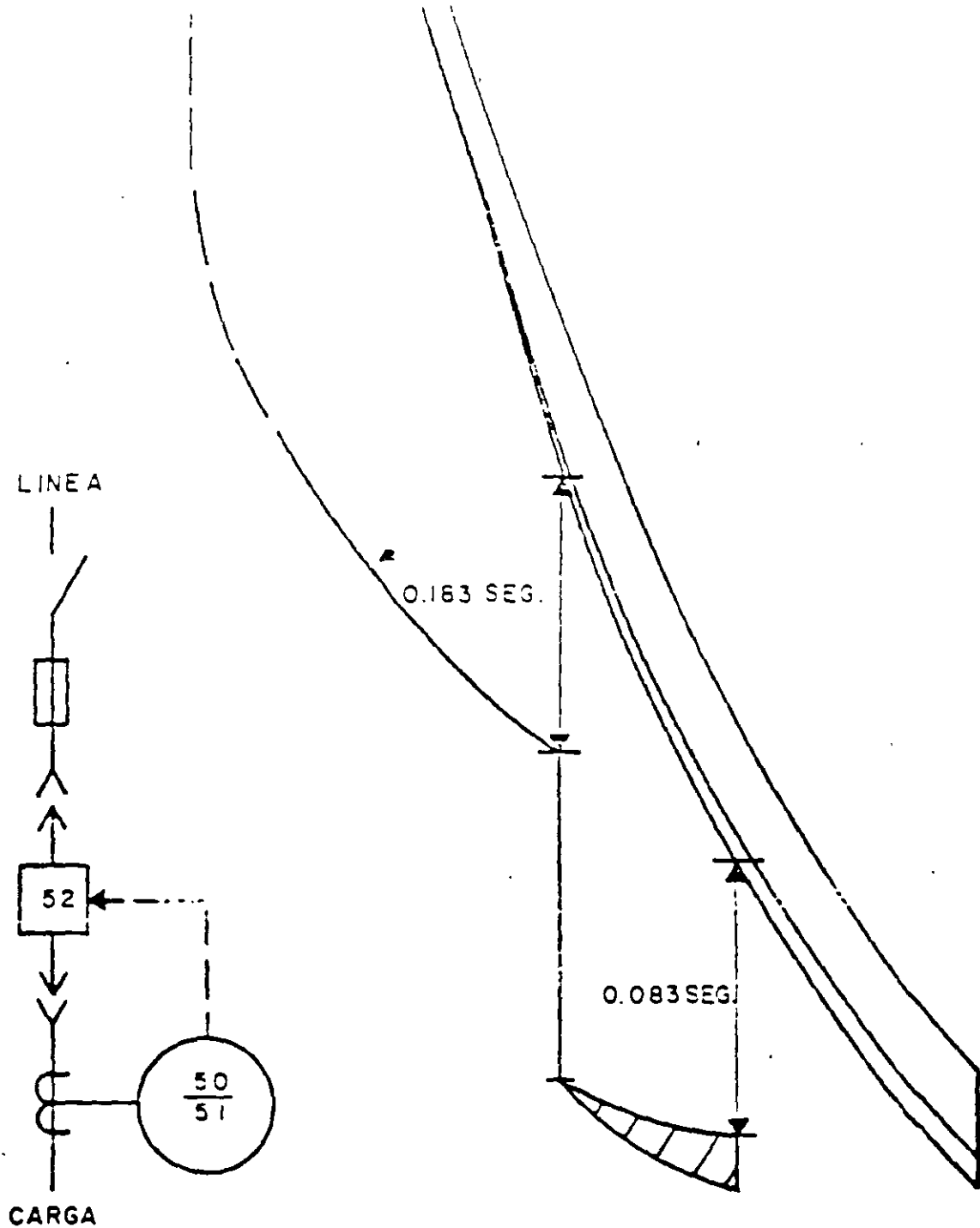


FIG. M2 (E)

FUSIBLE Y RELEVADOR DE TIEMPO INVERSO CON UNIDAD INSTANTANEA

EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE
 0.083 S TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR (5 CICLOS)
 0.010 S MARGEN DE SEGURIDAD

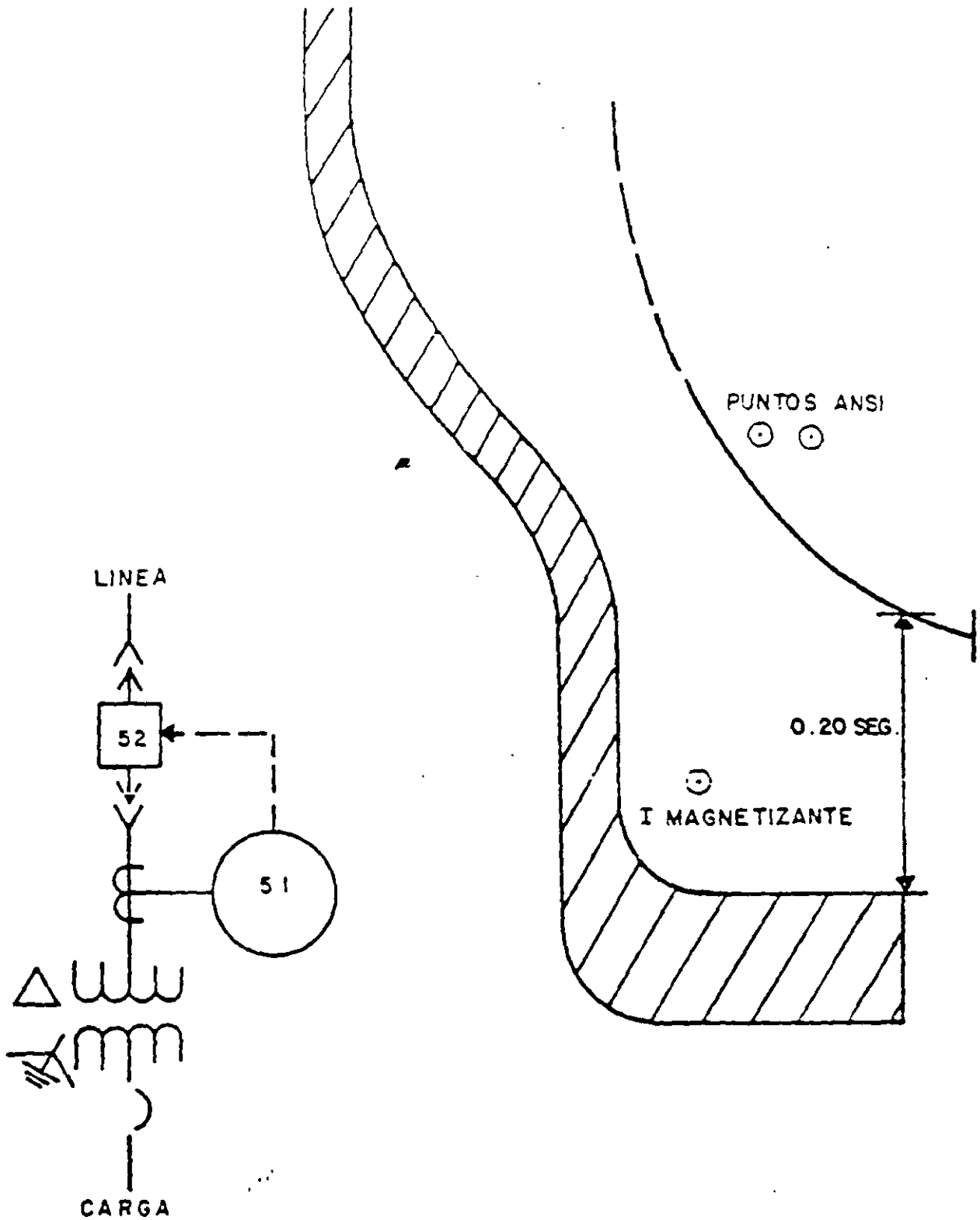


FIG. M2 (F)

RELEVADOR CON INTERRUPTOR DE BAJO VOLTAJE
(TERMOMAGNETICO)

EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE
0.10 S SOBRECARRERA DEL DISCO DE INDUCCION
0.10 S MARGEN DE SEGURIDAD

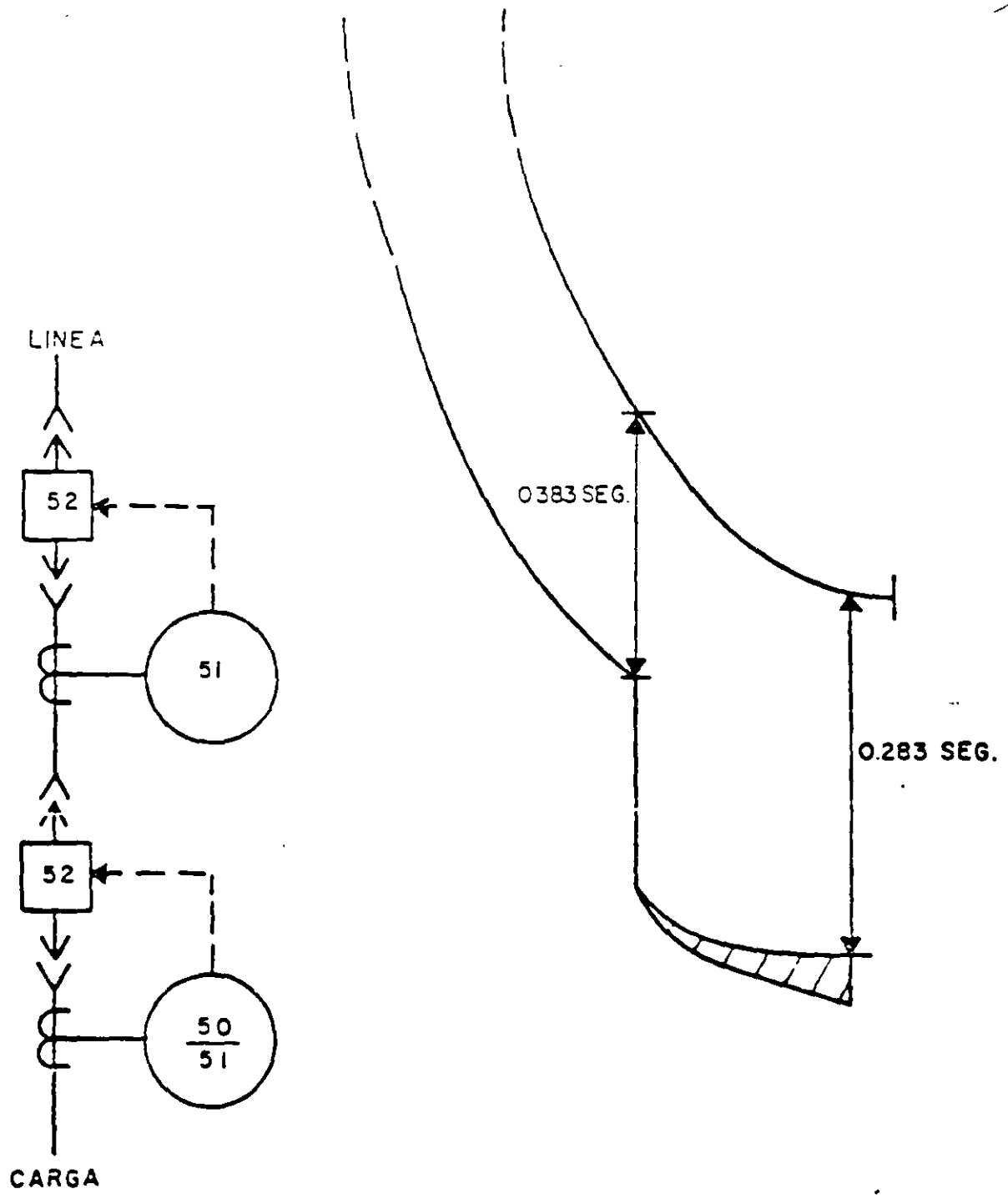


FIG. M 2 (G)

RELEVADOR CON RELEVADOR CON UNIDAD INSTANTANEA

- EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE:
- 0.083 S TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR (5 CICLOS)
 - 0.10 S SOBRECARRERA DEL DISCO DE INDUCCION
 - 0.10 S MARGEN DE SEGURIDAD (0.20 S PARA RELEVADOR A RELEVADOR)

EJEMPLO DE COORDINACION DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTE.

SELECCION DE RUTAS A COORDINAR.

Apoyados en el diagrama unifilar, a las condiciones de operación y a las cargas del sistema, se seleccionan tres rutas de coordinación, cada una de las cuales se estudia por separado, para después integrarlas y alcanzar la coordinación de todo el sistema.

RUTA DE COORDINACION No. 1.

Se tiene un circuito alimentador para un motor, cuyas características son:

Potencia: 6800 HP
Tensión: 13800 V
Corriente normal: 259A
Corriente de arranque: 1554
Tiempo de arranque: 10 seg.

El dispositivo de protección del motor es un relevador 49/50, -- marca SIEMENS, tipo 3UC3, y un transformador de corriente con relación 400/5 A.

a) Ajuste de la unidad de sobrecarga.

Según la curva dada por el fabricante se requiere determinar el "Valor de alcance" del disparador bimetálico considerando para éste una corriente nominal de 6A. Por lo tanto, para una sobrecarga del 15%:

$$I = 1.25 I_n \frac{I}{400} = 4.046 \text{ A. Esto equivale a un valor}$$

$$\text{de alcance de: } \frac{4.046}{6} = 0.674. \text{ El botón de alcance --}$$

afectado es de 0.65 .

SELECCIÓN Y APLICACIÓN DE RELEVADORES DE PROTECCION

Coordinación de Protecciones Eléctricas.

Contenido

Descripcion

- 1.0 Alcance, Introducción y generalidades sobre coordinación de protecciones.
- 2.0 Diagrama Unifilar Simplificado.
- 3.0 Memoria de Cálculo para el estudio de Coordinación de Protecciones.
- 4.0 Graficas de coordinacion y ajustes.
- 5.0 Conclusiones y Recomendaciones.

Apendice

- 1.0 Informacion tecnica de fabricantes.
- 2.0 Informacion de campo.

1.0 Alcance, Introducción y generalidades sobre coordinación de protecciones

Alcance

Este estudio comprende la Coordinación de Protecciones eléctricas de una Subestación Eléctrica.

1.0 Introducción y generalidades sobre coordinación de protecciones.

COORDINACION DE PROTECCIONES

1 INTRODUCCION

El objetivo del estudio de Coordinación de Protecciones es verificar y determinar las características, rangos y ajustes de los dispositivos de protección de la subestación eléctrica que aseguren, para que en un caso de falla en el sistema eléctrico, dejar fuera de servicio únicamente la parte averiada.

La coordinación es un análisis organizado tiempo-corriente de todas las curvas de los dispositivos de protección contra sobrecorriente en serie, desde el punto de utilización hasta la fuente; básicamente es una comparación del tiempo que estos tardan en operar cuando circulan corrientes anormales.

Las corrientes anormales que suelen presentarse se dividen en dos categorías:

- a) Corrientes por sobrecarga
- b) Corrientes debidas a cortocircuitos

Las corrientes por sobre carga se consideran aquellas superiores a la corriente a plena carga del motor (del orden del 115%).

Se consideran corrientes de cortocircuito a las de diez o más veces la corriente a plena carga (exceptuando las corrientes de falla de línea a tierra, cuando éstas se limitan a través de una impedancia de conexión a tierra).

2 CONSIDERACIONES GENERALES

2.1 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Para realizar un Estudio de Coordinación, en primer término es necesario contar con un Estudio de Cortocircuito. En este caso, se utilizaron los resultados de cortocircuito proporcionados por el cliente en su Dibujo ESR-EL-01 Diagrama Unifilar REV 1 de diciembre de 1996.

2.2. REQUISITOS MINIMOS DE PROTECCION

Los códigos y normas técnicas de instalaciones eléctricas fijan los límites dentro de los cuales deben ajustarse los dispositivos de protección.

Los principales equipos a proteger son: generadores, motores, transformadores y cables

a) Generadores.

Como principal elemento de suministro y debido a que una falla en él puede ocasionar gran cantidad de problemas, se utilizan esquemas de protección distintos a los utilizados para otros equipos del sistema eléctrico, sus ajustes de coordinación con los demás dispositivos de protección contra sobrecorriente, se realizan siguiendo las recomendaciones indicadas por el fabricante del generador o de acuerdo a las recomendaciones descritas en los catálogos de los relevadores de protección.

b) Transformadores.

Para encontrar los límites de protección, es necesario graficar las condiciones normales de operación y las de daño del transformador, que están determinadas principalmente por condiciones de diseño, capacidad y tipo de transformador utilizado

Entre las condiciones normales de operación se mencionan, las corrientes a plena carga, cuyo cálculo no presenta mayor problema y la corriente de magnetización (que se conoce como "punto inrush", y su duración es invariablemente de 0.1 segundos) y se calcula con ayuda de la tabla 1:

TABLA 1

CAPACIDAD A PLENA CARGA	MULTIPLO DE CORRIENTE
KVA < 1500	8
1500 < KVA < 3750	10
3750 < KVA	12

La capacidad de sobrecarga del transformador, depende del tipo de enfriamiento que utilice (AA, OA, FA Y FOA) y del factor de diseño por temperatura, por ejemplo 55° de elevación ó 55/65° C de elevación.

De acuerdo con la tabla 2, la capacidad de sobrecarga del transformador se obtiene, multiplicando la corriente a plena carga por el factor de enfriamiento y el factor por elevación de temperatura.

TABLA 2. FACTORES DE SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES

TIPO	CAPACIDAD KVA	ENFRIAMIENTO		TEMPERATURA	
		TIPO	FACTOR	ELEVACION	FACTOR
SECO	MENOR O IGUAL A 2500	AA	1.00	150° C	1.00
		FA	1.30	150° C	1.00
ENFRIADO EN CENTRO DE CARGA	MENOR O IGUAL A 2500	OA	1.00	55/65° C	1.12
			1.00	65° C	1.00
	MENOR A 500 Y MENOR O IGUAL A 2000	FA	1.00	55/65° C	1.12
				65° C	1.00
		FA	1.15	55/65° C	1.12
		65° C	1.00		
	MAYOR A 2000 Y MENOR O IGUAL A 2500	FA	1.15	55/65° C	1.12
				65° C	1.00
ENFRIAMIENTO EN SUBESTACION PRIMARIA		OA	1.00	55/65° C	1.12
			1.00	65° C	1.00
		FA	1.33	55° C	1.00
				55/65° C	1.12
		FOA	1.33	55° C	1.00
				55/65° C	1.12

Entre las condiciones de daño del transformador se encuentran la curva ANSI y el punto NEC (primario y secundario).

Su cálculo se realiza clasificando al transformador en una de las siguientes categorías:

TABLA 3

CATEGORIA	CAPACIDAD (KVA)	
	MONOFASICO	TRIFASICO
1	5-500	15-500
2	501-1667	501-5000
3	1668-10000	5001-30000
4	Arriba de 10000	Arriba de 30000

Dependiendo de la categoría se obtienen los valores de tiempo y corriente de acuerdo a la tabla 4, aplicando un factor de multiplicación según la conexión de los devanados del transformador (Factor ANSI, tabla 5).

TABLA 4

PUNTO	CATEGORIA DEL TRANSFORMADOR	TIEMPO (SEG)	CORRIENTE (AMP)
1	I	$t_1 = 1250 Z_T^2$	$I_1 = F_{ANSI}(I_{nom}/Z_T)$
	II	$t_1 = 2$	$I_1 = F_{ANSI}(I_{nom}/Z_T)$
	III IV	$t_1 = 2$	$I_1 = F_{ANSI}(I_{nom}/Z_T + Z_s)$
2	I	$t_2 = 4.08$	$I_2 = 0.7 I_1$
	III IV	$t_2 = 8.00$	$I_2 = 0.5 I_1$
3	I	$t_3 = 2551 Z_T^2$	$I_3 = I_2$
	III IV	$t_3 = 5000 (Z_T + Z_T)$	$I_3 = I_2$
4	TODAS	$t_4 = 50$	$I_4 = 5 F_{ANSI}(I_{nom})$

Donde

Z_T Impedancia del transformador en p.u. a los KVA BASE

Z_s Impedancia del sistema en p.u. a los KVA BASE

I_{nom} Corriente nominal del transformador con entramento tipo OA.

F_{ANSI} Factor de multiplicación ANSI

TABLA 5

CONEXION	FACTOR ANSI
DELTA - DELTA	0.87
DELTA - ESTRELLA ATERRIZADO	0.58
DELTA - ESTRELLA SIN ATERRIZAR	1.0
ESTRELLA ATERRIZADO - ESTRELLA SIN ATERRIZAR	1.0
ESTRELLA ATERRIZADO - ESTRELLA ATERRIZADO	1.0
ESTRELLA SIN ATERRIZAR - ESTRELLA SIN ATERRIZAR	0.87
ESTRELLA SIN ATERRIZAR - ESTRELLA ATERRIZADA	1.0
ESTRELLA ATERRIZADO - DELTA	1.0
ESTRELLA SIN ATERRIZAR - DELTA	1.0

En la norma oficial mexicana (NOM-001-SEDE-1999), se indican los máximos ajustes recomendados para los dispositivos de protección contra sobrecorriente de los transformadores (graficados en las hojas de coordinación a partir de la escala de los 1000 segundos). Para las capacidades y ajustes de los dispositivos de protección en múltiplos de la corriente a plena carga, el artículo 450, indica las consideraciones siguientes:

- Si el voltaje en el primario del transformador es igual o menor a 600 Volts, se requiere una protección primaria ajustada a no más del 125% de la corriente primaria nominal del transformador. Si el transformador cuenta con un dispositivo de sobrecorriente en el secundario, de capacidad o ajuste no mayor de 125% de la corriente nominal del secundario del transformador, no requiere tener un dispositivo de protección individual contra sobrecorriente en el primario, siempre que el dispositivo de sobrecorriente del alimentador primario esté calibrado o ajustado a un valor de corriente no mayor que el 250% de la corriente nominal primaria del transformador.
- Si el transformador tiene protecciones en ambos lados, los requisitos para calcular los límites de operación de los dispositivos dependen de la impedancia nominal del transformador, voltajes primario y secundario, así como del tipo de protecciones que tenga.

Los múltiplos de la corriente a plena carga correspondientes se indican en la tabla 450-3 (a) (1) y (a) (2) de NOM-001-SEDE-1999.

TABLA 450-3 (a) (2) de NOM-001-SEDE-1999.

MAXIMOS RANGOS O AJUSTES DE LOS DISPOSITIVOS DE SOBRECORRIENTE
(TRANSFORMADORES DE MAS DE 600 VOLTS EN LUGARES SUPERVISADOS)

	PRIMARIO		SECUNDARIO		
	ARRIBA DE 600 VOLTS		ARRIBA DE 600 VOLTS		600 VOLTS O MENOS
IMPEDANCIA NOMINAL DEL TRANSFORMADOR	AJUSTE DEL INTERRUPTOR	RANGO DEL FUSIBLE	AJUSTE DEL INTERRUPTOR	RANGO DEL FUSIBLE	AJUSTE DEL INTERRUPTOR DEL FUSIBLE
MENOR O IGUAL AL 6%	600 %	300 %	300 %	250 %	125 %
MAYOR AL 6% Y MENOR AL 10%	400 %	300 %	250 %	225 %	125 %

c) Cables

Los límites de protección de los conductores se determinan en base a su capacidad de conducción de corriente, dependiendo de las características térmicas y de las condiciones de operación particulares de cada conductor.

La capacidad de corriente de cortocircuito del cable, se determina de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\left[\frac{I}{A} \right]^2 \cdot t = 0.0297 \log \left[\frac{I_2 + 234}{I_1 + 234} \right] \quad \text{Para conductores de Cable.}$$

Donde:

- I = Corriente de Cortocircuito en Amperes
- A = Area del Conductor en Circular-mils
- t = Tiempo del Cortocircuito en segundos
- T₁ = Temperatura máxima de cortocircuito
- T₂ = Temperatura máxima de operación

La protección se logra cuando la curva característica del dispositivo de protección queda abajo de la curva de daño del cable.

La capacidad de sobrecarga de los dispositivos dependerá de las condiciones de instalación y del factor de carga.

Para la protección contra sobrecorriente se tienen las siguientes consideraciones:

- ⇒ En cables alimentadores de 600 Volts o menos, se recurre a las tablas de capacidad de corriente indicadas en normas técnicas, considerando los factores por agrupamiento y elevación de temperatura.
- ⇒ En cables alimentadores de más de 600 Volts, se utiliza un fusible con la capacidad en Amperes continuos que no exceda "tres veces" la capacidad de conducción de corriente del conductor utilizado, o de acuerdo al artículo 240-100 (NOM-001-SEDE-1999), un interruptor que tenga un ajuste de desconexión "no mayor de seis veces" la capacidad de corriente del conductor.

2.3 CRITERIOS DE AJUSTE

Para la coordinación de los dispositivos de protección es necesario fijar criterios para calcular los ajustes correspondientes. A continuación se describen algunos de ellos:

A) Ajustes para protección contra sobrecorriente en acometidas, alimentadores con carga diversa y transformadores.

* **Protección instantánea de sobrecorriente (50)**

Los relevadores instantáneos no deben ser usados en circuitos donde haya otros relevadores instantáneos en serie con los cuales se deban coordinar, a menos que exista entre ellos una impedancia lo suficientemente grande (transformadores o líneas aéreas), que pueden limitar las corrientes de falla.

También en alimentadores principales una protección instantánea es poco recomendable, debido a la imposibilidad de coordinarla con los relevadores instantáneos de otros ramales. Pero en el caso de existir, deberá ajustarse a un valor ligeramente arriba de la carga normal del bus y de la contribución de corriente momentánea de los motores.

* **Protección de sobrecorriente con retardo de tiempo (51)**

En una acometida o alimentador con cargas diversas (que puede incluir uno o más motores), se recomienda el mínimo ajuste para los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo y debe estar arriba de la carga pico esperada en el circuito, que generalmente será el total de la corriente de arranque del motor de mayor capacidad más la suma de la corriente nominal de los demás motores o

circuitos. (Esta consideración es válida siempre y cuando los motores no arranquen simultáneamente).

Cuando relevadores de este tipo protejan a transformadores, los ajustes se harán con las mismas recomendaciones planteadas anteriormente.

* Protección contra fallas a tierra (50/51N)

Este tipo de relevador es energizado por la corriente residual de tres transformadores de corriente (uno por fase) y recibe solamente el flujo de corriente residual desbalanceada al ocurrir alguna falla a tierra. Se puede ajustar a niveles de corriente bajos, para ofrecer una buena sensibilidad durante condiciones de falla a tierra.

2.4 MARGENES DE COORDINACION

Al graficar las curvas de los dispositivos de protección para realizar la coordinación, debe tenerse presente que éstos no van a operar todos al mismo tiempo, sino que van a seguir una determinada secuencia de operación, en intervalos previamente establecidos. Estos márgenes de tiempo se requieren debido a las características de operación de cada una de las protecciones para asegurar su correcta operación secuencial.

Siguiendo las recomendaciones de la Norma IEEE Std. 242-1986, para coordinar los disparos de las protecciones en serie usualmente deberá considerarse un margen de tiempo de 0.3 segundos.

Si se coordinan relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo, el intervalo para distribuirse en la siguiente forma:

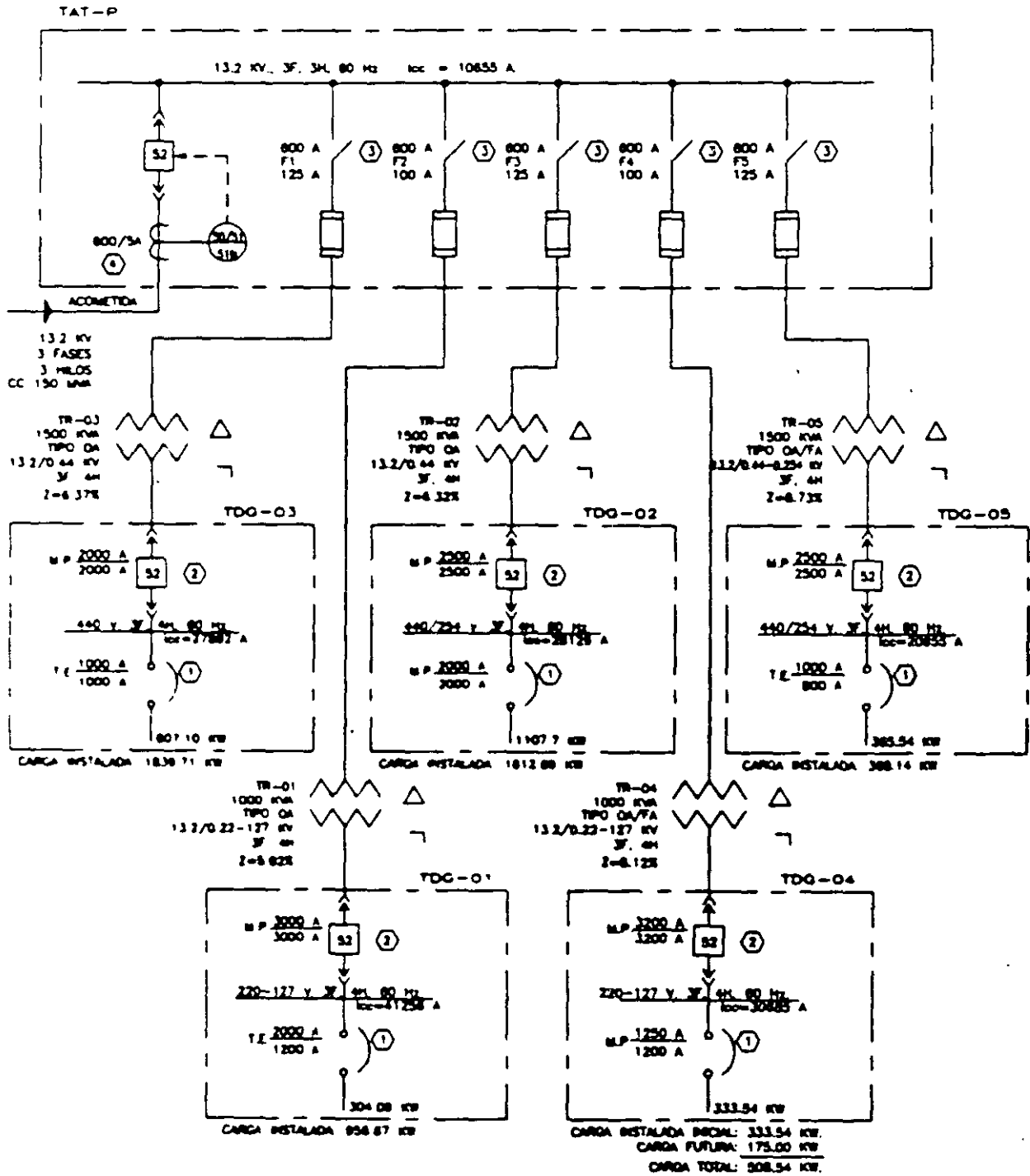
- | | |
|-------------------------------------------------|------------------|
| • Tiempo de apertura del interruptor (5 ciclos) | 0.08 seg. |
| • Sobrecorriente | 0.10 seg. |
| • Factor de seguridad | 0.12 a 0.20 seg. |

Cuando se coordinen relevadores de estado sólido se puede eliminar la sobrecorriente.

2.0 Diagrama Unifilar Simplificado

GRAL	GERENCIA/DISCIPLINA: INGENIERIA ELECTRICA	D.U. GRAL	HOJA: 1 DE 1
	DESCRIPCION: DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL SIMPLIFICADO	PROY. No.: S/N	REVISO: R.E.P
		CALCULO: TRC	FECHA: 07 FEB 05

DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL SIMPLIFICADO PARA EL ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES ELECTRICAS



3.0 Memoria de Cálculo para el Estudio de Coordinación de Protecciones.

Memoria de cálculo Coordinación de Protecciones Eléctricas

Ruta de Coordinación N° 1

A - Hoja N° 1

I - Voltaje Base: 440 Volts.

II - Ajuste de Dispositivos de Protección.

1

Interrupor Termomagnético .	
Marco:	1000 A
Disparo:	1000 A
Marca :	SQUARE "D"
Voltaje:	440 V
Similar al Tipo:	MA361000.
C I Standard	30 KA
Adecuado para Icc	27892 min.
=	CCM-04 y CCM-06-H1-PRO
Datos:	607.10 KW
Carga instalada:	424.97 KW
Carga en operación:	V
Icc = 27892 A en 440	
I_{cc} = 656 A	
I_{cc} = 820 A	

2

Interrupor automático BT Masterpact.	
Marco:	2000 A, sensor 2000 A
Marca	Mertin Gemn.
Voltaje:	440 V
Datos:	TGD-03
Carga instalada:	1839.71 KW
Carga en operación:	1287.74 KW
Icc = 27892 A en V	
440	
I_{cc} = 1987.9 A	(MUY BAJA) Ver punto 2 en conclusiones y recomendaciones.
I_{cc} PORTADA = 726 A	

3

Fusible Limitador de corriente.	
Marca :	Elmex
Clave:	FE15125-L
Capacidad interruptiva:	1500 MV A
Corriente nominal:	In = 125 A
Datos	TR-03, 1500 KVA, 13.2/0.44-0.254 KV Icc = 10655 A en 13.2 KV

4

Relevador 50/51/51N de sobrecorriente de fases y fase a tierra	
Marca:	GEC ALSTHOM
Tipo:	KCGG 140/240
Datos:	TAT-01/02/03/04/05
Carga instalada	5285.75 KW
Carga en operación:	Icc = 10655 A en 13.2 KV
Carga de transformadores:	TR-01/02/03/04/05

CARGA DE TRANSFORMADORES INSTALADA:

$$1500 + 1500 + \underbrace{(1500 \times 1.15)}_{1725} + 1000 + \underbrace{(1000 \times 1.15)}_{1150} = 6875 \text{ KVA}$$

Consideraciones

1. Carga en operación = 70 % Carga instalada.
2. Se considera una carga en operación con una posible sobrecarga del 25 %.
3. El factor de potencia considerado es el de 85 %.

NOTA

Estas consideraciones se articulan en la Memoria de Cálculo de todas las Rutas.

Ruta de Coordinación N° 2

B.- Hoja N° 2

I.- Voltaje Base. 440 Volts.

II.- Ajuste de Dispositivos de Protección.

①

Interruptor Termomagnético.		v. 11
Marco:	2000 A	
Disparo:	1200 A	
Marca:	SQUARE "D"	
Voltaje:	220 V	
Similar al tipo:	PA36000	
C. I Standard	65 KA	
Adecuado para I_{cc} =	41256 min.	
Datos	Tablero de Distribución TD-01 de producción.	
Carga instalada:	304.09 KW	
Carga en operación:	212.86 KW	
$I_{cc_{220}}$ = 41256 A en 220 V	$I_{cc_{440}}$ = 20628 A en 440 V	
$t_{0_{220}}$ = 657 A	$t_{0_{440}}$ = 328.5 A	
$I_{c_{440}}$ = 820 A		

②

Interruptor automático BT Masterpact.		v. 11
Marco	3000 A, sensor 3000 A	
Marca	Merlin Gern.	
Voltaje	220 V	
Datos:	TGD-01	
Carga instalada:	956.67 KW	
Carga en operación:	669.66 KW	
$I_{cc_{220}}$ = 41256 A	$t_{0_{220}}$ = 2067 A	
$I_{cc_{440}}$ = 20628 A	$t_{0_{440}}$ = 1033.5 A	
	$I_{c_{440}}$ = 1292 A	

Falla a tierra aprox. 25 % I_n (3000 A)

3

Fusible Limitador de corriente.	
Marca :	Elmex
Clave:	FE15100-L
Capacidad	1500 MV A
interruptiva:	In = 100 A
Corriente nominal:	
Datos:	TR-01, 1000 KVA, 13.2/0.22-0.127 KV Icc = 10655 A en 13.2 KV

4

Idem al 4 de la ruta Nº 1.

Ruta de coordinación N° 3

C.- Hoja N° 3

I.- Voltaje Base: 440 Volts.

II.- Ajuste de Dispositivos de Protección.

1

Interruptor automático BT Masterpact.	
Marco:	2000 A, sensor 2000 A
Marca:	Merlin Gerni.
Voltaje:	440 V
Datos:	Tablero de distribución TD-51
Carga instalada:	1107.7 KW
Carga en operación:	775.39 KW
$I_{cc} = 28129$ A en V	440
$I_{sc} = 1196.98$ A	
$I_{sc} = 1496.2$ A	

2

Interruptor automático BT Masterpact.	
Marco	2500 A, sensor 2500 A
Marca	Merlin Gerni
Voltaje	440 V
Datos	TGD-02
Carga instalada:	1612.69 KW
Carga en operación:	1128.88 KW
$I_{cc} = 28129$ A en V	440
$I_{sc} = 1742$ A	
$I_{sc} = 2178$ A	

3

Fusible Limitador de corriente.	
Marca :	Elmex
Clave:	FE15125-L
Capacidad	1500 MV A
interruptiva:	In = 125 A
Corriente nominal:	
Datos:	TR-02, 1500 KVA, 13.2/0.44-0.254 KV Icc = 10655 A en 13.2 KV

4

Idem al 4 de la ruta N° 1

Ruta de coordinación N° 4

D.- Hoja N° 4

I - Voltaje Base - 440 Volts.

II - Ajuste de Dispositivos de Protección.

1

Interruptor automático BT Masterpact.	
Marco:	1250 A, sensor 1200 A
Marca:	Merlin Gerin.
Voltaje:	220 V
Datos:	Tablero de distribución línea de prod. KHS
Carga instalada:	333.54 KW
Carga en operación:	233.47 KW
icc = 30685 A en V	
220	$I_{to\ 440} = 360\ A$
$I_{cc\ 220} = 720\ A$	$I_{sc\ 440} = 450\ A$
$I_{sc\ 220} = 901\ A$	


2

Interruptor automático BT Masterpact.	
Marco	3200 A, sensor 3200 A
Marca	Merlin Gerin.
Voltaje:	220 V
Datos	TGD-04
Carga instalada:	508.54 (incluye futura) en KW
Carga en operación:	355.97
icc = 30685 A en V	
220	$I_{to\ 440} = 549\ A$
$I_{cc\ 220} = 1099\ A$	$I_{sc\ 440} = 686\ A$
$I_{sc\ 220} = 1373\ A$	

3

Fusible Limitador de corriente.	
Marca :	Elmex
Clave:	FE15100-L
Capacidad	1500 MV A
interruptiva:	In = 100 A
Corriente nominal:	
	TR-04, 1000 KVA, 13.2/0.22-0.127 KV
Datos:	Icc = 10655 A en 13.2 KV

4

Idem al  de la ruta N° 1

Ruta de coordinación N° 5

E.- Hoja N° 5

I - Voltaje Base: 440 Volts.

II - Ajuste de Dispositivos de Protección.

①

Interruptor termomagnético.	
Marco:	1000 A
Disparo:	800 A
Marca :	SQUARE "D"
Voltaje	440 V
Similar al tipo:	MA361000
C. I Standard	30 KA
Adecuado para kcc =	20955 A min.
Datos	CCM-07 de Amoniaco Segunda etapa.
Carga instalada:	365.54 KW
Carga en operación:	255.87 KW
kcc = 20955 A en 440 V	
I_c	= 395 A
I_n	= 493 A

②

Interruptor automático BT Masterpact.	
Marco	2500 A, sensor 2500 A
Marca	Merlin Gern.
Voltaje	440 V
Datos	TGD-05
Carga instalada:	368.14 KW
Carga en operación:	257.69
kcc = 20955 A en V	440
I_c	= 397.8 A
I_n	= 497.25 A

3

Fusible Limitador de corriente.	
Marca :	Elmex
Clave:	FE15125-L
Capacidad interruptiva:	1500 MV A
Corriente nominal:	In = 125 A
Datos:	TR-05, 1500 KVA, 13.2/0.44-0.254 KV Icc = 10655 A en 13.2 KV

4

Idem al 4 de la ruta Nº 1.

Determinación de las curvas de Daño y Corriente magnetizante INRUSH
de los Transformadores TR-01/02/03/04/05.

TR- 01

Transformador TR-01	
DATOS	
Capacidad:	1000 KVA
Rel. de Transf:	13.2/0.22-0.127 KV
Tipo de enfriamiento:	OA Factor : 1.0
Elev. de temp.:	55° C Factor : 1.0
Impedancia:	5.92 %
Conexion:	Delta- Estrella con neutro solidamente aterrizado.
Categoría:	2

$$I_{n_{13.2kV}} = 43.73 \text{ A}$$

$$I_{n_{Ref\ 440V}} = 1312 \text{ A}$$

CURVA DE DAÑO

- Para la construcción de la curva ANSI referirse al IEEE-GUIDE for protective relay - C37-91-1985, APPENDIX.

Los puntos de Trazo son.

Punto	Tiempo	Corriente en 440 V
1	2	12854 A
2	4.08	8997 A
3	8.94	8997 A
4	50	3804 A

PUNTO DE MAGNETIZACIÓN (INRUSH)

Datos.

Factor INRUSH:	8.0
Tiempo	0.1 seg.
$I_{inrush} =$	$8 \times 1312 \text{ A} = 10496 \text{ A}$ Ref. 440 V
Punto INRUSH =	(10496 A, 0.1 seg.)
Factor de sobrecarga:	1.0 (por tipo de enfriamiento)

NOTA IMPORTANTE:

- De acuerdo al artículo 450-3 (b) (1) del NEC, este dispositivo será el principal para proteger al Transformador TR-01.

TR-02

Transformador TR-02	
DATOS	
Capacidad	1500 KVA
Rel. de Transf.	13.2/0 44-0.254 KV
Tipo de enfriamiento	OA Factor : 1.0
Elev. de temp	55° C Factor : 1.0
Impedancia	6.32 %
Conexion	Delta- Estrella atenuada.
Categoría:	2

 $I_{n_{max}} = 6560 \text{ A}$ $I_{n_{ref. 440V}} = 1968 \text{ A}$ **CURVA DE DAÑO**

- Para la construcción de la curva ANSI referase al IEEE-GUIDE for protective relay - C37-91-1985, APPENDIX

Los puntos de Trazo son:

Punto	Tiempo	Corriente en 440 V:
1	2	18060 A
2	4.08	12642 A
3	10.18	12642 A
4	50	5707 A

PUNTO DE MAGNETIZACIÓN (INRUSH)

Datos.

Factor INRUSH. 8.0
 Tiempo 0.1 seg.
 $I_{INRUSH} = 8 \times 1968 \text{ A} = 15744 \text{ A}$
Ref. 440 V
 Punto INRUSH = (15744 A, 0.1 seg.)

NOTA IMPORTANTE:

- De acuerdo al artículo 450-3 (b) (1) del NEC, este dispositivo será el principal para proteger al Transformador TR-02.

TR-03

Transformador TR-03	
DATOS	
Capacidad:	1500 KVA
Rel. de Transf:	13.2/0.44-0.254 KV
Tipo de enfriamiento:	0A Factor: 1.0
Elev. de temp:	55° C Factor: 1.0
Impedancia:	6.37 %
Conexión:	Delta- Estrella aterrizada.
Categoría:	2

$I_{13.2KV} = 65.6 \text{ A}$

$I_{\text{Ref. 440V}} = 1968 \text{ A}$

CURVA DE DAÑO

- Para la construcción de la curva ANSI refiérase al IEEE-GUIDE for protective relay - C37-91-1985, APPENDIX.

Los puntos de Trazo son:

Punto	Tiempo	Corriente en 440 V
1	2	17918 A
2	4.08	12543 A
3	10.35	12543 A
4	50	5707 A

PUNTO DE MAGNETIZACIÓN (INRUSH)

Datos

Factor INRUSH 8.0
 Tiempo 0.1 seg.
 $I_{magnet} = 8 \times 1968 \text{ A} = 15744 \text{ A}$
Ref. 440 V
 Punto INRUSH = (15744 A, 0.1 seg.)

NOTA IMPORTANTE:

- De acuerdo al artículo 450-3 (b) (1) del NEC, este dispositivo será el principal para proteger al Transformador TR-03.

TR-04

Transformador TR-04	
DATOS	
Capacidad:	1000 KVA
Rel. de Transf:	13.2/0.22-0.127 KV
Tipo de enfriamiento:	OA/FA Factor : 1.15
Elev. de temp:	55° C Factor : 1.0
Impedancia:	8.12 %
Conexión:	Delta- Estrella aterrizada.
Categoría:	2

$$I_{n_{440V}} = 437 \text{ A}$$

$$I_{n_{Ref\ 440V}} = 1312 \text{ A}$$

$$I_{n_{440V}} = 1.15 \times 1312 = 1508 \text{ A}$$

CURVA DE DAÑO

- Para la construcción de la curva ANSI refiérase al IEEE-GUIDE for protective relay - C37.91-1985. APPENDIX.

Los puntos de Trazo son:

Punto	Tiempo	Corriente en 440 V
1	2	9371 A
2	4.08	6560 A
3	16.81	6560 A
4	50	3804 A

PUNTO DE MAGNETIZACIÓN (INRUSH)

Datos:

Factor INRUSH: 8.0
 Tiempo: 0.1 seg.
 $I_{INRUSH} = 8 \times 1312 \text{ A} = 10496$
Ref. 440 V
 Punto INRUSH = (10496 A, 0.1 seg.)

NOTA IMPORTANTE:

- De acuerdo al artículo 450-3 (b) (1) del NEC, este dispositivo será el principal para proteger al Transformador TR-04.

TR-05

Transformador TR-05	
DATOS	
Capacidad:	1500 KVA
Rel. de Transf.:	13.2/0.44-0.254 KV
Tipo de enfriamiento:	OA/FA Factor : 1.15
Elev. de temp.:	55° C Factor : 1.0
Impedancia:	8.73 %
Conexion:	Delta- Estrella aterrizada.
Categoria:	2

$I_{n_{DAFA}} = 6560 \text{ A}$ $I_{n_{Ref. 440V}} = 1968 \text{ A}$

$I_{n_{DAFA}} = 2263 \text{ A}$
Ref. 440 V

CURVA DE DAÑO

- Para la construcción de la curva ANSI refiérase al IEEE-GUIDE for protective relay - C37-91-1985, APPENDIX.

Los puntos de Trazo son:

Punto	Tiempo	Corriente en 440 V
1	2	13074 A
2	4.08	9152 A
3	19.44	9152 A
4	50	5707 A

PUNTO DE MAGNETIZACIÓN (INRUSH)

Datos

Factor INRUSH: 8.0
 Tiempo: 0.1 seg.
 $I_{INRUSH} = 8 \times 1968 \text{ A} = 15744 \text{ A}$
Ref 440
 Punto INRUSH = (15744 A, 0.1 seg.)

NOTA IMPORTANTE:

- De acuerdo al artículo 450-3 (b) (1) del NEC, este dispositivo será el principal para proteger al Transformador TR-05

Determinación de las curvas de daño
de los alimentadores principales de la Subestación.

• **Alimentadores a los Transformadores TR-01/02/03**

Datos:

- Calibre 4/0 AWG
- Area en circular mils = 211600
- Temp. Normal: 90° C
- Temp. de c. c.: 250° C
- N° de conductores x fase: 1

Formula para calcular los puntos de la curva.

Para un tiempo $t = 10$ seg.

$$I = A \sqrt{\frac{0.0051767}{t}}$$

$$I = 21600 \sqrt{\frac{0.0051767}{10}}$$

$$I = 4814 \text{ A}$$

Para un tiempo $t = 1$ seg

$$I = 21600 \sqrt{\frac{0.0051767}{1}}$$

$$I = 15224 \text{ A}$$

* **Alimentador al Transformador TR-04**

Datos:

- Calibre: 2 AWG
- Area en circular mils = 66360
- Temp. Normal: 90° C
- Temp. de c. c.: 250° C
- N° de conductores x fase: 1

Formula para calcular los puntos de la curva.

Para un tiempo $t = 10$ seg.

$$I = A \sqrt{\frac{0.0051767}{t}}$$

$$I = 66360 \sqrt{\frac{0.0051767}{10}}$$

$$I = 1509.84 \text{ A}$$

Para un tiempo $t = 1$ seg.

$$I = 4774.5 \text{ A}$$

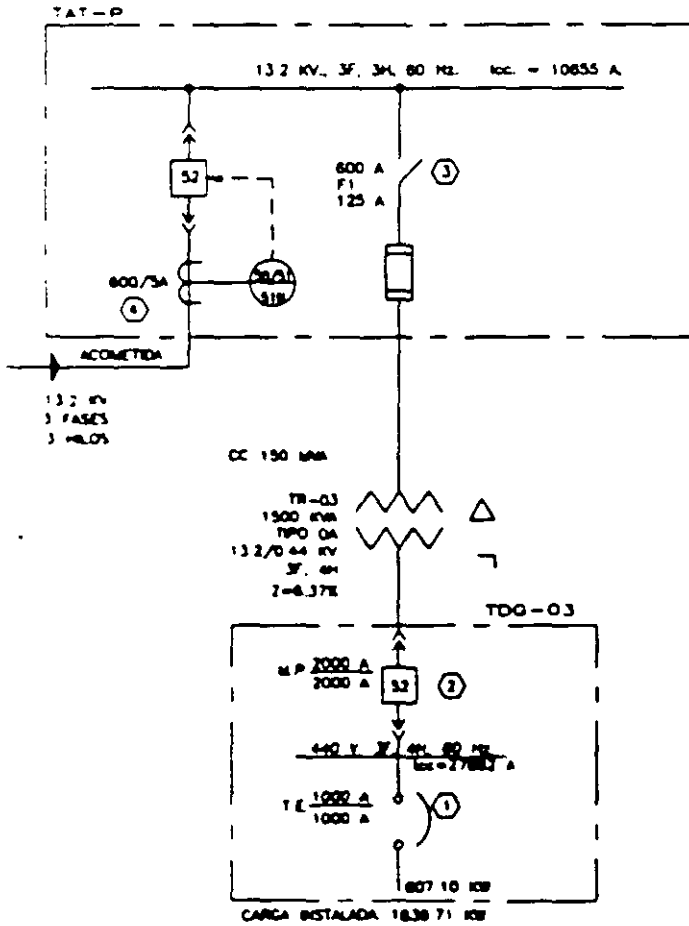
* **Alimentador al Transformador TR-05.**

- Existe acoplamiento directo con barras de cobre en 13.2 KV.

4.0 Gráficas de Coordinación y ajustes.

R-1	GERENCIA/DISCIPLINA:	D.U. SIMP. RUTA 1	HOJA: <u>1</u> DE <u>5</u>
	INGENIERIA ELECTRICA	PROY. No.:	REVISO:
	DESCRIPCION:	S/N	R.E.P.
	DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO RUTA 1	CALCULO:	FECHA:
		TRC	07 FEB 05

DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO PARA EL ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES ELECTRICAS
RUTA No. 1

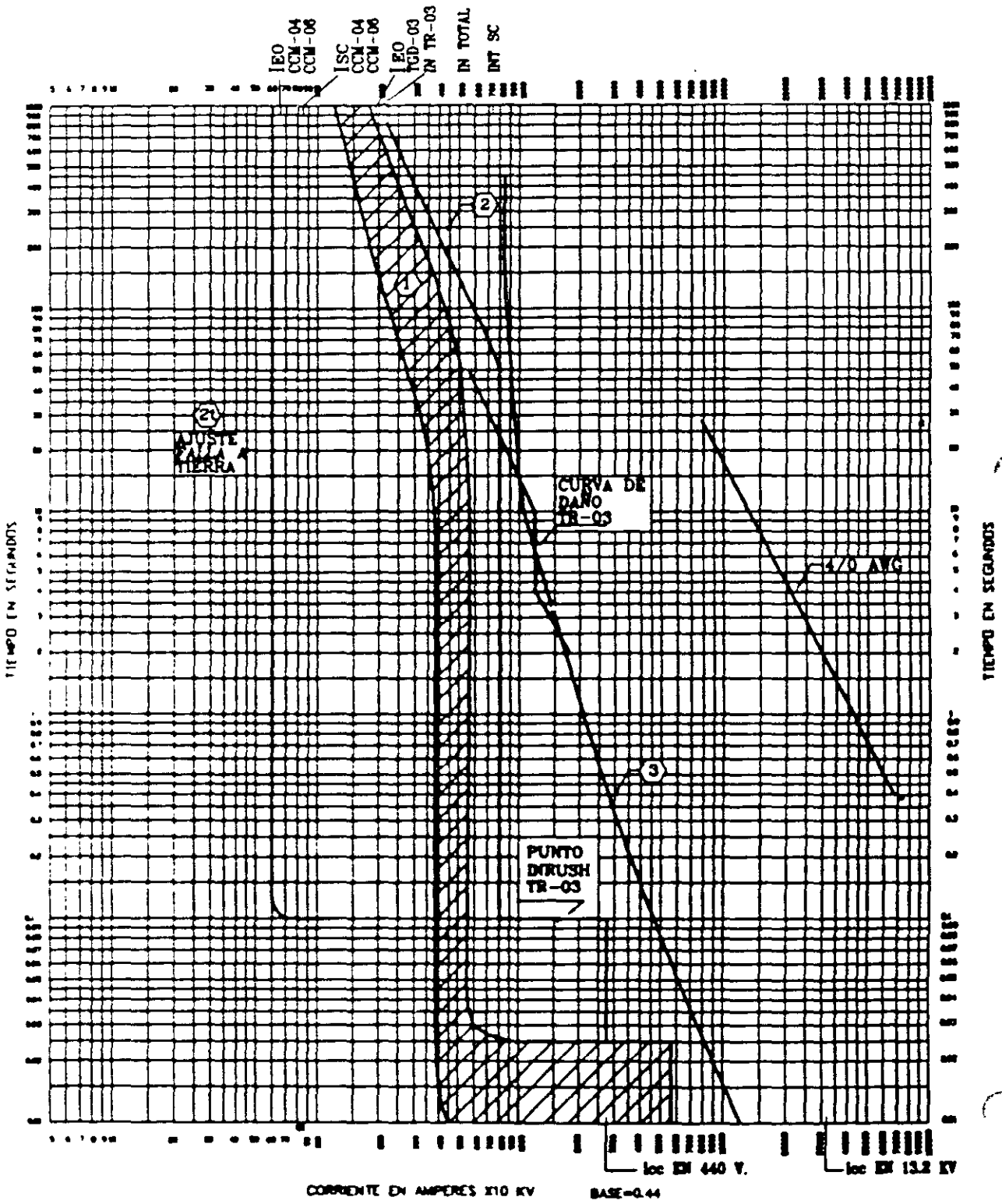


RUTA No. 1

CAPACIDADES Y AJUSTES						
VER DIAGRAMA UNIF SIMPLIFICADO		SOBRECORRIENTE ENTRE FASES			SOBRECORRIENTE A TIERRA	VER APENDICE
DISPOSITIVO No	INTERRUPTOR (MARCO) O DESPARADOR	CORRIENTE DEL SENSOR (AMP)	AJUSTES		AJUSTE INSTANTANEO	AJUSTES
			LARGO	CORTO		
①	INTERRUPTOR MARCO No. DE 2000 A	1000 A	-	-	-	-
②	INTERRUPTOR TIPO 600 MARCO 2000 A	600 A	1000	1000	BLOQUEO	-
③	FUSIBLE PE-125 A	125 A	-	-	-	-
④	RELENTOR 30/51/31H	-	-	-	-	-
OBSERVACIONES:						
VER CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES						

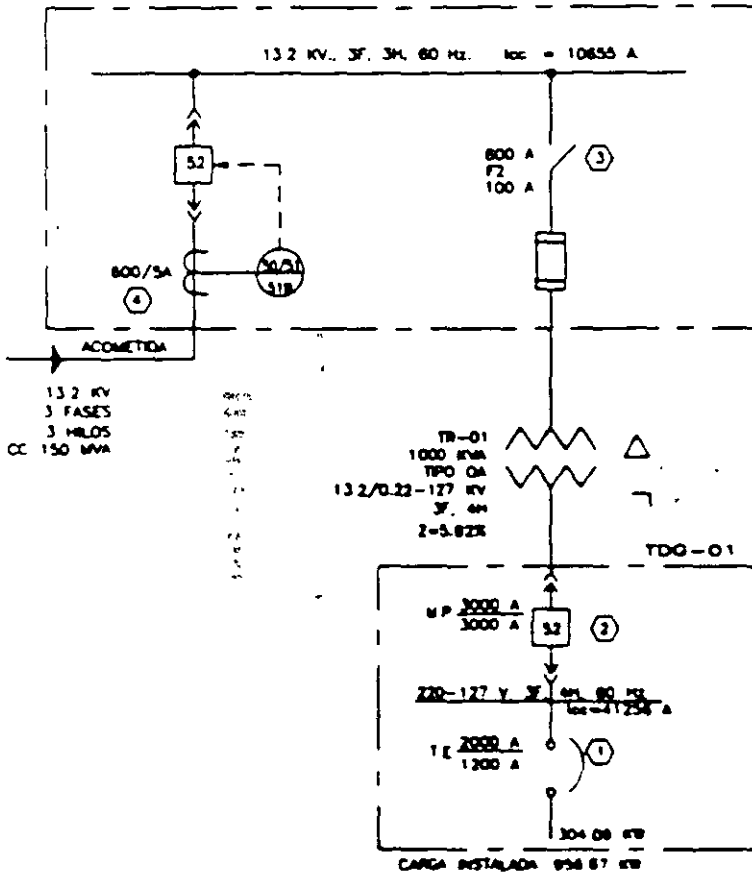
58

R-1	GERENCIA/DISCIPLINA: INGENIERIA ELECTRICA	TR-03	HOJA: <u>1</u> DE <u>5</u>
	DESCRIPCION: COORDINACION DE PROTECCIONES RUTA 1	PROY. No.: S/N	REVISO: R.E.P.
		CALCULO: TRC	FECHA: 07 FEB 05



R-2	GERENCIA/DISCIPLINA:	D.U. SIMP. RUTA 2	HOJA: 2 DE 5
	INGENIERIA ELECTRICA	PROY. No.:	REVISO:
	DESCRIPCION:	S/N	R.E.P.
	DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO RUTA 2	CALCULO:	FECHA:
		TRC	07 FEB 05

DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO PARA EL ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES ELECTRICAS
 RUTA No. 2
 TAT-P



RUTA No 2

CAPACIDADES Y AJUSTES						
VER DIAGRAMA UNIF SIMPLIFICADO			SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		SOBRECORRIENTE A TIERRA	VER APENDICE
DISPOSITIVO No	INTERRUPTOR (MARCO) O DISPARADOR	CORRIENTE DEL SENSOR (AMP)	AJUSTES		AJUSTE INSTANTANEO	CURVA DE REFERENCIA
			LARGO	CORTO		
①	INTERRUPTOR TIPO ILS DE 2000 A	1200 A	-	-	-	VER APENDICE
②	INTERRUPTOR TIPO ILS DE 3000 A	3000 A	10=0.25 12=1.00	10=0.1 12=0.7	BLOQUEO	VER APENDICE
③	FUSIBLE PL-100 A	100 A	-	-	-	VER APENDICE
④	RELEVADOR 30/31/31R	-	-	-	-	VER APENDICE
OBSERVACIONES: VER CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES						

R-2

GERENCIA/DISCIPLINA:

INGENIERIA ELECTRICA

TR-01

HOJA: 2 DE 5

DESCRIPCION:

COORDINACION DE PROTECCIONES
RUTA 2

PROY. No.:

S/N

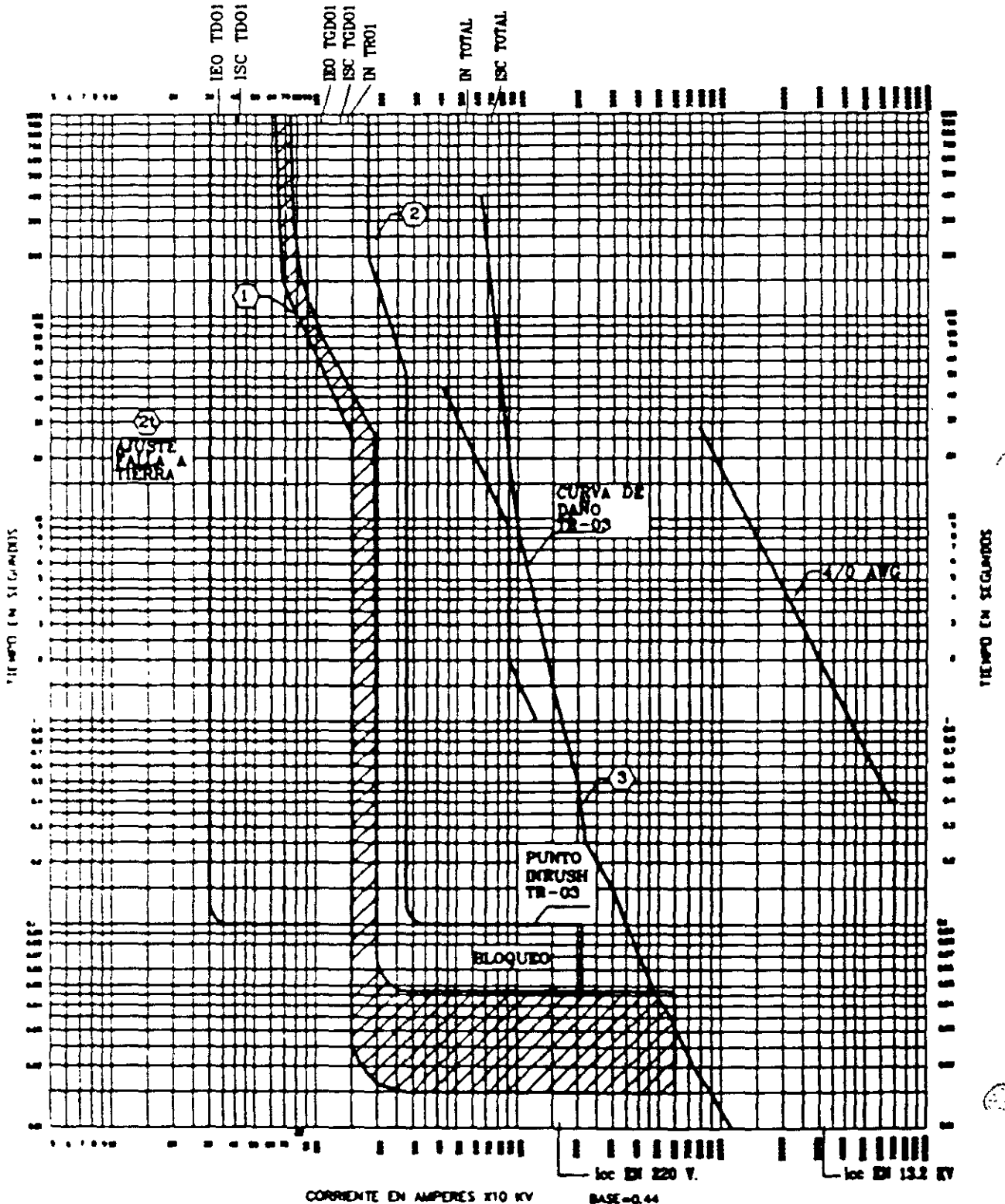
REVISO:

REP

CALCULO:

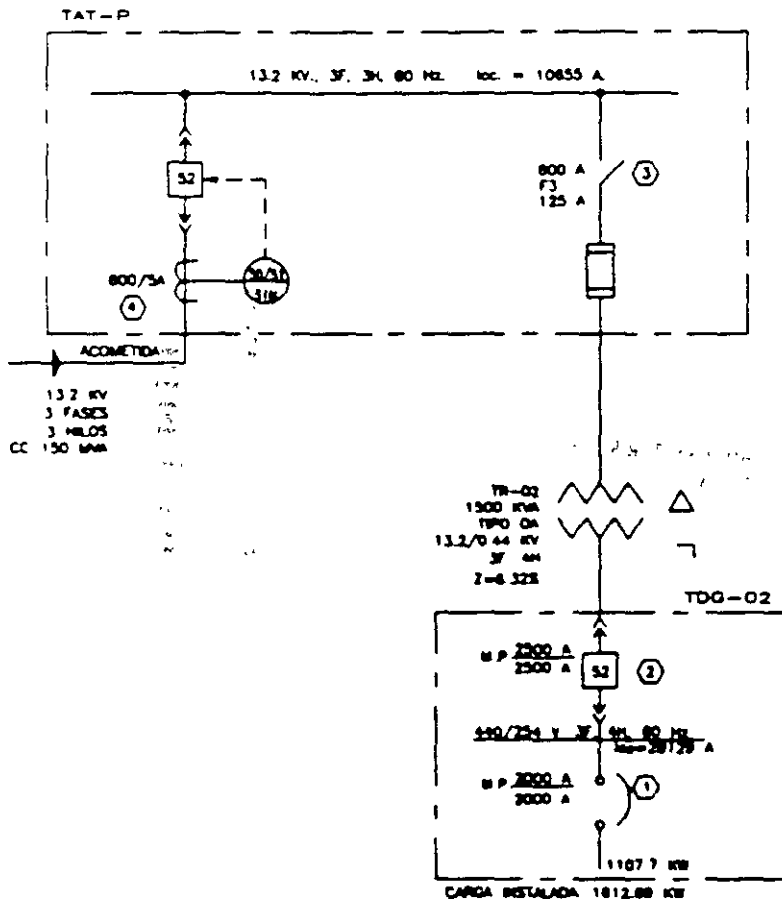
TRC

FECHA:



R-3	GERENCIA/DISCIPLINA.	D.U. SIMP. RUTA 3	HOJA: 3 DE 5
	INGENIERIA ELECTRICA	PROY. No.: S/N	REVISO: R.E.P
	DESCRIPCION.	CALCULO: TRC	FECHA: 07 FEB 05
	DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO RUTA 3		

DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO PARA EL ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES ELECTRICAS
RUTA No 3

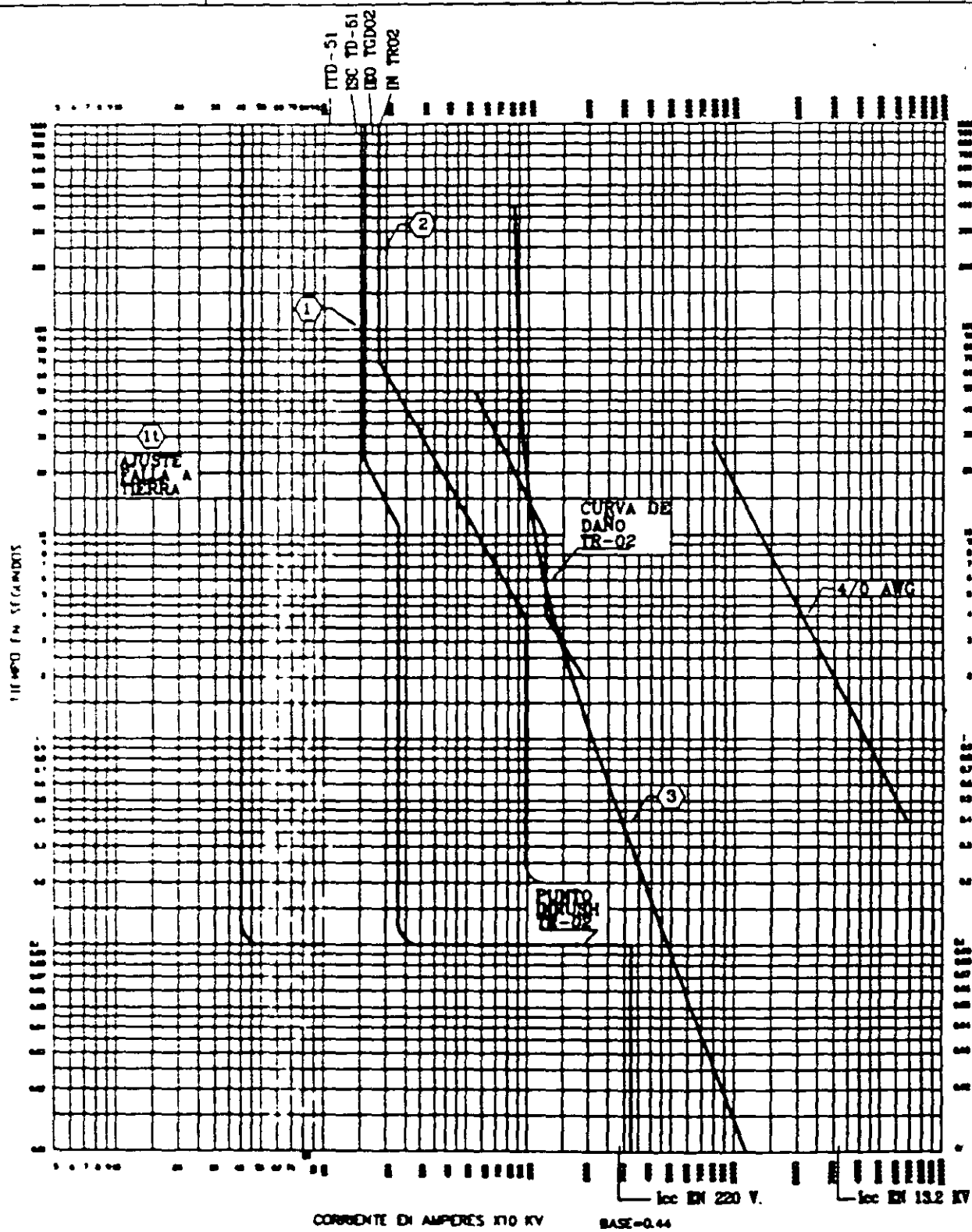


RUTA No 3

CAPACIDADES Y AJUSTES						
VER DIAGRAMA UNIF SIMPLIFICADO			SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		SOBRECORRIENTE A TIERRA	VER APENDICE
DISPOSITIVO No.	INTERRUPTOR (MARCADO) O DISPARADOR	CORRIENTE DEL SECCION (AMP)	AJUSTES		AJUSTE INSTANTANEO	AJUSTES
			LARGO	CORTO		
①	INTERRUPTOR (MARCADO) O DISPARADOR	2000 A			9-17	
②	INTERRUPTOR (MARCADO) O DISPARADOR	2000 A			BLOQUEO OFF	
③	FUSIBLE	125 A	-	-	-	-
④	RELAYADOR	-	-	-	-	-

OBSERVACIONES:
VER CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

R-3	GERENCIA/DISCIPLINA: INGENIERIA ELECTRICA	TR-02	HOJA: <u>3</u> DE <u> </u>
	DESCRIPCION: COORDINACION DE PROTECCIONES RUTA 3	PROY. No.: S/N	REVISO: R.E.P
		CALCULO: TRC	FECHA: 07 FEB 05

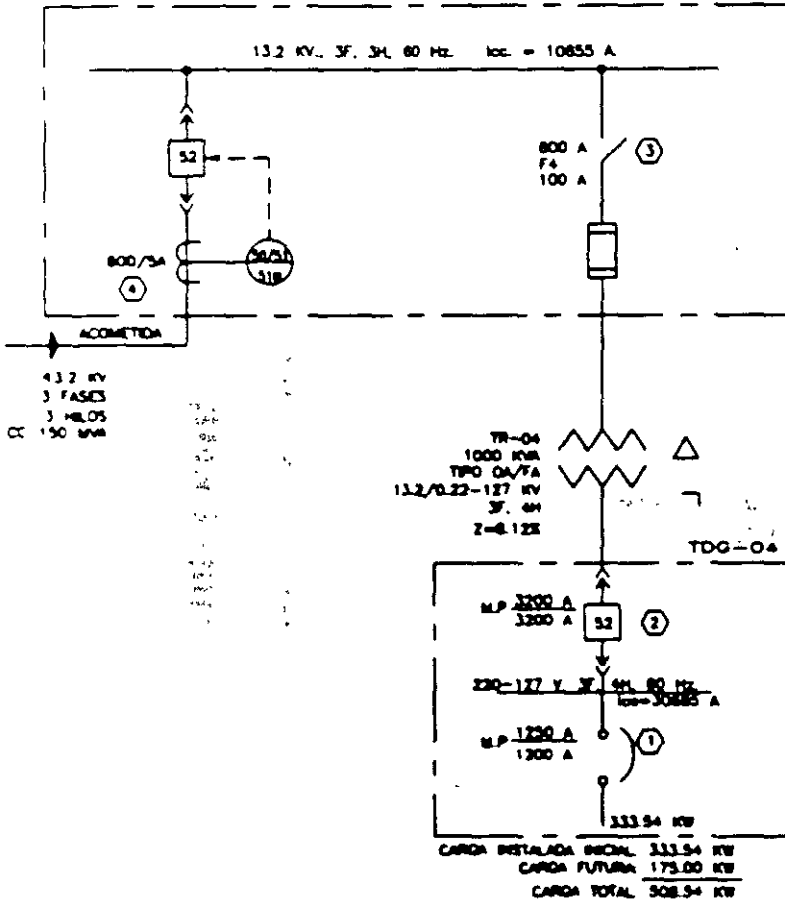


CORRIENTE EN AMPERES X10 KV BASE=0.44

R-4	GERENCIA/DISCIPLINA: INGENIERIA ELECTRICA	D.U. SIMP. RUTA 4	HOJA: 4 DE 5
	DESCRIPCION: DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO RUTA 4	PROY. No.: S/N	REVISO: R.E.P.
		CALCULO: TRC	FECHA: 07 FEB 05

DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO PARA EL ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES ELECTRICAS RUTA No 4

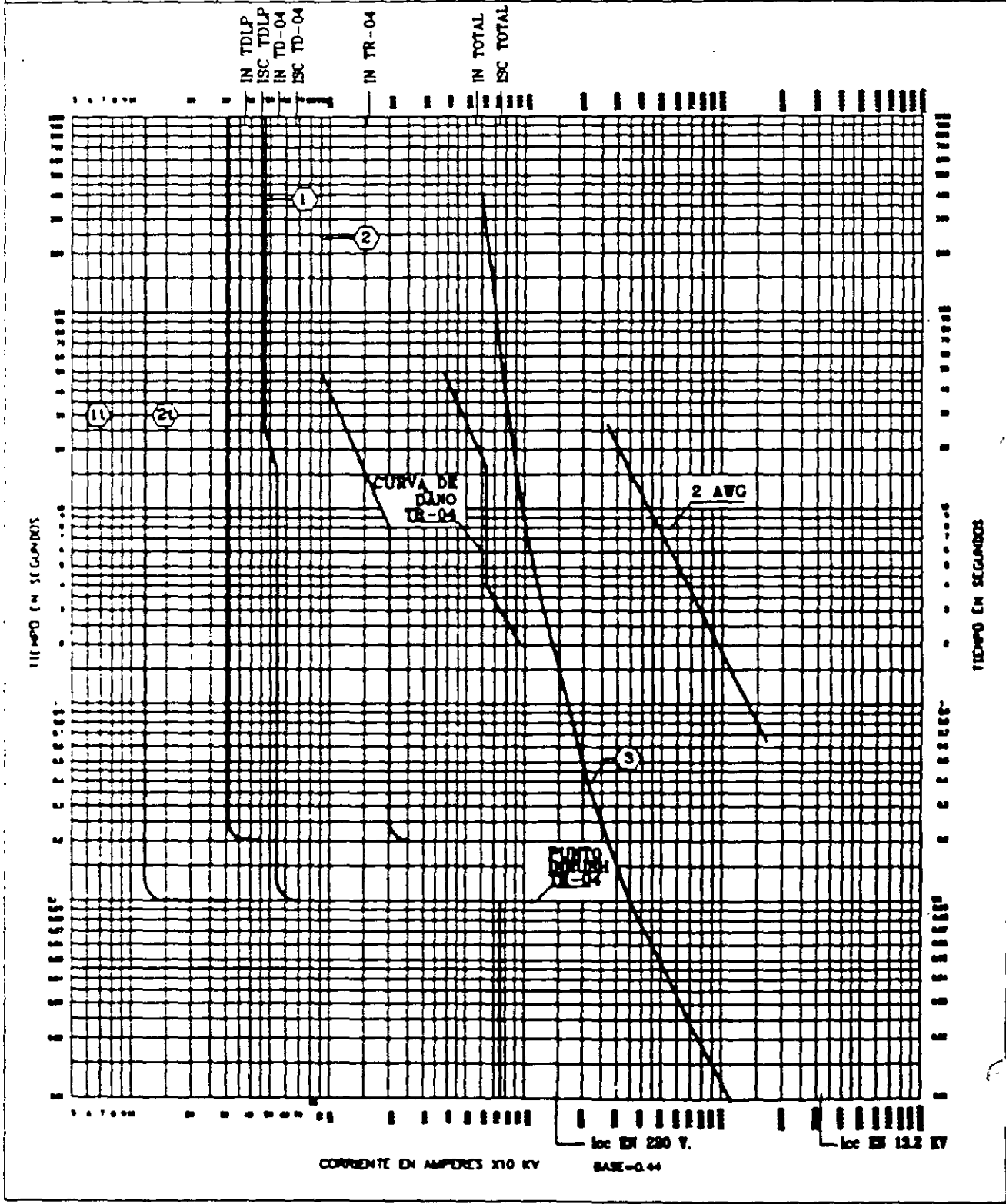
TAT-P



RUTA No 4

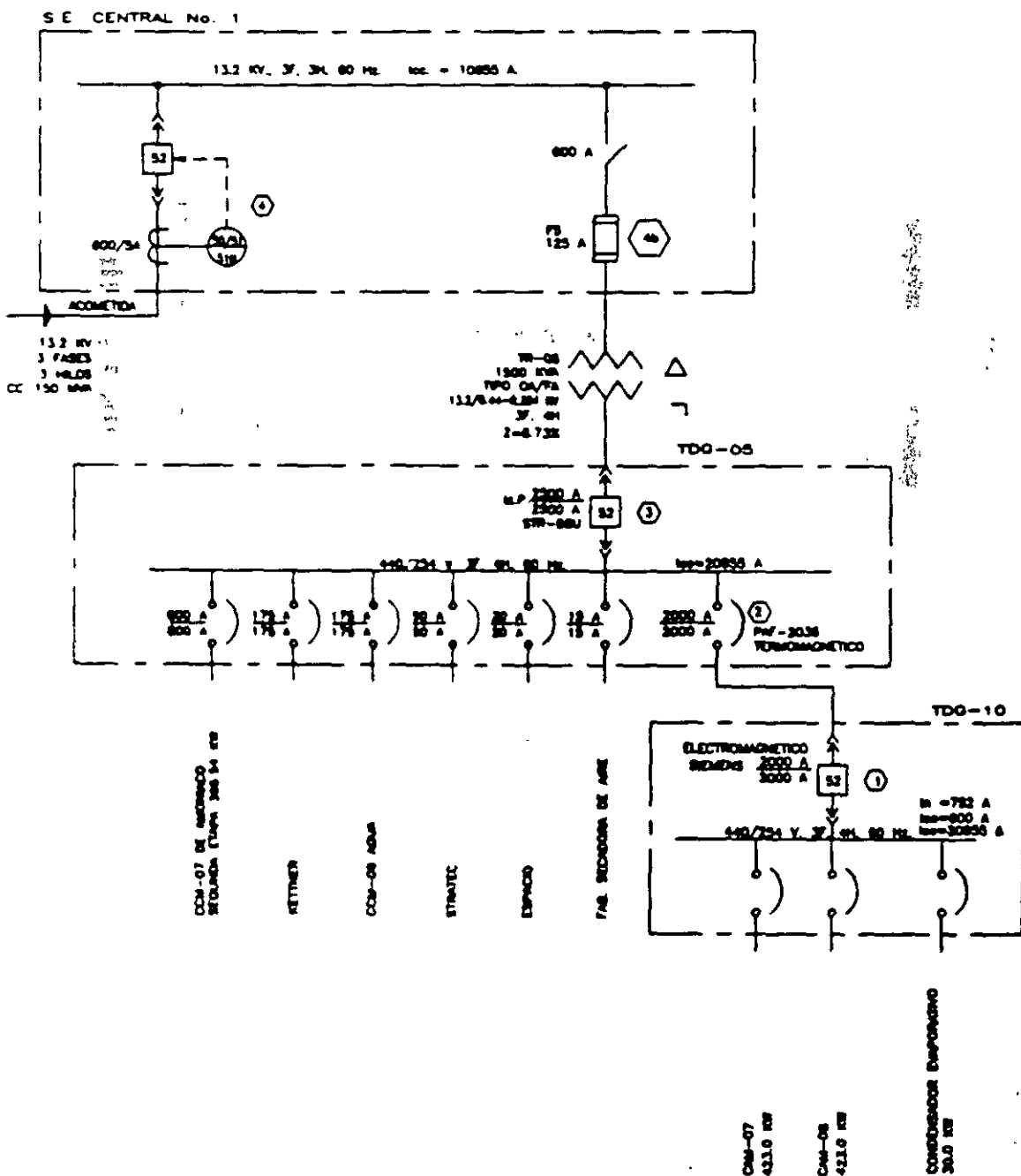
CAPACIDADES Y AJUSTES							
VER DIAGRAMA UNIF SIMPLIFICADO			SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		SOBRECORRIENTE A TIERRA	VER APENDICE	
DISPOSITIVO No	INTERRUPTOR (MARCO) O DISPARADOR	CORRIENTE DEL SENSOR (AMP)	AJUSTES		AJUSTE INSTANTANEO	AJUSTES	CURVA DE REFERENCIA
			LARGO	CORTO			
①	INTERRUPTOR TIPO M17 MIBCO 1200 A	1200 A	1200 A	1200 A	I-18	1200 A	INTERRUPTOR MASTER FACT MIBCO 1200 A
②	INTERRUPTOR TIPO M32 MIBCO 3000 A	3000 A	3000 A	3000 A	BLOQUEO OFF	3000 A	INTERRUPTOR MASTER FACT MIBCO 3000 A
③	FUSIBLE RE-180 A	180 A	-	-	-	-	FUSIBLES TIPO FE FUSIL
④	RELOJERO 50/51/5W	-	-	-	-	-	RELOJERO TIPO 50/51/5W
OBSERVACIONES: VER CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES							

R-4	GERENCIA/DISCIPLINA:	TR-04	HOJA: <u>4</u> DE <u>5</u>
	INGENIERIA ELECTRICA	PROY. No.: S/N	REVISO: R.E.P
	DESCRIPCION:	CALCULO: TRC	FECHA: 07 FEB 05
	COORDINACION DE PROTECCIONES RUTA 4		

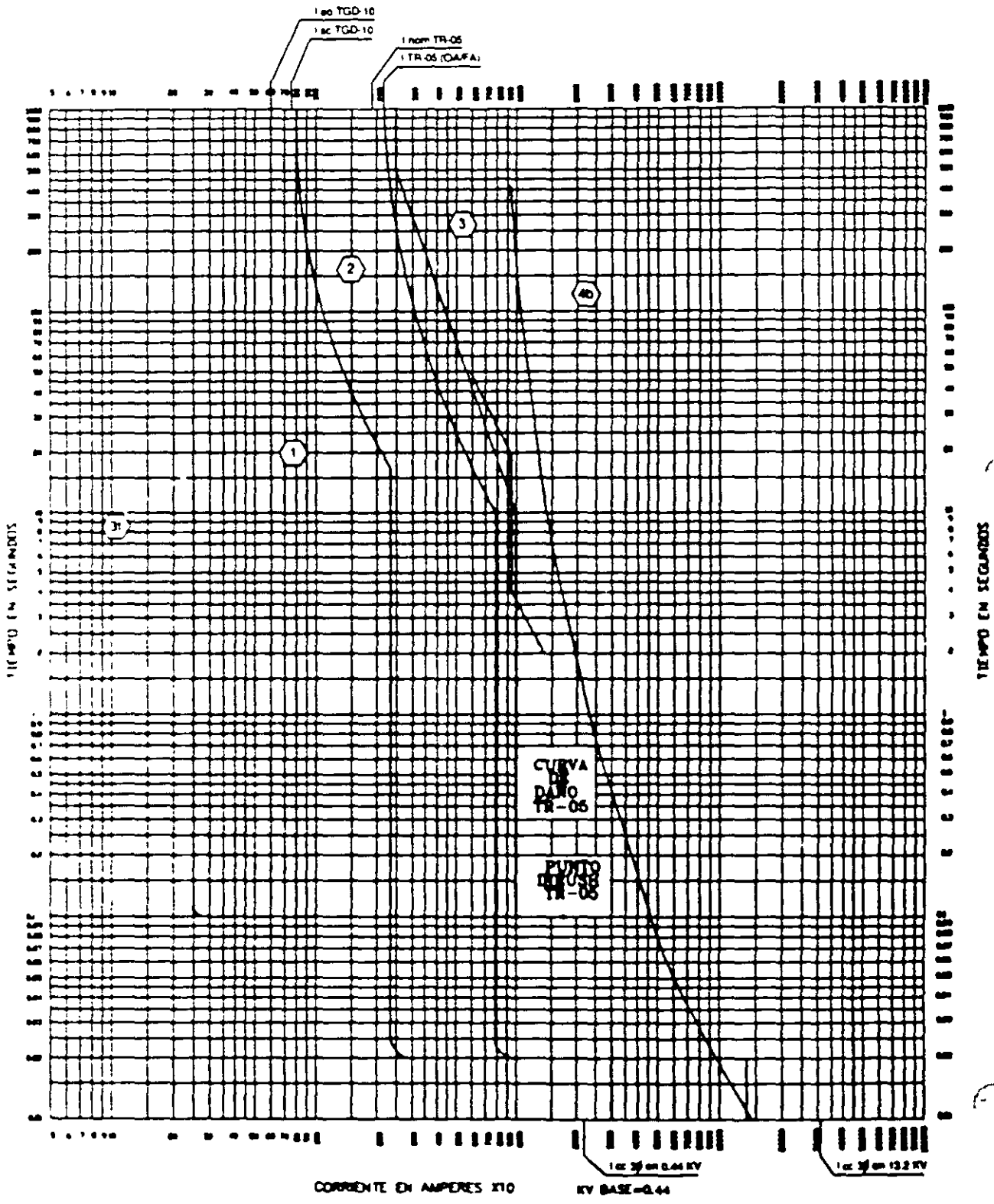


R-5 ACTUALIZACION AL 15.01.99	GERENCIA/DISCIPLINA: INGENIERIA ELECTRICA	D.U. SIMP. RUTA 5	HOJA: 5 DE 5
	DESCRIPCION: DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO RUTA 5	PROY. No.: S/N	REVISO: R.E.P.
		CALCULO: REP	FECHA: 07 FEB 05

DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO PARA EL ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES ELECTRICAS
RUTA No. 5



R-5 ACTUALIZACION AL 15.01.99	GERENCIA/DISCIPLINA: INGENIERIA ELECTRICA	TR-05	HOJA: <u>5</u> DE <u>5</u>
	DESCRIPCION: COORDINACION DE PROTECCIONES RUTA 5 EN S.E. PRINCIPAL	PROY. No.: CALCULO: R.E.P.	REVISO: FECHA: 07 FEB 05



RUTA N° 1





CAPACIDADES Y AJUSTES							
VER DIAG. UNIF. SIMPLIFICADO			SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		SOBRECORRIENTE A TIERRA	VER APENDICE	
DISPOSITIVO N°	INTERRUPTOR (MARCO) O DISPARADOR	CORRIENTE DEL SENSOR (AMPS)	AJUSTES		AJUSTE INSTANTANEO	AJUSTES	CURVA DE REFERENCIA
			LARGO	CORTO			
1	TERMOMAGNETICO MARCO MA DE 1000 A	$I_n = 1000$ AJUSTE MAG BAJO A 5 VECES LA I_n	_____	_____	_____	_____	BOLETIN 2 FEB 84 CLASE 665 MA-1000 SQUARE "D"
2	ELECTROMAGNETICO TIPO M20 MARCO 2000 A	TIPO 58 U 2000 A	$I_0 = 1$ $I_1 = 1$ $I_2 = 480$	$I_m = 4$ $I_n = 0.1$ OFF	BLOQUEO	$I_h = 0.5$ $I_n = 0.1$ OFF	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1994
3	FUSIBLE FE-125A	125 A	_____	_____	_____	_____	FUSIBLES TIPO FE ELMEX
4	RELEVADOR 50/51/51N curva estándar inversa E120XDT	RTC 600/5A	$I_0 > 0.58$ $I_1 > 0.30$ TMS	BLOQUEO	BLOQUEO	$I_0 \gg 0.10$ $I_1 > 1.0$ TMS	SERVICE MANUAL FOR OVERCURRENT AND DIRECTIONAL RELAYS GEL ALSTHOM
OBSERVACIONES: VER CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES							

RUTA Nº 2

CAPACIDADES Y AJUSTES							
VER DIAG. UNIF. SIMPLIFICADO			SOBRECORRIENTE ENTRE FASES			SOBRECORRIENTE A TIERRA	VER APENDICE
DISPOSITIVO Nº	INTERRUPTOR (MARCO) O DISPARADOR	CORRIENTE DEL SENSOR (AMPS)	AJUSTES		AJUSTE INSTANTANEO	AJUSTES	CURVA DE REFERENCIA
			LARGO	CORTO			
1	TERMOMAGNETICO MARCO PA DE 2000 A	$I_n = 1200$ AJUSTE MAG AL MINIMO 2.1 VECES LA I_n	_____	_____	_____	_____	BOLETIN 2 FEB 84 CLASE 675 PA-2000 SQUARE "D"
2	ELECTROMAGNETICO TIPO M32 MARCO 3000 A	3000 A	$I_o = 1$ $I_r = 0.95$ $t_r = 120$	$I_m = 2$ $t_m = 0.1$ OFF	BLOQUEO	$I_h = 0.2$ $t_h = 0.1$ OFF	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1994
3	FUSIBLE FE-100A	100 A	_____	_____	_____	_____	FUSIBLES TIPO FE ELMEX
4	RELEVADOR 50/51/51N (1)	_____	_____	_____	_____	_____	SERVICE MANUAL FOR OVERCURRENT AND DIRECTIONAL RELAYS GEL ALSTHOM

OBSERVACIONES: VER CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
(1) VER AJUSTE RUTA 1

RUTA Nº 3

CAPACIDADES Y AJUSTES							
VER DIAG. UNIF. SIMPLIFICADO			SOBRECORRIENTE ENTRE FASES			SOBRECORRIENTE A TIERRA	VER APENDICE
DISPOSITIVO Nº	INTERRUPTOR (MARCO) O DISPARADOR	CORRIENTE DEL SENSOR (AMPS)	AJUSTES		AJUSTE INSTANTANEO	AJUSTES	CURVA DE REFERENCIA
			LARGO	CORTO			
	ELECTROMAGNETICO TIPO M20 MARCO 2000 A	TIPO 58 U 2000 A	I _o = 1 I _r = 0.8 I _r = 15	I _m = 15 I _m = 0.1 OFF	I = 17	I _h = 0.2 I _h = 0.1 OFF	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1994
	ELECTROMAGNETICO TIPO M25 MARCO 2500 A	TIPO 58 U 2500 A	I _o = 0.8 I _r = 0.95 I _r = 30	I _m = 2 I _m = 0.2 OFF	BLOQUEO OFF	I _h = 0.25 I _h = 0.2 ON	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1994
	FUSIBLE FE-125A	125 A	_____	_____	_____	_____	FUSIBLES TIPO FE ELMEX
	RELEVADOR 50/51/51N (1)	_____	_____	_____	_____	_____	SERVICE MANUAL FOR OVERCURRENT AND DIRECTIONAL RELAYS GEL ALSTHOM

OBSERVACIONES: VER CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
(1) VER AJUSTE RUTA 1

RUTA Nº 4

CAPACIDADES Y AJUSTES							
VER DIAG. UNIF. SIMPLIFICADO			SOBRECORRIENTE ENTRE FASES			SOBRECORRIENTE A TIERRA	VER APENDICE
DISPOSITIVO Nº	INTERRUPTOR (MARCO) O DISPARADOR	CORRIENTE DEL SENSOR (AMPs)	AJUSTES		AJUSTE INSTANTANEO	AJUSTES	CURVA DE REFERENCIA
			LARGO	CORTO			
1	ELECTROMAGNETICO TIPO M12 MARCO 1250 A	1200 A	I ₀ = 0.8 I _r = 0.8 I _v = 1.5	I _m = 1.5 I _n = 0.1 OFF	I = 12	I _h = 0.2 I _{th} = 0.1 OFF	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1994
2	ELECTROMAGNETICO TIPO M32 MARCO 3200 A	3200 A	I ₀ = 0.5 I _r = 0.9 I _v = 3.0	I _m = 3 I _n = 0.2 OFF	BLOQUEO OFF	I _h = 0.2 I _{th} = 0.12 OFF	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1994
3	FUSIBLE FE-100A	100 A	_____	_____	_____	_____	FUSIBLES TIPO FE ELMEX
4	RELEVADOR 50/51/51N (1)	_____	_____	_____	_____	_____	SERVICE MANUAL FOR OVERCURRENT AND DIRECTIONAL RELAYS GEL ALSTHOM

OBSERVACIONES: VER CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
(1) VER AJUSTE RUTA 1)

RUTA Nº 5

CAPACIDADES Y AJUSTES							
VER DIAG. UNIF. SIMPLIFICADO			SOBRECORRIENTE ENTRE FASES			SOBRECORRIENTE A TIERRA	VER APENDICE
DISPOSITIVO Nº	INTERRUPTOR (MARCO) O DISPARADOR	CORRIENTE DEL SENSOR (AMPS)	AJUSTES		AJUSTE INSTANTANEO	AJUSTES	CURVA DE REFERENCIA
			LARGO	CORTO			
1	TERMOMAG. NETICO MARCO MA DE 1000 A	In = 800 A AJUSTE MAG BAJO A 5 VECES LA In	_____	_____	_____	_____	BOLETIN 2 FEB 84 CLASE 665 MA-1000 SQUARE "D"
2	ELECTROMAG. NETICO TIPO M25 MARCO 2500 A	2500 A	I _o = 0.8 I _r = 0.8 I _r = 480	I _m = 3 I _m = 0.1 OFF	BLOQUEO OFF	I _h = 0.1 I _h = 0.1 OFF	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1994
3	FUSIBLE FE-125A	125 A	_____	_____	_____	_____	FUSIBLES TIPO FE ELMEX
4	RELEVADOR 50/51/51N (1)	_____	_____	_____	_____	_____	SERVICE MANUAL FOR OVERCURRENT AND DIRECTIONAL RELAYS GEL ALSTHOM

OBSERVACIONES: VER CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
(1) VER AJUSTE RUTA 1

NOMENCLATURA

KV BASE	TENSION BASE PARA HOJAS DE GRAFICACION
INOM	CORRIENTE NOMINAL A PLENA CARGA EN AMPERES
ISENSOR	CORRIENTE NOMINAL DEL SENSOR.
IMAG	CORRIENTE DE MAGNETIZACION O INRUSH DE TRANSFOR.
IREF	CORRIENTE REFERIDA A LA TENSION BASE.
ICC	CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO SIMETRICA EN AMP.
ISC	CORRIENTE DE SOBRECARGA
F P	FACTOR DE POTENCIA
R : C	RELACION DE TRANSFORMACION DEL TRANSF DE CORRIENTE
I. C	CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.

5.0 Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones y recomendaciones

1. Se recomienda se implemente una protección NEMA 51 a los Transformadores TR-01/02/03/04/05 para librar la curva de daño ANSI.
2. La carga registrada en el Tablero TGD-03 de 504 KVA según el Reporte del 21/julio/87 corresponde al 30 % de la capacidad del Transformador TR-03 de 1500 por lo que se recomienda el ajuste indicado en el Interruptor de Potencia de 2000 A para coordinar con la curva del interruptor derivado del TGD-03 el cual es de 1000 A.
3. El ajuste del interruptor Master Pack en el lado de baja tensión del transformador TR-01 libra la corriente nominal de éste, por lo que se recomienda verificar las mediciones hechas en el Reporte del 07/julio/97.
4. Se recomienda la verificación de las mediciones hechas en campo ya que muestran incongruencias.

Ajuste del relevador de sobrecorriente 50/51/51N
 Marca GEC ALSTHOM tipo KCGG 120/240

Carga total instalada

Concepto	Carga instalada	Carga en operación
TGD-01	956.67 KW	669.67 KW
TGD-02	1612.69 KW	1128.88 KW
TGD-03	1839.71 KW	1287.79 KW
TGD-04	508.54 KW	355.97 KW
TGD-05	368.14 KW	257.69 KW
	<hr/>	<hr/>
TOTALES	5285.75 KW	3700.00 KW

La carga en operación se considera como el 70 % de la carga instalada.

1. Ajuste por sobrecarga: $b, t >$

Se considera el ajuste a partir del 125 % de la Carga en operación.

$$\text{Carga} = 4625 \text{ KW}$$

$$= 237.9 \text{ A en } 13.2 \text{ KV}$$

$$= 7137 \text{ A en } 440 \text{ V}$$

$$\text{RTC} = 120$$

$$I_s = I_r \cdot k / \text{RTC} \times 5 = 0.395 \text{ In}$$

$$I_s = 0.4 \text{ de donde } I_s = 0.4 \times 5 \times 120 = 240$$

Por requerimientos de coordinación se elige $I_s = 0.56 \text{ In}$

$$\text{de donde } I_s = 0.56 \times 5 \times 120 = 336$$

Graficando la curva característica E1 20XDT de tiempo extremadamente inverso para lograr la coordinación con los fusibles de protección de los transformadores y con un tiempo definido a 20 veces el valor de I_s , se obtiene.

$$\begin{aligned} \text{Ajuste } I > 0.56 \text{ del rango } 0.08-3.2 \text{ In} \\ \text{TMS } t > 0.30 \text{ multiplicador de tiempo} \end{aligned}$$

2 - Ajuste por sobrecorriente $I >$, $t >$ BLOQUEO.

3 - Ajuste por falla a tierra:

Se considera el ajuste al 25 % de I_{0-sc}

$$I_s = 59.475 / (120 \times 5) = 0.099 \Rightarrow 0.10 \text{ In}$$

$$\text{de donde } I_0 = 0.10 \times 120 \times 5 = 60$$

Graficando se elige:

$$\text{Ajuste } I_0 >> = 0.10$$

$$t_0 >> = 1.0$$

Graficando la curva característica E120XDT de tiempo extremadamente inverso para lograr la coordinación con los fusibles de protección de los transformadores y con un tiempo definido a 20 veces el valor de I_s , se obtiene:

$$\begin{aligned} \text{Ajuste } I > 0.56 \text{ del rango } 0.08\text{-}3.2 \text{ In} \\ \text{TMS } t > 0.30 \text{ multiplicador de tiempo} \end{aligned}$$

2.- Ajuste por sobrecorriente $I >$, $t >$ BLOQUEO.

3.- Ajuste por falla a tierra.

Se considera el ajuste al 25 % de $I_{cc} - sc$

$$I_s = 59.475 / (120 \times 5) = 0.099 \Rightarrow 0.10 \text{ In}$$



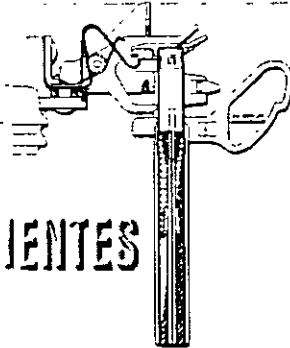
$$\text{de donde } I_0 = 0.10 \times 120 \times 5 = 60$$

Graficando se elige:

$$\text{Ajuste } I_0 >> = 0.10$$

$$t_0 >> = 1.0$$

Facultad de Ingeniería
División de Educación Continua

**PROTECCIÓN
CONTRA
SOBRECORRIENTES**

Sept 2005

TIPOS Y CAUSAS DE FALLA

FALLAS TRANSITORIAS
O INSTANTÁNEAS **75-95%**

FALLAS
PERMANENTES **5-25%**

FALLAS TRANSITORIAS

- Contacto instantáneo entre conductores desnudos, por acción del viento
- Contacto de objetos extraños al sistema (ramas, de árboles, objetos colgantes, aves y otros que disminuyen la distancia de aislamiento, etc.)
- Flameo de aisladores
- Falsos contactos
- Arqueo por contaminación ambiental
- Sobrecorrientes instantáneas

FALLAS PERMANENTES

Sistema
Aéreo



- Contacto sólido entre conductor (es) a tierra (corto circuito de 1, 2 o 3 fases)
- Vandalismo (daño al equipo)
- Sobrecargas permanentes
- Degradación de aislamiento
- Falta de equipos
- Fraudes
- Conexiones erróneas
- Mano de obra deficiente

FALLAS PERMANENTES

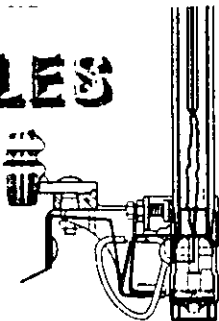
Sistema
Subterráneo

- Envejecimiento del aislamiento, debido a sobrecargas o cortos circuitos
- Esfuerzos eléctricos por sobretensiones, debido a transformos transitorios
- Pérdida de aislamiento debido a la humedad, arborescencia, reducción por roedores, piqueta mecánico en cables, mal manejo de equipo
- Mano de obra deficiente
- Falta de equipo

Facultad de Ingeniería
División de Educación Continua

**FUSIBLES
DE MEDIA
TENSION**



FUSIBLE

- Es un elemento eléctrico de protección o seguridad, de operación térmica, diseñado para interrumpir un circuito eléctrico cuando por él circula una sobrecorriente que puede dañar a los conductores y dispositivos conectados al mismo



CLASIFICACIÓN DEL FUSIBLE

FUSIBLES DE MEDIA TENSIÓN

★
De 2.8 hasta 27 kV
De 1.6 hasta 90 kA sim
De acuerdo a la Norma
Americana ANSI C37-48

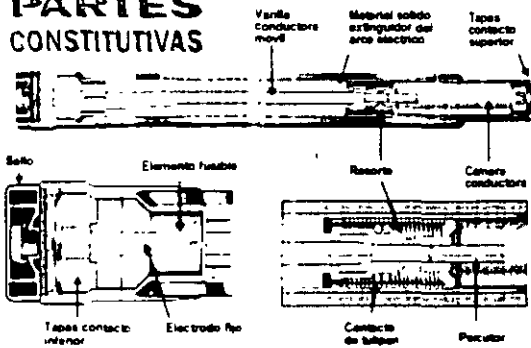
★ ★
De 2.4 hasta 34.5 kV
De 2 hasta 63 kA sim
De acuerdo a la Norma
Americana ANSI C37-47

★ ★ ★
De 4.8 hasta 34.5 kV
De 3 hasta 71 kA sim
De acuerdo a la Norma
Americana ANSI C37-41

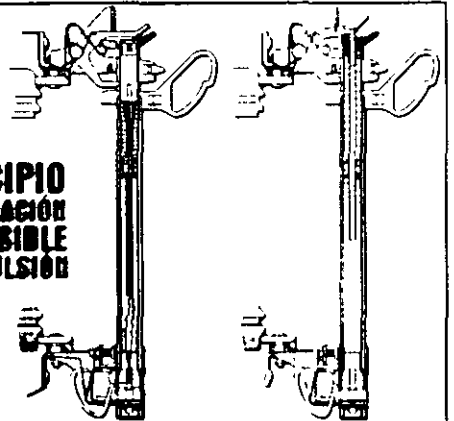
	Fusible de potencia	Cortacircuito fusible
Límitador de corriente	★ ✓	✓
Expulsión	★ ★ ✓	★ ★ ✓
Sumergido en aceite	✓	✓
Vacío		✓

FUSIBLE DE EXPULSIÓN

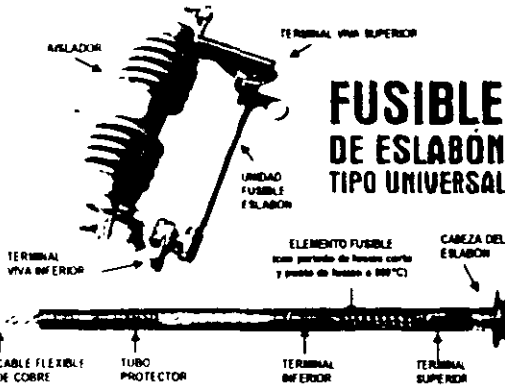
PARTES CONSTITUTIVAS



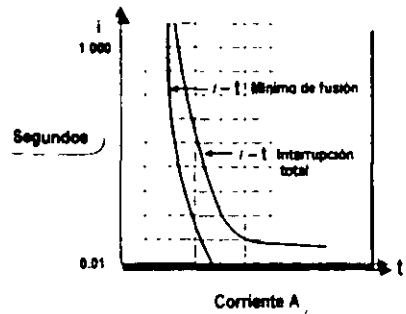
PRINCIPIO DE OPERACIÓN DEL FUSIBLE DE EXPULSIÓN



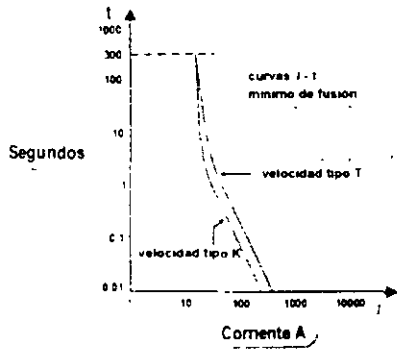
FUSIBLE DE ESLABÓN TIPO UNIVERSAL



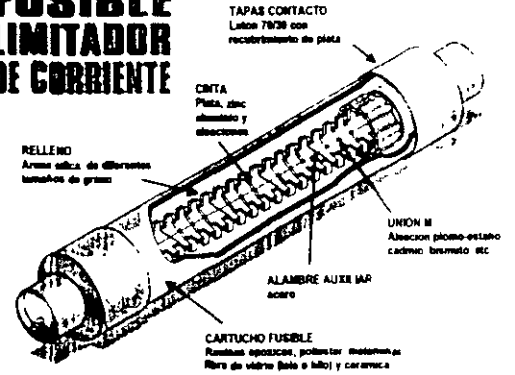
CURVAS CARACTERÍSTICAS CORRIENTE-TIEMPO



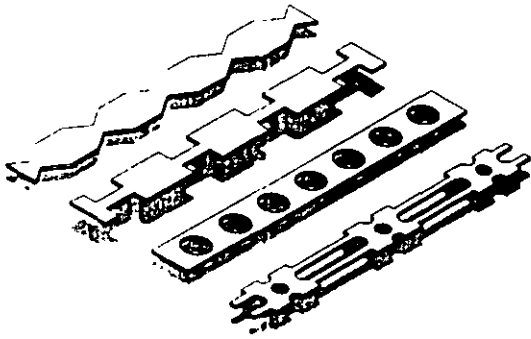
VELOCIDAD DE RESPUESTA



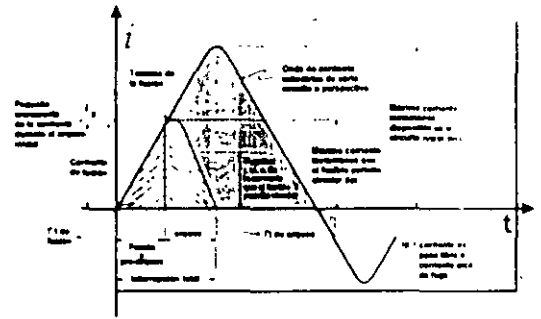
FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE



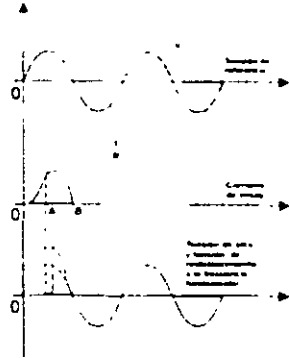
DIFERENTES TIPOS DE CONFIGURACIÓN DE CINTAS



REPRESENTACIÓN GRAFICA DE LIMITACIÓN DE CORRIENTE



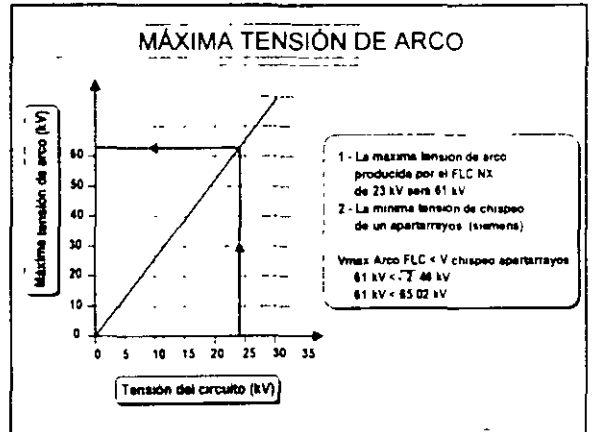
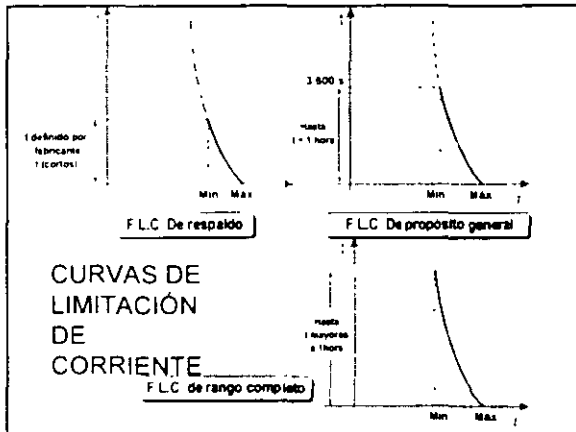
INTERRUPCIÓN DE UNA CORRIENTE TOTALMENTE ASIMÉTRICA POR UN FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE



- Ángulo de cierre = 0°
- Ángulo de arco = BA (Tiempo de fusión)
- Tiempo de arco = AB
- Tiempo de interrupción total = BE

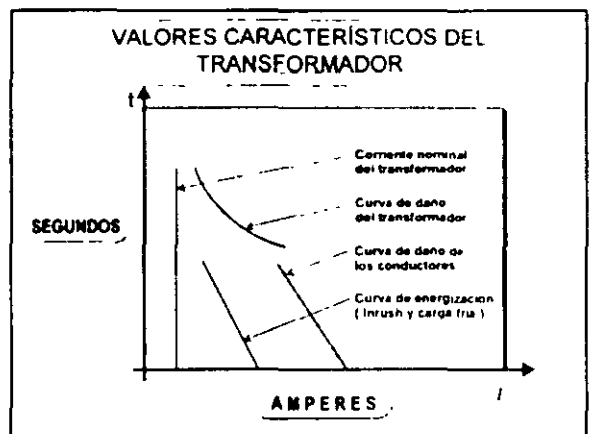
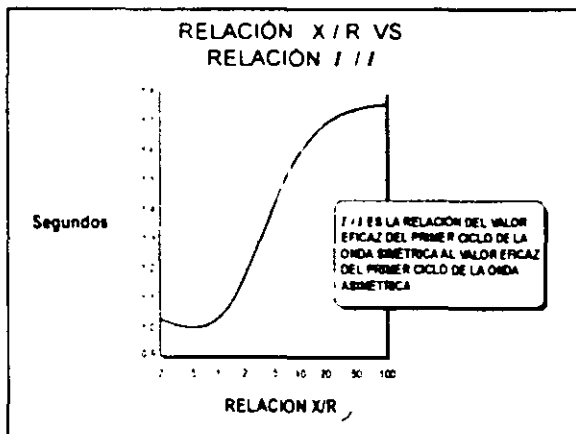
TIPOS DE FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE

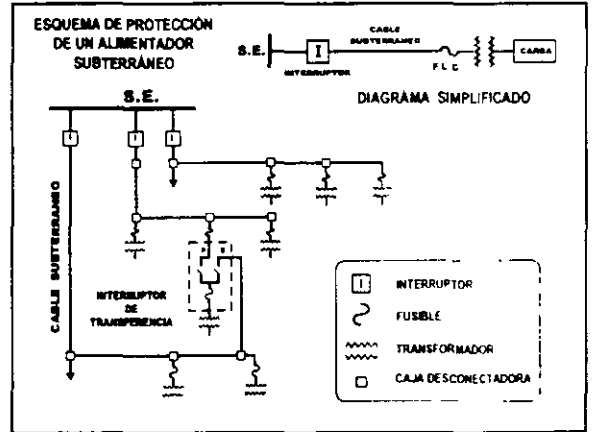
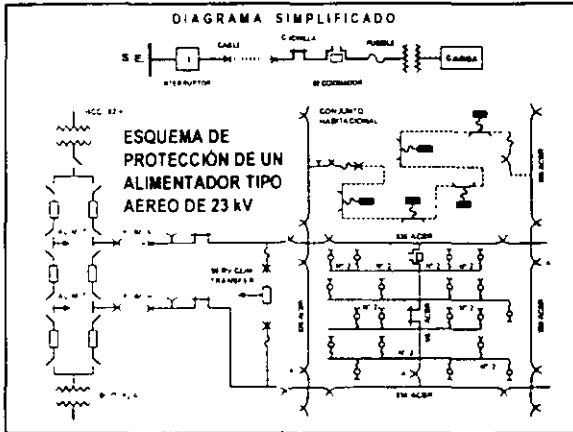
- Fusible de respaldo o rango parcial (Back up)
- Fusible de aplicación general (General purpose)
- Fusible de rango completo (Full range)



- CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE UN FUSIBLE**
- Tension nominal
 - Corriente nominal.
 - Capacidad interruptiva (simétrica y asimétrica).
 - Nivel basico de aislamiento al impulso.
 - Respuesta de operación (curva I-t).
 - Velocidad de respuesta (en el tipo expulsión).
 - Frecuencia
 - Servicio (interior o intempere)

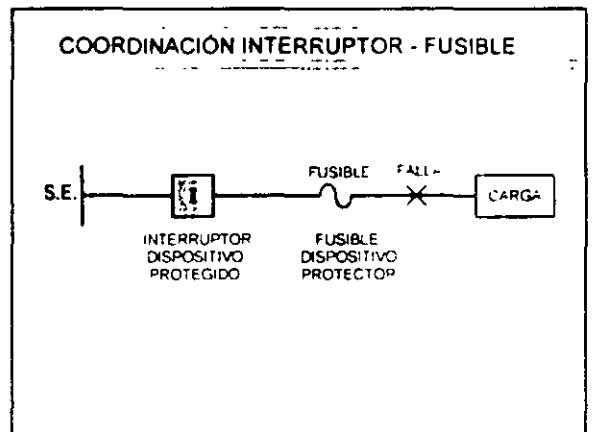
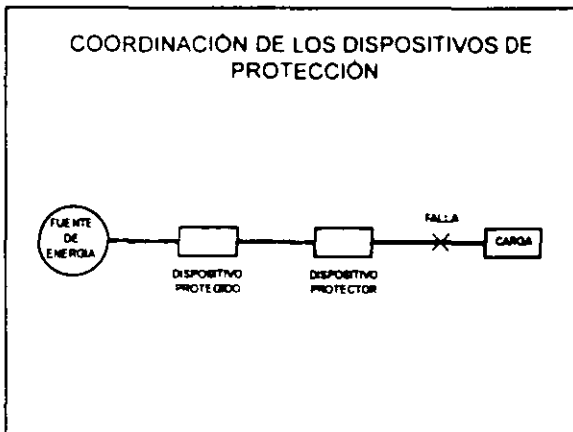
- FACTORES QUE DEFINEN LA APLICACIÓN DE UN FUSIBLE**
- Corriente de corto circuito en el punto de instalacion
 - Relación X/R en la impedancia equivalente (Z_e)
 - Curva de daño de los elementos a proteger (conductores, transformadores, etc.)
 - Curva de energización del transformador (Inrush y carga fria).
 - Costo.



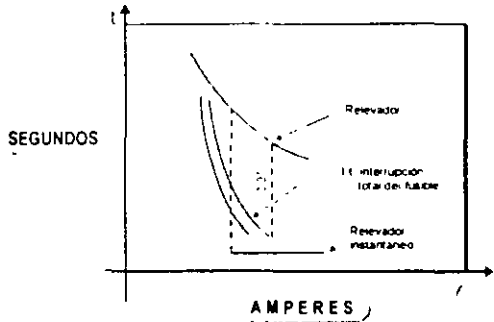


- FUNCIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN**
- Aislar las fallas del resto del circuito.
 - Reducir el numero de fallas permanentes.
 - Incrementar la continuidad del circuito
 - Reducir el tiempo para localizar las fallas.
 - Prevenir daños al equipo.
 - Reducir la probabilidad de falla disruptiva.
 - Reducir al máximo las situaciones peligrosas para el público en general

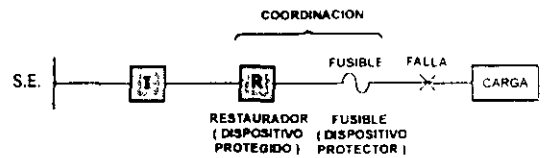
- FACTORES CARACTERÍSTICOS DEL SISTEMA A PROTEGER PARA UNA ADECUADA SELECCIÓN DE EQUIPO**
- Tensión del sistema.
 - Corriente nominal de carga.
 - Corriente mínima de operación en el punto de ubicación del equipo de protección.
 - Tipo de conexión del sistema.
 - Nivel de corto circuito en el punto a proteger.
 - Distancia y calibres de conductores a lo largo del circuito que se desea proteger.
 - Curvas características de operación corriente-tiempo y secuencia seleccionada en los equipos de protección
 - Capacidad de los equipos de protección
 - Márgenes de crecimiento de capacidad de las instalaciones en el futuro
 - Costo



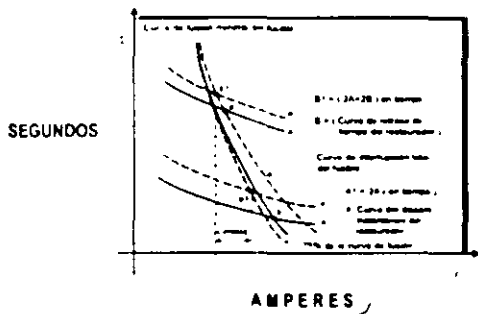
COORDINACIÓN INTERRUPTOR - FUSIBLE



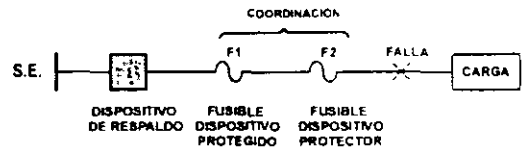
COORDINACIÓN RESTAURADOR - FUSIBLE



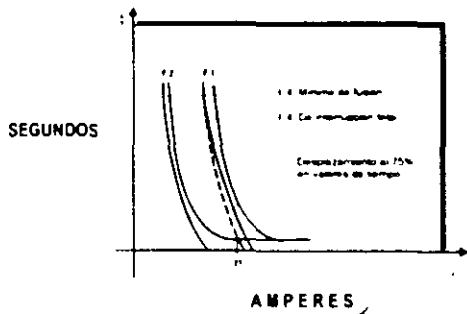
COORDINACIÓN RESTAURADOR - FUSIBLE



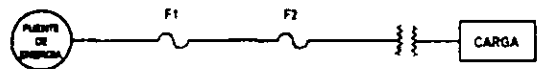
COORDINACIÓN FUSIBLE - FUSIBLE



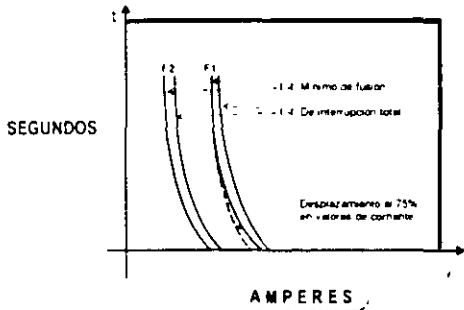
COORDINACIÓN ENTRE F.E. Y F.E.



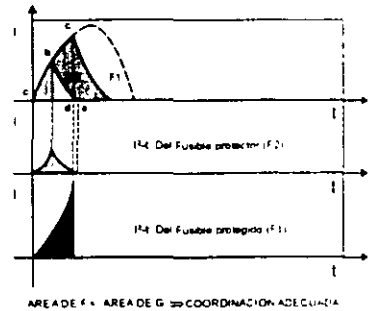
COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLES LIMITADORES



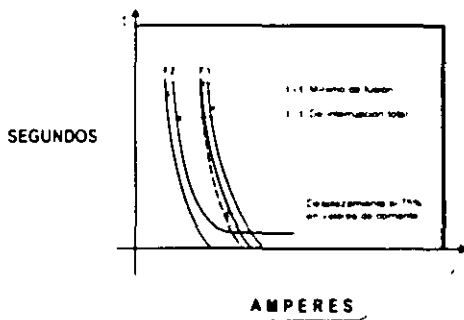
COORDINACIÓN ENTRE F L C Y F L C



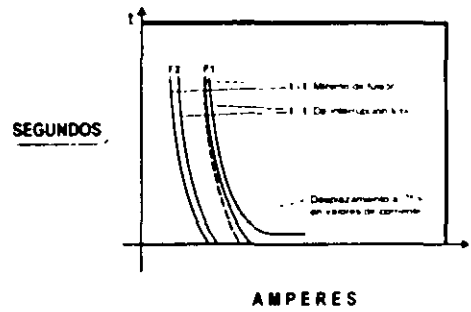
COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLES LIMITADORES



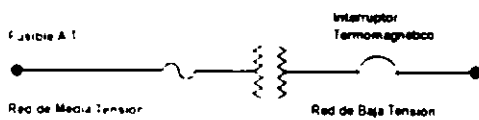
COORDINACIÓN ENTRE F E Y F L C



COORDINACIÓN ENTRE F L C Y F E



COORDINACIÓN FUSIBLE A T - INT TERMOMAG DE B T



CURVA DE DAÑO PARA TRANSF HASTA 500 KVA

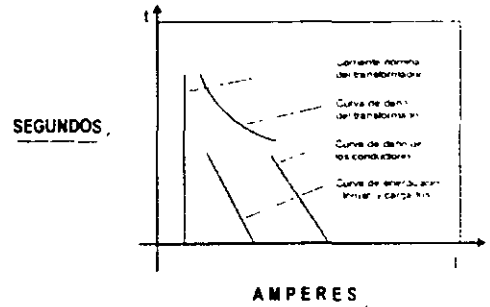
CURVA DE DAÑO

TIPO DE DAÑO	Nº DE VECES LA CORRIENTE NOMINAL	TIEMPO EN SEGUNDOS
TÉRMICO	2	2014
	3	301
	4	101
	5	41
	7	11
	8	7
	10	4
	15	2
	20	1
	25	0.5
MECÁNICO	10	1
	40	0.5
	100	0.2

VALORES PARA DEFINIR CURVA DE ENERGIZACIÓN

CORRIENTE TRANSITORIA	Nº DE VECES LA CORRIENTE NOMINAL	TIEMPO EN SEGUNDOS
INRUSH	25	0.01
	12	0.10
CARGA FRIA	5	1.00
	3	10.00

VALORES CARACTERÍSTICOS PARA UN TRANSFORMADOR



COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN

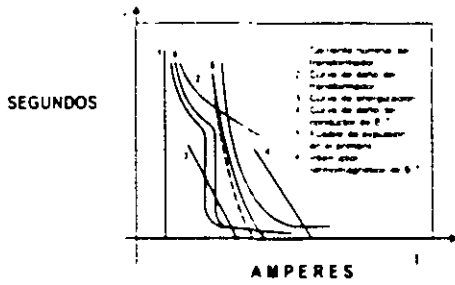
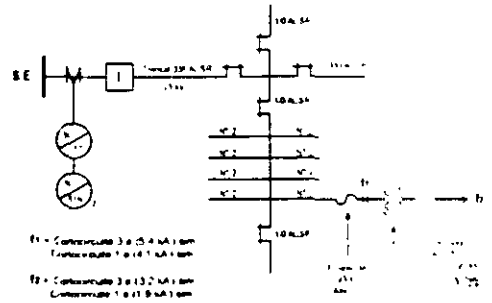


DIAGRAMA UNIFILAR DE ALIMENTACIÓN DE UN TRANSFORMADOR TIPO AÉREO



COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE 75 kVA

Relación de tensión 23 - 0.22 / 0.127 kV

$$I = \frac{75}{\sqrt{3} \times 23} = 1.88 \text{ A}$$

CURVA DE ENERGIZACIÓN

INRUSH	25 I _n	t = 0.01 s	47 A
	12 I _n	t = 0.1 s	22.56 A
CARGA FRIA	5 I _n	t = 1 s	11.28 A
	3 I _n	t = 10 s	5.64 A

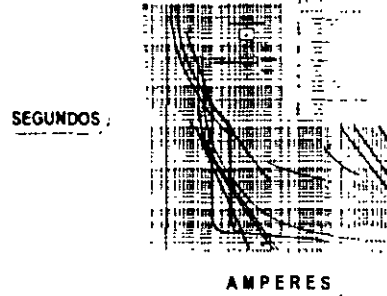
VALORES PARA CALCULAR LA CURVA DE DAÑO

TIPO DE DAÑO	TIEMPO EN SEGUNDOS	VALOR LIMITE DE CORRIENTE DE DAÑO
TERMICO	2000	2 In = 3.77 A
	300	3 In = 5.64 A
	100	4 In = 7.52 A
	50	5 In = 9.41 A
	35	6 In = 11.28 A
	25	7 In = 13.16 A
	20	8 In = 15.04 A
	15	9 In = 16.92 A
	12.5	10 In = 18.80 A
	5.8	15 In = 28.20 A
MECANICO	3.3	20 In = 37.60 A
	2.0	25 In = 47.00 A
	1.5	30 In = 56.40 A
	0.5	50 In = 94.00 A

VALORES PARA DEFINIR LA CURVA DE ENERGIZACIÓN

ENERGIZACIÓN	TIEMPO EN SEGUNDOS	CORRIENTE DE ENERGIZACIÓN
INRUSH	0.01	25 In = 47.00 A
	0.10	12 In = 22.56 A
CARGA FRÍA	1.00	6 In = 11.28 A
	10.00	3 In = 5.64 A

COORDINACION DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION



COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR COMPUTADORA



APÉNDICE I.- NÚMEROS DE FUNCIÓN PARA DISPOSITIVOS DE SISTEMAS DE POTENCIA Y DESIGNACIÓN DE CONTACTOS [36].

La siguiente es una lista de los números de función de dispositivos, los cuales permiten determinar rápidamente el funcionamiento del equipo respectivo.

- 1 - Elemento maestro
- 2 - Relevador de arranque o de cierre, con retardo
- 3 - Relevador de comprobación o de enclavamiento (bloqueo condicionado)
- 4 - Contacto maestro
- 5 - Dispositivo de paro
- 6 - Interruptor o contactor de arranque
- 7 - Interruptor del ánodo
- 8 - Interruptor del circuito de control
- 9 - Dispositivo inversor
- 10 - Interruptor de secuencia de unidad
- 11 - Dispositivo multifunción
- 12 - Dispositivo de sobrevelocidad
- 13 - Dispositivo de velocidad sincrónica
- 14 - Dispositivo de baja velocidad
- 15 - Dispositivo igualador de velocidad o frecuencia
- 16 - Reservado para aplicaciones futuras
- 17 - Interruptor o contactor de descarga
- 18 - Dispositivo acelerador o desacelerador
- 19 - Contactor o relevador de transición de arranque a marcha
- 20 - Válvula de operación eléctrica

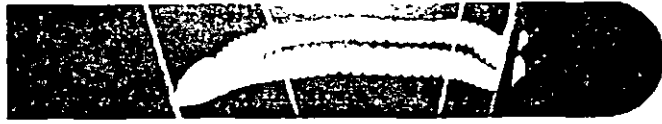
- 21 - Relevador de distancia
- 22 - Interruptor o contactor igualador
- 23 - Dispositivo de control de temperatura
- 24 - Relevador de voltaje/frecuencia
- 25 - Dispositivo de sincronización o de comprobación de sincronismo
- 26 - Dispositivo térmico de aparatos o máquinas
- 27 - Relevador de bajo voltaje
- 28 - Detector de flama
- 29 - Interruptor o contactor de aislamiento (separación)
- 30 - Relevador indicador
- 31 - Dispositivo para excitación separada
- 32 - Relevador direccional de potencia
- 33 - Contacto de posición
- 34 - Dispositivo maestro de secuencia
- 35 - Dispositivo para operar escobillas o para poner en corto circuito anillos colectores
- 36 - Dispositivo de polaridad o de polarización de voltaje
- 37 - Relevador de baja potencia o baja corriente
- 38 - Dispositivo de protección de chumacera
- 39 - Monitor de condiciones mecánicas
- 40 - Relevador de campo
- 41 - Interruptor del campo
- 42 - Interruptor de marcha
- 43 - Dispositivo manual de transferencia o selección

- 44 - Relevador de iniciación de secuencia de la unidad
- 45 - Monitor de condiciones atmosféricas
- 46 - Relevador de corriente de fases invertidas o desbalance de fases en corriente
- 47 - Relevador de voltaje de fases invertidas o desbalance de fases en tensión
- 48 - Relevador de secuencia incompleta
- 49 - Relevador térmico de máquinas o transformadores
- 50 - Relevador instantáneo de sobrecorriente o detector de gradiente de corriente
- 51 - Relevador de sobrecorriente de corriente alterna, de tiempo inverso o definido
- 52 - Interruptor de corriente alterna
- 53 - Relevador de excitador o de generador de corriente directa
- 54 - Dispositivo de giro de rotor
- 55 - Relevador de factor de potencia
- 56 - Relevador de aplicación del campo
- 57 - Dispositivo para poner en corto circuito o a tierra
- 58 - Relevador de falla de rectificación
- 59 - Relevador de sobrevoltaje
- 60 - Relevador de desequilibrio de voltajes o corrientes
- 61 - Relevador para monitoreo de densidad
- 62 - Relevador de paro o apertura, con retardo
- 63 - Relevador de presión
- 64 - Relevador para protección a tierra que no está conectado al secundario de los transformadores de corriente
- 65 - Gobernador o regulador de velocidad
- 66 - Dispositivo limitador de operaciones o de ajuste fino de posición

- 67 - Relevador direccional de sobrecorriente para corriente alterna
- 68 - Relevador de bloqueo
- 69 - Dispositivo de control condicionado
- 70 - Reóstato
- 71 - Relevador de nivel
- 72 - Interruptor o contactor de corriente directa
- 73 - Contactor de resistencia de carga
- 74 - Relevador de alarma
- 75 - Mecanismo cambiador de posiciones
- 76 - Relevador de sobrecorriente de corriente directa
- 77 - Dispositivo de telemedición
- 78 - Relevador de protección que mide desplazamientos angulares entre corrientes, entre voltajes o entre ambos
- 79 - Relevador de recierre de corriente alterna
- 80 - Relevador de flujo de liquido o gas
- 81 - Relevador de frecuencia
- 82 - Relevador de recierre de corriente directa
- 83 - Relevador automático de transferencia, o de control selectivo
- 84 - Mecanismo de operación
- 85 - Relevador receptor para onda portadora o para hilo piloto
- 86 - Relevador de bloqueo definitivo
- 87 - Relevador de protección diferencial
- 88 - Motor o motor-generator auxiliar
- 89 - Interruptor de linea



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



...: Ingeniería Eléctrica

CURSO SOBRE INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN EDIFICIOS

CA 237

TEMA VI

**SUBESTACIONES ELÉCTRICAS Y
CENTROS DE DISTRIBUCIÓN EN
INSTALACIONES DE EDIFICIOS**

**EXPOSITOR: ING. RICARDO ESPINOSA PATIÑO
DEL 14 AL 25 DE NOVIEMBRE DE 2005
PALACIO DE MINERÍA**

4.2 subestaciones

4.2.1 consideraciones generales

La distribución industrial hace llegar la energía de un alimentador o generador a un voltaje igual o menor de 15 kV, hasta los puntos donde se utiliza, y a las tensiones adecuadas para fuerza y alumbrado. Cuando la potencia se recibe de un alimentador de subtransmisión a 69, 34.5 o 23 kV, existe una subestación intermedia unitaria o convencional entre la línea y el sistema de distribución industrial.

Para potencias superiores a 1000 kVA, no es económico bajar el voltaje de subtransmisión al de utilización directamente, ni tampoco generar a este último, a menos que la carga sea excepcionalmente concentrada. El costo de conductores de distribución a voltajes entre 2.4 y 13.2 kV para plantas con densidades de carga hasta 300 volt-amperes/m², es generalmente un 15% del que requiere la distribución a 480 volts. El equipo interruptor de alta corriente es también más costoso que el de un voltaje un tanto mayor pero de menor corriente y capacidad interruptiva. La distribución con centros de potencia tiene corrientes de corto circuito bastante razonables debido a la mayor reactancia en serie.

La carga de alumbrado incandescente requiere 120 volts usualmente y se alimenta de los alimentadores a 480 en los puntos adecuados mediante pequeños "Centros de distribución" que consisten en un transformador monofásico acoplado a un gabinete que aloja el bus de 120 volts con su interruptor principal y los interruptores de los ramales. Los interruptores usados son muy compactos e incorporan protección de sobrecorriente.

Cuando hay pequeña fuerza o alumbrado fluorescente a 220 volts, el transformador de alumbrado es trifásico de 480 a 240 volts y se pueden tener circuitos monofásicos y trifásicos a partir del centro de distribución.

El costo del transformador de alumbrado es pagado por la economía en conductores largos de 208/120 o 240/120 volts. Otras economías son la reducción de las pérdidas y la reducción en capacidad del centro de potencia por la diversidad.

El costo por kva de centro de potencia es mínimo entre 500 y 1500 kVA, por lo cual es conveniente localizar centros de esta capacidad inmediatos a los centros de carga. El kVA de centro de potencia a 480 volts es 33% más económico que a 240, por lo que aquí es el voltaje más usual.

El costo de centros de potencia con secundario en delta suele ser de 1.5 a 6% menor que cuando se usa conexión Y. Esta última es ventajosa por que permite conexión del neutro a tierra, pero hay que considerar que con esta característica pueden necesitarse algunos dispositivos de control con protección de sobrecorriente en las 3 fases, lo cual no es normal.

Desde el punto de vista de conexión a tierra, la siguiente práctica es recomendable:

1 - Si hay subestación, el secundario de esta debe ser "Y" con neutro a tierra, para proporcionar protección a tierra en el sistema de distribución del lado de alta tensión y el primario "Delta". Los primarios de los centros de potencia serían entonces "Delta".

2 - Cuando hay generador, éste suele ser "Y" y se debe conectar el neutro de una de las máquinas a tierra. La conexión directa puede originar en fallos a tierra una corriente de corto circuito mayor que la que el generador resiste mecánicamente, por lo cual se recomienda conectar el neutro a tierra a través

de una resistencia adecuada que limite la corriente al valor permisible.

3 - En sistemas con alimentadores largos a 480 volts, el secundario que los alimenta es más conveniente en Y con neutro a tierra.

4 - Cuando se lleva el voltaje de distribución hasta los centros de carga, como es la práctica más económica, ahí se efectúa la transformación mediante un centro de potencia de los cuales parten alimentadores cortos a 480 volts. El secundario en delta es económico en dichos centros.

5 - Cuando los alimentadores de 480 V se interconectan formando una red, la conexión a tierra es necesaria y puede hacerse mediante un transformador especial en zig-zag o en estrella-delta.

El neutro a tierra en los sistemas es conveniente por las razones siguientes:

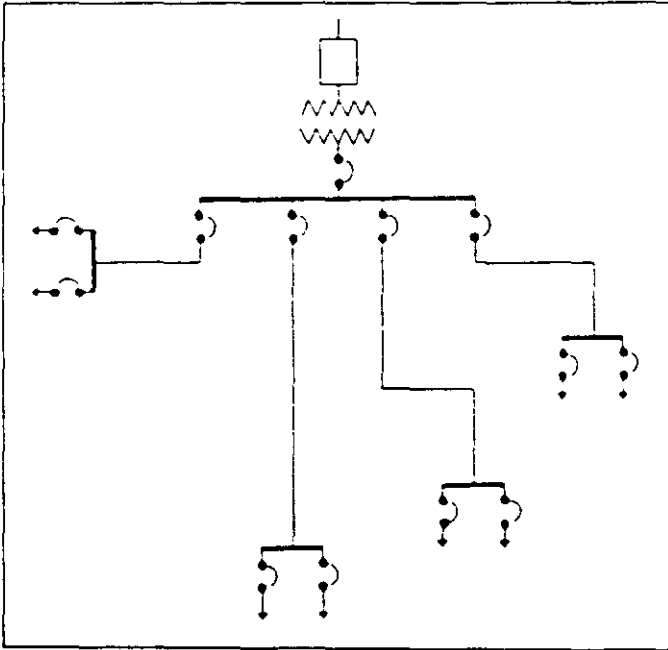
a - Los fallos a tierra provocan interrupción inmediata y con un arreglo selectivo, el ramal afectado es el único que se desconecta y la zona del daño se define.

b - Cuando no se tiene neutro a tierra, al ocurrir un fallo a tierra no hay operación ninguna. Una de las esquinas de la delta queda a tierra con lo cual el aislamiento a tierra del sistema soporta un sobrevoltaje de 73%, el cual es probable que no tarde en originar un segundo fallo. La corriente a tierra tiene la impedancia de los dos fallos en serie y aunque el voltaje es 73% mayor, puede resultar con una intensidad no suficiente para provocar operación hasta causar mayor destrucción. Al ocurrir la operación se pueden tener dos circuitos afectados que atender.

c - Cuando se selecciona no tener tierra, un fallo puede sostenerse sin interrupción hasta investigar en los días de descanso de la planta si se ha desarrollado un fallo y repararlo. La localización puede ser bastante dilatada.

4.2.2 principales sistemas de distribución

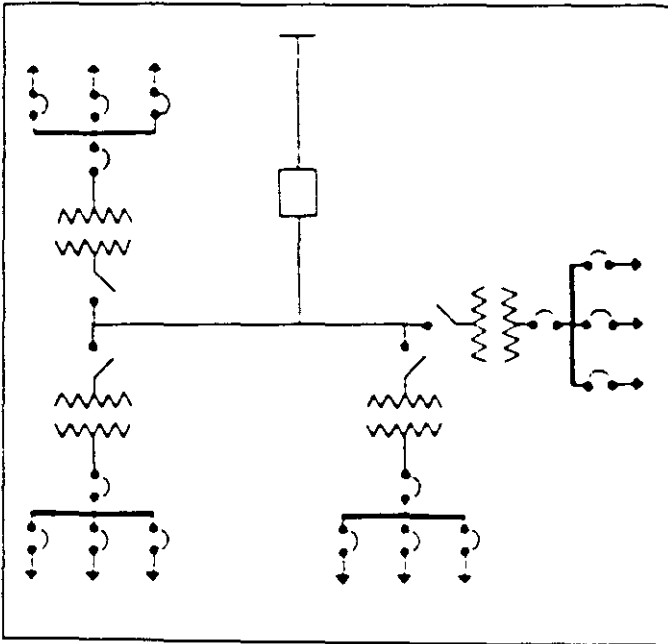
1.- RADIAL SIMPLE



CARACTERÍSTICAS.

- Simplicidad: adecuado para cargas hasta 1000 KVA
- Capacidad reducida al aprovechar la diversidad de las cargas de la planta
- Altas corrientes de corto circuito
- Interruptores de alta capacidad y alta corriente
- Alimentadores largos y costosos
- Mala regulación debido a la caída de voltaje
- Baja eficiencia debido a las pérdidas en los alimentadores
- Costo: 140% del sistema No. 2

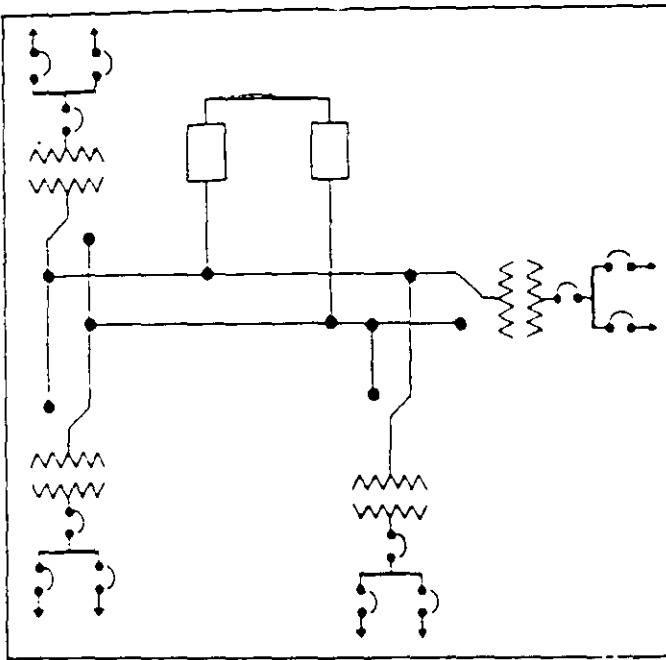
2.- RADIAL CON CENTROS DE POTENCIA



CARACTERÍSTICAS.

- Es el sistema más económico arriba de 1000 KVA
- Los alimentadores son cortos, debido a la colocación de cada centro de potencia inmediata al centro de la carga. En ocasiones se ponen estos sobre plataformas arriba del nivel de la fábrica
- Bajas corrientes de corto circuito
- Equipo interruptor de baja interrupción y baja corriente normal
- Buena regulación de voltaje
- Pérdidas moderadas
- Mala continuidad: Un fallo en el alimentador principal significa interrupción total
- Tardanza en restaurar el servicio en caso de falla en una estación
- Poca flexibilidad

3.- SISTEMA RADIAL SELECTIVO EN PRIMARIO



CARACTERISTICAS

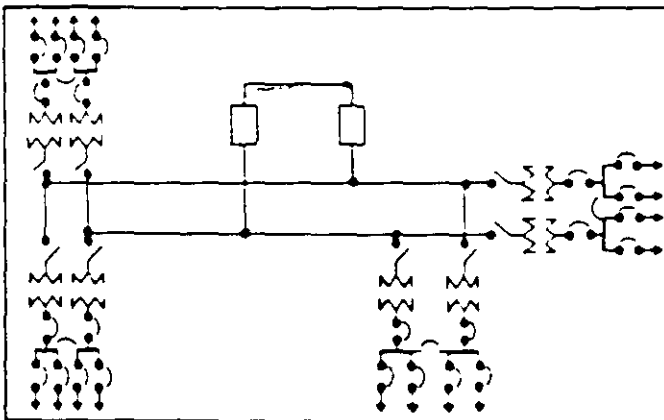
Continuidad aceptable. Al fallar un alimentador se puede cambiar la carga rápidamente al otro. Cada uno de sus circuitos primarios debe tener capacidad para el total de la carga.

En caso de fallo en un transformador, la unidad se desconecta rápidamente y se restaura el servicio dejando fuera una zona de la fábrica.

Todas las ventajas del sistema No. 2, están presentes en este arreglo.

Su costo es 10% mayor que el esquema No. 2, pero su flexibilidad es mayor.

4.- RADIAL SELECTIVO EN SECUNDARIO



CARACTERISTICAS:

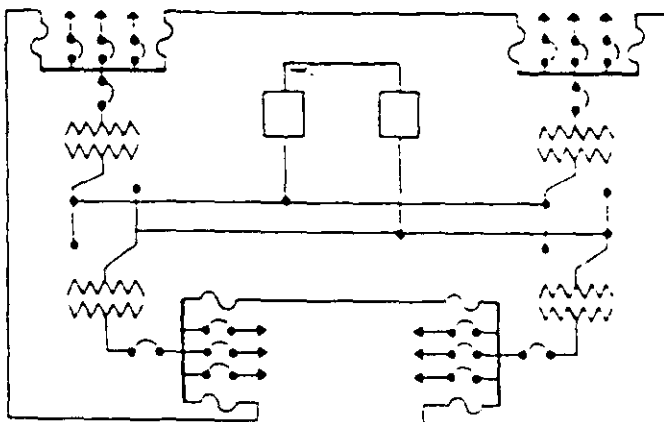
Permite pronta restauración del servicio por defectos en el alimentador primario o en el transformador.

Mayor continuidad que el No. 2 o el No. 3.

El fallo en un transformador no interrumpe por largo tiempo ninguna alimentación, ya que la carga pasa al otro mediante el interruptor de amarre. Cada transformador debe poder llevar la carga de la estación.

Esto hace este arreglo 55% más costoso que el No. 2.

5 - RED AUTOMATICA



CARACTERISTICAS:

Alimentación no interrumpida a la carga.

Alta eficiencia y regulación.

Operación automática en caso de fallas de transformador o alimentador primario, la carga se transfiere a los otros transformadores u otro alimentador a través del anillo secundario.

No requiere exceso de capacidad transformadora.

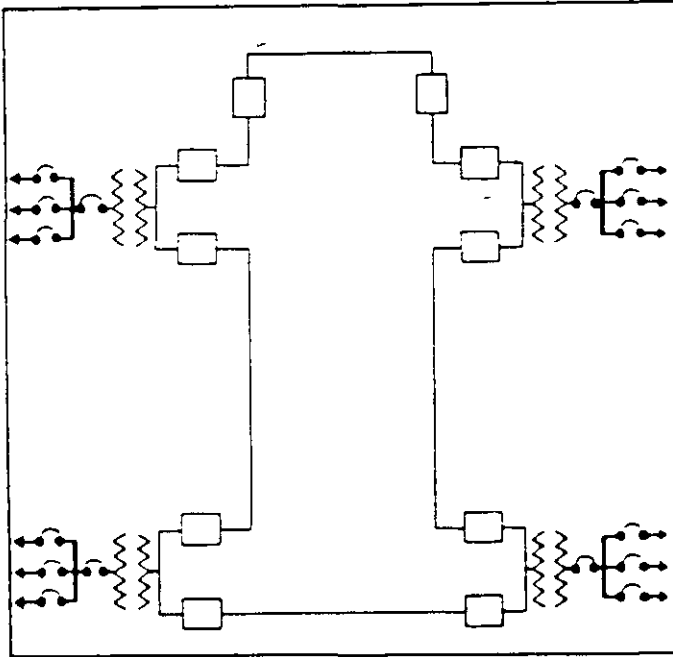
Maneja el arranque de motores grandes con menos variación de voltaje.

Parpadeo del alumbrado mínimo.

Bajas pérdidas.

No se adapta a sistemas superficialmente extensos por el costo del anillo secundario (55% más costoso que el No. 2).

6.- ANILLO DE ALTA TENSION



CARACTERISTICAS:

Este sistema tiene la ventaja sobre el radial simple de que puede aislarse una sección de cable defectuosa y reanudar el servicio en el resto del sistema mientras se lleva a cabo la reparación. Es posible, sin embargo, que el fallo no se localice pronto y entonces la interrupción general es larga.

Para evitar esta contingencia, puede dotarse a los interruptores con protección direccional de tal manera que la seccionización del tramo defectuoso sea automática.

Esto eleva el costo del sistema desproporcionadamente con relación a la ventaja ganada. Por otro lado, sin los interruptores y protección seccionizante, el sistema solo es más peligroso y con mayor corriente de corto circuito que el No. 2.

4.2.3 equipo auxiliar

En los arreglos anteriores el equipo consta de interruptores de 5 a 15 KV en aceite o aire, centros de potencia en aceite, aire o askarel y cables alimentadores con interruptores en aire de preferencia manuales. Alguno equipo adicional puede ser capacitores, interruptores de operación eléctrica, medición. El costo de la medición es, con ampermetro, voltmetro, watthorímetro y sus transformadores de instrumento aproximadamente 15% del de una sección de equipo unitario.

La impedancia del transformador de cada centro es normalmente del orden del 5% pero puede fijarse hasta un 10% para reducir las corrientes de corto circuito. La economía en interruptores suele exceder el sobreprecio por resistencia especial.

El control de los motores de inducción suele ser por arrancadores sobre la línea, que son los más económicos. La práctica actual consiste en agrupar los arrancadores y sus estaciones de botones en celdas de una unidad blindada denominada Centro de Control. Cada centro se alimenta de uno o más de los alimentadores de 480 volts que salen de los centros de potencia. El control de los motores queda así concentrado para operación rápida.

Otro auxiliar puede ser la batería de acumuladores para la operación de interruptores eléctricamente por corriente

directa. Para disparo suelen bastar 12 celdas para proporcionar 24 volts. Para cierre se requieren 60 celdas para proporcionar 125 volts.

La batería asegura la alimentación del circuito de cierre en caso de interrupción por la energía que almacena, pero una continuidad satisfactoria puede obtenerse mediante un transformador de operación conectado directamente a las líneas primarias de la subestación general en los casos en que esta existe. Este transformador se protege con fusibles y suele ser monofásico de una capacidad moderada (10 a 25 KVA) para bajar de una tensión relativamente elevada (46, 34.5 o 24.5 KV) a 230/115 volts. Este arreglo resulta más económico que el empleo de batería.

El tipo de batería empleado ha sido el de acumuladores de plomo con electrolito de ácido sulfúrico, pero la tendencia actual es en favor de las celdas de níquel-cadmio con electrolito alcalino que tienen una vida más larga y menos mantenimiento.

ESTRUCTURAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

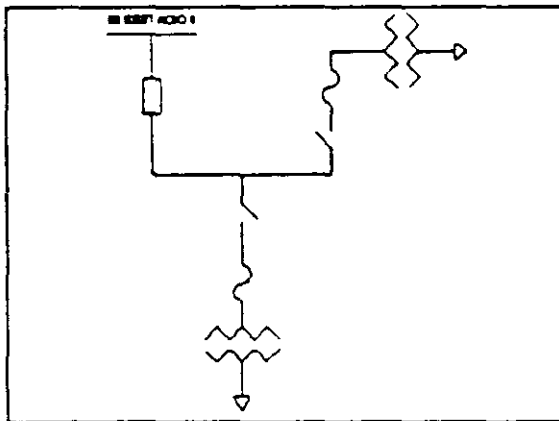
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN AÉREOS

- Se caracteriza por su sencillez y economía, razón por la cual su empleo está muy generalizado
- Sus elementos principales (transformadores, cuchillas, seccionadores, cables, etc.) se instalan en postes o estructuras de distintos materiales.
- La configuración más sencilla que se emplea para los alimentadores primarios es del tipo arbolado, consiste en conductores de calibre grueso en la troncal y de menor calibre en las derivaciones o ramales.

En Mediana Tensión

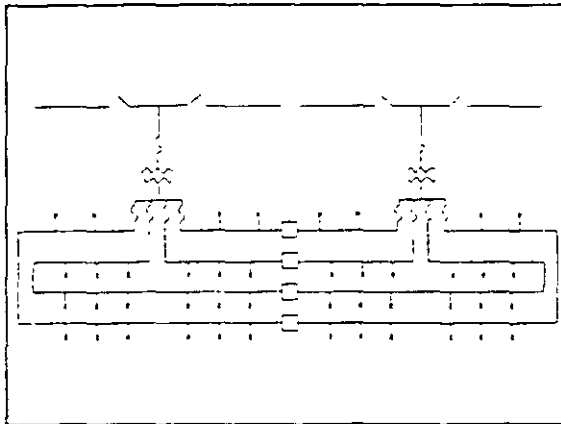
SISTEMA RADIAL

- Es aquel en que el flujo de energía tiene una sola trayectoria, de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en la trayectoria produce interrupción en todos o en una parte de los servicios.



SISTEMA PARALELO

- Esta estructura se emplea para alimentar a servicios importantes, como hospitales, edificios públicos y fábricas, que por la naturaleza del proceso no permiten falta de energía eléctrica en ningún momento; además de que algunos de estos servicios cuentan con plantas de emergencia



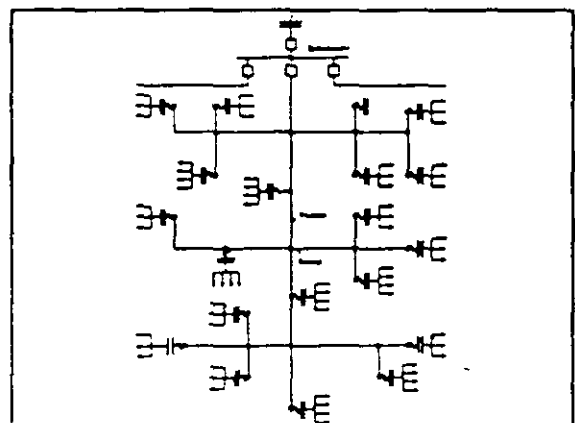
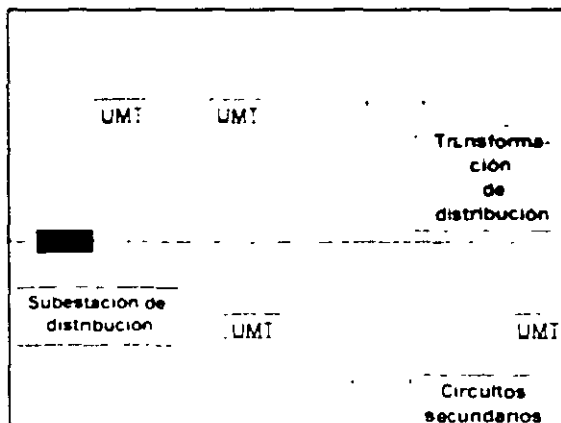
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEOS

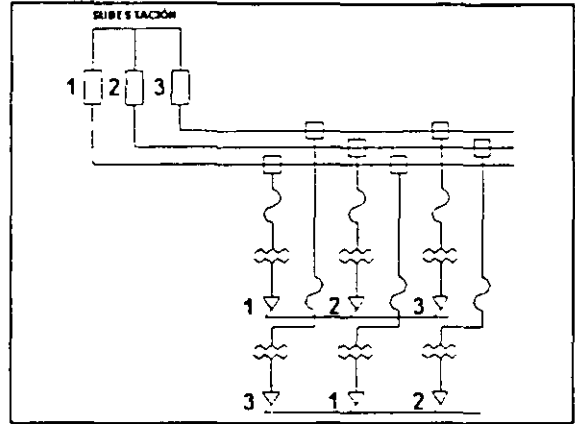
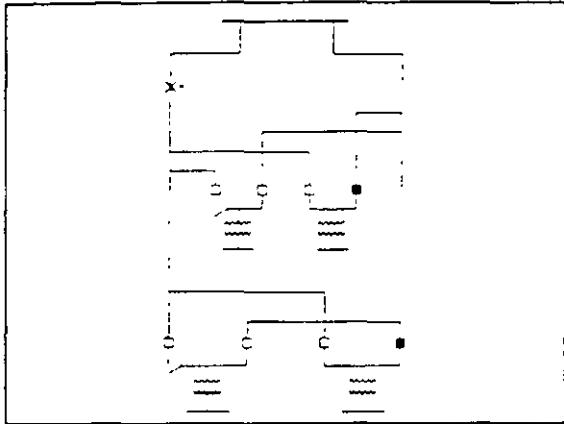
- Son más confiables que los aéreos debido a que no están expuestos directamente a descargas atmosféricas, tormentas, choque de vehículos, caída de árboles, lanzamiento de objetos, etc
- También tienen la ventaja de dar buena estética a la zona, ya que son ocultas, y por lo tanto eliminan postes y elementos aéreos, tales como transformadores tipo poste y cables, que afean notablemente el paisaje.

En Mediana Tensión

SISTEMA RADIAL

- Es recomendable en zonas extendidas con altas densidades de carga, de 5 a 20.000 kVA/km² y fuertes tendencias de crecimiento

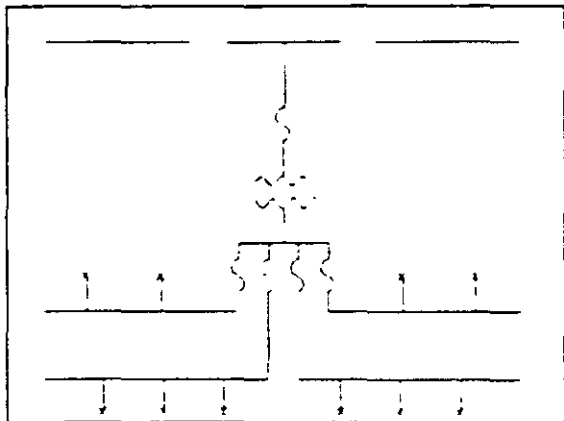




En Baja Tensión

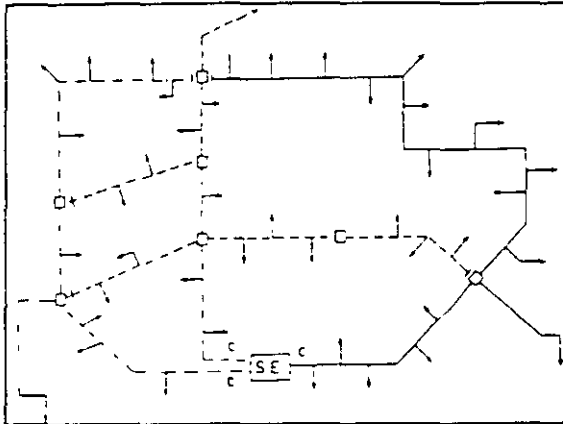
Sistema Radial sin Amarres

- Se usa para cargas residenciales normales, comerciales, domesticas y de pequeña industria (bombas de agua, molinos, etc)



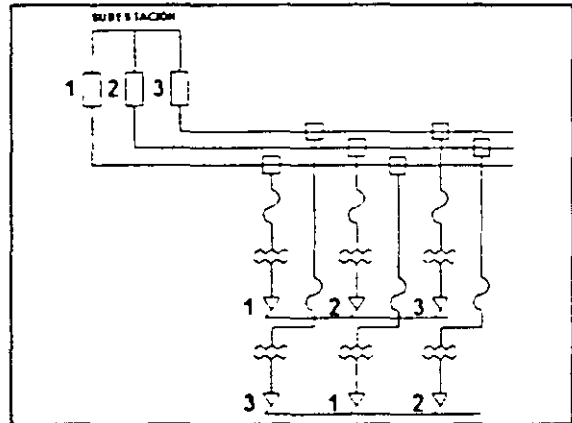
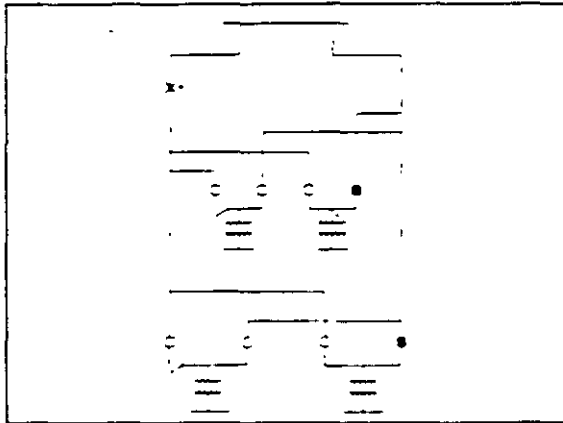
Sistema Radial con Amarres

- Se usa para cargas que requieren mayor confiabilidad, como son hospitales y fábricas.



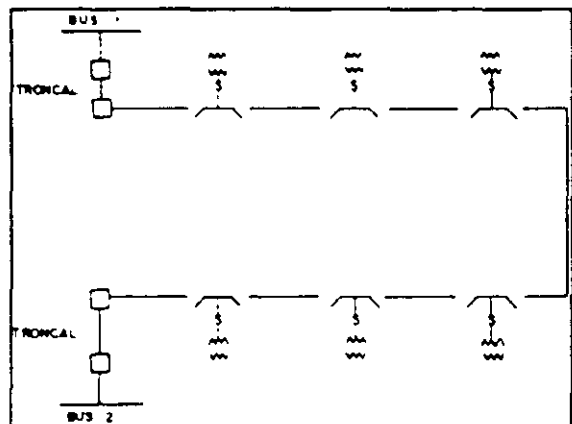
SISTEMA PARALELO

- Es recomendable para cargas delicadas y con altas densidades de carga, de 5 a 20.000 kVA/km²



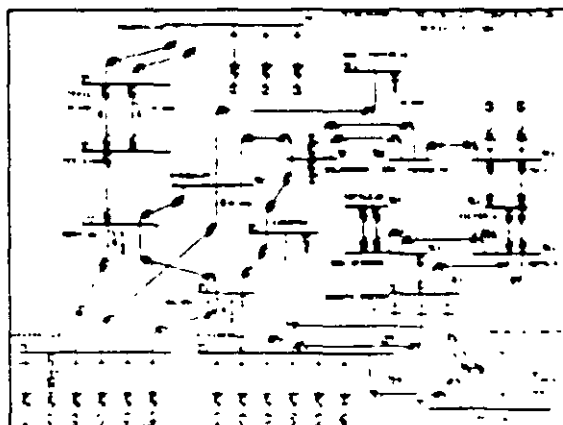
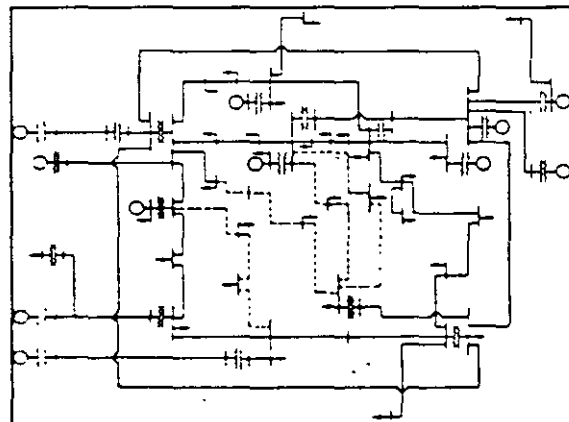
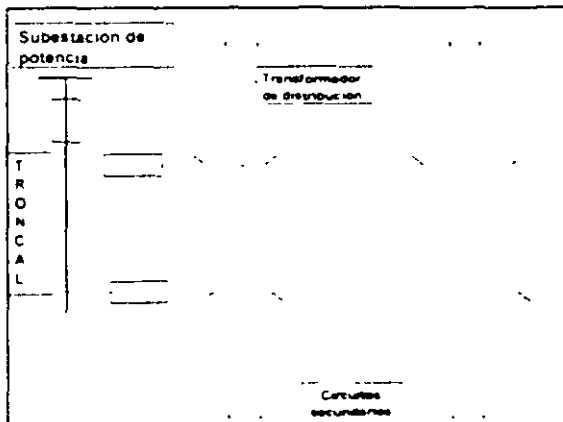
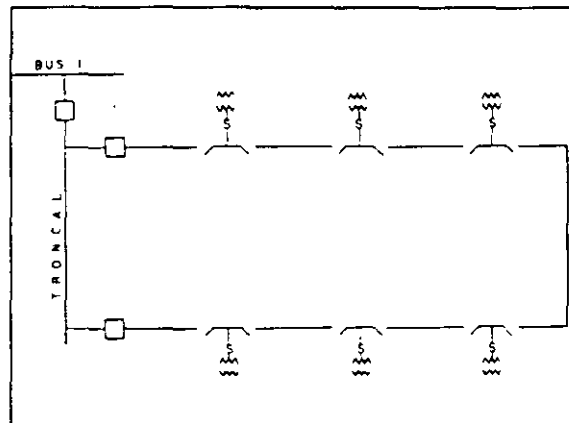
SISTEMA EN ANILLO ABIERTO

- Para cargas de 5 a 15000 kVA/km² donde el aumento de la carga es pequeño
- Un ejemplo es la electrificación a conjuntos habitacionales
- Su constitucion es a base de bucles de igual sección derivados de las subestaciones fuente



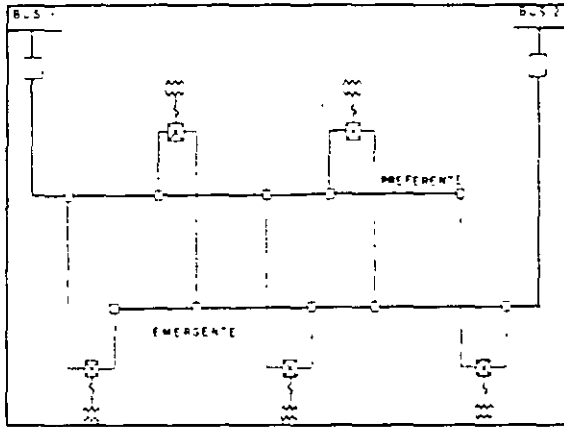
SISTEMA EN ANILLO CERRADO

- Para cargas como la del anillo abierto pero con zonas amplias
- El esquema de esta estructura es semejante a la anterior y varia unicamente en que no existe un punto normalmente abierto



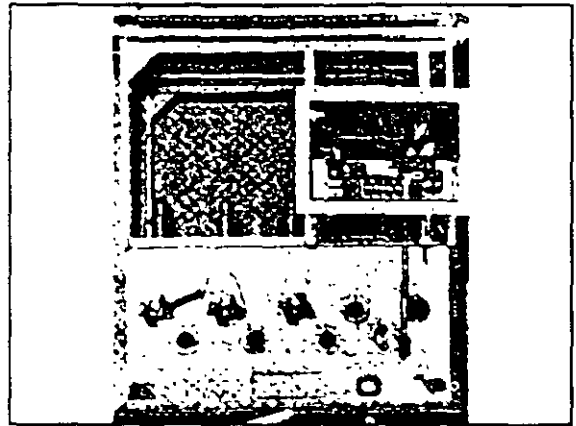
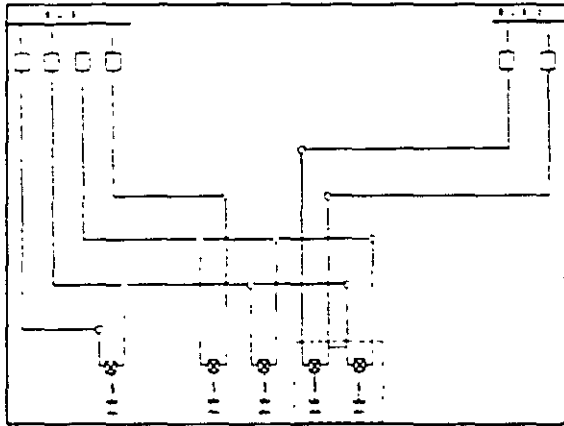
SISTEMA EN DOBLE DERIVACIÓN

- Para zonas de elevada continuidad y con cargas concentradas del orden de 5 a 15000 kVA/km², estas son cargas industriales, comerciales o turísticas



SISTEMA EN DERIVACIÓN MÚLTIPLE

- Para grandes concentraciones de carga y con más de 30 000 kVA/km²



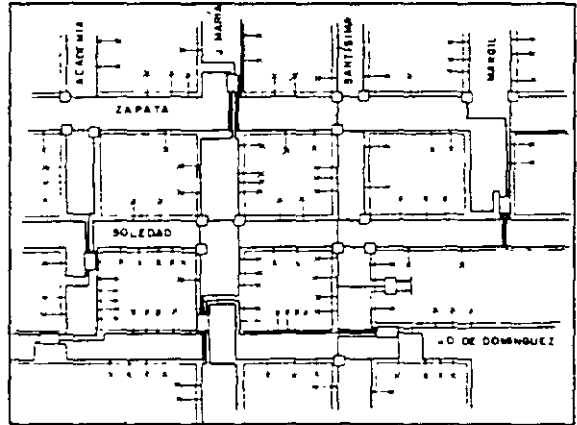
EN BAJA TENSIÓN

Sistema Radial Sin Amarres

- Para cargas residenciales y normales

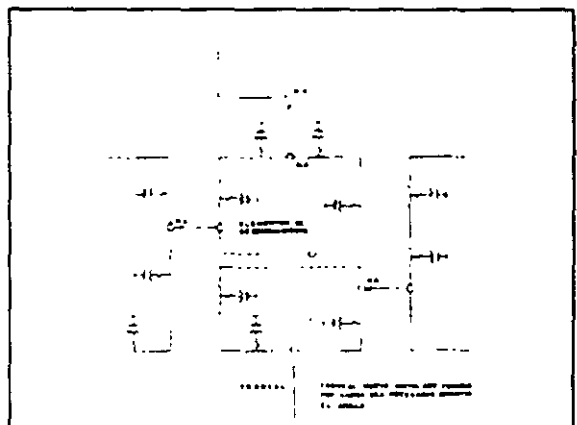
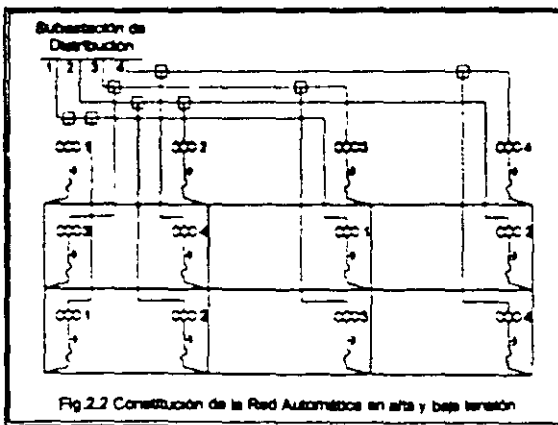
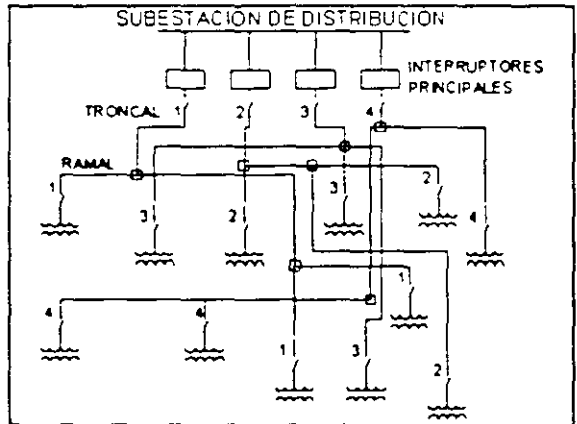
Sistema Radial Con Amarres

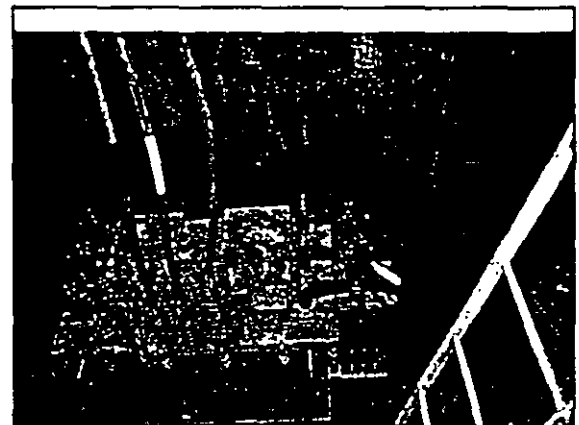
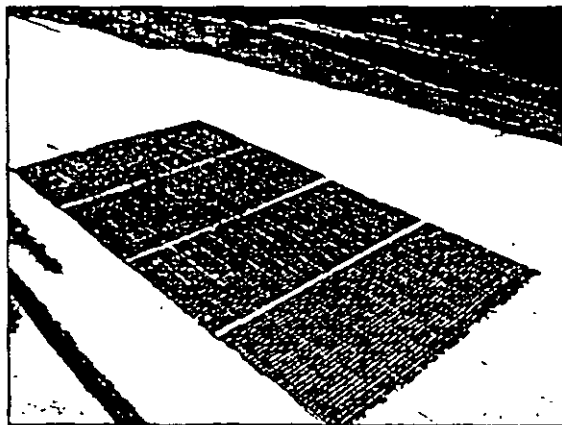
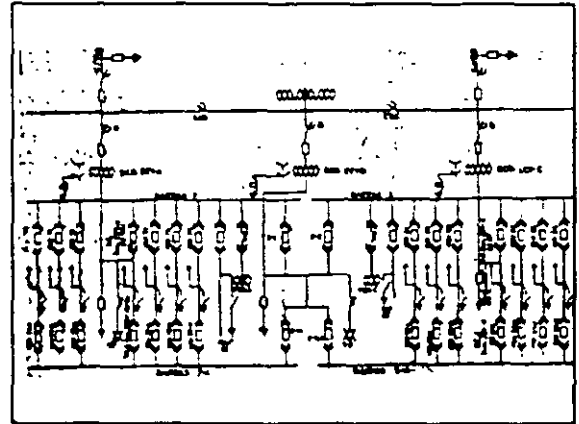
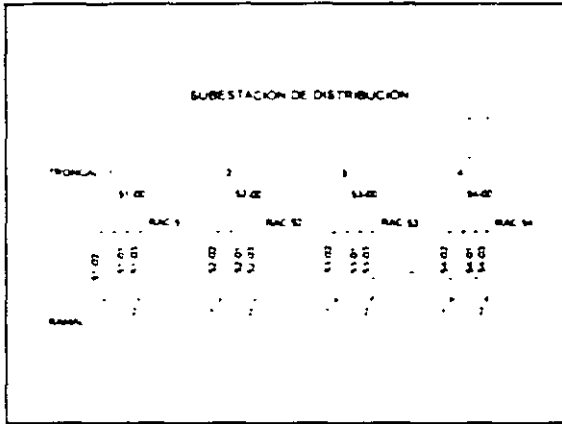
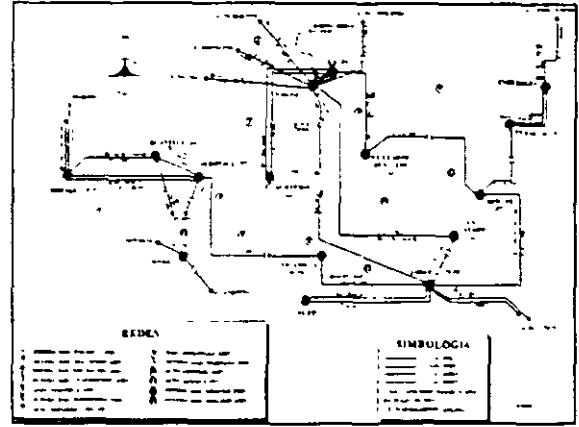
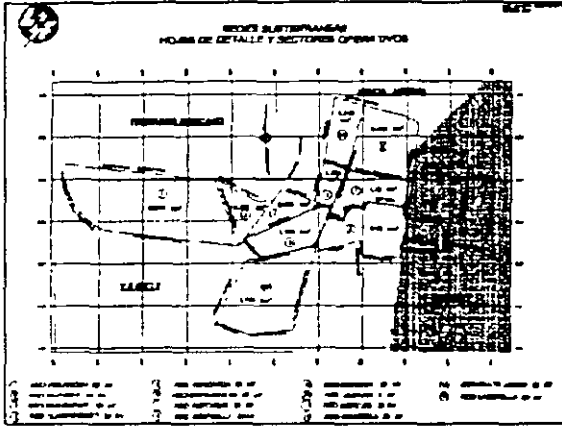
- Esta estructura sirve para evitar la situación de la red anterior ya que cuando hay problemas en algun alimentador o transformador, la red se provee de medios de amarre que consiste en cajas de seccionamiento intercalados en cada alimentador con otra red radial, y que se instalan normalmente en las esquinas con objeto de darles mayor flexibilidad en su conexión

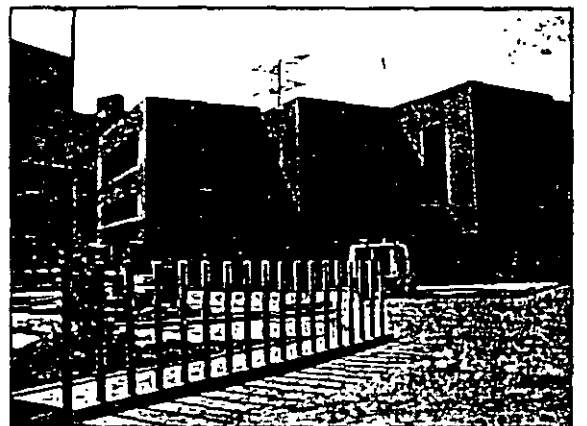
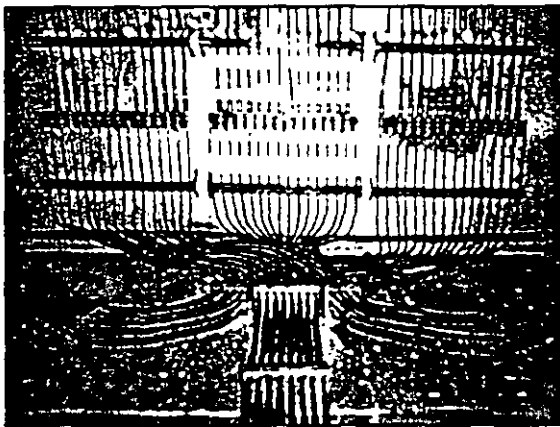


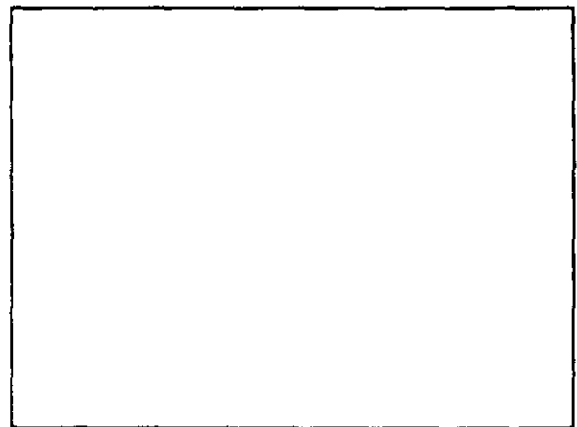
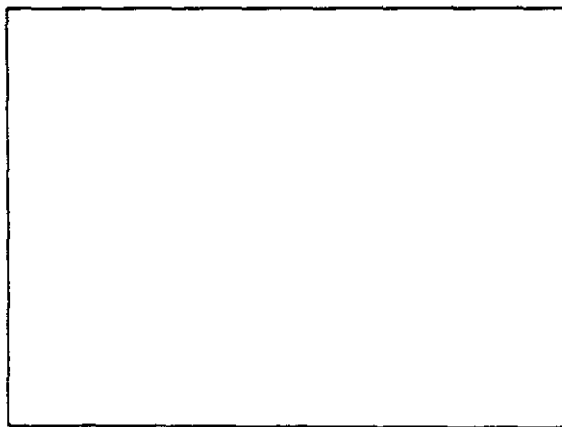
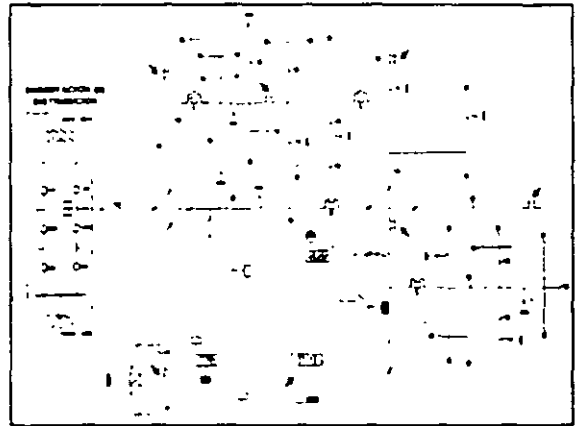
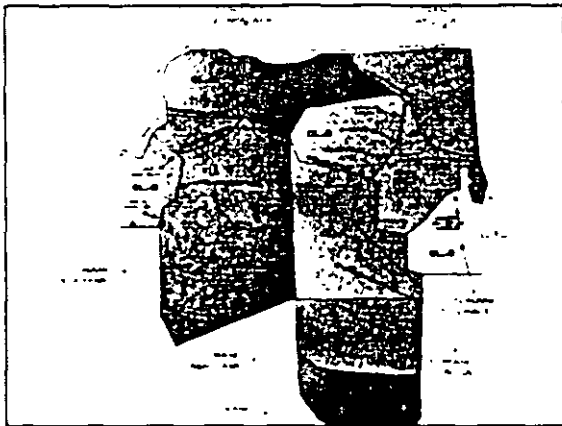
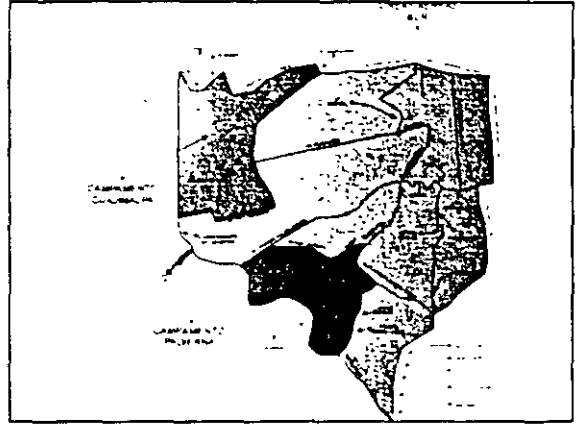
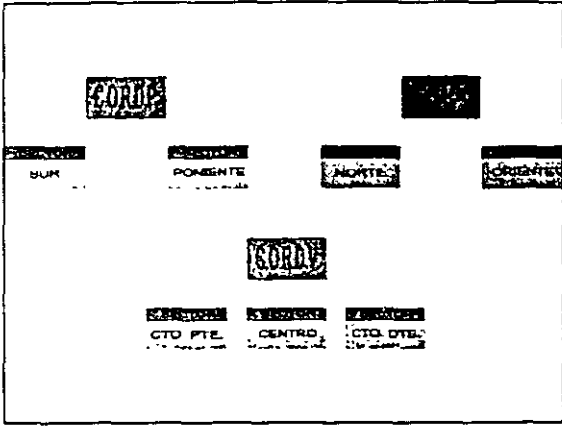
SISTEMA DE RED AUTOMÁTICA

- Para zonas importantes de ciudades en donde hay gran concentración de carga que se encuentra uniformemente distribuida a lo largo de las calles



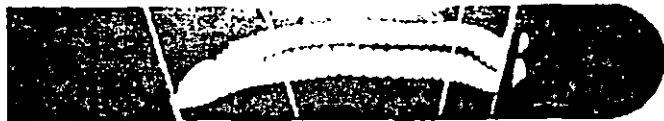








FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA



...: Ingeniería Eléctrica

CURSO SOBRE INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN EDIFICIOS

CA 237

TEMA VII

SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA

EXPOSITOR: ING. RICARDO ESPINOSA PATIÑO
DEL 14 AL 25 DE NOVIEMBRE DE 2005
PALACIO DE MINERÍA

SISTEMAS DE GENERACION ELECTRICA DE EMERGENCIA E ININTERRUMPIBLES.

1.- INTRODUCCION

Requisitos

Aplicaciones y Confiabilidad

2.- UTILIZACION

3.- DESCRIPCION DE CADA SISTEMA

A. Servicio Continuo

B. Servicio de Emergencia

C. Sistemas C.D. (Baterias)

C' Sistemas de Potencia Ininterrumpible (NO BREAK) o (UPS's) e Inversores

D. Sistemas Generación Combinada y Co-generación

4.- CALCULOS PARA SELECCIÓN

Cargas por alimentar

Tipo de carga

Componentes de una Planta Electrica

Tablas y Gráficas

Ponenta: Ing. Sergio Ordóñez Lezama
Director del Grupo Pisa
PROYECTOS INDUSTRIALES, S.A. DE
C.V.

SISTEMAS DE GENERACION ELECTRICA EN EMERGENCIA

1. INTRODUCCION

En esta época de modernización en que la Industria se inclina a la automatización: las fábricas robotizadas: los edificios inteligentes, etc., no se concibe una instalación inadecuada que no prevea las características para que el suministro de energía eléctrica sea adecuado y no se interrumpa.

Desde el punto de vista de Proyecto, construcción y operación de instalaciones electromecánicas, es necesario tomar conciencia de que es lo que se está manejando con los sistemas de generación eléctrica y en particular, en los de emergencia.

La importancia de una buena selección, una buena instalación y la correcta operación y mantenimiento de estos sistemas es indispensable para asegurar la continuidad del suministro eléctrico.

En toda instalación eléctrica se cuenta con:

- a) Fuente de suministro eléctrico.
- b) Instalaciones para su distribución.
- c) Equipo que utiliza la energía.

Si además toda instalación eléctrica debe ser flexible, confiable, segura, accesible, etc., debemos analizar cuáles son las características y las necesidades del equipo y circuitos alimentados y actuar en consecuencia desde el momento de hacer el proyecto.

Por ejemplo, si en una industria se producen cables extruido para muy alta tensión, cualquier suspensión del servicio puede arruinar toda la producción o también, si en una sala de cine o teatro existe el peligro de accidentes por aglomeración durante un apagón, debe planearse la solución adecuada analizando el costo – beneficio respectivo.

Así mismo podrán mencionarse otros ejemplos y hacerse otras preguntas:

- ¿ Se cuenta con energía eléctrica adecuada y confiable en el lugar cercano a la instalación?.

- ¿ Hay algún circuito que se tenga que abastecer siempre, porque fallando la energía se tengan pérdidas considerables?.
- ¿ En caso de emergencia pueden perderse vida o causarse accidentes?.
- ¿ Se tendrá problemas por perderse información valiosa en computadoras, sincronía en rastreadoras de satélites o detalles semejantes?.

Conforme a esto, debemos estar concientes del tipo de carga que se tiene y dar la mejor solución técnico-económica a cada problema específico y, para ello, se hace necesario conocer las diversas alternativas de suministro eléctrico para poder escoger entre ellas.

2. UTILIZACION

EJEMPLO DE EQUIPOS Y SISTEMAS QUE REQUIEREN SUMINISTRO ELECTRICO CONTINUO.

- Elevadores de pasajeros.
- Elevadores de camillas en hospitales.
- Montacarga y elevadores de automóviles.
- Alumbrado de emergencia en edificios, fábricas y almacenes de departamentos.
- Alumbrado de salidas de seguridad (salas públicas, etc).
- Quirófanos de hospitales.
- Bombas de agua potable, carcamos y contra incendio.
- Pistas de aterrizaje.
- Salas de cómputo.
- Motores para algún servicio especial
- Hornos y equipos similares
- Refrigeración de sangre, sueros reactivos, etc.
- Microondas y rastreadores de satélites.
- Circuitos de seguridad
- Etc

SISTEMAS DE ENERGIA		VALOR	COMPLETO	ELECTRICO	USUAL
TIPO	DESCRIPCION	USUAL	TIPO DE FUENTE DE ENERGIA	TIPO DE FUENTE DE ENERGIA	TIPO DE FUENTE DE ENERGIA
		100,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		200,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		300,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		400,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		500,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		600,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		700,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		800,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		900,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		1,000,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		1,200,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		1,400,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		1,600,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		1,800,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		2,000,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		2,200,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		2,400,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		2,600,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		2,800,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		3,000,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		3,200,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		3,400,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		3,600,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		3,800,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		4,000,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		4,200,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		4,400,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		4,600,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		4,800,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		5,000,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		5,200,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		5,400,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		5,600,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		5,800,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		6,000,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		6,200,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		6,400,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		6,600,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		6,800,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		7,000,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		7,200,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		7,400,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		7,600,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		7,800,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		8,000,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		8,200,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		8,400,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		8,600,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		8,800,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		9,000,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		9,200,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		9,400,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		9,600,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		9,800,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.
		10,000,000	Motor Diesel	Motor Diesel	Eq. Eléct. + Bat.

*) Aclaraciones: SPI - Sistema de Energía Ininterrumpible. MGV - Moto Generador con Volante. El - Electrónico.
TMEF - Tiempo Medio entre fallas (hr) (MTBF)
H - Hidráulico D - Diesel N - Nuclear
Te - Termeléctrico G - Gasolina E - Eólica
Geo - Geotérmica Tu - Turbina M - Maremotriz

Fig. 1

CORTESIA DE: **PI SA** PROYECTOS INDUSTRIALES, S.A. de C.V.

Por la importancia y prioridad, el suministro eléctrico se divide en:

- Servicio Normal (todo lo que puede aceptar interrupción ocasional sin graves daños).
- 3ª. Emerg. o Prioridad "C" (entrada ocasional o conveniente) (manual).
- 2ª. Emerg. o Prioridad "B" (Inmediata tan pronto se disponga y/o diferido después de lo esencial).
- 1ª. Emerg. o Prioridad "A" (interrupción mínima o ninguna).

Dentro de los equipos electrogenos, cabe hacer la distinción siguiente, según su forma de operar y su utilización:

A.- Plantas Eléctricas de Servicio Continuo.

B.- Plantas Eléctricas de Emergencia.

C.- Sistemas de CD por batería.

C'. Sistemas de Potencia Ininterrumpible (SPI) (en inglés UPS o Sistema "No Break"). E Inversores (IPS)

D.- Sistemas de Generación combinados industriales y/o co-generación.

En los incisos A) y B), podemos definir como Planta Eléctrica toda aquella maquina que nos proporciona energia eléctrica de ciertas características, mediante un generador impulsado por un motor primo que transforma un cierto energetico en potencia mecánica.

En cuanto a los incisos C) y C'), se refieren a equipos que deben abastecer de inmediato la demanda de cargas criticas y para ello se cuenta con energia almacenada en baterias, efecto volante cinético (ya casi sin uso) u otros medios como equipos independientes conectados permanentemente en paralelo, que al presentarse la falla del suministro, toman la carga correspondiente.

En todos estos equipos la importancia de la confiabilidad es básica según veremos más adelante.

Los Sistemas Industriales D) tienen varias formas de aprovechar su generación y obtener subproductos o economía, como veremos adelante.

3. DESCRIPCION DE CADA SISTEMA

Para analizar los sistemas de generación eléctrica descritos, comenzaremos por analizar sus características:

A) PLANTAS DE SERVICIO CONTINUO

En términos generales, las plantas de servicio continuo, son aquellas que suministran energía para:

- a) Venta y distribución del fluido.
- b) Accionar equipos particulares en lugares donde no existe el suministro público o este es deficiente, insuficiente o de diferentes características a las que se requieren.

Para las primeras que se citan, generalmente se requieren estudios y especificaciones muy especiales y complejos, ya que la venta y distribución de energía, están sujetas a una serie de normas y requerimientos gubernamentales para asegurar, no solo la continuidad y suficiencia del servicio, sino la buena calidad del mismo y detalles que en el presente estudio sería imposible agotar. Sin embargo, al describir las segundas, se esbozan algunas características y estudios que para el primer caso sería necesario ampliar.

Una planta particular de servicio continuo, es aquella en que la operación de la misma se requiere por un periodo largo, ya sea a plena carga o parcialmente y, dependiendo de esto, las condiciones del calentamiento y desgaste del motor primo, así como el consumo y aprovechamiento de combustible o energía mecánica, deben estudiarse en forma particular.

Aquí la relación COSTO DE GENERACION / KILOWATT-HORA, tiene una influencia importante en la selección del equipo.

El costo de generación depende del costo de combustibles, vapor, etc., que se consuman y del costo de operación, mantenimiento y reparaciones, así como de la amortización del equipo; por lo que, un balance entre todos éstos, permite escoger aquel que dé las condiciones más económicas y funcionales.

B) PLANTAS ELECTRICAS DE EMERGENCIA

Como su nombre lo indica, el suministro de energía eléctrica en algunos casos, es indispensable para afrontar condiciones de falla y peligro, ya sea porque se pierda o dañe una producción determinada o porque se ponga en peligro vidas, otros bienes, etc.

En el caso de hospitales u otras aplicaciones en que se amenaza la vida humana, pueden considerarse las plantas de emergencia como un Salvavidas. De aquí la importancia de poner una gran atención no solo a la buena selección, adquisición e instalación de la misma, sino mantener con gran acuciosidad y esmero todas las características que aseguren su buena operación.

Una planta de emergencia está diseñada para operar durante períodos relativamente cortos, ya que se supone que el suministro general de energía eléctrica, se hace cargo de la demanda normal y solamente al fallar ésta, se requiere un sustituto para algunas cargas y, por consiguiente, en lugares con buen suministro eléctrico, una planta de emergencia llega a operar solo unas cuantas horas por año, aún sumándole los tiempos de ejercitación semanal que se aconsejan.

En otras ocasiones, la operación es más intensa, pero aún así, el diseño de una planta de emergencia es básicamente diferente a la de servicio continuo.

(Considere que el precio actual de una planta de emergencia fluctúa entre \$220 y \$150 dólares/Kw)

De no hacerse una buena selección, podemos cometer alguna LAMENTABLE omisión en algo que precisa de una verdadera meditación y aplicación de los conocimientos a nivel INGENIERIA con la consecuente RESPONSABILIDAD en ello. Una planta eléctrica en buenas condiciones debe arrancar en aproximadamente 5 a 10 segs., incluyendo los movimientos del interruptor de transferencia. Durante este lapso no hay energía en la carga. Si esto afecta, deben considerarse otras soluciones adicionales.

C) SISTEMA DE C.D.

CA-CD. Este es un sistema de almacenamiento en Corriente Directa mediante baterías, que permite la reposición del suministro eléctrico a lámparas incandescentes y para aparatos que aceptan esta corriente, mediante una pequeña interrupción (0.050 – 0.125 segs.) que generalmente es imperceptible para el ojo humano y se utiliza para la iluminación de quirófanos en hospitales o de tiendas comerciales o como indicación de salidas de emergencia, etc.

La reposición de la energía así consumida, se hace al volver el suministro normal de CA, mediante rectificadores regulados automáticamente.

C*) SISTEMAS DE SERVICIO DE POTENCIA ININTERRUMPIBLE (SPI).

En los casos en que ciertas cargas críticas se ven afectadas por cualquier interrupción, aunque ésta sea de una fracción de segundo, se utilizan los SPI, cuyo objetivo principal es eliminar cualquier interrupción en momentos en que desaparezca el suministro normal.

Estos requerimientos generalmente se presentan en cargas menores muy especiales como: instrumental médico, equipos para aeropuertos, computadoras, plantas químicas, comunicaciones, etc.

Existen varias formas de hacerlo, dependiendo de la capacidad y de la aplicación principalmente.

a) Sistema de Motor Generador con volante (1ª. Generación).

Esto constituye la primera generación del Sistema Ininterrumpible de Potencia (SPI) con la idea de que por algún momento, el volante acumularía la inercia suficiente durante 3 a 5 segs., para permitir que una Planta Eléctrica arrancara y así recuperar la alimentación faltante, sin embargo la pérdida de velocidad y por lo tanto la frecuencia eléctrica en la corriente alterna generada, constituyó el mayor inconveniente para equipos tan delicados como computadoras que no toleren una caída de frecuencia de más de 1% y esto, siempre que la planta de emergencia arrancara con seguridad al primer intento.

b) Sistema de motor-generador accionado por un motor de C.D. y un generador de CA pero que, además de resultar un equipo muy costoso requería un mantenimiento delicado y una inestabilidad en la frecuencia al variar la carga.

c) Sistema Motor Generador con volante y motor primo.

En este caso se presentan dos soluciones:

I. Un motor diesel acoplado a la misma flecha del conjunto MGV y, mediante un embrague, al faltarle la energía al motor eléctrico, el volante impulsa al motor diesel iniciando así su operación mecánica.

II. En otra versión el Grupo Moto-Generador_Volante, al haber una falla, impulsa eléctricamente la marcha de una planta de emergencia, sin esperar la secuencia de operación de los reles detectores y sin depender de una batería, reconectándose así el motor eléctrico.

En ambos casos, la confiabilidad de la operación depende del exacto funcionamiento del motor diesel y sus componentes y no hay un medio alternativo de suplir alguna falla. Además esas soluciones son más caras que los sistemas electrónicos y dependen más de un mantenimiento muy importante y su eficiencia es baja.

d) Unidad Electrónica Convertidor – Batería – Inversor.

En estas unidades hay también varias versiones que deben contemplarse antes de seleccionarla, de acuerdo con las necesidades.

Nos referimos a las más recientes 7ª y 8ª Generación.

Cabe hacer notar que entre los objetivos de estos equipos, está el suministrar.

- Tensión eléctrica limpia y constante.
- Frecuencia estable.
- Aislamientos de los transitorios que hay en la línea.
- Continuidad de la alimentación eléctrica durante falta de suministro normal.
- Confiabilidad.
- Memoria para registros e identificación de fallas.

Y esto se hace indispensable en cargas como:

- Procesamiento de datos en computación.
- Controles industriales y robotización.
- Centros hospitalarios (unidades de cuidado intensivo)

- Telecomunicaciones.
- Control de tráfico aéreo y terrestre.
- Señalización y sistemas de seguimiento, etc.
- Otros. _ _ _

Estas unidades están compuestas como se indica en la figura 1 y 2.

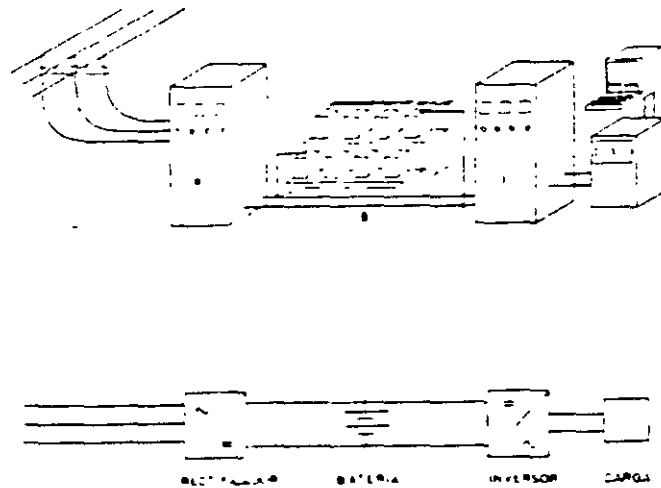


Fig. 1 y 2

La alimentación de C.A., sea monofásica o trifásica se transforma en CD mediante un RECTIFICADOR y esta energía se almacena en una batería de voltaje y capacidad adecuados, la que se mantiene saturada y con carga de flotación, habiendo avances para lograr mayor vida de las baterías.

A su vez, la línea donde se conecta la batería, abastece a un INVERSOR que es un dispositivo electrónico que convierte la corriente continua en corriente alterna (CC-CA)

Este último dispositivo es el que ha venido modificándose cada vez más para que la conversión de CC a CA sea lo más eficiente, confiable y de forma de onda, lo más próxima a una senoide.

De los distintos diseños de inversor y de su eficiencia, depende considerablemente la adecuada selección para diferentes aplicaciones.

La forma de operar puede ser EN LINEA (ON LINE) y EN ESPERA (OFF LINE), teniendo desde luego más seguridades y confianza en la primera, pero con un pequeño aumento en el costo y el consumo eléctrico. Los nuevos diseños contemplan ambos sistemas en el mismo equipo.

Cabe hacer notar que las características de una alimentación eléctrica puede presentarse con irregularidades no admisibles para el equipo alimentado, como las siguientes (Ver Fig. 3)

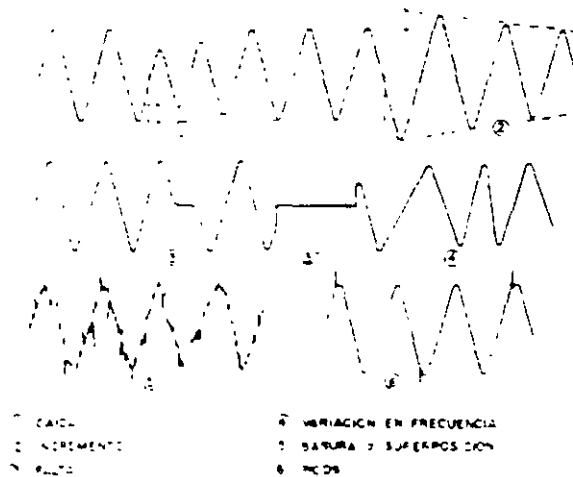


Fig. 3

El equipo que logra dar la mejor característica dentro de las tolerancias aceptable para una carga muy especial, logra calificar dentro de los recomendables para ese uso.

Es de recordarse que, si por ejemplo, en determinado momento se está pasando un programa de computación y éste se interrumpe por fracciones de segundo o considerando que las operaciones dentro de la electrónica se hacen a velocidades nona-segs., o sea millonésimas de segundo, pueden perderse datos o introducirse errores que echan a perder totalmente el programa

Por esta razón es necesario conocer las características de los equipos confiables y dar las soluciones apropiadas

Por otra parte, como los mismos equipos SPI son susceptibles de falla, se han previsto soluciones que permitan hacerlos confiables.

Un equipo SPI tiene una configuración como se indica, con sus respectivos interruptores de aislamiento y protección. (Ver Fig. 4)

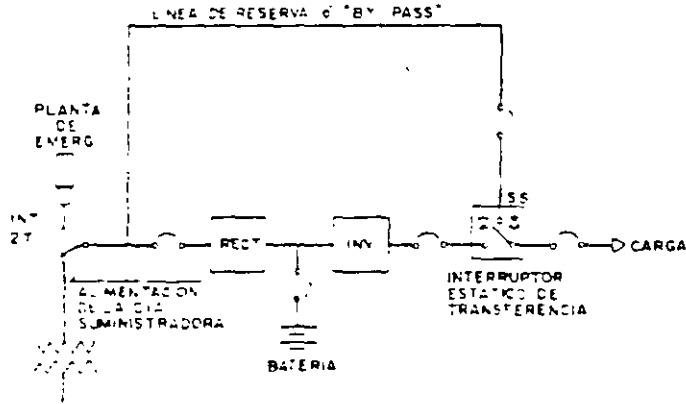


Fig 4

La operación sobre la marcha permite que, en caso de fallar el equipo SPI o que se requiera aislarlo para mantenimiento, el interruptor estático de transferencia (SS) permite que sin ninguna interrupción, la carga quede conectada a una línea de reserva o de puente desde el bus de alimentación.

Una configuración redundante que permita todavía una mayor protección sería la siguiente:

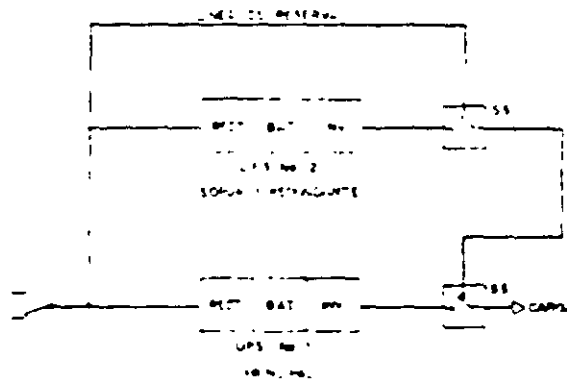


Fig 5

En caso de tenerse más unidades pueden usarse otras configuraciones como la que se indica.

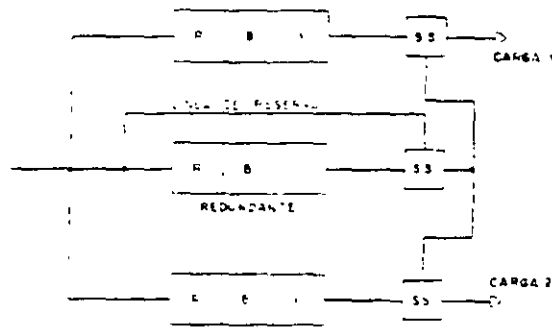


Fig. 6

En estas condiciones, la confiabilidad del conjunto de equipos, (que pueden medirse en MTBF o sea Tiempo Medio entre Fallas), se incrementa considerablemente.

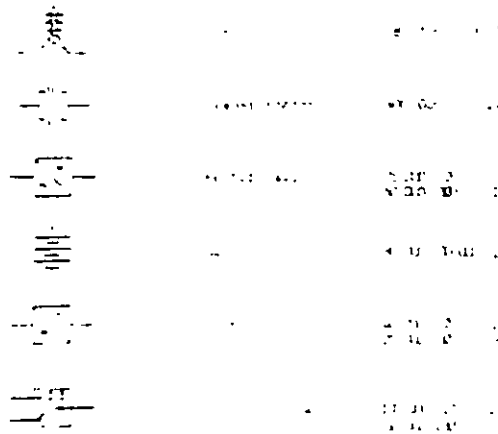


Fig. 7

TMEF = Tiempo medio entre fallas (h)

TMDR = Tiempo medio de reparación (h)

A = Disponibilidad = $\frac{TMEF}{TMEF - TMDR}$

λ = Índice de fallas = $\frac{1}{TMEF}$ (1 / h)

P = $\frac{TMDR}{TMEF}$ Relación redundancia para

El índice de falla de un conjunto SPI trifásico por ejemplo, es la suma de los índices y falla de sus componentes:

$$\lambda_s = \lambda_{T1} + \lambda_{T2} + \lambda_{T3} + \lambda_{SIS}$$

$$\lambda_s = \frac{1}{50\,000} + \frac{1}{100\,000} + \frac{1}{25\,000} + \frac{1}{50\,000}$$

$$\lambda_s = 10^{-6} (20 + 10 + 40 + 20) = 90 \times 10^{-6}$$

o sea que las probabilidades de falla en 1 hora de funcionamiento del conjunto o sistema son 90 millonésimos.

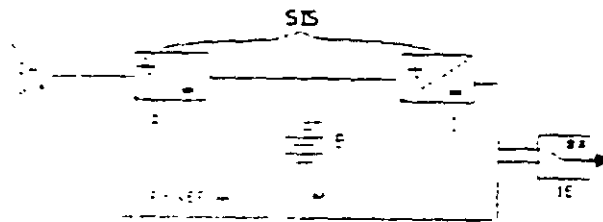
$$TNEF = \frac{1}{\lambda_s} = \frac{1}{90 \times 10^{-6}} = 11.111 \text{ h}$$

o sean 13.22 meses = 1.3

Esto nos da una idea de la confiabilidad de un equipo similar.

En el caso de varias unidades de SPI combinados la confiabilidad resulta muy alta y esto podría calcularse en base a las partes comunes y las propias del sistema y la sola adición de la línea de reserva e interruptor estático aumenta más del doble dicha confiabilidad.

Viendo la figura 8, la línea de reserva se marca SUM y un interruptor estático IE con lo cual se logra la confiabilidad antes señalada.



$$\lambda_s = \frac{1}{\lambda_{SIS}} + \frac{1}{\lambda_{SIS}} + \frac{1}{\lambda_{SIS}} + \frac{1}{\lambda_{SIS}} + \frac{1}{TMDRSIS} + \lambda_{IE}$$

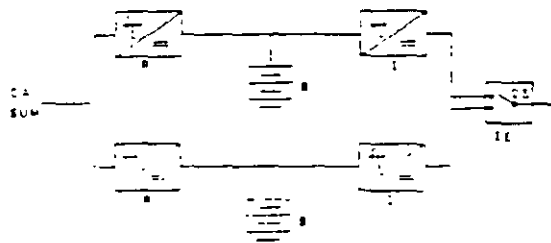
Calculando
TMEF para

operación monofásica
operación trifásica

TMEF
50 000
36 000

Fig 8

Con dos unidades o sistema redundantes y un interruptor estático la confiabilidad nuevamente se incrementa aún más (Ver Fig. 9).



$$\lambda_{TE} = \left[\frac{2}{\lambda_{SIS}} - \left(\frac{1}{\lambda_{SIS}} \right)^2 - \frac{1}{TMDRSIS} \right]^{-1} + \lambda_{TE}$$

Calculando	(operacion monofásica	99 500	h
TMLF para		operacion trifásica	66 000	h

Fig 9

Como se ve, para cargas muy críticas, podemos mencionar el rastreo y control remoto de satélites o naves tripuladas, donde una interrupción de energía o una forma de onda anormal podrían introducir errores que llevarían a resultados fatales en la misión planeada al salirse de órbita o perderse su control.

Después de revisar someramente los equipos usuales, podemos analizar las características de los equipos actuales. Por ejemplo:

La forma de operar de un equipo como un UPS o una computadora, tan sofisticado como en la actualidad lo permiten los adelantos electrónicos, da lugar a tener aparatos o sistemas estáticos muy confiables, de alta eficiencia, inteligentes y fáciles de operar y protegerse: avisar detalles que ponen en peligro la información o la operación, etc., así como alta seguridad para las personas, para los equipos mismos y los resultados, además de ser silenciosos. Todo esto puede además monitorearse y/o ajustarse a través de MODEM y líneas telefónicas y con un Puerto RS 232.

Por lo que respecta a su instalación, cabe hacer notar que en equipos con cargas NO LINEALES, como los circuitos modernos, la instalación del NEUTRO, requiere una particular atención.

Por causa de las armónicas impares, especialmente los múltiplos de 3, se tiene que dimensionar el calibre del NEUTRO hasta en 1.73 veces la corriente normal por fase de la carga NO LINEAL.

Esto se debe a que aún con cargas balanceadas las armónicas impares múltiplos de 3 se suman y regresan por el NEUTRO, pudiendo llegar a esos valores.

En el Reglamento para Instalaciones y el N.E.C., aparece ya este requisito.

Por otra parte, debe considerarse que las plantas de emergencia que alimentan un SPI (UPS), computadoras, rectificadores, "dimmers", etc., con cargas NO LINEALES, deben sobredimensionarse por causas de las armónicas y para estabilidad de la operación.

Se recomienda que por lo menos, el generador de la planta que alimenta Sistemas Ininterrumpibles de Potencia, sea de 1.5 a 2 veces como mínimo, aunque el motor primo sea el normal.

Sin embargo, si la planta eléctrica alimenta otras cargas y por ello el generador es mayor, no necesita aumentarse más que la diferencia. Ejemplo: Si el UPS es de 100 KVA pero hay cargas de emergencia de otros 40 ó 60 KVA, el generador puede ser de 150 ó 160 KVA, siempre y cuando no se requiera sobredimensionarlo por causa de arranque de motores u otras razones.

Por lo que respecta al Regulador de Voltaje del generador de la planta, éste debe ser de características especiales para que no se descontrole con las señales provenientes de los alimentadores, cuando éstos tienen una carga NO LINEAL que provoca "ruido" eléctrico y contamina el disparo de los SCRS.

Si un regulador normal se "aloca", puede provocar sobre-voltajes de 150 ó 200% que perjudican a la carga misma.

Por esta razón será INDISPENSABLE un regulador de amplificación magnética o similar o filtros adecuados en el circuito sensor pues tanto el equipo generador como el alimentado, pueden perjudicarse.

C^o INVERSORES (IPS)

Con la misma idea de funcionamiento de los SIP (Sistemas Ininterrumpibles de Potencia), (UPS), los Inversores o IPS resultan una solución menos costosa y de más prolongado respaldo para dar energía eléctrica ante las fallas de suministro que se presentan y sin la sofisticación propia de aquellos equipos que como UPS buscan no solo cubrir la falta de energía sino una protección y serie de avisos como el estado de carga de las baterías y envío de señales para cerrar cálculos en una computadora u otros equipos y evitar pérdidas de datos antes de apagarse.

En los IPS que son menos sofisticados pero mas robustos, se diseña el equipo para aceptar cargas y transientes como los arranques de motores de un refrigerador o bomba de agua, aspiradoras, etc., además de equipos tan potentes como un horno de microondas.

Generalmente su potencia es relativamente pequeña 500 a 5000 W., pero por ahora son equipos monofásicos y su utilización es principalmente doméstica o para pequeños talleres, oficinas, consultorios, etc., pero pueden sostener el servicio eléctrico por varios minutos u horas, según el tamaño de las baterías que lo soportan.

En el cálculo del tiempo de respaldo de baterías, podemos poner el siguiente ejemplo

CONSUMO	TIPO DE ENSERES COMUNES EN EL HOGAR
60-100 W	Bombillas o focos
100-125	Computadoras
200	Televisor a color
400	Batidora o Licuadora.
600	Refrigerador.
1200	Horno de Microondas.
800	Operador electrico de puertas

Considerando que el IPS tenga una eficiencia aproximada de 85%, se necesitan 700 Watts de Bateria para cubrir 600 W de consumo, al convertir la corriente directa en corriente alterna.

Por otra parte, un alto nivel de potencia reduce la eficiencia del equipo, debido principalmente a las resistencias internas del equipo, así como de las propias baterías. Por tanto, las pérdidas a 2000 Watts van a ser 4 veces mayores que a 1000 Watts.

Por lo anterior se recomienda reducir preferentemente los consumos a un 60 o 75% de la capacidad total.

Tomando como ejemplo de cálculo:

- a) Un refrigerador operando c.20 minutos o sea 8 horas /día con un consumo de 600 W., $600 \times 8 \text{ hs} = 4.8 \text{ Kw} - \text{hr}$.

b.) Televisor a color $200 \text{ W} \times 2 \text{ hrs} / 1000 = 0.4 \text{ Kw} - \text{hr.}$

c.) Microondas $1200 \text{ W} \times 15 \text{ min.} \frac{1200 \text{ W} \times 15 \text{ min} (1 \text{ hr}/60\text{min})}{1000} = 0.300 \text{ Kw} - \text{hr}$

d.) Batidora $800 \text{ W} \times 15 \text{ min} (1 \text{ hr}/60\text{min})/1000 = 0.200 \text{ Kw} - \text{hr.}$

e.) 5 focos $\times 60 \text{ w} \times 5 \text{ hrs} / 1000 = 1.5 \text{ Kw} - \text{hr.}$

f.) Un operador electrico de puertas $800 \times 8 \times 15 \text{ seg} \times (1\text{hr}/3600 \text{ seg})/1000 = 0.026 \text{ Kw} - \text{hr.}$

Consumo total

a.) Refrigerador	4.8 Kw - hr.
b.) Televisor	0.4 Kw - hr.
c.) Microondas	0.3 Kw - hr.
d.) Batidora	0.2 Kw - hr..
e.) Focos	1.5 Kw - hr.
f.) Operador Puertas	<u>0.026 Kw - hr.</u>
g.)	7.226 Kw - hr.

Como se ve, el mayor consumo es el del refrigerador por el tiempo que está operando en el transcurso del día, en cambio el microondas que es la mayor carga momentánea, solo opera unos minutos en el día y un operador de puertas electricas que solo opera por segundos, consume muy poca energia.

h.) Aplicando la eficiencia al consumo (85%) se requiere $8.62 \text{ Kw} - \text{hr./ dia.}$

Si suministramos un banco de 4 baterias de 12 V y 225 Amh c/u.

Energia = $V \times \text{Amh} = 4 \times 12 \times 225 = 10800 / 1000 = 10.8 \text{ Kw} - \text{hr.}$

Con esta bateria, podemos cubrir no solo 24 hrs. del consumo calculado, sino 30 hrs. dentro de lo cual debemos cuidar principalmente el consumo del refrigerador, procurando no tenerlo abierto demasiado tiempo.

Si el IPS se utiliza solo en emergencias cortas, su bateria puede ser relativamente pequeña

Si el IPS va a utilizarse en una camioneta para "Camping" u otra aplicación similar, es conveniente prever alguna forma de recuperar la carga de la batería como podría ser, el mismo alternador de la camioneta.

Igualmente en alguna casa de campo, podrían usarse celdas fotovoltaicas o un cargador eólico, pero como no siempre hay viento o puede estar nublado con poca luz de día, debe preverse una batería mayor o una pequeña planta eléctrica.

D) SISTEMAS DE CO-GENERACION, "TOTAL ENERGY" Y "NO BREAK" INDUSTRIAL.

Estos sistemas buscan resolver problemas de generación eléctrica a nivel industrial, con fines económicos o de estabilidad y/o aseguramiento de la calidad del producto, etc.

Generalmente se busca generar energía eléctrica y tener algún subproducto adicional o viceversa

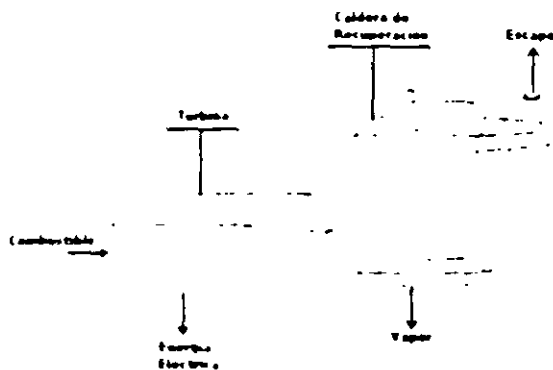


Fig 10

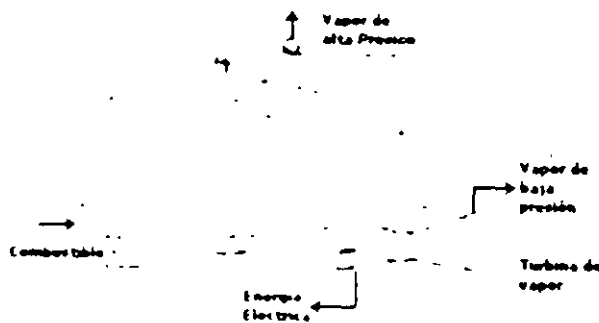


Fig 11

Dado que la generación eléctrica de vapor puede tener demandas diferentes en los procesos, generalmente se cuenta con un respaldo eléctrico parcial a través de la empresa pública y también se cuenta con caldera o quemadores adicionales para suplir la falla en vapor o calor, etc.

Ante estas condiciones se busca que los procesos más importantes tengan como alimentación principal la propia generación y como emergencia a la compañía suministradora mediante circuitos de transferencia automáticos. (Ver Fig., 12).

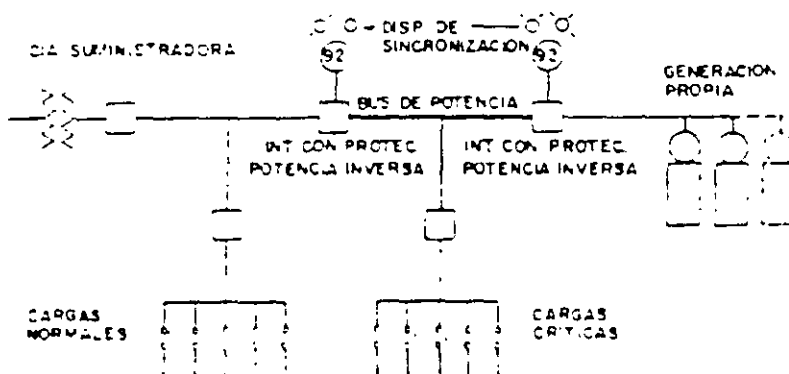


Fig. 12

Ante una situación como se describe, la carga crítica puede funcionar sin interrupción como con un SPI ya que, al fallar energía en el suministro normal, éste se desconecta automáticamente del Bus de potencia constante y lo mismo, al fallar la generación propia se desconecta su interruptor dejando las cargas críticas alimentadas con la compañía suministradora.

4. CALCULO PARA SELECCIÓN.

Primeramente se necesita seleccionar cuidadosamente las cargas que conviene incluir en el sistema de 1ª, 2ª, ó 3ª, etc., emergencias tomando en cuenta que la inversión necesaria en cada caso tiene costos muy diferentes.

Un equipo "No Break" por ejemplo, tiene aproximadamente un precio 5 veces mayor que una planta de emergencia y mientras el primero sostiene la carga aproximadamente 20 minutos, la planta puede usarse varias horas y hasta días.

Por lo anterior, es indispensable seleccionar los equipos que verdaderamente requieren una alimentación ininterrumpible y luego, proteger este equipo y las demás cargas críticas, con una planta de emergencia.

La instalación proyectada debe estar preparada para esta serie de circuitos.

Cabe considerar que cuando las cargas en emergencia incluyen motores grandes, conviene analizar si se separan el "NO BREAK" y algunas cargas ligeras en una planta y los motores y/o cargas pesadas en otra, ya que el equipo de SIP requiere frecuencia y voltaje lo más estable posible y el arranque de motores causa caídas de voltaje y frecuencia importantes.

Por lo que respecta al cálculo de la capacidad necesaria para la planta de emergencia, además de las consideraciones que se hicieron en el párrafo 3, en cuanto a características, se deben cuantificar, primeramente los motores que deben arrancar en emergencia ya que el pico de carga inicial se eleva a 5 veces la carga normal y esto provoca en la planta eléctrica una doble reacción: La frecuencia eléctrica se cae al bajarse la velocidad aproximadamente en 1 a 3% según capacidad y, la tensión eléctrica puede caer un 20 a 25% en ese momento o más, dependiendo del tamaño del motor o motores que arranquen simultáneamente.

Al final se presenta una tabla en la que se enlistan las capacidades de planta eléctrica recomendables para absorber el pico de carga de arranque de motores para un valor predeterminado de caída de voltaje.

En esta misma tabla aparecen datos para arranques a voltaje reducido, lo cual no solo beneficia la condición anterior, sino que resulta más barato este equipo que la diferencia en tamaño de planta que se requería si no se usara.

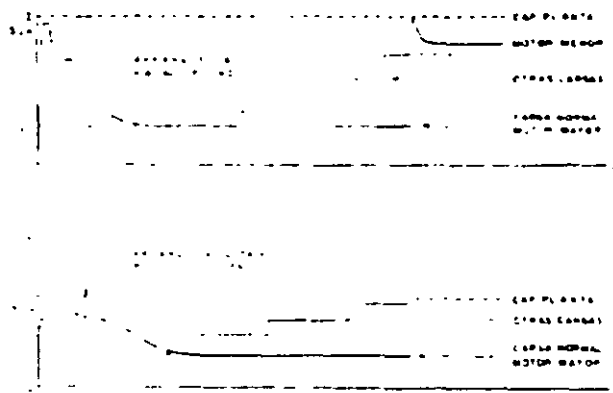


Fig. 13

Conviene si es posible, que el motor más grande arranque primero, ya que eso determina la capacidad de la planta, aunque después, el consumo del mismo sea 1/5 aproximadamente de lo que demanda en el inicio.

Un arrancador magnético a tensión reducida disminuye esa capacidad de la planta y resulta más económico, (aproximadamente 65% del precio), (ver Fig.

Los motores chicos pueden arrancar a tensión plena, pero si son varios y éstos arranca simultáneamente, suman su capacidad como si fuera uno grande, igual a la suma de capacidades.

Para estos casos es conveniente diferir los arranques manual o automáticamente.

COMPONENTES DE UNA PLANTA ELECTRICA

Para conocer los equipos que vamos a seleccionar comenzaremos con las Plantas Eléctricas.

Una Planta Eléctrica, consta de las siguientes partes principales:

- a) Motor primo.
- b) Generador.
- c) Controles e Interruptor General.
- d) Interruptor de Transferencia o doble tiro, y
- e) Accesorios.

a) El Motor Primo puede ser cualquier elemento que entregue energía mecánica adecuada al generador, pero entre los principales, para el presente trabajo, consideramos los siguientes con fines de emergencia:

- Motor a gasolina
- Motor diesel
- Motor a gas
- Turbina de gases

b) El Generador Eléctrico es, generalmente, un alternador de 2, 4 ó 6 polos, dependiendo de la velocidad escogida para la mejor operación del motor primo.

En motores de gasolina, con potencias relativamente bajas, comunmente se usa una velocidad de operación de 3000 a 3600 RPM (50 ó 60 Hz, respectivamente), o sea la velocidad síncrona correspondiente a un generador de 2 polos.

En el caso de turbinas de gases y, dada su alta velocidad de operación, también se usan generadores de 2 polos.

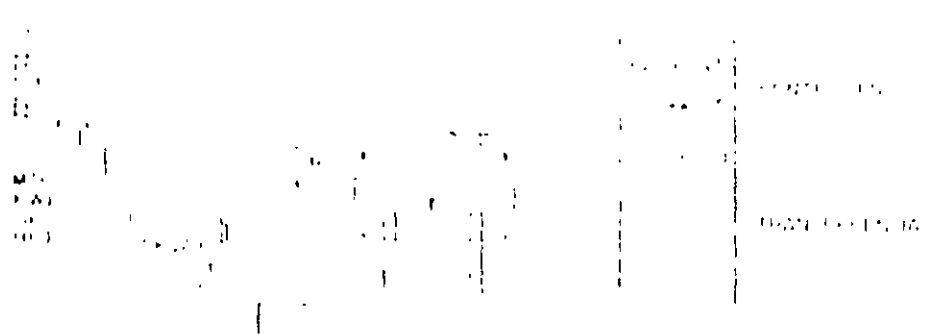
La potencia en este último caso, es relativamente alta.

En aplicación para equipos de aviación, generalmente se usa frecuencia de 400 Hz o sean 24000 RPM con 2 polos, 12000 RPM con generadores de 4 polos, 8000 con 6 polos, etc

Esto permite el uso de equipo mas compacto.

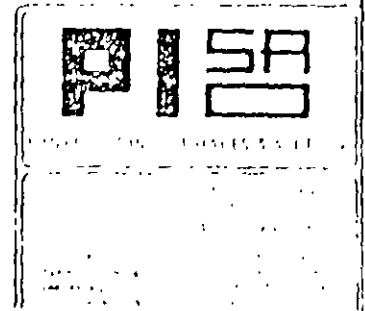
(Para relacionar RPM y frecuencia con número de Polos, la fórmula es:

$$N = 120 f / P$$



	00	PA	25	50	75	100	125	150

CAPACIDAD EN SERVICIO CONTINUO + 185
 90% DE EMERGENCIA
 CADA UNIDAD CON TIEMPO 10 a 25% MAS QUE CON ATERIZAJE NATURAL



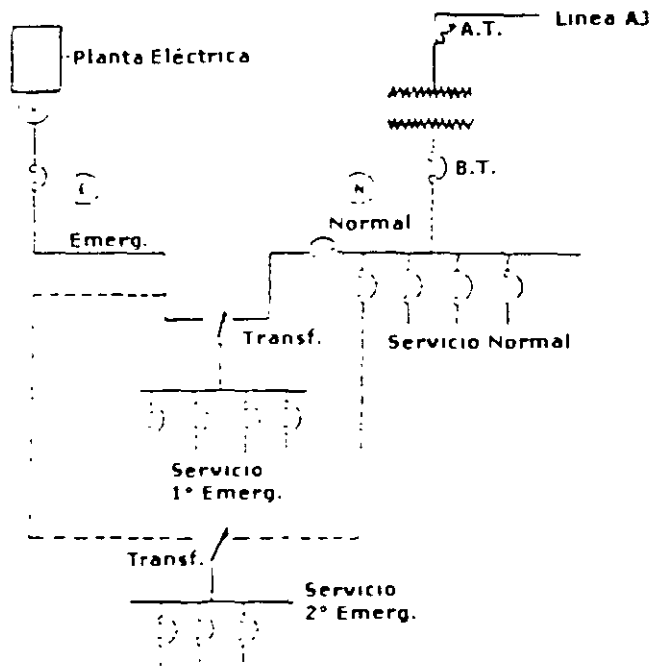


Fig 14

Si una planta de emergencia tiene sistema automático de arranque y paro, no se concibe que el Interruptor de Doble Tiro sea manual y por consiguiente es necesario un Interruptor Automático de Transferencia que reconozca siempre una alimentación preferente.

Similarmente, si la planta es de operación manual no es necesario transferencia automática.

Sin embargo (Fig. 14) pueden usarse combinaciones de transferencias automáticas y manuales. En aplicaciones de motor diesel, la velocidad común es de 1800 RPM o sean 4 polos en el generador, pero para aplicaciones de servicio continuo, se recomienda el uso de generadores de 6 u 8 polos, o sean 1200 RPM ó 900 RPM respectivamente, para que el desgaste de sus elementos se reduzca en proporción y la vida útil de la máquina se prolongue. Esto, sin embargo, repercute en una pérdida casi linealmente proporcional de la potencia del motor.

Ver grafica de Pot (Fig. 13).

CURVAS DE POTENCIA

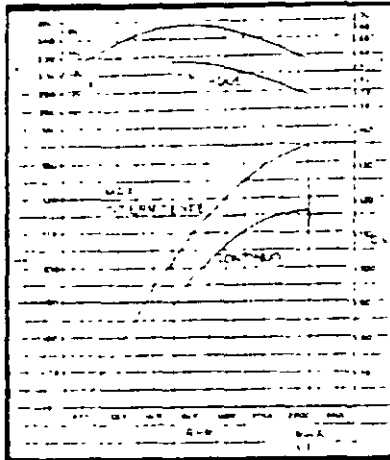


Fig 15

Por lo mismo, debe tenerse especial cuidado en la selección del equipo, para que corresponda a la mejor inversión, de acuerdo con su aplicación.

También cabe señalar que, a igualdad de velocidad, la potencia que se puede sacar a una máquina en servicio continuo es entre 85% y 90% de la correspondiente a aplicaciones de emergencia o con cargas intermitentes, dado que, el calentamiento y desgaste por periodos prolongados reduce considerablemente la vida del motor.

TABLA POTENCIA EN HP DEL MOTOR MAYOR QUIT SE PUEDE ABRANCAR SIN EXCEDER UNA DETERMINADA C DE VOLT														
C VOLT	C VOLT	MOTOR MAYOR C						MOTOR MENOR C						
		C		C		C		C		C		C		
		1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	
3.75	5							1	1.5			1	1.5	2
6.25	10							2	2			2	3	1
9.4	15							2	3			2	3	2
12.5	20							2	3			2	3	2
19.7	30							3	5			3	5	3
26.0	40							3	5	10		5	10	5
32.2	50							5	7.5	10		5	7.5	5
37.5	60							5	10	15		7.5	10	7.5
50	80	1.5	2	3				7.5	12.5	20		10	12.5	10
62.5	100	2	3	5				10	15	25		12.5	15	12.5
75	120	2	3	5				15	20	30		15	20	15
93.8	150	2	3	5				20	25	40		20	25	20
125	200	2	5	7.5				25	30	50		25	30	25
156	250	5	7.5	10				30	40	60		30	40	30
187.5	300	5	7.5	12.5				40	50	75		40	50	40

Fig 16

TABLA 2 CORRIENTE Y POTENCIA APROX QUE TOMAN LOS MOTORES DE INDUCCION DE JALLA DE ARDILLA								
POTENCIA EN HP	CARGA DURANTE EL TRABAJO				CARGA EN EL ARRANQUE EN EL VOLTAJE COMPLETO			
	KVA A PLENA CARGA	KVA A PLENA CARGA	AMPERS A PLENA CARGA		MOTOR MONOFASICO TIPO DE REPLLSION E INDUCCION		MOTOR TRIFASICO DE PAR DE ARRANQUE NORMAL Y KVA NORMIALES DE ARRANQUE	
			MOTOR MONOFASICO	MOTOR TRIFASICO	KVA	AMPERS	KVA	AMPERS
1/2	5	8	35	21	2.8	12.5		
1	10	14	85	57	4.5	20	7.7	20
2	19	24	110	67	9.0	41	12.6	33
3	28	37	170	97	12.5	56	17.0	45
5	45	60	27	15.6	20.0	90	29.8	78
7 1/2	64	87	37	21	28.0	140	45	112
10	83	110	50	29	37.0	167	55	144
15	125	165		39			85	220
20	172	200		52			110	290
24	214	244		64			135	352
30	254	290		76			160	420
40	334	364		107			217	570
50	422	478		124			264	690
60	500	490		156			326	850
75	624	716		186			390	1020
100	830	870		244			511	1340

Fig 17

NOTAS SOBRE LA TABLA No. 1

Cuando se desea una buena calidad del servicio eléctrico, la caída de tensión durante el arranque de motores debe restringirse a 5% o menos, más de 5%, principalmente en alumbrado incandescente, es un grave inconveniente, aunque sea poco frecuente.

En donde las fluctuaciones de luz no sean tan importantes puede tolerarse hasta un 25% de caída de voltaje durante el arranque de un motor. Más allá de este límite, cuando hay otros arrancadores y/o contactores magnéticos y relés de protección por bajo voltaje funcionando, van a desconectarse al llegar a menos del 75% del voltaje de suministro dando como resultado que debe iniciarse todos los arranques nuevamente.

En donde el arranque de un motor grande es el único factor para tomarse en cuenta, puede tolerarse hasta 40% de caída de voltaje, siempre y cuando el arranque sea nominal o su bobina no esté en el mismo circuito o sea manual.

Los tamaños de motores en HP anotados en la tabla anterior, están basados en motores código F, que toman una corriente de arranque de 5.5 veces la corriente de trabajo a plena carga.

Al arrancar por medio de compensador o voltaje reducido, debe tomarse en cuenta que el par motor se reduce a 65%. Asegúrese de que estos pares de arranque sean suficientes para mover la carga.

La potencia en HP anotada en la columna de "Arranque con Resistencia" supone que posiblemente el motor no arranca hasta que toda la resistencia este fuera y que el voltaje del generador se ha restablecido antes de comenzar a girar el motor.

NOTAS SOBRE LA TABLA No. 2

MOTORES DE FASE PARTIDA.- Toman una corriente muy alta durante el arranque.

Multiplíquese por dos los valores de carga de arranque de Tabla dos.

MOTORES TIPO CAPACITOR - Aumentándose en 25% los valores de KVA y corriente de arranque de la Tabla dos.

MOTORES TRIFASICOS - Para motores del tipo de Alto Par de Arranque, redúzcanse en 25% los valores de KVA y corriente de la Tabla dos.

MOTORES CON ROTOR DEVANADO.- Los KVA de arranque son únicamente de 30 a 50% que los KVA de trabajo normal.

Los valores de corriente y los KVA de arranque de la Tabla dos, son para arranque directo sobre la línea (Voltaje completo).

En donde se usa resistencia de arranque o compensador, los KVA de arranque son de 50% o menos de los indicados en la tabla.

EJEMPLO DE UN CALCULO DE PLANTA ELECTRICA

EL RECUENTO DE CARGAS NOS DA:

EQUIPO CARGAS RESISTIVAS	CAP. MOT.	KW PARA ARRANQUE		CARGA KW PERMANENTE
		A VOLT. PLENO	A VOLT REDUCIDO	
Alumbrado Emergencia	-	-	-	3
Alumbrado Exterior	-	-	-	2
Contacto Emergencia	-	-	-	2
Resistencias y Calefactores	-	-	-	10
SUBTOTAL 1				17
MOTORES MENORES (1 HP = 0.746/0.9 = 0.83 KW)				
4 Motores 0.25 HP (arranque simultaneo)	4 x 0.25	5	-	4.15
1 Motor 2 HP (arranque diferido o simultaneo)	2	10	-	8.3
1 Elevador Mot: 7.5 HP (normalmente arranque diferido)	7.5	35	-	6.23
SUBTOTAL 2		50		18.68
1 MOTOR 20 HP (A pleno V) a (arranque a Volt. Red).	20	(100)		16.60
SUBTOTAL 3		100	(40)	16.60

RESUMEN DE CARGAS:

Si no se planea el arranque de cargas combinadas, (resistivas y motores), pueden presentarse situaciones que van desde dificultades para arrancar, hasta detenerse la operacion de la planta y pararse cuando precisamente hay una emergencia. Otra solución seria instalar una planta mayor con una inversión que puede no justificarse, pero además, después de los arranques se quedaria con una carga muy baja que provoca carbonización y rápido deterioro del motor

En el ejemplo de Recuento de Cargas, debe recontarse todo lo que se alimenta simultaneamente o separar transferencias parciales con algún programador lo que resulta mas barato y mejor.

Si sumamos el Sub Total No. 1 de cargas resistivas, con las cargas permanentes de los Sub Totales 2 y 3, tenemos $C = 17 + 18.68 + 16.6 = 52.27 \text{ Kw}$ o sea 34% de esa capacidad (demasiada poca carga)

Ejemplo 2.- Sub Total 2 igual pero Sub Total 3. a Voltaje reducido, $C = 17 + 50 - 40 = 107 \text{ Kw}$.

Ejemplo 3.- Si puede arrancarse primero a Voltaje pleno o reducido, el motor más grande, puede bajar más la capacidad dado que la carga estable de éste va a quedar primero, $C = 16.6 - 17 - 50 = 83.6 \text{ Kw}$.

Como se ve, programando los arranques y/o introduciendo arrancadores de Voltaje reducido puede seleccionarse una planta de 100 u 85 Kw en lugar de 167 Kw, con el consiguiente ahorro.

Cuando se puede aplicar, esta solución aunque requiere de equipos más complejos, resulta más barata que una planta mucho mayor.

EJEMPLO DE CÓMO SELECCIONAR EL MOTOR DIESEL

A la carga máxima requerida (80 KW) debe sumarse aproximadamente 5% para ventilador y bomba pero además, debe buscarse un motor que dé la capacidad requerida al nivel en que va a operar. Por ejemplo: Si se requiere en la Ciudad de México que está a 2.237 m.s.n.m. y la planta es de aspiración natural, el motor pierde aproximadamente 1% por cada 100 m.s.n.m. o sea cerca de 22.40 ($F = 0.7763$).

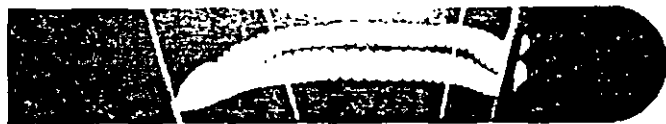
La capacidad nominal del motor será entonces:

$73.66 \div 0.95 \times 0.7763 = 99.87 \text{ KW}$ y esto significa un motor $100/0.746 \times 0.9 = 150 \text{ HP}$ al freno nominales a 0 m.s.n.m.

El generador seguiría siendo de 80 KW.



FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA



...: Ingeniería Eléctrica

CURSO SOBRE INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN EDIFICIOS

CA 237

TEMA VIII

INSTALACIONES ESPECIALES

EXPOSITOR: ING. RICARDO ESPINOSA PATIÑO
DEL 14 AL 25 DE NOVIEMBRE DE 2005
PALACIO DE MINERÍA

INSTALACIONES ELÉCTRICAS ESPECIALES

Introducción

El fin último de toda obra que se proyecta y realiza, es prestar un servicio eficaz y eficiente. Estas metas sólo pueden alcanzarse mediante el equilibrio de todos los componentes, sistemas y subsistemas que integran el conjunto y lo hacen funcional y económico a lo largo de su vida útil.

Los Sistemas de Comunicaciones, de Seguridad y Automatización forman parte de ese conjunto y deben planearse oportunamente con una adecuada visión del futuro, habida cuenta de la natural variación y expansión de demandas y necesidades, y del acelerado progreso tecnológico que estamos viviendo. Esto es lo que se ha llamado eufemísticamente "Edificio Inteligente".

En esta sesión, habremos de cubrir los aspectos básicos de planeación y construcción de las instalaciones de este tipo, que con mayor frecuencia se presentan en los edificios, cuya importancia no puede soslayarse ya que constituyen los "sentidos" que permiten la operación eficaz del conjunto.

Las instalaciones más comunes en los edificios son:

1.-Instalaciones para Comunicación

- A Redes para Voz y/o Datos Cubren las comunicaciones telefónicas y la transmisión de datos, internos y externos**
- B De Sonido Para música y voceo**
- C De televisión y Distribución de señales de T.V.**

2.-Automatización para la supervisión (monitoreo) y control de los sistemas electromecánicos del Edificio.

3.-Seguridad

- A Detección y Alarma de Incendio**
- B Alarmas Contra Intrusión y Asalto**
- C Control de Accesos**
- D Circuito Cerrado de T.V.**

INSTALACIONES ELECTRICAS PARA EDIFICIOS

Tema 8 INSTALACIONES ESPECIALES

Instalaciones de Comunicación

Consideraciones Generales

En primera instancia y de acuerdo con la dirección del proyecto, debe procederse a la definición de las necesidades presentes y futuras para todos los tipos de instalación que pueden intervenir, a fin de no incurrir en duplicidades u omisiones.

En muchos casos el estudio integral de necesidades, puede mostrar que es posible resolver conjuntamente las Redes de Teléfonos y Computo ya que ambos en esencia son para comunicación, y se diferencian solamente en que las primeras, tradicionalmente son para el manejo de voz las segundas, son redes para el manejo de Datos.

La realidad, es que en muchas ocasiones, ambos servicios pueden resolverse con un sólo sistema, debidamente estructurado.

En muchas ocasiones, es indispensable diseñar conjuntamente los sistemas de comunicaciones, con los de Sonido, Seguridad y Automatización, para coordinar bien las canalizaciones y las trayectorias comunes.

En otras palabras, es cada día mas cierto que los sistemas de Comunicación, Alarma y Control deben ser diseñados y ejecutados integralmente para cada caso específico y que ya es común tratar con sistemas integrales de estas instalaciones.

Dado que se trata de resolver integralmente, se deben determinar las necesidades y alcances de los servicios, para posteriormente proceder a estudiar las soluciones aplicables.

La determinación correcta de las necesidades significa conocer: Uso del edificio, usos específicos por áreas, densidad de población fija y flotante, tipo de servicio que prestará cada área o dependencia, condiciones restrictivas y de seguridad, áreas de alto riesgo, etc.

Con ese conocimiento, y en función de los programas y proyectos arquitectónicos bien definidos, se debe efectuar un anteproyecto, en el cual se establezcan claramente los alcances y cobertura de cada sistema, tomando en cuenta la normatividad aplicable en cada caso. Considerando que se trata de especialidades, en la mayoría de los casos resulta indispensable la asistencia del especialista.

De este anteproyecto debe tenerse la solución conceptual de cada sistema y en su caso la integración global.

De estas soluciones conceptuales y los respectivos diagramas de bloque, se procederá a preparar planos preliminares en los que deben ubicarse con la simbología respectiva, todos los servicios requeridos, procediendo a la proposición de

INSTALACIONES ELECTRICAS PARA EDIFICIOS
Tema 8 INSTALACIONES ESPECIALES

trayectorias de canalización y distribución más funcionales, de acuerdo con los lineamientos siguientes:

1.- La distribución debe hacerse en forma escalonada y radial. Cada punto extremo de distribución, no debe excederse en el Número de salidas, particularmente en el caso de Redes de Voz y Datos.

2.- La canalización se origina en el sitio elegido para la concentración de los servicios, o sea en el "Distribuidor General" y de aquí se ramifica al o los edificios y hacia el exterior para hacer el enlace correspondiente, usando "Distribuidores Intermedios" y finalmente "Distribuidores Locales".

3.- Para servicios de Voz y Datos y preferentemente en todos los tipos de instalaciones, deben existir siempre en las instalaciones primarias de distribución doble capacidad de canalización, de manera tal que siempre sea posible y expedita la introducción de cables para sustitución de otros dañados, o para crecimiento. De hecho en algunos casos debe dejarse una doble tubería, particularmente en las trayectorias verticales y en exteriores.

Nota

No deben extenderse tuberías a más de 20 m sin registros, ni debe hacerse más de 2 curvas entre registros.

Los registros de muro deben colocarse en áreas públicas a una altura entre 100 cm sobre el nivel de piso terminado, para facilitar su acceso y atención.

SISTEMAS DE SONIDO

Objetivo del Sistema y determinación de necesidades

Un sistema de sonido Comerolal, es aquel que se aplica a instituciones como Hoteles, Restaurantes, Bares, Hospitales, Edificios de Oficinas, etc., cuyos objetivos primordiales son:

- I Música de fondo
- II Llamadas a personal (voceo)
- III Ambos

De lo anterior se puede concluir que el sistema no requiere forzosamente Alta Fidelidad, por lo que es más suficiente contar con un equipo capaz de reproducir audio frecuencias del orden de 45 a 14000 hertz con menos de 1% de distorsión total, a un nivel normal de operación.

Un equipo comercial, debe ser sencillo dentro de lo posible, para que su operación y mantenimiento sean relativamente simples en función del personal disponible, y debe

INSTALACIONES ELECTRICAS PARA EDIFICIOS
Tema 8 INSTALACIONES ESPECIALES

ser robusto ya que por lo general opera entre 8 y 16 horas diarias continuas eventualmente recibe tratos inconvenientes.

Por lo general, los sistemas no son tan simples como en ocasiones parecen y deben resolverse en función de las condiciones de operación por zonas como son: No todas las áreas requieren el mismo horario de servicios, por lo que deben preverse canales o interruptores para manejarlos independientemente.

En sistemas grandes, se requerirá el uso de equipos y materiales de distribución y zonificación.

Es posible que se requieran programas musicales o voiceo diferentes en cada zona, lo que obliga a prever amplificadores separados.

Cuando en cierta área se requieren ambos servicios, es importante decidir si el voiceo se superpondrá a la música de fondo a un nivel mayor, o si al efectuar llamadas, deberá cortarse la música de fondo para dar mayor inteligibilidad a las palabras, en este último caso se requerirá un dispositivo automático de corte, actuado mediante el botón operador del micrófono de voiceo.

La práctica usual en un sistema comercial con más de 10 bocinas, (por decir una cifra) es distribuir la salida de audio, mediante el sistema de voltaje constante, (70 o 100 volts) salida de la que están dotados los amplificadores comerciales. Esto permite evitar complicadas conexiones serie-paralelo entre las bocinas, para igualar impedancias entre el amplificador y estas.

En el sistema de voltaje constante, la conexión de bocinas se hace en paralelo aplicando transformadores de línea (primario a 70/100 V y secundario en 4, 8 ó 16 ohms) y esto simplifica enormemente los alambrados.

No obstante siempre es posible que un transformador o un ramal de la línea pueda sufrir un "corto circuito", esto conduciría a que gran parte de la energía de salida del amplificador, se perdería y el volumen de todas las bocinas conectadas a éste se anularía.

Como es de comprenderse es muy difícil determinar cual transformador se puso en "corto circuito" o que ramal ocurrió este, por ello es definitivamente necesario dividir el sistema de circuitos razonados que terminados en tablillas de conexión o en un tablero de interruptores, permitan detectar fácilmente la falla y aislarla sin afectar todo el sistema.

Adicionalmente en locales cuyas condiciones acústicas son críticas, como son, iglesias, auditorios, gimnasios, etc., es necesario contar con circuitos de bocinas, arreglados en tal forma, que sean susceptibles de poner en operación solamente aquellas bocinas que sirven a las zonas ocupadas por el público, a fin de eliminar al máximo los problemas de reverberación.

Selección de Equipo

Clasificación de bocinas y cajas acústicas (altavoces), según su construcción y servicio:

Baffle sencillo (1 bocina)

Servicio

Interior

Columna Sonora (varias)

Columna Sonora

Servicio

Exterior

Trompeta Reentrante

Se indicó que la respuesta mínima sería entre 45 y 14000 hertz, esto dependerá de las características constructivas de la bocina como son diámetro del cono, diámetro de la bobina de voz, relación entre los anteriores diámetros, densidad del flujo magnético del imán permanente, etc., en realidad depende de apilar una bocina de buena calidad y buen diseño, lo que se podrá lograr si se recurre a fabricantes de prestigio y se revisan especificaciones mínimas.

Desde luego, adicionalmente a la bocina empleada, es definitiva la influencia del baffle o caja acústica, desgraciadamente los baffles más eficientes resultan extremadamente costosos y no son aplicables en la generalidad de las instalaciones, esto obliga a emplear baffles de dimensiones limitadas por las condiciones de instalación, lo que tiene como consecuencia una reducción importante en la eficiencia del conjunto, y significa que se deberán usar bocinas con una potencia de salida de aproximadamente 5 veces mayor que la potencia acústica necesaria.

Para el cálculo de potencia se deben considerar varios aspectos interdependientes que son:

Altavoz: Esta compuesto por la bocina propiamente dicha, por la caja acústica y accesorios

Nivel de ruido ambiente del local a sonorizar

En relación con la bocina propiamente dicha, la potencia indicada por el fabricante, es la potencia nominal, lo que significa potencia neta de consumo de la bocina, que se denomina Potencia de Audio' cuya unidad es el audio watt.

Como se comprenderá, no toda esta potencia se transformará en Potencia Acústica" que es aquella potencia transmitida al aire a frecuencias audibles, ya que dependerá de la eficiencia de la bocina, que es del orden del 15%.

Adicionalmente se deberá tomar en cuenta la caja acústica, que como se mencionó anteriormente también acarrea pérdidas.

INSTALACIONES ELECTRICAS PARA EDIFICIOS

Tema 8 INSTALACIONES ESPECIALES

A partir de las consideraciones hechas, y del nivel del ruido ambiente, se han preparado las siguientes fórmulas empíricas para obtener P_t = "Potencia Nominal en watts del total de bocinas necesarias.

Servicio Interior Con baifies convencionales o columnas sonoras

$$P_t = \frac{KV}{100}$$

en que:

V = Volumen del local en m³

K = Constante que vale:

INSTALACIONES ELECTRICAS PARA EDIFICIOS
Tema 8 INSTALACIONES ESPECIALES

- 5 para ruido ambiente bajo
- 8 para ruido ambiente medio
- 12 para ruido ambiente alto

$$\text{Potencia por bocina} = \frac{P_t}{\text{n\u00fam. de bocinas}}$$

Cuando se colocan altoparlantes en el techo, en el caso de locales de no m\u00e1s de 4 m. De altura, la distancia entre altoparlantes para lograr la mejor distribuci\u00f3n se obtiene aproximadamente como sigue:

$$D = 2.4 (H-1.5)$$

en que: $D =$ Separaci\u00f3n entre bocinas en M

$H =$ Altura del local en M

Servicio Exterior

Usando Trompetas Reentrantes se tiene:

$$P_{180} = 0.4 D \text{ (trompeta con radiaci\u00f3n a } 60^\circ)$$

$$P_{130} = 0.2 D \text{ (trompeta con radiaci\u00f3n a } 30^\circ)$$

en que:

$D =$ Distancia en metros al oyente intermedio. (profundidad)

$P =$ Potencia nominal de cada trompeta en watts

En cuanto al n\u00fam. de trompetas a utilizar, se obtiene

$$N_{60} = \frac{F}{1.18 D} \quad \text{y} \quad N_{30} = \frac{F}{0.54 D}$$

en que:

$F =$ Frente en metros que se pretende cubrir

Cuando se usan trompetas, se debe considerar y muy especialmente cuando se aplican con radiaci\u00f3n a 30° , que deban estar a cierta distancia del oyente m\u00e1s pr\u00f3ximo, para evitar que este reciba demasiada intensidad, esto se resuelve

elevando la trompeta sobre el nivel del auditorio, e inclinándola adecuadamente, con una tendencia a obtener una distancia uniforme con respecto a todo el auditorio. Caso muy parecido a la forma en que se aplica un reflector de alumbrado.

La trompeta reentrante se debe usar cuando se trata de obtener gran penetración, o sea lograr alcances profundos.

También es aplicable para niveles de alto ruido ambiente.

En el caso en que se aplican columnas sonoras, tanto en interiores como exteriores, el montaje de una columna, debe ser relativamente bajo y dirigido, ya que la radiación es aproximadamente de 130 ° en ángulo horizontal y 400 en el ángulo vertical.

Adicionalmente, la columna no posee gran penetración, por lo que no se recomienda para cubrir distancias mayores de 30 m.

Al seleccionar una columna, se deben verificar ciertas condiciones como son:

- + Las bocinas que la constituyen deben quedar lo más próximas posibles entre sí
- + Gabinete rígido que no vibre por la presión acústica
- + Acabado adecuado para el uso, especialmente para la intemperie, en que debe soportar lluvias, polvo, etc.

Faseado de Bocinas

Para aclarar este concepto, debemos considerar, que el sonido es una vibración que se trasmite al medio ambiente y que como toda onda vibratoria tiene máximos y mínimos. Si en un mismo instante una bocina emitiera un impulso positivo, en tanto que otra dentro del mismo local emitiera un impulso negativo. Obviamente se estarían contrarrestando y esto es totalmente indeseable, de aquí la necesidad de conectar todas las bocinas con idéntica polaridad. Esta operación se llama faseado de Bocinas', para obtener un trabajo aditivo.

En otras ocasiones es por el contrario, necesario que operen en oposición, como cuando se instalan frente a frente logrando así un efecto aditivo.

CONTROLES DE VOLUMEN Y SELECTORES

Controles de Volumen

En ocasiones, es necesario controlar el volumen de sonido por áreas o locales individuales, ya que las características entre ellos en cuanto a personal que los ocupa, acústica del local, etc., presentan un panorama demasiado heterogéneo para admitir sólo un control de volumen central. Esto se resuelve mediante la aplicación de controles de volumen, que en esencia son potenciómetros que gobiernan la entrada de energía a la bocina.

La forma de aplicarlos puede ser variada, y en ocasiones se toma compleja, por lo que solamente se mencionan aplicaciones típicas.

El control puede instalarse:

A En la caja acústica misma con operación interna o externa en función de si el ajuste que se pretende, es eventual o continuo.

B En algún punto del local para que el usuario controle una o varias bocinas a voluntad

C Varios en un tablero de control localizado estratégicamente, para desde ese punto controlar varias áreas pùbhcas.

El control deberá ser capaz de manejar la potencia que demandarán las bocinas controladas. Esta potencia se especifica en watts, pero debe tomarse en cuenta que se refiere a watts continuos o sea valor RMS que es el caso del audio.

ELEMENTOS DE ACUSTICA

Audición al Aire Libre

La potencia acústica de la voz humana es muy pequeña en una conversación normal, la voz masculina tiene una potencia media de 34 uW y la femenina de 19 uW. Si todos los habitantes del Distrito Federal (10 millones) hablarán al mismo tiempo, producirían solo una potencia acústica de unos 250w. Lo que explica que la inteligibilidad)al aire libre sea ya defectuosa a unos cuantos metros de distancia. El sonido proporcionado por el sistema de sonido, debe estar dirigido adecuadamente por dos razones principales:

A El micrófono o los micrófonos no deben captar el sonido de los altavoces, pues de lo contrario se provoca una realimentación acústica.

Puede resonar también a ciertas frecuencias o incluso puede oscilar todo el sistema a una frecuencia determinada emitiendo entonces un silbido continuo.

B El sistema de sonido no debe causar molestias en las zonas vecinas. Esto impone también un límite a la potencia de salida.

Audiciones en Locales Grandes

En una sala de grandes dimensiones la debilidad de la voz humana es causa de la mala inteligibilidad mas allá de ciertas distancias, lo mismo que cuando se habla al aire libre, debe tenerse en cuenta que las frecuencias altas, que son las que mas contribuyen a la inteligibilidad, sufren una absorción considerablemente mayor que las notas graves que contribuyen a la potencia sonora, pero no a la inteligibilidad. Consecuentemente a cierta distancia del orador, existe un desequilibrio creciente entre la parte alta y baja del espectro sonoro, con notable perjuicio de la intelegibilidad.

Las notas graves darán la sensación de que la voz llega con intensidad suficiente, pero la debilidad de las notas agudas, harán que la voz sea inintelegible, de aquí, que la función del sistema de sonido no es simplemente amplificar el sonido, sino también, conservar la relación correcta del espectro sonoro, en la zona ocupada por el auditorio. El sistema de altavoces debe tener, por lo tanto, características direccionales adecuadas para hacer llegar el sonido a los lugares que lo necesitan y también, como hemos dicho anteriormente, para evitar que el sonido llegue a los micrófonos.

Audición en Locales Reverberantes

Se dice que un local reúne buenas condiciones acústicas, cuando los asistentes a una conferencia, a un concierto, o a una sesión de cine sonoro, reciben con perfecta nitidez la palabra y la música, o si se trata de una masa coral como música de órgano, cuando el auditorio se siente impresionado por la plenitud del sonido y por la majestuosidad de su conjunto.

El eco y la resonancia se originan del mismo modo, las ondas procedentes de un foco o manantial sonoro se propagan en línea recta en todas direcciones, con frente esférico y en el momento en que alcanzan a una persona producen en su oído cierta sensación. Si se trata de locales cerrados, las ondas sonoras llegan no sólo a las personas sino también a las paredes, techo y piso, los que las reflejan y las hacen llegar de nuevo al auditorio.

Cuando entre la llegada de la onda directa y de la primera onda reflejada, existe un intervalo de un veintavo de segundo o más (50 milisegundos), se perciben dos sensaciones sucesivas como si se tratara de dos sonidos, este fenómeno recibe el nombre de eco. En cambio, debido a la estructura del oído humano, cuando entre dos ondas sucesivas no transcurre ni un veintavo de segundo, se oye como un sólo sonido prolongado, por esta razón, se dice que un veintavo de segundo es el poder de separación del oído humano.

El conjunto de todas las sensaciones percibidas por el oído en un local cerrado procedentes de una onda directa y entre las cuales no haya un intervalo mayor de 50 milisegundos, constituye la reverberación. Esta se mide por su duración que es el "tiempo de reverberación".

La velocidad de propagación del sonido en el aire es de aproximadamente 340 m, por seg., 50 milisegundos corresponden a 17 m aproximadamente. Para evitar la formación del eco, las dimensiones de la sala y por tanto del camino a recorrer por las ondas sonoras han de ser tales que no debe haber más de 17 m entre frente de la onda directa y la primera onda reflejada. Si bien, la reverberación es deseable para la audición de la música, resulta perjudicial para la inteligibilidad de la palabra, ya que el sonido indirecto o sonido reverberante tiene un nivel de intensidad, prácticamente igual a todos los puntos de la sala. En la figura A y B se representa el sonido reverberante por la recta horizontal. El sonido indirecto es ininteligible, el sonido directo de la voz del orador se debilita rápidamente con la distancia (la curva Pl) y más allá de una cierta distancia es ya inferior al indirecto, en las primeras filas de la sala pueda entenderse perfectamente lo que dice el orador, no así en las filas de más atrás. Los altavoces del sistema de sonido deben tener una característica direccional, de manera que el sonido vaya hacia la parte de atrás de la sala y lo menos posible hacia las superficies reflejantes (techo y paredes). El sonido dirigido hacia el auditorio es absorbido casi totalmente por el público, las butacas, alfombras, etc. De este modo se consigue que el sonido de los altavoces refuercen el nivel útil en la parte de atrás de la sala, sin elevar apreciablemente el nivel de reverberación.

Audición en un Ambiente Ruidoso

La inteligibilidad de la palabra puede ser afectada en gran medida por el nivel de ruido, especialmente por las componentes espectrales del ruido que cubren la gama de

INSTALACIONES ELECTRICAS PARA EDIFICIOS Tema 8 INSTALACIONES ESPECIALES

frecuencias de la palabra y particularmente en las notas altas que son las que contribuyen a la inteligibilidad. El sistema de sonido debe por tanto, reforzar esta gama de frecuencias de la palabra de modo que superen el ruido ambiente y restauren la inteligibilidad.

Según las consideraciones que preceden podemos resumir los requisitos de un sistema de sonido como sigue:

A El micrófono debe captar el mínimo posible de sonido proveniente de los altavoces y de sonido interferente, reverberación y ruido.

B Los altavoces deben dirigir el sonido hacia los lugares donde se necesita, y excluirlo en otros lugares, tales como donde se encuentra el micrófono y las superficies duras, altamente reflejantes del sonido.

C Las características de frecuencia del sistema debe estar adaptada y las circunstancias para obtener los mejores resultados. La mayoría de las veces se requiere la atenuación de las notas graves que favorecen la reverberación. Una respuesta de frecuencia plena no es por tanto una característica de calidad de un sistema de sonido.

El Orador y el Auditorio

En el circuito orador-auditorio, intervienen cuatro elementos principales:

- + Orador
- + El micrófono
- + El amplificador
- + Los altavoces

El orador

Las características de un buen orador tocantes a la inteligibilidad son: una buena articulación, con nivel medio de intensidad y voz lo más constante posible y un ritmo apropiado. El sistema de sonido puede elevar el nivel de intensidad de un orador con poca voz y mantenerlo constante dentro de ciertos límites, pero no puede mejorar la articulación ni el ritmo del orador, hay que subrayar, que el sistema de sonido ayuda al orador a hacerse entender bajo circunstancias desfavorables ajenas a su control, pero no es panacea para los malos oradores, por otra parte, hablar ante el micrófono exige una cierta disciplina del orador, este debe tener en cuenta que las variaciones de la distancia entre él y el micrófono a causa de sus movimientos, producirán variaciones muy marcadas en el nivel de salida. Otro punto importante es que el sistema está diseñado e instalado de modo que sólo llegue al micrófono la voz del orador y no el sonido de los altavoces, el orador apenas deberá oírlos pero eso no debe de inducirle a hablar demasiado alto, cansándose sin necesidad, e incomodando incluso a los oyentes. Si se trata de un locutor que habla dentro de una cabina cerrada, ésta cabina no debe tener un amortiguamiento acústico excesivo, es decir paredes demasiado absorbentes, el locutor se oír así mismo débilmente y de modo natural tendería a hablar demasiado fuerte.

Por otra parte, una cabina demasiado reverberante es muy perjudicial para la inteligibilidad, pues esta reverberación es amplificada en unión con la señal y es

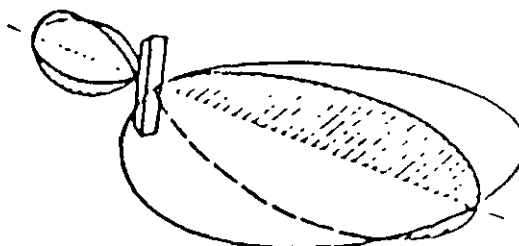
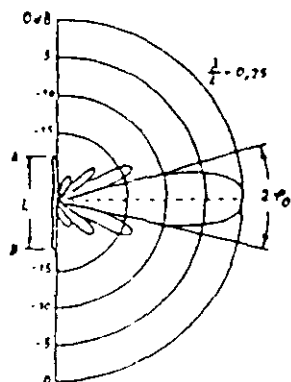
dirigida por los altavoces hacia los lugares donde es menos deseable, otro tanto puede decirse de los ruidos, la cabina debe estar aislada contra los ruidos del exterior.

El Micrófono

Toda variación de la distancia entre locutor y el micrófono hace variar la potencia de salida del sistema como lo indicamos anteriormente, los inconvenientes derivados de una distancia demasiado pequeña, son menos importantes, pueden ser neutralizados por un limitador de volumen en el amplificador, más difícil es contrarrestar los efectos de una distancia demasiado grande, es por eso que en los teatros con un escenario muy grande en el que los actores han de hablar a veces muy lejos del micrófono, plantean uno de los problemas electroacústicos más difíciles, porque además de la voz del locutor, el micrófono capte el sonido reverberante (lo que implica siempre una realimentación acústica) y el ruido ambiente. La relación entre el sonido útil y el sonido reverberante disminuye a medida que el locutor se aleja del micrófono, además, el sonido perjudicial captado por el micrófono, es amplificado por el sistema y dirigido hacia el auditorio, con lo que aumenta el efecto interferente. Todo esto obliga a usar micrófonos direccionales, los más eficaces son los de características hipercardioides, su sensibilidad en la dirección privilegiada es de 6 dB mayor que la sensibilidad media para el sonido difuso y su sensibilidad media es de 12 dB mayor en el semiespacio anterior (frente) que en el posterior (auditorio) si se desea un efecto direccional más pronunciado, ha de emplearse una columna de micrófono, es decir, un grupo de micrófonos iguales alineados verticalmente. En la Fig. C se representa la característica direccional típica de una columna de micrófonos en el plano de simetría longitudinal, este diagrama es también válido para una columna de altavoces. Como se ve existen lóbulos principal en dirección perpendicular a la columna, y su abertura FI de este lóbulo es tanto menor cuanto más larga es la columna, y cuanto menor es la longitud de onda. El diagrama 4. la figura corresponde a una longitud de onda igual a 0.25 de longitud de la columna, la característica direccional en el plano perpendicular a la columna es la que corresponde a un sólo micrófono, así pues una forma de aumentar la inmunidad del sistema de sonido al ruido y a la reverberación, es emplear en vez de un micrófono aislado una columna vertical cuyo plano medio se haya a la altura de las cabezas de los actores.

Cuando se ha de hablar en un local muy ruidoso, por ejemplo una sala de máquinas, puede recurrirse a otro artificio. Los micrófonos hipercardioides y los de tipo denominado de gradiente de presión, tienen la propiedad de que su sensibilidad para las frecuencias bajas aumenta al disminuir la distancia entre el micrófono y (a fuente de sonido. Si el locutor habla muy cerca del micrófono y mediante un filtro eléctrico o acústico, se asegura la respuesta para las frecuencias bajas y el resultado será una curva plana, pero para el ruido que procede de distancias mayores, la curva caerá bruscamente en las frecuencias bajas que son precisamente las predominantes en el ruido. Los micrófonos basados en este principio, se llaman supresores de ruido y permiten obtener buena inteligibilidad e incluso con un nivel de ruido de 115 dB.

INSTALACIONES ELECTRICAS PARA EDIFICIOS Tema 8 INSTALACIONES ESPECIALES



Patrones de radiación de una columna y de un micrófono

Curva de Respuesta

Se ha dicho ya en la primera parte de estas notas que la curva de respuesta más adecuada para un sistema de sonido no es precisamente la plana, por diversas razones se requiere siempre una mayor o menor, atenuación de las frecuencias bajas. Una primera razón para hacerlo así, es que la inteligibilidad depende principalmente de ciertos grupos de frecuencias altas.

De una manera cuantitativa aproximada podemos decir que la parte del espectro por debajo de los 600 Hz proporciona solamente un 25% de la inteligibilidad, aunque contribuye con un 70% a la potencia sonora total.

Que la parte comprendida entre 800 y 7000 Hz proporciona el 75% de la inteligibilidad aunque sólo aporta un 30% de la potencia. Una segunda razón que ya hemos citado, es que las frecuencias bajas son menos absorbidas por el aire que las altas, como resultado, a medida que aumenta la distancia entre los oyentes y los altavoces, las frecuencias bajas van predominando sobre las altas con perjuicio de la inteligibilidad. Una tercera razón es que la reverberación está integrada principalmente por frecuencias bajas, esto se debe en parte a lo que acabamos de decir su menor absorción en el aire, pero sobre todo a que las propiedades direccionales de los altavoces, columnas, bocinas, etc., son mucho menos pronunciadas para las frecuencias bajas que para las altas, por consiguiente las frecuencias altas son dirigidas correctamente hacia el auditorio, pero las bajas son irradiadas prácticamente en todas direcciones dando así lugar a la reverberación.

Altavoces

Un requisito indispensable para que el sistema de sonido de buenos resultados, es que el público no pueda localizar acústicamente los altavoces, es decir, que en cualquier lugar del auditorio se tenga la sensación de que el sonido procede del escenario, y no del techo y otro lugar donde se halle un altavoz cercano. Si los altavoces pueden colocarse cerca del orador la diferencia de dirección será imperceptible para el público o dicho de otro modo predominare la impresión visual

INSTALACIONES ELECTRICAS PARA EDIFICIOS
Tema 8 INSTALACIONES ESPECIALES

que tiende a localizar el sonido en el orador, pero el peligro de la realimentación acústica impide colocar el altavoz demasiado cerca del micrófono a menos que se dé escasa potencia. Cuando un altavoz está situado a distancia considerable del orador es necesario, hacer imperceptible su presencia por otros medios.

Se ha comprobado que el oído establece la posición de una fuente sonora por el primer estímulo que recibe, dicho de otro modo, si después de un primer sonido el oído recibe otros sonidos iguales procedentes de otras direcciones, confundirá esta segunda dirección con la primera, incluso, cuando el sonido es potente, sin embargo este fenómeno ocurre solamente entre ciertos límites. Si el segundo sonido supera al primero en más de diez tonos el oído lo percibirá distintamente.

Existe una relación entre el retardo y la intensidad permitiendo la situación más favorable se consigue cuando el retardo está comprendido entre los 10 y 25 milisegundos, entonces es permisible una diferencia de intensidad de hasta 10 fonos a favor del segundo sonido.

Este retardo puede obtenerse de un modelo natural, por la diferencia de recorrido del sonido del altavoz y por la voz del locutor. Para lograr el retardo de 10 o más milisegundos la diferencia de recorrido debe de ser de 3.5 m o más. Este sistema es fácil y cómodo cuando sólo se emplea un altavoz o una columna.

INSTALACIONES ESPECIALES

1) VOZ+DATOS

- + DISTRIBUCION TIPICA**
- + CABLEADO ESTRUCTURADO.**
- + CABLEADO CONVENCIONAL.**
- + CANALIZACIONES.**
- + CABLEADO.**

2) SONIDO

- + DISTRIBUCION TIPICA**
- + CABLEADO.**
- + ACUSTICA DEL LOCAL.**

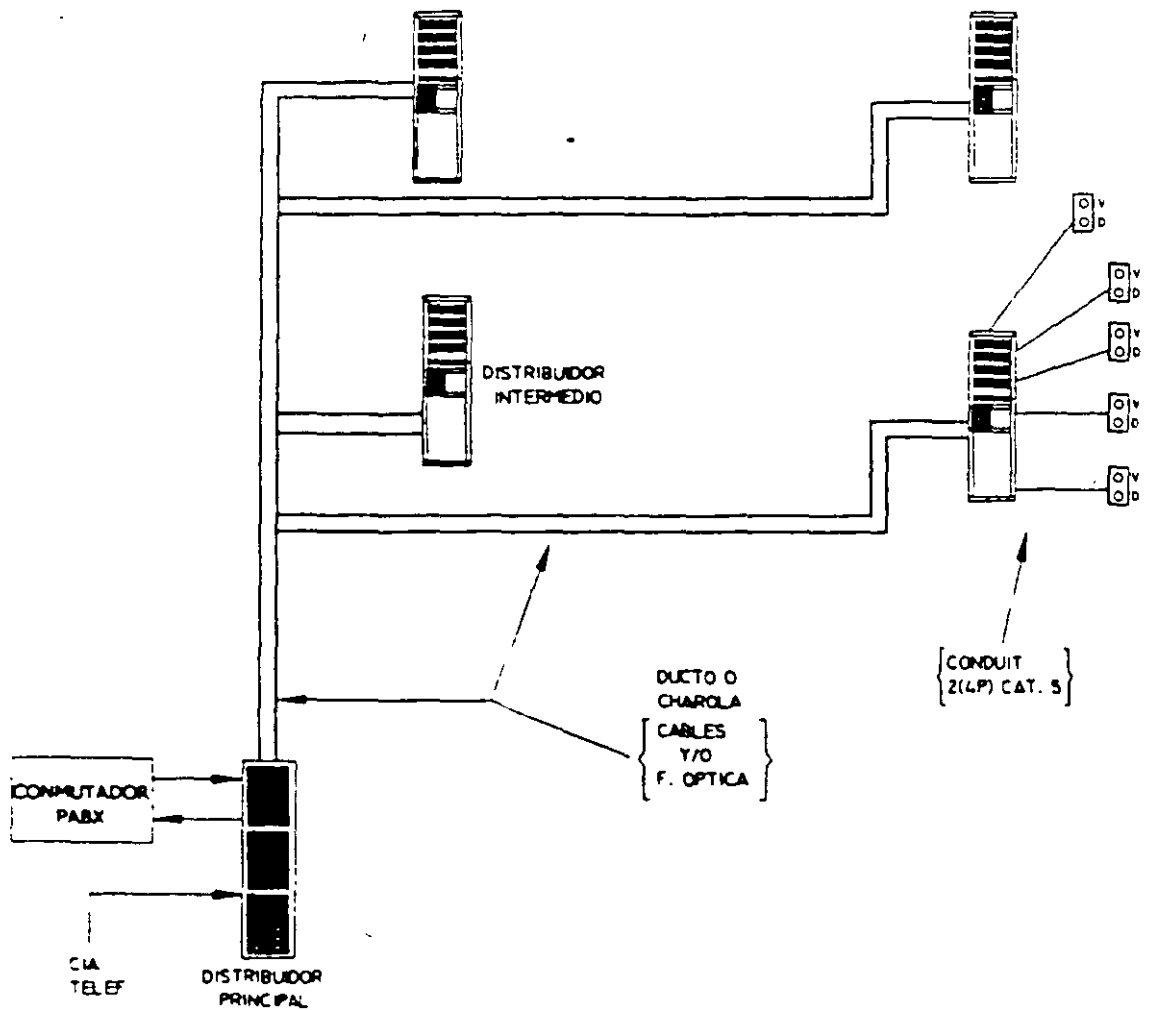
3) SISTEMA DE SEGURIDAD

- + DETECCION Y ALARMA DE INCENDIO.**
- + CIRCUITO CERRADO DE T.V.**
- + ALARMAS Y CONTROL DE ACCESOS.**

4) AUTOMATIZACION Y CONTROL

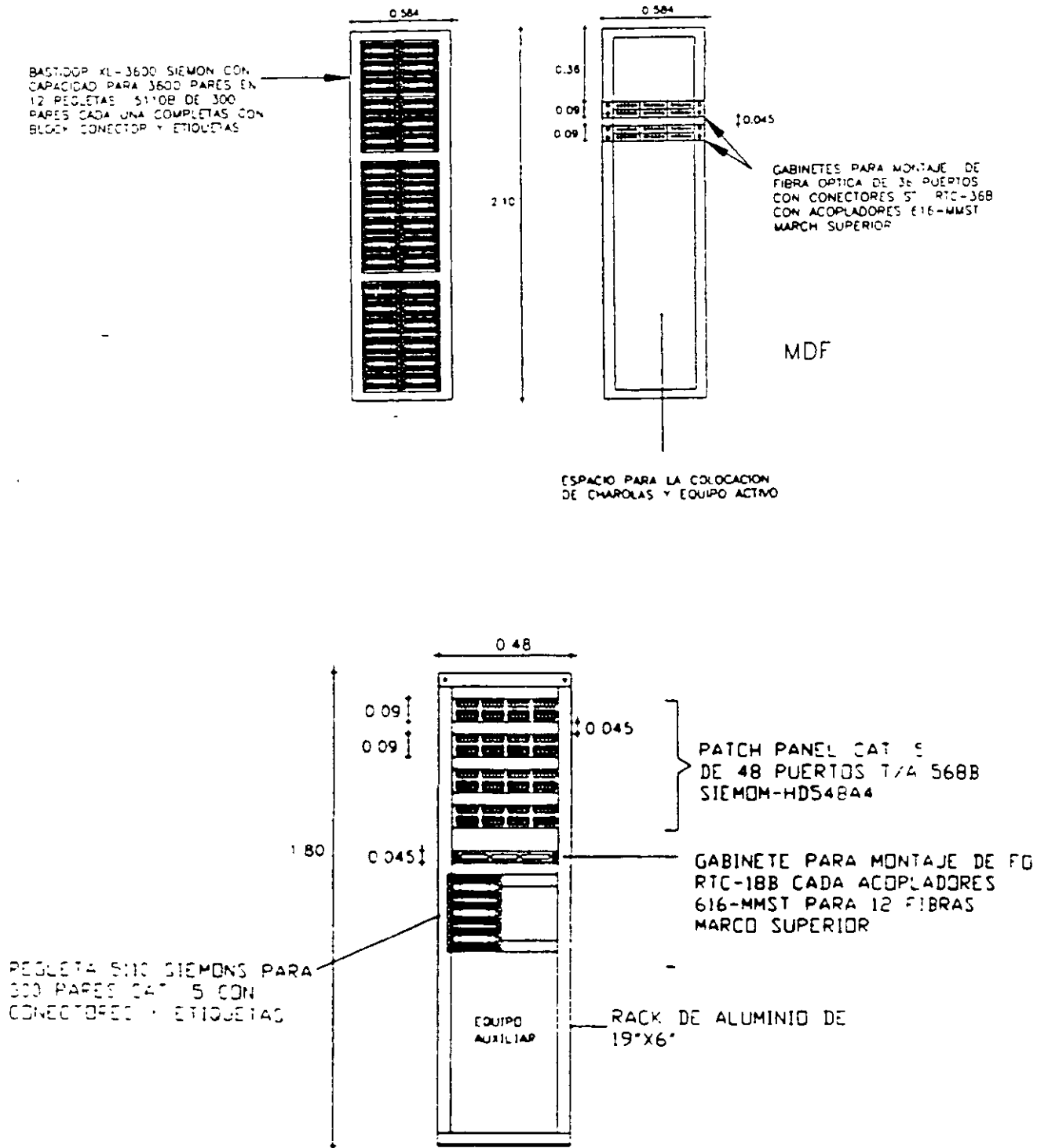
- + OBJETIVO: OPTIMIZACION DE RECURSOS HUMANOS Y ENERGETICOS.
- + CONFIGURACION BÁSICA.
- + SISTEMAS INTEGRADOS.

RED CABLEADO ESTRUCTURADO VOZ-DATOS DIAGRAMA DE BLOQUE



INSTALACIONES ELECTRICAS PARA EDIFICIOS
Tema 8 INSTALACIONES ESPECIALES

DISTRIBUIDOR PRINCIPAL (MDF)



INSTALACIONES ELECTRICAS PARA EDIFICIOS
Tema 8 INSTALACIONES ESPECIALES

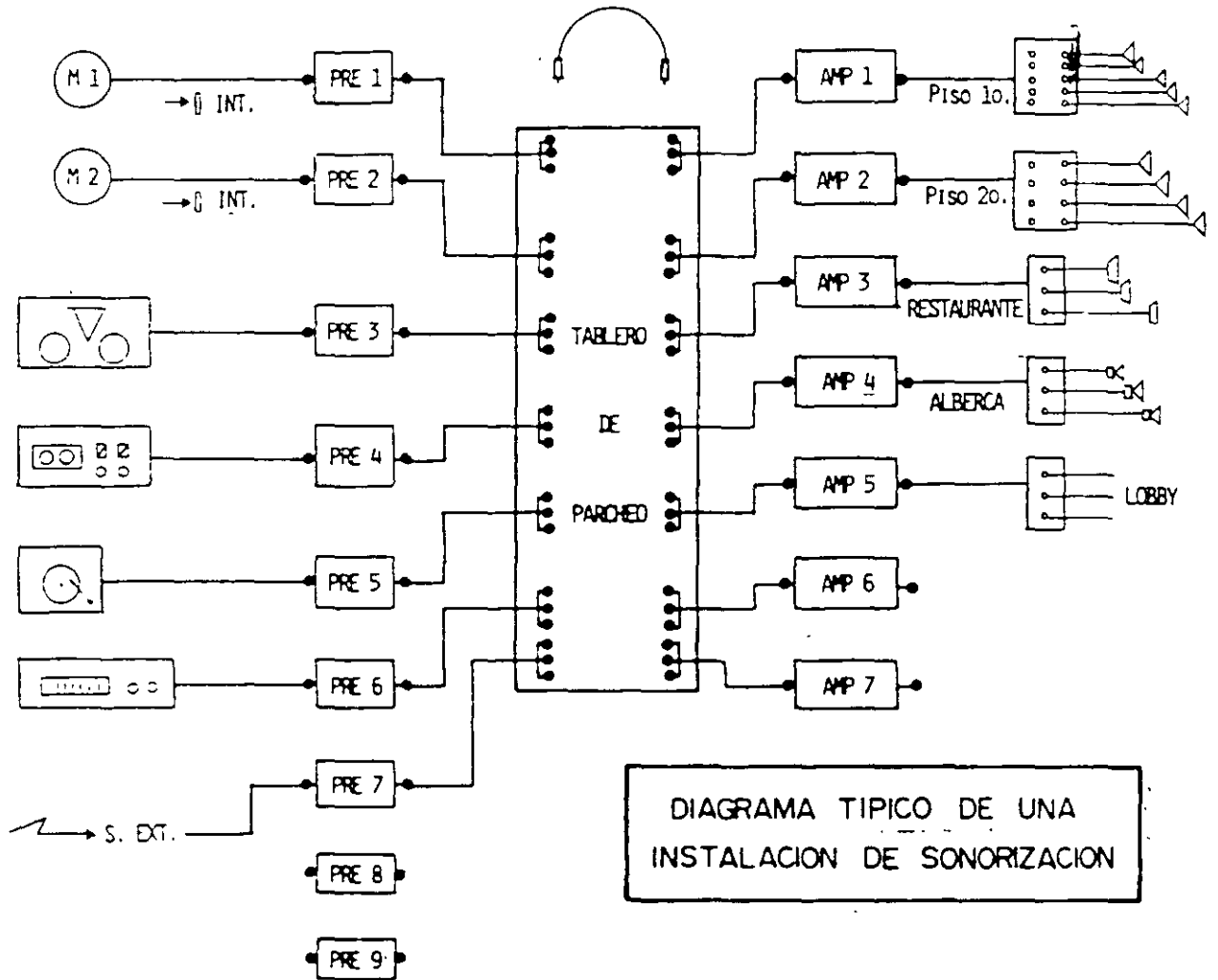
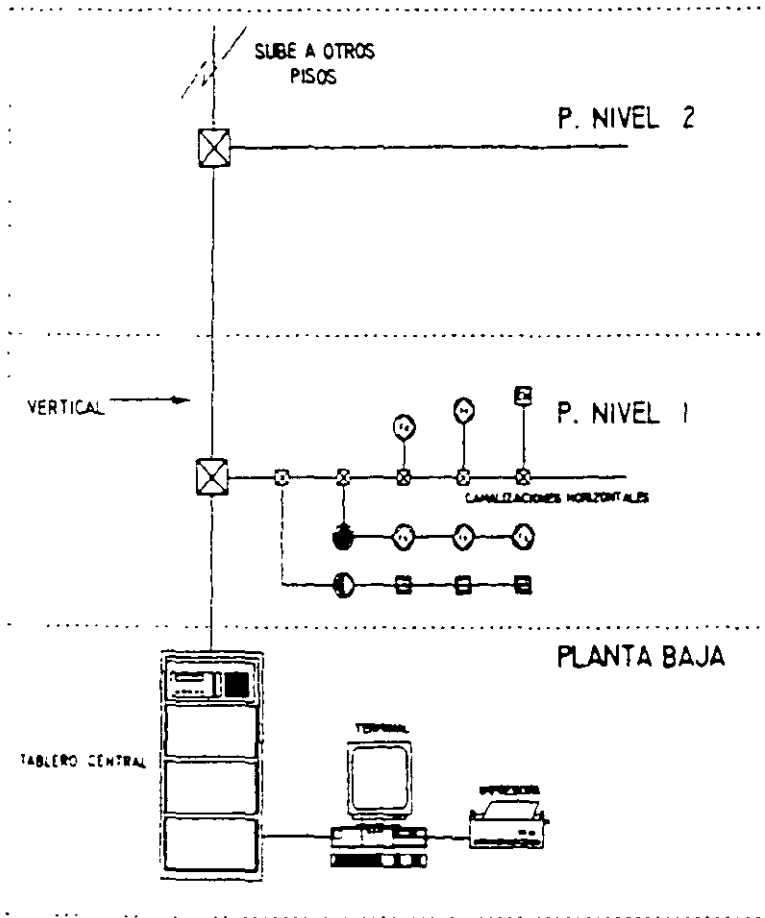


DIAGRAMA TÍPICO DE UNA
INSTALACION DE SONORIZACION

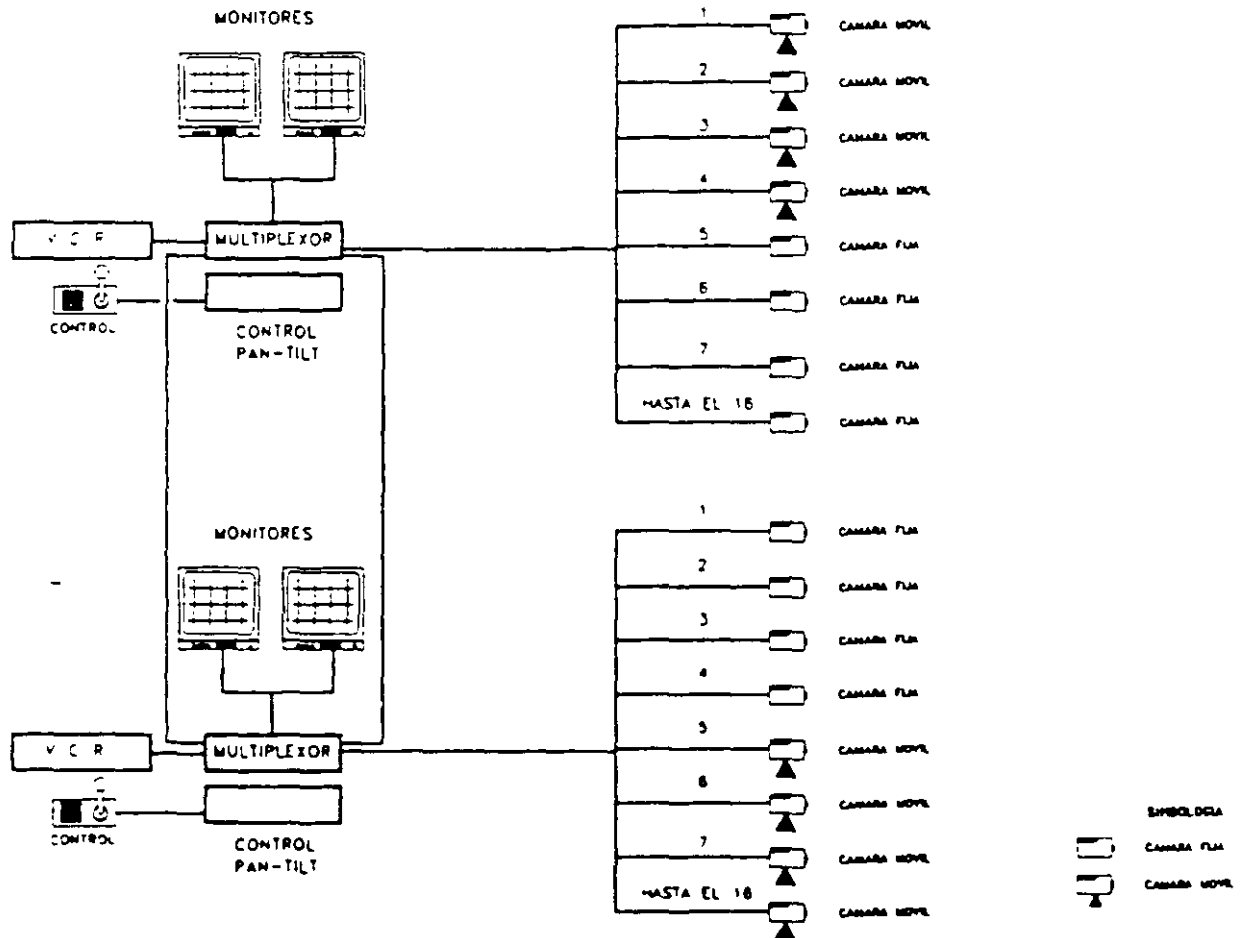
INSTALACIONES ELECTRICAS PARA EDIFICIOS

Tema 8 INSTALACIONES ESPECIALES



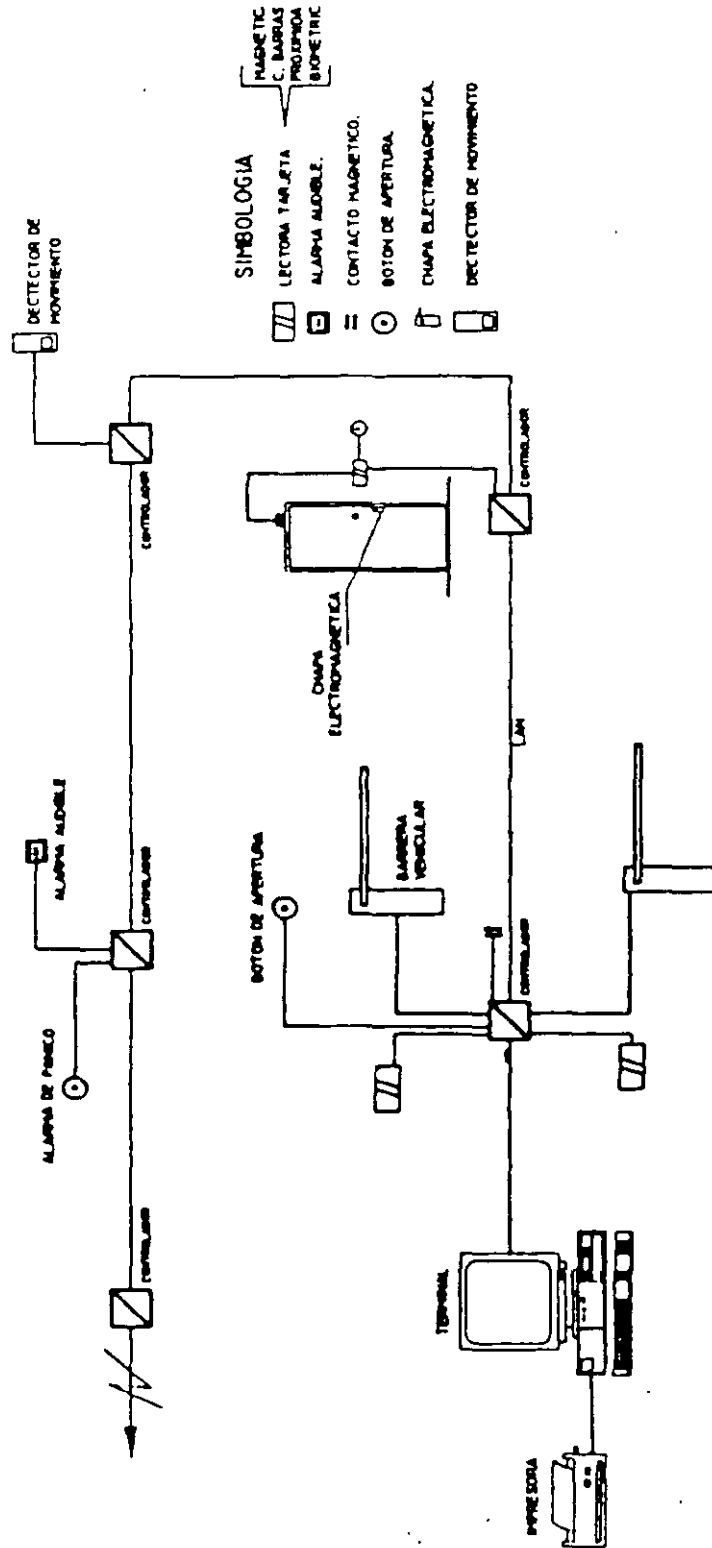
- SIMBOLOGIA**
- ⊗ DETECTOR HUMO FOTOELECTRICO DIRECCIONABLE.
 - ⊙ DETECTOR HUMO FOTOELECTRICO STANDARD.
 - MODULO CONTROL.
 - MODULO MONITOR.
 - ⊠ ESTACION MANUAL DIRECCIONABLE
 - ⊞ CAJA DE REGISTRO.
 - ⊞ ALARMA AUDIOVISUAL

CIRCUITO CERRADO DE TELEVISION
DIAGRAMA DE BLOQUE



ALARMAS Y CONTROL DE ACCESOS

DIAGRAMA DE BLOQUE





SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

**OBRAS CIVILES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA EN
EL SECTOR ELÉCTRICO**

INTRODUCCIÓN

- I.- **NORMATIVIDAD (Norma Oficial Mexicana)**
- II.- **ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS DE OBRAS CIVILES EN
LyFC**
- III.- **PROCEDIMIENTO PARA EL TRAMITE Y EJECUCIÓN DE
LA OBRA CIVIL**
- IV.- **OPTIMIZACIÓN DE AREAS Y PROPUESTA CON
ELEMENTOS PREFABRICADOS**

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

OBRAS CIVILES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA EN EL SECTOR ELÉCTRICO

INTRODUCCIÓN

Dentro del sector eléctrico se requiere de un buen funcionamiento para el suministro de energía, y para ello periódicamente se actualizan las normas que rigen las instalaciones de los cables subterráneos de distribución cuyo equipo y cableado son alojados en los diferentes elementos constructivos usados en la obra civil para dicho fin, procurando su optimización así como de abaratar costos asociados en beneficio de los usuarios.

En México se experimenta un constante crecimiento en la distribución de energía, paralelo al avance tecnológico y su optimización económica, buscando alternativas para mejorar la calidad del suministro del fluido eléctrico en lo que concierne a cables subterráneos de distribución, para ello se requiere actualizar periódicamente los materiales, equipos y la adecuación de las normas en LyFC para resolver la problemática actual buscando elementos acordes con necesidades actuales.

Estudiando los nuevos avances tecnológicos y lineamientos que han surgido recientemente aunado a experiencias de empresas involucradas en este tipo de instalaciones subterráneas, se han obtenido mejores soluciones en los elementos constructivos reduciendo área, costo y tiempo en la realización de estas obras.

Los elementos prefabricados constituyen una alternativa para complementar o sustituir la tradicional estructura de concreto y/o acero, cuya infraestructura tiene la capacidad de moldear y adecuarse al entorno de acuerdo a las necesidades del hombre, siendo un elemento pre-elaborado y/o pre-moldeado construido en serie con tecnología de punta, y fabricado de acuerdo a formas y dimensiones normalizadas, logrando optimizar tiempo y costo, así como una mano de obra especializada.

1. NORMATIVIDAD

REQUERIMIENTOS SEGUN NORMA (NOM-001 SEMP-94)

ARTICULO 2102 OBRAS CIVILES PARA INSTALACIONES SUBTERRANEAS

2102-1 DEFINICION "Obra civil para instalaciones subterráneas", es la combinación de ductos, banco de ductos, registros, pozos, bóveda y cimentaciones de SE's que lo forman.

2102-2 TRAYECTORIA

a) Disposiciones Generales

1 - Las instalaciones subterráneas deben hacerse en ductos, a excepción de cables submarinos.

2 - En la obra civil para la instalación de ductos de seguir en lo posible, una trayectoria recta, y cuando sea necesaria, una deflexión. Esta debe ser lo suficientemente grande para evitar el daño de los cables durante su instalación.

Recomendación: El cambio máximo de dirección en un tramo recto de un banco de ductos, no debe ser mayor a cinco grados

4 - Se recomienda en cada entidad la formación de un comité que reglamente la ubicación de las instalaciones subterráneas en vía pública, atendiendo lo indicado por estas normas

2302-3 PROFUNDIDAD. La siguiente tabla, indica la profundidad mínima a la que deben instalarse los ductos, o banco de ductos, los cuales serán diseñados de acuerdo a la carga exterior a que estén sometidos, la cual se considera respecto a la parte superior de los ductos o su recubrimiento

LOCALIZACIÓN	PROFUNDIDAD MINIMA (m)
EN LUGARES NO TRANSITADOS POR VEHICULOS	0.3
EN LUGARES TRANSITADOS POR VEHICULOS	0.5
BAJO CARRETERAS	1.0

NOTA: Cuando se instalen cables para diferentes tensiones en una misma trinchera, los cables de mayor tensión deberán estar a mayor profundidad

2302-4 SEPARACION DE OTRAS INSTALACIONES SUBTERRANEAS

b) La separación mínima entre ductos, o banco de ductos, y entre ellos u otras estructuras se indica en la tabla sig

SEPARACIÓN ENTRE DUCTOS

MEDIO SEPARADOR	SEPARACION MINIMA (m)
TIERRA COMPACTADA	0.3
TABIQUIL	1.0
CONCRETO	0.05

3202-5 EXCAVACION Y MATERIAL DE RELLENO

a) Trincheras El fondo de las trincheras debe estar limpio, relativamente plano y compactado al 90 % para banquetas y al 95 % para calles. Cuando la excavación se haga en terreno rocoso, el ducto o banco de ductos debe colocarse sobre una capa protectora de material de relleno limpio y compactado.

b) Material de relleno El relleno debe estar libre de materiales que puedan dañar a los ductos o banco de ductos y compactado al 90 %

2302-4. DUCTOS

a) General

a 1) El material de los ductos debe ser resistente a esfuerzos mecánicos a la humedad y al ataque de agentes químicos del medio donde quede instalado.

a 2) El material y la construcción de los ductos debe seleccionarse y diseñarse en tal forma que la falla de un cable en un ducto, no se extienda a los cables de ductos adyacentes.

a 5) La sección transversal de los ductos debe ser tal que de acuerdo con su longitud y curvatura, permita instalar los cables sin causarles daño

El área de la sección transversal de los cables no debe ser mayor a 55% del área de la sección transversal del ducto

b) Instalación

b 1) En media tensión debe usarse un ducto por cable y en baja tensión un ducto por circuito

b 2) Los ductos incluyendo sus extremos y curvas, deben quedar fijos por el material de relleno envolvente de concreto, anclas u otros medios, en tal forma que se mantengan en su posición original, bajo los esfuerzos impuestos durante la instalación de los cables u otras condiciones

b 8) El extremo de los ductos dentro de los registros, pozos, bovedas u otros recintos, deben tener los bordes redondeados y listos para evitar daño a los cables (emboquillados)

b 9) Se recomienda que los ductos se instalen con una pendiente de 0.5% como mínimo para facilitar el drenado

2302-10 REGISTROS POZOS DE VISITA Y BOVEDA

a) Localización La localización de los registros, pozos y bovedas debe ser tal que su acceso desde el exterior, quede libre y sin interferir con otras instalaciones

b) Desague - En los registros, pozos y bovedas, cuando sea necesario se debe instalar un medio adecuado de desague. No debe existir comunicación con el sistema de drenaje

2302-11 RESISTENCIA MECÁNICA: Los registros, pozos y bovedas deben estar diseñadas y construidas para soportar todas las cargas estáticas y dinámicas que puedan actuar sobre su estructura

d) Cuando en los registros, pozos y bovedas se coloquen anclas para el jalado de los cables, estas deben tener la resistencia mecánica suficiente para soportar las cargas con un factor de seguridad mínimo de 2

2302-12 DIMENSIONES Las paredes interiores de los registros deben dejar un espacio libre cuando menos igual al que deja su tapa de acceso y su altura debe ser tal que permita trabajar desde el exterior o parcialmente introducida en ellos

En los pozos y bovedas, además del espacio ocupado por cables y equipos, debe dejarse espacio libre suficiente para trabajar. La dimensión horizontal debe ser cuando menos 1m. La vertical de 1.8m

2302-13 ACCESO A POZOS Y BOVEDAS

a) El acceso a los pozos debe tener un espacio libre mínimo de 56 x 65 cm (rectangular), o de 84 cm de diámetro si es circular

2302-14 TAPAS

Las tapas de los registros, pozos y bovedas deben ser de peso y diseño adecuados para que asienten y cubran los accesos, así como para evitar que puedan ser fácilmente removidas sin herramientas

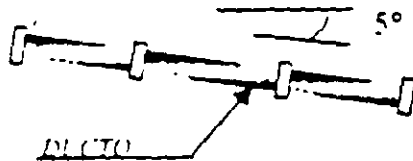
Cuando las tapas de bovedas y pozos para acceso personal sean ligeras, deben estar provistas de aditamentos para la colocación de candados.

Las tapas deben ser antiderrapantes y tener una identificación visible desde el exterior que indique el tipo de instalación o la empresa a la que pertenecen.

II. ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS DE OBRAS CIVILES

La obra civil para instalación subterránea esta conformada por los elementos constructivos que se mencionaron a continuación y estos a su vez contendrán las instalaciones eléctricas requeridas, registros, pozos, bóvedas, cimentación y/o cuartos para subestaciones que lo conforman, estos contienen las instalaciones eléctricas, que deberán ser proyectadas atendiendo los requerimientos y flujos de información, así como consulta con los diferentes departamentos de la empresa suministradora EYFC involucrados como proyectos líneas aéreas, cables subterráneos, obras civiles, conexiones medidores etc., contemplando conceptos y necesidades de las normas que intervienen. Se elabora el proyecto eléctrico de acuerdo a las situaciones encontradas en el terreno y se coordina con los diferentes departamentos tomando en cuenta la localización, urbanización, vías de acceso, uso de banqueta, áreas para SE's y tipo de suelo de acuerdo a los sig. Elementos constructivos con que se cuenta:

DUCTO:



El ducto de PVC tiene poca posibilidad de curvatura o deflexión (max. 5° de deflexión)

La colocación de los ductos en el banco de 4 vías en BT y MT irán en una sola cama horizontal con separadores de madera con su debido anclaje.

Los ductos en BT son de 2 y 4 vías, y en MT de 4, 8, 12 y 16 vías (el número de vías a utilizar dependerá del número de circuitos que requiere de acuerdo al proyecto eléctrico)

PVC	DIAMETRO INTERIOR	DIAMETRO EXTERIOR	PARED	SEPARACIÓN ENTRE DUCTOS	ρ_c
MT	78.2 mm	80 mm	1.8mm	50 mm	150 kg/m ²
BT	78.2 mm	80 mm	1.8mm	50 mm	150 kg/m ²

El ducto PVC que se utiliza es de 80mm para M.T y B.T.

EL REGISTRO: Existe el de acomoda en BT, de 0.60x0.40x0.60 y el registro para empalme, estos resultan de la unión de los cables, la localización de los registros por deflexión, o por la trayectoria en la línea (cambios de rumbo) y los registros de paso se localizan para maniobras en instalaciones y pendientes del terreno, por lo que en baja tensión se consideran 2 tipos de registro, el de paso o deflexión en banqueta de 0.60x0.60x0.60m y en registro en cruce de arroyo de 0.90x0.90x0.95m, estas dimensiones son interiores, y resultan de la configuración de los bancos de ductos así como el radio de curvatura del cable. En M.T. se tiene un registro único de 1.25x1.25x1.40m para todos los casos (Exclusivamente para cambios de dirección).

CARACTERÍSTICAS DE REGISTROS LyFC

DIMENSIONES (L x l x h)	TENSION	PISO	MUECOS 0.14m.	TAPA	Fc	VAN EN BANCO	VAN EN ARREDO
0.60x0.40x0.60	Acumul. B	Concr.	Ladrillos	Concr. arm.	250kg/cm ²	Malla 6x6	-
0.60x0.60x0.60	B.T.	Concr.	Ladrillos	Concr. arm.	250kg/cm ²	Malla 6x6	-
0.90x0.90x0.90	B.T.	Concr.	Concr.	Hierro nº 84m	250kg/cm ²	3 X	-
1.25x1.25x1.40	N: 7	Concr. arm.	Concr. arm.	Hierro nº 84m	250kg/cm ²	3 X	-

- Ver fig. 1 y 2 (anexos)

Las boquillas a emplear en los registros B.T. y M.T., van en función del número de circuitos del proyecto eléctrico

d) Los POZOS: Su localización resulta de la intersección de los bancos de ductos ya sea para cambio de dirección de estos o por el cambio de calibre o empalme de los cables en M.T. estos van sobre mensulas soportadas por las correderas que a su vez son fijadas al muro para su revisión periódica o para simplificar las maniobras en caso de reemplazo o para facilitar su movimiento por cambio de temperatura. las boquillas se adecuan a la de los bancos de ductos

Se manejan 3 tipos de pozos en las normas LyFC el 2.240C (paso de cables) y el 2.480C (derivación en T o en X.) Estas llevan una tapa circular de fierro y el pozo 3.280C es exclusivo para equipos en 23kv. (interruptores, huses o cajas de derivación).

CARACTERÍSTICAS DE POZOS LyFC

NÚMERO SOLERA	DIMENSIONES (L x l x h)	TENSION	PISO CON MUECOS	TAPA	Fc	CUBIERTA	
						HANERILLA	ARRIVEL
2.240C	2.80x2.80x3.8	N: 7	2.80x3.80	2.80x3.80	200kg/cm ²	3 X	3 X
2.480C	2.80x2.80x3.8	N: 7	2.80x3.80	2.80x3.80	200kg/cm ²	3 X	3 X
3.280C	2.80x2.80x3.8	N: 7	2.80x3.80	2.80x3.80	200kg/cm ²	3 X	3 X

- Ver fig. 3 (anexos)

Cada pozo lleva su respectiva vanilla de tierra ahogada en concreto y ésta se localiza en el piso.

e) CIMENTACION para transformadores DRS, la localización y orientación es en base al proyecto eléctrico y área cedida por el interesado y libre de obstáculos y paso de vehículos debe estar protegido con un enrejado o elemento limitante. Se coloca sobre su plataforma un transformador trifásico de 75 a 225.5kv. según el caso y con un peso máximo de 2300kg. y anexo a este un registro subterráneo comunicado por una ventana de paso para cables y con el número de boquillas requeridas.

CARACTERÍSTICAS DE CIMENTACIÓN DRS (TIPO PEDESTAL) LyFC

	DIMENSIONES L x A x D	TENSION	PISOS DE B ADORNOS	TAPA HIERRO	Fc	MUROS MATEA	AS	RESISTENCIA
PLATA	1.45 x 1.25 x 0.25	MED. COS.	CONC. ARM.		200kg/cm ²		3.8	3.1 cm/m
REJO	1.45 x 1.25 x 0.25	SALIDAS	CONC. ARM.	13.5 x 13.5 cm	0.15m	Med. M.		3.1 cm/m
TOTA. L. M.	1.70 x 1.55	PARA DT	CONC. ARM.		200kg/cm ²	2' 0" 14	3.8	3.1 cm/m

• Ver fig. 4 (anexos)

f) BOVEDAS Y SUBESTACIONES. Deben de contar con los espacios requeridos para el aforo de los diferentes tipos de transformadores y equipo en las subestaciones, se clasifican de acuerdo a su ubicación y características en 3 tipos:

Bóveda. 480 x 220 (segun Norma LyFC 4.0202)

Boveda. 310 x 200 (segun Norma LyFC 4.0306)

Cuarto para S.E.'s: de dimensiones variables (Normas en LyFC en elaboracion)

Cimentacion para TR's: DRS tipo pedestal 3.35 x 1.70m. (segun plano LyFC dist. N-459)

NOTA: DRS: Distribucion Residencial Subterranea

DCS: Distribucion Comercial Subterranea

CARACTERÍSTICAS. TIPO DE OBRA CIVIL PARA LAS BÓVEDAS

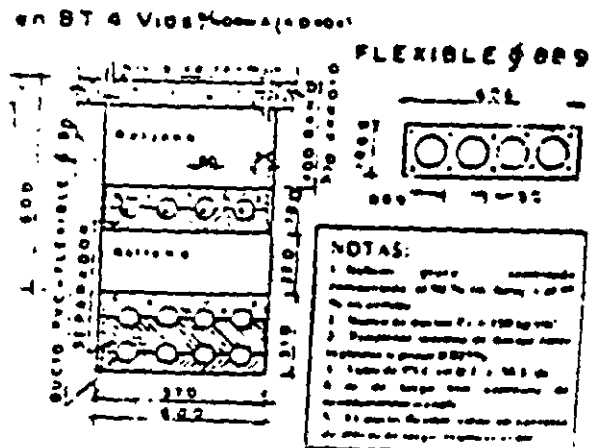
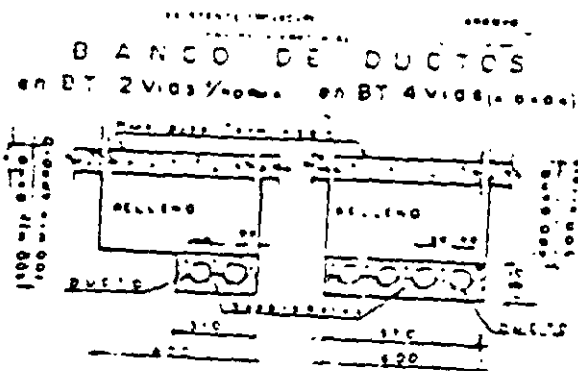
NOMBRE Y TIPO	ANCHO M. ROS	H. M. ROS	Fc M. ROS	CANTIDAD VARILLAS	TAPAS DIMENS.	MATERIAL	ESCALA HIERRO L.S.
BOVEDA 310 x 200	15	4.200	200	3.8	210 x 185	HIERRO (ENREJADO)	SEGUN PLANO DISEÑO 400 x 481
BOVEDA 480 x 220	30	4.200	200	3.8	260 x 130 100 x 80	INVARIO	SEGUN PLANO DISEÑO 16824

• Ver fig. 5 y 6 (anexos)

CUARTOS PARA SUBESTACIÓN

Definición: Es un local ubicado dentro de una edificación con dimensiones adecuadas para soportar y albergar en su interior uno o varios TR's y su equipo correspondiente, así como para efectuar maniobras de instalación, operación y mantenimiento.

ANEXOS



ANEXOS

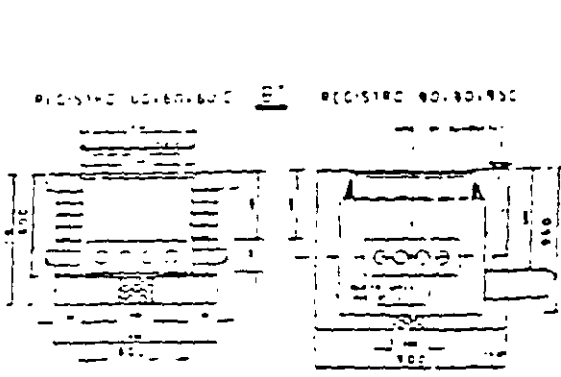


FIGURA 1

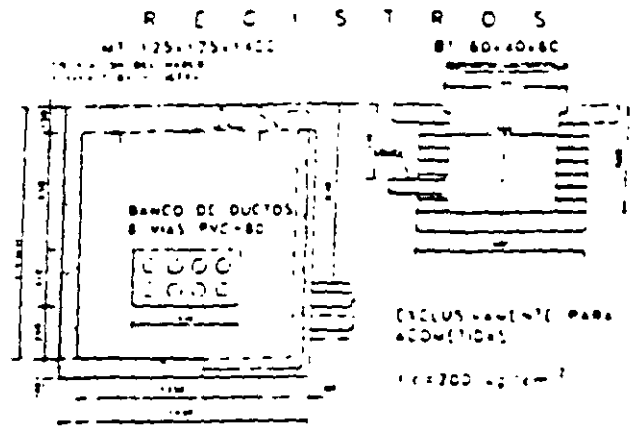


FIGURA 2

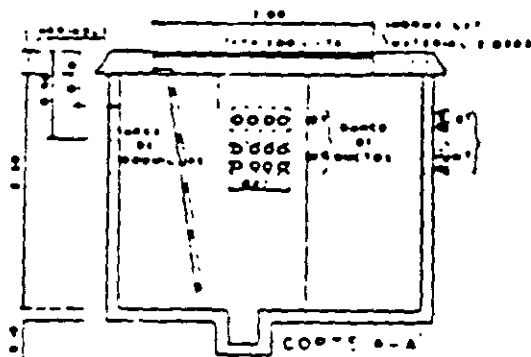
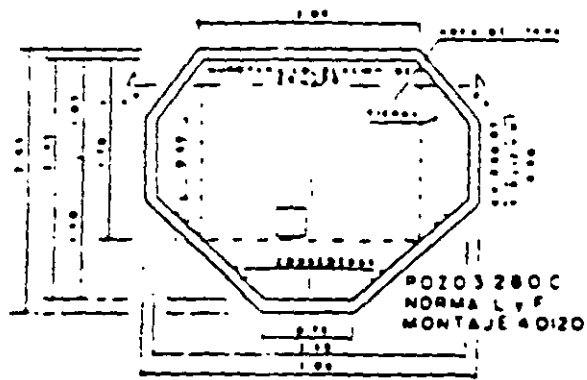


FIGURA 3

ANEXOS

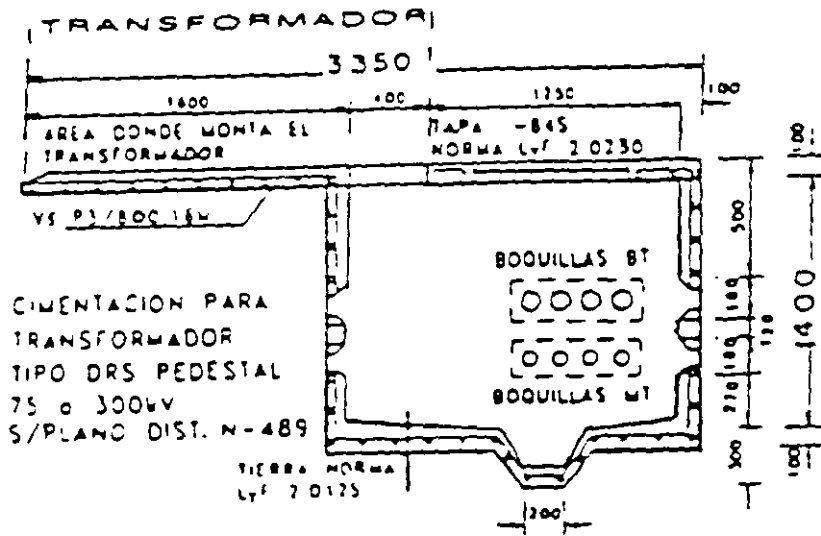


FIGURA 4

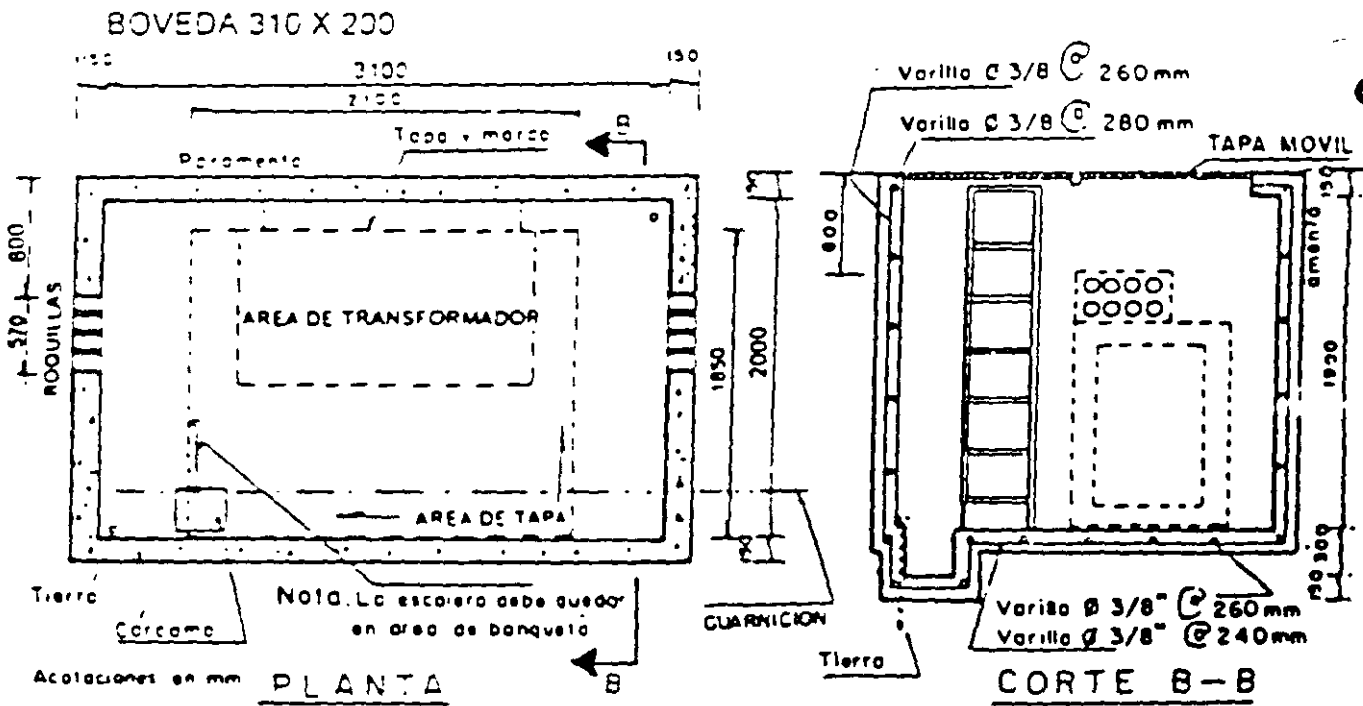


FIGURA 5

ANEXOS

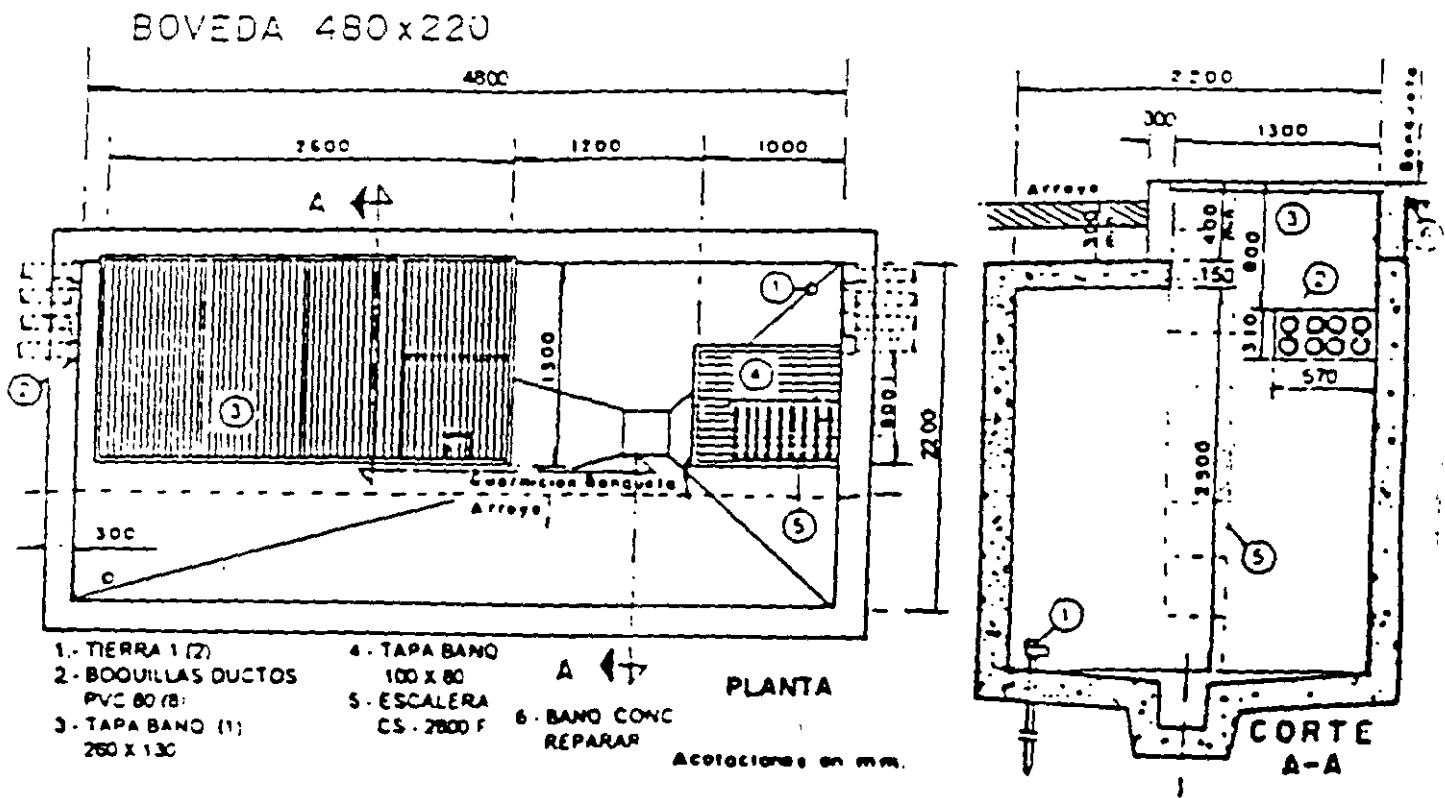


FIGURA 6

REQUERIMIENTOS:

Para la construcción o adaptación de locales que alojan S.E.'s en el interior de edificios, para la alimentación de servicios en mediana o baja tensión que requieran un local para la instalación del equipo eléctrico propiedad de LyFC o particular. El solicitante deberá de entregar los siguientes requisitos:

- 1.- Planos en planta y elevación (de la edificación), indicando el lugar de la S.E. (1:200)
- 2.- Un detalle (1:200) indicando vías de acceso libres desde el exterior
- 3 - Planos de localización
- 4 - Tipo de servicio.

Entregarse a LyFC antes de iniciar o modificar la construcción del edificio, con objeto de seleccionar el lugar mas conveniente para el local de acuerdo a las necesidades así como tipo de demanda solicitada.

a) UBICACION

El local que alojara al equipo debera estar situado en el primer sótano del edificio o en la planta baja, colindante a uno de los muros con el paramento contiguo a la calle y con acceso libre desde el exterior asta la puerta del local.

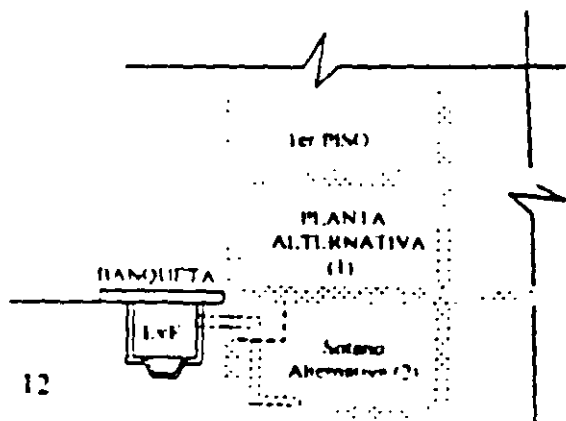
Dimensiones minimas para los diferentes tipos de locales normalizados para el alojamiento y equipo para servicios en M.T. o B.T. de acuerdo a los tipos de alimentación y zona en que se localizan.

SERVICIO EN M.T. (23 kv).	EN	TIPO DE ALIMENTACION	DIMENSIONES DEL LOCAL EN m
		SIMPLE	4.0 x 3.5 x 2.6
		SIMPLE (1 SECCIONADOR)	5.5 x 3.5 x 2.6
		SIMPLE (2 SECCIONADORES)	4.5 x 4.0 x 2.6
		DOBLE INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA	5.5 x 4.0 x 2.6

SERVICIO EN B.T. RADIAL		SERVICIO EN B.T. AUTOMATICA		
TIPUS DE ALIMENTACION	Nº DE LOCALS Y DIMENS DEL LOCAL EN m	TIPUS DE ALIMENTACION	Nº. TR. s	DIMENS. DEL LOCAL EN m
SIMPLE	1 4.0 x 3.5 x 2.6	SIMPLE	1	4.0 x 3.5 x 2.6
SIMPLE (1 SECCIONADOR)	1 4.5 x 4.0 x 2.6	SIMPLE PROTECTOR ACOPIADO	1	4.5 x 4.0 x 2.6
DOBLE INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA	2 5.5 x 4.0 x 2.6	DOBLE	2	5.5 x 4.0 x 2.6

ELEVACION

Ver fig. 7 (aprox.)



b) CONSTRUCCION:

El local será construido con materiales incombustibles, exento de humedad y protegido contra filtraciones, con la ventilación adecuada, siendo necesario que sea construido a prueba de explosiones.

El material preferente a utilizar será de concreto armado, este deberá soportar el peso de las instalaciones que se requieran, no deben de existir otros tipos de instalaciones dentro del local de S.E., el espesor de los muros y techos deben ser mínimos de 0.15m. y 0.10m. respectivamente.

El piso deberá ser de concreto armado para soportar 6 Ton/m² donde se alojaran de 1 a 4 TR's de acuerdo a la demanda solicitada.

Número de ventanas en función del N° de TR's instalados:

N° DE TR's	AREA DEL LOCAL	N° DE VENTANAS 1.0 x 0.60 m
1	4.0 x 3.5	2
2	6.0 x 4.0	4
3	10.0 x 6.0	6
4	10.0 x 6.0	8

c) VÍA DE TRANSITO PARA EQUIPO Y PERSONAL:

De 2.50m. de altura por 3.00m. de ancho, desde el exterior del edificio hasta la puerta de entrada del local, para el tránsito del equipo eléctrico y personal de LyFC, con vía expeditada las 24 hrs para trabajos de mantenimiento o emergencia de la S.E.

d) COSTO:

El costo y trabajo de la obra civil serán por cuenta del propietario del inmueble de acuerdo a los planos presentados por el interesado y a instrucciones y planos aprobados por LyFC

e) PLANOS DE LAS OBRAS CIVILES NECESARIAS:

En base a los puntos anteriores para la construcción del local referente a las obras civiles complementarias que requiera LyFC para la instalación y equipo eléctrico, se entregaran al interesado los juegos de planos en los que se indique en planta y elevación los requerimientos y necesidades para cada caso en particular quedando bajo responsabilidad del interesado el cálculo estructural de la mencionada obra.

f) SUPERVISION Y RECEPCION:

Durante el proceso de construcción de la obra civil, personal de LyFC hará visitas periódicas al lugar para supervisar que planos y especificaciones se lleven a cabo, hasta el termino de la obra, extendiendo posteriormente LyFC la aceptación y recepción del local

III. PROCEDIMIENTO SIMPLIFICADO PARA EL TRAMITE Y EJECUCIÓN DE LA OBRA CIVIL.

Para su optimización requerimos agilizar el proceso y ejecución de la obra civil de distribución para el suministro de energía eléctrica de cables subterráneos en los

ANEXOS

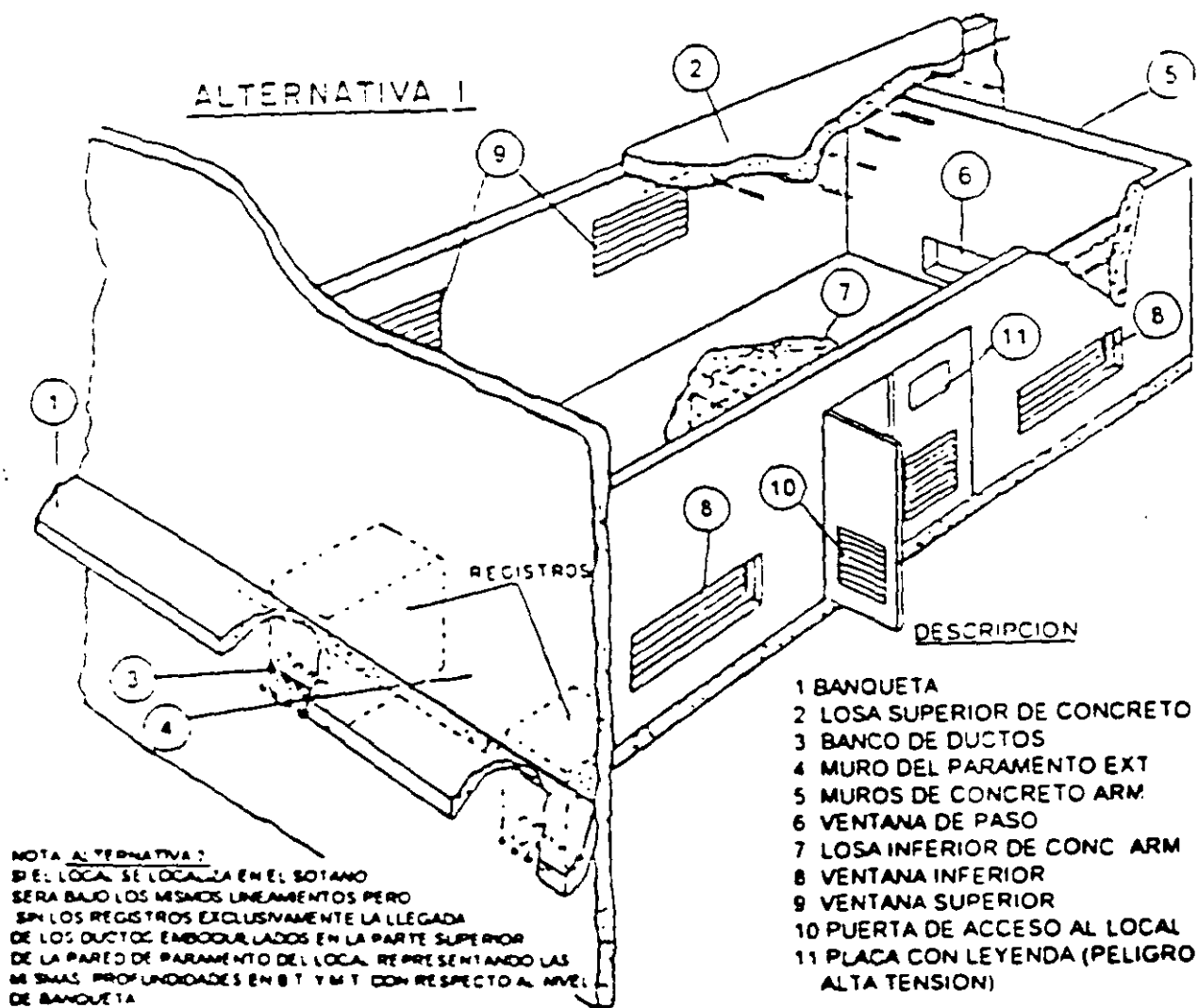


FIGURA 7

elementos constructivos, ubicados tanto en vía pública, como en los locales o áreas cedidas por los interesados, basándonos en los siguientes puntos:

- a) Las experiencias adquiridas por el personal de las compañías suministradoras.
- b) Las disposiciones oficiales para dichas obras según NOM-001 del 27 de Septiembre de 1999 y las normas internas.
- c) La secuencia de gestión, proyecto y ejecución con la que actualmente se desarrolla la obra civil que realizan las empresas suministradoras.

De acuerdo a estos puntos hacemos un estudio de factibilidad de la obra civil analizando y desarrollando un diagrama de flujo, que busque optimizar y hacerlas más dinámicas, logrando con esto reducir los tiempos requeridos para el trámite, proyecto y ejecución de estas obras.

Ahora analizaremos los requerimientos, proceso del proyecto y ejecución de la obra civil, para este fin, y lo dividiremos en los siguientes temas:

- A) **NORMATIVIDAD**
- B) **REQUERIMIENTOS**
- C) **DIAGRAMA DE FLUJO**

A).- **NORMATIVIDAD**

Las normas internas de las empresas suministradoras (CFE y LyFC) cuya normatividad es regida por la Norma Oficial Mexicana (NOM-001) última revisión (1999-6° sección artículo 923), el objetivo a mediano plazo es que esta la sustituya para que exista una sola norma a nivel nacional con el fin de unificar criterios en beneficio de una mejor solución, eficiencia y aprovechamiento de las áreas en instalaciones futuras.

Requisitos que debe comprender la obra civil de distribución subterránea para su proyecto y ejecución.

- 1 - APLICACIONES
- 2 - INICIACION DE OBRA
- 3 - OBRA CIVIL (Especificaciones y ejecución)
- 4 - PRUEBAS DE CAMPO
- 5 - RECEPCION DE LA OBRA

1 - APLICACION

en la obra civil de distribución subterránea para:

- CABLEADO DE MEDIA Y BAJA TENSION
- ACOMETIDAS Y MEDICION
- REGISTRAR DUCTOS DE MEDIA Y BAJA TENSION
- INSTALAR INTERRUPTORES
- INSTALAR SE'S Y EQUIPO DE SECCIONAMIENTO

2 - INICIACION DE LA OBRA

deberán tener liquidadas a la empresa las aportaciones fijadas, con la documentación que lo acredite. Cuando lo realice un contratista deberá notificar a la empresa el día en que iniciara.

REQUISITOS Y DOCUMENTACIÓN PARA LA ELABORACIÓN DE PLANOS

- RTD DE DISTRIBUCION DE BAJA TENSION

- RED DE CIRCUITOS DE ALUMBRADO PÚBLICO
- RED DE DISTRIBUCION DE MEDIA TENSION
- OBRAS CIVILES

LOS PLANOS DEBERAN CONTAR CON LOS SIGUIENTES DATOS

- RAZON SOCIAL
- CROQUIS DE LOCALIZACION
- UBICACION DEL PREDIO (calle, numero, colonia, delegacion y o municipio y estado)
- DATOS DE CARGA INSTALADA
- DATOS DE DEMANDA SOLICITADA
- NUMERO Y LOCALIZACION DE CADA SERVICIO
- PUNTOS DE ENLACE CON AREAS DE CRECIMIENTO

CON LAS SIGUIENTE ESPECIFICACIONES EN PLANOS

- ESCALA 1:500 Y/O 1:1000
- PLANTAS
- CORTES O PERFILES
- SECCIONES TRANSVERSALES DE CALLES
- PERFILES TOPOGRAFICOS
- DETALLES ESPECIALES

Para el desarrollo del proyecto de la obra civil se debe contar con los siguientes planos del proyecto electrico

RED DE DISTRIBUCION DE BAJA TENSION

En plano de conjunto, dibujar las subestaciones, los alimentadores secundarios y las acometidas

Indicando la urbanizacion del fraccionamiento, banquetas, arroyo, camellón etc.

- TRAYECTORIA DE LA CANALIZACION PARA LA BAJA TENSION
- CALIBRE DE LOS CONDUCTORES
- HINCADO DE POSTERIA
- REGISTRO Y POZOS DE VISITA (cantidad y tipo) ASI COMO UNIONES DE CABLE Y/O EQUIPO ELECTRICO
- DETALLE DE ACOMETIDAS A LOS MURETES
- RELACION DE CARGAS POR TRANSFORMADOR

RED DE DISTRIBUCION DE MEDIA TENSION

En un plano de conjunto, dibujar las subestaciones y los circuitos primarios subterranos, así como los alimentadores aereos que abastecen la red subterránea y la urbanizacion del fraccionamiento

- TRAYECTORIA DE LA CANALIZACION PARA BAJA TENSION
- TRANSFORMADORES O SUBESTACIONES
- CALIBRE DE CONDUCTORES
- HINCADO DE POSTERIA (en redes aereas y mixtas)
- REGISTROS Y POZOS DE VISITA, INDICANDO CANTIDAD Y TIPO, indicando la altura de ductos
- INDICAR LOS POZOS EN QUE HABRA UNIONES DE CABLES Y/O EQUIPOS ELECTRICOS
- DIAGRAMA UNIFILAR

3.- OBRAS CIVILES

En plano de conjunto ubicar las subestaciones, los ductos línea y crucero. En un plano aparte la urbanización de los predios

- REGISTROS Y O POZOS INDICANDO ALTURA
- BANCO DE DUCTOS INDICANDO EL NUMERO DE VIAS
- TRAYECTORIA DE LAS CANALIZACIONES, ESPECIFICANDO LA BAJA Y MEDIA TENSION
- DISTRIBUCION DE LA BANQUETA, ANDADORES, ARROYOS Y CIRCULACIONES CON DISTANCIAS DE CRUZAMIENTO EN PLANTA Y CORTE.
- CORTES DE SECCION DE CALLES O LUGARES DE DESNIVEL
- SUBESTACIONES Y/O BASES PARA CAJAS DE DISTRIBUCION
- DETALLE DE CONSTRUCCION DE MURETES Y REGISTROS
- DETALLE DE LA COLOCACION DE LOS DUCTOS Y DEL AREA LIBRE QUE DEBE DESTINAR EL FRACCIONADOR A LA INSTALACION DE LAS SUBESTACIONES
- EN LOS PLANOS EL TITULO EN LA PARTE INFERIOR DERECHA, UN CROQUIS DE LOCALIZACION Y SU ORIENTACION

BITACORA DE OBRA

Deberan contar con:

EMPRESA SUMINISTRADORA

- a OBRA
- b UBICACION
- c CIUDAD Y ESTADO
- d FECHAS PROGRAMADAS
- e NOMBRE DEL SUPERVISOR, IDENTIFICACION Y FIRMA RECONOCIDA
- f TELLFONOS
- g No DE LAS SS Y NUMERO (SERVICIOS)
- h OTROS DATOS DE IDENTIFICACION.

DATOS DEL CONSTRUCTOR

- i NOMBRE O RAZON SOCIAL
- j DOMICILIO
- k TELEFONOS
- l REPRESENTANTE
- m RESIDENTE CON IDENTIFICACION Y FIRMA RECONOCIDA

Anotando los dias de visita, indicando los trabajos realizados, acuerdos y modificaciones pequeñas al proyecto aprobado.

La bitacora tiene validez oficial, al finalizar cada nota, deberá firmar el residente y el supervisor de la empresa

OBRA CIVIL (Ejecucion)

TRAZO

Conforme a planos autorizados por la empresa con equipo de mano y/o aparatos, evitando interferencias con otras instalaciones, pero si no es posible evitarlo, debe coordinarse con el supervisor de la empresa para su solución. Si existen registros de teléfonos, agua etc. y no hay planos para su ubicación y profundidad, se efectuaran excavaciones para planear el nuevo trazo.

Marcar los límites de la cepa con pintura en banquetas y con cal en terracería al igual en la ubicación de registros y pozos de visita

Cuando la construcción se realiza en zona urbana evitar que la trayectoria pase por líneas que contaminen (por ejemplo gasolineras).

SEÑALIZACIÓN Y PROTECCIÓN

Terminado el trazo se debe contar con avisos de precaución para proteger las áreas de trabajo, en zonas de paso a personas y vehículos, instalando tarimas y placas de acero para cubrir las zanjas y por la noche instalar señales luminosas para vehículos y barreras para peatones

EXCAVACION

Se puede realizar con equipo mecánico o con herramienta, esta última se recomienda en terrenos con material suelto. El equipo mecánico no se recomienda en lugares donde ya existen otras instalaciones para no dañarlas.

DUCTOS

Serán en número, diámetro y profundidad como indican los planos y normas; se deben utilizar separadores a una distancia no menor de 0.05m y como mínimo cada 3.0 m. antes del colar verificar que no exista obstrucción dentro del ducto.

VACIADO DE CONCRETO EN BANCO DE DUCTOS

Al vaciar el concreto, tapar provisionalmente los ductos de los extremos para evitar filtraciones.

El concreto en banquetas será de $f'c = 100 \text{ kg/cm}^2$ y con buen grado de compactación y en arroyo será $f'c = 150 \text{ kg/cm}^2$. El concreto deberá vibrarse para su perfecto asentamiento

Se requiere control de calidad y muestreo de concreto en un laboratorio oficial autorizado

La zanja deberá estar libre de basura y derrumbes, nivelada y compactada, el colado deberá ser monolítico

RELLENO COMPACTO Y NIVELADO

En capas de material adecuado no mayor de 200 mm de espesor, con buena humedad para mejor grado de compactación

Se tendrá que obtener muestra para las pruebas de laboratorio, entregarse por escrito al supervisor de la empresa

El relleno podrá efectuarse utilizando el material de la excavación, siempre y cuando sea analizado por el laboratorio

REGISTROS DE CONCRETO COLADOS EN SITIO

Según plano y de acuerdo a especificaciones, sobre plantilla de concreto pobre de 50 a 70 mm de espesor y un $f'c$ de 100 kg/cm^2 , el armado deberá quedar sobre apoyos colocados sobre la plantilla aproximadamente 4 cm a fin de evitar filtraciones de agua

Cuidar el troquelado de la cimbra ya que esta es muy fácil que se abra

Cuidar el vibrado del concreto y que contenga impermeabilizante.

El registro se deberá instalar sin la losa de la tapa, deberá contar únicamente con las varillas en la parte superior.

Es importante determinar el nivel freático con el fin de dejar o no carcamo en el registro. Una vez instalado el registro y colocada la losa superior se deberá recibir el banco de ductos.

REGISTROS O POZOS PREFABRICADOS

Se utilizarán siempre y cuando cumplan con las normas y especificaciones.

Deben ser avalados por el laboratorio de la empresa.

También deben contar con una plantilla de concreto pobre de 50 a 70 mm de espesor y un f_c de 100 kg/cm^2 , en el caso que no cuenten con piso, la plantilla será de gravilla

POZOS DE VISITA COLADOS EN SITIO

Se construirán de concreto armado según norma correspondiente.

Se deberá tener en el fondo de la excavación una plantilla de concreto pobre, con un espesor de 100mm y un $f_c = 100 \text{ kg/cm}^2$, esta plantilla deberá de evitarse donde se ubique el carcamo

Se construirá carcamo siempre y cuando el nivel freático se encuentre por debajo del pozo.

El pozo no se construirá sobre líneas de servicio (agua, drenaje etc.), de no ser posible, se recurrirá al supervisor de la empresa para una mejor solución.

Si el pozo queda bajo arroyo se deberá utilizar tapa y marco de hierro reforzado.

Al concreto se le deberá suministrar algún impermeabilizante para evitar filtración de agua

BASES DE CONCRETO ARMADO PARA EQUIPO

Su ubicación es según plano autorizado para construir la plataforma para soportar el transformador tipo pedestal.

El armado de la plataforma para transformadores deberá construirse con el registro, cuidando que la ventana que los comunica sea del tamaño adecuado para la conexión de la red

LIMPIEZA GENERAL DE LA OBRA

Durante la construcción deberá conservar limpias las áreas, regando y humedeciendo al finalizar la jornada

Terminados los trabajos de banco de ductos, registros y pozos, se deberá pasar la cuchara por los ductos para verificar que no exista ninguna obstrucción, se dejará un tapon de estopa con grasa y con alambre, de tal forma que se pueda jalar posteriormente

4 - PRUEBAS DE CAMPO

se deberá llevar un control de calidad de los trabajos, debiendo asentar todo esto en bitácora y con las pruebas de laboratorio de lo siguiente:

- a) Concreto hidráulico
- b) Material de relleno
- c) Compactación

- d) Arena y grava
- e) La tubería de PVC (según especificaciones y normas de la empresa)
- f) Los herrajes y fijaciones (según norma y certificado de garantía)
- g) Los marcos y tapas (serán de hierro con la aprobación de laboratorio)
- h) Las tapas especiales (según norma y especificaciones)
- i) El acero de refuerzo (verificar su resistencia a la tensión y pruebas de laboratorio y especificaciones del proyecto)
- j) Sondeo de ductos (sondear cada ducto en presencia del supervisor de la empresa)

5 -RECEPCION DE LA OBRA

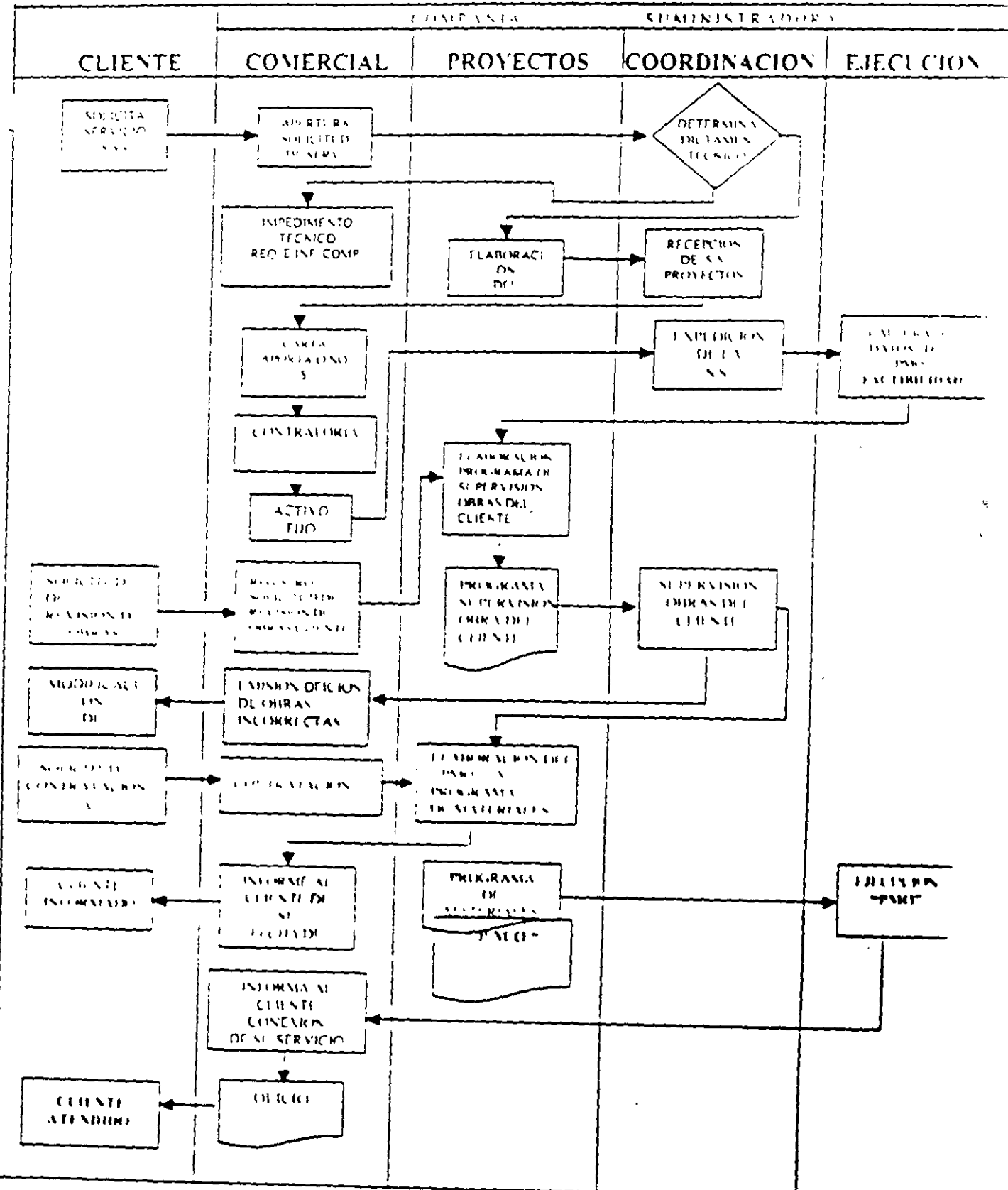
Para extender la recepción-finiquito, se requiere los reportes técnicos de la obra civil con lo siguiente:

- Acta de recepción –entrega
- Bitácora de obra
- Copia(s) de plano(s) definitivos
- Inventario de la obra
- Comprobantes de las pruebas de campo y laboratorio
- Documento oficial, comprobando la entrega del fraccionamiento
- Comprobante de la certificación de calidad de los materiales utilizados
- Costo real y definitivo en papelería oficial

B. DIAGRAMA DE FLUJO (propuesto)

La gestión que debe realizar el interesado, para la elaboración, aprobación, supervisión y ejecución de un proyecto eléctrico de distribución, se realiza bajo los lineamientos tradicionales, los cuales funcionaron en su momento, pero actualmente, no resultan los más adecuados. Debido a esto, se requiere agilizar y efficientizar el proceso, para lograrlo, proponemos nuevos esquemas, en los que exista una participación más estrecha entre el cliente y la empresa; como se muestra en el siguiente diagrama de flujo

SOLICITUD DE REVISION DE OBRAS POR TERCEROS
PROGRAMA MAESTRO DE OBRAS DE SOLICITUDES DE SERVICIOS
PLANO MAESTRO DE OBRAS (FACTIBILIDAD)



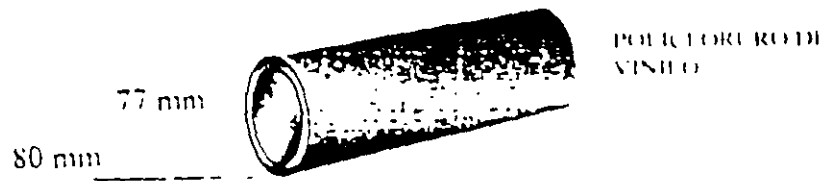
IV. PROPUESTAS PARA OPTIMIZAR COSTO Y TIEMPO.

Para mejoras en los elementos constructivos utilizados en la obra civil, que contienen las instalaciones electricas en relacion al abatimiento de área, costo y tiempo, debiendo atender los requerimientos y normalización correspondiente, así como el flujo de información y consulta con todos los departamentos de la empresa suministradora LyFC e involucrados. Analizaremos los siguientes puntos:

1.- Ductos rígidos y ductos flexibles.

El banco de ductos es una estructura formada por dos o mas ductos fijados con material de relleno, envolvente de concreto, anclas u otros materiales manteniéndolos con la separación mínima requerida.

Existen dos tipos de ductos los rígidos de PVC y los flexibles. Actualmente en LyFC se utilizan los primeros teniendo pocas posibilidades de curvatura o deflexion. (Máxima 5° de deflexion)



El Ducto Flexible es un tubo con características flexibles fabricado con material de polietileno de alta densidad, permite hacer deflexiones con un radio de curvatura de hasta 1.00m, logrando librar longitudes curvas mas largas entre registros, pozos, y bovedas; este material lo rige la norma ISO, bajo el concepto de calidad total y la NMX-E-1996

CARACTERÍSTICAS

PROPIEDADES	METODO DE PRUEBA ASTM	VALORES
Densidad natural	D-4885	0.944g/cc
Esfuerzos a la tension		
Punto critico	D-638	22.8Mpa
Punto de ruptura	D-638	31.0Mpa
Dureza	D-2240	68
Resistencia a la fisura	D-1693	>2000h
Punto de suavidad	D-1525	126°c

Empacado en rollo de 400m, con un radio interior de 1.30m, y exterior de 2.50m., para proteger su transportación, manejo y mantenimiento.

DUCTO FLEXIBLE PROPUESTO PARA EL CABLEADO EN B.T. Y M.T. ø80mm.

Diametro nominal	Diametro interior mm	Diámetro exterior mm	Espesor pared mm	Tolerancia
Ducto Flexible PE-75	77.9	88.9	5.2	-0.05 a -0.08

COSTOS Comparativos entre ducto PVC rigido y flexible

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	IMPORTE
Tubo PVC 80 mm.	m	1.0	\$ 11.06
Tubo flexible PE-75	m	1.0	\$ 20.58

PROPUESTA DE BANCOS DE DUCTOS:

Los cables de baja y mediana tension iran alojados en ductos rigidos PVC 80 en tramos rectos y con ducto flexible 80 los tramos en que existan deflexiones mayores de 5°.

ver fig. 8 (anexos)

REGISTRO DE M.T.

Partiremos del analisis de los espacios requeridos para los empalmes en M.T. de 23kv. utilizados actualmente y la propuesta con empalme contractil.

Empalme Este accesorio se utiliza para la union de cable de acuerdo a norma NMX J-158. Se entiende por empalme, la conexion y reconstruccion de todos los elementos que constituyen un cable de distribucion aislado, protegido mecánicamente dentro de una misma cubierta o coraza. Existen varios tipos de empalmes, los encintados, premoldados, moldeados en campo y termocontractiles.

Termocontractiles. Son aquellos en que los componentes se aplican retráctiles por la acción del calor.

Los empalmes utilizados en LyFC actualmente, son para cable R-23TC, para cable R-23PT, para cable R-23 PT.TC y RT-23TC. Segun NMX-J-158 para 23kv.

Distancia que se requiere para los diferentes tipos de empalme usados en LyF:

Cable

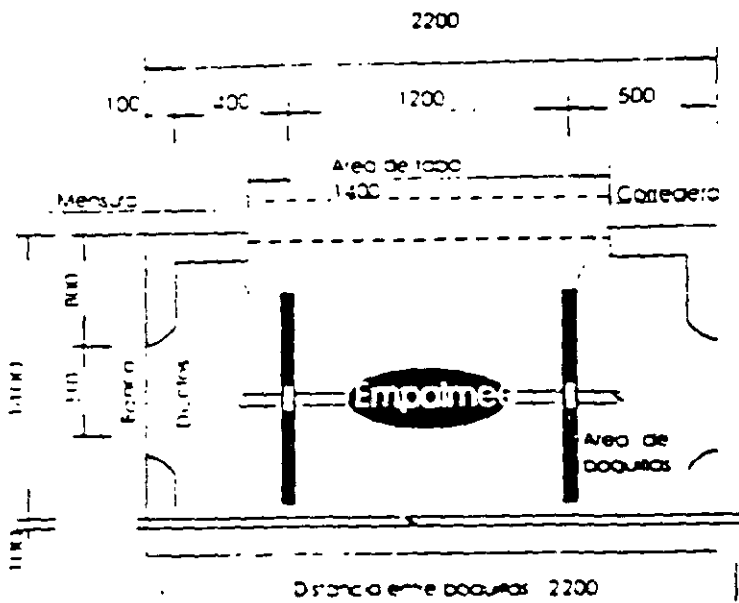
Cable



___ Dimension Maxima ___

UNION	TIPO DE CABLE	DIMENSION MAXIMA	CALIBRE MAXIMO	SNORMA MATERIAL Lrf
UNIONES R	23 PT	74mm	1/240	2.0294
UNIONES R	23 TC	725mm	1/240	2.0197
UNIONES RT	23 PT TC	725mm	1/240	2.0265

Se propone desarrollarlos en menor distancia longitudinal como son los termocontráctiles, cuyos fabricantes han logrado reducir dimensiones utilizando la manga abierta (como si fuera un forro con cierre) esto permite no tener que correr las mangas hacia ambos lados respectivamente como se viene realizando en LyFC. Ya que este tipo requiere de espacios mayores en los registros o pozos para su instalación. Ahora al no tener que correr dicha manga sino exclusivamente el largo que requiere para cubrir el empalme.



Acotación en mm

Se requiere un espacio libre para la tapa del registro de 1.40 x 1.70 m para que puedan maniobrar dos operarios estando parados para la realización del empalme.

REGISTRO 200x130x140 C

Propuesta Norma en Estudios

CIMENTACION TIPO PEDESTAL.

Propondremos la base tipo TABLETA para TR's DRS. Tipo Pedestal.

Esta tableta puede ser diseñada para albergar en dimension y peso el tipo de TR's usados por LyFC. Tomaremos en cuenta el de mayor área que es el de 1.4x1.6m. La tableta está diseñada con una combinación de Polietileno de alta densidad en el centro (alma) y Poliuretano de alta densidad en su concha (envolvente), esta aleación nos da como resultado un diseño capaz de soportar los esfuerzos a la tracción y la compresión reforzándolo en el area donde el TR descansa. su superficie exterior, viene en color negro debido a su alto contenido de carbon del Poliuretano con protección UV. Dando como resultado una base con una vida probable de 35 años a la intemperie.

Este tipo de tableta puede eliminar la tradicional plancha de concreto, reduciendo considerablemente los tiempos y costo aproximadamente en un 75% y 60% respectivamente

Cuenta con cuatro orificios (saques) para el sistema de entrada del tenedor (ascensor) para su transportación y montaje del TR. Eliminando así la tradicional base de madera utilizada exclusivamente para transportarlo. Esta tableta se fija haciéndolo más manuable. Esta cuenta con un área en la parte inferior para la entrada y salida del cable (charola). Es un Polímero capaz de soportar la corrosión muy común en la CD. De México.

Beneficios:

1. Elimina la necesidad de construirlos de concreto armado.
2. Reduce el costo del manejo y la instalación del TR.
3. Tiene aproximadamente la misma vida que una plataforma de concreto, pero reduce considerablemente su tiempo de realización.

CARACTERÍSTICAS

NOMBRE	FORMADO POR	MATERIAL DE ALTA DENSIDAD	DISEÑO	DIMENSIONES m	
				Exteriores M	Canales y cable
Tableta	Aлма	Polietileno	A presión 2800lbs	1.40 largo	0.50 largo
	Cancha	Policloroeno	Carbon UV	1.60 ancho 0.15 peralte	0.30 ancho

Nota (1) Esta base (tableta) se complementa con el registro usado tradicionalmente en la cimentación tipo pedestal.

(2) Esta tableta ira sobre una plantilla de gravilla que tendrá un espesor de 0.5m habiendo nivelado y compactado el área anteriormente.

ELEMENTOS PREFABRICADOS

Referente a los elementos constructivos usados en LyFC, se están utilizando los registros tradicionales de concreto armado, aunque en los años 80's; buscando otras alternativas, se hicieron pruebas de laboratorio con elementos precolados de hormigón armado, instalándose algunos de estos en el campo, exclusivamente los registros, lo cual no prospero porque fueron hechos de una sola pieza, resultando:

- Demasiado pesados
- Dificiles de transportar
- Poco manuales
- Costo de material y mano de obra casi el mismo que los colados en obra.

Causas por las que se desecharon y se opto por seguir utilizando los tradicionales, los cuales son usados hasta la fecha

Es importante para esta empresa, el encontrar mejores soluciones, ya que es muy común que el costo total de un proyecto eléctrico subterráneo, la partida de obras civiles resulte mas costosa que la de los cables subterráneos, por lo cual hemos seguido analizado nuevos componentes y materiales mas ligeros y menos voluminosos valiéndose de los nuevos materiales que han salido al mercado

NUEVAS TECNICAS Y MATERIALES

Se tiene actualmente un gran desarrollo en el uso de los distintos materiales, desde la madera, metal y los nuevos materiales compuestos, formados usualmente por núcleo y matriz, tales como el hormigón armado o el COMPOSITE, que es una composición de plástico reforzado con fibra de vidrio, a la que se denomina (PRFV) la cuál a superado en número y cantidades a los metales y sus aleaciones.

Los materiales compuestos, son formados por distintos elementos que al mezclarlos, modifican las propiedades de cada uno de ellos:

1) Hormigón armado.

NÚCLEO Formado de distintos elementos que modifican sus propiedades: agua, tipo de ácidos, granulometría de los áridos, espesantes, hidrofugos, cemento (tipo y proporción), fibras y cenizas; las propiedades del hormigón dependen de diseño

MATRIZ Es de acero y sus características mecánicas dependen del: tipo, cantidad y disposición en el núcleo de hormigón.

2) COMPOSITE (PRFV).

Núcleo formado por distintos elementos (P.R.), cuya proporción y presencia dan al núcleo distintas características como elementos que modifican sus propiedades

- Resinas de poliéster
- Monometros
- Catalizadores
- Cargas minerales, alúmina, barita, caolín, carbonato, etc.
- Colorantes
- Agentes desmolden, separadores
- Aditivos especiales, protección de rayos UV

MATRIZ De fibra de vidrio, y sus características dependen del tipo de fibra usada (orgánica o inorgánica), cantidad de fibra (proporción en peso) y disposición de la fibra en la pieza o núcleo

APLICACIONES DE LOS (PRFV) EN EL MUNDO

Es difícil de encontrar un producto que se asemeje a los (PRFV), por la diversidad y amplitud de sus aplicaciones, dirigidos al sector de la construcción, cuya intención es sustituir elementos pesados de manipular como el acero y el hormigón pretensado.

REGISTROS CONSTRUÍDOS CON ENCOFRADO

Este producto cuenta con un sistema de construcción basado en un elemento superligero, construido de (PRFV), que facilita la ejecución de las obras con las siguientes cualidades:

- Versatilidad de usos
- Calidad y rapidez de ejecución
- Seguridad
- Durabilidad.

CONSERVACION Y ENVEJECIMIENTO

a) Los (PRFV) presentan una resistencia a las causas externas de envejecimiento, soportando las variaciones de temperatura y humedad, así como la influencia de agentes degradantes

b) La fibra de vidrio está casi exenta de fenómenos de fatiga o deformación manteniéndose inalterable sus propiedades mecánicas a través del tiempo, aún al ser sometidos.

esfuerzos considerables, permitiendo a la estructura resistir y conservar sin cambios mecánicos, su capacidad y características originales.

- c) Inmune a la corrosión eléctrica
- d) Economía.- si por su costo total se entiende la suma de los diferentes costos como el: inicia - transporte - instalación - mantenimiento, se tienen ventajas aún cuando el costo inicial sea similar o mayor a otros materiales.

COMPOSITE (COMPOSICIÓN QUÍMICA)

Resina de poliéster _____	25 al 30 %
Refuerzo de fibra de vidrio _____	23 al 27 %
Cargas minerales inorgánicas _____	41 al 46 %
Resto, catalizador, desmoldeante, colorantes, etc. _____	4 al 6 %

SU APLICACIÓN EN LOS REGISTROS

El registro prefabricado llamado en Europa arqueta prefabricada de composite (PRV) es reforzada en su periferia externa con hormigón, dándole mayor resistencia al material, logrando:

- a) Que no penetren las raíces
- b) Estanqueidad
- c) Exactitud de sus dimensiones
- d) Calidad homogénea
- e) Poca ocupación de espacio para su almacenamiento
- f) Muy liviano para su transporte
- g) Rapidez de ejecución

MEDIDAS UTILIZADAS EN LOS REGISTROS USADOS EN LYFC.

MEDIDAS INTERIORES				VALORES USADOS EN LOS PRV				
TIPO DE REGISTRO O ARQUETA	LARGO cm	ANCHO cm	ALTO cm	PESO kg	POSB MAYOR PROF	TEN- SION	ESPESOR cm	
							PARED	VIRAS
60 x 20 x 60	60	20	60	4	25	III	0.25	1.5
60 x 60 x 60	60	60	60	4	25	III	0.25	1.5
90 x 90 x 95	90	90	95	30	33	BI	0.30	2.0
125 x 125 x 140	125	125	140	50	33	MI	0.40	2.0

CUADRO COMPARATIVO DE REGISTROS CONSTRUIDOS EN HORMIGÓN PREFABRICADO, TABIQUE O COMPOSITE

CONCEPTO	SISTEMA HORMIGÓN PREFABRICADO	SISTEMA LADRILLO	SISTEMA PREFV
Componentes	Registro e marco	Ladrillos, mortero, cemento, marco y tapa	Arqueta con tapa
Peso unitario (sin peso de tapa)	95 kg	690 kg	30 kg
Necesidades de medios de elevación	Si	Si	No
Tiempo de erección	Bajo	Alto	Muy bajo
Personal especializado	Si	Si	No
Nivel de ocupación	Muy alta	Medio	Muy bajo
Protección de raíces	No	No	Si
Oxidación marco-tapa	Si	Si	No
Calidad	Buena	Buena	Excelente
Calidad uniforme	No	No	Total

NOTA: Se tomo como ejemplo el registro 90 x 90 x 95.

MONTAJE DE LAS ARQUETAS

1 - Excavación y Plantilla

- a) Mecánica o manual.
- b) Nivelar para una plantilla de 10cm de espesor
- c) Arqueta sobre la plantilla

2 - Recepción de acometidas

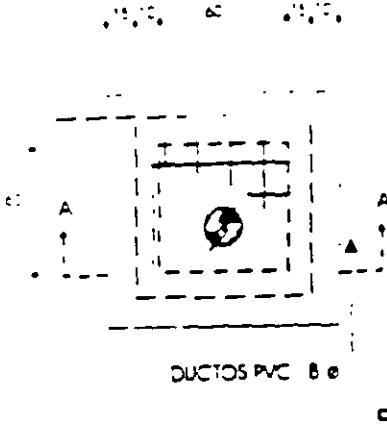
Las arquetas deberán contar en todas sus caras con aberturas predestinadas a recibir ductos de $\varnothing 80\text{mm}$, previamente se requiere instalar una goma en el ducto de llegada la cual hará la función de boquilla

3 - Ubicación y Colado

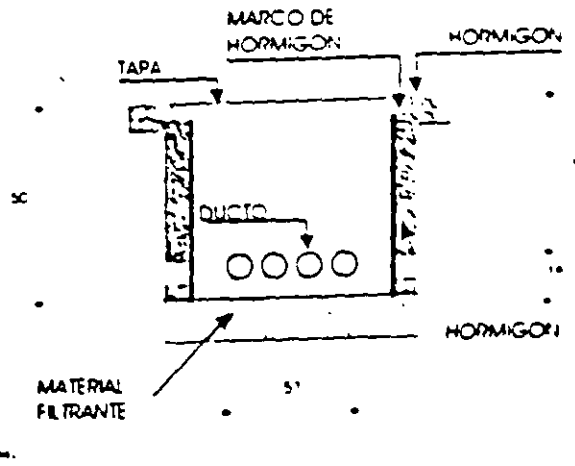
Se instalarán la arqueta respecto a los ductos de llegada y se homogénea con un concreto de 175kg/m^3 , hasta la rasante del marco, abrazando a éste, con hormigón de $0.15 \times 0.10\text{m}$ de profundidad para compensar el empuje del hormigón.

REGISTRO 60 x 60 x 65
 PROPLESTO 60 x 60 x 50 P

PLANTA



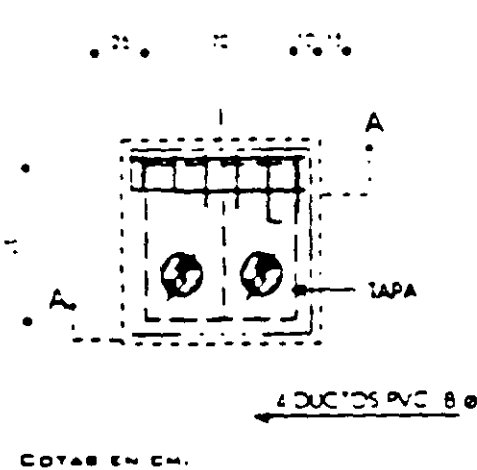
CORTE A-A



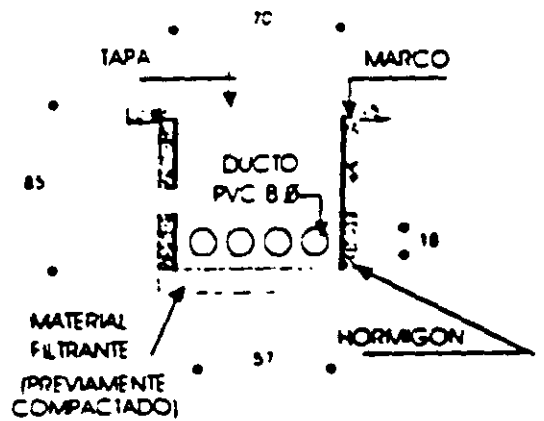
REGISTRO CRUCEO DE ARROYO 90 x 90 x 95

PROPUESTO 70 x 70 x 85 P

PLANTA



CORTE A-A



COSTOS

Análisis comparativo entre elementos constructivos elaborados con (PRIV) y los tradicionales (LyFC)

REGISTRO O ARQUETA	COSTO				TIEMPO DE ELABORACION
	MAT	TRANS	INST	TOTAL	
Prefabricado de PRFV	- 30 %	- 75 %	- 50 %	- 21 %	- 80 %
Concreto armado	- 30 %	- 75 %	- 50 %	- 21 %	- 80 %

6- REQUISITOS Y NECESIDADES DE LA OBRA CIVIL

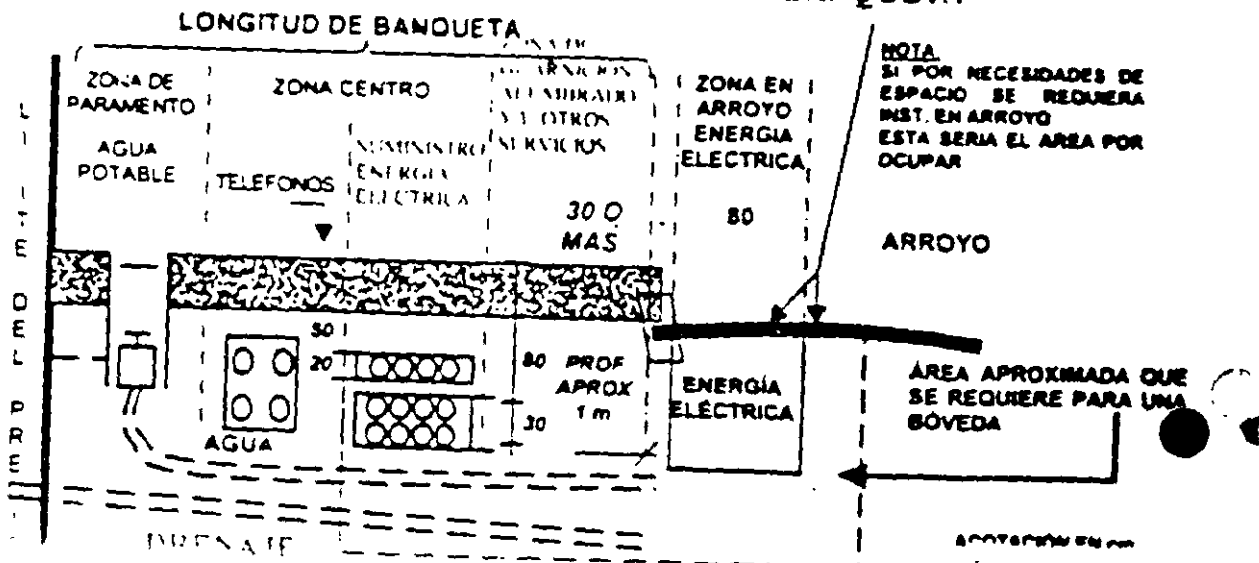
1. La trayectoria de los circuitos será a lo largo de las aceras, camellones, periferia de las zonas verdes y/o andadores.
2. La profundidad, el ancho del banco de ductos deberá cumplir con las normas LyFC.
3. Los ductos deben contar con boquillas abocinadas en la llegada a los registros, pozos y bóveda o cimentación de S.E.'s.
4. Se requieren los registros en las derivaciones, acometidas, cambios de dirección horizontal y vertical de los bancos de ductos.
5. Los registros pozos y cimentaciones de S.E.'s deben cumplir con las normas LyFC.
6. Evitar la localización de los registros donde las banquetas sean angostas en carriles de estacionamientos o frente a una cochera.
7. Se utilizará un registro para alimentar dos lotes, debiendo quedar instalado en el límite de ambos predios.
8. Donde no existan equipo y/o accesorios, se debe dejar excedente de cable de una longitud igual al perímetro del pozo de visita.
9. Debe instalarse soponteria para los cables en los pozos y bóvedas.
10. En los casos de cruces de avenidas o calles, se deberá dejar mínimo un ducto de reserva por cada uno de los circuitos.

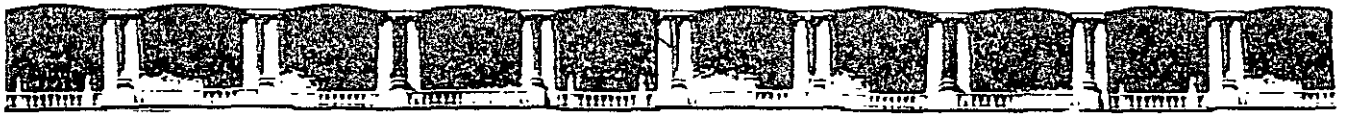
ZONIFICACION DE INSTALACIONES

Debe existir una coordinación entre los diferentes sectores que utilizan el suelo para un mejor aprovechamiento de este. Actualmente se está trabajando en los registros computarizados de las diferentes instalaciones subterráneas como Teléfonos, PEMEX, Energía Eléctrica, Drenaje, Agua Potable, etc.

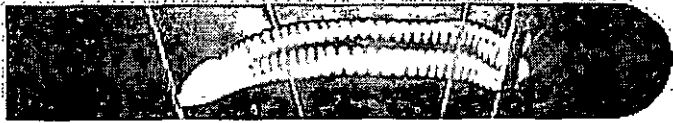
Para un mejor aprovechamiento del uso del suelo en banqueta, se propuso en la revisión de la NOM-001/99 la cual fue aceptada, se propone lo siguiente:

ZONIFICACIÓN DE INSTALACIONES EN BANQUETA





**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



...: Ingeniería Eléctrica

CURSO SOBRE INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN EDIFICIOS

CA-237

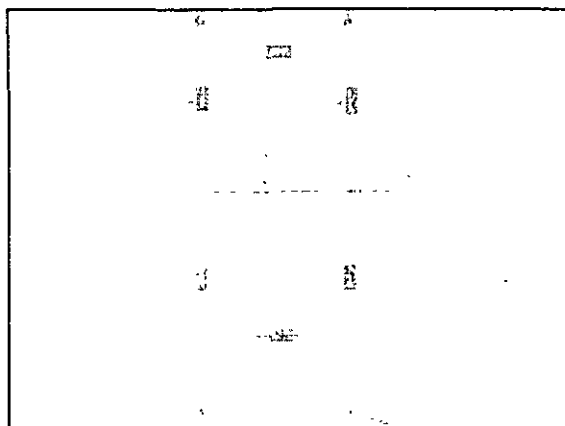
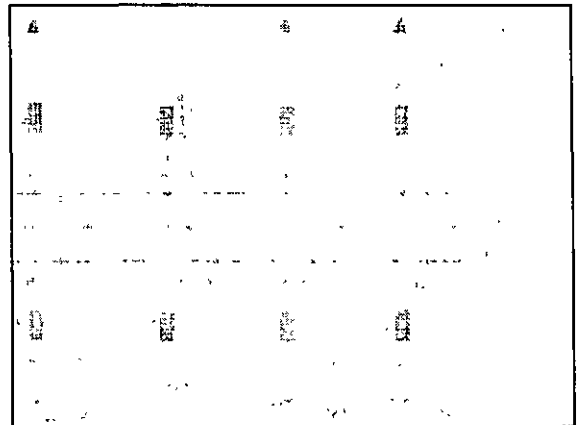
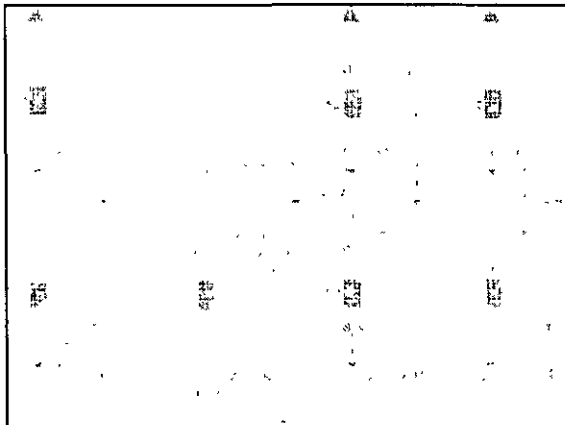
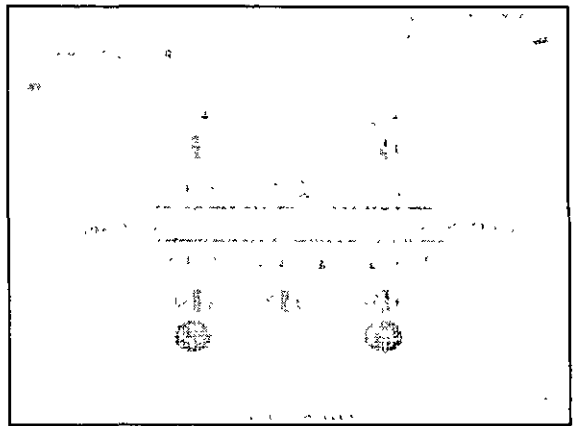
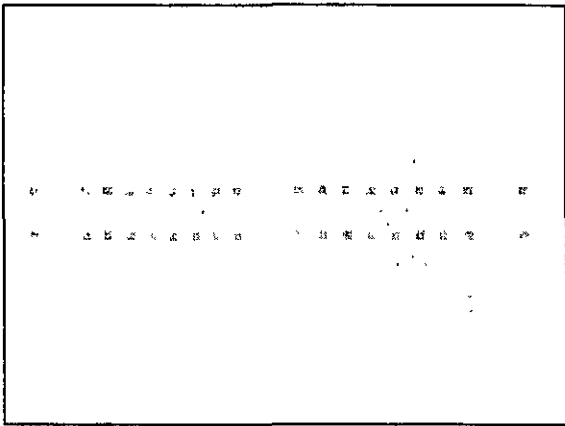
TEMA IX

SISTEMAS DE PARARRAYOS

**EXPOSITOR: ING. RICARDO ESPINOSA PATIÑO
DEL 14 AL 25 DE NOVIEMBRE DE 2005
PALACIO DE MINERÍA**

Tabla 250- 94. Conductor del electrodo de tierra de instalaciones de c.a.

Tamaño nominal del mayor conductor de entrada a la acometida o seccion equivalente de conductores en paralelo mm ² (AWG o kcmil)		Tamaño nominal del conductor al electrodo de tierra mm ² (AWG o kcmil)	
Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
33,62 (2) o menor	53,48 (1/0) o menor	8,367 (8)	13,3 (6)
42,41 o 53,48 (1 o 1/0)	67,43 o 85,01 (2/0 o 3/0)	13,3 (6)	21,15 (4)
67,43 o 85,01 (2/0 o 3/0)	4/0 o 250 kcmil	21,15 (4)	33,62 (2)
Más de 85,01 a 177,3 (3/0 a 350)	Más de 126,7 a 253,4 (250 a 500)	33,62 (2)	53,48 (1/0)
Más de 177,3 a 304,0 (350 a 600)	Más de 253,4 a 456,04 (500 a 900)I	53,48 (1/0)	85,01 (3/0)
Más de 304 a 557,38 (600 a 1100)	Más de 456,04 a 886,74 (900 a 1750)	67,43 (2/0)	107,2 (4/0)
Más de 557,38 (1100)	Más de 886,74 (1750)	85,01 (3/0)	126,7 (250)



(15)

PROTECCION CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

1.- INTRODUCCION

La protección de los equipos eléctricos contra descargas atmosféricas, impone la necesidad de utilizar dispositivos de protección adecuados para limitar la magnitud de las sobretensiones (y sobrecorrientes) y de esta manera definir niveles de aislamiento más bajos, que sean capaces de soportar este límite de sobretensión durante la vida útil de los equipos eléctricos.

El apartarrayos, es sin lugar a dudas, uno de los dispositivos de protección más importantes que se utiliza en los sistemas eléctricos, para asegurar la continuidad de servicio, a pesar de la frecuente aparición de sobretensiones originadas por la presencia de descargas atmosféricas.

Las descargas atmosféricas producen sobretensiones de tipo externo en los sistemas eléctricos, dichas sobretensiones se deben básicamente a la acumulación de grandes cantidades de carga eléctrica en las líneas aéreas, por la ocurrencia de los rayos. Las descargas atmosféricas pueden caer directamente a las líneas (siendo un caso poco frecuente debido a que las líneas normalmente poseen protección con hilos de guarda) y cuando esto sucede, la carga eléctrica se acumula directamente sobre dicha línea. La acumulación de carga también puede originarse por el fenómeno de inducción electrostática, debido a la presencia de campos eléctricos entre las nubes y tierra durante una tormenta o por descarga directa sobre el hilo de guarda.

Existen varias teorías que tratan de explicar el mecanismo de cargas eléctricas de una nube, sin embargo, casi todas ellas coinciden en aceptar que la acción del viento sobre las partículas de hielo o agua que forman la nube, constituye una máquina electrostática gigante que carga la nube.

Cabe mencionar que en el momento que acontece una descarga atmosférica (ya sea directa o por inducción), la onda de sobretensión resultante se divide en dos ondas viajeras que se propagan en ambas direcciones, a una velocidad cercana a la luz; tal como se muestra en la Fig. 1 y se puede expresar de la forma siguiente:

$$V = 1/2 Z_0 I_c$$

donde I_c , es el valor de cresta de la corriente del rayo y $Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$, es la impedancia característica de la línea.

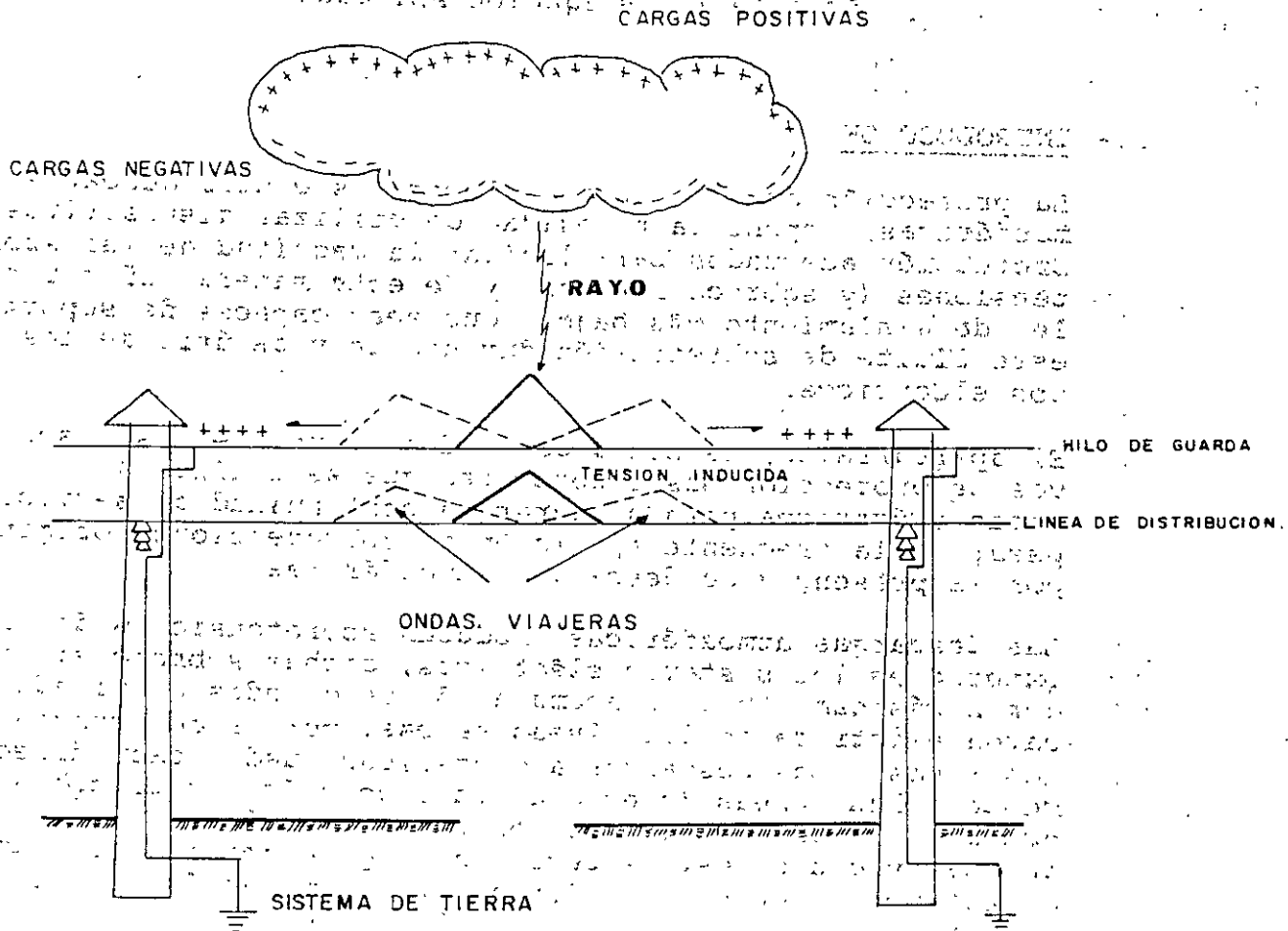


FIG. 1.- ONDA DE SOBRETENSION RESULTANTE, DEBIDO A UNA DESCARGA ATMOSFERICA SOBRE EL HILO DE GUARDA.

La cantidad de carga que viaja a lo largo de la línea constituye una onda viajera de corriente y voltaje, dicha onda se ve distorsionada por pérdidas de energía, debido básicamente a: pérdidas en el conductor, pérdidas por conducción a tierra, pérdidas dieléctricas en los aisladores, radiación electromagnética y efecto corona.

La distribución de la carga eléctrica y su velocidad de propagación, son de tal magnitud que la onda de tensión puede llegar a tener frentes demasiados escarpados; siendo el tiempo de frente para una onda completa de descarga del orden de 1 a 20 μs . Las descargas atmosféricas directas pueden llegar a producir sobretensiones del orden de muchos millones de Volts con corrientes de

ESCALA
PROBABILISTICA

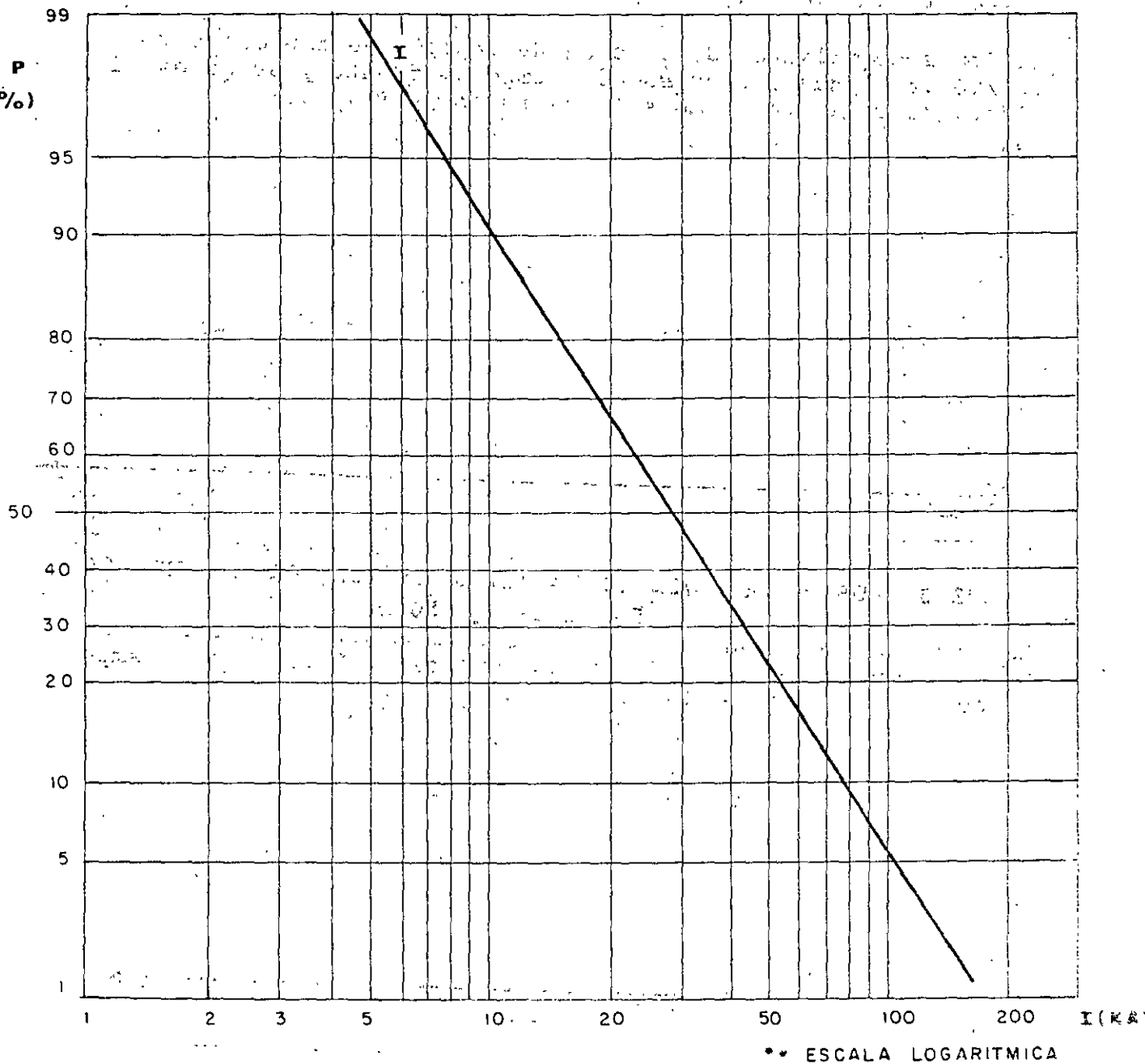


FIG. 2.- CURVA TIPICA DE PROBABILIDAD DE QUE CAIGA UN RAYO CON DETERMINADO VALOR DE CORRIENTE

descargas de muchos miles de Amperes (A); experimentalmente se ha encontrado que el valor medio de la distribución de la corriente medida es alrededor de 30 kA, tal como se muestra en la Fig. 2. Para el caso de sobretensiones por inducción, producen solamente algunos cientos de miles de Volts con corrientes de descargas del orden de 50 a 2000 A.

La forma normalizada de la onda de tensión se expresa como $1.2/50 \mu s$, donde $1.2 \mu s$ es el tiempo de frente y $50 \mu s$ es el tiempo de cola, tal como se muestra en la Fig. 3.

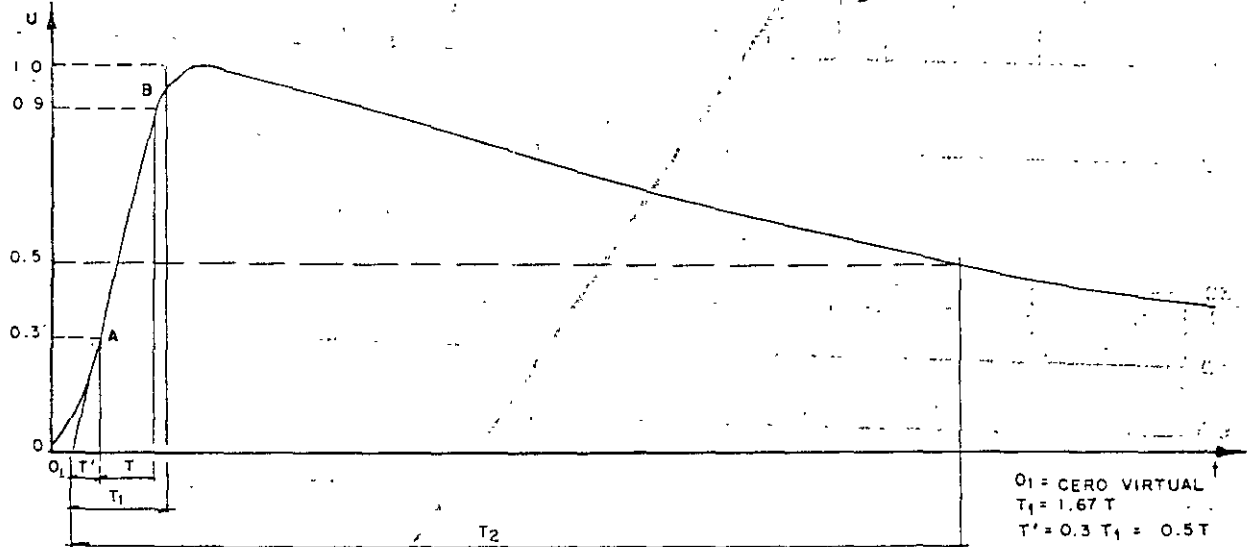


FIG. 3.- FORMA DE ONDA NORMALIZADA DE TENSION DE IMPULSO

$$T_1 = 1.2 \mu s / T_2 = 50 \mu s$$

La forma normalizada de la onda de corriente, se expresa como $8/20 \mu s$ donde $8 \mu s$ es el tiempo de frente y $20 \mu s$ es el tiempo de cola; tal como se observa en la Fig. 4.

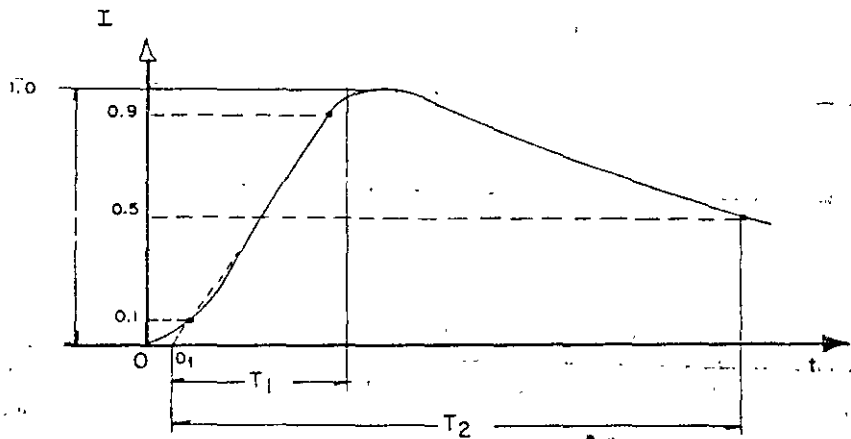


FIG. 4.- FORMA DE ONDA NORMALIZADA DE CORRIENTE DE IMPULSO

$$T_1 = 8 \mu s / T_2 = 20 \mu s$$

Cuando una onda llega a través de una línea a las boquillas de un transformador, el comportamiento es como si fuera un circuito

abierto, debido a la alta reactancia inductiva del transformador y a la muy alta frecuencia de la onda; como consecuencia, la onda se refleja y empieza a viajar de regreso en la línea, dicha onda reflejada se suma a la onda que llega, obteniéndose como resultante una onda que tiende a duplicarse si el frente de la onda incidente es muy pronunciada.

2.- FUNCIONAMIENTO DEL APARTARRAYOS

Antes de explicar el funcionamiento del apartarrayos, conviene hacer énfasis sobre el comportamiento de sus componentes principales como son: cuernos de arqueo y resistencia limitadora de corriente, y finalmente la integración de ambos (apartarrayos).

2.1 Cuernos de arqueo

Los cuernos de arqueo son un dispositivo de protección contra sobretensiones, que consiste de una distancia dieléctrica de aire entre un electrodo energizado y otro --- aterrizado.

Este tipo de protección es adecuado para instalaciones en donde las descargas atmosféricas no sean muy severas y -- las sobretensiones de tipo interno sean de valores bajos.

Los cuernos de arqueo normalmente se encuentran instalados entre la boquilla del transformador y tierra, de tal manera que el arco eventualmente formado entre ellos no -- dañe la superficie del aislador u otro equipo cercano, -- incluso bajo condiciones extremas de lluvia o contaminación; para lograr condiciones seguras de trabajo es normal tener distancias dieléctricas de 0.75 d para tensiones bajas, 0.3 d para las más altas; "d" es la separación entre electrodos.

La separación de los electrodos se selecciona de tal forma que exista un margen adecuado (25%) entre el nivel de aislamiento de la máquina y el nivel de protección.

Las condiciones de operación de los cuernos de arqueo dependen de los factores siguientes:

- . Separación de los electrodos
- . Densidad relativa del aire
- . Forma de los electrodos
- . Material de los electrodos.
- . Polaridad de la onda
- . Posición de los electrodos con respecto a sus soportes y objetos conductores o aislantes en su alrededor
- . Proximidad de partes aterrizadas
- . Número de operaciones sin que se afecte su forma y su respuesta, tomando en cuenta la magnitud y duración -- de la corriente de descarga.

En realidad, los cuernos de arqueo presentan una serie de desventajas que hacen verdaderamente restringido su campo de aplicación, siendo su uso no recomendable para proteger transformadores, por las razones siguientes:

- No protegen aislamientos reducidos
- Permite un cortocircuito en el sistema
- El interruptor debe librar falla
- Existe la probabilidad de que opere aún con ondas aceptables para el aislamiento.

En las Fig. 5 y 6, se muestran dos casos típicos de cuernos de arqueo para transformadores.

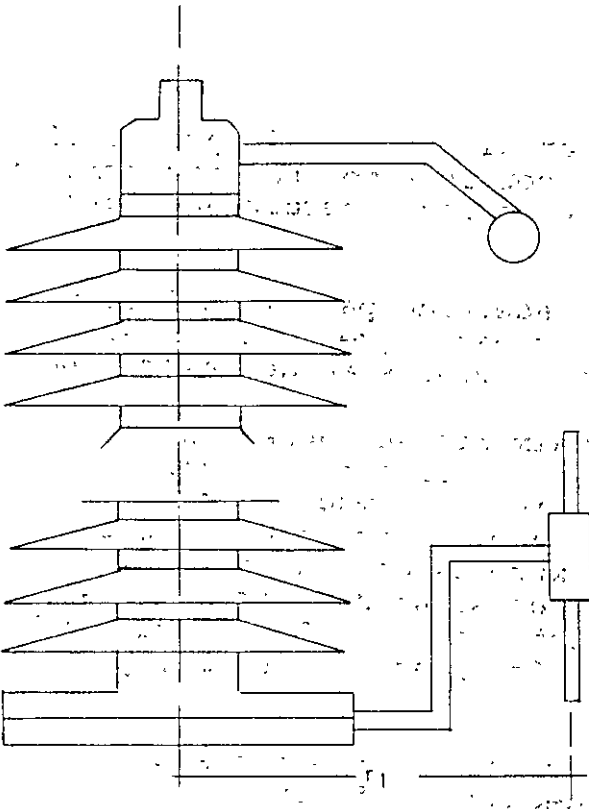


FIG. 5

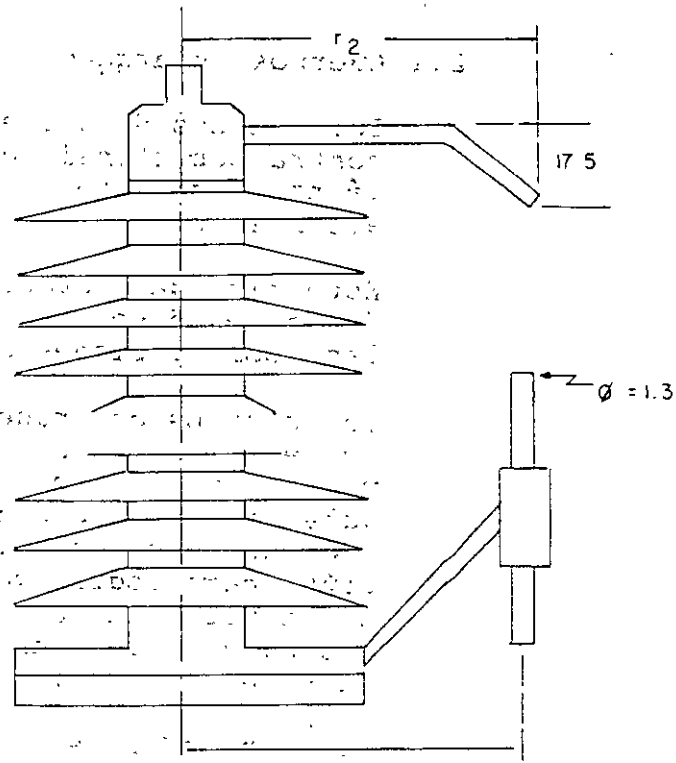


FIG. 6

FIG. 5 y 6.- CASOS TÍPICOS DE CUERNOS DE ARQUEO EN TRANSFORMADORES.

Sistema kVrms	BIL(kV cresta) EQUIPO	Fig No.	d. cm	r ₁ cm	r ₂ cm
24	125	5	10 ÷ 11.5	18	12
36	170	5	14 ÷ 16.5	25	13
52	250	5	22 ÷ 26	32	18
72.5	325	6	30 ÷ 34	38	23

Valores referidos a 760 Hg y 20°C

No obstante que los explosores se coloquen dentro de un recipiente hermético de porcelana y que como consecuencia sean más controlables las características de disparo, se tienen las desventajas mencionadas anteriormente.

2.2 Resistencia no lineal limitadora de corriente

Con la finalidad de eliminar la necesidad de que los electrodos sean robustos y el hecho de que el interruptor libre la falla, se requiere el uso en forma adicional de una resistencia con características no lineales en serie con los explosores encerrados en un recipiente hermético.

La resistencia no lineal tiene por un lado la función de presentar una alta resistencia para limitar a valores aceptables, la corriente después de la descarga y por otro la de oponer una baja resistencia para que la corriente de la descarga atmosférica (rayo), no provoque una onda de tensión elevada que pueda ser perjudicial al equipo eléctrico.

3.3 Apartarrayos

Un apartarrayos debe actuar como un interruptor muy rápido, de manera casi instantánea para proteger los aislamientos de un equipo eléctrico, el cual se encuentra normalmente abierto, pero dispuesto a cerrar en el momento que aparezca una sobretensión transitoria de un valor prefijado y a reabrir rápidamente en cuanto el transitorio desaparece.

El apartarrayos se define como un dispositivo de protección que sirve para limitar una sobretensión transitoria en un equipo eléctrico, derivando a tierra la corriente transitoria asociada a la onda de tensión.

Un apartarrayos está constituido básicamente por los componentes siguientes, tal como se muestra en la Fig.7.

- Explosores de arqueo
- Sistema de extinción del arco
- Resistencia no lineal limitadora de corriente
($I = kE^n$)
- Resistencia en derivación no lineal.

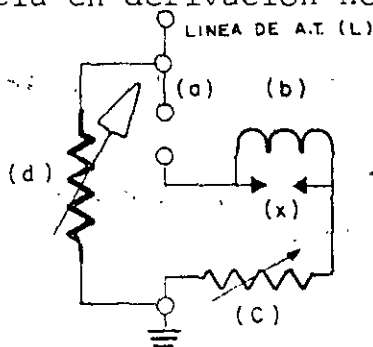


FIG. 7.- COMPONENTES PRINCIPALES DE UN APARTARRAYOS

Suponiendo que como consecuencia de una descarga atmosférica llega una onda transitoria de tensión (E_1) entre la terminal de AT (L) y tierra, de tal magnitud, que es capaz de flamcar los explosores (a), la onda (E_1), se cortará en algún punto y se establecerá una corriente a tierra a través de la bobina (b) y la resistencia (c) cuya magnitud dependerá de la impedancia del circuito. La resistencia (c) es inversamente proporcional a la tensión aplicada, por lo que la tensión original (E_1) tendrá un nuevo valor (E_2), tal que:

$$I_2 Z_2 = E_2 < E_1$$

La energía disipada por la resistencia será la mínima posible.

La corriente que circula por la bobina (b) produce un campo magnético que desvía el arco de los explosores (a) a una zona de extinción. Si la corriente es muy alta, la caída de tensión en la bobina también es alta y operan los electrodos auxiliares (x) permitiendo la operación continua del apartarrayos a lo largo de un transitorio de alta energía.

La resistencia (d) sirve para uniformizar el campo eléctrico externo al apartarrayos durante su operación.

En la Fig. 8 se observa una onda modificada después de la operación del apartarrayos.

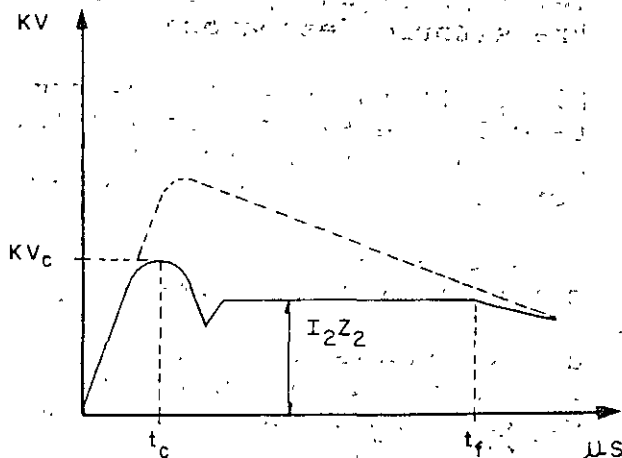


FIG. 8.- ONDA MODIFICADA POR UN APARTARRAYOS

- El valor de cresta (kV_c) y el tiempo (t_c) depende de la respuesta de los explosores (a).
- El valor $I_2 Z_2$ depende de la resistencia serie no lineal (c).
- El tiempo final (t_f) de operación del apartarrayos, depende del dispositivo de extinción del arco.

3.- TIPOS DE APARTARRAYOS

Básicamente existen dos tipos de apartarrayos, siendo los siguientes:

- a) Expulsión
- b) Autovalvulares

El apartarrayos de expulsión consiste de un entrehierro o explosor externo en serie con contacto que genera gases al producirse calentamiento, en los extremos se encuentran montadas dos piezas metálicas que sirven como terminales para conectar el explosor y para la conexión a tierra del apartarrayos. Este tipo de apartarrayos actúa en forma semejante a una cuchilla fusible pero sin fusible, esto es, cuando ocurre una sobretensión elevada existe arqueo en las terminales del explosor exterior e interior con lo cual se forma una trayectoria de baja impedancia para la corriente del rayo; una vez que desaparece la tensión del rayo, solamente queda la tensión, debido a la caída en el arco (tensión residual) dentro de la cámara de arqueo, causada por la corriente después de la descarga. Cuando la corriente, después de la descarga pasa por cero, el apartarrayos la interrumpe en forma efectiva en la cámara de arqueo, debido a la expulsión de los gases calientes que se forman al paso de la corriente de arqueo.

El apartarrayos autovalvular igual que el de expulsión tiene un explosor que cierra cuando arquee, debido a la presencia de una sobretensión elevada (tensión de disparo del apartarrayos) entre sus terminales y que reabre el circuito para interrumpir la corriente después de la descarga; dado que el explosor no es capaz de interrumpir corrientes elevadas, es necesario utilizar una resistencia no lineal en serie con dicho explosor para limitar la magnitud de la corriente.

4.- SELECCION Y MARGENES DE PROTECCION

La selección de los dispositivos de protección contra sobretensiones en un sistema representa una decisión compleja de tipo económico, en donde se debe hacer un compromiso, para optimizar los costos, el nivel de sobretensiones, el nivel de aislamiento de los elementos aislantes y equipos, y los dispositivos de protección.

La selección del apartarrayos para proteger transformadores de distribución normalmente se hace en base a la experiencia, sin embargo, para tener una idea más amplia sobre el criterio de selección, en seguida se mencionan las consideraciones principales:

- a) Aterrizamiento
- b) Tensión nominal
- c) Corriente de descarga
- d) Coordinación de aislamientos

a) Aterrizamiento

Con la finalidad de seleccionar adecuadamente la tensión nominal del apartarrayos, los sistemas trifásicos se pueden clasificar en base al valor de las relaciones X_0/X_1 y R_0/X_1 , tal como se muestra en el cuadro 1.

CUADRO 1 - CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS PARA LAS DISTINTAS CONDICIONES DE CONEXION A TIERRA DEL NEUTRO

TIPO DE SISTEMA		LIMITE DE LOS VALORES X_0/X_1	LIMITE DE LOS VALORES R_0/X_1	COEFICIENTE DE ATERRIZAMIENTO (C_a)
ATERRIZADO	A	No establecido	No establecido	
	B	< 3	< 1	0.8
	C	> 3	> 1	1.0
AISLADO	D	- 40 a - ∞	-	1.1
	E	0 a - 40	-	Requiere tensión nominal especial

Donde:

- X_0 - Reactancia de secuencia cero
- X_1 - Reactancia de secuencia positiva
- R_0 - Resistencia de secuencia cero
- C_a - Relación de tensión del apartarrayos/tensión del sistema

- Tipo A - Este sistema tiene su neutro conectada en forma efectiva a tierra.
- Tipo B - Este sistema tiene su neutro sólidamente conectado a tierra.
- Tipo C - Este sistema tiene su neutro conectado a través de una resistencia limitadora, reactor, neutralizador de corriente de falla o transformador de tierra.
- Tipo D - Este sistema tiene su neutro aislado de tierra en circuitos de longitud usual.
- Tipo E - Este sistema tiene su neutro aislado de tierra en circuitos de longitud no usual.

Como se puede observar en el Cuadro 1, se refiere a un sistema en el que se tiene una falla a tierra y como consecuencia la tensión de las fases sanas pueden ser mayor que la normal, dependiendo del tipo de sistema.

En la Fig. 9 se muestra una gráfica de la tensión de las otras fases debido a la falla de una fase a tierra contra relación X_0/X_1 para diferentes valores de R_0/X_1 .

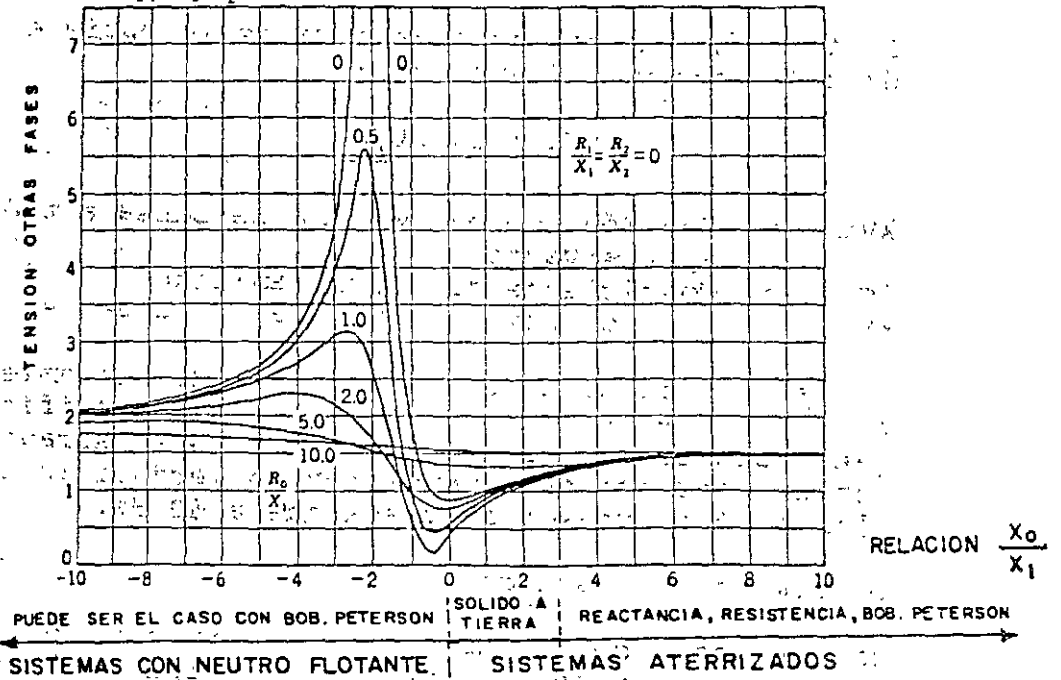


FIG. 9.- TENSION OTRAS FASES DEBIDO A LA FALLA DE UNA FASE A TIERRA VS RELACION X_0/X_1 .

Suponiendo que $R_1=R_2=0$ entonces $\frac{R_1}{X_1} = \frac{R_2}{X_2} = 0$ y se puede construir para la relación $\frac{R_0}{X_1} = 0$, el cuadro siguiente:

$\frac{X_0}{X_1}$	Vbc
0	$\sqrt{3} / 2$
1	1
3	1.25
10	1.5
-2	∞
-10	2.02
$\pm \infty$	$\sqrt{3}$

b) Tensión nominal (rating voltage)

Una vez que se sabe la forma en que se encuentra conectado el neutro del sistema (coeficiente de aterrizamiento), se debe seleccionar la tensión nominal del apartarrayos; de tal forma que no opere cuando haya una falla de una --

fase a tierra, sino solamente cuando se deba a una descarga atmosférica de un valor inadmisibles.

La tensión nominal de apartarrayos se obtiene de acuerdo a la expresión siguiente:

$$kV_t = C_a kV_{LL}$$

kV_t = Tensión nominal mínima de línea a tierra del apartarrayos

C_a = Coeficiente de aterrizamiento

kV_{LL} = Tensión nominal línea a línea del sistema.

Si la verificación de coordinación de aislamientos permite subir el nivel de protección sin sacrificar su margen, esto es más seguro, ya que el apartarrayos operará menos veces con sobretensiones no perjudiciales y se eliminará el riesgo de descargas a 60 Hz.

c) Corriente de descarga

La presencia de una magnitud de corriente de descarga excesiva puede ser una de las principales causas de falla del apartarrayos, por tal motivo es conveniente conocer la forma de corriente (8/20 μ s) y su magnitud, para seleccionar en forma adecuada el apartarrayos.

La magnitud de la corriente de descarga depende del grado de blindaje contra descargas atmosféricas que se tengan en las instalaciones eléctricas, tales como: líneas, subestaciones y transformadores de distribución. Estas instalaciones se pueden clasificar en dos grupos:

a) Blindadas efectivamente

b) No blindadas efectivamente

Para el caso de las instalaciones blindadas efectivamente, el valor de cresta de la corriente de descarga depende del nivel de aislamiento del sistema (BIL), de la característica de las resistencias del apartarrayos (V_R), de la impedancia característica de la línea (Z_0) y de la instalación física del apartarrayos; en forma aproximada se puede calcular su magnitud con la expresión siguiente:

$$\hat{I}_{\text{descarga}} = \frac{2.4 (BIL) - V_R}{Z_0}$$

donde BIL = Nivel básico de aislamiento de la línea, V_R = tensión residual del apartarrayos y Z_0 = Impedancia característica de la línea.

Generalmente los sistemas de distribución pertenecen a las instalaciones no blindadas efectivamente y la selección de la corriente de descarga depende de:

- a) - De la importancia de la instalación
- b) - De la probabilidad de ocurrencia de las más altas corrientes
- c) - Del nivel de aislamiento de la línea.

Un criterio conservativo consiste en considerar una corriente de descarga de 20 kA. Existe otro menos conservativo que considera una corriente de 10 kA.

Para facilitar la selección de un apartarrayos, en el Cuadro 2 se dan las características típicas de los apartarrayos de distribución.

LINEA A TIERRA TENSION NOMINAL kv (rms)	MAXIMA DESCARGA FRENTE ONDA NORMA ANSI		MAXIMA DESCARGA ONDA	MAXIMA DESCARGA ONDA	MINIMA DESCARGA A 60 Hz kv cresta	TENSION MAXIMA DE DESCARGA PARA UNA CORRIENTE DE DESCARGA 8/20 μ s					
	C62.1 1971	C62.1 1974	1.2/50 μ s kv cresta	250/2500 μ s kv cresta		1.5 kA	5.0 kA	10.0 kA	15.0 kA	20.0 kA	40.0 kA
	3	11	11	10		8.25	4.5	5	6.4	7.3	7.8
4.5	16.5	16.5	15	12.4	6.8	7.4	9.5	10.8	11.6	12.3	16
6	19	19	16	15.5	9	9.8	12.6	14.3	15.3	16.3	21
7.5	24	24	20	19.5	11.3	12.2	15.7	17.7	19	20.3	27
9	28.5	28.5	24	23.5	13.5	14.6	18.8	21.2	22.7	24.3	32
12	37	37	32	31	18	19.4	24.9	28.1	30.2	32.1	43
15	46.5	46.5	40	39	22.5	24.2	31	35	37.5	40	53
18	55.5	55.5	48	46.5	27	28.9	37.1	41.8	44.8	47.8	63
21	65	65	56	55.5	31.5	33.7	43.2	48.7	52.3	55.5	74
24	74	74	64	62	36	38.4	49.2	55.5	59.5	63.5	85
27	83	83	72	70	40.5	43.1	55.3	62.5	67	71.2	97
30	92	92	80	78	45	47.8	61.5	69.5	74.5	79	110

d) Coordinación de aislamientos

En la práctica por razones de tipo económico en los sistemas eléctricos, siempre se tiene el riesgo de que presente un disturbio por sobretensiones, que puede dañar algunos de los componentes del circuito y como consecuencia ocasionar una interrupción en el servicio.

Las técnicas y medidas adoptadas para reducir razonablemente este riesgo se conoce como coordinación de aislamientos.

Para una instalación de distribución, es suficiente la coordinación de los aislamientos para descargas atmosféricas (frente de onda y tensión residual), de acuerdo al criterio siguiente:

Las tolerancias permitidas en el apartarrayos de distribución son:

Descarga Impulso

Descarga Corriente

Ti

TD

+ 0.15%

+ 0.20%

Las relaciones de protección se pueden definir como:

$$Ci = \frac{BIL}{kVi (1+0.66 Ti)} = \frac{BIL}{1.1 kVi}$$

$$CD = \frac{BIL}{kV (1+0.66 TD)} = \frac{BIL}{1.3 kVD}$$

$$1.2 < Ci < 1.4$$

$$1.2 < CD < 1.4$$

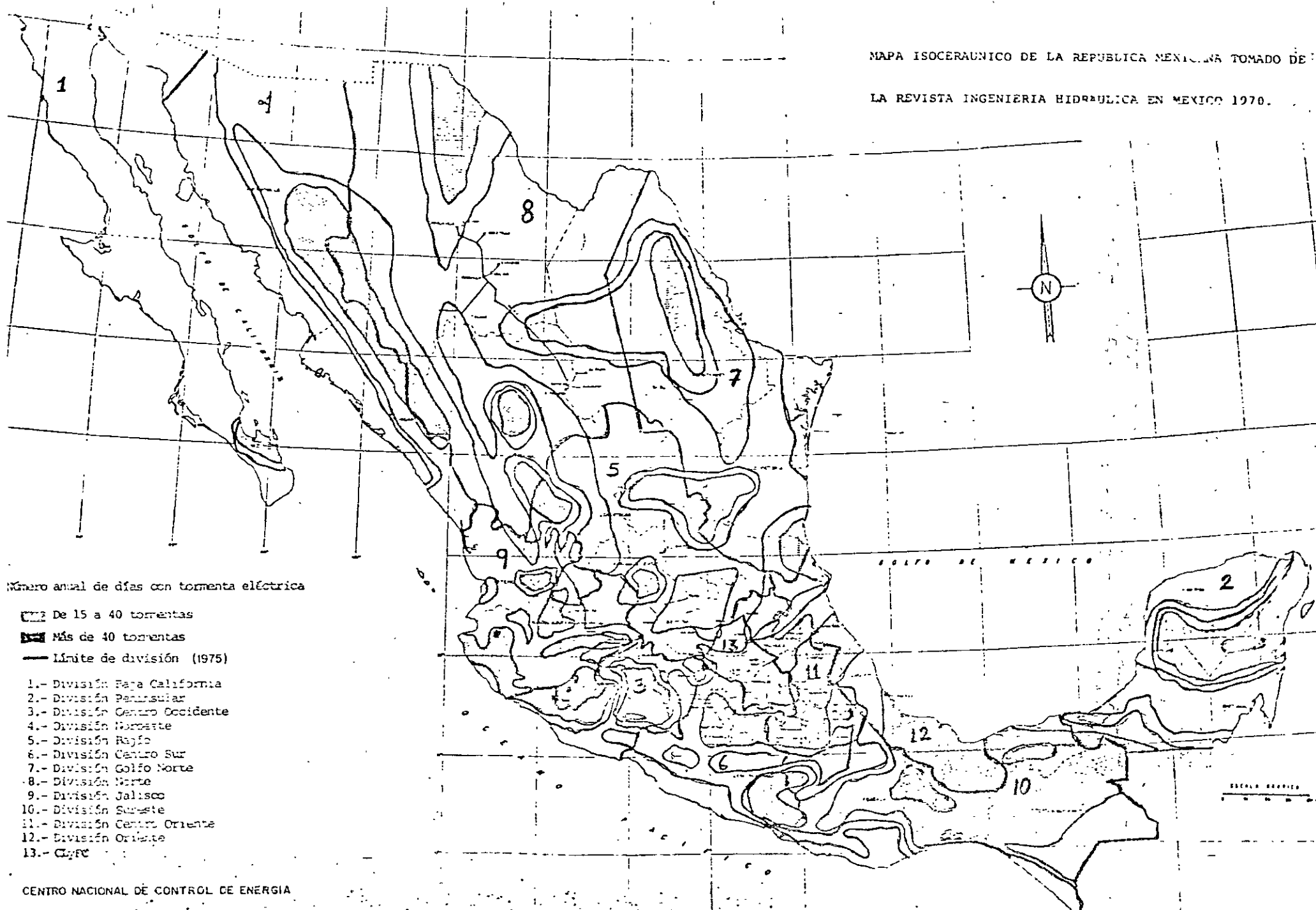
BIL - Nivel básico de impulso que puede soportar el equipo por proteger.

kVi - Tensión de descarga al impulso onda 1.2/50µs del apartarrayos.




kVD - Tensión de descarga del apartarrayos para onda de corriente de 8/20µs.

5. BIBLIOGRAFIA

- a) - APUNTES SOBRE TECNICAS DE LAS ALTAS TENSIONES II
Ing. Enrique Orozco L.
ESIME (1979)
- b) - APUNTES SOBRE PROTECCION DE EQUIPO ELECTRICO CONTRA SOBREVOLTAJES
Ing. Armando Valero A.
ESIME (1973)
- c) - LIGHTNING ARRESTER SEMINAR
General Electric Co.
1970
- d) - A REVIEW OF LIGHTNING PROTECTION AND GROUNDING PRACTICES
George W. Walsh
IEEE Paper TOD 72-146 (1972)



Número anual de días con tormenta eléctrica

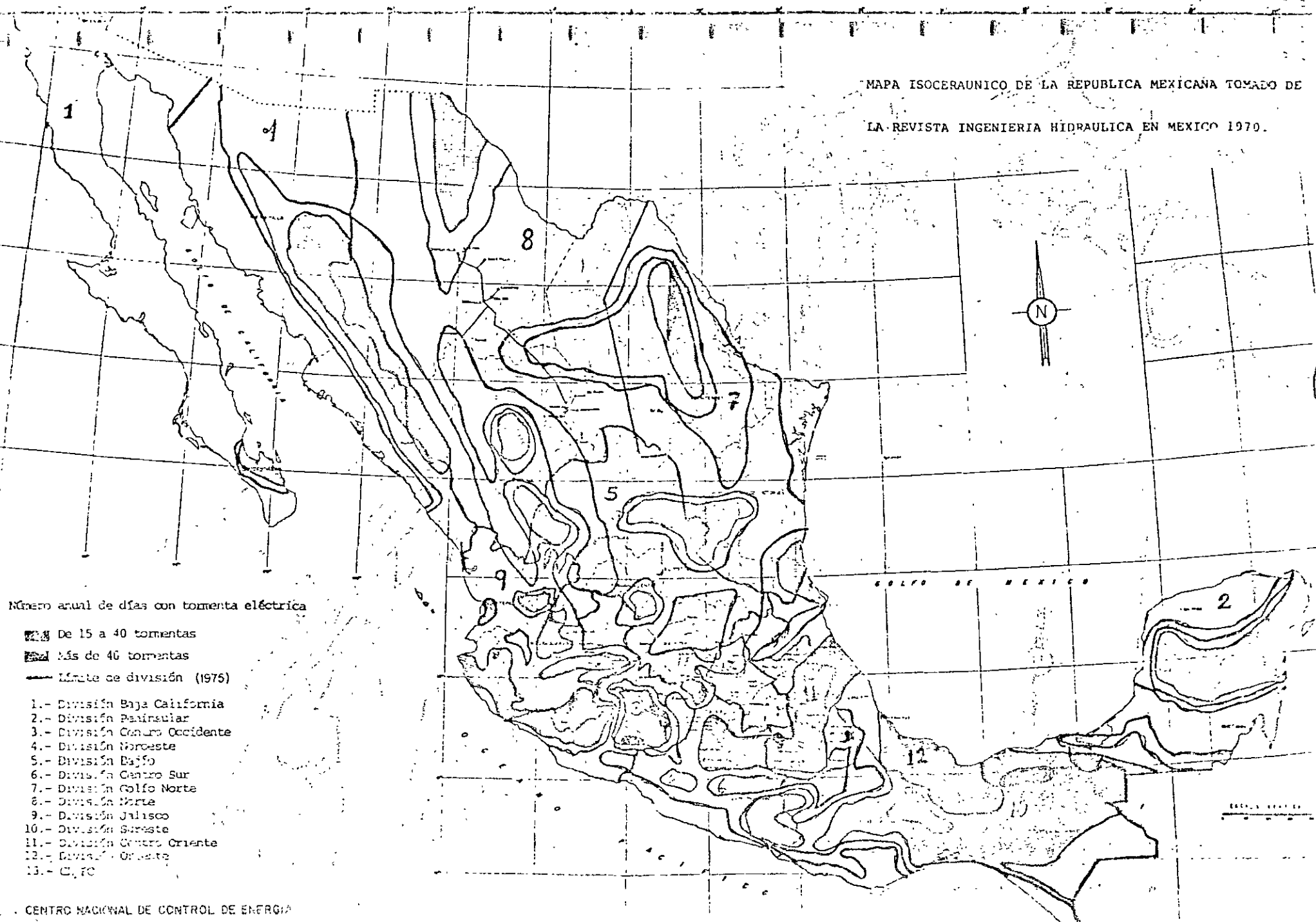
-  De 15 a 40 tormentas
-  Más de 40 tormentas
-  Límite de división (1975)

- 1.- División Baja California
- 2.- División Peninsular
- 3.- División Centro Occidente
- 4.- División Noroeste
- 5.- División Bajío
- 6.- División Centro Sur
- 7.- División Golfo Norte
- 8.- División Norte
- 9.- División Jalisco
- 10.- División Sureste
- 11.- División Centro Oriente
- 12.- División Oriente
- 13.- C.A.F.C.



CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA

- 10 -
- e) - SURGE ARRESTERS, STATION, INTERMEDIATE AND DISTRIBUTION
SELECTION OF VOLTAGE RATINGS
Reference Data R235-90-2
McGraw - Edison Co. (1969)
 - f) - NORMA ANSI C62.2 (1969) - GUIDE FOR APPLICATION OF VALUE
TYPE LIGHTING ARRESTERS FOR ALTERNATING-CURRENT-SYSTEMS.

MAPA ISOCERAUNICO DE LA REPUBLICA MEXICANA TOMADO DE
LA REVISTA INGENIERIA HIDRAULICA EN MEXICO 1970.



Número anual de días con tormenta eléctrica

-  De 15 a 40 tormentas
-  Más de 40 tormentas

— Límite de división (1975)

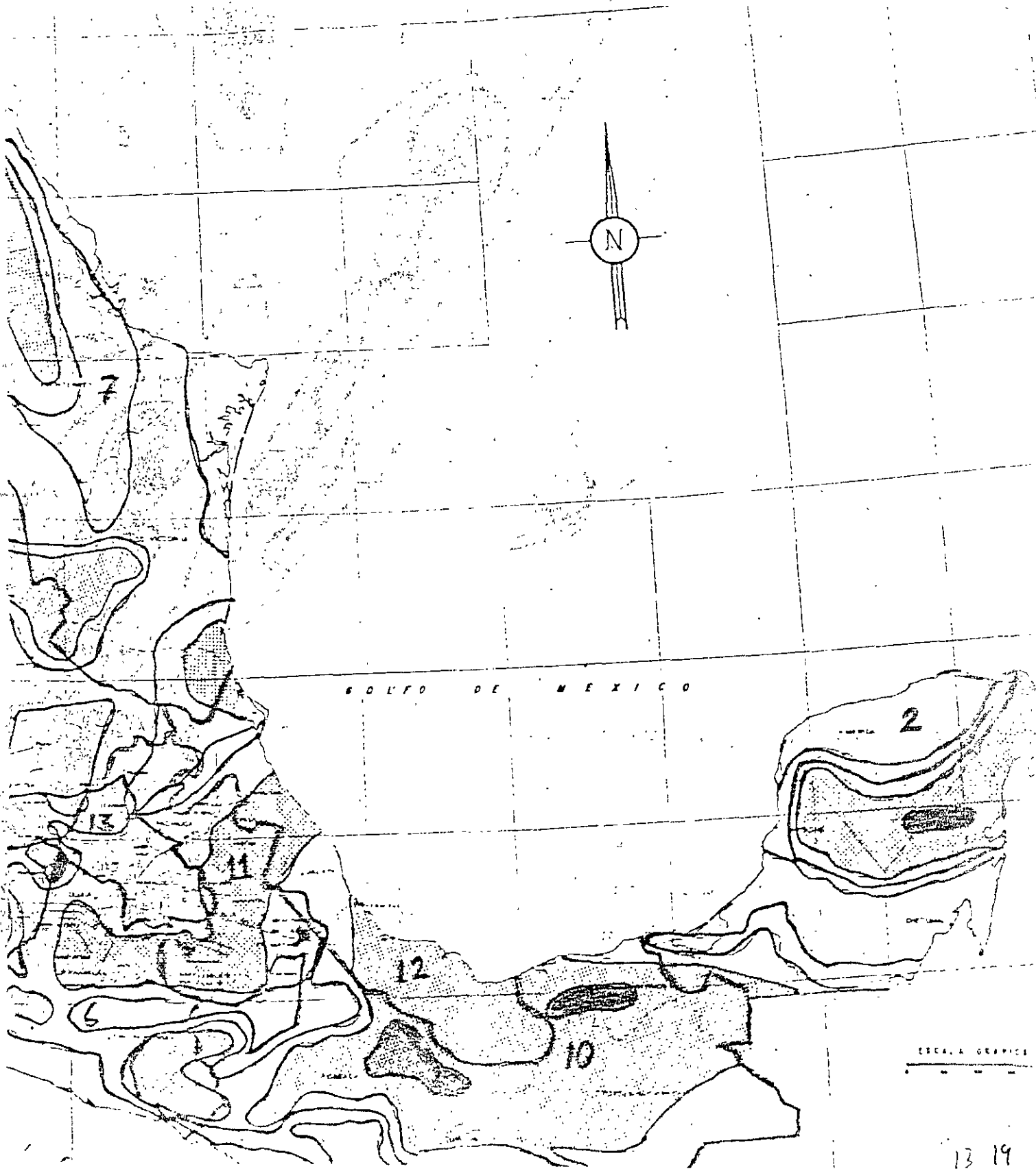
- 1.- División Baja California
- 2.- División Peninsular
- 3.- División Centro Occidente
- 4.- División Noroeste
- 5.- División Bajío
- 6.- División Centro Sur
- 7.- División Golfo Norte
- 8.- División Norte
- 9.- División Jalisco
- 10.- División Sureste
- 11.- División Centro Oriente
- 12.- División Oriente
- 13.- C. F. C.

41 61

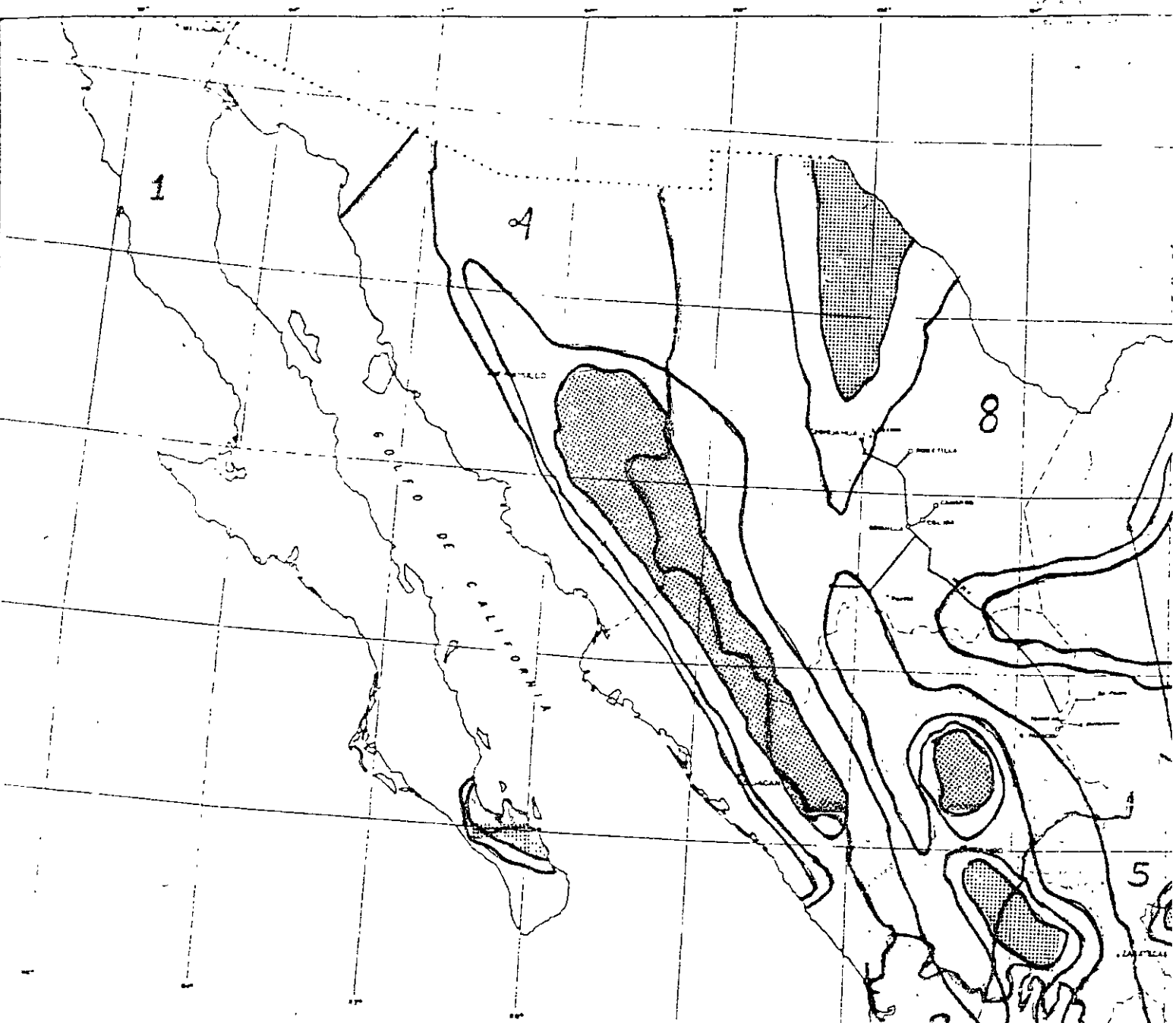
MAPA ISOCERAUNICO DE LA REPUBLICA MEXICANA TOMADO DE
LA REVISTA INGENIERIA HIDRAULICA EN MEXICO 1976.






MAPA ISOCERAUNICO DE LA REPUBLICA MEXICANA TOMADO DE
LA REVISTA INGENIERIA HIDRAULICA EN MEXICO 1970.



ESCALA GRAFICA

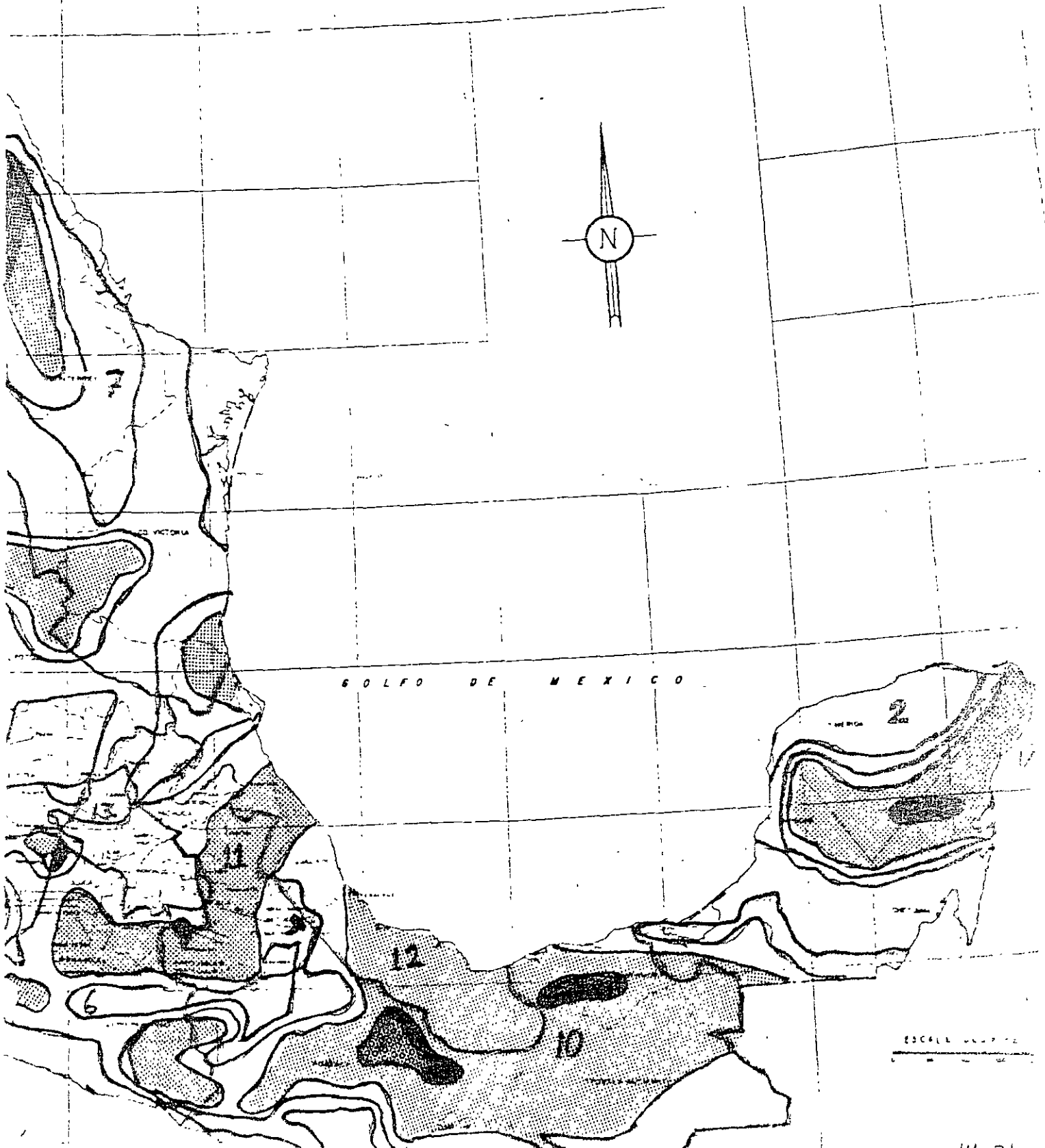


Número anual de días con tormenta eléctrica

-  De 15 a 40 tormentas
-  Más de 40 tormentas
-  Límite de división (1975)

- 1.- División Baja California
- 2.- División Peninsular
- 3.- División Centro Occidente
- 4.- División Noroeste
- 5.- División Bajío
- 6.- División Centro Sur
- 7.- División Golfo Norte
- 8.- División Norte
- 9.- División Jalisco
- 10.- División Sureste
- 11.- División Centro Oriente
- 12.- División Oriente
- 13.- División Yucatán

MAPA ISOCERAUNICO DE LA REPUBLICA MEXICANA TOMADO DE
LA REVISTA INGENIERIA HIDRAULICA EN MEXICO 1970.



ESCALA 1:100,000

GUIA PARA SELECCION DE APARTARRAYOS

1. APARTARRAYOS PARA CIRCUITOS CON NEUTRO NO ATERRIZADO:

Los apartarrayos para servicio en circuitos con neutro no aterrizado, son normalmente utilizados cuando el neutro está aislado o está aterrizado a través de un neutralizador de falla a tierra o a través de resistencia o reactancia de alto valor.

Estos apartarrayos se conocen también como apartarrayos "100%" pues ellos deben soportar el voltaje nominal de línea a línea cuando hay una falla a tierra o en una fase.

2. APARTARRAYOS PARA CIRCUITOS CON NEUTRO ATERRIZADOS:

Se dice que un circuito tiene su neutro sólidamente aterrizado a través de una impedancia, cuando se tienen las siguientes relaciones.

$$\frac{X_0}{X_1} \text{ varía de 0 a 3.}$$

$$\frac{R_0}{X_1} \text{ varía de 0 a 1}$$

en donde:

X_0 = reactancia de secuencia cero.

X_1 = reactancia de secuencia positiva

R_0 = resistencia de secuencia cero.

En estos circuitos y bajo cualquier condición de operación, el apartarrayo siempre estará permanentemente y sólidamente aterrizado.

La siguiente tabla nos da en forma directa la forma de definir el apartarrayo por aplicar, dependiendo del voltaje de operación de nuestro circuito y de que éste sea con neutro con o sin aterrizar.

APARTARRAYOS PARA OPERAR EN ALTITUDES HASTA DE 1830 M. S.N.M

VOLTAJE NOMINAL DE APARTARRAYO	VOLTAJE DE CIRCUITO (KV)	
	CIRCUITO CON NEUTRO NO ATERRIZADO	CIRCUITO CON NEUTRO ATERRIZADO
3	2.40	4.16
6	4.80	7.20
9	7.20	12.47
12	11.20	13.20
15	13.20	18.00
20	18.00	23.00
25	23.00	27.60
30	27.60	34.50
37	34.50	-
40	-	46.00
50	46.00	57.50
60	57.50	69.00
73	69.00	-
79	-	92.00
97	92.00	115.00
109	-	138.00
121	115.00	138.00

PRUEBAS DE AISLAMIENTO PARA APARTARRAYOS

(VOLTAJES SOPORTADOS EN LA PRUEBA)

CLASIFICACION DE AISLAMIENTO KV	RANGO DE VOLTAJE KV (1)	APARTARRAYOS TIPO ESTACION, TODOS LOS RANGOS, APARTARRAYOS TIPO DE LINEA Y DISTRIBUCION, PARA VOLTAJES DE 20 KV Y MAYORES			LINEA Y DISTRIBUCION APARTARRAYOS TIPO PARA VOLTAJES MENORES DE 20 KV.		
		60 CICLOS VOLTAJE DE PRUEBA RMS KV (2)		PRUEBA DE IMPULSO 1.5 X 40 μS CRESTA DE LA ONDA PLENA EN KV (2,3)	60 CICLOS VOLTAJE DE PRUEBA RMS KV (2)		PRUEBA DE IMPULSO 1.5 X 40 μS CRESTA DE LA ONDA PLENA EN KV (2,3)
		1 MIN. SECO	10 SEG. HUMEDO		1 MIN. SECO	10 SEG. HUMEDO	
25	3	21	20	60	15	13	45
5	6	27	24	75	21	20	60
8.7	9	35	30	95	27	24	75
15	15	50	45	110	35	30	95
23	25	70	60	150	-	-	-
34.5	37	95	80	200	-	-	-
46	50	120	100	250	-	-	-
69	73	175	145	350	-	-	-
92	97	225	190	450	-	-	-
115	121	280	230	550	-	-	-
138	145	335	275	650	-	-	-
161	169	385	315	750	-	-	-
196	196	465	385	900	-	-	-
230	242	545	445	1050	-	-	-

(1) Cuando se va a hacer la aplicación de un apartarrayo, teniendo un voltaje menor que el voltaje del circuito en el cual va a ser utilizado, tal como en un circuito a tierra, la prueba de aislamiento será la que se especifica para la clase de aislamiento con un voltaje un poco menor que el del circuito

(2) Todos los valores son soportados por la prueba de voltaje, sin tolerancia negativa

(3) Se puede usar cualquiera de las ondas de polaridad positiva o negativa, dando el valor más bajo

CARACTERISTICAS DE FUNCIONAMIENTO EN APARTARRAYOS TIPO AUTOVAL- VULARES

TIPO DE APARTARRAYOS Y RANGO DE VOLTAJE-KV	FRENTE DEL FLAMEO DE LA ONDA DE IMPULSO			VOLTAJE DE DESCARGA-KV EN 10 X 20 MICROSEGUNDOS DE LA ONDA DE CORRIENTE**									
	RANGO DE AUMENTO*	KV**			5000 AMPERES			10000 AMPERES			20000 AMPERES		
		KV POR μ SEG.	PROM.	MAX.	+	PROM.	MAX.	+	PROM.	MAX.	+	PROM.	MAX.
DISTRIBUCION													
3	25	18	23	23	14	17	17	16	20	20	18	23	23
6	50	34	45	45	26	34	34	30	38	38	34	44	44
9	75	48	62	62	39	51	51	44	57	57	51	66	66
12	100	61	77	77	49	62	62	55	69	69	62	78	78
15	125	73	91	91	61	77	77	69	87	87	79	99	99
LINEA													
20	167	75	90	85	83	96	91	92	106	102	101	116	111
25	208	93	111	105	101	116	111	111	128	122	121	139	133
30	250	110	132	125	121	139	133	135	155	149	149	172	164
37	308	136	163	154	149	172	164	164	189	181	181	208	199
40	333	147	176	167	161	185	177	177	204	195	196	225	216
50	417	183	220	208	202	232	225	222	255	245	243	280	268
60	500	220	264	250	242	278	267	271	312	300	298	344	328
73	608	267	320	302	297	342	328	328	378	361	360	414	396
ESTACION													
3	25	13	15	15	10	11	11	11	13	12	12	14	13
6	50	23	26	26	20	22	22	22	25	23	24	27	26
9	75	35	39	39	30	33	32	33	27	35	35	39	38
12	100	43	50	48	40	44	43	44	48	47	47	52	51
15	125	53	61	59	50	55	54	54	60	58	59	65	63
20	167	72	83	80	67	74	72	72	80	77	78	86	84
25	208	89	102	98	83	92	89	90	99	96	100	110	107
30	250	106	122	117	100	110	107	108	119	115	118	130	126
37	308	131	151	144	124	137	133	132	146	141	145	160	155
40	333	136	157	150	134	148	143	144	159	154	153	169	164
50	417	178	205	196	167	184	179	179	197	191	191	211	205
60	500	214	246	236	200	220	214	217	239	231	234	258	250
73	608	261	300	288	245	270	262	262	288	279	283	313	303
97	808	345	397	380	323	356	345	349	384	372	377	415	403
109	908	388	446	427	363	400	388	394	434	420	424	467	453
121	1008	430	495	474	403	444	430	438	482	467	470	517	502
145	1208	515	592	566	487	536	520	523	575	558	564	622	602
169	1408	602	693	663	566	624	605	610	672	650	658	725	702
196	1633	691	796	760	647	713	691	698	768	744	755	832	803
242	2017	860	988	945	806	887	860	872	960	931	940	1035	1004

* 100 Kv por microsegundo por 12 Kv de el rango del apartarrayo.

** Impulso de la polaridad dando el flarneo de voltaje mas alto

† El 95 % de los apartarrayos fabricados tendrán características que no excedan el valor de esta columna Para apartarrayos de distribución use los valores máximos

PROTECCION DE REDES DE DISTRIBUCION CONTRA SOBRETENSIONES

INTRODUCCION

Las sobretensiones en los equipos eléctricos son fenómenos indeseables que dañan o envejecen los aislamientos, provocando pérdidas económicas considerables. Afortunadamente existen diferentes medios de protección siendo los más comunes los que atenúan o reducen la amplitud de la sobretensión drenándola a tierra, en sistemas de distribución para las líneas y equipos en media tensión, es decir hasta 34.5 kV se está imponiendo el uso generalizado de apartarrayos, sin embargo para que la protección sea adecuada se necesita una conexión lo suficientemente buena para drenar las sobretensiones a tierra.

1.- ORIGEN DE LAS SOBRETENSIONES

Las sobretensiones pueden ser de origen externo, es decir producidas por descargas atmosféricas (rayos) o de origen interno, por maniobra de apertura o cierre de interruptores, fallas a tierra, etc.

1.1.- CLASIFICACION DE LAS SOBRETENSIONES

Se pueden clasificar por su duración como transitorias o temporales es decir de corta o larga duración, los principales tipos de sobretensión son producidas por:

a).- Descargas atmosféricas.- Este tipo de fenómenos es la causa del mayor número de fallas en los equipos y circuitos expuestos a la intemperie, como son las líneas aéreas y subestaciones. Se producen generalmente en las tormentas y vienen acompañadas por lluvia y viento, la intensidad de las corrientes del rayo puede llegar hasta 200,000 amperes con un potencial estimado de 10 a 15 millones de volts, el tiempo de duración del rayo varia-

PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCION
CONTRA SOBRETENSIONES

del orden de unos cuantos microsegundos. En la ciudad de México en unas mediciones efectuadas se encontró que el promedio de las descargas va de 8 - kA para el Norte, 14 kA para el Centro y 20 kA para el Sur. La longitud de la trayectoria del rayo puede variar alrededor de varios kilómetros, 3.5 - en promedio, y puede inducir potenciales en las líneas hasta en 10 km. Las descargas se producen entre nubes, nube y tierra y dentro de la misma nube. La que nos interesa es la de nube a tierra y hay cuatro variantes.

Descendente	Negativo
Descendente	Positivo
Ascendente	Negativo
Ascendente	Positivo

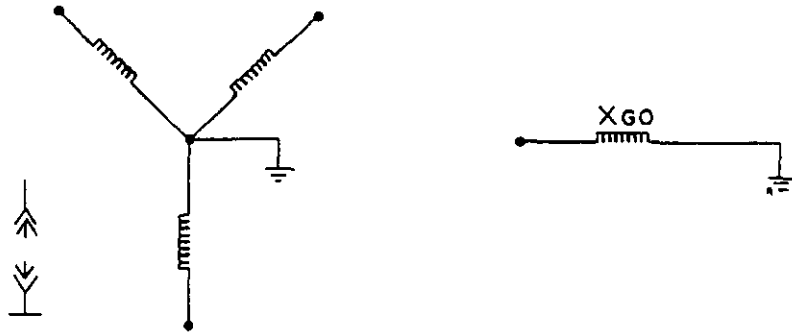
Como se producen los rayos, no está completamente definido, pero tiene que ver con las corrientes de aire ascendentes y descendentes, incluso pueden existir en tormentas de arena, de nieve, de hielo y hasta en explosiones nucleares.

b).- Maniobras de interruptores.- Cuando se abre o cierra un interruptor en un sistema energizado se conectan o desconectan cargas inductivas o capacitivas provocando sobretensiones en el sistema pudiendo durar algunos ciclos es decir del orden de los milisegundos, este tipo de sobretensiones alcanza valores máximos de 3 veces la tensión nominal.

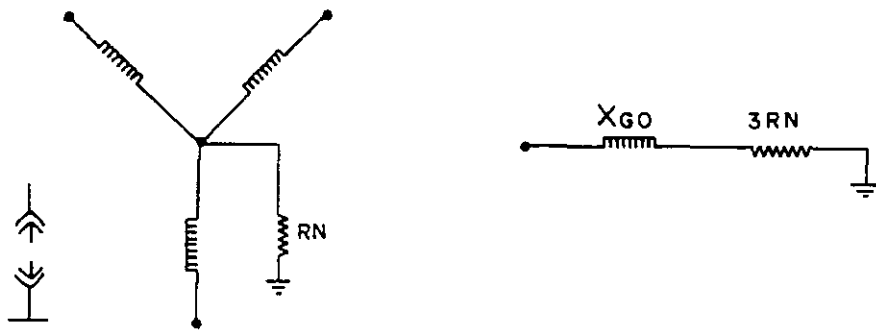
c).- Fallas monofásicas a tierra.- Al presentarse una falla de fase a tierra el voltaje tiende a elevarse en las fases no falladas, a la frecuencia nominal, el valor de la sobretensión depende del tipo de aterrizado del neutro del sistema.

Para que una falla a tierra exista es necesario que el sistema esté aterrizado, es decir que por lo menos un conductor o un punto sea conectado a tierra, lo cual se puede hacer directamente o a través de una impedancia, los tipos de sistema de aterrizado del neutro más comunes son:

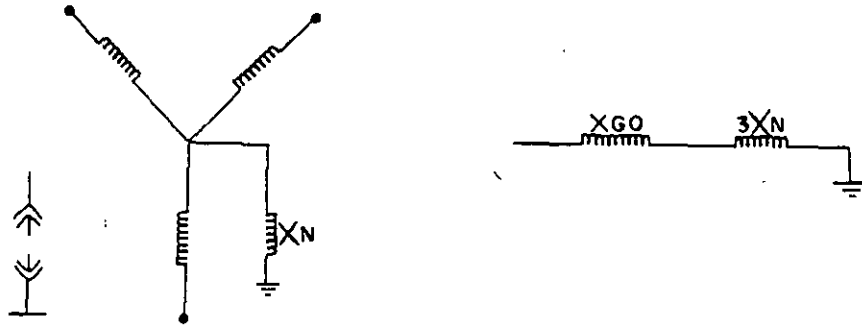
Sólidamente aterrizado.- Este sistema consiste en conectar en forma adecuada el neutro a tierra, sin instalar para ello impedancia alguna.



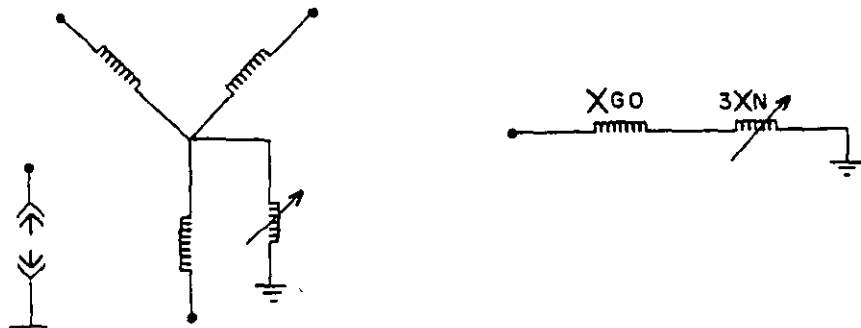
Aterrizado a través de una resistencia.



Aterrizado a través de una reactancia.



Aterrizado a través de un neutralizador de falla a tierra.- El método consiste en instalar un reactor con un valor alto de reactancia entre el neutro del sistema y tierra.



No aterrizado.- Este caso se menciona debido a que es importante enfatizar que para la contingencia de una línea a tierra, ésta tendrá una impedancia muy grande.

En todos los casos anteriores tenemos que:

X_{G0} = Reactancia de secuencia cero del generador o transformador.

X_n = Reactancia de aterrizamiento del generador o transformador.

R_n = Resistencia de aterrizamiento del generador o transformador.

1.2.- CLASIFICACION DE SISTEMAS

De acuerdo con la conexión a tierra del neutro de un sistema y de las sobretensiones que se presentan ante fallas de fase a tierra, se tiene la clasificación mostrada en la tabla siguiente:

SISTEMA CLASE	NEUTRO DEL SISTEMA	RANGO DE LA RELACION DE IMPEDANCIA		COEFICIENTE DE ATERRIZAMIENTO	
		X_0 / X_1	R_0 / X_1	V/E_n	V/E
A	SOLIDAMENTE ATERRIZADO (Sin impedancia entre el neutro y tierra)	—	—	1.31	0.75
B	ATERRIZADO A TRAVES DE UNA IMPEDANCIA	0 a 3	0 a 1	1.40	0.80
C	ATERRIZADO A TRAVES DE UNA IMPEDANCIA	3 a ∞	1 a ∞	1.73	1.00
D	AISLADO (NO ATERRIZADO)	-40 a -∞	—	1.90	1.10
E	AISLADO (NO ATERRIZADO)	0 a -40	—	—	—

CLASIFICACION DE SISTEMAS DE ATERRIZAMIENTO

- X_1 = REACTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA
- X_0 = REACTANCIA DE SECUENCIA CERO
- R_0 = RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO
- V = MAXIMO VOLTAJE DE FASE A TIERRA EN LAS FASES NO FALLADAS, DURANTE UNA FALLA DE FASE A TIERRA
- E = VOLTAJE NORMAL DEL SISTEMA DE FASE A FASE (RMS)
- E_n = $E/1.73$ = VOLTAJE DE FASE A TIERRA

EJEMPLO:

Ocurre una falla en el siguiente sistema:

Estrella con un neutro a tierra a través de una impedancia.

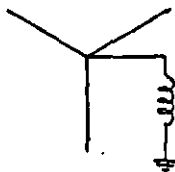
$E = 23 \text{ kV}$ entre fases.

$E_n = 23 / \sqrt{3} \text{ kV}$ fase-tierra.

Tipo C

$X_0/X_1 > 3$

$R_0/R_1 > 1$



El voltaje máximo a la frecuencia del sistema que se presenta en el momento de la falla en las fases falladas será:

De la tabla tenemos:

$V/E = 1$ ó $V/E_n = 1.73$

$V = 1 \times E = 23 \text{ kV}$ ó $V = 1.73 \times (23/1.73) = 23 \text{ kV}$

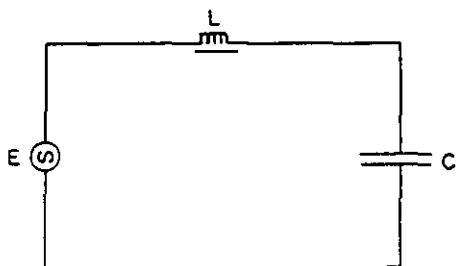
O sea que el voltaje de fase a tierra será en ese momento igual al voltaje entre fases. Por lo que para seleccionar el apartarrayos adecuado se tendrá que escoger un valor nominal superior a 23 kV (24 y 27 kV).

1.3.- FERRORRESONANCIA

Pertenece a las sobretensiones del inciso "b", pero lo tratamos por separado debido a su importancia, es un fenómeno indeseable que provoca sobrevoltajes que pueden dañar los aislamientos, este fenómeno se empieza a mencionar desde 1914, en los treinta se investiga, ya en los sesentas se incrementó la aparición de este tipo de problemas en forma alarmante, debido al empleo de sistemas subterráneos, es decir con el uso de cables conectados a transformadores y operación de interruptores o cuchillas en forma monopolar. O sea que este fenómeno se presenta generalmente al momento de la - - apertura o cierre de la fuente de alimentación al no operar las tres fases al mismo tiempo, debido a la capacitancia de las líneas a tierra y la inductancia no lineal de los devanados del transformador, que forman un circuito serie, el cual puede tener un valor que propicie la falla, este valor se da cuando la reactancia capacitiva iguala a la reactancia inducti-

va, la no linealidad la da el núcleo del transformador de ahí el nombre de ferrorresonancia, los sistemas subterráneos tienen mayor capacitancia a tierra, por lo que son más susceptibles a este tipo de fallas.

El circuito ferrorresonante está caracterizado por un circuito serie, con un núcleo de acero, no lineal, una inductancia, una capacitancia, excitados por una fuente de voltaje alterna, como se muestra en la figura:



CIRCUITO TÍPICO FERRORRESONANTE

La reactancia de una inductancia varía como una función del flujo de corriente.

La ferrorresonancia se presenta en diversos aspectos como son:

- Apertura o cierre de interruptores cuando no operan al mismo tiempo sus tres cuchillas.
- Operación de fusibles.

Para prevenir este tipo de problemas existen varios métodos:

- Conectar cargas resistivas al transformador.
- Conectar capacitores.
- Control de las aperturas y cierres de los interruptores.
- Usar transformadores con conexión estrella estrella.
- Incrementar el nivel de aislamiento.
- Limitando la longitud del cable.

1.4.- MEDIOS DE PROTECCION

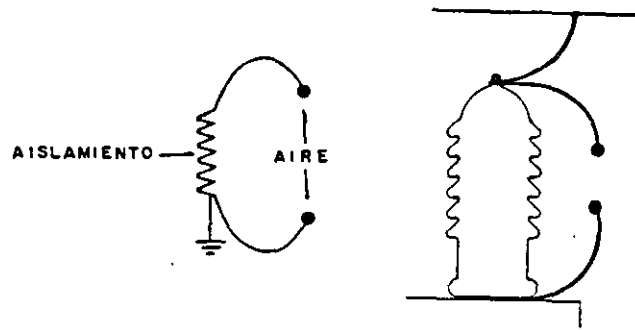
Existen diferentes medios para proteger un sistema eléctrico contra sobretensiones, así tenemos que para descargas directas en las líneas, se pueden proteger en forma adecuada diversificando la energía a través del hilo de guarda y drenándola a tierra.

Cuando la onda de sobretensión se encuentra en la línea se puede reducir en amplitud o también se puede modificar la forma de onda de la sobretensión, a un valor que no dañe a los aislamientos en ambos casos.

La amplitud de la onda se puede reducir por medio de dos elementos diferentes que son; los apartarrayos y los cuernos de arqueo, los apartarrayos mantienen la continuidad del servicio ya que drenan la sobretensión a tierra sin operación de la protección, los cuernos de arqueo al operar pueden hacer funcionar al fusible o a la protección de respaldo en la subestación. La onda de voltaje se puede modificar por medio de inductancias, capacitancias y resistencias que se colocan en la línea, sin embargo son de poco uso, los equipos de protección más comunes son:

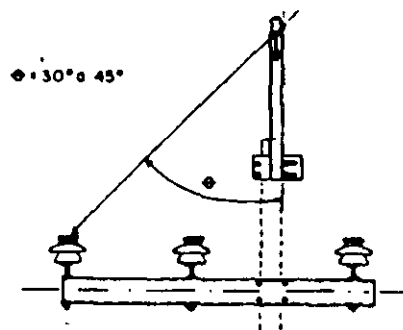
a).- Cuernos de arqueo.- Consiste de dos electrodos, generalmente esféricos que se conectan entre la línea y tierra respectivamente, con una cierta separación donde solo hay aire, al presentarse una sobretensión lo suficientemente grande como para romper el dieléctrico se produce un arco, evitando el daño en los aislamientos. Presenta el inconveniente que al operar, la tensión de la línea va a tierra, lo que requiere una protección de respaldo y cuando opera interrumpe el servicio disminuyendo la confiabilidad del sistema.

La respuesta eléctrica de los cuernos de arqueo es lenta y varía con la forma de onda del voltaje, su calibración presenta muchos problemas y actualmente están cayendo en desuso.



CUERNOS DE ARQUEO

b).- Hilo de guarda.- Consiste de un conductor desnudo que se coloca por arriba de la línea y tiene dos funciones principales, intercepta las descargas directas, drenándolas a tierra y distribuye la corriente producida por la descarga en dos o más trayectorias. La protección del hilo de guarda abarca el espacio comprendido en un prisma triangular cuya arista superior está situada a lo largo del cable. La altura del hilo de guarda que se requiere está en función de la distancia que se quiere proteger y va de 30° a 45° con respecto a la vertical como se muestra en la figura siguiente:



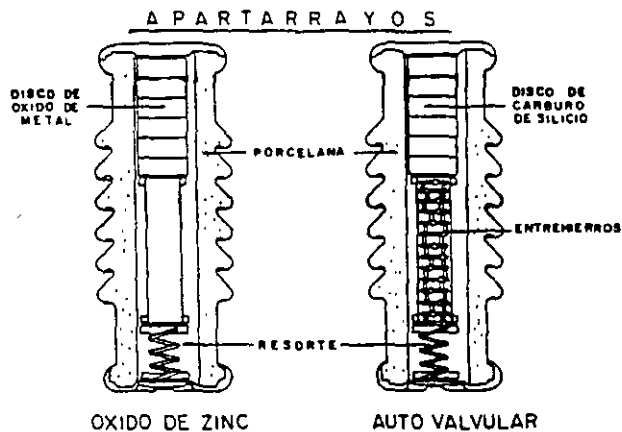
LINEA DE 23 KV. CON HILO DE GUARDA

c).- Apartarrayos.- Es un elemento no lineal que a tensiones normales se comporta como un aislador debido a su resistencia variable que a mayor tensión menor resistencia, la función del apartarrayos es drenar las sobretensiones que pueden dañar a los equipos sin interrumpir el servicio, actualmente existen dos tipos de apartarrayos:

Tipo autovalvular.- El elemento no lineal está formado por pastillas de carburo de silicio, también lleva un conjunto de entrehierros en serie.

Tipo óxido metálico.- Está desplazando rápidamente al apartarrayos autovalvular ya que no necesita entrehierros debido a la alta no linealidad de las pastillas de óxido metálico, principalmente óxido de zinc. Su principal aplicación se da en la protección de equipos subterráneos ya que debido a sus cualidades puede protegerlos si se coloca en la transición aéreo-subterráneo, actualmente se instala en fraccionamientos, unidades habitacionales, industrias grandes etc.

Este tipo de apartarrayos siempre está conduciendo ya que no tienen entrehierros pero su corriente es muy pequeña, aproximadamente un miliamper.



1.4.1.- PRINCIPALES CAUSAS DE FALLAS EN LOS APARTARRAYOS

Los apartarrayos como todos los equipos están sujetos a fallas, siendo las principales:

Sobrecorrientes.- Los apartarrayos clase distribución están diseñados para drenar corrientes de 5000 amperes y una corriente mayor puede dañarlos.

Envejecimiento.- Los apartarrayos tienen una vida útil determinada que va a depender del uso y condiciones a que se someta.

Contaminación.- La porcelana está expuesta al medio y cuando este es contaminante puede dañar a los apartarrayos provocando flameos externos.

Vandalismo.- Es común que los apartarrayos reciban impactos en la porcelana siendo mayor la incidencia en áreas rurales.

1.4.2.- SELECCION DE LOS APARTARRAYOS

La selección de los apartarrayos adecuados en un sistema, implica la elección de un voltaje nominal y una clase determinada, el voltaje nominal es un índice de un sobrevoltaje temporal permisible en las terminales del apartarrayos, sin que este opere. Hay cuatro clases de apartarrayos: Estación, Intermedio, Distribución y Secundario.

El de clase estación se usa solamente para subestaciones ya que su costo es muy elevado.

El de clase intermedio tiene su aplicación en zonas con nivel cerámico alto, es decir, donde las descargas atmosféricas son frecuentes y de alta energía, también han encontrado su aplicación para proteger sistemas subterráneos, subestaciones rurales, etc.

El de clase distribución como su nombre lo indica se aplica en sistemas de distribución donde el diseño económico es importante.

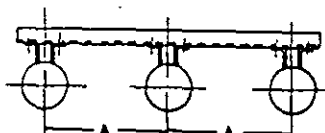
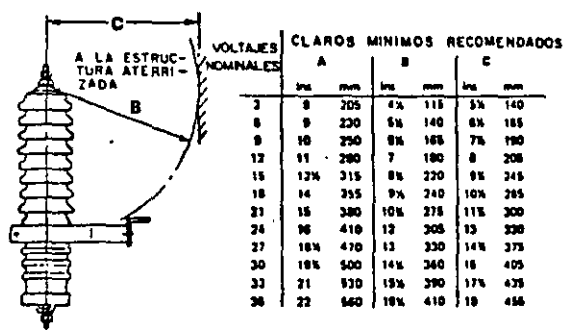
La clase secundaria se usa en tensiones reducidas menores a 1000 Volts y su aplicación no se ha generalizado todavía.

El voltaje adecuado del apartarrayos es aquel que cuando ocurre una falla de fase a tierra, no opera al elevarse la tensión en las fases no falladas. Pero al haber una sobretensión de otro tipo debe operar antes de que el aislamiento sufra algún daño.

1.4.3.- CONEXION

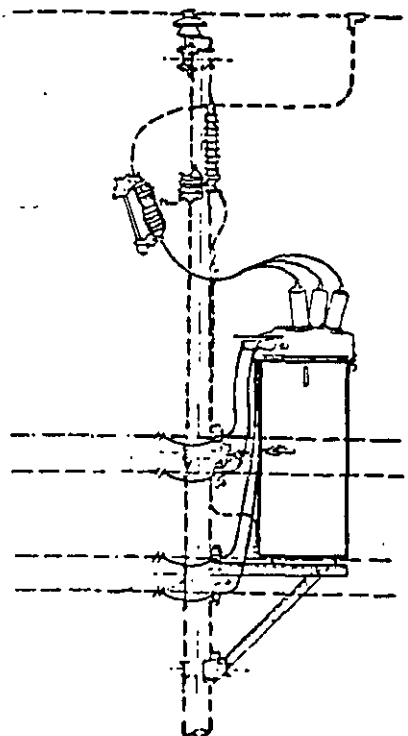
La conexión del apartarrayos es un aspecto muy importante ya que si no es adecuada provoca fallas en el sistema o simplemente no opera cuando se requiere, el apartarrayos debe conectarse a tierra en su base con un valor máximo de 25 Ohms a tierra, en la Compañía de Luz y Fuerza la bajada a tierra del apartarrayos se conecta también al tanque del transformador y al neutro de baja tensión, es decir, se usa el método de los tres puntos.

Las distancias mínimas de separación en las conexiones se dan en la figura siguiente:



CLARO MINIMO ENTRE LOS CENTROS DE LAS FASES

Además es importante que el apartarrayos esté ubicado lo más cerca posible al transformador o al equipo que se protege, sin embargo debe colocarse entre el cortacircuitos fusible y la línea para que al drenar las sobretensiones a tierra no opere el fusible ya que además el costo de este y su tiempo de reposición baja la confiabilidad del servicio.



CONEXION DEL TRANSFORMADOR

1.4.4.- APLICACION

Los apartarrayos se deben instalar en sitios donde exista un equipo a proteger tal como:

Salida de alimentadores.

Cables puente.

Línea aérea.

Transformadores.

Seccionadores.

Restauradores.

Capacitores.

Acometidas subterráneas a servicios particulares.

Acometidas subterráneas a redes en anillo abierto.

2.- COORDINACION DE AISLAMIENTOS EN REDES DE DISTRIBUCION

Para dar una protección adecuada a los equipos es necesario evitar que las

sobretensiones alcancen un valor que puedan dañar los aislamientos. La coordinación consiste del proceso de comparación entre el nivel de tensión que los aislamientos son capaces de resistir sin sufrir daño alguno y el voltaje máximo esperado o permitido por los apartarrayos, voltaje de descarga al frente de onda y tensión residual, para apartarrayos de óxido de zinc solo la tensión residual ya que no existe voltaje de descarga.

2.1.- COORDINACION DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADORES DE LINEAS AEREAS DE DISTRIBUCION

Este tipo de transformadores son los más elementales, generalmente van montados en postes, no incorpora ningún elemento de protección contra sobretensiones ni contra sobrecorrientes, los elementos de protección de este tipo de transformador son externos, básicamente consisten de cortacircuitos-fusible, apartarrayos y en algunos casos cuernos de arqueo.

Existe otro tipo de transformadores de distribución, el tipo autoprotegido, que incorpora en la misma unidad los elementos de protección contra sobrecorrientes y contra sobretensiones, lo cual facilita su instalación, dando mayor confiabilidad y mejora su aspecto estético. Su funcionamiento se basa en el principio de acercar las protecciones lo más posible a los aislamientos para su mejor funcionamiento, este tipo de transformadores encuentra su principal aplicación en sistemas rurales por lo que en general son monofásicos.

Los elementos de protección del transformador del tipo poste autoprotegido son:

Fusible de expulsión en alta tensión.- Montado en la parte interior de la boquilla de alta tensión que desconecta al transformador de la línea en el caso de una falla interna.

Interruptor de baja tensión.- Localizado bajo el nivel de aceite, prote-

giendo al transformador contra sobrecargas y cortocircuitos en baja tensión, la manija es externa y puede operarse manualmente o con pértiga.

Apartarrayos.- Se conectan al tanque sólidamente, la separación entre el apartarrayos y la boquilla de alta tensión en este tipo de transformadores es mínima.

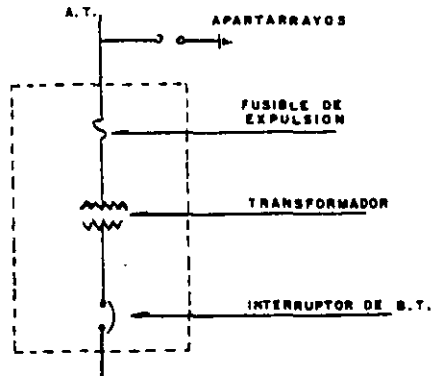


DIAGRAMA DEL TRANSFORMADOR AUTO PROTEGIDO

2.2.- TRANSFORMADORES USADOS EN CIRCUITOS SUBTERRANEOS DE DISTRIBUCION

Este tipo de transformadores generalmente se encuentran en lugares accesibles al público y personal de mantenimiento, se instalan en jardines, banquetas, estacionamientos, bóvedas, etc. Por lo que representan un peligro si las protecciones no son las adecuadas, por lo que se da mayor cuidado en su instalación, los principales tipos de transformador son:

a).- Tipo pedestal.- Va sobre un pedestal, de ahí su nombre, su apariencia debe ir de acuerdo al lugar donde se instala, generalmente en áreas verdes, zonas residenciales (DRS) y comerciales (DCS), básicamente es un transformador autoprotegido, integrado a un gabinete donde se alojan las terminales de alta y baja tensión, instrumentos y dispositivos de maniobra y protección contra sobrecorrientes.

Se está tratando de integrar la protección contra sobretensiones, es decir colocar apartarrayos dentro del gabinete, con terminales tipo codo y apartarrayos de óxido de zinc, aprovechando el tamaño más corto de este tipo -

de apartarrayos.

Las protecciones que llevan este tipo de transformadores son:

Interruptor secundario de baja tensión y fusible de expulsión con fusible-limitador de corriente de rango parcial en alta tensión.

Fusible de expulsión y fusible limitador de corriente de rango parcial en alta tensión.

Fusible secundario en baja tensión con fusible limitador de rango completo en alta tensión.

Fusible limitador de corriente en alta tensión.

Los dos primeros arreglos son los más comunes, las capacidades son 45, 75, 112.5, 150, 225 y 300 kVA.

b).- Tipo sumergible.- Este tipo de transformador tiene como principal característica el de instalarse en bóvedas bajo el nivel del suelo, por lo que debe trabajar en condiciones críticas de agua y lodo. Por esta característica la tapa, los accesorios, boquillas, registro de mano, manijas de operación, deben estar herméticamente sellados, ser de frente muerto y estar debidamente aislados. Las bóvedas pueden localizarse en banquetas, jardines, plazas, etc., con una rejilla o registro la cual impide el acceso a personas no autorizadas y al mismo tiempo ayuda en la disipación del calor que genera el transformador evitando que se caliente y sufra deterioro o envejecimiento.

Existen dos tipos de transformadores sumergibles, uno del tipo autoprotegido en el que todos los accesorios de seccionalización, protección, cambiador de derivaciones y boquillas de alta y baja tensión se localizan en la cubierta con el fin de facilitar las maniobras de inspección y operación desde la superficie sin que sea necesario entrar a la bóveda. El segundo -

tipo de transformador sumergible es uno que no es autoprotegido que normalmente cuenta con desconetador primario y garganta en baja tensión y es necesario entrar a la bóveda para sus maniobras de inspección y operación. En ambos tipos, no se puede colocar apartarrayos y es necesario protegerlos desde la transición aéreo subterránea, las capacidades son: 300, 500 y 750 kVA en 23 kV y 200, 400 kVA en 6 kV.

c).- Tipo subestación interior.- Tiene gran aplicación en instalaciones donde existe alta densidad de carga y donde hay gran concentración de personas como son: edificios públicos, cines, teatros e industrias en general. Este tipo de transformador se acopla a tableros, formando subestaciones unitarias, lugar donde se instalan las protecciones tanto de sobrecorrientes como de sobretensiones, siendo las más comunes: fusibles limitadores, fusibles de expulsión con silenciador, relevadores de sobrecorriente y apartarrayos.

El transformador puede ser alimentado de una red subterránea o de una red aérea a través de una acometida.

2.3.- MARGEN DE PROTECCION

Es la relación entre el nivel de voltaje de los aislamientos y el nivel de voltaje que permite el apartarrayos, para los apartarrayos autovalvulares se calcula en el momento de la descarga y cuando la tensión residual alcanza su valor máximo, en el apartarrayos de óxido de zinc solo se calcula con la tensión residual ya que no tiene tensión de descarga porque siempre está conduciendo. Las fórmulas del margen de protección para circuitos en líneas aéreas son:

$$MP_1 = \frac{1.15 \text{ NBAI} - TD}{TD} \times 100$$

$$MP_2 = \frac{\text{NBAI} - (TR + TC)}{TR + TC} \times 100$$

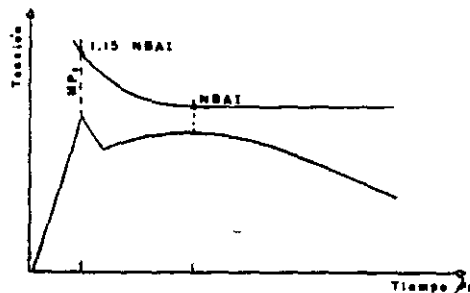
Donde:

NBAI.- Nivel básico de aislamiento al impulso.

TD.- Tensión de descarga del apartarrayos.

TR.- Tensión residual del apartarrayos.

TC.- Tensión en el cable.



CURVA QUE MUESTRA LA COORDINACION DE LOS AISLAMIÉNTOS Y SU MARGEN DE PROTECCIÓN.

Las fórmulas de margen de protección para circuitos subterráneos son:

$$MP_1 = \frac{1.15 \text{ NBAI} - 2TD}{2TD} \times 100$$

$$MP_2 = \frac{\text{NBAI} - 2(\text{TR} + \text{TC})}{2(\text{TR} + \text{TC})} \times 100$$

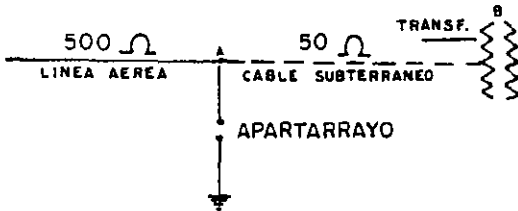
Los valores de margen de protección mínimos recomendados son: 20% para líneas aéreas y 10% para instalaciones subterráneas.

Cuando una onda de sobretensión entra al circuito subterráneo y encuentra una impedancia muy alta en su trayectoria, como es el devanado de un transformador, tiende a duplicar su valor. Los diagramas de Lattice son un método gráfico que nos ayuda a demostrar lo anterior, de ahí que las fórmulas del margen de protección para circuitos subterráneos se vean afectadas por un 2. En el siguiente ejemplo se dan valores típicos de impedancias de línea aérea y cable subterráneo así como la velocidad de la onda.

Impedancia de línea aérea de 450 a 500

Impedancia del cable de. 25 a 75 Ω
 Velocidad en línea aérea 300 m/ms
 Velocidad en onda en cable 150 m/ms

Consideremos el siguiente circuito:



El punto A es el punto de transición entre línea aérea y cable subterráneo, donde generalmente se localizan los apartarrayos. Al llegar una onda de sobretensión el apartarrayos la debe drenar a tierra, quedando un voltaje residual que depende de la energía de la onda a mayor corriente a tierra mayor tensión residual, este voltaje penetra al circuito subterráneo donde queda atrapado y como puede atenuarse y no causar problemas, también puede duplicarse y causar daños a los aislamientos de los cables, transformadores, codos, etc.

Las fórmulas de Lattice son:

$$K_t = \frac{2Z_1}{Z_1 + Z_2} = \frac{2 \times 50}{50 + 500} = 0.18$$

$$K_r = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2} = \frac{500 - 50}{500 + 50} = 0.82$$

COEFICIENTES	PUNTO	
	A	B
Kt	0.18	0
Kr	0.82	1

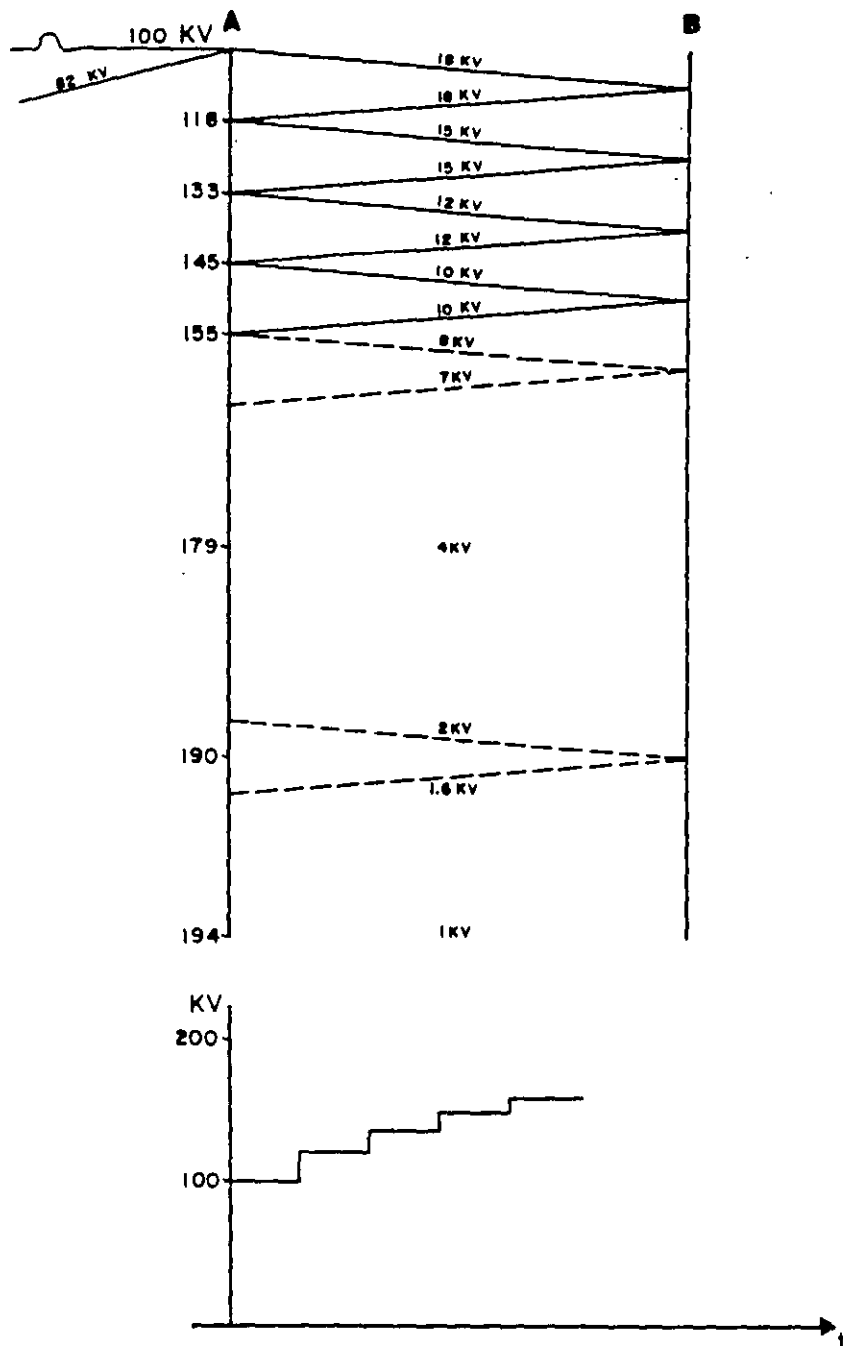


DIAGRAMA DE LATTICE

Ejemplo:

Supongamos que a un circuito subterráneo penetra una onda de sobretensión de 100 kV y la longitud entre A y B es de 150 m tenemos:

$$V = 150 \text{ m}/\mu\text{s}$$

El tiempo en que la onda llega del punto A al B es de 1 μs por lo que la onda se duplica rápidamente.

También la separación entre el transformador o la mufa al apartarrayos afecta el valor de la onda de sobretensión a razón de 5.2 kV por metro.

Cuando ocurre la descarga a tierra de la onda de sobretensión y pasa por los apartarrayos la línea cambia su impedancia de onda característica ya que la capacitancia se afecta en la vecindad de la trayectoria a tierra quedando como una impedancia inductiva.

El voltaje que se desarrolla en el conductor por el flujo de la corriente es igual a:

$$V = LD \quad di/dt$$

Donde:

V = Voltaje del conductor.

L = Inductancia del conductor (puede asumirse 1.3 $\mu\text{H/m}$).

D = Longitud en metros.

di/dt = Cambio de la corriente de la onda con el tiempo (puede asumirse 4000 Amp./ μs).

Desarrollando para un metro de cable:

$$V = 1.3 \mu\text{H/m} \times 4000 \text{ Amp.}/\mu\text{s}$$
$$V = 5200 \text{ volts/m} = 5.2 \text{ kV/m}$$

Si la distancia es diferente a un metro basta con hacer la conversión.

2.4.- CALCULOS DE MARGEN DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

2.4.1.- TRANSFORMADOR TIPO POSTE

La protección contra sobretensiones del transformador tipo poste se logra con un juego de apartarrayos, el cual se instala en el mismo poste con una separación de 3 m. y con una tierra efectiva.

Datos del transformador:

Tensión	23000 - 220/127 Volts
Clase	25 kV
NBAI	150 kV

Datos del apartarrayos autovalvular:

Clase	Distribución
Tensión	24 kV
corriente de trabajo	5 kA
TR	Tensión Residual a 10 kA = 80 kV
TD	Tensión de Descarga con frente de onda 1.2 X 50 = 79 kV

Aplicando las fórmulas:

$$Mp_1 = \frac{1.15 \text{ NBAI} - TD}{TD} \times 100$$

$$Mp_2 = \frac{\text{NBAI} - (TR + TC)}{TR + TC} \times 100$$

$$Mp_1 = \frac{1.15 \times 150 - 79}{79} \times 100 = 118\%$$

$$Mp_2 = \frac{150 - (80 + 15.6)}{80 + 15.6} \times 100 = 57\%$$

Como podemos apreciar los valores son superiores a 20% por lo que el transformador está protegido para sobretensiones con corrientes de 10 kA.

2.4.2.- TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL

La protección del transformador tipo pedestal se hace con un juego de apartarrayos en la transición, primero veremos el caso de apartarrayos clase - distribución y posteriormente con apartarrayos clase intermedia. Los avances técnicos indican que los transformadores de este tipo se protegerán con apartarrayos tipo enchufable de ZnO en el transformador.

Datos del transformador:

Tensión	23000 - 220 Y/127 Volts
Clase	25 kV
NBAI	150 kV
Capacidades	45, 75, 112.5, 150, 225, 300 kVA
Distancia entre apartarrayos y-terminal	1 m. (TC = 5.2 kV)

Aplicando las fórmulas:

$$Mp_1 = \frac{1.15 \text{ NBAI} - 2 \text{ TD}}{2 \text{ TD}} \times 100$$

$$Mp_2 = \frac{1.15 \text{ NBAI} - 2 (\text{TR} + \text{TC})}{2 (\text{TR} + \text{TC})} \times 100$$

$$Mp_1 = \frac{1.15 \times 150 - 2 (79)}{2 \times 79} \times 100 = -9\%$$

$$Mp_2 = \frac{150 - 2 (80 + 5.2)}{2 (80 + 5.2)} \times 100 = -12\%$$

Los resultados no son aceptables por lo que efectuaremos el cálculo con —
apartarrayos clase intermedia.

Datos del apartarrayos:

Tipo	Oxido de Zinc
Clase	Intermedia
Tensión	24 kV
Corriente	10 kA
Tensión Residual a 10 kA	62 kV
Marca	Westinghouse Type RMX

Para apartarrayos de óxido de zinc la fórmula del cálculo de margen de pro-
tección es:

$$Mp = \frac{\text{NBAI} - 2 (\text{TR} + \text{TC})}{2 (\text{TR} + \text{TC})} \times 100$$

$$Mp = \frac{150 - 2 (62 + 5.2)}{2 (62 + 5.2)} \times 100$$

$$M_p = \frac{150 - 134.4}{134.4} \times 100 = + 12\%$$

El resultado es favorable ya que es superior al 10% que se recomienda para sistemas subterráneos.

Esta es la razón por la que se están instalando apartarrayos clase intermedia de Óxido de zinc en las transiciones de fraccionamientos, unidades habitacionales, industrias, etc.

2.4.3.- TRANSFORMADOR TIPO SUMERGIBLE

Cuando este tipo de transformadores instalados en bóvedas son alimentados de una red subterránea, la protección contra sobretensiones se efectúa desde la subestación y realmente es difícil que existan sobretensiones inducidas o por descargas atmosféricas sin embargo algunas veces la alimentación viene de una transición por lo que el cálculo para el transformador tipo pedestal es utilizable para este tipo de transformador.

2.4.4.- TRANSFORMADOR TIPO SUBESTACION INTERIOR

En este tipo de transformadores es posible colocar apartarrayos en los gabinetes anexos por lo que la protección contra sobretensiones se logra instalando un juego de apartarrayos en la transición y otro juego de apartarrayos junto al transformador. Si una onda de sobretensión penetra al circuito subterráneo como consecuencia de la descarga del apartarrayos en la transición, tendrá poca energía por lo que la descarga del apartarrayos ubicado en el transformador será de poca energía y por esta razón se pueden instalar apartarrayos para 5 kA y la fórmula del margen de protección varía:

$$M_p = \frac{NBAI - V_{max}}{V_{max}} \times 100$$

$$V_{max} = TR + 0.5 TD$$

PROTECCION DE ESTRUCTURAS CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS.

RESUMEN

Las descargas atmosféricas son fenómenos naturales inevitables, causantes de disturbios y pérdidas irreparables, aunado a esto, el incremento de construcciones elevadas, el uso de equipos de comunicación con antenas, equipos de cómputo, depósitos de combustibles, etc., han creado la necesidad de diseñar mejores protecciones.

En este trabajo se intenta dar una guía de protección contra descargas atmosféricas, abarcando desde diseños elementales para casas de campo hasta diseños especiales para edificios elevados.

INTRODUCCION

Desde hace muchos años, en los inicios de la humanidad, los rayos fueron motivo de temor. En la época del esplendor griego, se creía que el rayo era el arma del Dios Zeus. En este siglo en la década de los 30's, la industria eléctrica empezó a buscar medios de protección con el fin de reducir los efectos dañinos en los sistemas de potencia, y fue a partir de 1960, cuando cobró mayor interés a causa de los accidentes ocurridos en algunas aeronaves.

Las líneas de transmisión y distribución y los equipos eléctricos instalados en ellas no son la excepción y la mayoría de las fallas instantáneas se pueden atribuir a las descargas atmosféricas, siendo además la causa de quemaduras y muertes en personas y animales, incendios en los bosques, daños en equipo de comunicaciones y cómputo, en depósitos de combustible, etc.

La Compañía de Luz y Fuerza del Centro, ha recibido quejas de algunos clientes con servicios en media tensión, (23 kv) que han tenido fallas en sus instalaciones, sugiriendo que ésta ha sido la causante; sin embargo, tras breves análisis, se ha encontrado que el sistema de protección contra descargas atmosféricas de las instalaciones afectadas no es el correcto. Por ejemplo, la falla ocurrida en la Universidad Pedagógica, localizada en la ciudad de México en la Zona Sur. La falla ocurrió en un día de lluvia, escuchándose un estruendo en la subestación del cliente, dañando inclusive las instalaciones telefónicas. Al revisar su sistema de protección contra descargas, se encontró que las puntas y sus conexiones eran adecuadas; sin embargo, la única bajada a tierra había sido cortada. Al caer la descarga, no encontró camino a tierra y brincó de las instalaciones del cliente a las de la Compañía suministradora.

Casos como éste, se han repetido por diferentes razones, frecuentemente.

NATURALEZA DE LAS DESCARGAS

Las descargas atmosféricas popularmente llamadas rayos, representan un peligro para los seres humanos, materiales y equipos en general, y por tanto han sido motivo de amplios estudios ya que por medio de su conocimiento se pueden diseñar mejores protecciones. La fuente más común de las descargas es la separación de la carga eléctrica entre nubes durante las tormentas, iniciando con un rompimiento dentro de la nube. Para que la descarga se realice se necesita un gradiente de potencial lo suficientemente grande como para romper el dieléctrico, ya sea entre nubes, o de nube a tierra, formado por una carga estática que oscila entre 5 y 10 kV por metro con una trayectoria de 3.5 Km. en promedio.

La descarga de nube a tierra es la de interés para estos casos, ya que afecta directamente a las instalaciones.

Existen cuatro tipos:

- DESCARGA ASCENDENTE POSITIVA
- DESCARGA ASCENDENTE NEGATIVA
- DESCARGA DESCENDENTE POSITIVA
- DESCARGA DESCENDENTE NEGATIVA

La descarga descendente positiva es de gran energía y se le conoce como superrayo y por lo general se dan en invierno; son de poca frecuencia. Las descargas ocurren durante las tormentas de arena, hielo, nieve, en erupciones volcánicas, en explosiones nucleares, con cielo limpio y azul.

Las nubes llegan a alcanzar hasta 12 km. de altura y la tormenta dura de media a una hora en promedio con 2 a 3 descargas por minuto. Existen diferentes teorías, por ejemplo la del Dr. Simpson que dice que al elevarse el vapor de agua por el efecto de convección y alcanzar cierta altura donde la temperatura varía entre 0° y -20° C, se forman gotas de agua que al aumentar de tamaño se parten por la acción del viento, dando lugar al proceso de electrificación.

El rayo generalmente se compone por varias descargas sucesivas que pueden alcanzar tiempos hasta de medio segundo; sin embargo, el ojo humano no logra distinguir este fenómeno observándolo como si fuera una sola descarga. Al producirse el trueno, el aire se desplaza súbitamente provocando un ruido característico.

En algunos países como en Estados Unidos y Canadá se tienen mapas cerámicos con datos sobre el número de descargas y sus características; sin embargo, en forma práctica podemos esperar cinco descargas por kilómetro cuadrado - año.

Algunos de los parámetros más comunes de las descargas atmosféricas y que son utilizados en el diseño de las protecciones se dan en la tabla 1:

TABLA 1

CARGA	De décimas a cientos de Coulombs
CORRIENTE	De 20 a 30 kA promedio y hasta 340 kA
POTENCIAL	De 10 a 15 millones de voltios
ANGULO DE INCIDENCIA	De 45° a 90°

Las estructuras elevadas son las más susceptibles para recibir descargas atmosféricas, incluso pueden recibirlas en sus costados cuando superan los 23 metros, debido a esto su protección difiere de las demás.

Los rayos son capaces de originar incendios cuando producen el calor suficiente para generar la ignición de los materiales combustibles o cuando producen un arco en lugares de fácil combustión.

DESCARGAS ARTIFICIALES

Se mencionó con anterioridad que las descargas atmosféricas son fenómenos naturales inevitables, sin embargo, hace muchos años, Benjamín Franklin logró producir una descarga valiéndose de un cometa, por lo que podemos decir que una descarga es artificial si es provocada por el hombre o por algún objeto fabricado por él.

Por medio del radar se detectó que los aviones pueden provocar descargas al introducir un conductor en un campo eléctrico elevado.

Una estructura que tiene 250 m o más tiende a provocar la descarga y a más altura se presentarán mayor número de descargas. Esto quedó demostrado al comparar el número de descargas en dos torres, una de 200 m de altura y otra de 400 m para una misma temporada de lluvias; la primera recibió 2 descargas mientras que la segunda recibió 12 impactos.

En 1963 el vuelo 707 de Boeing a 1,600 m de altura fue impactado por una descarga cerca de ELKTON, MARYLAND causando la muerte de todos sus ocupantes; aparentemente la descarga tocó las alas del avión causando un incendio en el combustible. En 1969 fue lanzado el cohete Apolo 12 en el Centro Espacial Kennedy de Florida. A los 36.5 segundos se provocó una descarga y a los 52 segundos una segunda dañando 9 instrumentos sensores de estado sólido, perdiendo momentáneamente la comunicación, iluminación, etc. En 1987 en Florida, Cabo Cañaveral la nave espacial Atlas Centauro 67 a 4,000 mts. de altura provocó una descarga con sus daños cosecuente. Esto, aunque no es de incumbencia en las estructuras aterrizadas, tiene su importancia debido a la cantidad de recursos económicos que se han destinado al estudio de los fenómenos atmosféricos a partir de estos accidentes.

PROTECCION CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS

Se conoce que la protección contra descargas atmosféricas es necesaria para evitar daños materiales o humanos; sin embargo, las descargas directas no son frecuentes en líneas de distribución o en casas habitación en las ciudades, donde hay edificios elevados que brindan un blindaje natural;

de aquí que hay que hacer una evaluación de la necesidad de protección, tomando en consideración los siguientes parámetros:

- Seguridad del personal
- Ocurrencia de las descargas
- Tipo de construcción
- Contenido
- Riesgo económico
- Grado de blindaje
- Tipo de terreno
- Altura de la estructura
- Exigencias de aseguradoras

La protección contra descargas atmosféricas se logra con dispositivos que captan y derivan los rayos a tierra por una o más trayectorias facilitando el paso de la corriente. Lograr una protección al 100% no es posible, lo ha demostrado la experiencia en líneas de alta tensión. La protección consiste básicamente de tres elementos:

- Punta o electrodo
- Conductor desnudo de bajada
- Electrodo de tierra

Punta o electrodo. Es el elemento encargado de interceptar la descarga ya que se encuentra muy por encima de los objetos a proteger, esta punta es metálica y puede ser hueca o sólida.

Es el único sistema generalmente aceptado por la comunidad científica y los comités de protección contra el rayo, aunque existen otros diseños de electrodos como son: los radiactivos, los activos, etc.

La zona protegida por la punta es en forma de cono, con ligeros arcos de circunferencia de concavidad hacia arriba,

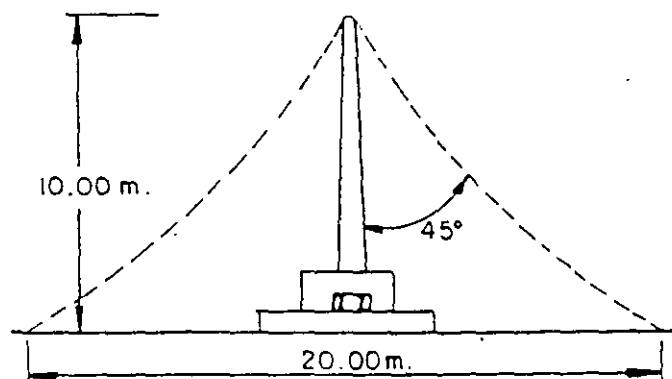


Figura 1 - ZONA DE PROTECCION DE LOS ELECTRODOS

el ángulo de apantallamiento se considera de 45° por la NFPA (National Fire Protection Association) y en el código británico es de 45° para estructuras ordinarias y 30° para casos especiales.

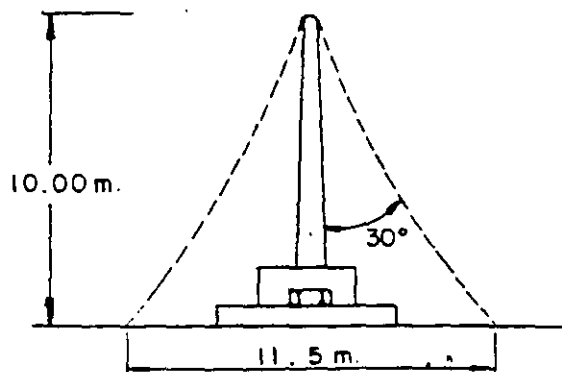


Figura 1A - ZONA DE PROTECCION DE LOS ELECTRODOS

La altura de la terminal aérea no debe ser menor a 25 cm. y con intervalos máximos de 6 m. como se muestra en la figura 2.

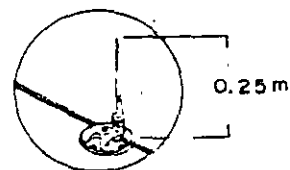
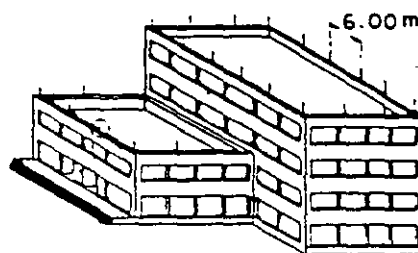


Figura 2 - FORMA DE PROTEGER UN EDIFICIO

La protección se puede colocar de manera que armonice con el perfil y aspecto del edificio.

Conductor de bajada. Es el encargado de conducir la corriente de la descarga a tierra por lo que debe tener un calibre específico, que se verá en detalle para cada caso en particular. La trayectoria a tierra, es decir, los conductores de bajada, por lo menos deben ser dos.

La conexión de la bajada debe ser buena en ambos extremos, en la punta y en el electrodo de tierra, ya que se dan casos en que esta conexión se corroe, se corta ó rompe, etc.

localización de las bajadas depende de la ubicación las terminales aéreas, el tamaño de la estructura protegida, la ruta más directa, la seguridad contra daño o desplazamiento, la localización de cuerpos metálicos, tuberías de agua, el electrodo de tierra y las condiciones del terreno.

La distancia promedio entre bajadas no debe exceder de 30 m. y no deben presentar dobleces con ángulos de 90° o menos, esto se ilustra en la fig. 3.

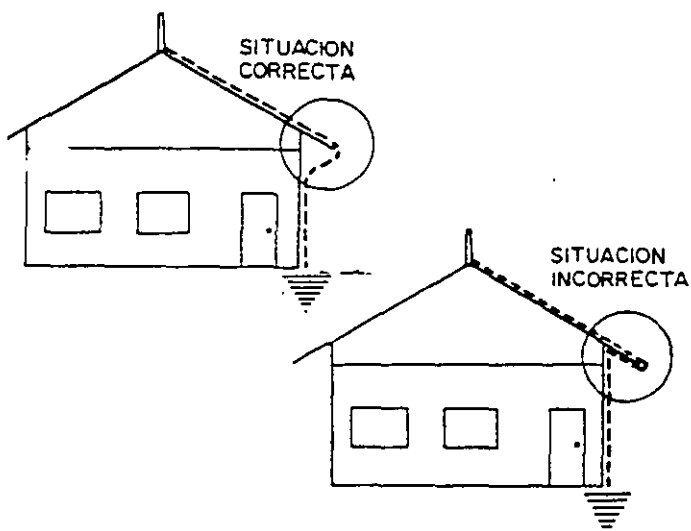


Figura 3 - FORMA DE DAR DOBLES AL CONDUCTOR DE BAJADA

Electrodo de tierra.- Este elemento es tan importante como los anteriores y desgraciadamente no se le da la atención que requiere ya que va enterrado y por tanto, oculto y difícil de revisar, y si a esto le agregamos que en algunos casos existen terrenos de resistividad elevada, el problema se agrava aún más.

El Código Nacional Eléctrico (N.E.C.) recomienda una resistencia a tierra máxima de 25 ohms y el Código Británico 10 ohms como máximo.

Para una resistencia de tierra de 10 ohms, se requieren claros de cerca de 3.3 m. entre el conductor del pararrayos y cualquier tubería de agua u otro servicio. El reglamento N.E.C. no es tan estricto en este aspecto y solo pide 1.83 m.

lograr los valores de resistencia a tierra adecuados en terrenos de alta resistividad. se puede recurrir

a varios métodos de aterrizaje como son:

- Electrodo profundos
- Electrodo múltiples
- Electrodo horizontales
- Electrodo químicos

PROTECCION DE ESTRUCTURAS ORDINARIAS

Las estructuras ordinarias son aquellas que se pueden proteger en forma sencilla como: edificios dedicados a vivienda, casas de campo, comercios, industrias, granjas, residencias, etc. y que no tienen una altura mayor a 23 m.

La protección se logra con un blindaje compuesto por puntas separadas cada 6 m. con una altura de 25 cm. y con dos bajadas a tierra como mínimo.

TERMINAL AEREA	COBRE	Ømm	ALUMINIO	Ømm
SOLIDA	X	9.5	X	12.7
TUBULAR (espesor)	X	15.9 0.8	X	15.9 1.6

CONDUCTOR	COBRE	CALIBRE	ALUMINIO	CALIBRE
PRINCIPAL	X	17 AWG	X	14 AWG
CONEXIONES	X	16 AWG	X	14 AWG

PROTECCION DE ESTRUCTURAS ESPECIALES

Una estructura especial es aquella que requiere de mayores cuidados para su protección, debido a su contenido, uso, altura, etc. tales como: museos, edificios históricos, transmisoras de radio o T.V., antenas de radar, instalaciones de telecomunicaciones, industrias de pintura, papel, textiles, huleras, químicas, refineras, hospitales, depósitos de combustibles, polvorines, edificios elevados o que en su interior contengan equipos sensibles, etc.

Los edificios que tienen más de 23 metros de altura tienen el riesgo de recibir descargas en sus costados, y los de 250 m. o más propician las descargas.

Los materiales usados en la protección deben cumplir con los siguientes requisitos:

TERMINAL AEREA	COBRE	Ømm	ALUMINIO	Ømm
SOLIDA	X	12.7	X	15.9

CONDUCTOR	COBRE	CALIBRE	ALUMINIO	CALIBRE
PRINCIPAL	X	15 AWG	X	13 AWG
TONES	X	17 AWG	X	14 AWG

PROTECCION DE TORRES DE TELECOMUNICACION

Las torres de telecomunicación son estructuras elevadas por lo que están expuestas con mayor frecuencia a descargas atmosféricas, su protección se logra considerando a la torre como un electrodo en sí, ya que estas se construyen con metal. Las siguientes recomendaciones son necesarias para minimizar los daños.

- Tener baja resistencia en las uniones de las secciones de las torres.
- Los cables deben ir por el centro de la torre ya que la corriente del rayo fluye por la parte externa.
- Cualquier equipo en la base de la torre se debe aterrizar al mismo sistema de la torre.
- La resistencia a tierra de sus electrodos debe ser menor a 10 ohms.

PROTECCION DE GRANDES EDIFICIOS

La protección de estos edificios se logra en forma convencional con una punta colocada en la parte superior y amarrada a la armadura o estructura del edificio, en el momento de la descarga todos los metales se encuentran al mismo potencial evitando gradientes peligrosos. Se deben de conectar a tierra todos los metales tales como tuberías, pantallas de los cables, ductos de ventilación, tierras y carcazas de subestaciones internas, etc.

Cada bajada conductora debe aterrizar en su base alejada de la construcción y si es posible a mayor profundidad de la cimentación, las zapatas de las columnas suelen ser tierras efectivas.

Debe existir buena continuidad en el armado o en la unión de las viguetas de acero, desde su base hasta la punta. Una de cada dos columnas deben conectarse a tierra y al distancia máxima entre tierras no debe exceder de 18 m.

El valor recomendado de resistencia a tierra para una buena protección es de 10 ohms y si existen equipos que no se pueden o quieren aterrizar, deben tener una

separación a las bajadas de tierra de por lo menos 1.83 m. según la NFPA 78.

Para alturas mayores de 250 m. el número de descargas se incrementa significativamente como se mencionó anteriormente.

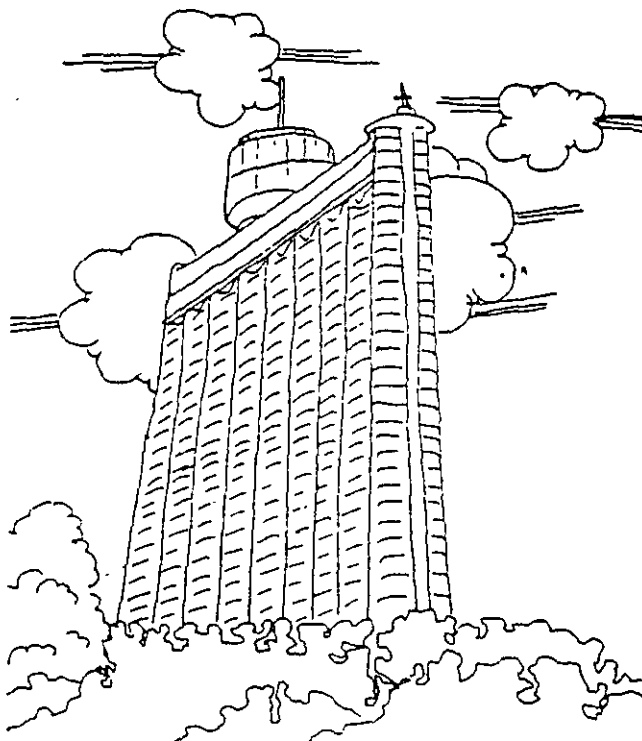


Figura 4 - EDIFICIO ELEVADO

PROTECCION DE DEPOSITOS DE COMBUSTIBLE

La protección adecuada de este tipo de estructuras se puede lograr por dos caminos diferentes: blindando las estructuras para interceptar las descargas y darles un camino a tierra alejado del combustible ó utilizando los propios depósitos metálicos como camino a tierra, ya que se comportan como una jaula de Faraday.

En ambos casos es necesario seguir algunas recomendaciones. A pesar de esto se han presentado accidentes en diferentes partes del mundo y en la mayoría de los casos la causa fué el arqueo en los medidores de temperatura, por lo que hay que poner atención especial en los conductores de control que entran o salen de los depósitos.

Para blindar los depósitos existen dos criterios: el de la NFPA que exige 45° y el Británico que es más exigente con 30°. Otra alternativa es con una separación de 3 m. entre los conductores que forman el blindaje y los

depósitos, como se muestra en la figura 5:

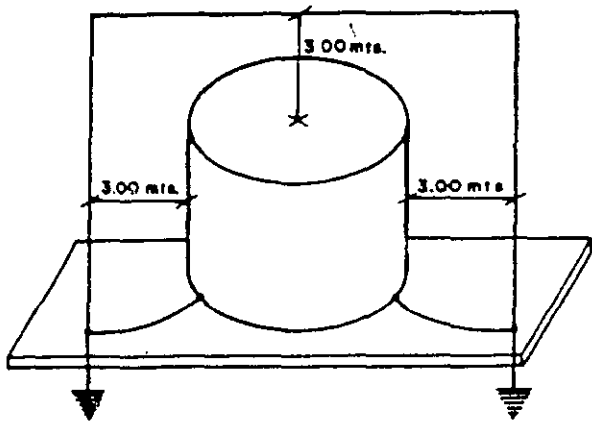


Figura 5 - DEPOSITO DE COMBUSTIBLE CON BLINDAJE

Si no se utiliza el blindaje y se usa el depósito como conductor, debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Espesor máximo de acero de 4.7 mm.
- Las juntas y conexiones de entrada deben tener continuidad eléctrica.
- No debe haber fugas de ningún tipo.
- Debe estar bien aterrizado.

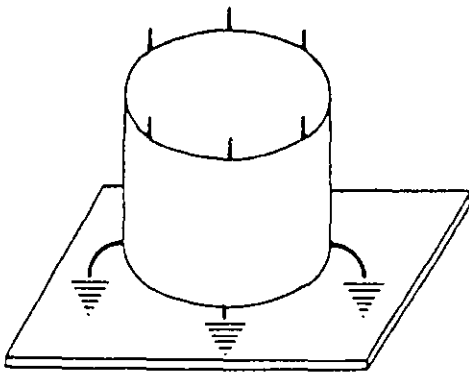


Figura 6 - DEPOSITO DE COMBUSTIBLE QUE UTILIZA EL TANQUE COMO CONDUCTOR

PROTECCION DE ARBOLES

Los árboles son la causa de un gran número de muertes, esto se debe principalmente a las personas que se tratan de proteger de la lluvia. El árbol, al tener mayor altura atrae las descargas, se forma un arco entre las ramas y

pasando la corriente por el cuerpo humano. Es recomendable proteger los árboles cuando estos están por encima de las estructuras que se quieren proteger.

La forma correcta en que se deben proteger se muestra en la figura 7:

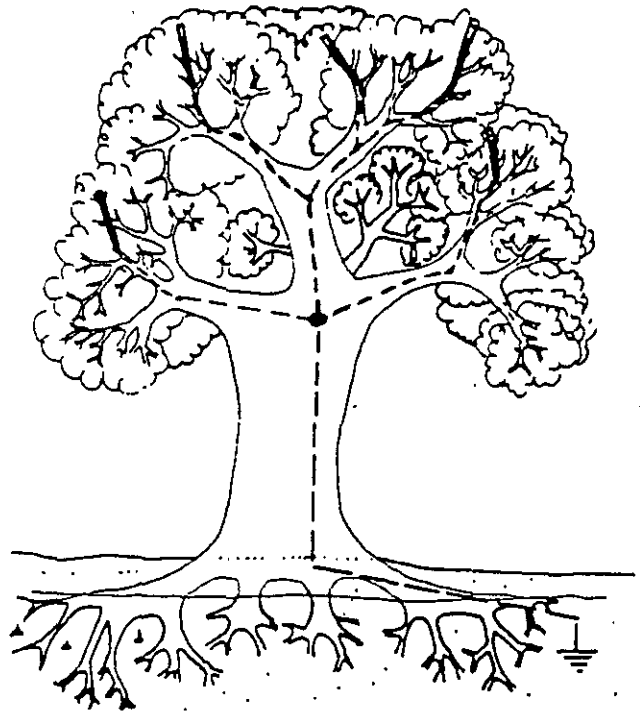


Figura 7 - PROTECCION DE ARBOLES

RECOMENDACIONES

Una protección total es difícil de obtener en la mayoría de los casos; sin embargo, si se siguen las recomendaciones dadas por los reglamentos establecidos, se puede tener la seguridad de que las fallas por efectos de descargas serán mínimas y la protección se puede resumir a tres conceptos básicos:

- Un objeto conductor debe atraer la descarga intencionalmente.
- Se debe establecer una trayectoria con baja impedancia para facilitar el camino de la descarga.
- Se debe garantizar siempre una resistencia de tierra baja.

REFERENCIAS

- 1.- DARVENIZA MAT.
"LIGHTNING AND OVERVOLTAGE PROTECTION"
ELECTRICAL ENGINEER
MARCH 1989
- 2.- DARVENIZA MAT.
"LIGHTNING AND OVERVOLTAGE PROTECTION"
ELECTRICAL ENGINEER
MAY 1989
3. LIQUIFIED NATURAL GAS
NFPA 59 A
1985 EDITION
- 4.- LIQUIFIED PETROLEUM GASES
AT UTILITY GAS PLANTS
NFPA 59
1989 EDITION
- 5.- LIGHTNING PROTECTION CODE
NFPA 78
1986 EDITION
- 6.- N E C (National Electrical Code)
1987 EDITION
- 7.- PETER HASSE
PROTECCION DE LAS INSTALACIONES DE B.T.
CON APARATOS ELECTRONICOS FRENTE A SO
BRETENSIONES.
- 8.- MARTIN A.
NATURAL AND ARTIFICIALLY INITIATED LIGHT
NING AND LIGHTNING TEST STANDARDS.
- 9.- BALDOMERO GONZALEZ SANCHEZ
TECNICAS DE PROTECCION CONTRA EL RIESGO
ELECTRICO EN INSTALACIONES DE BAJA TEN
SION.
- 10.- A. M. G. MINTO B.
LIGHTNING PROTECTION OF BUILDINGS
ISSUE 16 - 1983
- 11.- RODNEY B. BENT
SURGE AND TRANSIENT PROTECTION AND
LIGHTNING WARNING SYSTEMS.
PARTS I, II, III.
- 12.- GUILLERMO LOPEZ MONROY
APLICACIONES PRACTICAS EN REDES DE
DISTRIBUCION
1 RVP-88-CAP. V CURSO TUTORIAL
"SISTEMAS DE CONEXION A TIERRA EN
SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA".

INDICE

	Página.
INTRUDUCCION.	1
CAPITULO UNO.- El suelo como un conductor de la electricidad.	6
1.1.- Resistividad del suelo.	6
1.2.- Tipo de suelo.	7
1.3.- Contenido de humedad y sales.	7
1.4.- El tamaño del grano y su distribución	8
1.5.- Temperatura.	8
1.6.- Medición de la resistividad.	9
1.6.1.- Método de Wenner.	9
1.6.2.- Método de Lee.	11
1.6.3.- Método del electrodo central.	12
1.7.- Resistencia a tierra.	13
1.8.- Medición de resistencia a tierra.	14
1.9.- Características de algunos materiales.	15
1.9.1.- Róca.	16
1.9.2.- Tepetate.	16
1.9.3.- Arena.	17
1.9.4.- Relleno sanitario.	17
1.10.- Ejemplos resueltos.	18
1.11.- Cuestionario y problemas.	24

CAPITULO DOS.- Potenciales peligrosos.	28
2.1.- Corrientes de fibrilación.	29
2.2.- Potenciales de toque o de contacto.	30
2.3.- Potencial de paso.	32
2.4.- Potenciales transferidos.	32
2.5.- Duración de falla (t).	33
2.6.- Ejemplos resueltos.	33
2.7.- Cuestionario y problemas.	38
CAPITULO TRES.- El electrodo de puesta a tierra.	41
3.1.- Electrodo múltiples.	44
3.1.1.- Dos electrodos en paralelo.	45
3.1.2.- Tres electrodos en línea recta.	47
3.1.3.- Tres electrodos en delta.	48
3.1.4.- Cuatro electrodos en línea recta.	49
3.2.- Electrodo horizontales.	51
3.2.1.- Cable sencillo enterrado horizontalmente.	51
3.2.2.- Cable en ángulo recto.	53
3.3.- Electrodo profundos.	55
3.3.1.- Varillas de Copper-Weld.	55
3.3.2.- Suelo duro.	55
3.4.- Electrodo químicos.	56
3.4.1.- Bentonita.	57
3.4.2.- Método de Sanik.	58
3.4.3.- Resinas sintéticas.	58
3.5.- Ejemplos resueltos.	59
3.6.- Cuestionario y problemas.	

CAPITULO CUATRO.-	Diseño de sistemas de tierras.	68
4.1.-	Sistemas de tierras en baja tensión.	69
4.2.-	Diseño de una red de tierras para mediana tensión.	71
4.3.-	Parámetros necesarios para el cálculo de una red de tierras.	73
4.3.1.-	Máxima corriente de la red de tierras (I_r).	73
4.3.2.-	Tipos de fallas a tierra.	74
4.3.3.-	Efecto de la resistencia en la falla.	76
4.3.4.-	Efecto de tuberías y cables enterrados directamente.	76
4.3.5.-	Peor caso de falla.	76
4.3.6.-	Efecto de cambios futuros.	77
4.4.-	Resistencia de la malla de tierra.	77
4.5.-	Selección del conductor.	79
4.5.1	Material.	79
4.5.2.-	Calibre del Conductor.	80
4.5.3.-	Selección de uniones.	82
4.6.-	Calibre del Conductor.	83
4.7.-	Diagramas de flujo para diseñar una red de tierras.	83
4.8.-	Cálculo de los voltajes máximos de paso y malla.	88
4.9.-	Algunas consideraciones sobre diseño de sistemas de tierras.	89
4.9.1.-	Baja tensión.	90
4.9.2.-	Mediana tensión.	91
4.10.-	Ejemplos resueltos.	94
4.11.-	Cuestionario y problemas.	112

250-79	Puente de unión principal y del equipo.	133
250-80	Puenteados en sistemas de tubería.	135
H.-	Sistemas de electrodos de puesta a tierra.	136
250-81	Sistemas de electrodos de puesta a tierra.	136
250-83	Electrodos artificiales.	138
250-84	Resistencia a tierra de electrodos artificiales.	141
250-86	Uso de electrodos de pararrayos.	141
J.-	Conductores de puesta a tierra.	142
250-91	Material.	142
250-92	Instalación.	144
250-93	Sección transversal del conductor de puesta a tierra de sistemas de corriente directa.	146
250-94	Sección transversal del conductor del electrodo de puesta a tierra de sistemas de corriente alterna.	147
250-95	Sección transversal de los conductores de puesta a tierra de equipos.	150
250-97	Alumbrado de realce.	151
K.-	Conexiones del conductor de puesta a tierra.	153
250-112	Al electrodo de puesta a tierra.	153
250-113	A conductores y equipos.	153
250-114	Continuidad y fijación del conductor de puesta a tierra del equipo de los circuitos derivados a las cajas.	154
250-115	Conexión a los electrodos.	155
250-117	Protección de la fijación.	156
250-118	Superficies limpias.	156
250-119	Identificación para alambrados de terminales de equipos.	156
L.-	Transformadores de medición, relevadores, etc.	156

250-121	Circuitos de transformadores de medición.	156
250-122	Cajas para transformadores de instrumento.	157
250-123	Cajas para instrumento, medidores y relevadores que funciones con tensión menor a 1000 V.	157
250-124	Cajas de instrumentos, medidores y relevadores que funcionen con tensiones de 1 kV o más.	158
250-125	Conector de puesta a tierra de instrumentos.	158
M.-	Puesta a tierra de sistemas y circuitos de tensión de kV o más (alta tensión).	159
250-150	Disposiciones generales.	159
250-151	Sistemas con neutro derivado.	159
250-152	Sistemas con neutro sólidamente puesta a tierra.	159
250-153	Sistemas con neutro a tierra a través de una impedancia.	160
250-154	Puesta a tierra de sistemas que alimentan equipos portátiles o móviles.	161
250-155	Puesta a tierra de equipos.	162
Artículo 2103.-	Métodos de puesta a tierra.	163
2103-1	Objetivo y campo de aplicaciones.	163
A.-	Punto de conexión del conductor de puesta a tierra.	163
2103-2	Sistemas de corriente directa.	163
2103-3	Sistemas de corriente alterna.	164
2103-4	Cables mensajeros y retenidas.	165
2103-5	Corrientes en el conductor de puesta a tierra.	166
2103-6	Conexión a tierra de cercas metálicas	167
B.-	Conductores de puesta a tierra y medios de conexión.	167

2403-2	Características del Sistema de tierras.	186
2403-3	Puesta a tierra de cercas metálicas.	188
2403-4	Puesta a tierra de rieles y tuberías de agua.	189
2403-5	Puesta a tierra de partes no conductoras de corriente.	189
2403-6	Conexión a tierra durante separaciones.	190
2403-7	Detectores de tierra.	190
	Cuestionario.	191
CAPITULO SEIS.- Varios.		193
6.1.-	Corrosión en los sistemas de tierras.	193
6.1.1.-	Corrosión por efecto galvánico.	193
6.1.2.-	Protección contra la corrosión.	195
6.1.3.-	Protección catódica.	197
6.1.4.-	Fuente de corriente para la protección catódica.	199
6.1.5.-	Potencial del medio ambiente.	202
6.1.6.-	Media celda.	203
6.1.7.-	Resistividad del medio.	204
6.2.-	Tierras de seguridad.	205
6.2.1.-	Sistemas aéreos.	205
6.2.2.-	Sistemas de distribución subterráneos.	207
6.3.-	Tierras para pararrayos.	209
BIBLIOGRAFIA BASICA.		211

INTRODUCCION

En los inicios del uso de la electricidad en forma comercial, los sistemas de puesta a tierra se usaban para tener un voltaje más de referencia, con el transcurso del tiempo se le han encontrado otras aplicaciones, actualmente se utilizan para limitar las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a fenómenos transitorios en los circuitos, a contactos accidentales de mayor tensión así como para limitar la diferencia de potencial a tierra del circuito durante su operación normal, una conexión sólida a tierra facilita también la operación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente, en casos de falla a tierra. De hecho, también los dispositivos de protección contra sobretensiones, necesitan de una conexión a tierra para su correcta operación, dispositivos como los apartarrayos, el hilo de guarda, los cuernos de arqueado etc.

En los diseños de las redes de tierra se están teniendo mayores cuidados ya que el uso generalizado de los sistemas de cómputo y comunicaciones, en sí equipos con componentes electrónicos no se pueden permitir elevaciones de potencial pues este tipo de elementos se dañan con la menor elevación de potencial, alrededor de 300 volts, peor aún, en los sistemas de cómputo, con un impulso de sobretensión se puede introducir un dato erróneo, lo cual puede ser más perjudicial que si dañara el equipo.

Los sistemas de tierra se emplean en subestaciones de potencia, en plantas generadoras, en líneas de transmisión, en sistemas de

distribución. En este libro solo tratamos los sistemas de distribución que abarcan desde la baja tensión hasta 34 500 Volts. Sin embargo, los principios que aquí se describen son aplicables a los demás sistemas.

En las subestaciones de potencia la red de tierras se forma por una cuadrícula de cobre desnudo enterrado a una profundidad que va de 50 a 100 cm. con electrodos conectados y enterrados en forma irregular, preferentemente en las orillas y en ocasiones la cuadrícula es más cerrada en las orillas y en las esquinas.

En las plantas generadoras el proceso es similar pero dado que los lugares que ocupan son mucho más grandes que las de las subestaciones, la cuadrícula es muy abierta, en lugares como patios, almacenes, etc. Siendo cerrada en la subestación y dentro de la casa de máquinas.

En las líneas de transmisión se utilizan las tierras en cada torre ya que el hilo de guarda se conecta a la estructura y de la estructura pasa a la tierra, los métodos usuales son; arreglo de varillas, electrodos horizontales o colocando un conductor de cobre desnudo alrededor de la base de la torre.

En sistemas de distribución se utilizan diferentes diseños, donde se tienen dos categorías, principalmente; mediana tensión y baja tensión.

Los diseños para mediana tensión se basan principalmente en evitar los potenciales peligrosos, mientras que los diseños de baja

tensión, denominados, como tierra física, se basan en el valor de resistencia a tierra.

En este concepto de la resistencia a tierra en las normas actuales tienen ciertas contradicciones, por ejemplo; El Reglamento de Instalaciones Eléctricas en el capítulo 2 de baja tensión indica 25 Ohms como máximo de resistencia a tierra y en el capítulo 6 de subestaciones señala 10 a 1 ó lo más bajo posible.

A pesar de esto, los fabricantes de computadoras exigen un Ohm máximo y los fabricantes de conmutadores 3 ó 5 Ohms, es decir, no hay un criterio unificado sobre el diseño del sistema de tierras.

Para complicar más la situación no es lo mismo diseñar una red de tierras en terreno húmedo, que en terreno compuesto por roca, mientras que el primero tiene un costo casi despreciable el segundo puede llegar a tener un costo muy elevado.

Un gran número de fallas en baja tensión, sobre todo donde existen sistemas de cómputo, se deben a una mala conexión de la tierra física, es común conectar invertidos el neutro y la tierra física, ya que ambos no llevan potencial en condiciones normales.

En mediana tensión, sobre todo en alimentadores aéreos, cuando las tierras no son adecuadas, los apartarrayos no funcionan en forma correcta, dando como consecuencia que se dañen los equipos y materiales, por sobretensiones, sobre todo en época de lluvias. Esto trae como consecuencia una mala confiabilidad del servicio.

periódicas de resistencia cada año, durante la época de estiaje, es decir la época mas seca del año.

Se incluyen algunos aspectos relevantes sobre las normas de baja y mediana tensión, con el objeto de aclarar algunos aspectos un poco complicados.

Este libro tiene como objetivo que los ingenieros electricistas se familiaricen con los sistemas de tierra ya que la información existente se encuentra muy dispersa, y aún existen incongruencias entre los reglamentos y las exigencias de los fabricantes de equipos. Es necesario seguir estudiando los sistemas de tierras y llevar estadísticas de los equipos fallados para en un futuro próximo establecer un criterio unificado.

CAPITULO 1

EL SUELO COMO CONDUCTOR DE LA ELECTRICIDAD

En los sistemas con neutro a tierra el suelo se comporta como un conductor, más aún, en los sistemas denominados SWER (Sistema de Retorno por Tierra) el suelo es un conductor.

Las características del suelo son tan diferentes en este aspecto, que hay suelos que no conducen la electricidad, es decir, son aislantes, por otro lado hay suelos que son buenos conductores de la electricidad como los suelos húmedos.

Para conocer que tan buen conductor de la electricidad es el suelo, es necesario conocer su resistividad o resistencia específica, las rocas, la arena y suelos secos tienen alta resistividad, es decir, no conducen la electricidad, los suelos con alto contenido de humedad tienen baja resistividad. Por lo tanto, es necesario conocer la resistividad del terreno para poder efectuar un diseño adecuado del sistema de tierras.

1.1.- RESISTIVIDAD DEL SUELO

La resistividad también conocida como resistencia específica, es la propiedad que tiene el suelo para conducir electricidad, la cual está determinada por el tipo de suelo, el contenido de humedad del mismo, su composición química y la temperatura entre otros factores.

La resistividad se mide en Ohms-metro, Ohms-centímetro, etc. Existen dos formas para determinarla, una es empírica mediante tabulación y conocimiento del terreno y la otra efectuando la medición directamente en el terreno.

Una clasificación general es:

Tierra orgánica húmeda	10 Ohms-metro.
Tierra húmeda	100 Ohms-metro.
Tierra seca	1000 Ohms-metro.
Roca	5700 Ohms-metro.

Algunos factores que determinan la resistividad del suelo son :

1.2.- TIPO DE SUELO

En la Ciudad de México en general el suelo es heterogéneo, teniendo zonas localizadas como: Roca en el Sur, Tepetate y Arena en el Poniente, Tierra húmeda en el Oriente, Roca o Tepetate en el Norte etc. No se tiene un mapa con el tipo de terreno bien definido y el tipo de suelo puede cambiar de características en unos cuantos metros de separación.

1.3.- CONTENIDO DE HUMEDAD Y SALES

Este aspecto es el más importante para que un suelo sea conductor de la electricidad, y el porcentaje de agua del suelo depende del contenido de arcilla, materia orgánica, clima, lugar, época del año etc. la arena no retiene la humedad y como resultado tiene una resistividad alta, las arcillas retienen la humedad y son

conductoras de la electricidad, por ejemplo, el caso de la bentonita, que es una arcilla que retiene agua varias veces su volumen.

El agua con alto contenido de sales es buena conductora de la electricidad por el contrario el agua sin sales (agua destilada) es poco conductora, por lo que podemos decir que entre mayor contenido de sales tenga el suelo húmedo mayor conductor de la electricidad será.

1.4.- EL TAMAÑO DEL GRANO Y SU DISTRIBUCION

El tamaño del grano y su distribución es importante en la conducción eléctrica ya que si se tienen granos con grandes espacios se reduce el área de contacto mientras que si se tienen granos con diferentes tamaños los espacios son pequeños y aumenta el área de contacto llenando el agua el resto, por ejemplo las rocas no tienen espacios y el agua no penetra lo que le da una alta resistividad, siempre que no tenga alto contenido de partículas metálicas.

1.5.- TEMPERATURA

El agua a temperaturas bajas es mala conductora y la resistividad de un terreno está en función del contenido de humedad, por lo que en zonas frías la resistividad puede ser grande.

1.6.- MEDICION DE LA RESISTIVIDAD

1.6.1.- METODO DE WENNER.

Para efectuar la medición de resistividad del suelo es necesario hacer circular una corriente por el mismo, el método más usual es el de Frank-Wenner denominado también

"de los cuatro electrodos", el equipo de medición utilizado es el megger de tierra y la medición se efectúa como se muestra en la (fig. 1).

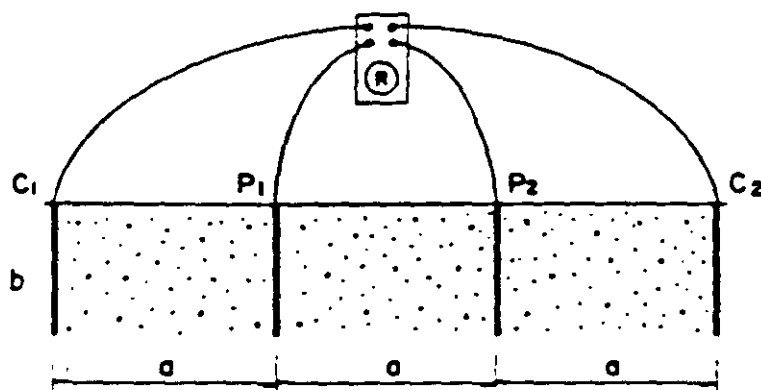


Fig. 1.- Método de Wenner o de los 4 electrodos

ρ = Resistividad en Ohms-metro

a = Separación entre electrodos en metros

b = Profundidad

R = Lectura de megger en Ohms

Se recomienda una relación:

$$\frac{a}{b} \geq 20$$

Donde "b" es generalmente de 50 cm. y "a" de 10 metros.

Entonces la resistividad será:

$$\rho = \frac{4 \pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}}$$

pero si $a \gg b$

entonces:

$$\rho = 2 \pi a R$$

Nota:

Se deben efectuar varias mediciones dependiendo del tamaño del terreno.

El método de Wenner a pesar de que se publicó en el año de 1915 continúa vigente, y los métodos diferentes para medir la resistividad que se han desarrollado se basan en su teoría. Cabe aclarar que este método es para un suelo homogéneo, esto quiere decir que cuando el suelo es de una sola capa se pueden efectuar mediciones de resistividad con diferentes separaciones de electrodos y el valor de resistividad será el mismo.

Si el suelo es heterogéneo, es decir, cambia sus propiedades a cierta profundidad en dos o más capas entonces la medición de resistividad cambiará con la separación de los electrodos.

Otros métodos son :

1.6.2.- METODO DE LEE.

Consiste en enterrar cinco electrodos como se muestra en la figura (2), en la medición solo se utilizan cuatro, circulando una corriente en los extremos y midiendo la caída de potencial en A y B o en B y C, la resistividad estará dada por:

$$\rho = 4\pi a R_{AB}$$

$$\rho = 4\pi a R_{BC}$$

tiene la ventaja de poder efectuar dos mediciones y si los resultados difieren el suelo no es homogéneo en la parte superficial.

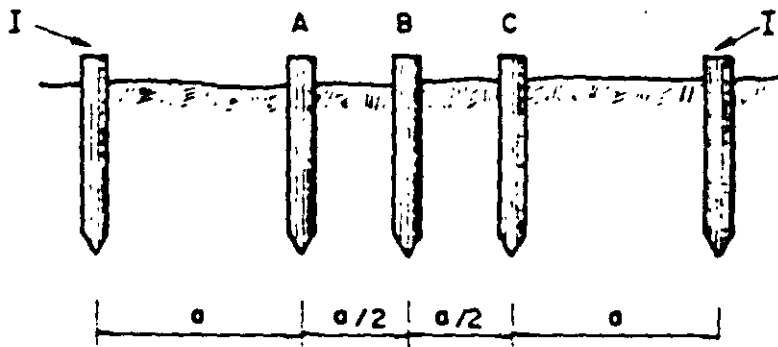


Fig. 2.- Método de Lee

1.6.3.- METODO DEL ELECTRODO CENTRAL.

Es una variante del método de Wenner y si hay que efectuar varias mediciones solo se mueven dos electrodos, mientras que en el de Wenner se mueven los cuatro, la resistividad estará dada por:

$$\rho = \frac{2\pi a(a+b)R}{b}$$

El arreglo se muestra en la figura (3).

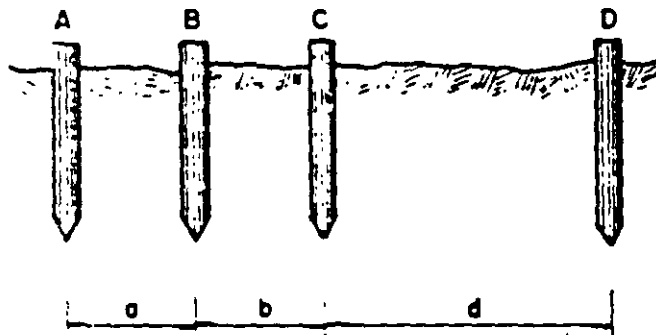


Fig. 3.- Método del electrodo central

En la configuración de Wenner el arreglo de electrodos usual se basa en circular una corriente por los extremos midiendo un potencial en los electrodos centrales (C P P C), se puede tener otro arreglo de electrodos como se muestra en la siguiente tabla.

ARREGLO DE ELECTRODOS	FORMULA DE RESISTIVIDAD
C P P C P C C P	$e_1 = 2\pi a R_1$
C C P P P P C C	$e_2 = 6\pi a R_1$
C P C P P C P C	$e_3 = 3\pi a R_1$

1.7.- RESISTENCIA A TIERRA

El suelo es un conductor eléctrico y su conductividad es baja comparada con los metales que son buenos conductores.

La resistencia a tierra de un electrodo está dada por la suma de varias resistencias; la de contacto en las conexiones, las propias del electrodo, la del electrodo y el medio que lo rodea y por último la que presenta el terreno, de todos estos factores solo la que presenta el terreno es apreciable ya que las tres primeras son muy bajas en comparación.

1.8.- MEDICION DE RESISTENCIA A TIERRA

El método aquí descrito es el de "la caída de tensión". Consiste en circular una corriente entre dos electrodos fijos, uno auxiliar (C2) y el otro el de prueba (C1), midiendo la caída de tensión entre otro electrodo auxiliar (P2) y el electrodo bajo medición (P1), este segundo electrodo auxiliar (P2) se va desplazando y conforme se mueve se van tomando lecturas y graficando hasta obtener una figura como la siguiente (fig. 4)

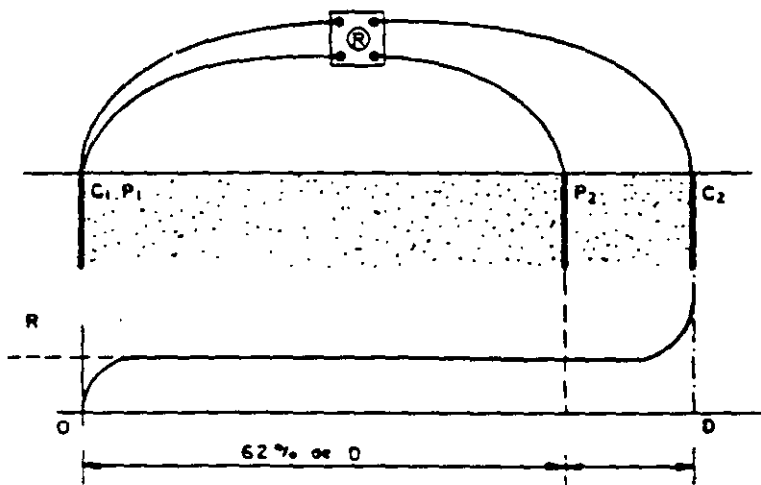


Fig. 4.- Método de la caída de tensión

El valor de resistencia a tierra de la red es el que se obtiene en la intersección del eje de resistencia (R) con la parte paralela de la gráfica al eje de las distancias (D).

Si la curva no presenta un tramo paralelo, quiere decir que la distancia escogida no es suficiente.

Actualmente se encuentran equipos de medición que traen tres bornes de prueba, con cables calibrados a cierta distancia y se conectan de la siguiente manera; verde al electrodo de prueba (C1 P1), amarillo al electrodo auxiliar (P2) y rojo al electrodo auxiliar (C2).

Este método ha sido probado con éxito en grandes sistemas de tierra como lo es el de la central nuclear de Laguna Verde. Consiste en colocar el electrodo auxiliar (P2) a 62 % de la distancia en que se encuentra (C2).

La lectura en estos casos es directa. En los casos en que el electrodo bajo prueba se encuentra conectado de alguna forma al hilo de guarda, será necesario desconectarlo para efectuar la medición, aunque existen equipos que no requieren de esto, pero su costo es elevado y se justifica cuando se mide la resistencia a tierra de las torres de líneas de transmisión.

1.9.- CARACTERISTICAS DE ALGUNOS MATERIALES.

Como ya se vió algunos materiales son buenos conductores de la electricidad y otros son malos, incluso, casos como el tepetate que es buen conductor pero que tiene una dureza demasiado grande y el problema radica en la introducción de las varillas.

1.9.1.- ROCA.

Existen tres tipos de roca:

Roca Volcánica.- la cual es producto de erupciones y se encuentra sobre todo en formaciones montañosas, la Ciudad de México se encuentra dentro del cinturón volcánico mexicano, por lo cual existen zonas con este tipo de roca.

Roca sedimentaria.- este tipo de roca se formó con la sedimentación de sales y no necesariamente se encuentra en el fondo de los mares, ya que algunas montañas han emergido y este tipo de rocas se puede encontrar en la ciudad de México, por ejemplo el cerro del Tenayo que está compuesto por roca roja de este tipo.

Roca metamórfica.- está formada por una composición de las dos anteriores.

1.9.2.- TEPETATE

El Tepetate que en Náhuatl significa "Cama de piedra" está considerado como una roca, aunque no entra en la clasificación anterior, se formó de la sedimentación de las cenizas volcánicas, y en realidad es una arcilla pero que con el calor excesivo de las erupciones se convirtió en piedra.

El Tepetate se encuentra en la zona del cinturón volcánico mexicano.

Su principal característica es su dureza al impacto o a la penetración, verificando un trabajo, consistente de colocar 12 varillas Copper-Weld para poner a tierra igual número de juegos de apartarrayos, en un alimentador de 23 kV que va por zona compuesta de Tepetate (Condado de Sayavedra) el promedio alcanzado de enterramiento de las varillas no llegó al metro. De hecho, el Tepetate, al estar formado por arcilla, es un buen conductor de la electricidad, sin embargo, dado su dureza, el encargado de introducir la varilla, no tiene otra alternativa que cortar la varilla Copper-Weld. Una solución sencilla consiste de efectuar una perforación previa a la introducción de la varilla.

1.9.3.- ARENA

La arena es muy mala conductora de la electricidad por dos razones, la primera que no retiene humedad y por regla general está muy seca, la segunda, tiene muchos huecos que ocupa el aire.

1.9.4.- RELLENO SANITARIO

El material de relleno por regla general lleva material orgánico, el cual desaparece con el tiempo, dejando grandes huecos, también lleva pedazos de tabique y piedras, por lo que su resistividad no es buena.

1.10.- Ejemplos Resueltos.

A continuación se presentan algunos ejemplos resueltos que muestran una forma clara en que se calcula la resistividad y la resistencia a tierra en base a los resultados de las mediciones de campo.

1.- En un terreno en el cual se construirá una subestación de potencia se tomaron las mediciones de resistividad escogiendo el método de Wenner o de los 4 electrodos de 50 cm de profundidad con una separación en línea recta de 10 metros dando las lecturas siguientes:

$$R_1 = 1.4 \text{ Ohms}$$

$$R_2 = 1.7 \text{ Ohms}$$

$$R_3 = 1.2 \text{ Ohms}$$

$$R_4 = 1.9 \text{ Ohms}$$

Se pide calcular la resistividad promedio.

Respuesta

$$b = \text{profundidad} = 50 \text{ cm}$$

$$a = \text{separación de electrodos} = 10 \text{ m}$$

como $a \gg b$

Entonces:

$$\rho = 2\pi aR$$

$$\rho = 2\pi * 10 * 1.4 = 88$$

$$\rho = 2\pi * 10 * 1.7 = 107$$

$$\rho = 2\pi * 10 * 1.2 = 75$$

$$\rho = 2\pi * 10 * 1.9 = 119$$

—————
SUM 389

$$\rho_{\text{prom}} = \frac{\text{SUM } \rho}{4} = \frac{389}{4} = 97 \text{ Ohms - metro.}$$

2.- En un terreno de 8 x 10 m. de superficie se va a construir una subestación de mediana tensión, se tomaron las siguientes mediciones por el método de Wenner o de los 4 electrodos.

Colocando 4 varillas en línea recta a una profundidad de 40 cm con una separación de 3 metros, dando las lecturas siguientes:

$$R_1 = 6.4 \text{ Ohms}$$

$$R_2 = 7.3 \text{ Ohms}$$

$$R_3 = 6.9 \text{ Ohms}$$

Se pide calcular la resistividad promedio.

Respuesta:

$$b = 40 \text{ cm}$$

$$a = 3 \text{ m}$$

Como "a" no es mucho mayor que "b" se usará la siguiente fórmula:

$$\theta = \frac{4\pi aR}{1 + \frac{(2a)}{\sqrt{(a^2 + 4b^2)}} - \frac{a}{\sqrt{(a^2 + b^2)}}$$

Sustituyendo:

$$\theta = \frac{4 * 3.14 * 3 * R}{1 + \frac{2*3}{\sqrt{(3^2 + 4(0.4)^2)}} - \frac{3}{\sqrt{(3^2 + 0.4^2)}}$$

$$\theta = \frac{4 * 3.14 * 3 * R}{1 + 6/3.10 - 3/3}$$

$$\theta = 19.8 * R$$

$$\theta_1 = 19.8 * 6.4 = 126.7$$

$$\theta_2 = 19.8 * 7.3 = 144.5$$

$$\theta_3 = 19.8 * 6.9 = 136.6$$

SUM 407.8

$$\theta_{\text{prom}} = \frac{407.8}{3} = 136 \text{ Ohms - metro.}$$

3.- Se va a construir una red de tierras para una subestación y se desea conocer la resistividad de dicho terreno para diseñarla en forma adecuada.

Se empleó el método de Lee con 5 electrodos, que se clavaron en línea recta a una profundidad de 40 cm y una separación "a" de 10 cm (ver figura), los valores obtenidos fueron:

lect 1 : $R_{ab} = 2.6 \text{ Ohms}$

$R_{ac} = 2.9 \text{ Ohms}$

lect 2 : $R_{ab} = 2.4 \text{ Ohms}$

$R_{ac} = 2.7 \text{ Ohms}$

lect 3 : $R_{ab} = 2.1 \text{ Ohms}$

$R_{ac} = 2.8 \text{ Ohms}$

Respuesta:

$\rho_s = 4 \quad aR_{ab} = 327 \text{ Ohms - metro}$

$\rho_s = 4 \quad aR_{ac} = 364 \text{ Ohms - metro}$

$\rho_s = 4 \quad aR_{ab} = 301 \text{ Ohms - metro}$

$\rho_s = 4 \quad aR_{ac} = 339 \text{ Ohms - metro}$

$\rho_s = 4 \quad aR_{ab} = 264 \text{ Ohms - metro}$

$\rho_s = 4 \quad aR_{ac} = 352 \text{ Ohms - metro}$

$\text{SUM } \rho = 1947$

$$\text{SUM } \rho / 6 = 326 \text{ Ohms - metro}$$

$$\text{Resultado} = 326 \text{ Ohms - metro}$$

4.- En un terreno en el cual se construirá una subestación de potencia se tomaron medidas de resistividad para el diseño de la red de tierras.

Se empleó el método del electrodo central, con los siguientes datos, profundidad de los electrodos 40 cm, distancia $a = 6 \text{ m}$ y $b = 4 \text{ m}$. las lecturas de resistencia fueron:

$$R_1 = 3.6 \text{ Ohms}$$

$$R_2 = 4.3 \text{ Ohms}$$

$$R_3 = 3.7 \text{ Ohms}$$

$$R_4 = 4.0 \text{ Ohms}$$

Se pide calcular la resistividad promedio.

Solución:

La fórmula es:

$$\rho = \frac{2\pi a(a+b)R}{b}$$

$$\rho = \frac{2 * 3.14 * 6 (6 + 4) * R}{4}$$

$$\rho = 94.2 * R$$

$$\rho_1 = 339 \text{ ohms - metro}$$

$$\rho_2 = 405 \text{ ohms - metro}$$

$$\rho_3 = 348 \text{ ohms - metro}$$

$$\rho_4 = 377 \text{ ohms - metro}$$

$$\text{SUM } \rho = 339 + 405 + 348 + 377 = 1469$$

$$\rho_{\text{prom}} = 1469/4 = 367 \text{ ohms -metro}$$

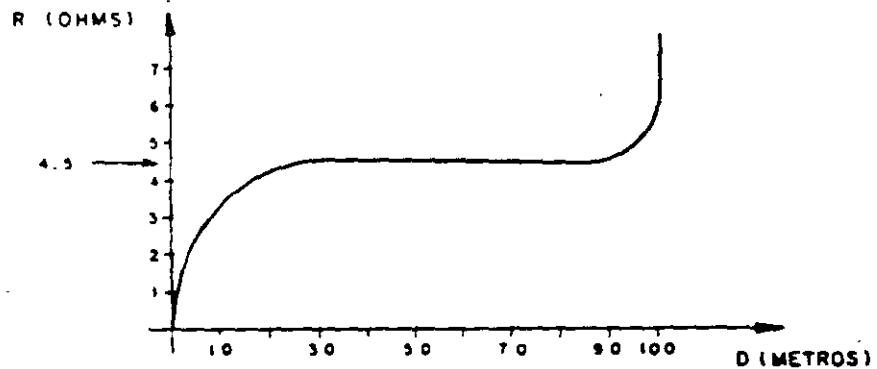
5 .- Se midió una red de tierras y se desea saber si cumple con el diseño, esta red es de una subestación (SE'n) de potencia de media tensión y se requiere que tenga como máximo 5 ohms.

Los valores obtenidos fueron:

D(m)	R(ohms)
0	0
10	3.6
20	4.1
30	4.2
40	4.4
50	4.5
60	4.5
70	4.5
80	4.6
90	5.3
100	12.6

Solución:

Se procede a efectuar la gráfica:



Continuamos la parte horizontal de la curva, hasta cortar el eje de la resistencia obteniendo un valor de :

$$R = 4.5 \text{ ohms}$$

La red de tierra cumple con lo proyectado.

1.11.- Cuestionario y Problemas.

1.- Se tienen 10 lecturas de resistividad efectuadas por el método de Wenner, se quiere saber el valor de la resistividad, para diseñar una red de tierra para equipo de computadoras, en el cual piden una resistencia a tierra máxima de 1 ohm y además que el voltaje máximo entre neutro y tierra física no exceda de 1 volt.

Datos:

$$a = 8 \text{ m}$$

$$b = 40 \text{ cm}$$

$R_1 = 3.4 \text{ Ohms}$	$R_6 = 4.2 \text{ Ohms}$
$R_2 = 3.7 \text{ Ohms}$	$R_7 = 3.3 \text{ Ohms}$
$R_3 = 3.2 \text{ Ohms}$	$R_8 = 4.5 \text{ Ohms}$
$R_4 = 2.5 \text{ Ohms}$	$R_9 = 3.1 \text{ Ohms}$
$R_5 = 3.0 \text{ Ohms}$	$R_{10} = 3.9 \text{ Ohms}$

2.- Se tienen 5 lecturas de megger efectuados por el método de los 4 electrodos, se quiere conocer la resistividad para diseñar una red de tierras:

$R_1 = 1.9 \text{ Ohms}$	$a = 2 \text{ m}$
$R_2 = 2.0 \text{ Ohms}$	$b = 40 \text{ cm}$
$R_3 = 2.1 \text{ Ohms}$	$e = ?$
$R_4 = 2.2 \text{ Ohms}$	
$R_5 = 2.1 \text{ Ohms}$	

3.- Se hicieron 6 mediciones de resistividad en un terreno, en el cual se construirá una red de tierras se desea conocer el valor de resistividad para diseñar dicha red.

El método empleado es el de Lee los valores son los siguientes:

$b = 50 \text{ cm.}$	$a = 10 \text{ m}$
$RAB_1 = 1.6 \text{ Ohms}$	$RBC_1 = 2.0 \text{ Ohms}$
$RAB_2 = 1.7 \text{ Ohms}$	$RBC_2 = 2.3 \text{ Ohms}$

$$RAB_1 = 1.5 \text{ Ohms}$$

$$RAB_2 = 1.4 \text{ Ohms}$$

$$RAB_3 = 1.8 \text{ Ohms}$$

$$RAB_4 = 1.9 \text{ Ohms}$$

$$RBC_1 = 1.6 \text{ Ohms}$$

$$RBC_2 = 1.7 \text{ Ohms}$$

$$RBC_3 = 1.4 \text{ Ohms}$$

$$RBC_4 = 2.0 \text{ Ohms}$$

$$\rho = ?$$

4.- Se efectuaron mediciones de resistividad en un terreno por el método del Electrodo central, se desea conocer la resistividad.

$$a = 3 \text{ m}$$

$$R_1 = 2.6 \text{ Ohms}$$

$$R_2 = 3.1 \text{ Ohms}$$

$$R_3 = 2.4 \text{ Ohms}$$

$$R_4 = 2.9 \text{ Ohms}$$

$$R_5 = 3.0 \text{ Ohms}$$

$$b = 5 \text{ m}$$

$$R_6 = 4.0 \text{ Ohms}$$

$$R_7 = 3.1 \text{ Ohms}$$

$$R_8 = 3.5 \text{ Ohms}$$

$$R_9 = 3.1 \text{ Ohms}$$

$$R_{10} = 2.9 \text{ Ohms}$$

$$\rho = ?$$

5.- Se midió una red de tierras, se desea conocer si es adecuada, se requiere un valor de 5 ohms- máximo.

D [m]	R [ohms]
0	0
5	1.8
10	2.4
15	2.8
20	3.2
25	3.7
30	4.2
35	5.0
40	6.5
45	8.0
50	12.0

6.- Se midió una red de tierras, de un centro de cómputo, se desea conocer si es adecuada.

Los valores obtenidos fueron:

D [m]	R [ohms]
0	0
10	14
20	19
30	26
40	28
50	30
60	28
70	29
80	35
90	42
100	90

CAPITULO 2

POTENCIALES PELIGROSOS

Las personas asumen que cualquier objeto aterrizado puede ser tocado con seguridad, cuando la resistencia a tierra del sistema es baja, es probable que esta creencia ha ocasionado accidentes. No es fácil determinar la relación entre resistencia del sistema de tierras y la corriente máxima, ver la sección (4.3.1), en la cual una persona puede resultar dañada. Incluso una subestación con una resistencia a tierra muy baja puede ser peligrosa bajo ciertas circunstancias.

Las siguientes secciones cubren con detalle los principios y criterios de la protección de los equipos y la vida humana.

Las condiciones que pueden provocar accidentes son:

- 1.- Corriente de falla a tierra muy elevada en relación con el área que ocupa el sistema de tierras y su resistencia a una tierra remota.
- 2.- La resistividad del suelo y la distribución de la corriente puede generar gradientes de potencial elevados en la superficie .
- 3.- La posición de un individuo entre dos puntos con una alta diferencia de potencial.
- 4.- Duración de la falla, el flujo de corriente a través del cuerpo humano por un tiempo suficiente puede causar quemaduras y hasta la muerte.

Cuando ocurre una falla a tierra se pueden presentar potenciales peligrosos que pueden dañar a las personas o a los equipos cercanos a la falla. Estos potenciales son:

Potencial de Toque o Contacto

Potencial de Paso

Potencial Transferido

Antes de mencionar con más detalle cada uno de estos potenciales debemos mencionar algunas consideraciones sobre la corriente de fibrilación.

2.1.- CORRIENTE DE FIBRILACION

Es aquella que se produce al existir una diferencia de potencial entre dos partes del organismo. El potencial tolerable del cuerpo humano está en función de esta corriente, que al circular por el corazón, primeramente le produce una arritmia cardiaca, procediendo a detenerlo por completo causandole la muerte.

De algunos experimentos con animales se determinó la siguiente ecuación.

$$I = \frac{0.116}{\sqrt{t}} \text{ para } 50 \text{ kg} \quad I = \frac{0.157}{\sqrt{t}} \text{ para } 70 \text{ kg.}$$

I = Corriente de Fibrilación

t = Tiempo que circula la Corriente

Esta ecuación no es funcional para tiempos largos o muy cortos.

De algunas mediciones efectuadas se determinaron resistencias promedio de 1000 ohms entre; brazo y brazo, pierna y pierna, brazo y pierna, estos valores pueden cambiar dependiendo de las características del cuerpo humano, tales como; estatura, peso, complexión, sudoración, callosidades, estado de ánimo etc.

Los efectos más comunes de la circulación de la corriente eléctrica por el cuerpo humano son; percepción, contracciones musculares, inconciencia, fibrilación ventricular, bloqueo de los nervios respiratorios y quemaduras. Con un miliamper generalmente se presenta la percepción, que es justo el momento en que se tiene conciencia de que circula una corriente por el cuerpo, generalmente en dedos y manos.

Corrientes de 1 a 6 mA. traen como consecuencia el engarrotamiento de los músculos, es decir se pierde el control de los mismos.

2.2.- POTENCIAL DE TOQUE O DE CONTACTO

Este potencial se presenta cuando se toca una estructura por la cual circula una corriente de falla. Tomando las consideraciones de

corriente de fibrilación y de resistencia del cuerpo humano, el potencial que podemos soportar está dado por la siguiente ecuación:

$$\text{Potencial de Toque} = \frac{116 + 0.17 \text{ @s}}{\sqrt{t}} \quad \text{para 50 kg.}$$

$$\text{Potencial de Toque} = \frac{157 + 0.24 \text{ @s}}{\sqrt{t}} \quad \text{para 70 kg.}$$

Donde:

@s = Resistividad de la superficie del suelo en ohms-metro
(por regla general es grava, tezontle o una tarima de
madera con un tapete).

t = Duración de la falla en segundos

Por desgracia la mayor parte de accidentes por electrocución
ocurren en el hogar por causa de este potencial,
ver figura (5).

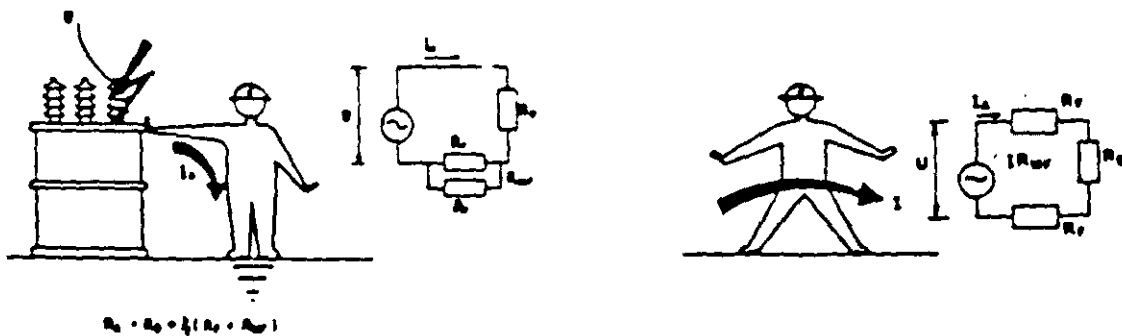


Fig. 5.- a) Potencial de toque

b) Potencial de paso.

2.3.- POTENCIAL DE PASO

Es el potencial que puede soportar un individuo que se encuentra parado o caminando cerca del lugar de la falla, si se rebasa este potencial, se produce una contracción muscular en las piernas, es decir, no responden a los impulsos del cerebro y el individuo cae al piso, donde queda expuesto a las corrientes que circulan por el corazón (fig 5, b) las siguientes ecuaciones nos ayudan a calcular este potencial para diferentes pesos.

$$\text{Potencial de Paso} = \frac{116 + 0.7 \text{ } \theta\text{s}}{\sqrt{t}} \quad \text{para 50 kg.}$$

$$\text{Potencial de Paso} = \frac{157 + \theta\text{s}}{\sqrt{t}} \quad \text{para 70 kg.}$$

2.4.- POTENCIALES TRANSFERIDOS

Estos se producen cuando existen elementos metálicos que salen del lugar de la falla, como son; rieles, hilo de guarda, tuberías etc.

Bajo condiciones normales el equipo eléctrico que está puesto a tierra opera a nivel de voltaje cero o cercano a cero y este potencial es idéntico al de una red remota. Durante una condición de falla se eleva el potencial con respecto a la red remota, existiendo una diferencia de potencial, que es proporcional a la magnitud de la corriente en la malla de tierras y a su resistencia.

No es práctico e incluso es casi imposible diseñar un sistema de tierras en base a los potenciales transferidos, es más práctico aislar las tuberías o elementos metálicos que salen de las subestaciones.

2.5.- DURACION DE FALLA (t)

Después de analizar las ecuaciones de potenciales peligrosos vemos claramente que es muy importante reducir el tiempo de la falla, la experiencia muestra que los casos de muerte por electrocución, por lo general, son por exposición a fallas de larga duración, el tiempo típico de apertura de interruptores es de medio segundo, sin embargo se ha demostrado que el peligro de fibrilación ventricular disminuye con tiempos de falla de un tercio de segundo.

Por esto, es importante coordinar adecuadamente las protecciones y así librar en el menor tiempo posible la corriente de falla.

2.6 Ejemplos Resueltos

1.- Un trabajador se encuentra en una subestación de potencia donde la tensión máxima que se presenta en el momento de una falla, es de 3000 volts, está dando mantenimiento a un tablero y está tocando la estructura en el momento que ocurre una falla a tierra.

El piso de la subestación donde se encuentra de pie es de grava con una resistividad de 3000 Ohms-metro, opera la protección,

abriendo el interruptor, en 1/2 segundo, desde que se inicia la falla hasta que se libera la corriente de cortocircuito, el trabajador es de complexión robusta y pesa aproximadamente 70 kg.

La pregunta es, si el trabajador se daña al recibir una tensión de toque.

Respuesta:

$$\theta_s = 3000 \text{ Ohms-metro.}$$

$$t = 0.5 \text{ seg.}$$

La fórmula que se emplea para calcular el potencial de toque máximo que soporta es:

$$P_t = \frac{157 + 0.24\theta}{\sqrt{t}}$$

$$P_t = \frac{157 + 0.24(3000)}{\sqrt{0.5}} = \frac{877}{0.70} = 1253 \text{ volts.}$$

El trabajador es dañado ya que el voltaje máximo que soporta en el momento de la falla es de 1253 volts y el voltaje que se presenta es de 3000 volts.

2.- Un niño por accidente inserta un tenedor metálico en un contacto de su casa con tensión de 127 volts. El piso donde se encuentra el niño tiene alfombra.

Se desea conocer si el niño sufre un accidente o solo un susto, el niño al sentir la corriente por su cuerpo retira el tenedor y el fusible de la protección no opera, el tiempo de exposición es de 1 segundo aproximadamente.

Respuesta:

$\epsilon_s = 5000 \text{ Ohms-m (alfombra)}$

$t = 1 \text{ seg.}$

La fórmula aplicada fue la de peso mínimo, en este caso es de 50 kg.

$$P_r = \frac{116 + 0.17 \epsilon_s}{\sqrt{t}}$$

$$P_r = \frac{116 + 0.17 (5000)}{\sqrt{1}}$$

$$P_r = 966 \text{ volts.}$$

El voltaje que soporta es de 966 volts por lo tanto, el niño solo sufre un susto.

3.-Una mujer de 50 kg aproximadamente se encuentra bañándose y tiene una regadera eléctrica, por accidente la regadera tiene una conexión de fase a tierra y no opera la protección porque la tubería no esta aterrizada, la mujer toca la regadera en la parte

metálica y sufre una descarga de 127 volts durante 3 segundos. Se desea conocer si el accidente es mortal o no.

Solución:

$$\rho_s = 10 \text{ Ohms-m (suelo mojado)}$$

$$t = 3 \text{ seg.}$$

$$V = 127 \text{ volts. (voltaje presente)}$$

La fórmula es:

$$P_r = \frac{116 + 0.17 \rho_s}{\sqrt{t}}$$

$$P_r = \frac{116 + 0.17 (10)}{\sqrt{3}}$$

$$P_r = \frac{117.7}{1.732} = 68 \text{ volts.}$$

Es decir con 68 volts se puede electrocutar, por lo tanto, la persona sufre un accidente mortal.

4.-Una persona camina cerca de una torre de transmisión sin tocarla, en el momento en que ocurre una falla a tierra a través de la estructura, esta persona tiene un peso de 70 kg aproximadamente.

El suelo está seco y se quiere conocer el potencial que

soporta antes de engarrotarse y caer al piso, la falla dura medio segundo, ya que opera la protección de la línea.

Resultado:

$$\rho_s = 1000 \text{ Ohms-metro. (Suelo seco)}$$

$$t = 0.5 \text{ seg. (Potencial de paso)}$$

La fórmula es:

$$P_p = \frac{157 + \rho_s}{\sqrt{t}}$$

$$P_p = \frac{157 + 1000}{\sqrt{0.5}} = 1636 \text{ volts.}$$

5.- Una persona delgada de aproximadamente 50 kg camina cerca de una subestación de potencia, en el momento en que ocurre una falla, ésta tiene un tiempo de ocurrencia de medio segundo ya que opera la protección, y el suelo es de grava.

¿Qué potencial de paso soporta esta persona?

Solución:

$$t = 0.5 \text{ seg.}$$

$$\rho_s = 3000 \text{ Ohms-metro (Resistividad de la grava)}$$

$$\text{Peso} = 50 \text{ kg}$$

La fórmula es:

$$P_p = \frac{116 + 0.7 \text{ @s}}{\sqrt{t}}$$

$$P_p = \frac{116 + 0.7 (3000)}{\sqrt{0.5}}$$

$$P_p = 3133 \text{ volts}$$

La persona soporta 3166 volts, si el voltaje en ese punto es menor, no sufrirá daño, si es mayor se le engarrotarán las piernas, pudiendo caer al suelo y si se presenta un recierre, queda expuesto a corrientes que pueden circular por su corazón.

2.7 Cuestionario y Problemas.

1.- Se encuentran trabajando 5 empleados en una subestación de potencia, que se encuentra sin energía, por error, el interruptor que alimenta de energía a esta subestación es conectado, el piso de la subestación tiene un tapete de hule con una resistividad de 4000 Ohms-metro, los pesos de los trabajadores son:

Trab. No.	Peso
1	53
2	49
3	68
4	72
5	70

La pregunta es, si sufren daño suponiendo que están tocando

estructuras que se energizaron durante la falla con un voltaje de 1200 volts y una duración de la falla de 0.5 segundos.

2.- Una persona de 50 kg de peso se encuentra en una tina de agua, bañándose, y por accidente cae un radio al agua, conectado a la clavija de 127 volts.

Se desea conocer que ocurre a esta persona si el fusible opera en 5 segundos e interrumpe la corriente de falla.

3.- Un trabajador de complexión robusta, de la fábrica de ropa "X" se encuentra recargado sobre la carcasa de un motor que trabaja a 440 volts entre fases, en ese momento ocurre una falla de aislamiento en dicho motor, el piso de la fábrica está formado por concreto con una resistividad de 400 Ohms-metro en ese momento, se desea saber si el trabajador sufre un percance mortal, si la falla se interrumpe en medio segundo.

4.- En una subestación rural, el sistema de tierras no funciona, ha caído una línea y la protección tarda en operar 5 segundos, presentandose un gradiente de potencial de 1000 volts/m, si una persona pasa cerca del lugar con un burro de carga, se desea saber si sufren daño, el terreno tiene una resistividad de 3000 Ohms-metro.

La persona pesa aproximadamente 70 kg. El animal 400 kg.

5.- Una persona con un peso de 50 kg se aproxima a una torre de transmisión la cual se encuentra en condiciones de falla, la protección tarda en operar medio segundo, se presenta un gradiente en forma radial a la torre de 2000 volts por metro, se quiere saber si la persona sufre algún daño, si la resistividad de la superficie del terreno es de 1500 Ohms-m.

Que pasa si :

La persona camina directamente hacia la torre.

La persona camina en forma de espiral hacia la torre.

CAPITULO 3

EL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA

Existe cierta confusión con lo que respecta al electrodo de puesta a tierra, algunas personas piensan que el electrodo solo es una varilla enterrada, sin embargo un electrodo puede consistir en un conductor enterrado en forma vertical u horizontal, una placa enterrada, una varilla con relleno químico, varias varillas en paralelo, mallas de cables enterrados etc.

En realidad lo que importa es el valor de resistencia a tierra y como ya se mencionó, para tensiones elevadas, también se incluyen los potenciales peligrosos: de paso, de contacto y transferidos.

Para poder entender la naturaleza de un electrodo de tierra y su resistencia se debe considerar un electrodo hemisférico como lo muestra la siguiente figura.

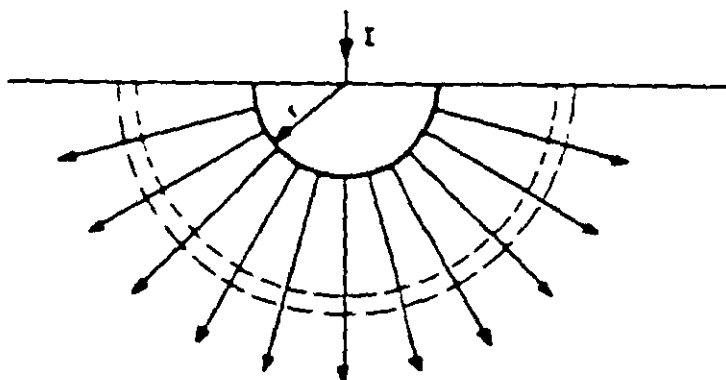


Fig. 6.- Electrodo Hemisférico

La resistencia total del electrodo puede ser dividida en tres partes:

- a).- La resistencia propia del conductor.
- b).- La resistencia de contacto entre el electrodo y tierra.
- c).- La resistencia de la masa de tierra que rodea al electrodo.

La última representa el valor más significativo de resistencia a tierra ya que los otros dos valores, comparativamente son despreciables, si consideramos los flujos de corriente en todas direcciones, como lo muestra la figura anterior y además consideramos que la corriente tiene una trayectoria infinita, el valor de resistencia será:

$$R = \frac{\rho}{2\pi r}$$

Ecuación general para
resistencia de electrodos

Para poder aplicar esta fórmula en cualquier electrodo tenemos:

$$R = \frac{\rho}{2\pi c}$$

donde " c " es la capacidad electrostática de un electrodo combinada con su imagen en la superficie de la tierra.

(Fig. 7)

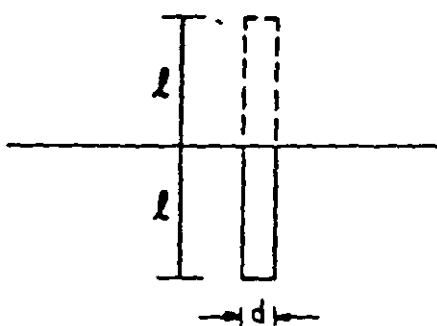


Fig.7 .- Electrodo con su imagen

Una buena aproximación de un electrodo es, considerándolo como la mitad de un elipsoide de revolución, en el cual el eje mayor es muy largo comparándolo con el eje menor, por lo que se puede emplear:

$$C = \frac{a}{2 L_e \frac{2a}{b}}$$

donde "a" es la longitud del eje mayor y "b" la del eje menor de un elipsoide; sustituyendo en la fórmula general y con los valores de la figura tenemos:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} L_e \frac{4L}{d}$$

3.1.- ELECTRODOS MULTIPLES

El electrodo común (varilla enterrada) es un medio económico de instalar un sistema de tierra, sin embargo, por regla general, su valor de resistencia a tierra es alto, y frecuentemente se deben colocar varios electrodos en paralelo para lograr un valor aceptable.

Calcular el valor de dos o más electrodos en paralelo representa un margen de error, ya que en los cálculos se considera suelo homogéneo en condiciones ideales, lo que en la práctica no acontece.

Para calcular resistencias combinadas, se necesita primero calcular la capacidad de un caso análogo electrostático, puede hacerse por el método de la carga uniforme, usado en el cálculo de la resistencia de un electrodo sencillo, o sea suponer que las cargas están distribuidas uniformemente sobre ambos electrodos, los electrodos se sustituyen por electrodos hemisféricos, para simplificar los cálculos y así el potencial de una esfera de radio " r " es:

$$V = \frac{Q}{r}$$

donde Q es la carga de la esfera

el potencial a una distancia "d" de la esfera es:

$$V_d = \frac{Q}{d}$$

este procedimiento no debe emplearse para electrodos muy cercanos, aunque este caso no se da en la práctica.

3.1.1.- DOS ELECTRODOS EN PARALELO

Si hay dos electrodos en paralelo a una distancia "d" como se muestra en la figura (8)

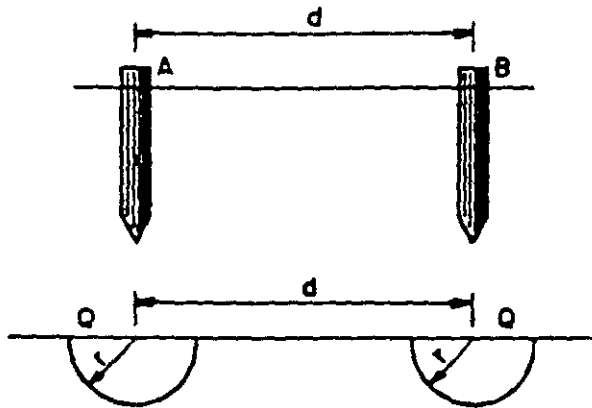


Fig. 8.- Dos electrodos en paralelo

Cada electrodo puede ser reemplazado por su carga equivalente o sea hemisférica de radio "r" y carga "Q"

$$V = \frac{Q}{r} + \frac{Q}{d} = \frac{Q}{r} (1 + \alpha)$$

$$\alpha = \frac{r}{d}$$

De la fórmula general

$$R = \frac{e}{2\pi C} = \frac{e}{4\pi r} (1 + \alpha)$$

la resistencia de un electrodo hemisférico enterrado es la siguiente:

$$R = \frac{\rho}{2\pi r} (1 + \alpha)$$

Resistencia de dos electrodos en paralelo
= Resistencia de un electrodo

$$= \frac{\frac{\rho}{4\pi r} (1 + \alpha)}{\frac{\rho}{2\pi r}} = \frac{1 + \alpha}{2}$$

Graficando estos valores.

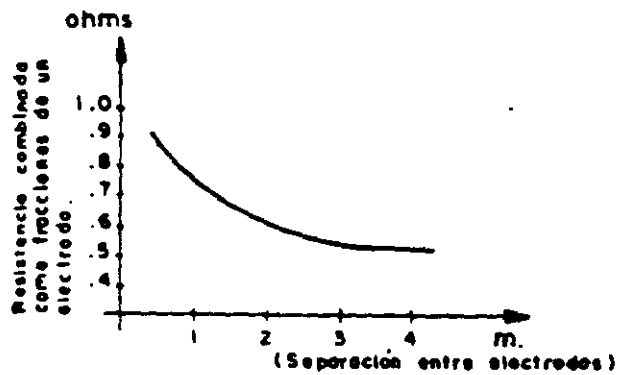


Fig. 9.- Gráfica para dos electrodos en paralelo

De la gráfica se puede deducir lo siguiente:

Un electrodo de 3 metros de profundidad y 5/8" de diámetro que es lo usual, da un valor de resistencia a tierra de 35 Ohms y se

necesita un valor máximo de 25 Ohms, colocando otro electrodo en paralelo con una separación de 2 metros, el valor de resistencia a tierra será:

$$35 \times 0.6 = 21.0 \text{ Ohms}$$

En la gráfica de la fig.9 el valor de resistencia a tierra de un electrodo se reduce al 60 % si se coloca otro electrodo en paralelo con una separación de 2 metros por lo que de un valor inicial de 35 Ohms, baja a un valor de 21 Ohms que se encuentra dentro del valor requerido.

3.1.2.- TRES ELECTRODOS EN LINEA RECTA

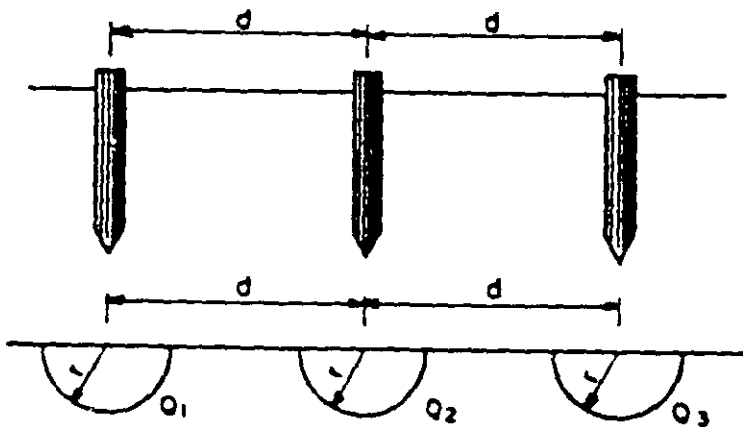


Fig. 10.- Tres electrodos en línea recta y su equivalente en Electrodos Hemisféricos.

El potencial de uno respecto al otro sería:

$$\text{Radio} = \frac{\text{Resistencia de tres electrodos}}{\text{Resistencia de un electrodo}} = \frac{2 + a - 4 a^2}{6 - 7 a}$$

$$\frac{Q_1}{r} + \frac{Q_2}{d} + \frac{Q_3}{2d}$$

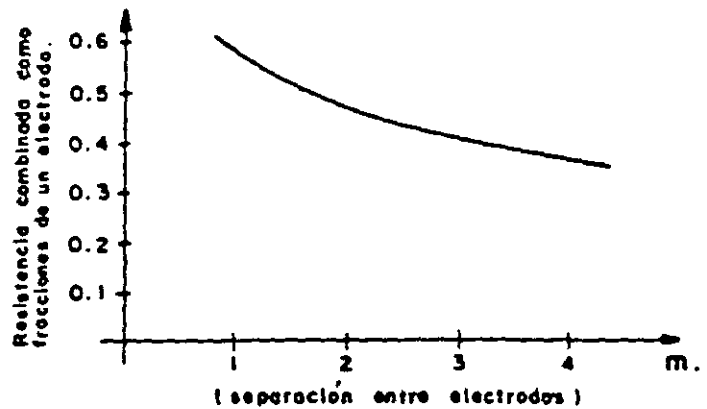


Fig. 11.- Gráfica para tres electrodos en línea recta

3.1.3.- TRES ELECTRODOS EN DELTA

El arreglo se muestra en la fig.12.

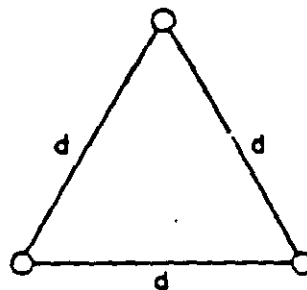


Fig. 12.- Tres electrodos en delta

$$R = \frac{\text{Resistencia de tres electrodos en paralelo}}{\text{Resistencia de un electrodo}} = \frac{1 + 2\alpha}{3}$$

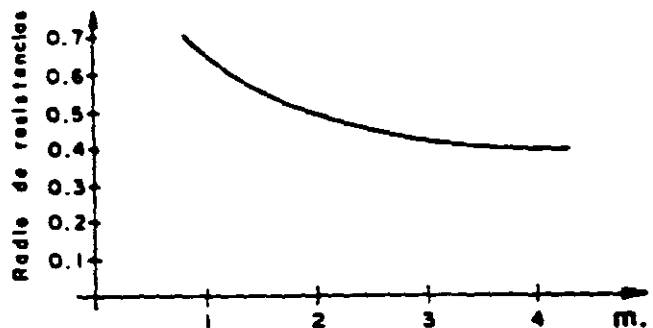


Fig. 13.- (Separación entre electrodos)

Gráfica para tres electrodos en delta

59 27

3.1.4.- CUATRO ELECTRODOS EN LINEA RECTA

El arreglo se muestra en la fig.14

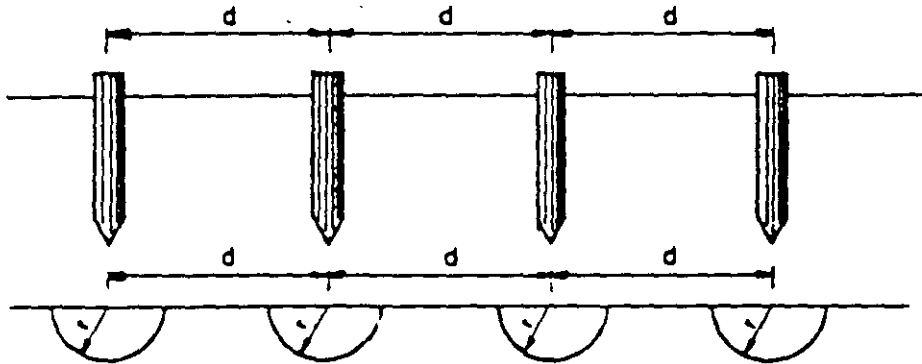


Fig. 14.- Cuatro electrodos en línea recta

$$R = \frac{\text{Resistencia de 4 electrodos en paralelo}}{\text{Resistencia de 1 electrodo}} = \frac{12 + 16 - 21\alpha^2}{48 - 40\alpha}$$

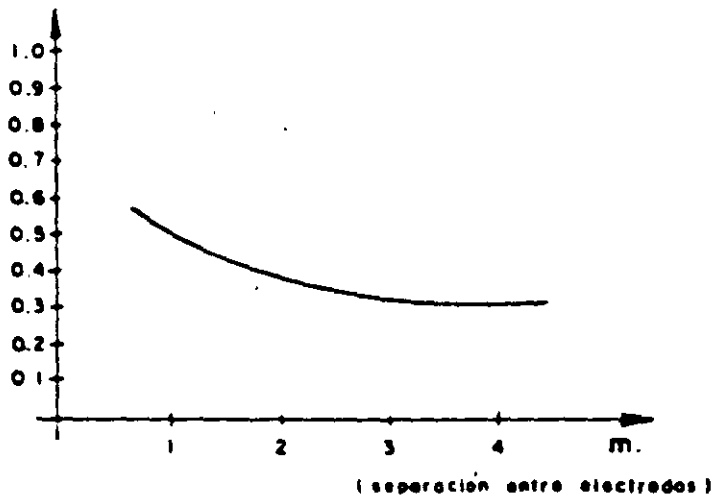

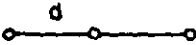
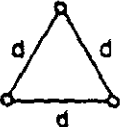
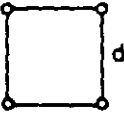
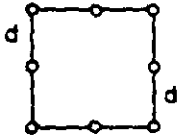
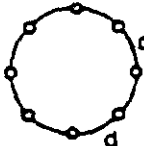
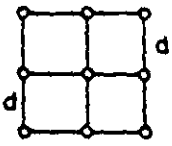
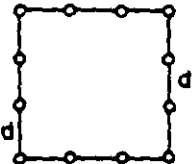


Fig. 15.- (Separación entre electrodos)

Gráfica para cuatro electrodos en línea recta, los cuales se muestra a continuación.

ELECTRODOS MÚLTIPLES

VALORES ESPERADOS	ARREGLO
2 Electrodo en paralelos reducen al 55% la resistencia de uno.	
3 Electrodo en línea recta reducen al 35%	
3 electrodo en delta reducen al 38%	
4 electrodo en cuadro reducen al 28%	
8 electrodo en cuadro reducen al 17%	
8 electrodo en círculo reducen al 16%	
9 electrodo en cuadro sólido reducen al 16%	
12 electrodo en cuadro reducen al 12%	

3.2 ELECTRODOS HORIZONTALES

Cuando no es posible utilizar electrodos de Copper-weld enterrados en forma vertical se recurre a otros métodos, uno de ellos bastante eficiente es el de electrodos horizontales, requiere de mucho espacio y con frecuencia es hurtado; factores que representan desventajas, por lo que su aplicación se reduce a lugares donde no se pueden colocar electrodos verticales, hay suficiente área y no tienen acceso fácil evitándose su hurto, en sistemas de distribución básicamente su aplicación se reduce a los fraccionamientos.

Ejemplos de esta aplicación se encuentran en el Fraccionamiento Jardines de la Montaña, el cual tiene una red horizontal de 10 Km. de cable desnudo, "Unidad habitacional Fuentes Brotantes " con 1600 m, "Unidad el Tenayo ", etc.

3.2.1.- CABLE SENCILLO ENTERRADO HORIZONTALMENTE

Consideremos el caso de un cable sencillo enterrado horizontalmente con una longitud $2L$, y radio " a " y una profundidad $s/2$.

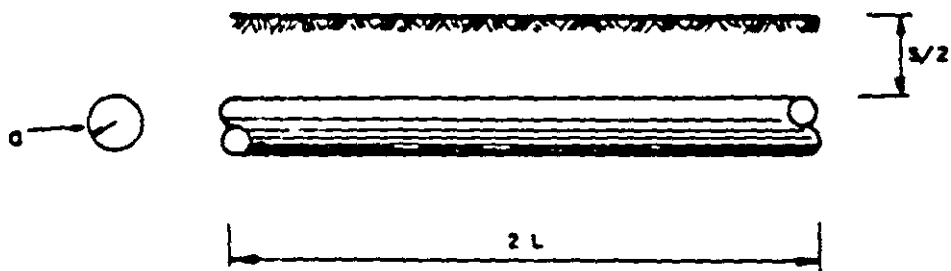


Fig. 16.- Cable sencillo enterrado Horizontalmente

La resistencia a tierra se determina calculando la capacidad electrostática, tomando en cuenta el efecto de la tierra superficial, la profundidad y su imagen arriba de la superficie.

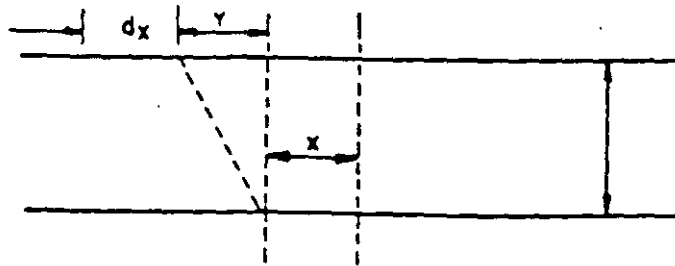


Fig. 17.- Cable enterrado horizontalmente

La capacidad puede ser calculada asumiendo una distribución de carga uniforme, teniendo una fórmula aproximada que para fines prácticos es suficiente.

Una carga uniforme "q" por cm. de longitud en el cable y en su imagen. El potencial del conductor dada su propia carga es:

$$V = 2q \left[L \frac{4L}{a} - 1 \right]$$

Donde:

V = Potencial de Conductor

q = Carga

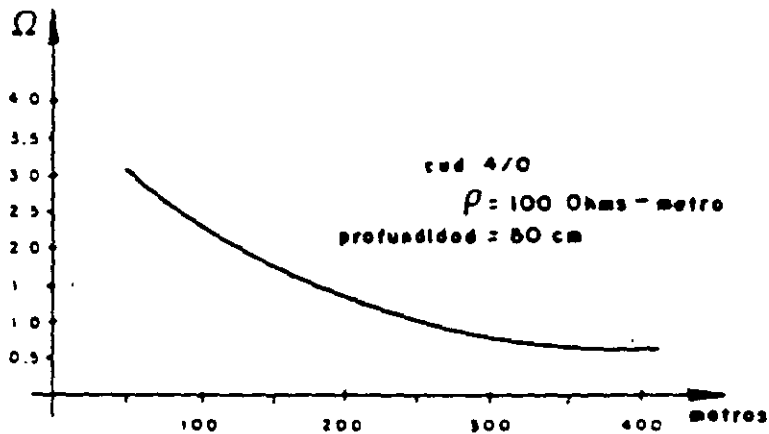
L = Longitud del Conductor

a = Radio del conductor

siendo el potencial promedio

$$V_p = \frac{q \cdot dy}{\sqrt{s^2 + y^2}}$$

Para facilitar las operaciones y evitar cálculos se presenta la siguiente gráfica, determinada para una profundidad de 50 cm. Cud (cobre desnudo) 4/0 y una resistividad de 100 Ohms-metro.



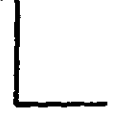
Longitud del conductor enterrado.

Para resistividades diferentes de 100 Ohms-metro los valores de la curva se multiplican por el radio.

3.2.2.- CABLE EN ANGULO RECTO

Cuando el espacio disponible no es suficiente para colocar el cable en línea recta, se pueden tener varios arreglos, entre ellos en ángulo recto; al igual que el cálculo para un cable en línea recta en los siguientes cálculos también se considera la imagen sobre la superficie.

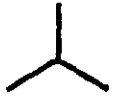
$$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left[\log_e \frac{2L}{a} + \log_e \frac{2L}{S} - 0.2373 + 0.2146 \frac{S}{L} + 0.1035 \frac{S^2}{L^2} - 0.0424 \frac{S^4}{L^4} \right]$$



CABLE CON ARREGLO EN ESTRELLA

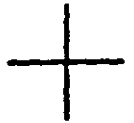
ESTRELLA CON TRFS LADOS

$$R = \frac{\rho}{6\pi L} \left[\log_e \frac{2L}{a} + \log_e \frac{2L}{S} + 1.071 - 0.209 \frac{S}{L} + 0.238 \frac{S^2}{L^2} - 0.054 \frac{S^4}{L^4} \right]$$



ESTRELLA CON CUATRO LADOS

$$R = \frac{\rho}{8\pi L} \left[\log_e \frac{2L}{a} + \log_e \frac{2L}{S} + 2.912 - 1.071 \frac{S}{L} + 0.645 \frac{S^2}{L^2} - 0.145 \frac{S^4}{L^4} \right]$$



ESTRELLA CON SEIS LADOS

$$R = \frac{\rho}{12\pi L} \left[\log_e \frac{2L}{a} + \log_e \frac{2L}{S} + 6.851 - 3.128 \frac{S}{L} + 1.758 \frac{S^2}{L^2} - 0.49 \frac{S^4}{L^4} \right]$$

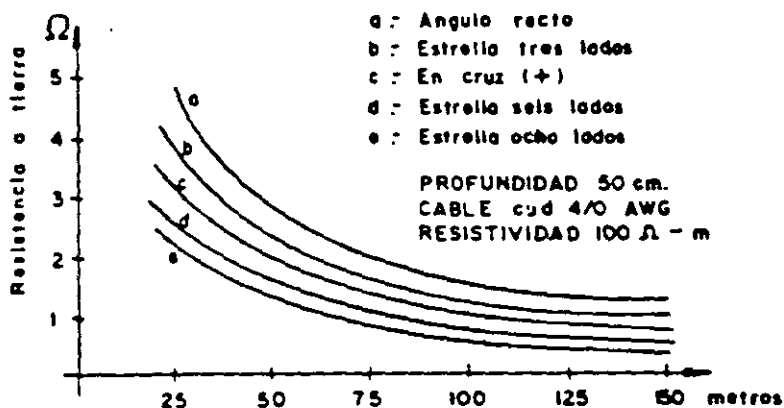


ESTRELLA CON OCHO LADOS

$$R = \frac{\rho}{16\pi L} \left[\log_e \frac{2L}{a} + \log_e \frac{2L}{S} + 10.98 - 5.51 \frac{S}{L} + 3.26 \frac{S^2}{L^2} - 1.17 \frac{S^4}{L^4} \right]$$



En la siguiente gráfica se tienen los diferentes arreglos.



3.3.- ELECTRODOS PROFUNDOS

Son los más efectivos ya que al profundizar llegan a las capas de terreno más húmedos y a veces hasta los niveles freáticos.

3.3.1.- VARILLAS DE COPPER-WELD

Consiste de una barra circular de hierro forrada con una delgada capa de cobre de 0.25 mm, con una longitud aproximada de 3 m., el hierro le da la dureza y el cobre le da conductividad y resistencia a la corrosión, se introducen en el suelo por medio de golpes ya que tiene la suficiente consistencia, algunas varillas se pueden unir por medio de conectores por lo que se pueden tener longitudes mayores.

3.3.2.- SUELO DURO

En suelos como tepetate y roca no es fácil introducir electrodos

comunes por lo que se recurre a otros medios para lograr una tierra efectiva, además de su dureza, tienen alta resistividad, lo cual dificulta su aterrizaje ya que requiere de instalaciones especiales, lo que quiere decir que con uno o dos electrodos no basta. En la zona rocosa del sur de la Ciudad de México, se han efectuado perforaciones profundas con equipos especiales logrando valores de resistencia a tierra bajas pero a un costo elevado. Una vez efectuada la perforación se pueden colocar varillas de Copperweld o cable Cud. El cable Cud 4/0 tiene un costo menor al de las varillas.

3.4.- ELECTRODOS QUÍMICOS

Consisten en modificar el medio que rodea el electrodo, bajando la resistividad del suelo, los más usuales son:

CARBON MINERAL (COKE).- Ha venido a sustituir el carbón vegetal por tener mejores cualidades aunque requiere en cierta medida de la humedad.

En 1980 como prueba se instaló un electrodo con coke en terreno basáltico, es decir roca, teniendo una eficiencia de 40%, de una resistencia a tierra original de 34 Ohms se redujo a 21 Ohms.

SULFATOS.- Han caído en desuso debido a sus cualidades corrosivas sobre los metales en particular del cobre.

SALES.- También, al igual que los sulfatos ya no se usan, además de ser corrosivas se diluyen fácilmente en el agua.

3.4.1.- BENTONITA

Se usa también como medio artificial para bajar la resistividad del terreno y a la vez reducir el valor de resistencia a tierra, se empezó a utilizar con estos fines en Hungría y en Checoslovaquia. Es ampliamente usada con fines diferentes, por ejemplo, en las perforaciones profundas para pozos se usa para ademar y evitar derrumbes, en canales para evitar filtraciones etc.

La bentonita en sí es una arcilla de la familia de las Montmorillonitas y su principal propiedad es la capacidad de absorber y retener agua.

Básicamente consiste en ocupar las grietas, aberturas y huecos que existen o hacen en el terreno, mediante una masa que envuelve las partículas del mismo y los une eléctricamente, formando una gran superficie de contacto, haciendo un buen camino para las corrientes eléctricas que se drenan a tierra.

Cuando la resistencia es demasiado alta, aún con el uso de bentonita, se puede mejorar provocando grietas a base de explosiones.

La bentonita es de difícil manejo debido a que en contacto con el agua forma una película impermeable, su mezclado con agua no es fácil, necesitándose dos meses para absorber el agua al 100 %.

En Agosto de 1980, con fines de prueba se instaló un electrodo con bentonita, en una trinchera de 70 cm. de diámetro, su

rendimiento fue de 60%, es decir de un valor original en el electrodo de 34 Ohms a tierra se redujo a 13 Ohms, su aplicación fue en terreno rocoso tomando como electrodo el poste, el cual tiene un empotramiento de 240 cm.

y un diámetro de 31 cm. (A-14) en la parte inferior, dando mejores resultados que una varilla de 3 m. y 5/8" de diámetro, se efectuó una segunda prueba, quitando la pintura del poste y su rendimiento subió a 90% eso se hizo mediante la base de que la corrosión es inversamente proporcional a la resistividad o sea a mayor resistividad menor corrosión, lógicamente la alta resistividad implica poca humedad y pocas sales en el terreno.

3.4.2.- METODO SANIK

Inventado por el sueco Sanik, consistente en dos soluciones salinas que reaccionen entre sí, formando una mezcla gelatinosa estable, la cual es conductora de la electricidad e insoluble en agua, tiene cualidades higroscópicas excelentes, es decir, absorbe agua fácilmente. Se han instalado desde 1949, a la fecha permanecen sin alteración, la eficiencia de un electrodo tratado con este procedimiento varía del 25 al 80%.

3.4.3.- RESINAS SINTETICAS

Son resinas de bajo peso molecular del tipo electrolítico con un elemento endurecedor, dando un elemento de baja resistividad que

mantiene por largo tiempo, este método lo han desarrollado profesores de la Universidad de China, su eficiencia va del 80 al 90%.

3.5.- Ejemplos resueltos:

1.- Se desea conocer la resistencia a tierra de un electrodo de 3 metros de longitud y un diámetro de 5/8 " en un terreno que tiene una resistividad de 100 Ohms-m.

Datos:

$$L = 3 \text{ m.}$$

$$\rho = 100 \text{ Ohms-m.}$$

$$d = 5/8" = 0.0158 \text{ m.}$$

$$R = ?$$

Fórmula:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} L \frac{4L}{d}$$

$$R = \frac{100}{2\pi \cdot 3} L \frac{4 \times 3}{5/8} = \frac{100}{6\pi} L \frac{12}{.0158}$$

$$R = 5.32 L, 759$$

$$R = 35 \text{ Ohms}$$

Este ejemplo ilustra que, si se tiene una varilla de tierra normal de Copper-weld de 3 metros de longitud y 5/8 de pulgada de diámetro, en un terreno de resistividad de 100 Ohms-m (terreno de cultivo) se obtendrá un valor de resistencia a tierra de 35 Ohms en dicho electrodo.

2.- Se entierra un conductor de tierra de cobre desnudo calibre 4/0 con una longitud de 100 m. a una profundidad de 50 cm. y se desea saber el valor de resistencia a tierra si se sabe que la resistividad del terreno es de 100 Ohms-metro.

Datos:

Longitud = 100 m. L = 50 m.

Resistividad = 100 Ohms-metro

Calibre 4 / 0

Radio = 0.006 m = a

Profundidad = 50 cm. S = 100 cm.

Por lo que se aplica la siguiente fórmula:

$$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left[L \frac{4L}{a} + L \frac{4L}{s} - 2 \right]$$

$$R = \frac{100}{4 \times 3.14 \times 50} \left[L \frac{4 \times 50}{.006} + L \frac{4 \times 50}{1} - 2 \right]$$

$$R = \frac{1}{6.28} \left[10.4 + 5.3 - 2 \right]$$

$$R = 2.18 \Omega$$

3.- Se tiene un conductor enterrado con una longitud de 300 m. y con las siguientes características:

Cud 4/0 ; $\rho = 10000$ Ohms-metro (roca)
de la gráfica de la figura 18 tenemos:

$$300 \text{ m.} = 0.8 \text{ Ohms}$$

la relación de resistividades

$$\frac{\rho}{100} = \frac{10\ 000}{100} = 100 \quad \dots \quad 0.8 \times 100 = 80 \text{ Ohms.}$$

4.- Se requiere aterrizar una red subterránea, ubicada en un terreno con alta resistividad, 4500 Ohms-metro y se requiere de un valor de resistencia a tierra de 25 Ohms máximos, es necesario instalar una red de tierras horizontal, ya que los electrodos comunes no dan el valor requerido, aprovechando que, se abrirá una sepa (trinchera) para los ductos de los cables y en el fondo se puede alojar dicha red.

Datos:

$\rho = 4500$ Ohms-metro

$R = 25$ Ohms

$L =$ Desconocida

$S = 50$ cm. (profundidad)

Conductor Cud 4/0 AWG

Se encuentra la relación de resistividad $\frac{4500}{100} = 45$

dividiendo el valor requerido entre esta relación

$$R = \frac{25}{45} = 0.55 \text{ Ohms}$$

de la gráfica de la fig.19, 3 opciones nos dan este valor:

Estrella de ocho lados 100 m./lado

Estrella de seis lados 125 m./lado

Estrella de cuatro lados 150 m./lado

Dependiendo de la configuración del terreno se escogerá una de estas alternativas.

5.- En un fraccionamiento en construcción denominado "Jardines de la Montaña" ubicado en el sur de la Ciudad de México, con terreno compuesto por roca. Se desea tener una resistencia a tierra menor a 5 ohms. El costo por electrodo profundo es demasiado alto por lo que se quiere instalar un electrodo horizontal, colocando sólo electrodos profundos en las bajadas de los apartarrayos en cada una de las cuatro acometidas. La alimentación está dada por dos anillos con cables subterráneos y se desea poner a tierra el neutro y la carcasa de todos los transformadores.

Si se aprovecha la canalización de alta tensión que tiene 11 500 m de longitud con un radio aproximado de 1 Km. Cual sería su resistencia.

Solución.

Aplicando la formula de Laurent y Niemann.

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

$$\rho = \text{Roca} = 5\,700 \text{ Ohms} \cdot \text{metro}$$

$$r = 1 \text{ Km} = 1000 \text{ m}$$

$$L = 11\,500 \text{ m}$$

$$R = \frac{5\,700}{4 \cdot 1000} + \frac{5\,700}{11\,500}$$

$$R = 1.425 + 0.49 = 1.92 \text{ Ohms.}$$

6.- En un conjunto habitacional en el sur de la Ciudad de México "Fuentes Brotantes", con terreno compuesto por roca, tepetate y relleno se desea construir un sistema de tierras con un valor de resistencia a tierra de 10 Ohms máximos, se desea aprovechar la canalización del cable de mediana tensión para colocar el cable de tierra (electrodo horizontal) la longitud de 1660 m y se tienen 11 transformadores tipo pedestal de 23 KV a baja tensión, el cable sería de cable desnudo cobre 4/0 AWG a una profundidad de 50 cm. Solución.

Se emplea la formula de Dwight.

$$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left[\text{Ln} \frac{4L}{a} + \text{Ln} \frac{4L}{s} - 2 \right]$$

Donde

ρ = Resistividad = 5 700 Ohms-m

L = Longitud del conductor entre 2

$$= 1660/2 = 830 \text{ m}$$

a = radio del conductor = 0.006 m

s = Profundidad por 2 = 1 m

$$R = \frac{5700}{4\pi 830} \left[\text{Ln} \frac{4 * 830}{0.006} + \text{Ln} \frac{4 * 830}{1.0} - 2 \right]$$

$$R = 10.6 \text{ Ohms.}$$

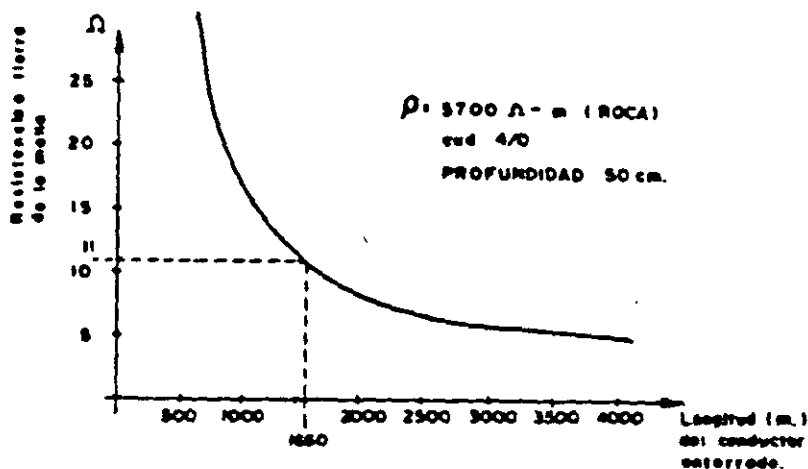
En los puntos de transición aéreo-subterráneo se colocaron a

las bajadas de los apartarrayos electrodos con bentonita para drenar las sobretensiones directamente a tierra.

7.- Se desea tener una gráfica para evitar cálculos en redes de tierra, cuyo terreno esté compuesto por roca y se pueda instalar un conductor de cobre desnudo con calibre 4/0 AWG a una profundidad de 50 cm., dicha gráfica nos de la resistencia a tierra contra longitud del conductor.

Solución.

Se procede a efectuar los cálculos y a graficar obteniendo lo siguiente:



Gráfica de resistencia a tierra contra longitud del conductor enterrado.

3.6.- Cuestionario y problemas.

1.- Calcular el valor de resistencia a tierra de un electrodo de 6 metros de longitud con un diámetro de 5/8" que se encuentra en un terreno de resistividad de 250 Ohms-metro.

¿Qué se recomienda?

2.- Se tiene enterrado un conductor de cobre desnudo a 50 cm de profundidad en forma horizontal, con calibre 4/0 AWG, si la resistividad del terreno es de 200 Ohms-m y la longitud del conductor es de 50 m. ¿Cuál es su resistencia a tierra?

3.- Se tiene un conductor enterrado a 50 cm de profundidad con una longitud de 250 metros y con las siguientes características.

calibre 4/0 AWG

$\rho = 1000$ Ohms-m

¿Cuál es su resistencia a tierra?

4.- Se quiere poner a tierra una torre de transmisión con electrodos horizontales en forma de estrella, la torre se encuentra sobre un terreno con resistividad de 2400 Ohms-m y se quiere un valor a tierra de resistencia máximo de 15 Ohms, que arreglo recomienda y cuantos metros de conductor se necesitan.

5.- Un fraccionamiento ubicado sobre terreno de alta resistividad 5700 Ohms-m, requiere una red de tierras horizontal, aprovechando la canalización de los conductores de mediana tensión, si la

longitud de la red es de 900 m y se requiere una resistencia a tierra máxima de 10 Ohms.

¿Qué arreglo propone?

6.- Utilizando la gráfica del ejercicio Resuelto No. 7 calcule la resistencia a tierra de un electrodo horizontal compuesto por un conductor desnudo calibre 4/0 AWG y un terreno con una resistividad de 10 000 Ohms-m si el electrodo o cable enterrado tiene una longitud de 1800 m.

CAPITULO 4

DISEÑO DE SISTEMAS DE TIERRAS

Para que un sistema de tierras funcione en forma satisfactoria debe cumplir con ciertos requisitos, el diseño puede ser simple, desde una varilla de tierra hasta algo muy complicado, como una malla de tierras para una planta nucleoelectrica, por decir algo.

En el diseño intervienen factores diversos como son; resistividad del terreno, voltaje del servicio, potencia de corto circuito, corriente de corto circuito, espacio disponible, equipo y personal a proteger, etc.

En los inicios del uso de la electricidad la tierra eléctrica solo se usaba como una referencia de voltaje, sin embargo, con el transcurso del tiempo se le fueron asignando otras funciones, entre otras, limitar las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a fenómenos transitorios en el propio circuito o a contactos accidentales con líneas de mayor tensión, así como, estabilizar la tensión a tierra del circuito durante su operación normal, una conexión sólida a tierra facilita también la operación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente, en caso de fallas a tierra.

Incluso se tenían recomendaciones como la siguiente: "En una instalación nueva no es conveniente poner a tierra los equipos ya

que una falla en el aislamiento de cualquier motor, detiene la producción, recomendando la puesta a tierra de las instalaciones a los cinco años de servicio, esta filosofía de operación ponía la producción por encima de la seguridad.

En la actualidad los reglamentos vigentes exigen la conexión a tierra de todas las partes metálicas que pueden energizarse en un momento dado por una falla a tierra.

4.1 SISTEMA DE TIERRAS EN BAJA TENSION

El reglamento de instalaciones eléctricas exige a los usuarios de la energía eléctrica tener su propia conexión a tierra y dice: "En un sistema secundario de suministro puesto a tierra, cada servicio individual debe tener una conexión a un electrodo de tierra. Esta conexión debe hacerse como parte de la instalación del usuario, en el lado de abastecimiento del medio de desconexión principal y no en el lado de la carga".

A pesar de este requisito pocos usuarios de Baja Tensión (B.T.) tienen sus tierras instaladas, sin embargo, algunos usuarios que tienen equipos especiales, instalan sus tierras, tal como lo exige el reglamento.

El mismo reglamento para instalaciones en Baja Tensión dice: "El valor de la resistencia a tierra de los electrodos artificiales no debe ser superior a 25 Ohms, en las condiciones más desfavorables.

Cuando no se pueda lograr esta resistencia con un solo electrodo, debe emplearse, cuando menos un electrodo adicional."

Sin embargo, los fabricantes de equipos de cómputo, comunicaciones etc. piden un valor de resistencia a tierra bastante menor que puede ser 1, 3 ó 5 Ohms para poder dar validez a las garantías y a la vez proteger a los equipos, ésto se debe a que los equipos modernos que tienen componentes electrónicos se dañan fácilmente con las sobretensiones.

Los sistemas de tierra en baja tensión, aparentemente son los más simples, ya que no se diseñan en base a potenciales de paso o de contacto, sin embargo, es un hecho que la mayor parte de accidentes por este concepto ocurren en el hogar, en regaderas eléctricas, tinas de hidromasaje, equipos de baño, lavadoras, secadoras etc.

De ahí que actualmente los equipos vienen adecuados para una tierra física con clavijas como se muestra en la figura 20, incluso el reglamento americano (NEC) exige un dispositivo de protección contra fallas a tierras en los baños de las casas habitación.

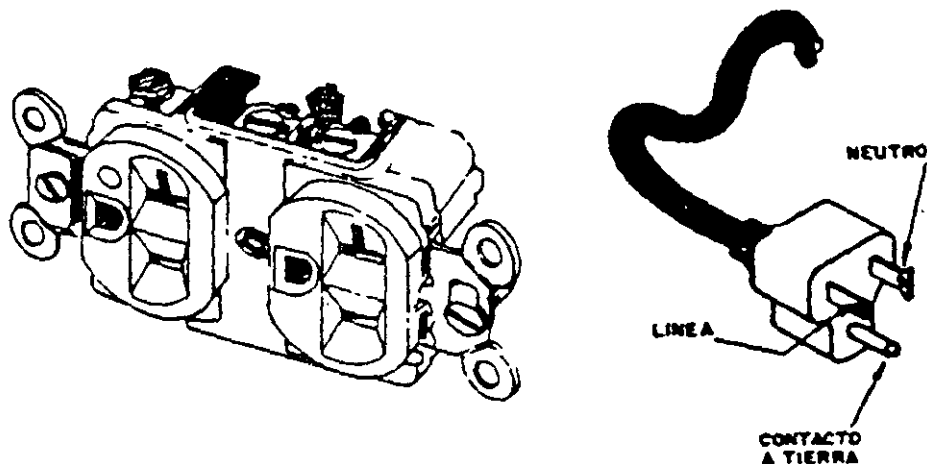


Fig. 20 Clavija y contactos polarizados.

4.2 DISEÑO DE UNA RED DE TIERRAS PARA MEDIANA TENSION

Es común que en subestaciones de mediana tensión (13.8 kV, 23 kV, 34.5 kV) se piense que con tener una resistencia a tierra baja es suficiente para proteger los equipos y al personal, sin embargo, existen factores que son determinantes y que si no se cumplen, el diseño no es adecuado ya que se pueden presentar potenciales peligrosos al momento de una falla de corto circuito, algunos de estos factores son; la resistividad del terreno, la corriente de corto circuito, tamaño del local de la subestación, duración de la falla, geometría de la malla, etc.

El diseño se debe basar en la protección del personal y los equipos, disipando las corrientes de falla a tierra sin elevar el potencial que se presenta más allá del permisible.

Es decir poniendo especial interés en los criterios de los voltajes

de paso y toque.

Una red de tierras se forma por regla general por un conductor desnudo enterrado a una profundidad que varía de 30 a 100 cm, en forma horizontal, en forma rectangular, formando una malla y con conductores paralelos en ambos sentidos, con electrodos o varillas colocadas en las esquinas o en cualquier parte de la red. No es necesario que la malla tenga forma rectangular ya que la configuración puede adaptarse a las condiciones del terreno que ocupa la subestación .

Al ocurrir una falla a tierra en una subestación, el voltaje máximo que se presenta en la malla (voltaje de malla) es el peor caso, a excepción de los voltajes transferidos, entonces, el voltaje de malla se puede usar como base para el diseño, ya que el máximo voltaje de toque es igual al voltaje de malla. (Ver fig. 21)

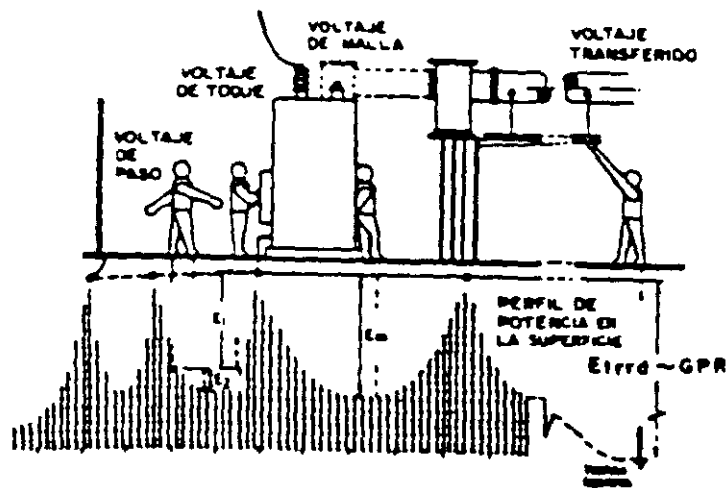


Fig.- 21 Situaciones de chock básicas.

Los voltajes de paso son menos peligrosos que los voltajes de toque, además, por regla general se colocan materiales de alta resistividad en la superficie de las subestaciones, como son, grava, tezontle, tarimas de madera, tapetes de hule etc.

Los voltajes de malla se incrementan ligeramente hacia las esquinas dependiendo de factores como; tamaño de la red, número y localización de varillas, espacio entre conductores paralelos, diámetro y profundidad del conductor que forma la malla, etc. Por eso es común reforzar la malla hacia las orillas, colocando los conductores más cerrados.

4.3.- PARAMETROS NECESARIOS PARA EL CALCULO DE UNA RED DE TIERRAS

4.3.1.- Máxima corriente de la red de tierras (I_f).

Como veremos más adelante este término es de los más importantes en el diseño de la malla ya que un valor elevado de corriente de falla a tierra requiere de un valor de resistencia a tierra muy bajo y conductor de calibre más grueso. El valor de corriente de falla en la acometida del servicio lo puede dar el suministrador de energía, sin embargo, se puede calcular.

4.3.2.- Tipos de fallas a tierra.

Existen diferentes tipos de fallas a tierra, siendo difícil determinar que tipo de falla y en que lugar el flujo de corriente será mayor, por lo que por razones prácticas solo se consideran fallas de línea a tierra y fallas de línea a línea a tierra.

En el caso de una falla de línea a línea a tierra la corriente de falla de secuencia cero es:

$$I_0 = \frac{E (R_1 + jX_1)}{(R_1 + jX_1) (R_0 + R_2 + 3R_r + j(X_0 + X_2)) + (R_2 + jX_2) (R_0 + 3R_r + jX_0)}$$

En el caso de una falla de línea a tierra la corriente de secuencia cero es:

$$I_0 = \frac{E}{3R_r + (R_1 + R_2 + R_0) + j(X_1 + X_2 + X_0)}$$

Para cuestiones prácticas se anula el efecto de los términos de resistencia quedando:

Falla de línea a línea a tierra :

$$I_0 = \frac{EX_1}{X_1 (X_0 + X_2) + X_2 X_0}$$

Falla de línea a tierra.

$$I_o = \frac{E}{X_1 + X_2 + X_o}$$

donde:

I_o = Valor simétrico rms (Raíz media cuadrática) de la corriente de falla de secuencia cero en amperes.

E = Potencial de fase a neutro en volts.

R_f = Resistencia mínima estimada en la falla (normalmete se asume $R_f = 0$).

R_1 = Resistencia del sistema equivalente de secuencia positiva, Ohms por fase en el lugar de la falla.

R_2 = Resistencia del sistema equivalente de secuencia negativa, Ohms por fase en el lugar de la falla.

R_o = Resistencia del sistema equivalente de secuencia cero, Ohms por fase en el lugar de la falla.

X_1 = Reactancia del sistema equivalente de secuencia positiva, Ohms por fase en el lugar de la falla.

X_2 = Reactancia del sistema equivalente de secuencia negativa, Ohms por fase en el lugar de la falla .

X_o = Reactancia del sistema equivalente de secuencia cero, Ohms por fase en el lugar de la falla.

4.3.3.- Efecto de la resistencia en la falla.

Si la falla es la ruptura de un aislamiento dentro de la subestación se puede asumir que la resistencia es cero, de cualquier forma si nulificamos R_f el valor obtenido estará del lado de la seguridad.

4.3.4.-Efecto de tuberías y cables enterrados directamente.

Los cables enterrados en contacto directo con la tierra con pantallas o armaduras y las tuberías metálicas tienen el mismo efecto ya que se extienden más allá del perímetro de la subestación, conducen parte de la corriente de falla, elevando el potencial durante la falla. (Ver fig. 22)

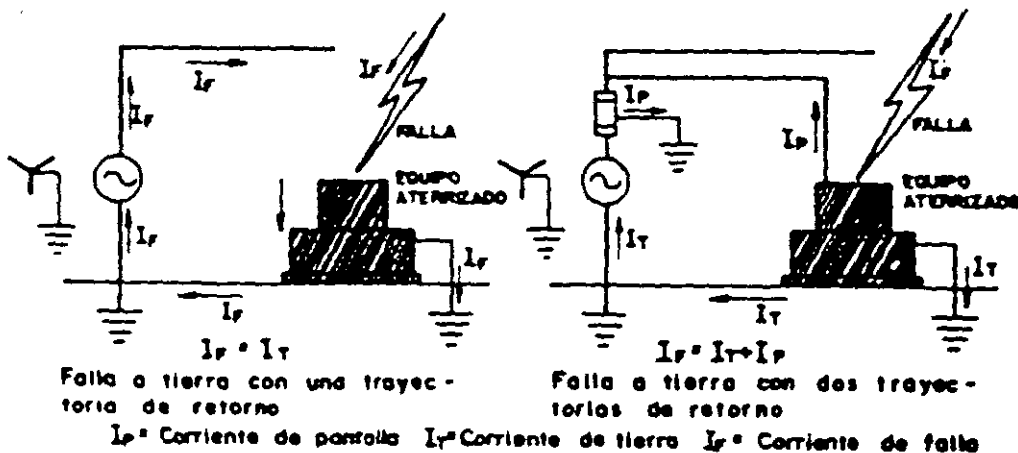


Fig.-22 Falla a tierra.

4.3.5.-Peor caso de falla.

En el caso de subestaciones de distribución con transformador puesto a tierra el peor caso es una falla en el lado de las

boquillas de alta tensión pero si la corriente de corto circuito del lado de alta es pequeña o si hay varios transformadores en paralelo el caso más desfavorable será una falla del lado de baja tensión, es decir, en cualquier parte del circuito de distribución se puede presentar la peor falla.

Si la falla es en el lado de baja tensión la elevación de potencial es despreciable.

Si la falla es fuera de la subestación, en el alimentador de la empresa suministradora, gran parte de la corriente de falla regresará a la fuente de energía en la subestación de potencia de la empresa suministradora.

4.3.6.-Efecto de cambios futuros.

Es común que existan cambios en las configuraciones de los alimentadores, por lo que la corriente puede variar, si la corriente de corto circuito baja, no existe problema ya que el diseño estará del lado seguro, pero la probabilidad de que la corriente de corto circuito aumente existe, por lo que hay que considerar un factor de aumento en la corriente de corto circuito.

4.4.- Resistencia de la malla de tierras.

Este valor es tal vez el más importante en un diseño de una red de tierras, ya que, en una falla el potencial que se presenta está en función de la corriente de corto circuito y de la resistencia. En forma práctica, para subestaciones grandes el valor de resistencia a tierra debe ser alrededor de 1 Ohm o menos y para

subestaciones de distribución un valor aceptable va de 1 a 5 Ohms, dependiendo de las condiciones del local y su contenido, además debe cumplir con valores aceptables de potencial de paso y toque.

Cuando se diseña la red se puede calcular la resistencia esperada mediante algunas fórmulas, una fórmula sencilla es la que considera a la red en forma circular, para ésto, es necesario medir la resistividad en forma previa (ver capítulo 2).

$$R_t = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} \qquad R_t = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

R_t = Resistencia a tierra de la subestación.

ρ = Resistividad del terreno.

A = Area que ocupa la red en m².

En una segunda aproximación se puede recurrir a la fórmula de Laurent y Niemann.

$$R_t = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L}$$

L = Longitud de los conductores enterrados en m.

Si se requiere mayor precisión se cuenta con la fórmula de Dwight que además toma en cuenta la profundidad y el diámetro del conductor.

$$R = \frac{e}{4\pi l} \left[L_n \frac{4l}{a} + L_n \frac{4l}{s} - 2 \right]$$

Para valores de s pequeños.

$l = L/2$ (longitud del conductor enterrado entre dos) (m).

$s =$ Profundidad del conductor por 2 (m).

$a =$ Diámetro del conductor (m).

Para todos los casos en la longitud del conductor también debe tomarse en cuenta la longitud de las varillas.

4.5.- Selección del conductor.

El conductor que formará la malla de tierras debe seleccionarse de la siguiente manera:

4.5.1.- Material.- puede ser de cobre, aluminio o de fierro, en sí, cualquier elemento metálico, sin embargo, la mayoría de los metales comunes se corroen fácilmente, por lo que el cobre ha destacado en este aspecto ya que es muy resistente a la corrosión, sin embargo existen zonas cercanas a canales de aguas residuales en que el cobre es atacado por los ácidos empleados en el tratamiento de aguas, en estos sitios se podría estudiar el caso y cambiar el material del sistema de tierras.

4.5.2.- Calibre del conductor.

Este se debe seleccionar tomando en cuenta el esfuerzo mecánico y térmico a que está expuesto.

El esfuerzo térmico se puede calcular con la fórmula de Sverak.

Para conductores en escala de mm².

$$I = A \sqrt{\left[\frac{\text{TCAP} \times 10^{-4}}{t_r \alpha_r \theta_r} \right] \text{Ln} \left[\frac{K_o + T_o}{K_o + T_r} \right]}$$

donde:

I = Corriente rms en K_A.

A = Sección del conductor en mm².

T_o = Máxima temperatura permisible en °C.

T_r = Temperatura ambiente en °C.

K_o = 1/α_o ó (1/α_r) - T_r

α_o = Coeficiente térmico de resistividad a 0°C.

α_r = Coeficiente térmico de resistividad a una temperatura de referencia en T_r.

T_r = Temperatura de referencia para la constante del conductor en °C.

θ_r = La resistividad del conductor de tierra a una temperatura de referencia T_r, en micro-ohms/cm²

t_r = Tiempo del flujo de corriente en seg.

TACP = Factor de capacidad térmica en Joules/cm²/°C

Si el calibre del conductor está en circular mils (CM)

$$I = 5.0671 \times 10^{-4} \text{ A} \sqrt{\left[\frac{\text{TACP}}{t_c \cdot e_r} \right] L_n \left[\frac{K_o + T_o}{K_o + T_a} \right]}$$

Tabla de constantes del material

DESCRIPCION	CONDUCTIVIDAD DEL MATERIAL (%)	σ_r FACTOR A 20°C	k ((1/°C) A 0°C)	TEMPERATURA DE FUSION (°C)	ρ_r A 20°C ₃ (μΩ/cm ²)	TCAP VALOR EFECTIVO (J/cm ² °C)
Alambre de cobre suave standard	100.0	0.00393	234	1083	1.7241	3.422
Alambre de cobre duro comercial	97.0	0.00381	242	1084	1.7774	3.422
Cobre estañado con alma de acero	40.0	0.00378	245	1084 / 1300	4.397	3.846
Alambre de aluminio comercial	61.0	0.00403	228	657	2.862	2.556
Alambre de aluminio estañado con alma de acero	20.3	0.00360	258	660 / 1300	8.4805	2.670
Alambre de acero cubierto con zinc	8.5	0.00320	293	419 / 1300	20.1	3.931
Acero	2.4	0.00130	749	1400	72.00	4.032

Si se quiere conocer la sección o calibre requerido en función de la corriente de corto circuito se tiene:

$$A \text{ mm}^2 = I \sqrt{\frac{\tau_c \alpha_r \epsilon_r 10^4}{\text{TCAP}} \left[L_r \left[1 + \left[\frac{T_c - T_a}{K_c + T_c} \right] \right] \right]}$$

$$A \text{ cmils} = 1973.52 I \sqrt{\frac{\tau_c \alpha_r \epsilon_r 10^4}{\text{TCAP}} \left[L_r \left[1 + \left[\frac{T_c - T_a}{K_c + T_c} \right] \right] \right]}$$

4.5.3.- Selección de Uniones.

Al construir la red de tierras se necesitan las uniones o empalmes, por ejemplo para cerrar la malla, para unir las varillas al cable, para dejar salidas que conectan equipo y estructuras, en fin se requieren uniones y estas deben soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos a que se somete la red.

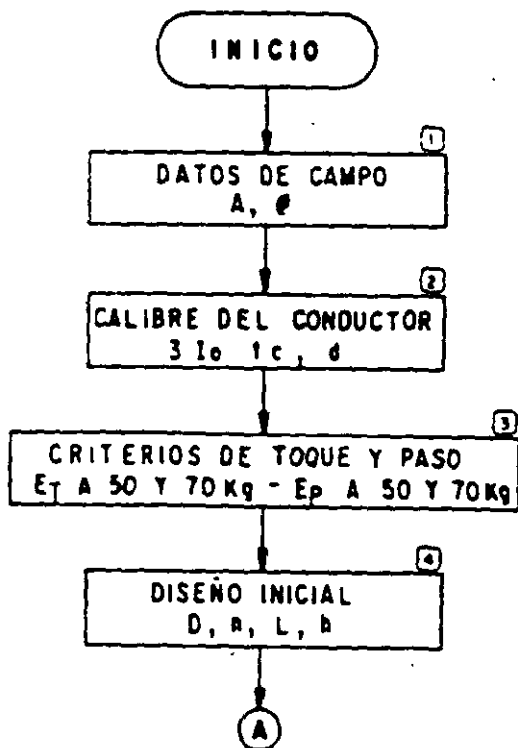
Entre los más comunes tenemos las exotérmicas, es decir a base de calor (cadweld) y los mecánicas que son a base de conectores.

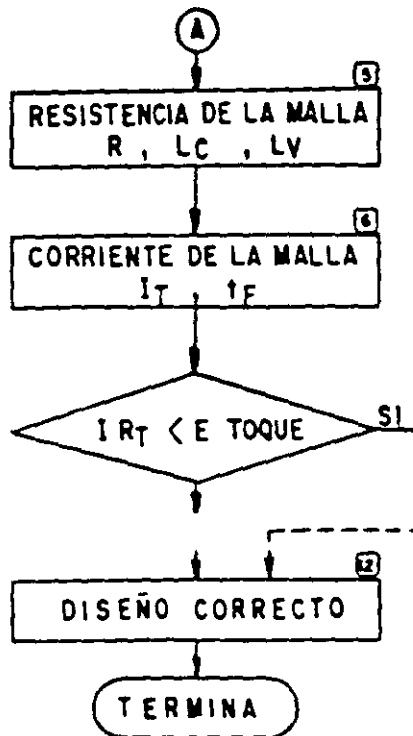
4.6. Calibre del Conductor.

Ya vimos las fórmulas para seleccionar el calibre en base a la corriente, existen en las normas ciertos requisitos y algunas compañías que tienen sus propias prácticas.

Las primeras normas AIEE e IEEE recomendaban calibres mínimos de 1/0 y 2/0 de conductor de cobre para construir las mallas y en recientes encuestas en diferentes compañías de distribución eléctrica se tiene que la mayor parte usa conductor calibre 4/0 y unos pocos usan calibre 500 MCM. Solo el 25% usa calibres de 1/0 o menos sin reportar a la fecha daños mecánicos.

4.7.- Diagramas de flujo para diseñar una red de tierras.





Donde:

- A Area total de la red de tierras en m²
- @ Resistividad del suelo en Ohms - m
- 3I₀ Corriente de falla simétrica a tierra en A
- t. Duración de la falla en seg para determinar el tamaño del conductor.
- d Diámetro del conductor de la red en m
- Voltaje de toque a 50 kg. Voltaje de toque tolerable por el cuerpo humano con un peso de 50 kg. en volts.
- Voltaje de toque a 70 kg. Voltaje de toque tolerable por el cuerpo humano con un peso de 70 kg. en volts.
- Voltaje de paso a 50 kg. Voltaje de paso tolerable por el cuerpo humano con un peso de 50 kg. en volts.

Voltaje de paso a 70 kg. Voltaje de paso tolerable por el cuerpo humano con un peso de 70 kg. en volts.

D Espacio entre conductores paralelos de la malla en metros.

n Número de conductores paralelos de la malla en m.

L Longitud total del conductor enterrado y de la varillas de tierra.

h Profundidad de la red en m.

R_t Resistencia a tierra del sistema en Ohms.

L_c Longitud del conductor enterrado en m.

L_v Longitud de la varilla de tierra en m.

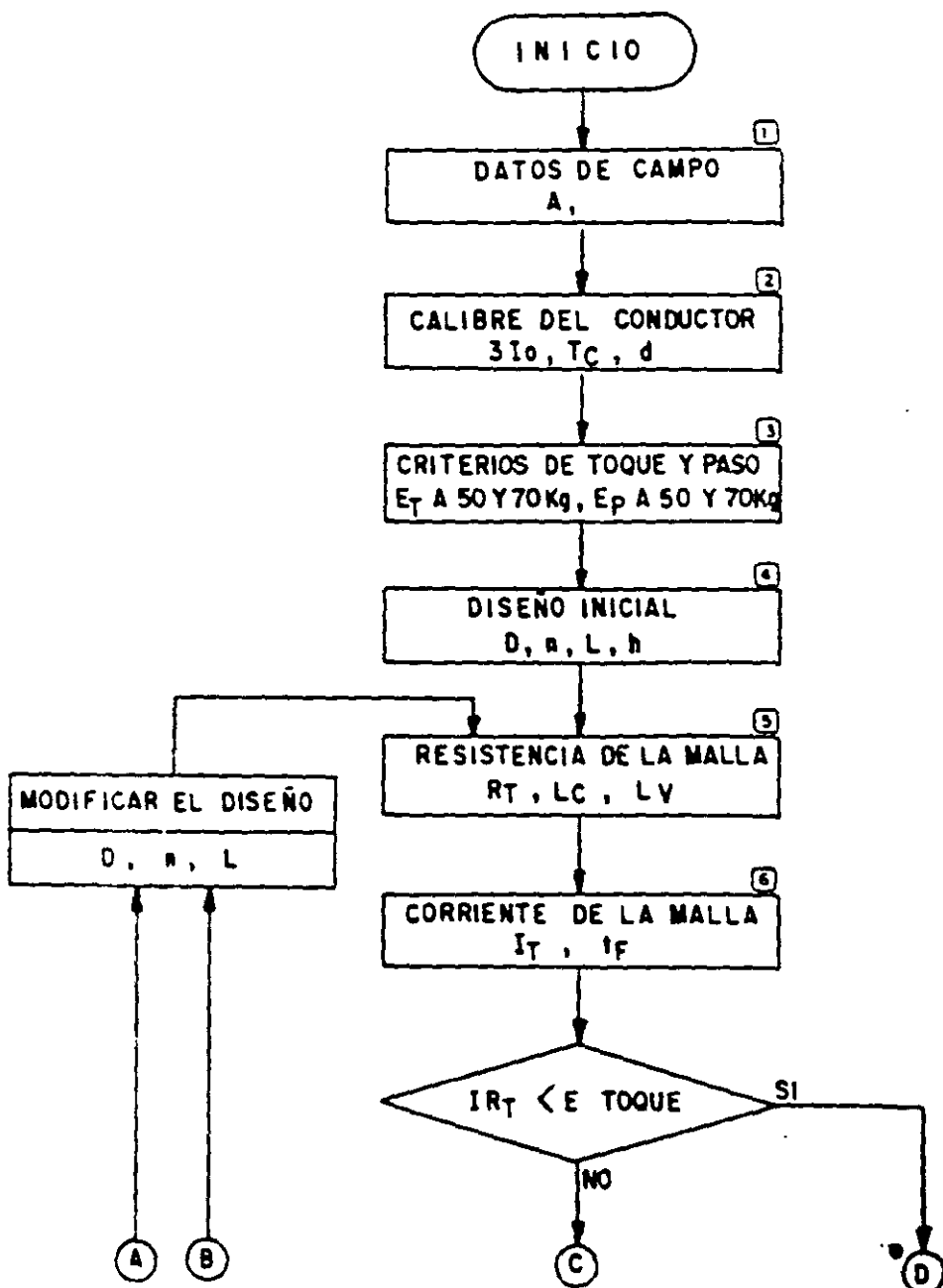
I_f Corriente máxima que fluye a tierra en A.

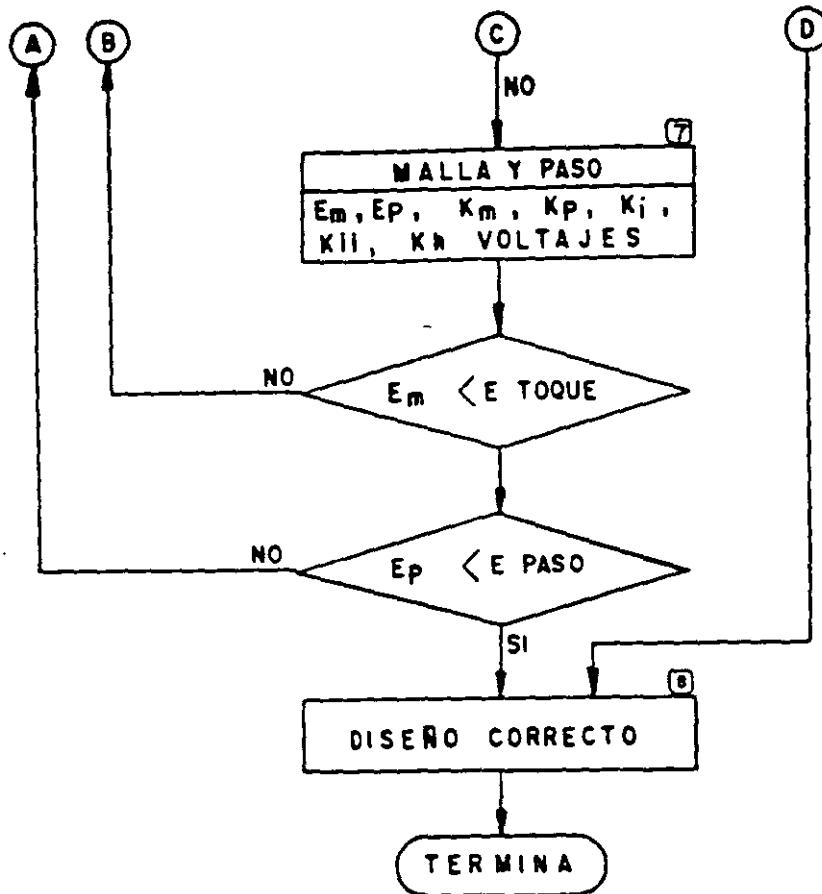
t, Tiempo que dura la falla en seg.

No se termina el diagrama porque aquí vale la pena detenerse a estudiar este proceso. La pregunta es si IR_t es menor que el potencial de toque. Si la respuesta es afirmativa, el diseño esta concluido, es decir, si el producto de la corriente de falla por el valor de la resistencia a tierra es menor que el voltaje de toque, quiere decir que al producirse una falla en el sistema, el voltaje máximo que se presenta no puede dañar a los equipos ni a las personas que se encuentran en el lugar.

Esto es importante porque en situaciones difíciles podemos recurrir a tener una resistencia muy baja y ahorrarnos todos los

cálculos que siguen a continuación.





E_m Voltaje de malla en el centro de la esquina en volts.

E_p Voltaje de paso en un punto fuera de la esquina de la malla a 1 m en diagonal hacia fuera de la malla en volts.

K_m Factor de espaciamento para voltaje de la malla.

K_p Factor de espaciamento para voltaje de paso.

K_i Factor de corrección por geometría de la malla.

K_{11} Factor de corrección de peso que ajusta los efectos de los conductores internos de la esquina de la malla.

K_n Factor de corrección de peso que enfatiza los efectos de la profundidad de la malla.

4.8.- Cálculo de los voltajes máximos de paso y malla.

$$E_m = \theta K_n K_1 I_r / L \quad (\text{Voltaje de malla})$$

$$E_p = \theta K_n K_1 I_r / L \quad (\text{voltaje de paso})$$

$$K_n = \frac{1}{2\pi} \left[L_n \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{11}}{K_n} L_n \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

$K_{11} = 1$ Para mallas con varillas a lo largo del perímetro o con varillas en las esquinas o bien con varillas a lo largo del perímetro y en el interior.

$K_{11} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$ Para mallas sin varillas o mallas con unas cuantas varillas, ninguna localizada en las esquinas o en el perímetro.

$$K_n = \sqrt{1 + h/h_0}$$

$h_0 = 1m$ (Referencia de la profundidad de la malla).

$$K_1 = 0.656 + 0.172 n$$

El voltaje de malla V_s puede ser expresado en otros términos.

$$E_s = \frac{\theta I_r K_s K_1}{L_c + 1.15 L_r}$$

Si no se tienen varillas en el perímetro:

$$E_s = \frac{\theta I_r K_s K_1}{L_c + L_r}$$

También tenemos que:

$$E_s = \frac{\theta I_r K_s K_1}{L}$$

Para profundidades menores a 0.25m tenemos:

$$K_s = \frac{1}{r} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} w \right]$$

$$w = \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} + \dots + \frac{1}{n-1}$$

Si n mayor o igual a 6

$$w \approx \frac{1}{2(n-1)} + L_s (n-1) - 0.423$$

4.9. Algunas consideraciones sobre el diseño del sistema de tierras.

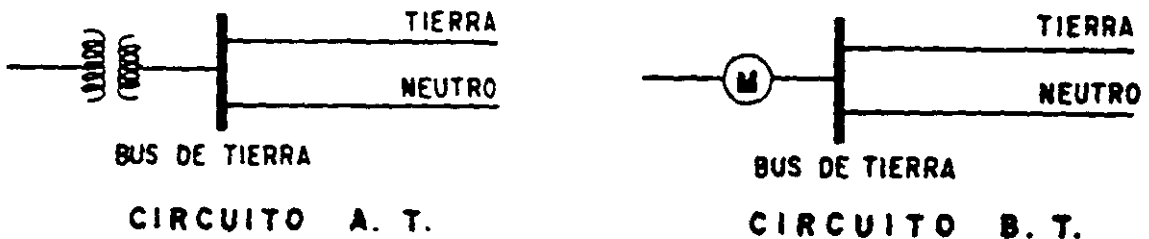
4.9.1. Baja tensión.

Hay que poner cuidado en la conexión de los contactos polarizados ya que es común que se invierta la conexión de la tierra física con el neutro lo que ocasiona fallas en los sistemas, por ejemplo una falla en una máquina de escribir puede repercutir en el sistema de cómputo.

Debe quedar claro que la tierra y el neutro no son iguales y su función es muy diferente, el neutro sirve para tener un potencial de referencia con respecto a la fase y este conductor en sistemas trifásicos lleva la corriente de desbalance y en sistemas monofásicos lleva la corriente de línea. La tierra conecta las carcazas de los equipos y en condiciones de falla a tierra, lleva la corriente, en condiciones normales no lleva corriente.

El neutro y la tierra física deben unirse en un solo punto, esto se hace lo más cerca posible a la fuente de alimentación, tal como se muestra en la figura siguiente:

Fig 23. Conexión de neutro a tierra.



Se recomienda que el voltaje máximo entre neutro y tierra no rebase un volt. Esto es para evitar que los equipos funcionen en forma inadecuada y no reciban información falsa, sobre todo en los equipos computarizados y también para evitar la introducción de ruido eléctrico.

En instalaciones de gran longitud para lograr esto, se pueden colocar varios cables de neutro o un cable neutro de mayor sección, o tener las cargas balanceadas.

4.9.2 Mediana Tensión.

Los potenciales más usuales en mediana tensión son:

6 kV

13.8 kV

23 kV

Los sistemas de tierra en estas tensiones se diseñan en base a la protección de las personas, para lo cual se calculan los potenciales de contacto y paso.

El Reglamento de Instalaciones Eléctricas en el capítulo sexto, da algunas recomendaciones, como son:

"Las subestaciones deben contar con un adecuado sistema de tierras, al cual se deben conectar todos los elementos de la instalación que requieran la conexión a tierra."

"El sistema de tierras debe formarse por una red o malla de conductores enterrados, a una profundidad que usualmente varía de 50 cm. a 1 metro."

"Con electrodos conectados a la red para lograr llegar a terreno más húmedo."

"Se recomienda que los conductores de la malla sean de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG (107.2 mm^2) y que los conductores de puesta a tierra del equipo no sean de un calibre menor al No.2 AWG (33.6 mm^2)."

"La malla puede estar constituida por cables colocados paralela y perpendicularmente con un espaciamiento razonable (por ejemplo formando rectángulo de 3 por 6 metros)."

"Las uniones deben soportar las corrientes de falla y tener resistencia mecánica y ser resistentes a la corrosión."

"La resistencia a tierra debe conservarse en el valor más bajo posible (los valores aceptables van desde 10 Ohms hasta menos de 1 Ohm)."

"Se recomienda hacer las pruebas necesarias para comprobar que los valores reales de la resistencia a tierra de la malla se ajusten a los valores de diseño."

"Para el diseño de la malla se recomienda el empleo de la fórmula de Laurent y Niemann."

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

R = Resistencia a Tierra de la malla en Ohms.

ρ = Resistividad del terreno.

r = Radio de la red de tierras. $r = \sqrt{\frac{A}{\pi}}$

L = Longitud del conductor enterrado contando la longitud de las varillas de tierra.

Las recomendaciones anteriores, como ya se mencionó, son del Reglamento de Instalaciones Eléctricas, sin embargo, en la práctica se puede encontrar que no siempre se pueden seguir estas recomendaciones.

Si se quiere hacer un diseño óptimo, hay que recurrir al cálculo de los potenciales de toque y paso.

Un problema frecuente, para seguir las recomendaciones anteriores, cuando la resistividad es alta, es la falta de espacio en las subestaciones ya que no se logran parámetros adecuados, aplicando la fórmula de Laurent y Niemann ya que depende en gran medida de el área del local.

En estos casos se puede recurrir a la fórmula de Dwight.

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left[\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} - 2 \right]$$

Donde:

$s = 2$ veces la profundidad

$a =$ diámetro del conductor

$L =$ Longitud del conductor entre dos

Nota: Esta fórmula está muy simplificada para fines prácticos ya que se eliminaron términos poco significativos.

Si el problema persiste, es decir, no se logra obtener el valor de resistencia que se desea, se puede recurrir al uso de substancias químicas, como bentonita, coke etc. las características de estos materiales se pueden consultar en capítulos anteriores, o también a cualquier método de puesta a tierra, como electrodos profundos, horizontales etc.

4.10 Ejemplos Resueltos.

Ejemplo 1.-

Se requiere una conexión de tierra física con un valor de resistencia a tierra de 25 Ohms máxima, el terreno es húmedo y el nivel freático es elevado, es decir a 2 mts. de profundidad hay agua.

La medición de resistividad dió el siguiente resultado:

$$\rho = 20 \text{ Ohms-m.}$$

Solución.

Si se coloca una varilla Copper-Weld de 3 metros; y un diámetro de $1/2''$ (1.27cm). Se tiene;

La fórmula:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left[\text{Ln} \frac{4L}{d} \right]$$

$$R = \frac{20}{2 \times 3.14 \times 3} \text{Ln} \frac{4 \times 3}{.0127}$$

$$R = 1.06 \times 6.85 = 7 \text{ Ohms.}$$

El resultado es satisfactorio.

Ejemplo 2.-

El caso anterior del ejemplo 1, pero ahora el terreno es rocoso. No se pudo efectuar la medición de la resistividad ya que la roca no permitió la entrada de los electrodos, por lo que para la resistividad se tomará el valor de 5700 ohms-m.

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left[\text{Ln} \frac{4L}{d} \right]$$

$$R = \frac{5700}{2 \times 3.14 \times 3} \text{Ln} \frac{4 \times 3}{.0127}$$

$$R = 302 \text{ Ln} 945$$

$$R = 302 \times 6.85 = 2069 \text{ Ohms.}$$

Como se observa el valor de resistencia a tierra es muy elevado, lo que indica que con un electrodo Copper-Weld de 3 metros de longitud no es suficiente para lograr una buena tierra.

En estos 2 ejemplos se fue a los extremos, en el primero la resistividad más baja que se da en la realidad, con una simple varilla se logra una tierra efectiva. En el segundo ejemplo, se toma el caso más desfavorable, el terreno compuesto por roca, y vemos que para lograr el valor de resistencia a tierra de 25 Ohms, es necesario un diseño más complejo.

Aunado a esto, si se pide un valor de resistencia a tierra más bajo el problema se complica en mayor grado.

Ejemplo 3.

Se requiere diseñar la red de tierras en un edificio ubicado en el sur de la Ciudad de México, pero se necesita tener un valor de resistencia a tierra de un Ohm ya que el edificio tiene una red de computadoras así como un conmutador telefónico y las compañías de seguros exigen este valor.

Solución.

Como primer paso se efectuó una visita al lugar encontrando que el terreno es rocoso en un 100% por lo que la resistividad será:

$$\rho = 5700 \text{ ohms-m.}$$

La ubicación del edificio se encuentra con tres posibles alimentaciones de las siguientes subestaciones.

Odón de Buen a 3.0 Km.

Contreras a 4.0 Km.

Nueva Olivar a 6.2 Km.

Se calcula la corriente de corto circuito por cualquier método o consultando los datos de la compañía suministradora.

SE'n	Icc a Tierra
Odón de Buen	2770 A
Nueva Olivar	1404 A
Contreras	2224 A

Se considera un factor de crecimiento para este caso 50% y se escoge la situación más desfavorable de corto circuito.

$2770 * 1.5 = 4155$ Amperes.

Se estudiaron los siguientes métodos de puesta a tierra:

Electrodos Profundos.

Electrodos Horizontales.

Electrodos Múltiples.

Electrodos Químicos.

Combinados.

Escogiendo el método de los electrodos profundos.

Se procede a calcular los potenciales de paso y toque, considerando una duración de la falla de 0.5 segundos y una resistividad del suelo de 5700 ohms - metro, tenemos:

$$E_{\text{paso}} = 4261 \text{ volts.}$$

El potencial de Toque.

$$E_{\text{toque}} = 1234 \text{ volts.}$$

Estos son los potenciales que soporta el ser humano en las condiciones más desfavorables de falla en la subestación de mediana tensión.

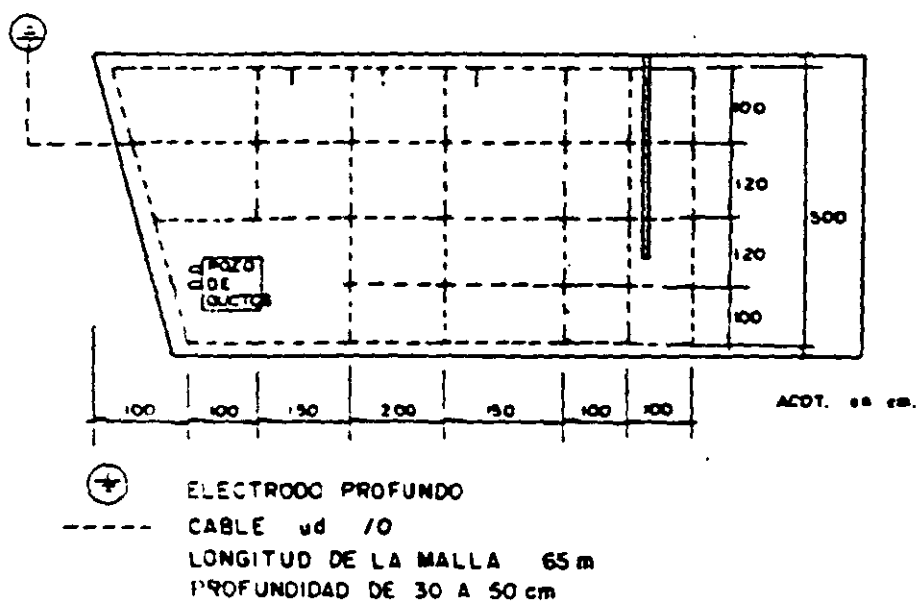


Fig. Ejemplo típico de una red de tierras para una subestación de mediana tensión.

La tensión máxima que se presenta en la SE'n de mediana tensión en el momento de una falla de corto circuito a tierra es la elevación de potencial de la malla:

$$E_{\text{malla}} = \theta K_m K_i I_r / L$$

donde

θ = Resistividad del terreno 5700 Ohms-m.

L = Longitud del conductor de la malla en metros.

I_r = 4155 Amperes.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\text{Ln} \left(\frac{D^2}{16 hD} + \frac{(D+2h)^2}{8 Dd} + \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{11}}{K_0} \text{Ln} \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

$$K_{11} = \frac{1}{(2n)^{2/3}} \text{ (no hay electrodos)}$$

$$K_0 = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}$$

h_0 = Referencia de profundidad de la malla.

D = Espacio entre conductores paralelos en metros (variable).

h = Profundidad de la malla en metros = 0.5 m.

n = Número de conductores paralelos en una dirección (5).

d = Diámetro del conductor = 4/0 = 0.013 m.

L = 64.5 metros.

$$K_{11} = \frac{1}{10^{2/3}} = 0.4$$

$$K_n = \sqrt{1 + 0.5} = 1.22$$

$$\frac{K_{11}}{K_n} = 0.33$$

$$K_m = \frac{1}{6.28} \left[\text{Ln} \left[\frac{4}{16 * 0.5 * 0.013} + \frac{(2 + 1)^2}{8 * 2 * 0.013} + \frac{0.5}{4 * 0.013} \right] 0.32 \cdot \text{Ln} \frac{8}{3.14 * (10 - 1)} \right]$$

$$K_m = 0.6146$$

$$K_i = 0.65 + 0.172 m$$

$$K_i = 1.51$$

$$E_{malla} = \frac{5289}{64.5} * 4.155 = 34071 \text{ volts}$$

$$E_{malla} = 23 \text{ kv (voltaje de la fuente).}$$

Se observa que el voltaje de malla es muy elevado por lo que se consulta al diagrama de la sección 4.8

Se tiene que:

$$V_{malla} = I_r * R_r$$

Si V_{malla} menor o igual a V_{logica}

$$V_{\text{toque}} = V_{\text{malla}} = 1234 \text{ volts}$$

$$R_g = \frac{V_{\text{malla}}}{I_{\text{cc}}} = \frac{1234}{4155} = 0.29 \text{ Ohms}$$

Sí se lleva la resistencia a tierra a 0.29 Ohms, el voltaje máximo que se presenta durante una falla o sea el voltaje de malla será menor que el voltaje de toque en el cual se puede dañar al personal que labora en la SE'n.

Esto se puede lograr con el método de los electrodos profundos. Se efectúa la perforación hasta obtener una resistencia a tierra de 0.29 Ohms.

Ejemplo 4.-

En un edificio se desea construir una red de tierras para una subestación de mediana tensión (23 kv), las dimensiones del local que albergará la subestación (SE'n) son de 5 * 10 m, la resistividad del terreno es de 20 Ohms-m y la corriente de corto circuito es de 1500 Amp. Ya considerado al factor de crecimiento y la protección opera en medio segundo.

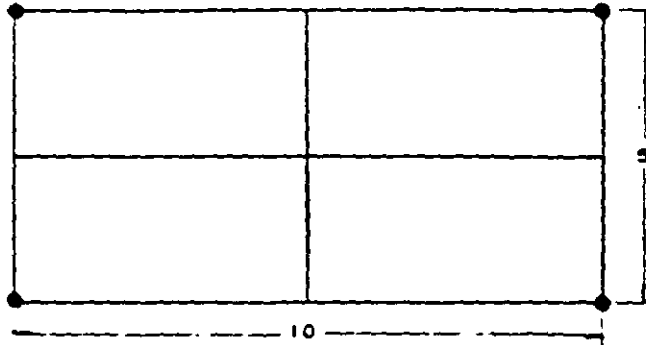
Solución.

Datos:

$$\rho = 20 \text{ Ohms-m}$$

$$I_{\text{cc}} = 1500 \text{ Amperes}$$

Se procede a efectuar un diseño simple.



Se calculan los voltajes tolerables de paso y toque, si la subestación tiene una tarima de madera cuya resistividad es de 3000 Ohms-m (e.).

$$\text{Potencial de toque a 50 kg} = \frac{116 + 0.17 e.}{\sqrt{t}}$$

$$\text{Potencial de toque a 70 kg} = \frac{157 + 0.24 e.}{\sqrt{t}}$$

$$\text{Potencial de paso a 50 kg} = \frac{116 + 0.7 e.}{\sqrt{t}}$$

$$\text{Potencial de paso a 70 kg} = \frac{157 + e_s}{\sqrt{t}}$$

$$P_{750kg} = \frac{116 + 0.17 (3000)}{\sqrt{0.5}} = \frac{626}{0.7} = 894 \text{ Volts}$$

$$P_{770kg} = \frac{157 + 0.24 (3000)}{\sqrt{0.5}} = 1240 \text{ Volts}$$

$$P_{800kg} = \frac{116 + 0.7 (3000)}{\sqrt{0.5}} = 3166 \text{ Volts}$$

$$P_{770kg} = \frac{157 + 3000}{\sqrt{0.5}} = 4464 \text{ Volts}$$

Se calcula la resistencia a tierra de la red de tierras por la fórmula general:

$$R = \frac{e}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d}$$

$$e = 20 \text{ Ohms-m}$$

$$L = 45 \text{ (cable)} + 12 \text{ (varillas)} = 57 \text{ m.}$$

$$d = 0.013 \text{ m (cable 4/0)}$$

$$R = \frac{20}{2 * 3.14 * 57} \ln \frac{4 * 57}{0.013}$$

$$R = 0.05587 * 9.77 = 0.5459$$

Recurriendo al diagrama de flujo del procedimiento de diseño en el paso 7 (diagrama de flujo, inciso 4.7.); tomando el potencial de toque más desfavorable:

$$\begin{array}{c} \text{IR}_t \leq E/\text{toque} \\ 1500 * 0.54 \leq 894 \\ 810 \leq 894 \end{array}$$

El diseño es correcto.

Ejemplo 5.-

El mismo diseño de la red de tierras del ejemplo 4 pero con una resistividad de 50 Ohms-m.

Datos:

$$\begin{array}{l} \rho = 50 \text{ Ohms-m} \\ L = 57 \text{ m.} \\ I_{\text{m}} = 1500 \text{ Amperes} \\ d = 0.013 \text{ m (4/0)} \\ E_{\text{toque}} = 894 \text{ volts} \end{array}$$

Solución:

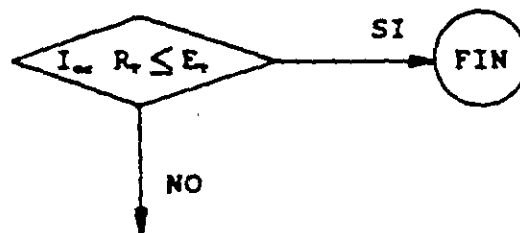
$$R = \frac{e}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d}$$

$$R = \frac{50}{6.28 * 57} \ln \frac{4 * 57}{0.013}$$

$$R = 0.14 \ln 17538$$

$$R = 1.368 \text{ Ohms.}$$

Del diagrama



$$1500 * 1.368 \leq 894 \text{ V.}$$

$$2052 \leq 894$$

Como la respuesta es No, se efectúan los cálculos siguientes:

$$E_1 = \frac{K_1 \rho I}{2\pi} \left[\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right]$$

$$E_2 = \frac{K_2 \rho I}{2\pi} \left[\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right]$$

$$K_2 = \frac{1}{2\pi} \left[\text{Ln} \left[\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D - 2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{11}}{kh} \text{Ln} \frac{8}{(2n-1)} \right]$$

$$K_{11} = 1 \text{ (Con electrodos en las esquinas)}$$

$$Kh = \sqrt{1 + h/h_0}$$

$$h = 0.5 \text{ m (profundidad de la malla)}$$

$$h_0 = 1 \text{ m}$$

$$Kh = 1.22$$

$$D = 5$$

$$K_2 = \frac{1}{6.28} \left[\text{Ln} \left[\frac{25}{16 * 0.5 * 0.013} + \frac{(5 + 1)^2}{8 * 5 * 0.013} - \frac{0.5}{4 * 0.013} \right] + \text{Ln} \frac{8}{(2 * 3 - 1)} \right]$$

$$K_2 = 0.16 \text{ Ln} (240 + 69 - 9.6) + 0.55$$

$$K_2 = 0.824$$

$$K_1 = 0.656 + 0.172 n$$

$$K_1 = 0.656 + 0.172(3)$$

$$K_1 = 1.172$$

$$E_2 = 50 * 0.824 * 1.172 * 1500/57$$

$$E_2 = 1270 \text{ Volts}$$

$$K_3 = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} w \right]$$

$$w = \frac{1}{2} = 0.5$$

$$K_3 = \frac{1}{3.14} \left[1 + \frac{1}{5.5} + \frac{0.5}{5} \right] = 0.4$$

$$E_3 = 50 * 0.4 * 1.172 * 1500/57$$

$$E_3 = 617 \text{ Volts}$$

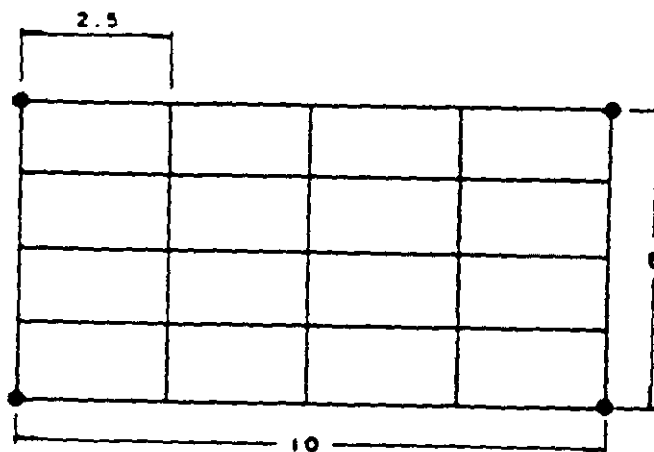
VOLTAJES MAXIMOS QUE SOPORTA EL CUERPO HUMANO (50 Kg)	VOLTAJES MAXIMOS QUE SE PRESENTAN EN UNA FALLA A TIERRA
E_{\rightarrow} 3224	617
E_{\leftarrow} 894	1270

(E malla).

La tabla de resultados indica que el potencial de paso que se presenta durante una falla es inferior al que soporta el cuerpo humano, por lo que el diseño hasta este punto, es adecuado.

El potencial de malla, es el potencial más alto que se presenta durante una falla y es superior al que soporta una persona en esta subestación, por lo que el diseño no es adecuado.

Se rediseña la malla.



Datos:

$$L = 75 + 12 = 87 \text{ m}$$

$$D = 2.5$$

$$n = 5$$

Se procede a efectuar el cálculo de resistencia a tierra, por la fórmula general.

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d}$$

$$R = \frac{50}{6.28 * 87} \ln \frac{4 * 87}{0.013}$$

$$R = 0.091 (10.195) = 0.9277 \text{ Ohms}$$

Del diagrama

$$I_{\text{av}} = 1500 * 0.9277$$

$$= 1392 \text{ Volts}$$

$$1392 \quad 894$$

Como la respuesta es no, se efectuan los cálculos siguientes:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left[\frac{D^2}{16hD} + \frac{(D + 2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{11}}{Kh} \right]$$

$$\left[\ln \frac{8}{\pi(2n - 1)} \right]$$

$$K_{11} = 1$$

$$K_h = 1.22$$

$$D = 2.5$$

$$K_s = \frac{1}{6.28} \left[\text{Ln} \left[\frac{2.5^2}{16 * 0.5 * 0.013} + \frac{(2.5 + 1)^2}{8 * 2.5 * 0.013} \right. \right. \\ \left. \left. - \frac{0.5}{4 * 0.013} \right] - \frac{1}{1.22} \text{Ln} \frac{8}{\pi(2 * 5 - 1)} \right]$$

$$K_s = 0.16 \left[\text{Ln} (60 + 47 - 9.6) + 0.82 \text{Ln} 0.28 \right]$$

$$K_s = 0.16 [4.578 - 1] = 0.57$$

$$K_1 = 0.656 + 0.172(5) = 1.51$$

$$E_s = 50 * 0.57 * 1.51 * 1500/87$$

$$E_s = 742 \text{ Volts}$$

$$K_p = \frac{1}{3.14} \left[1 + \frac{1}{3} + \frac{1}{2.5} * 1 \right]$$

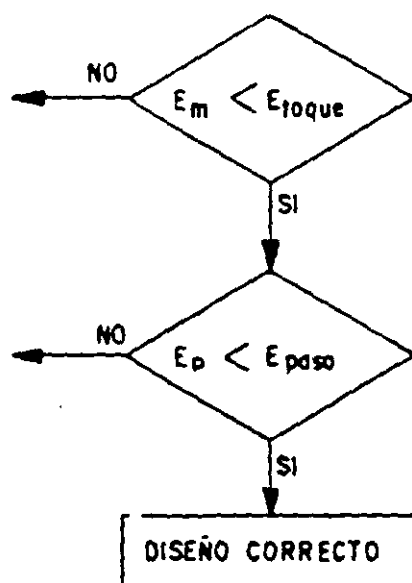
$$W = \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} = 0.5 + 0.33 + 0.25 = 1.08$$

$$K_p = \frac{1}{3.14} \left[1 + 0.33 + 0.4 \right] = 0.55$$

$$E_p = 50 * 0.55 * 1.172 * 1500 / 87$$

$$E_p = 555 \text{ Volts}$$

De los diagramas se tiene que:



Como las dos respuestas son si, el diseño es adecuado.

4.11. Cuestionario y Problemas.

1.- Diseñe una red de tierras para una subestación de mediana tensión.

El local tiene un espacio de $8 * 4$ m, la resistividad del terreno es de 50 Ohms-m y la corriente de corto circuito es de 800 amp.

2.- Se desea construir una red de tierras de una subestación de distribución, el terreno es bastante grande por lo que el tamaño de la red depende del diseño. La resistividad del terreno es de 80 Ohms-m y la corriente de corto circuito es de 12 000 amperes.

3.- Haga un diseño de una red de tierras para una subestación de mediana tensión (13.8 kv), el tamaño de la SE'n es reducido $4 * 6$ m, la resistividad es de 100 Ohms.m y la corriente de corto circuito es de 1000 amperes.

CAPITULO 5

NORMAS EN SISTEMAS DE TIERRAS

En éste capítulo se verán algunos artículos de las normas, tratando de aclarar el contenido, apoyandose con diagramas y comentarios, no es la idea, sustituir las normas, pero es necesario recalcar que existen y que la aplicación correcta de éstas, ayuda a tener un mejor funcionamiento de los sistemas, las normas son dinámicas, por lo tanto, cambian con mucha rapidez, por lo que es posible que pronto existan diferencias entre lo aquí escrito y las normas vigentes.

Artículo 250 - Puesta a tierra.

A.- Disposiciones Generales.

250-1. Alcance. Este artículo abarca los requisitos generales para la puesta a tierra y el puenteado de las instalaciones eléctricas y, además, las disposiciones específicas que se dan en (a) a (f) a continuación:

a) Sistemas, circuitos y equipos requeridos, cuya puesta sea permitida o no.

b) El conductor del circuito que debe ponerse a tierra en los sistemas puestos a tierra.

c) Ubicación de las conexiones de los sistemas de puesta a tierra.

d) Tipos y calibres de los conductores, electrodos de puesta a tierra y de los puentes de unión.

e) Métodos para la puesta a tierra y ejecución de los puntos de unión (puenteado).

f) Condiciones en las cuales los resguardos, la separación y el aislamiento puede sustituirse por la puesta a tierra.

Los sistemas y circuitos conductores son puestos a tierra para limitar las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas a fenómenos transitorios en el propio circuito o a contactos accidentales con líneas de mayor tensión así como para estabilizar la tensión a tierra en condiciones normales de operación. Los sistemas y circuitos conductores se ponen a tierra de manera sólida para facilitar la acción de los dispositivos de sobrecorriente en caso de fallas a tierra.

B.- Puesta a tierra de circuitos y sistemas eléctricos.

250-3. Sistemas de corriente directa

a) Sistema de dos hilos. Los sistemas de corriente directa de dos hilos que alimenten circuitos principales deberán de ser puestos a tierra.

Excepción No. 1: Sistemas equipados con un detector de tierra que alimenten solamente equipos industriales en áreas limitadas.

Excepción No. 2: Sistemas que funcionan a no más de 50 V entre conductores.

Excepción No. 3: Sistemas que funcionan a más de 300 V entre conductores.

Excepción No. 4: Sistemas de corriente directa obtenidos de un rectificado alimentado por un sistema de corriente alterna que cumpla con las disposiciones de la sección 250-5.

Excepción No. 5: Circuitos de corriente directa de señalización para protección contra incendio, de corriente máxima de 0.030 A, como está especificado en el Artículo 760, parte C.

b) Sistema de tres hilos. El conductor neutro de los sistemas de corriente directa, de tres hilos que alimentan circuitos principales deberá ponerse a tierra.

250-5. Circuitos y sistemas de corriente alterna que deben ser puestos a tierra. Los circuitos y sistemas de corriente alterna serán puestos a tierra en las condiciones indicadas en (a), (b), (c) o (d) que se mencionan más adelante. Los demás circuitos y sistemas pueden ser puestos a tierra.

a) Circuitos de corriente alterna de menos de 50 V. Los circuitos de corriente alterna de menos de 50 V estarán puestos a tierra en cualquiera de las condiciones siguientes:

1) Cuando son alimentados por transformadores, si el sistema de alimentación tiene más de 150 V a tierra.

2) Cuando son alimentados por transformadores, si el sistema que alimenta el transformador no está puesto a tierra.

3) Cuando son instalados como conductores aéreos fuera del inmueble.

b) Sistemas de corriente alterna de 50 V a 1000 V. Los sistemas de corriente alterna de 50 V a 1000 V que alimentan

circuitos y sistemas estarán puestos a tierra en cualquiera de los casos siguientes:

1) Cuando el sistema puede ser puesto a tierra de tal manera que la tensión máxima a tierra de los conductores sin conexión a tierra no sea mayor de 150 V.

2) Cuando el sistema es conectado en 3 fases, 4 hilos, y el neutro como conductor del circuito.

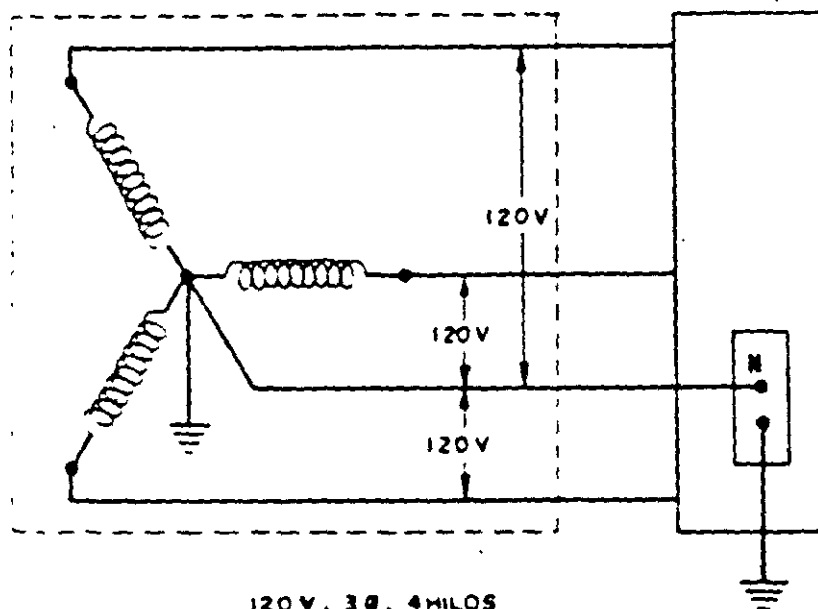


Fig. 5.1.- Cuando un sistema es en estrella de 3 fases, 4 hilos, el neutro es puesto a tierra, como se muestra.

3) Cuando el sistema está conectado en delta 3 fases, 4 hilos, el punto medio del devanado de una de las fases es usado como un conductor del circuito.

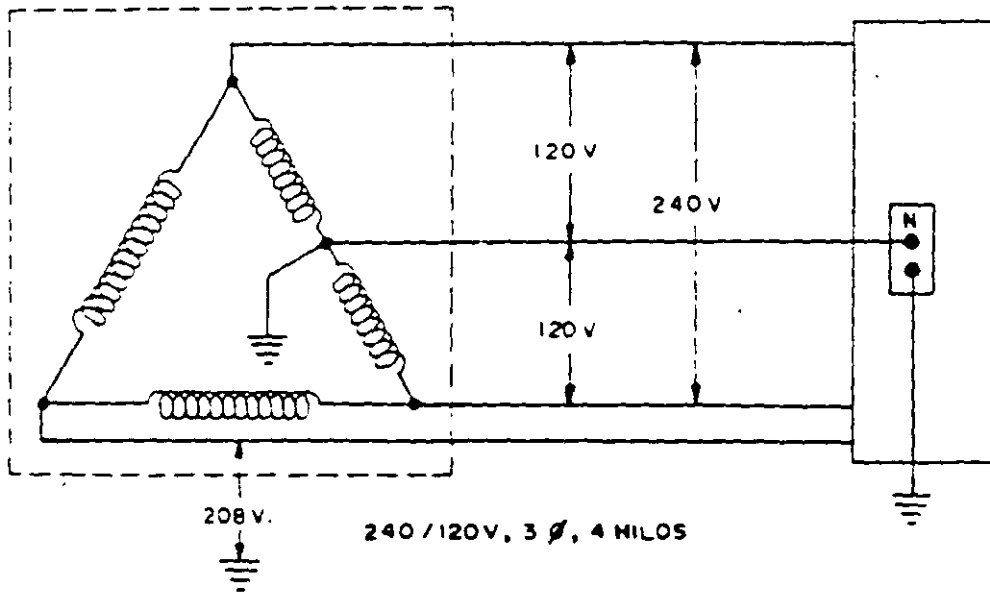


Fig. 5.2.- En un sistema conectado en delta donde el punto medio de una fase se conecta a tierra, como se muestra en la figura.

4) Cuando un conductor de acometida no está aislado de acuerdo con las Secciones 230-22, 230-30, 230-41.

d) Sistemas derivados separadamente. Un sistema de un circuito principal alimentado de un generador, transformador o de un

convertidor y que no tenga ninguna conexión eléctrica directa, incluyendo un conductor puesto sólidamente a tierra para alimentar conductores que se originen en otro sistema, se pondrá a tierra como lo exige la sección 250-26, si así se requiere según las disposiciones (a) y (b) anteriores.

250-25. Conductor que debe ser puesto a tierra en sistemas de corriente alterna. Para sistemas con circuitos principales en corriente alterna se pondrá a tierra el conductor como se especifica de 1 a 5 a continuación:

1) Sistemas monofásicos de dos hilos: Un conductor

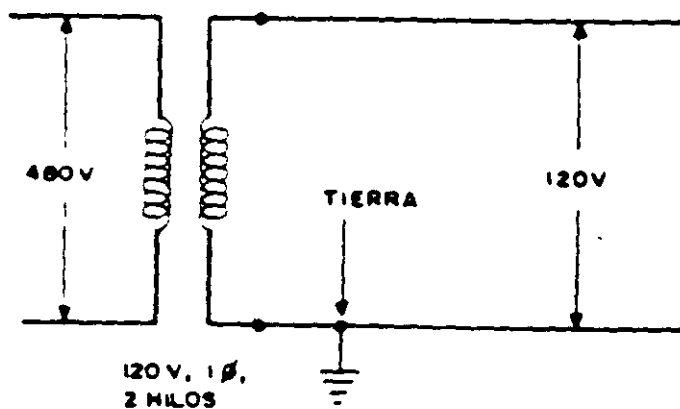


Fig. 5.3.- Puesta a tierra de un sistema monofásico.

2) Sistemas monofásicos de tres hilos: el conductor neutro.

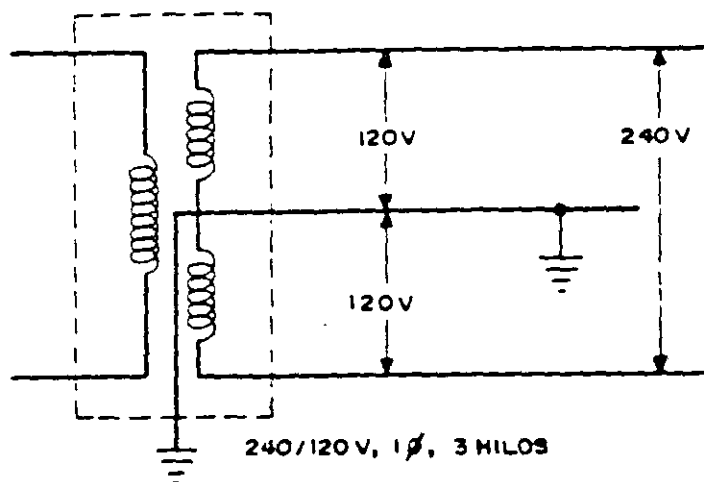


Fig. 5.4 Sistema monofásico de tres hilos.

Este tipo de sistemas, también se les conoce como Edison y en México se encuentran algunos algunos fraccionamientos alimentados con este tipo de energía, la diferencia con un sistema bifásico radica en que el ángulo en el primero es 120 grados mientras que en este tipo de sistemas es de 180 grados.

3) Sistemas polifásicos que tienen un conductor común a todas las fases: el conductor común.

4) Sistemas polifásicos que requieren tener una fase puesta a tierra: el conductor de una fase.

5) Sistemas polifásicos en el cual una fase empleada como se especifica en (2): el conductor neutro.

Los conductores puestos a tierra deben identificarse por los mecanismos especificados en el Artículo 200.

D. Puesta a tierra de gabinetes.

250-32. Canalizaciones y ductos de acometida. Los gabinetes y ductos metálicos para los conductores de acometida y los equipos deberán ser puestos a tierra.

250-42. Equipos fijos o conectados por métodos de alambrado permanente. Las partes metálicas descubiertas de equipos fijos, no destinadas a transportar corriente y que tengan probabilidades de llegar a ser energizadas, deben ser puestas a tierra cuando exista cualesquiera de las condiciones especificadas en (a) a (f), a continuación:

a) Distancias vertical y horizontal. Cuando estén dentro de una distancia de 2.40 m (8 pies) verticalmente o de 1.50 m (5 pies) horizontalmente de la tierra, o de los objetos metálicos puestos a tierra y expuestos a contacto de personas.

b) Lugares húmedos o mojados. Cuando están ubicadas en lugares húmedos o mojados no están aisladas.

c) Contacto eléctrico. Cuando estén en contacto eléctrico con metales.

d) Lugares (clasificados) peligrosos. Cuando estén en lugares (clasificados) peligrosos, de acuerdo con los Artículos 500 a 517.

e) Métodos de alambrado. Cuando los equipos estén alimentados por cables con revestimiento metálico, cubierta metálica, canalizaciones u otros métodos de alambrado, los cuales proveen una puesta a tierra de equipo, excepto lo permitido en la Sección 250-33 para tramos cortos de cubiertas metálicas.

f) Más de 150 V a tierra. Cuando el equipo funciona con cualquiera de sus terminales a más de 150 V a tierra.

Excepción No. 1: Las cubiertas de interruptores automáticos que no sean equipos de acometida y que solo sean accesibles a personas calificadas.

Excepción No. 2: Las estructuras metálicas de aparatos calentados eléctricamente exceptuados por permiso especial en cuyo caso la estructura debe estar permanentemente y efectivamente aislada de tierra.

Excepción No. 3: Aparatos de distribución, tales como cajas de transformadores o condensadores montados en postes de madera a una altura que sobrepase los 2.40 m (8 pies) sobre tierra a nivel del piso.

Excepción No. 4: El equipo de protección con un sistema de doble aislamiento o su equivalente, no se requiere que sean puestos a tierra. Cuando tal sistema es empleado, el equipo deberá estar marcado para su identificación.

250-43 Equipos fijos conectados por métodos de cableado permanente.

Disposiciones específicas. Cualquiera que sea la tensión, las partes metálicas descubiertas y no destinadas a transportar corriente de las clases de equipos descritos de (a) a (j) que siguen, serán puestas a tierra.

a) Cuadros de distribución. Las estructuras y armazones de cuadros de distribución que soportan equipos de maniobra.

Excepción: Armazones de cuadros de distribución de corriente continua de dos hilos cuando están efectivamente aislados a tierra.

b) Organos. Armaduras de generadores y motores de órganos eléctricos.

Excepción: Cuando el generador está efectivamente aislado de tierra y del motor que lo acciona.

c) Armazón de motores. Las armazones de motores, como está indicado en la Sección 430-142.

d) Cubiertas de controladores de motores. Cubiertas de controladores de motores.

Excepción 1: Gabinetes o ductos fijos para equipo portátil subterráneo.

Excepción 2: Cubiertas alineadas de interruptores de resorte.

e) Grúas y elevadores de carga. Equipo eléctrico para grúas y elevadores.

f) Cocheras comerciales, teatros y estudios de cine móviles. Equipos eléctricos en cocheras comerciales, teatros y estudios de cine móviles.

Excepción: Los portalámparas colgantes alimentados por circuitos de tensión a tierra no mayor de 150 V

g) Anuncios eléctricos. Los anuncios eléctricos y equipos asociados.

h) Equipos de proyección de cine.

i) Circuitos de control remoto, señalización de protección contra el fuego. El equipo alimentado por circuitos de señalización y de control remoto, y de señalización de protección contra el fuego Clases 1, 2 y 3, cuando la parte B de este Artículo especifique que esos circuitos deben estar conectados a tierra.

j) Luminarias. Las luminarias, como se indica en la parte E del artículo 410.

k) Bombas de agua operadas con motor. Las bombas de agua operadas con motor incluyendo las de tipo sumergible.

l) Ademe metálico para pozo de agua. Cuando una bomba sumergible es usada en un pozo de agua con ademe metálico, el ademe debe unirse al conductor de puesta a tierra del circuito de la bomba.

250-44 Equipos no eléctricos. Se pondrán a tierra las partes metálicas de equipos no eléctricos indicados de (a) a (e) siguientes:

a) Grúas. Estructuras y carriles de grúas operadas eléctricamente.

b) Cabina de ascensores. Estructuras metálicas de cabinas de elevadores no operados eléctricamente a las cuales están sujetos conductores eléctricos.

c) Elevadores eléctricos. Los cables metálicos de maniobra accionados a mano o cables de elevadores eléctricos.

d) Separaciones metálicas. Separaciones metálicas, rejillas y cubiertas metálicas similares que rodean equipos con tensiones superiores a 1 KV o más entre conductores, a menos que estén en Subestaciones o bóvedas que dependan solamente de las compañías de servicio eléctrico.

e) Casas móviles y vehículos de recreo. Las casas móviles y vehículos recreativos como está especificado en los Artículos 550 y 551.

Nota: Cuando existen partes metálicas extensas en los inmuebles, que puedan quedar energizadas y ser tocadas por

personas, su conexión a tierra adecuada dará seguridad adicional.

250-45 Equipo conectado con cordón y clavija. Se pondrán a tierra las partes metálicas descubiertas que no transportan corriente y que pueden quedar energizadas, en los equipos conectados con cordón y clavija, en cualquiera de los casos descritos en (a) a (d) siguientes.

a) En lugares (clasificados) peligrosos. (Véase los Artículos 500-517)

b) Mayores de 150 V a tierra. Cuando operan a más de 150 V respecto a tierra.

Excepción 1: Los motores, si están protegidos.

Excepción 2: Las envolventes metálicas de aparatos calentados eléctricamente exceptuados por permiso especial en cuyo caso la envolvente está permanente y efectivamente aislada a tierra.

Excepción 3: Equipo de información y procesamiento de datos y de oficina, protegido por un sistema de dobles aislamiento o su equivalente, no se requiere que sea puesto a tierra, cuando tal sistema es empleado, el equipo deberá estar marcado para su identificación.

c) En propiedades residenciales.

1) Refrigeradores, congeladores y aparatos de aire acondicionado.

2) Lavadoras y secadoras de ropa, lavaplatos y equipos eléctricos para acuarios.

3) Herramientas manuales operadas por motor, herramientas operadas por motor, fijas y estacionarias, herramientas operadas por motor para industria ligera.

4) Aparatos operados por motor de los siguientes tipos: podadoras y limpiadores de pisos a base de agua.

5) Lámparas de mano portátiles.

Excepción: Las herramientas y aparatos portátiles y protegidos por un sistema aprobado de aislamiento doble o su equivalente, no necesitan conectarse a tierra. Al estar provisto de tal sistema aprobado el equipo ha de llevar marcas que lo señalen como tal.

d) En propiedades no residenciales.

1) Refrigeradores, congeladoras y aparatos de aire acondicionado.

2) Lavadoras y secadoras de ropa, lavaplatos, bombas de sumidero y equipo eléctrico de acuarios, equipo de procesamiento de datos y computadoras.

3) Herramientas manuales operadas por motor. Herramientas operadas por motor fijas y estacionarias, herramientas operadas por motor para uso de industria ligera.

4) Aparatos operados por motor de los siguientes tipos, podadoras y limpiadores de pisos a base de agua.

5) Aparatos conectados con cordón y clavija en lugares húmedos o mojados o que sean utilizados por personas paradas en tierra o sobre pisos metálicos o trabajando dentro de tanques metálicos o calderas.

6) Herramientas que puedan usarse en lugares conductivos y húmedos.

7) Lámparas portátiles.

Excepción 1: Las herramientas y lámparas portátiles que eventualmente hayan de ser utilizadas en lugares mojados y

conductivos, no necesitan estar puestas a tierra cuando estén alimentadas por un transformador de aislamiento con secundario no puesto a tierra de no mas de 50 V.

Excepción 2: Las herramientas operadas con motor, fijas y estacionarias, uso industrial, portátiles y los aparatos que estén protegidos por un sistema aprobado de doble aislamiento o su equivalente, no necesitan conectarse a tierra. Al estar provisto de tal sistema aprobado, el equipo ha de llevar marcas distintivas que lo señalen como tal.

Nota: En relación con (c) y (d), las herramientas o aparatos portátiles que no están provistos con un aislamiento doble o protección puesta a tierra no están destinados para usarse en lugares húmedos, mojados o conductivos, siempre y cuando estén puestos a tierra.

250-46 Separación a los pararrayos. Las canalizaciones metálicas, cubiertas, estructuras u otras partes metálicas de equipos eléctricos que no transportan corriente, se mantendrán a 1.80 m (6 pies) de distancia por lo menos, de los conductores de bajada de los pararrayos, si esto no es posible, deben tener puentes de unión a los electrodos o varillas.

Nota: Véase las Secciones 25-56 y 800-40 (b) (3) (3).

F Métodos de puesta a tierra.

250-50 Conexiones del conductor de puesta a tierra de equipos. Las conexiones del conductor para puesta a tierra de equipos del lado de la fuente, en sistemas derivados separadamente, serán hechas de acuerdo con las indicaciones de la Sección 250-26 a); en el equipo de acometida, tal conexión se hará de la manera que se indica en (a) o (b) siguientes:

a) Para sistemas puestos a tierra. La conexión se hará puenteando el conductor de puesta a tierra del equipo al conductor puesto a tierra de la acometida y al conductor del electrodo de puesta a tierra.

b) Para sistemas no puestos a tierra. La conexión se hará puenteando el conductor de puesta a tierra del equipo al conductor del electrodo de puesta a tierra.

Excepción para (a) y (b) arriba indicadas: Para reemplazo de contactos de tipo sin conexión a tierra por contactos del tipo con conexión a tierra (polarizadas) y para extensiones del circuito derivado solo en instalaciones existentes que no tengan un conductor de equipo con conexión a tierra en el circuito derivado, el sistema de acuerdo con la Sección 250-81.

Nota: Ver la Sección 210-7 (d). Excepción, para el uso de contactos del tipo de interruptor de circuito con falla a tierra.

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

La tierra no deberá ser usada como un único conductor del equipo con conexión a tierra.

G Puenteado.

250-70 Disposiciones generales. Se Proveerán puentes de unión cuando sean necesarios para garantizar la continuidad

eléctrica y la capacidad para transportar con seguridad cualquier corriente de falla que pueda producirse y mantener un potencial eléctrico común.

250-73 Armadura o cinta metálica de cable de acometida. En los cables de acometida que tienen un conductor desnudo puesto a tierra y en contacto eléctrico continuo con su armadura o cinta metálica se considera que la cubierta metálica está puesta a tierra en forma adecuada.

250-74 Conexión de la terminal de puesta a tierra del contacto a la caja. Se conectará la terminal de puesta a tierra de los contactos del tipo de puesta a tierra a la caja puesta a tierra con un puente de unión.

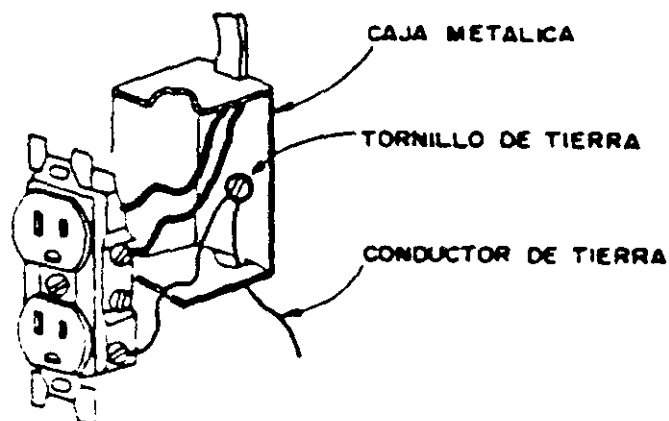


Fig. 250-18

Excepción No. 1: Cuando la caja es montada en la superficie, el contacto directo de metal entre el puente soporte del dispositivo y la caja se puede considerar como puesta a tierra. Esta Excepción no se aplicará a contactos cubiertos y empotrados a menos de que la combinación de la caja y la cubierta están aprobados para proveer continuidad satisfactoria de puesta a tierra entre la caja y el contacto.

Excepción No. 2: Los dispositivos de contacto o soportes diseñados y aprobados para el uso de pueden usar en conjunto con los tornillos de soporte, para establecer el circuito de puesta a tierra entre el puente soporte del dispositivo y las cajas empotradas.

Excepción No. 3: Las cajas de piso diseñadas y aceptadas para proporcionar una continuidad a tierra satisfactoria entre la caja y el dispositivo.

Excepción No. 4: Cuando es requerido para reducir el ruido eléctrico (interferencia electromagnética) en el circuito de puesta a tierra, se puede permitir el uso de un contacto en el cual el contacto de tierra está voluntariamente aislada del medio de montaje del contacto. El contacto de tierra del contacto debe ponerse a tierra por un conductor aislado de puesta a tierra del equipo instalado junto con los conductores del circuito. Se permitirá que el conductor puesto a tierra pase a través de uno o mas tableros sin conectarlo a la terminal del tablero con puesta a tierra como se permite en la Sección 384-20 excepto cuando termina en la estructura o en el inmueble en la terminal del conductor de puesta a tierra del equipo del sistema derivado o acometida.

Nota: El uso de un conductor aislado de puesta a tierra del equipo no releva del cumplimiento del requisito de poner a tierra la canalización y la caja de salida.

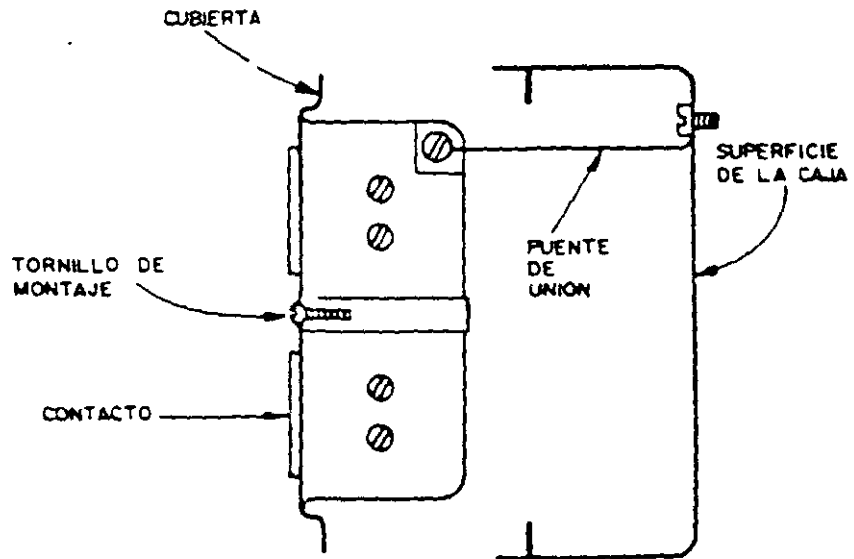


Fig. 250-28A

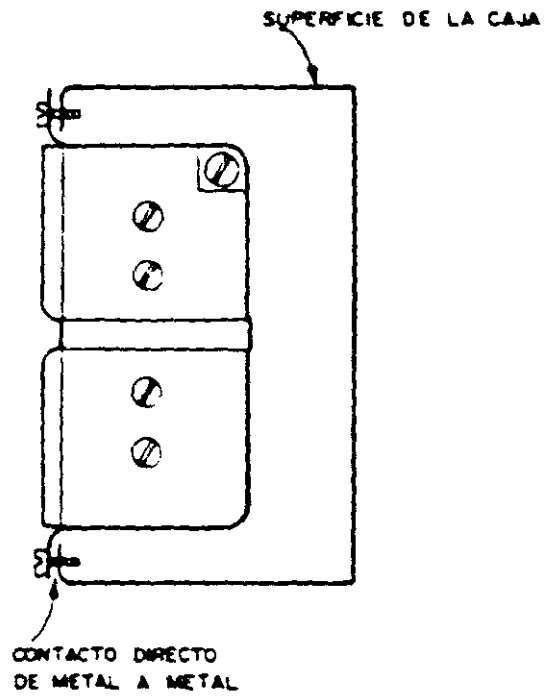


Fig. 250-28B

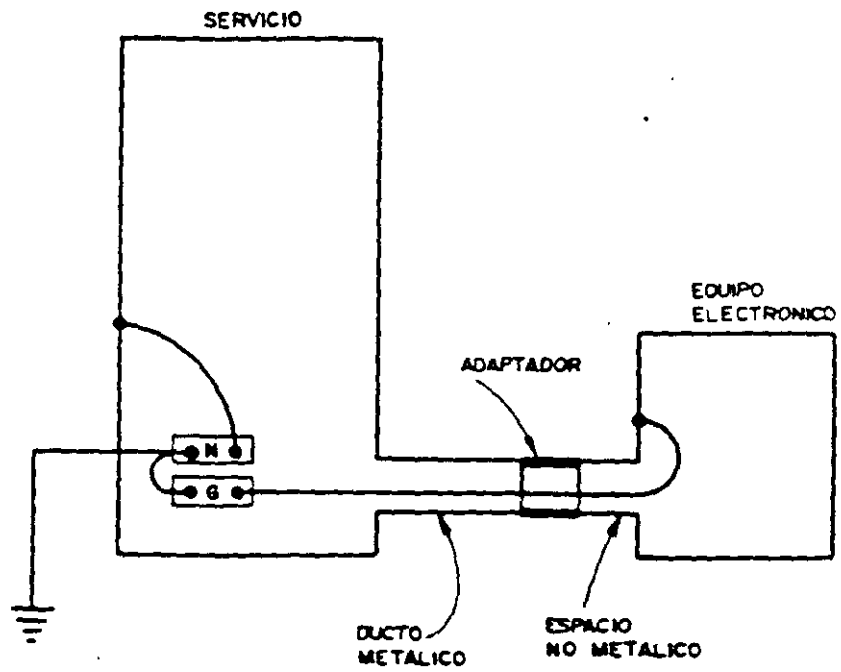


Fig. 250-30(a)

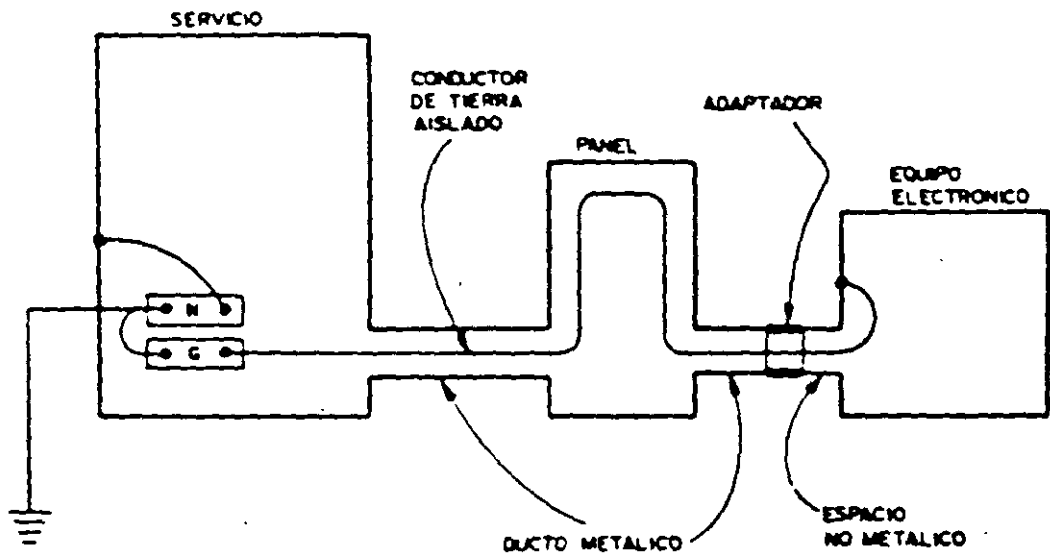


Fig. 250-30(b)

250-75 Puente de unión para ductos o gabinetes. Se colocarán puentes de unión donde sea necesario en las canalizaciones metálicas, charolas de cables, armaduras de cables, cubiertas metálicas de cables, cubiertas de equipos, estructuras accesorios y otras partes metálicas que no transportan corriente y que deben servir como conductores de puesta a tierra, con o sin el uso de conductores con puesta a tierra del equipo suplementario, cuando es necesario asegurar en forma efectiva la continuidad eléctrica y la capacidad de conducción para transportar de manera segura cualquier corriente de falla que pueda circular por ellos.

Toda la pintura no conductiva, esmalte o recubrimiento similar, debe quitarse de las roscas, puntos de contacto y superficies de contacto, o bien se usarán medios de conexión diseñados de manera que hagan innecesario su retiro.

Excepción: Donde se requiere para la reducción del ruido eléctrico (interferencia electromagnética) en el circuito de puesta a tierra, un equipo dentro de un gabinete alimentado por un circuito derivado puede ser aislado de las charolas que alimenten el circuito siempre y cuando se utilicen charolas no metálicas con puntos de contacto hechos con accesorios aislados también. La charola metálica debe cumplir con lo previsto en este Artículo y tener un conductor de puesta a tierra del equipo aislado de acuerdo con la Sección 250-74, Excepción 4. Puesta a tierra de gabinetes de equipo.

Nota: El uso de un conductor de puesta a tierra aislado para equipo, no libera los requisitos de puesta a tierra para los sistemas de charola o tubería.

250-79 Puentes de unión principal y del equipo.

a) Material. Los puentes de unión principal y para el equipo serán de cobre o de otro material resistente a la corrosión. Un puente de unión principal deberá ser un alambre, una barra, un tornillo o un conductor similar adecuado.

b) Construcción. Cuando un puente de unión principal consiste en un tornillo solamente, este debe ser identificado con un color verde y debe ser visible.

c) Método de fijación. Los puentes de unión principales y para el equipo deben ser fijados de acuerdo con las indicaciones de la Sección 250-113 para circuitos y equipos, y de la Sección 250-115 para los electrodos de puesta a tierra.

d) El calibre del puente de unión del equipo en el lado de la alimentación y del puente de unión principal. El puente de unión no será menor que los calibres indicados en la tabla 250-94 para los conductores del electrodo de puesta a tierra. Cuando los conductores de fase de la entrada de acometida sean mayores que el calibre 1100 kc mil de cobre o del 1750 kc mil de aluminio, los puentes de unión tendrán el área de su sección no menor de 12.5 % del área del conductor de fase de mayor tamaño, excepto cuando estos conductores y el puente sean de materiales diferentes (cobre o aluminio), en cuyo caso se elegirá el calibre del puente de unión de capacidad en amperes equivalente al que tendría si fuera del mismo material que los conductores de fase. Cuando los conductores de entrada de la acometida están en paralelo en dos o mas canalizaciones o cables, el puente de unión del equipo, donde sea tendido con las canalizaciones o cables, deberá correr en paralelo. El calibre del puente de unión para

cada canalización o cable se basará en el tamaño de los conductores de entrada de la acometida en cada canalización o cable.

El puente de unión para un conductor de puesta a tierra de un electrodo de una canalización o armadura de cable como se menciona en la Sección 250-92 (b) deberá ser del mismo calibre o mas grande que el requerido para un conductor de puesta a tierra de un electrodo cubierto.

e) El calibre del puente de unión del equipo en el lado de carga de la acometida. El puente de unión en el lado de carga de los dispositivos de sobrecorriente de la acometida no debe ser menor que los calibres indicados en la tabla 250-95. Se permitirá un solo, puente de unión, común y continuo para equipo, para unir dos o más canalizaciones o cables cuando el puente de unión sea del calibre de acuerdo con la tabla 250-95. Se permitirá un solo, puente de unión, común y continuo para equipo, para unir dos o más canalizaciones o cables cuando el puente de unión sea del calibre de acuerdo con la tabla 250-95 para el dispositivo de sobrecorriente más grande que alimenten los circuitos internos.

Excepción: El puente de unión del equipo puede ser menor que los conductores del circuito que alimentan el equipo, pero no será menor que la sección transversal de 2.08 mm² (14 AWG).

f) Instalación. Puente de unión de los equipos. Los puentes de unión para los equipos se podrán instalar dentro o fuera de la canalización o de la cubierta. Cuando se instales del lado de afuera, la longitud de este puente para equipos no excederá 1.80 m (6 pies) y deberá seguir la ruta trazada por la canalización o la cubierta. Cuando se instale dentro de una canalización, el

punte de unión del equipo deberá cumplir con los requisitos de la Sección 254-114 y 310-12 (b).

250-80 Punteado en sistemas de tubería.

a) Tubería metálica para agua. Los sistemas interiores de tubería metálica para agua siempre se conectarán con un puente de unión a la cubierta metálica del equipo de acometida y al conductor puesto a tierra en la acometida, así como al conductor del electrodo de puesta a tierra, cuando éste es del calibre suficiente, o a cada uno de los electrodos de puesta a tierra usados. La selección de la sección transversal esos puentes de unión deberán estar de acuerdo con las indicaciones de la tabla 250-94 y se instalarán de acuerdo con lo establecido en la Sección 250-92 incisos (a) y (b). Los puntos de conexión del puente de unión serán accesibles.

Excepción: En inmuebles de vivienda múltiples, cuando el sistema interno de tubería para agua de las viviendas individuales sea metálica y esté metálicamente aislado de todas las otras viviendas usando tubería no metálica para agua, se permitirá que el sistema interno de tubería metálica este punteado al tablero o a la caja de cuadros de distribución (que no sea el equipo de acometida) que alimenta esa vivienda. El puente de unión deberá ser calibrado de acuerdo con la tabla 250-95.

b) Otras tuberías metálicas. Los sistemas interiores de tubería metálica que pudiesen ser energizados deberán ser conectados con puentes de unión a la cubierta del equipo de acometida, al conductor puesto a tierra en la acometida, al conductor del electrodo de puesta a tierra cuando es de calibre

suficiente, o uno o mas de los electrodos de puesta a tierra usados. La selección de calibre de esos puentes de unión se hará de acuerdo con las indicaciones de la tabla 250-95, utilizando la capacidad nominal del circuito que pudiera energizar la tubería.

El conductor de puesta a tierra de equipos para el circuito que pudiera energizar la tubería podrá ser utilizado como el mismo medio de conexión del puente.

Nota: Uniendo todas las tuberías y ductos metálicos de aire en contacto con circuitos eléctricos, proporciona mayor seguridad.

H Sistemas de electrodos de puesta a tierra.

250-81 Sistemas de electrodos de puesta a tierra. En cada inmueble o estructura a servirse, el sistema de electrodos de puesta a tierra se formará interconectando cada una de las partes que se indican en este Artículo de la Sección de (a) a (e). Los puentes de unión se dimensionarán según la Sección 250-94, se instalarán de acuerdo con la Sección 250-92 (a) y (b) y se conectarán como se especifica en la Sección 250-115. El conductor del electrodo de puesta a tierra sin ningún empalme podrá llevarse a cualquiera de los electrodos disponibles del sistema de electrodos de puesta a tierra y será dimensionado tomando el mayor calibre requerido para todos los electrodos disponibles.

Se recomienda el uso de electrodos fabricados especialmente para la puesta a tierra si se hace por procesos irreversibles como lo es con conectores de tipo compresión o procesos de soldadura exotérmica.

a) Electrodo de acero con cubierta de cobre. Consiste en una varilla redonda con una longitud de 3 m (10 pies) o más, con diámetro de 13 mm (0.5 pulgadas), 16 mm (5/8 de pulgada) 19 mm (3/4) de pulgada), el acero le da dureza y el cobre resistencia a la corrosión y mejor conductividad, el espesor de cobre debe tener 0.25 mm como mínimo.

b) Tubería metálica de agua enterrada. Una tubería metálica de agua enterrada, con 3 m (10 pulgadas) o más en contacto directo con la tierra (incluyendo cualquier cubierta metálica de pozos efectivamente conectada al tubo) y que sea eléctricamente continua hasta los puntos de conexión del electrodo de puesta a tierra, (o que se haga eléctricamente continua o puenteando las uniones y tramos de tubería aislantes).

La continuidad eléctrica de la trayectoria de puesta a tierra o la conexión a la tubería interior no podrá basarse en la conexión a través de medidores de agua. La tubería subterránea para agua se complementará con un electrodo adicional de uno de los tipos especificados en las Secciones 250-81 (a) ó 250-83.

El electrodo complementario se podrá puentear en un punto conveniente al conductor de puesta a tierra de la acometida, la canalización y la cubierta de acometida de puesta a tierra, o de la tubería metálica de agua enterrada.

Cuando el electrodo complementario esté construido de acuerdo con la Sección 250-83 (c) y (d), esa porción del puente de unión, la cual es la única conexión al electrodo complementario de puesta a tierra, no se requerirá que sea mayor que la sección transversal de el conductor de cobre de sección transversal de 13.30 mm² (6 AWG) o el conductor de aluminio de

sección transversal de 21.15 mm² (4 AWG).

c) Estructura metálica del inmueble. La estructura metálica del inmueble, cuando está puesta a tierra.

Nota: Efectivamente puesta a tierra significa una conexión o conexiones a tierra de una impedancia lo suficientemente baja y una capacidad de conducción de corriente suficiente para prevenir la elevación de tensión que resulta en condiciones de falla y que puede poner en peligro a los equipos o a las personas.

d) Electrodo empotrado en concreto. Un electrodo es aceptable si está formado por lo menos de 6 m (20 pies) de una o más barras o varillas de acero de reforzado de no menos de 1.25 cm (1/2 pulgada) de diámetro; o consistente en una barra desnuda de cobre de al menos 6 m (20 pies) de longitud y de sección transversal de 21.15 mm² (4 AWG), embutido al menos 5 cm (2 pulgadas) dentro de una plancha o base de concreto directo con la tierra.

e) Anillo de tierra. Un anillo de tierra que consiste en un conductor de cobre desnudo, de sección transversal no menor de 33.6 mm² (2 AWG) de longitud no menor de 6 m (20 pies), enterrado en contacto directo con la tierra a una profundidad de 80 cm (2.5 pies) del nivel del terreno y que rodee al inmueble o estructura.

250-83 Electrodo artificial (electrodo construido especialmente). Donde no se disponga de alguno de los electrodos indicados en los Artículos precedentes o que no cumplan con los requisitos especificados en la Sección 250-84, sobre todo en lugares donde el terreno es muy seco, arenoso, rocoso, se puede recurrir a los siguientes métodos de electrodos especiales.

a) **Electrodos profundos.** Este tipo de electrodos consiste de un conductor de baja impedancia instalado en perforaciones profundas, hasta encontrar terrenos de baja resistividad a niveles de mayor humedad.

b) **Electrodos horizontales.** Consiste de instalar un conductor de cobre desnudo enterrado en forma horizontal a una profundidad que va de 50 cm (20 pulgadas) a 100 cm (40 pulgadas), de diferentes configuraciones, los más usuales son ángulo recto, estrella, en cruz, en cuadro, etc.

c) **Electrodos químicos.** En este método se modifica el medio que rodea al electrodo, bajando la resistividad del suelo, los más recomendables son:

1) **Bentonita.** Es una arcilla cuya virtud principal radica en absorber agua y retenerla, se coloca alrededor del electrodo y forma un buen camino para las corrientes eléctricas que se drenan a tierra no es corrosiva.

2) **Carbón mineral (coque).** Se extrae de minas y se usa también en hornos de fundición.

3) **Otros.** Existen otros electrodos químicos que dan resultados satisfactorios, pero que por tener patente, se consiguen en ciertas casas comerciales.

Nota: No se recomienda el uso de sal ya que se disuelve con la lluvia, a menos que el espacio que ocupa el electrodo este controlado o se le de un mantenimiento constante, tampoco el uso de sulfatos ya que corroen el electrodo con mucha facilidad.

d) **Electrodos múltiples.** Consiste en colocar electrodos en diferentes cantidades y configuraciones, espaciados una distancia determinada uno de otro, generalmente 3 m, las configuraciones

más usadas son: 2 electrodos en línea, 3 en línea, 3 en delta, etc.

Nota: Se permite el uso de una combinación de electrodos múltiples con químicos, por ejemplo en delta con bentonita. Siempre que las condiciones del caso lo permitan, los electrodos deben enterrarse hasta sobrepasar el nivel de la humedad permanente, cuando se encuentre un lecho de roca, puede enterrarse horizontalmente a la mayor profundidad que permite el terreno. Cuando se usan sistemas de electrodos para distintos fines, como los circuitos de comunicación, pararrayos de edificios, etc. cada electrodo de un sistema debe distar, por lo menos 1.80 m (6 pies) de los otros sistemas.

Si el terreno está compuesto por tepetate, terreno duro, se recomienda excavar y luego introducir el electrodo.

e) Sistema de tubería metálica enterrada para gas. El sistema de tubería metálica enterrada para gas no debe usarse como electrodo de puesta a tierra.

f) Otras estructuras o sistemas metálicos subterráneos. Otras estructuras o sistemas metálicos subterráneos tales como sistemas de tubería y tanques enterrados.

g) Electrodos de placa. Cada electrodo de placa no deberá tener menos de 0.186 m² (2 pies cuadrados) de superficie en contacto con el suelo. Las placas de fierro o acero deberán tener por lo menos 6.35 mm de espesor (1/4 de pulgada), Las placas de metal no ferroso deben tener por los menos 1.52 mm de espesor (0.06 pulgadas).

h) Electrodos de aluminio. No se permite el uso de electrodos de aluminio ya que se corroe fácilmente.

250-84 Resistencia de electrodos artificiales. El valor de la resistencia a tierra de los electrodos no debe ser mayor de 25 Ω para casas habitación, comercio, oficinas o locales considerados como de concentración pública, con acometidas en baja tensión. En las condiciones mas desfavorables (época de estiaje). Cuando no se puede lograr este valor de resistencia con un electrodo se debe acudir a los métodos descritos anteriormente, los sistemas de tubería metálica continua y subterránea para conducir agua fría, tienen, en general, una resistencia a tierra menor de 3 Ω . Las armazones metálicas de edificios, la tubería metálica de edificios, la tubería metálica de revestimiento de pozos y otros sistemas locales de tubería metálica subterránea tienen, en general, una resistencia a tierra considerable menor a 25 Ω . Se deben efectuar mediciones periódicas para verificar el estado del electrodo. En sitios especiales donde se quiera una resistencia a tierra menor como pueden ser edificios que contengan equipos de cómputo, de comunicaciones o equipo electrónico, en general se debe recurrir a las tierras especiales 250-83 de (a) a (d).

Para subestaciones de distribución de edificios de uso industrial o comercial véase la Sección 240J-2 (c). Para las bajadas de tierra de los pararrayos un valor recomendable es de 10 Ω .

Excepción: Para terrenos con resistividad mayor de 3000 Ω -m, se permite que los valores anteriores sean el doble para cada caso.

250-86 Uso de electrodos de pararrayos. Los electrodos de puesta a tierra de los pararrayos no se deben usar como puesta

a tierra de equipos y sistemas. Esta prohibición no está en contra de la unión de los diferentes sistemas de puesta a tierra.

Nota: La unión de los diferentes sistemas de tierra limita las diferencias de potencial entre ellos y los sistemas involucrados.

J Conductores de puesta a tierra.

250-91 Material. El material de los conductores de puesta a tierra será como se indica en (a), (b) y (c) a continuación.

a) Conductor del electrodo de puesta a tierra. El conductor del electrodo de puesta a tierra debe ser de cobre, aluminio o aluminio revestido de cobre. El material elegido será resistente a toda condición de corrosión. El conductor puede ser sólido o cableado con cubierta o desnudo y debe ser instalado en un solo trazo sin uniones ni empalmes.

Excepción No. 1: Se permitirán empalmes en barras.

Excepción No. 2: Cuando una acometida está compuesta por más de una cubierta, como se permite en la Sección 230-40, Excepción 2, se permitirá conectar con derivaciones al conductor del electrodo de puesta a tierra. Cada una de las derivaciones se extenderá al lado interior de la correspondiente cubierta. La selección del calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra se hará de acuerdo con las indicaciones de la Sección 250-94, pero se permitirá dimensionar las derivaciones de acuerdo con lo especificado en la Sección 250-94, para el conductor de mayor calibre de los que sirvan de acometida a la correspondiente caja o cubierta.

Excepción No. 3: Se permitirá un empalme o unión del conductor de puesta a tierra sólo si es efectuado por medios

irreversibles como el conector de tipo compresión o un proceso de soldadura exotérmica.

b) Tipos de conductores de puesta a tierra de equipos. El conductor de puesta a tierra de equipo instalado con los conductores del circuito será una o más de las siguientes opciones o una combinación de ellas: 1) un conductor de cobre u otro material resistente a la corrosión. Ese conductor puede ser sólido o cableado, aislado, recubierto o desnudo, y en forma de alambre o de barra de cualquier forma, 2) tubería rígida metálica, 3) tubería metálica intermedia, 4) tubería eléctrica metálica, 5) tubería metálica flexible cuando ésta y sus accesorios estén aprobados para la puesta a tierra 6) la armadura de los cables de los tipos AC, 7) cable de cubierta mineral aislada y de cubierta metálica, 8) la cubierta metálica de los cables tipo MC o la combinación de esa cubierta con el conductor de puesta a tierra, 9) charolas para cables según es permitido en las Secciones 318-3 (c) y 318-7; 10) otras canalizaciones metálicas eléctricamente continuas, específicamente para el propósito de puesta a tierra, 11) una solera o barra como está permitido en la Sección 365-2 (a).

Excepción No. 1: Los tubos metálicos flexibles u los ductos metálicos flexibles se pueden usar para la puesta a tierra, siempre que se cumpla con las condiciones siguientes:

a) Que la longitud de los tubos y los ductos metálicos no sea mayor que 1.80 m (6 pies) para cualquier trayectoria de retorno a tierra.

b) Que los conductores de circuitos contenidos estén protegidos por dispositivos contra sobrecorriente de capacidad

nominal de 20 A o menor.

c) Que el tubo o conducto termine con accesorios aprobados para la puesta a tierra.

Excepción No. 2: Los tubos metálicos flexibles herméticos a los líquidos pueden usarse para la puesta a tierra, en los tamaños comerciales de 1/4 y menores, si la longitud total es de 1.80 m (6 pies) o menor para cualquier trayectoria de tierra y si terminan con accesorios aprobados para puesta a tierra y los conductores de circuitos contenidos estén protegidos por dispositivos de sobrecorriente de una capacidad de 20 A o menos para tamaños comerciales de 9 mm (3/8 pulgada) a 12 mm (1 1/2 pulgada) y para dispositivos de 60 A o menos, 19 mm (3/4 pulgada) a 32 mm (1 1/4 pulgada).

Excepción No. 3: Solamente para circuitos de corriente directa, el conductor de puesta a tierra del equipo puede instalarse separado de los conductores del circuito.

c) Puesta a tierra adicionales. Se permitirá el uso de electrodos de puesta a tierra adicionales para aumentar los conductores de puesta a tierra de equipos especificados en la Sección 250-91 (b), pero la tierra no debe usarse como único conductor de puesta a tierra de equipos.

250-92 Instalación. Los conductores de puesta a tierra deben instalarse como está especificado en (a), (b) y (c) a continuación:

a) Conductor del electrodo de puesta a tierra. Un conductor del electrodo de puesta a tierra o su cubierta debe estar fijado de manera segura a la superficie que los soporte. Un conductor de cobre o de aluminio de sección transversal de 21.15 mm² (4

AWG) o mayor estará protegido, si está expuesto a fuertes daños materiales. Un conductor de puesta a tierra de sección transversal de 13.30 mm² (6 AWG) que esté libre de daños mecánicos puede correr a lo largo de una superficie de un inmueble, sin cubierta metálica o protección, donde esté rígidamente fijado por grapas a la construcción, en cualquier otro caso debe colocarse un tubo metálico rígido, tubería metálica eléctrica, tubo metálico intermedio, tubo no metálico rígido, o armadura de cable. Los conductores de puesta a tierra de aluminio con cubierta de cobre o aluminio no se deberán usar cuando estén en contacto directo con obras de albañilería, con la tierra o cuando estén sujetos a condiciones corrosivas. Cuando se use en el exterior, los conductores de cobre o de aluminio cubierto con cobre no se instalarán a una altura menor de 457 mm (18 pulgadas) de la tierra.

b) Cubierta para los conductores de puesta a tierra. La cubierta metálica de los conductores de puesta a tierra deberá ser eléctricamente continua desde el punto de fijación a los gabinetes o equipo hasta el electrodo de puesta a tierra y deberá estar firmemente fijada a la grapa o accesorios de tierra. Las cubiertas metálicas que no sean físicamente continuas desde el gabinete o equipo hasta el electrodo de puesta a tierra deberán hacerse eléctricamente continuas uniendo cada terminación al conductor de puesta a tierra. Cuando el tubo metálico intermedio es usado como protección de un conductor de puesta a tierra, la instalación debe cumplir con los requisitos del Artículo de canalizaciones.

c) Conductores de puesta a tierra del equipo. El conductor.

de puesta a tierra del equipo se instalará de la manera siguiente:

1) Cuando consiste de una canalización, charola para cable, armadura de cable o cubierta metálica de cables o de un alambre dentro de una canalización, debe ser instalado de acuerdo con las especificaciones aplicables de esta Norma, utilizando accesorios para empalmes y terminales aprobados para ser usados con las canalizaciones o cables que se utilicen. Todas las conexiones, uniones y accesorios deben ser apretados utilizando las herramientas adecuadas.

2) Cuando es un conductor de equipo de puesta a tierra separado de acuerdo con la Excepción de la Sección 250-50 (a) y (b) o debe estar instalado de acuerdo (a) anterior, en lo que respecta a las restricciones en el uso del aluminio y también contra daños mecánicos.

Excepción: Los conductores de sección transversal menores que la sección transversal de 13.30 mm² (6 AWG) no necesitan ser colocados dentro de una canalización o una armadura cuando están colocados en espacios huecos dentro de paredes o tabiques o donde estén instalados de otra manera, pero siempre que no estén expuestos a ningún daño mecánico.

250-93 Sección transversal del conductor de puesta a tierra de sistemas de corriente directa. La sección transversal de conductores de puesta a tierra de un sistema de corriente directa, será como está especificado de (a) a (c) a continuación:

a) No debe ser menor que el conductor del neutro. Cuando un sistema de corriente directa consiste de una unidad de equilibrio de 3 hilos balanceado, o de un devanado balanceado con protección.

contra sobrecorriente de acuerdo con los requisitos de la Sección 454-4 (d) la sección transversal del conductor de puesta a tierra no debe ser menor que el conductor del neutro.

b) No debe ser menor que el conductor más grande. Cuando un sistema de corriente directa es distinto del indicado en (a) anterior, el conductor de puesta a tierra no debe ser de sección transversal menor que el conductor de mayor sección transversal alimentado por el sistema.

c) No menor que la sección transversal de 8.37 mm^2 (8 AWG). El conductor de puesta a tierra no debe ser en ningún caso, menor de sección transversal de 8.37 mm^2 (8 AWG) de cobre o de 13.30 mm^2 (6 AWG) de aluminio.

250-94 Sección transversal del conductor del electrodo de puesta a tierra de sistemas de corriente alterna. El tamaño del conductor del electrodo de puesta a tierra de un sistema puesto o no a tierra de corriente alterna no debe ser menor que el indicado en la tabla 250-94.

Excepción No. 1: Sistema puesto a tierra.

a) Conectado a electrodos artificiales como se indica en la Sección 250-83 (a) a (d) la parte del conductor del electrodo de puesta a tierra y el conductor puesta a tierra del sistema no necesita ser de sección transversal mayor de 13.30 mm^2 (6 AWG) de aluminio.

b) Cuando se conecta un electrodo empotrado en concreto como en la Sección 250-81 (d) la parte del conductor del electrodo de puesta a tierra, que es la única conexión al electrodo de puesta a tierra, no se requiere que sea mayor que la sección transversal de 21.15 mm^2 (4 AWG) de cobre.

c) Cuando se conecta un anillo de tierra como en la Sección 250-81 (e) aquella parte del conductor del electrodo que es la única conexión al electrodo de puesta a tierra, no se requiere que sea mayor que el conductor usado para el anillo de tierra.

Excepción No. 2: Sistemas no puestos a tierra.

a) Cuando está conectado a electrodos artificiales como se indica en la Sección 250-83 (a) a (d), la parte del conductor del electrodo de puesta a tierra que es la única conexión entre el electrodo de tierra y el equipo de acometida no necesita ser mayor que la sección transversal 13.30 mm² (6 AWG) de cobre o de sección transversal de 21.25 mm² (4 AWG) de aluminio.

b) Cuando es conectada a un anillo de tierra como en la Sección 250-81 (e), la parte del conductor del electrodo de puesta a tierra, no se requiere que sea mayor que el conductor para el anillo de tierra.

c) Cuando está conectado a un electrodo cubierto con concreto como se menciona en la Sección 250-81 (d) la parte del conductor de puesta a tierra y que es la única conexión al electrodo de tierra no requiere ser mayor de la sección transversal de 21.15 mm² (4 AWG) de cobre.

Cuando no existan conductores de entrada de acometida, el tamaño del conductor del electrodo de puesta a tierra será determinado por equivalencia con el tamaño del conductor de entrada de acometida que sería necesario para la carga por alimentar.

TABLA 250-94. Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de corriente alterna.

Calibre del conductor mayor de entrada para acometida o su área equivalente para conductores en paralelo.		Calibre del conductor para electrodo de puesta a tierra	
Cobre	Aluminio o aluminio con recubrimiento de cobre.	Cobre	Aluminio o aluminio con recubrimiento de cobre.
2 o menor	1/0 o menor	8	6
1 ó 1/0	2/0 ó 3/0	6	4
2/0 ó 3/0	4/0 ó 250	4	2
Mayor de 3/0 a 350 kc mil	Mayor de 250 a 500 kc mil	2	1/0
Mayor de 350 a 600 kc mil	Mayor de 500 a 900 kc mil	1/0	3/0
Mayor de 600 a 1 100 kc mil	Mayor de 900 a 1 750 kc mil	2/0	4/0
Mayor de 1:00 kc mil	Mayor de 1750 kc mil	3/0	250 kc mil

Nota: Donde se usan múltiples conductores de acometida como se especifica en la sección 230-40, excepción No.2 el calibre equivalente de acometida más grande se determina por la suma de las áreas de los conductores correspondientes.

Nota 1: Ver las restricciones para la aplicación en la Sección 250-92 (a).

Nota 2: Para calibres de conductores de puesta a tierra en sistemas de corriente alterna que van al equipo de acometida ver la Sección 250-23 (b).

250-95 Sección transversal de los conductores de puesta a tierra de equipos. El calibre de los conductores de cobre, aluminio, aluminio con recubrimiento de cobre, para la puesta a tierra de equipos no deberá ser menor que lo indicado en la tabla 250-95.

Cuando los conductores están en paralelo y en canalización múltiple, como está permitido en la Sección 310-4, el conductor de puesta a tierra del equipo, cuando se usa, deben ir juntos. El tamaño de cada uno de los conductores de puesta a tierra del equipo que están en paralelo debe estar basado en la capacidad nominal de corriente de los dispositivos contra sobrecorriente que protegen los conductores de circuito en la canalización y debe estar de acuerdo con la tabla 250-95.

Cuando las secciones transversales de conductores se dimensionan para la compensación de caída de tensión, los conductores de puesta a tierra de equipo, cuando son requeridos, deberán ajustarse proporcionalmente de acuerdo con la escala de medidas de las secciones transversales (AWG).

Cuando se instale un solo conductor de puesta a tierra de equipos para varios circuitos en la misma canalización, se le dimensionará de acuerdo con el mayor de los dispositivos de protección contra sobrecorriente de los circuitos dentro de la canalización.

Cuando los dispositivos de protección contra sobrecorriente consisten de un interruptor con circuito de disparo instantáneo o un motor protector de corto circuito como se menciona en la Sección 430-52, el calibre del conductor de puesta a tierra de un equipo se debe basar en el dispositivo de protección de sobrecarga del motor pero no debe ser menor que la sección transversal que se menciona en la tabla 250-95.

Excepción No. 1: El conductor de puesta a tierra en los equipos no deberá ser menor que la sección transversal de 0.823 mm² (18 AWG) de cobre y no menor que el conductor del circuito, cuando forma parte integral de un conjunto de conductores de acuerdo con la Sección 240-4.

Excepción No. 2: El conductor de puesta a tierra del equipo no requiere ser mayor que la sección transversal de los conductores del circuito que alimentan el equipo.

Excepción No. 3: Cuando una canalización o armadura de cable se usa como conductor de puesta a tierra como está indicado en las Secciones 250-51, 250-57 (a), 250-73 y 250-91 (b).

250-97 Alumbrado de realce. Las partes metálicas separadas que no transportan corriente, de sistemas de alumbrado de realce, deben ser conectadas entre sí por un conductor de sección transversal de 2.08 mm² (14 AWG) de cobre o de sección transversal de 3.31 mm² (12 AWG) de aluminio protegido contra daños mecánicos, si se utiliza para la puesta a tierra del grupo, se debe utilizar un conductor que cumpla con lo requerido en la Sección 250-95.

TABLA 250-95. Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos.

Capacidad nominal o ajuste del dispositivo automático de sobrecorriente ubicado antes del equipo, tubería, etc. No mayor de AWG. (amperes)	CALIBRE Conductor de cobre AWG	CALIBRE Conductor de aluminio o conductor de aluminio con recubrimiento de cobre
15	14	12
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1 000	2/0	4/0
1 200	3/0	250 kc mil
1 600	4/0	350 kc mil
2 000	250	400 kc mil
2 500	350	600 kc mil
3 000	400	600 kc mil
4 000	500	800 kc mil
5 000	700	1 200 kc mil
6 000	800	1 200 kc mil

Nota: Veanse las restricciones aplicables a las instalaciones, señaladas en la sección 250-92.

conexión del conductor de puesta a tierra será el primero que haga contacto es decir, que primero entre la pata de conexión de tierra y al desconectarla salga al final.

Excepción: Los equipos con enchufes, contactos y clavijas con patas que no permiten la energización sin continuidad de puesta a tierra.

b) Interruptores. No se colocará ningún interruptor automático en el conductor de puesta a tierra del equipo a tierra de un circuito principal.

Excepción: Cuando la apertura del interruptor desconecte todas la fuentes de energía.

K Conexiones del conductor de puesta a tierra.

250-112 Al electrodo de puesta a tierra. La conexión de un conductor de electrodo puesto a tierra a un electrodo puesto a tierra, debe ser accesible y hacerse en un punto de una manera que asegure una puesta a tierra permanente y efectiva. Cuando sea necesario asegurar esa condición para un sistema metálico de tubería que sea usado como electrodo de puesta a tierra, se deberá hacer un puenteado efectivo alrededor de todas las uniones y secciones aisladas y de cualquier equipo que sea susceptible de ser desconectado para reparaciones y reemplazos. Los conductores de puesta a tierra deben ser lo suficientemente largos para permitir el reemplazo del equipo sin dañar el puente.

Excepción: Una conexión hecha a un electrodo de puesta a tierra enterrado, clavado o embutido en concreto no requerirá ser accesible.

250-113 A conductores y equipos. Los conductores de puesta a tierra y los puentes de unión deben estar conectados por medios

exotérmicos, de conectores mecánicos, conectores de presión, abrazadera u otros medios aprobados. No debe utilizarse dispositivos de conexión ni accesorios que dependan de soldaduras.

250-114 Continuidad y fijación del conductor de puesta a tierra del equipo de los circuitos derivados a las cajas. Cuando mas de un conductor de equipo de puesta a tierra entra en una caja, todos los conductores deberán estar empalmados o unidos dentro de la caja o a la caja con dispositivos aprobados para ese uso. Las conexiones que dependen solamente de soldadura no deberán ser usadas. Los empalmes deberán ser hechos de acuerdo con la Sección 110-14 (b) excepto cuando no se requerido ese aislante. La disposición de las conexiones o remoción de un contacto, aparato u otro dispositivo alimentado desde la caja debe hacerse de tal manera que no interfiera o interrumpa la continuidad de la puesta a tierra.

Excepción: El conductor de puesta a tierra del equipo permitido en la Sección 250-74, Excepción 4 donde no se requiere que el conductor se conecte a otro puesto a tierra del equipo o la caja.

a) Cajas metálicas. Se hará una conexión entre el o los conductores de puesta a tierra del equipo y la caja metálica por medio de un tornillo de puesta a tierra que se utilizará para otro fin, o bien por medio de un dispositivo de puesta a tierra aprobado para tal fin.

b) Cajas no metálicas. El o los conductores de puesta a tierra del equipo que entran en una caja no metálica, estarán dispuestos de manera que pueda efectuarse en esta caja un

conexión a cualquier accesorio o dispositivo que requiera ser puesto a tierra.

250-115 Conexión a los electrodos. El conductor de puesta a tierra deberá estar conectado al accesorio de puesta a tierra por medios exotérmicos, conectores de presión, abrazaderas u otros medios aprobados. No se debe utilizar conexiones que dependan de soldaduras. Las abrazaderas de puesta a tierra deben ser adecuadas para los materiales de los electrodos de puesta a tierra y sus conductores, y cuando se usen en barras, varillas, tubos u otros electrodos enterrados.

No debe conectarse por medio de una abrazadera única o accesorio, más de un conductor al electrodo de puesta a tierra, a menos que la abrazadera o el accesorio sean de tipo aprobado para conductores múltiples.

Se deberá utilizar uno de los métodos indicados en (a), (b), (c) ó (d) siguientes:

a) Una abrazadera con perno de bronce, latón o de hierro puro maleables o de tipo aprobado.

b) Un accesorio de acoplamiento de tubería, vástago u otro dispositivo aprobado, roscado en la tubería o en el accesorio.

c) Una abrazadera con puesta a tierra, aprobada, hecha de hoja de tira metálica que tenga una base metálica rígida en contacto con el electrodo y una tira del mismo material y de dimensiones que no se deformen durante y después de la instalación.

d) Otros medios. Un medio aprobado igualmente efectivo.

Nota: La conexión al electrodo, debe ser accesible para probar su resistencia a tierra y darle mantenimiento.

250-117 Protección de la fijación. Las abrazaderas u otros accesorios de puesta a tierra deben estar aprobados para uso general sin requerir protección o deben estar protegidos contra daños materiales ordinarios como se indica en (a) o (b) a continuación:

a) Colocándolas donde no sea posible que sufran daños.

b) Encerrándolas en cubiertas protectoras de metal, madera o material semejante.

250-118 Superficies limpias. Los revestimientos, no conductores (tales como pintura, laca o esmalte) de los equipos a ser puestos a tierra deben quitarse de las roscas y de otras superficies de contacto, para asegurar una buena continuidad eléctrica o conectarse por medio de dispositivos para remover lo que no es necesario.

250-119 Identificación para alambrados de terminales de equipos. Las conexiones para la terminal del conductor de puesta a tierra del equipo debe ser identificado por:

1) Un tornillo con cabeza hexagonal visible de color verde.

2) Una tuerca visible, de color verde, hexagonal.

3) Un conector de presión con alambre de color verde. Si la terminal para el conductor no puesto a tierra es visible, el orificio de entrada se debe marcar con la palabra "verde" o identificado de alguna otra forma con un color verde. Tal como se menciona en el inciso 200-10 (b) de esta normas.

L Transformadores de medición, relevadores, etc.

250-121 Circuitos de transformadores de medición. Los circuitos secundarios de transformadores de medición de corriente y potencial deben ser puestos a tierra si los devanados primarios

están conectados a circuitos con tensión de 300 V o más respecto tierra y si están montados en cuadros de distribución, deben ser puestos a tierra cualquiera que sea la tensión.

Excepción: Circuitos en los cuales los devanados primarios están conectados a circuitos de menos de 1000 V y no hay alambrado o partes energizadas descubiertas o accesibles a personal no calificado.

250-122 Cajas para transformadores de instrumento. Las cajas o recipientes para los transformadores de instrumento deben ser puestos a tierra donde sean accesibles a personal no calificado técnicamente.

Excepción: Las cajas o recipientes de transformadores de corriente, donde el primario es menor de 150 V y son usados exclusivamente para alimentar medidores de corriente.

250-123 Cajas para instrumentos, medidores y relevadores que funcionan con tensión menor de 1000 V. Los instrumentos, medidores y relevadores que funcionen con devanados o partes sometidas a menos de 1000 V deben ser puestos a tierra de la forma indicada en (a), (b) o (c) siguientes:

a) No ubicados en cuadros de distribución. Los instrumentos, medidores y relevadores no ubicados en cuadros de distribución que funcionan con devanados o partes sometidas a tensión de 300 V o más, respecto a tierra y sean accesibles a personal no calificado, deben tener puestas a tierra las cajas y partes metálicas descubiertas.

b) Cuadros de distribución de frente muerto. Los instrumentos, medidores y relevadores en cuadros de distribución (tanto si están alimentados a través de transformadores de

potencial o de corriente, como si están conectados directamente al circuito) y que tengan partes energizadas en los tableros, deben tener las cajas puestas a tierra.

c) Cuadros de distribución de frente vivos. Los instrumentos, medidores y relevadores (tanto si están alimentados a través de transformadores de potencial o corriente, como si están conectados directamente al circuito) montados en cuadros de distribución que tengan partes energizadas descubiertas en el frente de los tableros no deben tener sus cajas puestas a tierra. Debe disponerse, para el operador, de tapete de hule aislante u otro aislamiento adecuado del suelo, si la tensión respecto a tierra excede 150 V.

250-124 Cajas de instrumentos, medidores y relevadores que funcionan con tensiones de 1 kV o más. Cuando los instrumentos, medidores y relevadores tengan piezas portadoras de corriente con tensiones de 1 kV y más respecto a tierra, deben quedar aislados por elevación protegiéndolas con barreras adecuadas de metal puestas a tierra o de material aislante. Sus cajas no se pondrán a tierra.

Excepción: Las cajas de detectores electrostáticos de tierra, cuando las partes internas del instrumento están conectadas a ella y puestas a tierra y el detector de tierra aislado por estar colocado en un sitio elevado.

250-125 Conector de puesta a tierra de instrumentos. El conductor de puesta a tierra para cajas de aparatos y transformadores de medición no debe ser inferior a la sección transversal de 3.31 mm² (12 AWG) de cobre o de sección transversal de 5.26 mm² (10 AWG) de aluminio. Las cajas de

transformadores de medición, los instrumentos, los medidores u los relevadores de cubierta puesta a tierra o tableros de cuadros de distribución metálicos puestos a tierra, deben considerarse ya puestos a tierra y no necesitan un conductor adicional de puesta a tierra.

M Puestas a tierra de sistemas y circuitos de tensión de 1 kV o más (alta tensión).

250-150-Disposiciones generales. Donde los sistemas de alta tensión están puestos a tierra cumplirán con las disposiciones aplicables a las secciones anteriores de este Artículo y con las secciones que siguen que completan y modifican las secciones anteriores.

250-151 Sistemas con neutro derivado. Un neutro de sistema derivado de un transformador de puesta a tierra puede usarse para la puesta a tierra de un sistema de alta tensión.

250-152 Sistema con neutro sólidamente puesto a tierra.

a) Conductor neutro. El nivel de aislamiento mínimo para los conductores neutros sólidamente puestos a tierra será de 600 V.

Excepción 1: Se permitirá el uso de conductores de cobre desnudos para el neutro de entrada de acometida o el neutro de partes de alimentadores directamente separados.

Excepción 2: Se permitirá el uso de conductores desnudos para el neutro de partes aéreas instaladas al exterior.

Nota: Ver Sección 225-4 para cubiertas de conductor sin una distancia de 3.00 m (10 pies) en cualquier edificio u otra estructura.

b) Puesta a tierra múltiples. Se permite que el neutro de un sistema con neutro sólidamente puesto a tierra sea puesto a

tierra en más de un punto para:

1) Acometida.

2) Partes de alimentadores directamente enterrados que tengan neutro de cobre desnudo.

3) Partes aéreas instaladas en exterior.

c) Conductor de puesta a tierra del neutro. Puede ser un conductor desnudo si está separado de los conductores de fases y protegido contra daños materiales.

250-153 Sistemas con neutro a tierra a través de una impedancia. Los sistemas con neutro puesto a tierra a través de una impedancia deben cumplir con las disposiciones de (a) a (d) siguientes:

a) Ubicación. La impedancia de puesta a tierra se insertará en el conductor de puesta a tierra entre el electrodo de puesta a tierra del sistema de suministro y el punto neutro del transformador de distribución o del generador.

b) Identificado y aislado. Cuando se usa el conductor neutro de un sistema puesto a tierra por medio de una impedancia este debe estar identificado y también completamente aislado con el mismo grado de aislamiento de los conductores de fases .

c) Conexión del neutro del sistema. El neutro del sistema no se conectará a tierra, sino a través de la impedancia de puesta a tierra del neutro.

d) Conductores de puesta a tierra de equipos. Los conductores de puesta a tierra de equipos pueden ser desnudos y se conectarán a la barra de tierra y al conductor del electrodo y se prolongarán hasta la tierra del sistema.

250-154 Puesta a tierra de sistemas que alimentan equipos portátiles o móviles. Los sistemas que alimentan equipos de alta tensión portátiles o móviles, diferentes de subestaciones instaladas para servicios provisionales, deben cumplir del inciso (a) al inciso (f) siguientes:

a) Equipo portátil o móvil. Los equipos de alta tensión portátiles o móviles deben alimentarse con un sistema que tenga su neutro puesto a tierra a través de una impedancia. Cuando se utiliza un sistema de alta tensión conectado en delta para alimentar equipos portátiles, el sistema neutro debe derivarse.

b) Partes metálicas descubiertas no energizadas. Las partes metálicas descubiertas de equipos portátiles o móviles no destinadas a transportar corriente deben conectarse con un conductor de puesta a tierra del equipo al punto en el cual la impedancia del neutro está puesta a tierra.

c) Corriente de falla de tierra. La tensión desarrollada entre la estructura del equipo portátil o móvil y tierra, por la circulación de la corriente máxima de falla o tierra, no debe sobrepasar 100 V.

d) Detección de fallas a tierra y relevadores de protección. Se deberá proveer la detección de fallas a tierra y los relevadores necesarios para que produzca la desconexión automática de cualquier componente de un sistema de alta tensión en el cual se ha producido una falla a tierra. La continuidad del conductor de puesta a tierra del equipo debe estar constantemente supervisada, de manera que se desconecte automáticamente el alimentador de alta tensión del equipo portátil o móvil al producirse una pérdida de la continuidad del conductor de puesta

a tierra del equipo.

e) Aislamiento. El electrodo de puesta a tierra de cualquier equipo portátil o móvil de un sistema con impedancia al neutro debe aislarse y separarse de cualquier otro sistema de tierra por lo menos 6 m (20 pies) y no debe tener una conexión directa con tuberías enterradas, cercas metálicas, etc.

f) Cables portátiles y conectores. Los cables portátiles y conectores de alta tensión para interconexión de los equipos portátiles, cumplirán los requisitos de la parte C del Artículo 400 para cables y la Sección 710-45 para conectores.

250-155 Puesta a tierra de equipos. Todas las partes metálicas de equipos fijos o portátiles no destinadas a transportar corriente asociadas a cercas, gabinetes, edificios y estructuras de soporte, se pondrán a tierra.

Excepción No. 1: Cuando están separadas de tierra y ubicadas de manera que impidan que cualquier persona que esté en contacto con tierra pueda conectar tales partes metálicas cuando el equipo esta aislado.

Excepción No. 2: Los aparatos de distribución montados en postes como está indicado en la Sección 250-42, Excepción 3.

Los conductores de puesta a tierra que no sean parte integral de un conjunto de cables, no deben ser de sección transversal menor de 13.30 mm² (6 AWG) de cobre o de sección transversal de 21.15 mm² (4 AWG) de aluminio.

250-156 Diseño de sistema de tierra. En subestaciones de mediana y alta tensión para diseñar una red de tierras es necesario aplicar los principios de esta norma, así como tener presente en el diseño los potenciales de paso y toque que

salvaguarden la vida de las personas.

ARTICULO 2103.- METODOS DE PUESTA A TIERRA.

2103-1. Objeto y campo de aplicación.

El objeto de esta Sección es proporcionar métodos prácticos de puesta a tierra, como uno de los medios de salvaguardar al público y a los operarios del daño que pudiera causar el potencial eléctrico.

Esta Sección solo se refiere a los métodos para conectar a tierra los conductores y el equipo de líneas eléctricas y de comunicación, los requisitos que establecen en qué casos estos elementos deben estar conectados a tierra, se encuentran en otras secciones de esta Norma.

Algunas de las conexiones a tierra aquí indicadas estarán ubicadas en las plantas generadoras o en las subestaciones y deben considerarse en el diseño y construcción de estas instalaciones.

A. Punto de Conexión del Conductor de Puesta a Tierra.

2103-2. Sistemas de corriente directa.

a) Hasta 750 V.

En sistemas de corriente directa hasta de 750 V, que requieran estar conectados a tierra, la conexión debe hacerse solo en la fuente de alimentación. Para sistemas de 3 hilos, esta conexión debe hacerse al neutro.

b) Más de 750 V.

En sistemas de corriente directa de mas de 750 V, que requieran estar conectados a tierra, la conexión debe hacerse tanto en la fuente de alimentación como en los centros de carga. Esta conexión debe hacerse al neutro del sistema. El electrodo

de tierra puede estar ubicado dentro o externamente a los centros de carga.

2103-3. Sistemas de corriente alterna.

a) Hasta de 750 V.

La conexión a tierra de un sistema trifásico conexión estrella de 4 hilos, o de un sistema monofásico de 3 hilos, que requieran estar conectados a tierra, debe hacerse al conductor neutro. En otros sistemas de una, dos o tres fases, asociados con circuitos de alumbrado, la conexión a tierra debe hacerse al conductor común asociado con los circuitos de alumbrado.

La conexión a tierra de un sistema trifásico de 3 hilos, derivado de un transformador conectado en delta, o conectado en estrella son conexión a tierra, el cual no sea para alimentar circuitos de alumbrado, puede hacerse a cualquiera de los conductores del circuito o bien a un neutro derivado en forma separada.

La conexión a tierra debe hacerse en la fuente de alimentación y en el lado de la carga de todo equipo de servicio.

b) Más de 750 V.

b.1) Conductor sin pantalla (ya sea desnudo, forrado, o aislado sin pantalla). La conexión a tierra debe hacerse al neutro, en la fuente de alimentación. Se pueden hacer, si se desea, conexiones adicionales a lo largo de la trayectoria del neutro, cuando éste sea uno de los conductores del sistema.

b.2) Cable con pantalla.

1. Interconexión de la pantalla del cable con la tierra de apartarrayos. Las pantallas de los cables deben unirse con el sistema de tierra de apartarrayos.

2. Cable sin chaqueta aislante. La conexión debe hacerse al neutro del transformador de alimentación y en las terminales del cable.

3. Cable con chaqueta aislante. Se recomienda hacer conexiones adicionales entre la pantalla sobre el aislamiento del cable (o armadura) y la tierra del sistema. En líneas de cable con pantalla de múltiples conexiones a tierra, la pantalla (incluyendo armadura) debe conectarse a tierra en cada unión del cable expuesta al contacto del personal.

c) Conductor de puesta a tierra separado.

Si se usa un conductor de puesta a tierra separado, añadido a un cable subterráneo, debe ser conectado en el transformador de alimentación y en los accesorios del cable cuando se requiera que éstos vayan conectados a tierra. Este conductor debe estar colocado en la misma trinchera o banco de ductos (o el mismo ducto si éste es de material magnético) que los conductores del circuito.

Excepción: El conductor de puesta a tierra para un circuito instalado en un ducto magnético, puede estar en otro ducto si el ducto que contiene el circuito está unido a dicho conductor en ambos extremos.

2103-4. Cables mensajeros y retenidas.

a) Cables mensajeros.

Los cables mensajeros que requieran estar conectados a tierra, deben conectarse a los conductores de puesta a tierra en los postes o torres, a los intervalos máximos indicados a continuación:

a.1) Cuando el cable mensajero es adecuado para conductor

de puesta a tierra del sistema (ver Sección 2103-12, incisos a, b y d), una conexión como mínimo, en cada 400 m de línea.

a.2) Cuando el cable mensajero no es adecuado para conductor de puesta a tierra del sistema, una conexión como mínimo, en cada 200 m de línea, sin incluir las tierras en los servicios a usuarios.

b) Retenidas.

Las retenidas que requieran estar conectadas a tierra, deben conectarse a:

b.1) Estructuras de acero puestas a tierra, o a una conexión efectiva a tierra en postes de madera, o concreto.

b.2) Un conductor de línea (neutro) que tenga cuando menos una conexión a tierra como mínimo en cada 400 metros, además de las conexiones a tierra en los servicios a usuarios.

2103-5 Corriente en el conductor de puesta a tierra.

Los puntos de conexión a tierra deben estar ubicados en tal forma que, bajo condiciones normales, no haya un flujo de corriente inconveniente en el conductor de puesta a tierra. Si por el uso de múltiples conexiones a tierra, se tiene un flujo de corriente inconveniente en un conductor de puesta a tierra, se recomienda tomar una o más de las siguientes medidas.

1. Eliminar una o más de las conexiones a tierra.
2. Cambiar la localización de las conexiones a tierra.
3. Interrumpir la continuidad del conductor entre las conexiones a tierra.
4. Otras medidas efectivas para limitar la corriente, de acuerdo con un estudio confiable.

La conexión a tierra en el transformador de alimentación,

o debe ser removida.

Las corrientes instantáneas que se presentan bajo condiciones anormales, mientras los conductores de puesta a tierra están desempeñando sus funciones de protección, no se consideran como inconvenientes.

El conductor debe tener capacidad para conducir la corriente de falla prevista, sin sobrecarga térmica o la formación de tensión excesiva.

Ver la Sección 2103-12.

2103-6. Conexión a tierra de cercas metálicas.

Toda cerca metálica que se cruce con líneas suministradoras debe conectarse a tierra, a uno y otro lado del cruce, a una distancia sobre el eje de la cerca y no mayor a 45 m. En caso de existir una o más puertas o cualquier otra condición que interrumpa la continuidad de la cerca, ésta debe aterrizar en el extremo más cercano al cruce con la línea.

Esta conexión a tierra debe efectuarse uniendo todos los elementos metálicos de la cerca.

B. Conductores de Puesta a Tierra y Medios de Conexión.

2103-9. Composición de los conductores de puesta a tierra.

En todos los casos, los conductores de puesta a tierra deben ser de cobre u otros metales o aleaciones que no se corroan excesivamente durante su vida útil prevista, bajo las condiciones existentes y, de ser posible, no deben tener empalmes. Si los empalmes son inevitables, deben estar hechos y conservados en tal forma que no se incremente considerablemente la resistencia del conductor, y deben tener adecuadas características mecánicas y de resistencia a la corrosión. Para apartarrayos y detectores de

tierra, el conductor de puesta a tierra debe ser tan corto y exento de curvas cerradas (ángulos menores de 90) como sea posible.

El armazón metálico de un edificio o de otra construcción, puede servir como conductor de puesta a tierra y como un aceptable electrodo de tierra.

2103-10. Desconexión del conductor de puesta a tierra.

En ningún caso debe insertarse un dispositivo de desconexión en el conductor de puesta a tierra, excepto cuando su operación ocasione también la desconexión automática de los conductores del circuito que alimenta al equipo, conectado a tierra por medio de dicho conductor.

Excepción. Se permite la desconexión temporal del conductor de puesta a tierra para propósitos de prueba, hecha bajo supervisión competente.

2103-11. Medios de conexión.

La conexión del conductor de puesta a tierra y los diferentes elementos a que está unido, debe hacerse por medios que igualen las características del propio conductor y que sean adecuados para la exposición ambiental. Estos medios incluyen soldaduras, conector mecánicos o de comprensión y zapatas o abrazaderas de tierra.

2103-12. Capacidad de corriente y resistencia mecánica.

La "capacidad de corriente de tiempo corto" de un conductor de puesta a tierra desnudo, es la corriente que éste puede soportar durante el tiempo que circula la corriente, sin fundirse o cambiar su estado, bajo las tensiones aplicadas. Si el conductor de puesta a tierra es aislado, su "capacidad de corriente de corto tiempo" es

la corriente que puede conducir durante el tiempo prescrito, sin que se dañe el aislamiento. Cuando en un local existen conductores de puesta a tierra en paralelo, puede considerarse la capacidad de corriente total incrementada.

a) Para sistemas conectados a tierra en un solo punto.

El conductor de puesta a tierra para un sistema conectado a tierra en un solo punto, por medio de un electrodo o grupo de electrodos debe tener una "capacidad de corriente de corto tiempo" adecuada para la corriente de falla, que puede circular por el propio conductor durante el tiempo de operación del dispositivo de protección del sistema. Si este valor no puede ser fácilmente determinado. La capacidad de corriente permanente del conductor de puesta a tierra no debe ser menor que la corriente a plena carga del transformador u otra fuente de alimentación.

b) Para sistemas de C.A. con múltiples conexiones a tierra.

El conductor de puesta a tierra para un sistema de corriente alterna con tierras en más de un lugar, excluyendo las tierras en los servicios a usuarios, debe tener una capacidad de corriente continua, en cada localización, cuando menos igual a un quinto de la capacidad de los conductores del sistema al que esté unido. (Ver también el inciso e) de esta sección).

c) Para apartarrayos primarios.

El conductor de puesta a tierra debe tener adecuada "capacidad de corriente de corto tiempo", bajo las condiciones de corriente excesiva causada por una onda. En ningún caso, el conductor de puesta a tierra de un apartarrayos individual debe ser de área de

sección transversal menor de 13.30 mm² (No. 6 AWG) de cobre, o 21.15 mm² (4 AWG) de aluminio.

Cuando la flexibilidad del conductor de puesta a tierra es vital en la operación del apartarrayos, tal como cerca de la base del mismo, debe emplearse conductor flexible adecuado.

d) Para equipo, mensajeros y retenidas.

El conductor de puesta a tierra para equipo, canalizaciones, mensajeros, retenidas, cubiertas metálicas de cables y otras envolventes metálicas de conductores, debe tener la "capacidad de corriente de corto tiempo" adecuada para la corriente de falla disponible y el tiempo de operación del dispositivo de protección del sistema. Si no se provee protección contra sobrecorriente o falla, la capacidad de corriente del conductor de puesta a tierra debe determinarse con base en las condiciones de diseño y operación del circuito, pero no debe ser de área de sección transversal menor de 8.37 mm² (No. 8 AWG) de cobre.

Cuando las envolventes metálicas de conductores y sus uniones a las cubiertas de equipo, tienen la continuidad y capacidad de corriente requeridas, se pueden usar como medio de puesta a tierra del equipo.

e) Límite de la capacidad de corriente.

El conductor de puesta a tierra no necesita tener mayor capacidad de corriente que cualquiera de las siguientes:

1.- La de los conductores de fase que suministrarían la corriente de falla.

2.- La corriente máxima que puede circular por el conductor,

hacia el electrodo a que esté unido. Para un conductor simple de puesta a tierra, esta corriente sería igual a la tensión de suministro dividida entre la resistencia del electrodo (aproximadamente).

f) Resistencia mecánica.

Todo conductor de puesta a tierra debe tener resistencia mecánica adecuada para las condiciones a que esté sometido, dentro de límites razonables. Además, los conductores de puesta a tierra sin protección, deben tener una resistencia a la tensión no menor que la del área de sección transversal de 8.37 mm² (No.8 AWG) de cobre suave.

2103-13. Guardas y protección.

a) Los conductores de puesta a tierra para sistemas conectados a tierra en un solo punto y aquellos conductores expuestos a daño mecánico, deben protegerse. Sin embargo, no requieren protegerse donde no estén fácilmente accesibles al público, ni donde conecten a tierra circuitos o equipo con múltiples conexiones a tierra.

b) Cuando se requiera protección, los conductores de puesta a tierra deben protegerse por medio de guardas adecuadas al riesgo razonable a que estén expuestos. Se recomienda que las guardas se extiendan por lo menos 2.50 metros arriba del suelo o plataforma en que los conductores son accesibles al público.

c) Los conductores de puesta a tierra que no tengan guardas, deben protegerse fijándolos estrechamente a la superficie del poste u otro tipo de estructura, en áreas donde estén expuestos a daño mecánico y, de ser posible, colocándolos en la parte de la

estructura menos expuesta.

d) Las guardas usadas para conductores de puesta a tierra de equipo de protección contra descargas atmosféricas, deben ser de material no magnético si envuelven completamente al conductor o si no están unidas en ambos extremos al propio conductor de puesta a tierra.

2103-14. Sistemas subterráneos.

a) Los conductores de puesta a tierra usados para conectarse a los electrodos y que se colocan directamente enterrados, deben ser tendidos flojos o deben tener suficiente resistencia mecánica para evitar que se rompan fácilmente por movimientos de la tierra o asentamientos normales del terreno.

b) Los empalmes y derivaciones sin aislamiento de conductores de puesta a tierra directamente enterrados, deben ser hechos con soldadura o con dispositivos de compresión, para minimizar la posibilidad de aflojamiento o corrosión. Se debe reducir al mínimo el número de estos empalmes o derivaciones.

c) Las pantallas sobre aislamiento de cables, conectadas a tierra, deben unirse con todo aquel equipo eléctrico accesible conectado a tierra en los registros, pozos o bóvedas.

Excepción. Esta interconexión puede omitirse cuando exista protección catódica.

d) Debe evitarse que elementos magnéticos tales como acero estructural, tuberías, varillas de refuerzo, etc., no queden interpuestos entre el conductor de puesta a tierra y los conductores de fase del circuito.

e) Los metales usados para fines de puesta tierra, que estén en contacto directo con la tierra, concreto o mampostería, deben estar probados como adecuados para tal uso.

Nota 1. En la actualidad, no está probado que el aluminio sea adecuado para este uso.

Nota 2. Los metales de diferentes potenciales galvánicos, que se unan eléctricamente, pueden requerir de protección contra corrosión galvánica.

f) Cuando las pantallas o armaduras sobre el aislamiento de cables, que generalmente van conectadas a tierra, se aislen de ésta para minimizar las corrientes circulantes en la pantalla, deben ser aisladas donde estén accesibles al contacto del personal.

Las conexiones de transportación y los puentes de unión deben tener aislamiento para 600 V, a menos que la tensión normal en la pantalla exceda de este nivel, en cuyo caso el aislamiento debe ser adecuado para la tensión a tierra existente.

Los puentes de unión y sus medios de conexión deben ser de tamaño y diseño adecuados para soportar la corriente disponible de falla, sin dañarse el aislamiento de los puentes o las conexiones de la pantalla.

2103-15. Conductor de puesta a tierra común para el circuito, canalizaciones metálicas y equipo.

Si la capacidad de conducción de corriente del conductor de puesta a tierra del circuito, satisface también el requerimiento para la conexión a tierra del equipo, este conductor puede usarse para ambos fines.

Dentro de dicho equipo se incluyen los armazones y cubierta de los componentes auxiliares y de control del sistema eléctrico, canalizaciones metálicas, pantallas de cables y otras envolventes.

2103-16. Separaciones de conductores de puesta a tierra.

a) Excepto como lo permite el inciso b) siguiente, los conductores de puesta a tierra para equipo y circuitos de las clases indicadas a continuación, deben correr separadamente hasta sus propios electrodos.

a.1) Apartarrayos de circuitos de más de 750 V y armazones de equipo que opere a más de 750 V.

a.2) Circuitos de alumbrado y fuerza hasta de 750 V.

a.3) Puntas de pararrayos (protección contra descargas atmosféricas), a menos que estén conectadas a una estructura metálica puesta a tierra.

Como otra alternativa, los conductores de puesta a tierra pueden correr separadamente hasta una barra colectora de tierra o un cable de tierra del sistema, que esté conectado a tierra en varios lugares.

b) Los conductores de puesta a tierra para cualquiera de las clases de equipo indicadas en los subincisos a.1) y a.2) anteriores, pueden conectarse entre sí, utilizando un solo conductor, siempre que:

b.1) Haya una conexión directa a tierra en cada localización de apartarrayos.

b.2) El conductor neutro secundario sea común con el conductor neutro primario, o los dos estén conectados entre sí.

c) Los circuitos primario y secundario que utilicen un conductor neutro común, deben tener cuando menos una conexión a tierra por cada 400 m de línea, sin incluir las conexiones a tierra en los servicios de usuarios.

d) Cuando se usen electrodos independientes para sistemas separados, deben emplearse conductores de puesta a tierra separados. Si se usan electrodos múltiples para reducir la resistencia a tierra, éstos pueden unirse entre sí y conectarse a un solo conductor de puesta a tierra.

e) Se recomienda que los electrodos artificiales para apartarrayos de sistemas eléctricos no conectados a tierra, operen a potenciales que excedan de 15 kV entre fases, estén separados cuando menos 6.0 m de cables de comunicación subterráneos.

C. Electrodos de puesta a tierra

2103-20. General.

El electrodo de puesta a tierra debe ser permanente y adecuado para el sistema eléctrico de que se trate. Un electrodo común (o sistema de electrodo) debe emplearse para conectar a tierra el sistema eléctrico y las envolventes metálicas de conductores y el equipo servido por el mismo sistema. El electrodo de tierra debe ser alguno de los especificados en las Secciones 2103-21 y 2103-22.

2103-21. Electrodos existentes.

Para efectos de esta Sección, se entiende por "electrodos existentes" aquellos elementos metálicos instalados para otros fines diferentes al de puesta a tierra.

a) Sistemas de tubería metálica para agua.

Los sistemas subterráneos de tubería metálica para agua fría, pueden usarse como electrodos de tierra.

Nota. Estos sistemas normalmente tienen muy baja resistencia a tierra. Se recomienda su uso cuando estén fácilmente accesibles.

Las tuberías de agua con uniones aislantes no son adecuadas para usarse como electrodos de tierra.

b) Sistemas locales de tuberías de agua.

Las tuberías metálicas enterradas, conectadas a pozos y que tengan suficiente baja resistencia a tierra, pueden usarse como electrodos de tierra.

c) Varillas de refuerzo de acero en cimientos o bases de concreto.

El sistema de varillas de refuerzo de un cimiento o base de concreto, que no esté aislado del contacto directo con la tierra y se extienda cuando menos 1.0 m abajo del nivel del terreno, constituye un efectivo y aceptable electrodo de tierra.

Cuando la estructura de acero (columna, torre, poste, etc.) soporta dicho cimiento o base, se use como un conductor de puesta a tierra, debe ser conectada a las varillas de refuerzo por medio de la unión de éstas con los tornillos de anclaje, o por medio de cable que una directamente las varillas de refuerzo con la estructura arriba del concreto.

Los amarres de acero comúnmente usados, se considera que proveen una adecuada unión entre las varillas del armado de refuerzo.

Nota. Cuando las varillas de refuerzo no están conectadas

adecuadamente a una estructura arriba del concreto, y ésta queda sometida a corrientes de descarga a tierra (aun conectadas a otro electrodo que no sean las varillas), hay posibilidad de daño al concreto interpuesto, debido a la corriente que busca camino hacia tierra a través del concreto, que es mal conductor.

2103-22. Electrodo artificiales.

a) General.

Cuando se usen electrodos artificiales, éstos deben penetrar, tanto como sea posible, dentro del nivel de humedad permanente.

Los electrodos deben ser de un metal o aleación que no se corra excesivamente bajo las condiciones existentes y durante la vida útil de los mismos.

Toda la superficie externa de los electrodos debe ser conductora; esto es, que no tenga pintura, esmalte u otra cubierta aislante.

b) Barras enterradas (clavadas).

Las barras deben tener una longitud de 2.40 m como mínimo, y estar enterradas hasta una profundidad no menor que esta longitud. El extremo superior de las barras debe quedar al mismo nivel que el terreno o abajo de este, a menos que tenga una protección adecuada. Cuando se usen barras múltiples para reducir la resistencia a tierra, se recomienda que su separación no sea menor que el doble de su longitud.

Las barras de fierro o acero deben tener un diámetro mínimo de 16.0 mm. Las barras de acero inoxidable y las que tienen revestimiento de cobre o acero inoxidable, deben tener un diámetro

mínimo de 12.7 mm.

c) Alambre, tiras o placas.

En áreas de alta resistividad del suelo o con capas de roca superficiales, o cuando se requiere menor resistencia que la asequible con barras enterradas, puede ser más útil el uso de uno o varios de los siguientes electrodos:

c.1) Alambre desnudo de 4.5 mm de diámetro o mayor, enterrado a una profundidad de 50 cm como mínimo, y de longitud total no menor de 30 metros, tendido más o menos derecho, constituye un aceptable electrodo artificial. El alambre puede ser de un solo tramo o de varios tramos conectados entre sí por sus extremos o en cualquier punto.

El alambre puede tomar la forma de una malla con muchos tramos paralelos distribuidos en un arreglo de dos dimensiones.

En este caso, donde se encuentre lecho de roca, la profundidad puede ser menor de 50 cm.

c.2) Tiras metálicas con longitud total no menor de 3.0 m y superficie total (tomando en cuenta ambos lados) no menor de 0.50 m², enterradas a una profundidad de 50 cm como mínimo, constituyen aceptables electrodos artificiales.

Las tiras de metal ferroso deben tener un espesor no menor de 6.0 mm y las de metal no ferroso, no menor de 2.0 mm.

c.3) Placas o láminas metálicas que tengan 0.20 m² o más de superficie en contacto con la tierra, enterradas a una profundidad de 1.50 . como mínimo, constituyen aceptables electrodos artificiales.

Las placas o láminas de metal ferroso deben tener un espesor no menor de 6.0 mm y las de metal no ferroso, no menor de 2.0 mm.

d) Placas o alambres colocados al extremo de postes.

d.1) General. En áreas de muy baja resistividad del suelo, se pueden aceptar como electrodos artificiales los descritos en los subincisos d.2) y d.3) siguientes, aunque son inadecuados en la mayoría de otros lugares. Donde se ha probado que estos electrodos tienen baja resistencia a tierra, pueden usarse para las aplicaciones establecidas en la Sección 2103-4, subincisos a.1) y b.2), la Sección 2103-16, inciso c) y la Sección 2103-32, inciso c); sin embargo, estos tipos de electrodos no deben ser los únicos existentes en lugares donde hay transformadores.

d.2) Placas al extremo de postes. Con las limitaciones indicadas en el subinciso d.1) anterior, una placa doblada sobre la base de un poste de madera, puede considerarse como un aceptable electrodo de tierra. La placa debe ser de un espesor no menor de 6.0 mm si es de metal ferroso y no menor de 2.0 mm, si es de metal no ferroso. Además, la superficie de la placa en contacto directo con la tierra, no debe ser menor de 500 cm².

d.3) Alambres enrollados al extremo de postes. Con las limitaciones indicadas en el subinciso d.1) anterior, el electrodo de tierra puede ser alambre fijado al extremo de un poste previamente a su colocación. El alambre debe tener una longitud no menor de 3.70 m en contacto directo con la tierra y ser de área de sección transversal no menor de 13.30 mm² (No.6 AWG) de cobre. Dicho alambre debe extenderse hasta la base del poste.

e) Electrodo embebido en concreto.

Un alambre, varilla o placa estructural metálicos, que cumplan con la Sección 2103-14 inciso e), embebidos en concreto que no esté aislado del contacto directo con la tierra, constituyen aceptables electrodos de tierra. La profundidad del concreto, con respecto a la superficie del terreno, no debe ser menor de 30 cm, recomendándose una profundidad de 75 cm.

El alambre debe ser cuando menos de un área de sección transversal de 21.15 mm² (No. 4 AWG) si es de cobre, o de diámetro no menor de 12.7 mm si es de acero. La longitud mínima del mismo debe ser de 6.10 m, que debe estar completamente dentro del concreto, excepto en la conexión exterior. El conductor debe estar tendido tan recto como sea posible.

Los elementos metálicos pueden estar colocados en tramos cortos, ordenados dentro del concreto y conectados entre sí (como es el caso del armado de refuerzo de una base de estructura).

Nota 1. La menor resistencia a tierra por unidad de longitud del alambre, será resultado de una instalación recta del mismo.

Nota 2. No se requiere que la configuración exterior del concreto sea regular, sino que puede moldearse en una excavación irregular, como en terreno rocoso.

Nota 3. Los electrodos embebidos en concreto son, con frecuencia, más prácticos y efectivos que las varillas, tiras o placas directamente enterradas.

D. Medios de conexión a Electrodo

2103-26. General.

Hasta donde sea posible, las conexiones a los electrodos deben ser accesibles. Los medios para hacer estas conexiones deben proveer la adecuada sujeción mecánica, permanencia y capacidad de conducción de corriente, tal como los siguientes:

a) Una abrazadera, accesorio o soldadura permanentes y efectivos.

b) Un conector de bronce con rosca, que penetre bien ajustado en el electrodo.

c) Para construcciones con estructura de acero, en las que se empleen como electrodo las varillas de refuerzo embebidas en concreto (del cimiento), debe usarse una varilla de acero similar a las de refuerzo para unir, mediante soldadura, una varilla principal de refuerzo con un tornillo de anclaje.

El tornillo debe ser conectado sólida y permanentemente a la placa de asiento de la columna de acero soportada en concreto. El sistema eléctrico puede conectarse entonces, para su puesta a tierra, a la estructura del edificio, usando soldadura o un tornillo de bronce que se sujete en algún elemento de la misma estructura.

d) Para construcciones con estructuras de concreto armado, en las que se emplee un electrodo consistente en varillas de refuerzo o alambre embebidos en concreto (del cimiento), se debe usar un conductor de cobre desnudo de calibre adecuado para satisfacer el requisito de la Sección 2103-12, pero de área de sección transversal no menor de 21.15 mm^2 (No.4 AWG) que se conecte a las varillas de refuerzo o al alambón, mediante un conector adecuado

para cable de acero.

El conector y la parte expuesta del conductor de cobre, se deben cubrir completamente con masticado o compuesto sellador, antes de que el concreto sea vaciado, para minimizar la posibilidad de corrosión galvánica.

El conductor de cobre debe sacarse por arriba de la superficie del concreto en el punto requerido por la conexión con el sistema eléctrico. Otra alternativa es sacar al conductor por el fondo de la excavación y llevarlo por fuera del concreto para la conexión superficial, en este caso el conductor de cobre desnudo no debe ser de área de sección transversal menor que 33.62 mm^2 (No.2 AWG).

2103-27. Punto de conexión a sistemas de tuberías.

a) El punto de conexión de un conductor de puesta a tierra a un sistema de tubería metálica para agua fría, debe estar lo más cerca posible de la entrada del servicio de agua al edificio o cerca del equipo a ser conectado a tierra donde resulte más accesible. Entre este punto de conexión y el sistema subterráneo de tubería, debe haber continuidad eléctrica permanente, por lo que deben instalarse puentes de unión donde exista posibilidad de desconexión, tal como en los medidores de agua y en las uniones del servicio.

b) Los electrodos artificiales o las estructuras conectadas a tierra, deben separarse por lo menos 3.0 m de líneas de tubería usadas para la transmisión de líquidos o gases inflamables que operen a altas presiones (10.5 kg/cm^2 o más), a menos que estén unidos eléctricamente y protegidos catódicamente como una sola

unidad.

Debe evitarse la instalación de electrodos a menos de 3.0 m de distancia de dichas líneas de tubería. pero en caso de existir, deben ser coordinados de manera que se asegure que no se presenten condiciones peligrosas de corriente alterna y no sea nulificada la protección catódica de las líneas de tubería.

2103-28. Superficies de contacto.

Cualquier recubrimiento de material no conductor, tal como esmalte, moho o costra, que esté presente sobre las superficies de contacto de electrodos en el punto de la conexión, debe ser removido completamente donde se requiera, a fin de obtener una buena conexión.

E. Resistencia a tierra de Electrodos

2103-32. General.

El sistema de tierras debe consistir de uno o más electrodos conectados entre sí. Este sistema debe tener una resistencia a tierra suficientemente baja para minimizar los riesgos al personal en función de la tensión de paso y de contacto (se considera bueno un valor de 10Ω , en terrenos con alta resistividad este valor puede llegar a ser hasta de 25Ω ; si la resistividad es mayor a $3000\Omega\text{-m}$ se permiten 50Ω) y para permitir la operación de los dispositivos de protección.

a) Plantas generadoras y subestaciones.

Cuando están involucradas tensiones y corrientes muy altas, se requiere de un sistema enmallado de tierra con múltiples electrodos y conductores enterrados y otros medios de protección.

b) Sistemas de un solo electrodo.

Los sistemas con un solo electrodo deben utilizarse cuando el valor de la resistencia a tierra no exceda de 25 ohms en las condiciones más críticas.

Para instalaciones subterráneas el valor recomendado de resistencia a tierra es 5 ohms.

c) Sistemas con múltiples conexiones a tierra.

El neutro, cuya capacidad de corriente debe ser adecuada al servicio de que se trate, debe estar conectado a un electrodo artificial en cada transformador y en otros puntos de la línea, de tal manera que se tenga una conexión a tierra como mínimo, en cada 400 m de línea sin incluir las conexiones a tierra en los servicios de usuarios.

Nota. Los sistemas de múltiples conexiones a tierra que se extienden a través de distancias considerables, dependen más de la cantidad de los electrodos de tierra que de la resistencia a tierra de cualquier electrodo individual.

F. Método de Puesta a Tierra para Aparatos de Comunicación

2103-36. Teléfonos y otros aparatos de comunicación en circuitos expuestos al contacto con líneas de suministro eléctricos y a descargas atmosféricas.

Los protectores y, cuando se requiera, las partes metálicas no portadoras de corriente expuestas, ubicadas en las centrales telefónicas o en instalaciones exteriores, deben conectarse a tierra en la forma siguiente:

a) Electrodo

El conductor de puesta a tierra debe conectarse a un electrodo aceptable, como los descritos en la Subsección C. Otra alternativa es hacer esta conexión a la cubierta metálica del equipo del servicio eléctrico o al conductor del electrodo de tierra, cuando el conductor neutro del servicio eléctrico esté conectado a un aceptable electrodo de tierra en el edificio.

b) Conexión del electrodo.

El conductor de puesta a tierra debe ser preferentemente de cobre, de área de sección transversal no menor de 2.08 mm^2 (No. 14 AWG) o de cualquier otro material de capacidad de conducción de corriente equivalente que no sufra corrosión bajo las condiciones de uso. La conexión de este conductor al electrodo de tierra debe hacerse por medio de un conector adecuado.

c) Unión de electrodos.

Debe colocarse un puente de unión de área de sección transversal no menor a 13.30 mm^2 (No. 6 AWG) de cobre, u otro material de capacidad de conducción de corriente equivalente entre el electrodo de los equipos de comunicación y el electrodo del neutro del sistema eléctrico, cuando se usen electrodos separados en la misma edificación.

ARTICULO 2403 - SISTEMA DE TIERRAS

2403-1 Generalidades.

Las subestaciones deben tener un adecuado sistema de tierras al cual se deben conectar todos los elementos de la instalación que requieran la conexión a tierra para:

a) Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la

circulación de las corrientes a tierra, ya sean debidas a una falla a tierra del sistema, o a la operación de un apartarrayos.

b) Evitar que durante la circulación de corrientes de falla a tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación (ya sea sobre el piso o con respecto a partes metálicas puestas a tierra) que puedan ser peligrosas para el personal, considerando que las tensiones tolerables por el cuerpo humano deben ser mayores que las tensiones resultantes en la malla.

c) Facilitar la operación de los dispositivos de protección adecuados, para la eliminación de las fallas a tierra.

d) Proporcionar mayor confiabilidad y seguridad al servicio eléctrico.

e) Evitar la aparición de potencial en el neutro de un sistema en estrella aterrizado.

Los elementos principales del sistema de tierras son:

1) Red o malla de conductores enterrados, a una profundidad que usualmente varía de 0.30 a 1.0 m.

2) Electrodo de tierra, conectados a la red de conductores y enterrados a la profundidad necesaria para obtener el mínimo valor de resistencia a tierra.

3) Conductores de puesta a tierra, a través de los cuales se hace la conexión a tierra de las partes de la instalación o del equipo.

4) Conectores, pueden ser a compresión o soldables.

2403-2 Características del sistema de tierras.

a) Disposición física. El cable que forme el perímetro exterior de la malla, debe ser continuo de manera que encierre 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 las terminales cercanas.

La malla debe estar constituida por cables colocados paralela y perpendicularmente, con un espaciado adecuado a la resistividad del terreno y preferentemente formando retículas cuadradas.

Los cables que forman la malla deben colocarse preferentemente a lo largo de las hileras de estructuras o equipo, para facilitar la conexión a los mismos.

En cada cruce de conductores de la malla, éstos deben conectarse rígidamente entre sí y en los puntos adecuados conectarse a electrodos de tierra de 2.40 m de longitud mínima, clavados verticalmente. Donde sea posible, construir registros en los mismos puntos y como mínimo en los vértices de la malla.

En subestaciones tipo pedestal se requiere que el sistema de tierra quede confinado dentro del área que proyecta el equipo sobre el suelo.

Excepción : En las subestaciones tipo poste o pedestal se acepta como sistema de tierras la conexión del equipo a uno o más electrodos. La resistencia a tierra total debe cumplir con los valores del inciso c) de ésta Sección.

b) Las características de los sistemas de tierra deben cumplir con lo aplicable del Artículo 250.

c) Resistencia a tierra de la malla. La resistencia total de la malla con respecto a tierra debe determinarse tomando en cuenta los siguientes parámetros:

Longitud total de elementos enterrados.

Resistividad eléctrica del terreno.

Area de la sección transversal de los conductores mínima aceptable es 107.2 mm^2 de cobre (4/0 AWG).

Profundidad.

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

Deben efectuarse las pruebas necesarias para comprobar que los valores reales de la resistencia a tierra de la malla se ajustan a los valores que da el diseño; asimismo, repetir periódicamente estas pruebas para comprobar que se conservan las condiciones originales, a través del tiempo y de preferencia en época de estiaje, para verificar que se mantienen dentro de límites aceptables.

Excepcion: Para terrenos con resistividad mayor a $3000\Omega\text{-m}$, se permite que los valores anteriores de resistencia de tierra sean el doble para cada caso.

2403-3 Puesta a tierra de cercas metálicas.

Debido a que las cercas metálicas son usualmente accesibles al público y pueden ocupar una posición sobre la periferia de la malla de tierras donde los gradientes de potencial son más altos, se

deben tomar las siguientes medidas:

a) Si la cerca se coloca dentro de la zona correspondiente a la malla, se debe prolongar ésta a 1.50 m fuera de la cerca, como mínimo.

b) Si la cerca se encuentra fuera de la zona correspondiente a la malla, debe colocarse por lo menos a 2.0 m del límite de la malla.

2403-4 Puesta a tierra de rieles y tuberías de agua.

a) Rieles. Los rieles de escape (espuelas) de ferrocarril que entren a una subestación no deben conectarse al sistema de tierras de la subestación, porque se transfiere un aumento de potencial a un punto lejano durante un cortocircuito; o bien, si la puesta a tierra es en un punto lejano, se introduce el mismo peligro pero en el área de la subestación.

Para evitar estos riegos deben aislarse uno o más pares de juntas de los rieles donde éstos salen del área de la red de tierras.

b) Tuberías de agua. Las tuberías metálicas de agua que esten enterradas dentro de la subestación deben ser conectadas al sistema de tierras de la misma subestación, preferentemente en varios puntos.

La misma regla debe seguirse con tuberías de gas y con las cubiertas metálicas de los cables que están en contacto con el terreno.

2403-5 Puesta a tierra de partes no conductoras de corriente.

a) Las partes metálicas expuestas que no conducen corriente,

del equipo eléctrico, deben conectarse a tierra en forma permanente, tales como armazones de generadores y motores, cubierta de tableros, tanques de transformadores e interruptores, así como las defensas metálicas del equipo eléctrico (incluyendo barreras, cercas de alambre etc.).

b) Con excepción de equipo instalado en lugares húmedos o lugares peligrosos, las partes metálicas que no conducen corriente, pueden no conectarse a tierra, siempre que sean normalmente inaccesibles o que se protejan por medio de resguardos, o bien, por las distancias que se señalan para protección de partes vivas en la Sección 2404-1 a).

Esta última protección debe impedir que se puedan tocar inadvertidamente las partes metálicas mencionadas y simultáneamente, algún objeto conectado a tierra.

c) Las estructuras de acero de la subestación, en general, deben conectarse a tierra.

2403-6 Conexión a tierra durante reparaciones.

El equipo o los conductores que operen a más de 600 V entre fases y que se tengan que reparar cuando se desconecten de su fuente de abastecimiento, deben conectarse a tierra por algún medio apropiado, antes y durante la reparación.

2403-7 Detectores de tierra.

Las subestaciones que alimentan circuitos que no estén permanentemente conectados a tierra deben tener un detector, que pueda usarse para determinar la existencia de tierra en cualquiera de los circuitos que salgan de ella.

CUESTIONARIO

- 1.- Se puede usar el ademe metálico de un pozo como electrodo de tierra, porqué.
- 2.- Describa un contacto polarizado.
- 3.- El conductor de puesta a tierra puede ser aislado, en que casos.
- 4.- Se deben conectar a tierra las tuberías de agua.
- 5.- Se puede usar como electrodo de puesta a tierra de equipos, las bajadas de los apartarrayos.
- 6.- Cual es el calibre mínimo permitido del conductor de puesta a tierra y en que casos se usa.
- 7.- Cual es el conductor adecuado de puesta a tierra para canalizaciones y equipos protegidos con un interruptor de 30 amperes.
- 8.- Las pantallas de los cables se deben unir a los conductores de puesta a tierra de los apartarrayos, y, en que casos.

- 9.- Si no existe falla alguna, y circula corriente por los conductores de tierra, que se debe hacer.
- 10.- Se deben conectar a tierra las cercas metálicas y por que.
- 11.- Cual es el calibre mínimo del conductor de puesta a tierra de los apartarrayos primarios.
- 12.- Cual es la distancia mínima que debe haber entre los conductores de los circuitos y las bajadas de los pararrayos.
- 13.- Cual es la distancia mínima entre los conductores de comunicación subterránea y los conductores de puesta a tierra de los apartarrayos que operan arriba de 15 kV.
- 14.- Cuales son los electrodos existentes.
- 15.- Cuales son los electrodos artificiales.
- 16.- Cuales son las funciones de los sistemas de tierra en las subestaciones de mediana y alta tensión.
- 17.- Cuales son las características más importantes del sistema de tierra.

CAPITULO 6

VARIOS.

6.1.- Corrosión en los sistemas de tierras.

Los sistemas de tierras se componen de elementos que van enterrados directamente, en contacto directo con el suelo, el cual por lo general está húmedo, estos elementos, se ven atacados por la corrosión. Así, es común encontrar redes de tierra que no funcionen en forma adecuada, porque algunos de sus elementos se han corroído.

Entre los casos más comunes donde se presenta la corrosión están: lugares donde se rectifica la corriente, como centros de cómputo, vías de tranvía, trolebuses, metro etc. Lugares cercanos a canales de aguas residuales, ya que a éstas aguas se les agregan sustancias químicas que atacan a los metales y el cobre no es la excepción, sin embargo es necesario considerar que, un metal enterrado tiende a corroerse con el transcurso del tiempo.

6.1.1.- Corrosión por efecto galvánico.

Otra forma de corrosión en los metales se da por el efecto galvánico que es producto de unión de metales diferentes como se muestra en la figura 6.1.

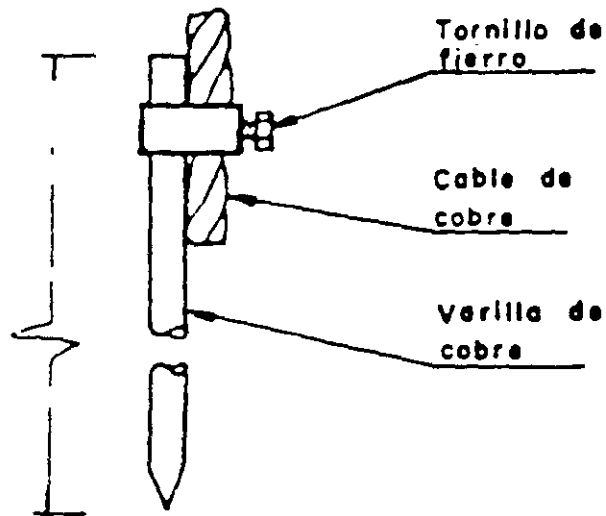


Fig. 6.1.- Efecto galvánico entre la unión del fierro con el cobre, donde el fierro se va a corroer.

Los metales tienen un potencial propio el cual se da en la tabla siguiente:

MATERIAL	POTENCIAL	FUNCION
Potasio	- 2.922	A N O D I C O S ----- CA TO DI COS
Magnesio	- 2.340	
Aluminio	- 1.670	
Zinc	- 0.762	
Cromo	- 0.710	
Hierro	- 0.440	
Niquel	- 0.250	
Hidrógeno	0.000	
Cobre	+ 0.345	
Plata	+ 0.800	
Platino	+ 1.200	
Oro	+ 1.680	

Para que exista corrosión por efecto galvánico se debe cumplir con lo siguiente:

1.- Unir dos metales diferentes y entre más activo o anódico, se corroe más rápido, es decir entre mayor diferencia de potencial entre ambos metales, la corrosión será mayor.

2.- Cuanto más se incremente la diferencia de potencial, la corrosión por efecto galvánico será mayor.

Este caso es muy común entre las conexiones de cobre con fierro, y se da mucho entre los conectores y mordazas. El aluminio es muy sensible a este proceso.

3.- Si la unión de los metales se encuentra inmersa en un electrolito, la corrosión se acelera.

4.- Si unimos fierro con cobre, pero la masa de fierro es mucho más grande que la del cobre, se disminuye la corrosión.

6.1.2.- Protección contra la corrosión.

Cuando se presenta la corrosión en un sistema de tierras es conveniente protegerlo en forma adecuada. El método de la protección catódica es el más usual para proteger elementos metálicos enterrados, a continuación se da una definición de la protección catódica: "Es la reducción o eliminación de la corrosión, haciendo al metal un cátodo por medio de una corriente

directa impresa o empleando un ánodo de sacrificio el cual puede ser de magnesio, aluminio o zinc".

Para aclarar esto, podemos ampliar los conceptos de la corrosión electro-química, esto es, existe un flujo de corriente eléctrica de ciertas áreas de un metal a través de una solución capaz de conducir electricidad, agua salada por ejemplo.

El término ánodo es usado para describir la parte del metal que se corroe y de donde sale la corriente para entrar en la solución.

El termino cátodo es usado para describir la parte del metal en que la corriente deja la solución y entra al metal, ver figura 6.2.

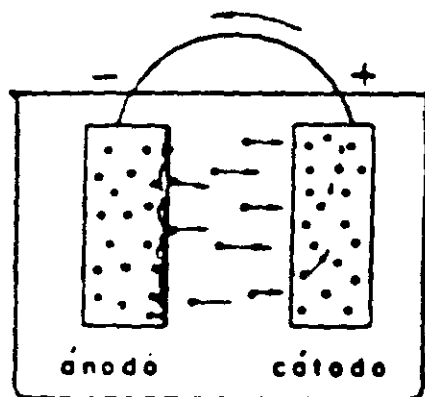


Fig. 6.2.- Flujo de corriente entre un ánodo y un cátodo en un electrolito.

La solución capaz de conducir electricidad se llama electrolito, el electrolito que forma un medio corrosivo puede ser una solución, agua de lluvia o un medio húmedo, como el suelo por ejemplo.

6.1.3. Protección Catódica.

Este método consiste en cambiar el área anódica que se desea proteger por una catódica eliminando la corrosión. Esto se puede lograr aplicando una corriente directa eléctrica al metal que se corroe volviéndolo un cátodo.

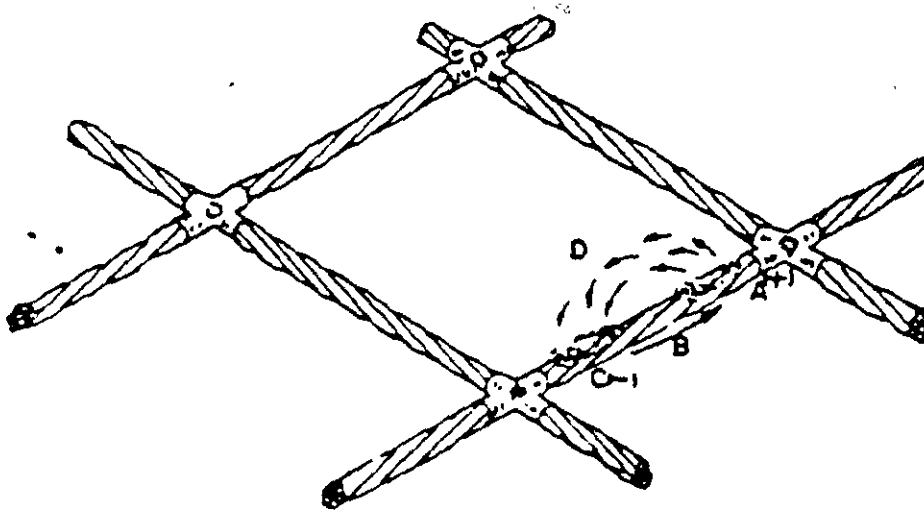


fig 6.3.- Flujo de corriente directa en una malla que presenta corrosión.

C.- Área catódica sin corrosión.

B.- Flujo de corriente a través del conductor regresa la corriente del área catódica al área anódica, cerrando el circuito.

A.- Area anódica, cuando la corriente deja el metal para entrar en el terreno que lo circunda, el metal es corroído en este punto.

D.- Flujo de corriente a través del terreno del área anódica a la catódica.

Como se observa en la figura la corriente fluye directamente de las áreas anódicas a las catódicas y completa el circuito a través del conductor, cuando el flujo de corriente va del terreno al cable o al área catódica, no hay corrosión. Cuando se protege una malla de tierras en forma catódica, el objetivo es que la red de tierras en su totalidad reciba la corriente del medio ambiente, entonces la red será un cátodo y la corrosión se detiene. ver fig. 6.4.

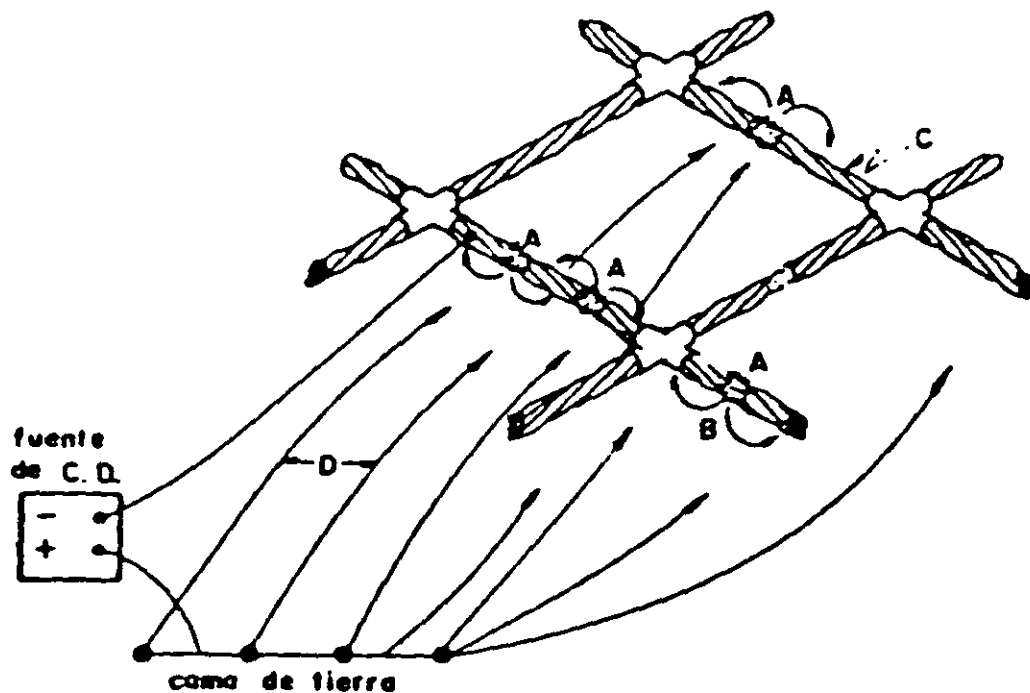


Fig. 6.4.- Uso de corriente directa para detener la corrosión.

A.- Areas que originalmente son anódicas.

B.- Líneas de flujo de corriente que se neutralizan con la protección.

C.- Malla protegida.

D.- Líneas de flujo de corriente de la cama de tierra a la superficie protegida.

De la figura 6.4 podemos observar que la protección catódica provoca un flujo de corriente a través del medio de la cama de tierra, compuesta por ánodos de sacrificio o material de consumo, donde ocurre la corrosión, no se ha detenido con la aplicación de la protección catódica pero se ha transmitido a otro lugar, el material anódico se gasta por lo que hay que reponerlo.

6.1.4.- Puentes de Corriente para la Protección Catódica.

Para convertir la red de tierras en un cátodo se necesita un flujo de corriente eléctrica para lo cual existen diferentes alternativas:

a) Anodos galvánicos (sacrificio).

Un ánodo es el miembro que se corroe, dando un flujo de corriente hacia la red protegida, cediendo sus electrones, es decir, su material, se puede aplicar o conectar directamente.

Ver fig.6.5

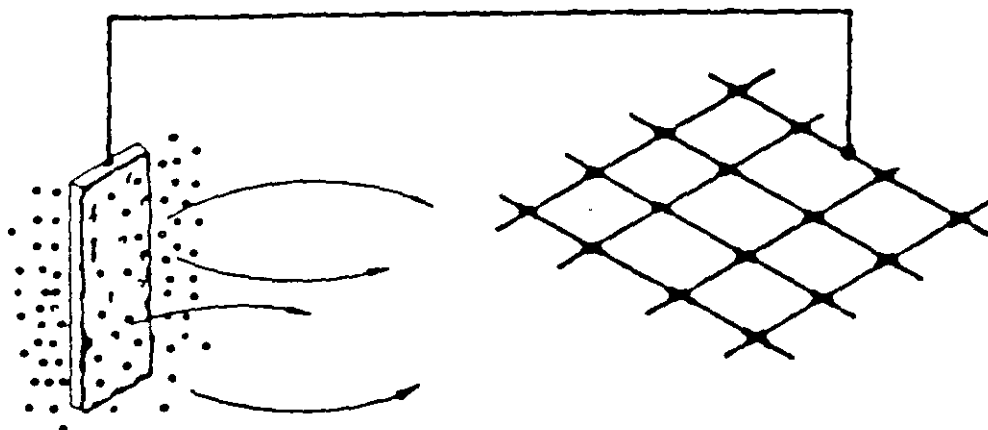


Fig.6.5. Principio de la protección catódica usando ánodos de sacrificio.

Existen varios requisitos para que funcionen los ánodos de sacrificio.

1.- El potencial entre el ánodo y la malla a proteger debe ser suficientemente grande para convertirla de ánodo a cátodo.

2.- El material del ánodo debe tener suficiente energía eléctrica para tener una vida útil duradera.

3.- Los ánodos deben tener una buena eficiencia ya que los metales se pasivan, es decir se autoprotegen de la corrosión, bajando su rendimiento.

El contenido de la energía eléctrica de un ánodo depende de las características del metal usado.

Por ejemplo un ánodo de zinc puro tiene una energía contenida de 372 amperes hora por libra, no convertimos a kilogramos porque en el mercado se consiguen los ánodos en peso por libras.

b) Sistemas de corriente impresa.

En este método la protección catódica se logra por medio de una fuente de energía externa de corriente directa. Consiste en conectar un potencial entre la red de tierras y la cama de tierras compuestas por ánodos de sacrificio. La terminal positiva siempre se debe conectar al material de sacrificio y la terminal negativa a la estructura a proteger. La fuente de energía más común es un rectificador. Ver. fig. 6.6.

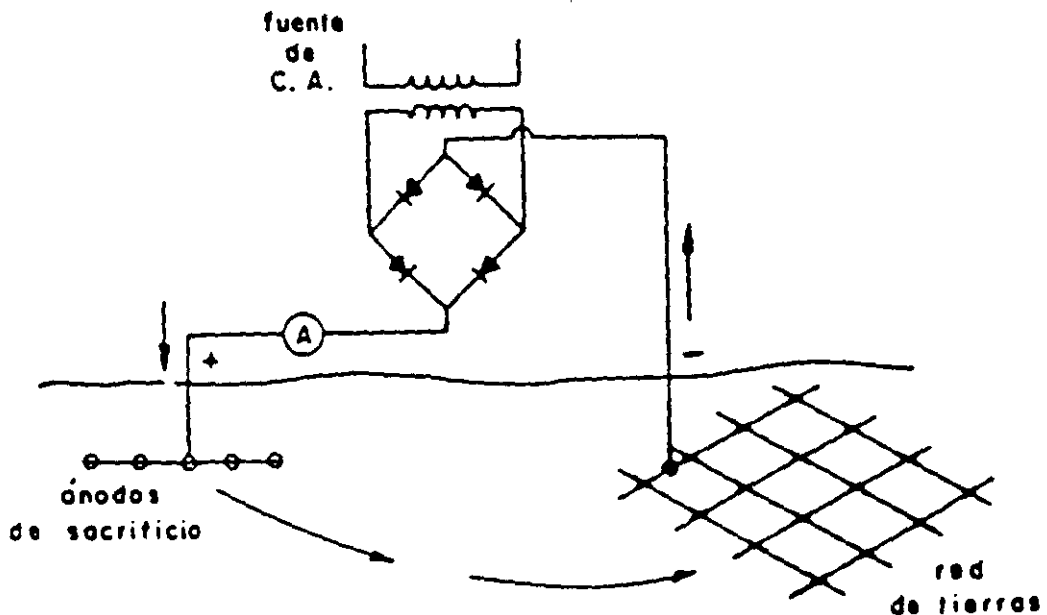


Fig.6.6.- Circuito básico de una protección catódica con energía externa rectificada.

6.1.5. Potencial del Medio Ambiente.

Las mediciones de potencial son usadas comúnmente como base para un criterio de la protección; si la corriente fluye hacia la red de tierras hay un cambio en el potencial de la red con respecto al medio. Es lógico que al existir una corriente haya una caída de tensión, por la resistencia que encuentra el flujo de corriente. El resultado es que la red protegida es más negativa con respecto al medio que la rodea.

Ver fig. 6.7

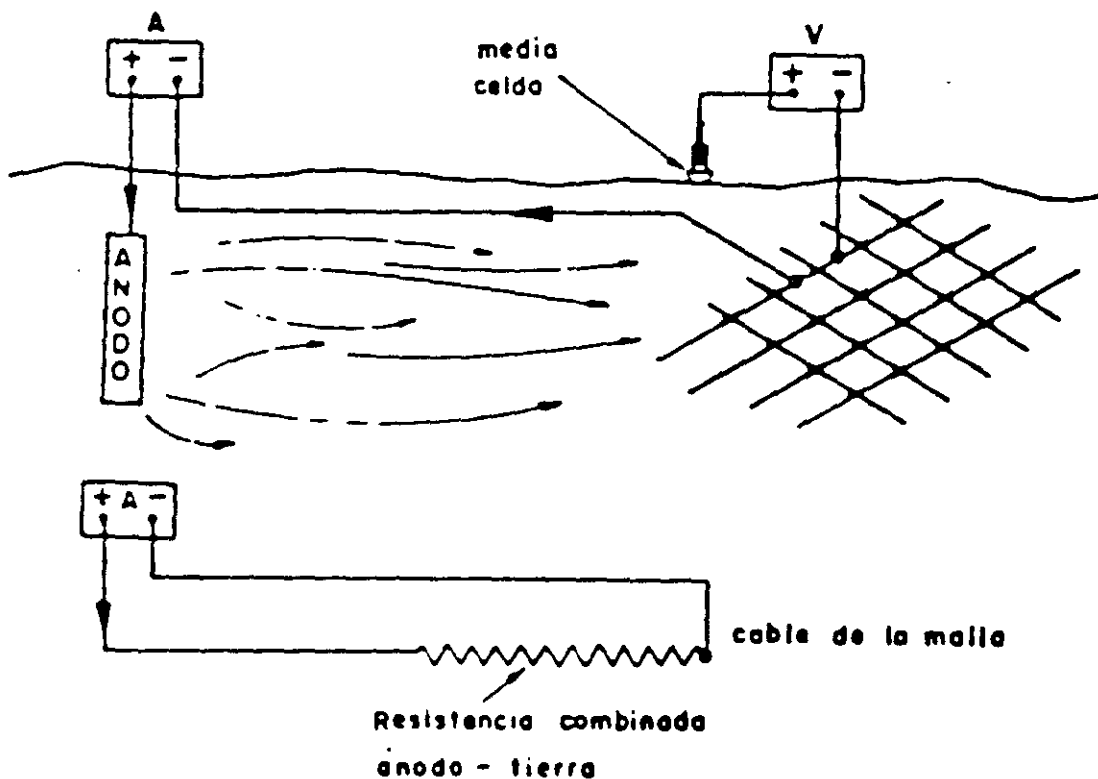


Fig. 6.7.- Protección catódica que muestra un voltímetro que mide el potencial respecto a tierra cuando se energiza la fuente de Corriente Directa y su diagrama eléctrico.

6.1.6. Media Celda.

Hasta aquí, no se había mencionado la medición de voltaje entre una red de tierras y el medio que lo rodea, ésta, se puede lograr a través de un electrodo de referencia conocido como media celda, mostrado en detalle en la fig. 6.8.

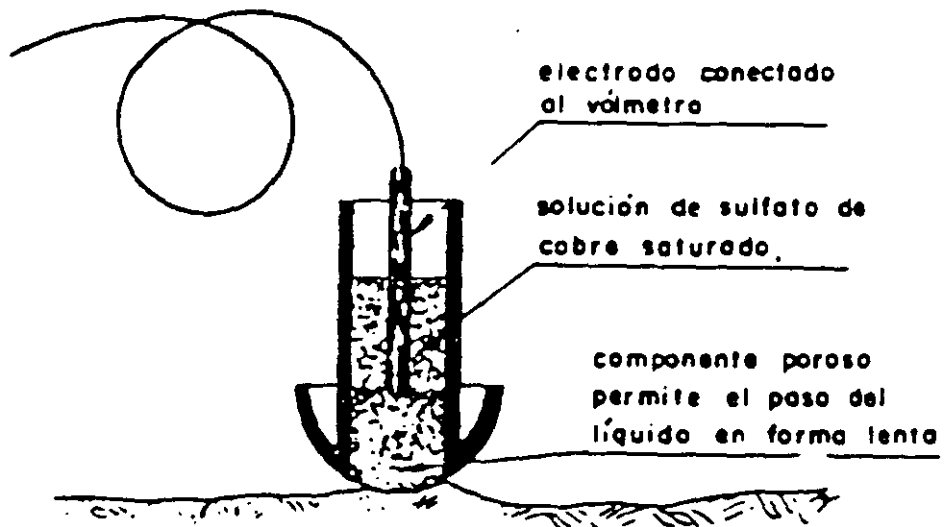


fig.6.8. Media celda de sulfato de cobre saturado (SO, Cu/Cu)

Si se tiene un potencial negativo de -0.85 V. de CC en la malla a proteger, la protección contra la corrosión es adecuada.

Existen otros elementos para la media celda aparte del sulfato de cobre saturado, como se muestra en la tabla siguiente:

Tipo de electrodo de referencia	Corrección de la lectura con respecto al electrodo de Sulfato de Cobre Saturado.
Calumel Saturado	Agregue -0.072 volts
Cloruro de Plata/Plata (Solución 0.1 NKCL)	Agregue -0.010 volts
Zinc Puro (Especial de alto grado)	Agregue -1.10 volts

6.1.7. Resistividad del medio.

Este tema se trató ampliamente en el capítulo uno inciso seis, la medición se puede efectuar con el método de Wenner u otros. La importancia de la resistividad radica que es inversamente proporcional a la corrosión, es decir para una resistividad alta la corrosión es baja, para un terreno con baja resistividad la corrosión es alta.

Esto se considera normal por lo que se muestra en la siguiente tabla:

Resistividad Ohm-metro (Ω -m)	Grado de Corrosión
5 o menos	Muy corrosivo
5 a 10	Corrosivo
10 a 20	Moderadamente Corrosivo
20 a 100	Medianamente Corrosivo
100 o más	Progresivamente menos corrosivo

6.2 Tierras de Seguridad.

Como se mencionó, la importancia de los sistemas de tierras radica en que su función principal es la de proteger la vida humana y a los equipos, en este inciso, se verán las tierras que se usan para proteger el personal que labora en instalaciones durante el mantenimiento y que se ve expuesto a accidentes por errores si no se protege en forma adecuada.

5.2.1.- Sistemas aéreos.

Los alimentadores aéreos de mediana tensión, así como, los de baja tensión están expuestos a la acción de agentes externos como; viento, lluvia, vandalismo, etc. De aquí que necesiten un mantenimiento, ya sea preventivo o correctivo. Se han dado casos de accidentes por la repentina energización de las líneas mientras se encuentran trabajando en ellas, sin embargo, si en el lugar de trabajo se encuentran las tierras de seguridad en forma adecuada los trabajadores están protegidos.

El procedimiento para la instalación de las tierras de protección es el siguiente:

- 1.- Se verifica que la línea esté desenergizada, lo cual se logra mediante bastones o pértigas con detectores de energía.

2.- Se instala un corto circuito trifásico y a tierra cerca de los medios de seccionamiento, es decir a cuchillas o interruptores abiertos. Ver fig. 6.9

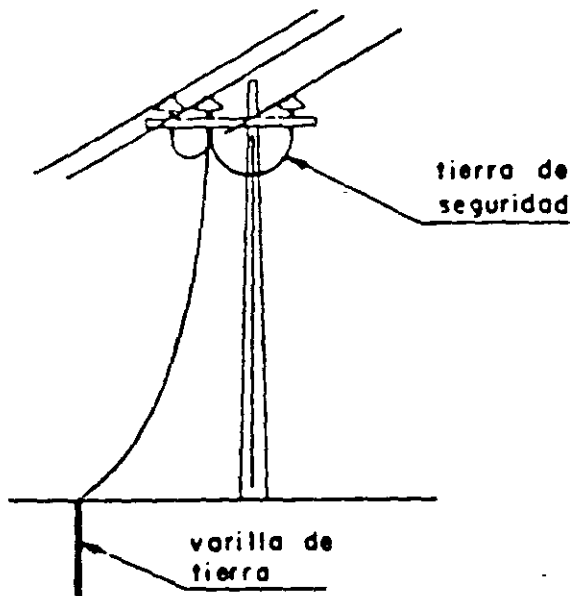


Fig. 6.9 Forma de puesta a tierra.

Primero se instala la varilla de tierra, debe tener un valor de resistencia a tierra baja, se coloca el cable a la varilla, se coloca el puente entre las fases. Para retirarlo es en secuencia invertida, es decir hasta el final se desprende la varilla de tierra.

3.- Se checa si hay plantas de emergencia cerca o zonas con fraude y se asegura que no existan regresos de potencial. Si se energiza un contacto de baja tensión, a través del transformador habrá alta tensión en la línea, pudiendo dañar al personal.

El cable de la tierra debe ser lo más flexible posible para evitar rupturas o ser de cable con forro transparente para ser revisado antes de usarlo. Este cable no debe estar muy holgado ya que si un trabajador se encuentra cerca del cable y por alguna circunstancia se energiza la línea en ese momento, no habrá tensiones peligrosas, pero el cable al energizarse y conducir corriente, tendrá un esfuerzo electromagnético y se estirará subitamente pudiendo golpear al trabajador. Algunas formas inconvenientes se muestran en la fig. 6.10.

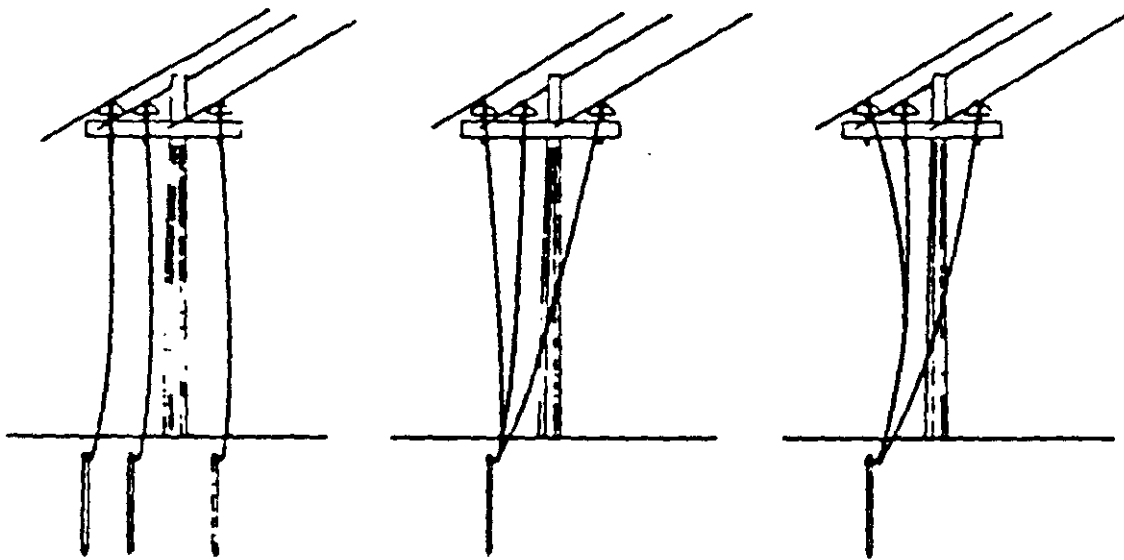


Fig. 6.10. Formas incorrectas de conexión a tierra.

6.2.2.- Sistemas de Distribución Subterráneas

En este tipo de instalaciones vale la pena poner un poco más de interés ya que en los sistemas aéreos solo se coloca la tierra en los puntos de seccionamiento que están abiertos, mientras que, en los sistemas subterráneos, hay que colocar tierras en las

boquillas de alta y baja tensión de los transformadores y checar si hay planta de emergencia, si hay, es conveniente verificar que exista la posibilidad de un retorno de la energía.

Los procedimientos de puesta a tierra son similares;

1.- Se verifica el potencial en el bus de Alta Tensión con una pértiga que señala la presencia de potencial (Para checar el funcionamiento de la pértiga).

2.- Se abre el interruptor general.

3.- Se vuelve a checar con la pértiga, ahora la ausencia de potencial.

4.- Si no hay potencial, se procede a colocar el puente entre las boquillas de alta y baja tensión y a tierra descargando el potencial remanente por defecto capacitivo de los cables y capacitores.

5.- La tierra puede ser la de la subestación, es decir no es necesario colocar un electrodo.

6.- Para normalizar el servicio se procede en forma inversa, se recomienda verificar que no quede ningún puente entre las boquillas.

En el caso de sistema subterráneos las longitudes de los cables de puesta a tierra pueden ser menores que en los usados en línea aérea por lo que se pueden usar cables desnudo de longitud más cortas.

La instalación de tierras de seguridad en forma adecuada puede evitar accidentes y aunque colocar las tierras en forma correcta puede ser tedioso, vale la pena hacerlo.

6.3.- Tierras para pararrayos.

Una definición de pararrayos es la que dice que es un dispositivo que capta las descargas atmosféricas, ofreciendo una trayectoria adecuada a tierra, donde disipa la energía del rayo, sin causar daños en su trayectoria. Esta definición aunque parece sencilla no es tan fácil de cumplir, esto es porque los rayos como muchos elementos de la naturaleza, no se controlan. Lograr que la descarga del rayo pase a tierra en forma directa sin causar daño, no es tan sencillo, sobre todo porque en la actualidad los equipos se componen con partes electrónicas que son muy sensibles a las sobretensiones, de aquí que los sistemas de tierras para los pararrayos necesitan cumplir con ciertos requisitos, los efectos de las descargas no están estudiados al cien por ciento por lo que es posible que en un futuro los reglamentos se modifiquen.

El número de electrodos de tierra está en función del número de bajadas del pararrayos, mientras que en la protección tipo "Franklin" es una, en el tipo "Jaula de Faraday" son varias, una por cada 30 metros de perímetro protegido o cuando menos 2.

Cada conductor de bajada debe terminar en un electrodo de tierra ya que la trayectoria a tierra debe ser lo más directa posible. Los conductores de tierra y los electrodos no se deben

usar en otras aplicaciones, es decir deben ser exclusivamente de los pararrayos, incluso deben estar separados dos metros de cualquier otro conductor eléctrico, pero si no se puede lograr esto, es recomendable interconectar en una tierra común todos los conductores de tierra, incluyendo pararrayos, servicio eléctrico teléfonos, y otros sistemas de puesta a tierra, antenas, sistemas de tuberías metálicas de agua, etc.

Desde luego los sistemas de tierras para pararrayos se diseñan con las bases que se han visto en los capítulos anteriores.

En cuanto al valor de la resistencia a tierra que deben tener la tierra de los pararrayos, en las normas Americanas no se menciona algún valor mientras que en la norma Británica (CPJ26), se recomienda un valor de 10 Ohms como máximo, sin embargo y como opinión personal y todavía no demostrable, el valor de resistencia a tierra de los pararrayos debe ser muy similar al de otras tierras cercanas, para evitar arcos y a la vez debe ser un valor, lo más bajo posible, en la Norma Nacional se recomienda un valor máximo de 10 Ohms.

En cuanto a los pararrayos, que son los equipos o dispositivos usados en la protección de los sistemas eléctricos solo queda mencionar que se conectan al sistema de tierras propio de la subestación y que también es recomendable que la bajada a tierra sea lo más directa posible y el electrodo se encuentre cerca.

BIBLIOGRAFIA BASICA

TAGG GF

EARTH RESISTANCES

ANSI/IEEE Std 80-1986

IEEE GUIDE FOR
SAFETY IN AC
SUBSTATION GROUNDING

ANSI/IEEE Std 142-1982

IEEE GREEN BOOK
IEEE RECOMMENDED
PRACTICE FOR
GROUNDING OF
INDUSTRIAL AND
COMMERCIAL POWER
SYSTEMS

BRITISH STANDARD
CODE OF PRACTICE
CP 326-1965

THE PROTECTION OF
STRUCTURE AGAINST
LIGHTNING

BRITISH STANDARD
CODE OF PRACTICE
CP 1013-1965

EARTHING

NFPA 78-1989

LIGHTNING PROTECTION
CODE

NACE

BASIC CORROSION
COURSE

NOM-001-SEMP-1994

NORMA OFICIAL MEXICANA
RELATIVA A LAS INSTALACIONES
DESTINADAS AL SUMINISTRO Y
USO DE LA ENERGIA ELECTRICA

BIBLIOGRAFIA BASICA

TAGG GF

EARTH RESISTANCES

ANSI/IEEE Std 80-1986

IEEE GUIDE FOR
SAFETY IN AC
SUBSTATION GROUNDING

ANSI/IEEE Std 142-1982

IEEE GREEN BOOK
IEEE RECOMMENDED
PRACTICE FOR
GROUNDING OF
INDUSTRIAL AND
COMMERCIAL POWER
SYSTEMS

BRITISH STANDARD
CODE OF PRACTICE
CP 326-1965

THE PROTECTION OF
STRUCTURE AGAINST
LIGHTNING

BRITISH STANDARD
CODE OF PRACTICE
CP 1013-1965

EARTHING

NFPA 78-1989

LIGHTNING PROTECTION
CODE

NACE

BASIC CORROSION
COURSE

NOM-001-SEMP-1994

NORMA OFICIAL MEXICANA
RELATIVA A LAS INSTALACIONES
DESTINADAS AL SUMINISTRO Y
USO DE LA ENERGIA ELECTRICA

CALCULAR LA RED DE TIERRAS PARA UNA CASA DE FUERZA.

TOMANDO EN CUENTA LOS SIGUIENTES DATOS E INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA.

DATOS DE INFORMACIÓN:

1. Corriente de falla a tierra: 2400 A
2. Resistencia del terreno: 40 Ω -m
3. Resistividad del concreto: 3000 Ω -m (dato de norma)
4. Tiempo de duración de la falla: 0.5 seg
5. Profundidad de la malla: 0.6 m
6. Área total que va a cubrir la malla: 836 m²
7. Temperatura ambiente: 40 °C
8. Tipo de conectores a utilizar: soldables
9. Calibre mínimo a utilizar según la NOM-001-SEDE-1999: 4/0 AWG

- Proponer de acuerdo a la ubicación de los equipos que se van a aterrizar un arreglo.



Varillas de puesta a tierra: copperweld 3m long



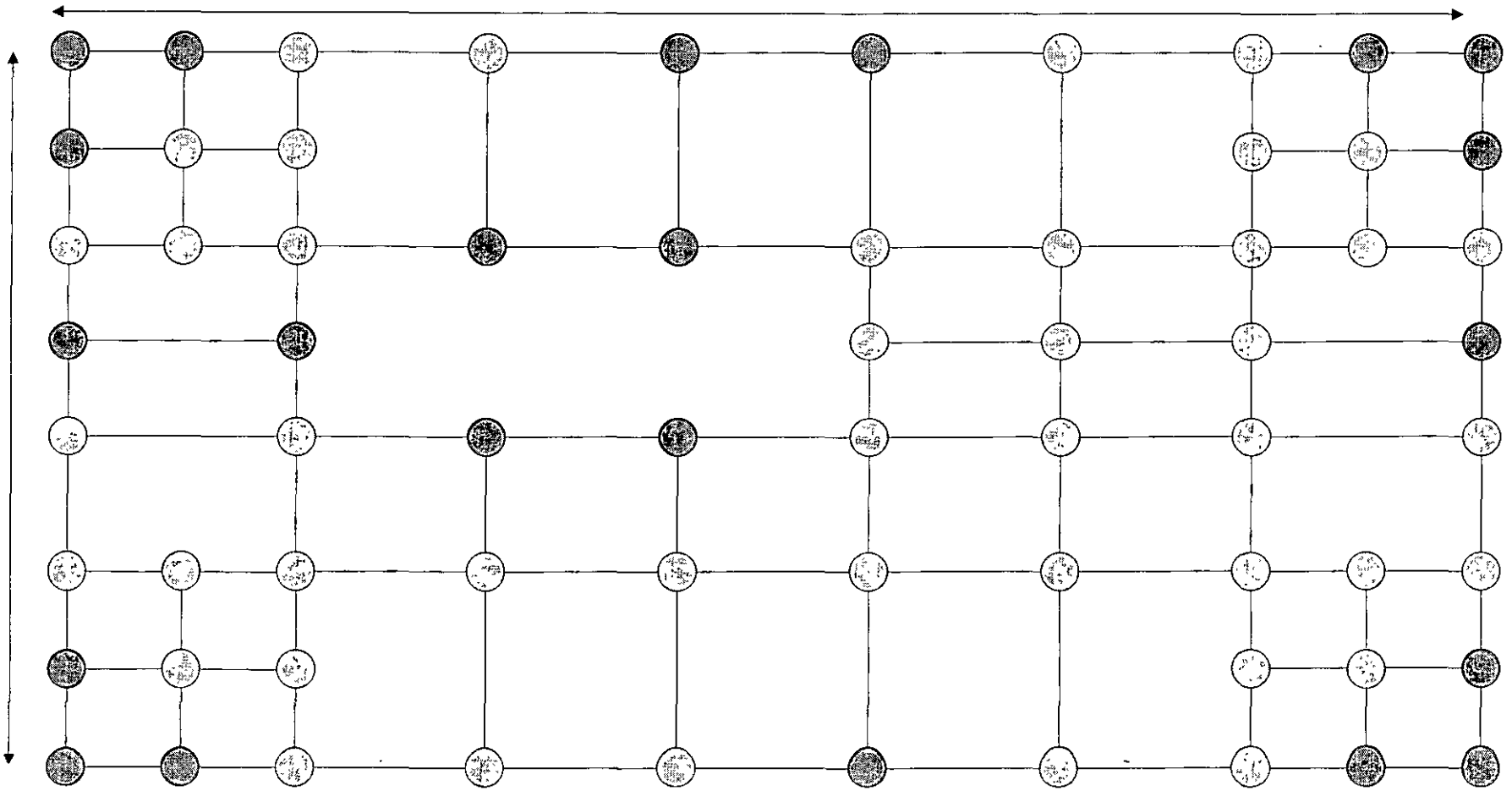
Conectores soldables

Ver figura 1

FIGURA 1.

38 m

2
2
m



- 1^{er} paso Determinar si el conductor de 4/0 soporta sin dañarse la corriente de falla en un tiempo de 0.5 seg

Es recomendable corregir la corriente de falla por dos factores uno el factor de decremento (K_1) y el otro factor de crecimiento de la planta (K_2).

El factor K_1 toma en cuenta el tiempo de duración de la falla (pag 105 de la norma ANSI/IEEE-80 TABLA 6)

Dato tomado de la tabla $K_1=1$

El factor K_2 considerando que a mediano plazo la planta va a crecer eléctricamente en un 20%.

Entonces $K_2= 1.2$

Ahora corregimos la corriente de falla y obtenemos $I_f = K_1 \times K_2 \times I_i$

$$I_f = 1 \times 1.2 \times 2400 = 2880 A$$

Aplicando la formula (ver nota 17 pag. 65 del IEEE/80)

$$A_{cu} = \frac{I_f}{\sqrt{\left(\frac{1}{32.85 \times S}\right) \log_{10} \left(1 + \frac{T_m - T_a}{234 + T_a}\right)}}$$

Donde:

S = tiempo de duración de la falla

T_m = temperatura máxima de conductor utilizando 1083 °C.

T_a = temperatura ambiente 40 °C

Sustituyendo $A=14138.43$ circular mil

Los cuales convertidos a mm^2 son $7.21 mm^2$ y que corresponden a un calibre 8 AWG ($8.3 mm^2$) El 4/0 AWG tiene una área de $107.2 mm^2$.

2º pasó a seguir.

Consiste en verificar si la longitud de la malla propuesta incluyendo las varillas es igual o mayor que la mínima requerida

$$L_{min} = \frac{K_m \times K_f \times ROE \times I_f \times \sqrt{S}}{1.66 + 0.0174 \times C_s (hs, k) ROS}$$

(hs,k) Factores para calcular C_s

- Concreto a utilizar es de 15 cm de grueso

Donde:

K_m = factor de espaciamiento (a calcular)

K_i = factor de de irregularidad (a calcular)

C_s = factor de reducción por resistividad en la superficie (calcular)

ROE = resistividad del terreno (40 Ω -m).

I_c = corriente de falla a tierra corregida (2880 A)

ROS = resistividad superficial (por norma 3000 Ω -m)

S = tiempo de duración de la falla.

-Cálculo de C_s empleando la ecuación (37) de la norma ANSI/IEEE80 pag. 78

-Para calcular el valor de k el cual es una relación entre las diferentes resistividades (terreno y piso).

$$k = \frac{ROE - ROS}{ROE + ROS}$$
$$k = \frac{40 - 3000}{40 + 3000} = -0.9737$$

Considerando este valor de k y un espesor del concreto de 0.15m. Entonces el valor de

$$C_s = (-0.9737)(0.15) = 0.146$$

- Cálculo de K_i utilizando la ecuación (69) de la norma ANSI/IEEE-80 pag. 114

$$K_i = 0.656 + 0.172n$$

n = número de conductores en paralelo, pero como tenemos conductores transversales y longitudinales obtendremos valores de K_i los cuales son K_{i1} o K_{i2} .

$$K_{i1} = 0.656 + 0.172n_1$$

$$K_{i2} = 0.656 + 0.172n_2$$

$$n_1 = \sqrt{n_t \times n_l}$$

$$n_1 = \sqrt{8 \times 6} = 6.92 \approx 7$$

$$n_2 = 8$$

sustituyendo en K_{i1} y K_{i2}

$$K_{i1} = 1.860 \quad \text{y} \quad K_{i2} = 2.032$$

Formula para el cálculo de K_m

$$K_m = \frac{1}{2\Gamma} \left[\text{Ln} \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_n}{Kh} \text{Ln} \frac{8}{\Gamma(2\text{Ln}_1 - 1)} \right]$$

Donde

D= espaciamento entre conductores paralelos (5.42m) –se toma la distancia mas grande

h= profundidad de la malla (0.6m)

d= diámetro mínimo del conductor (4/0 AWG 0.01326m)

K_n = factor de corrección por efecto esquina, de la norma ANSI/IEEE-80 pag.113. considerar $K_n=1$.

Kh= factor de corrección por profundidad de la malla

$$Kh = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}$$

$h_0 = 1$ profundidad de referencia

$$Kh = \sqrt{1 + \frac{0.6}{1}} = 1.265$$

-Concluyendo este paso podemos decir que la longitud propuesta es mayor que la mínima requerida.

Calculo de la resistencia de la malla a tierra

Aplicando la ecuación 40 de la norma ANSI/IEEE-80 pag. 82.

$$R_g = ROE \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot Area}} \left(1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{\frac{20}{Area}}} \right) \right]$$

$$R_g = 40 \left[\frac{1}{484} + \frac{1}{\sqrt{20(836)}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0.6 \sqrt{\frac{20}{836}}} \right) \right] = 0.67\Omega$$

$$\underline{0.67\Omega \ll 5\Omega}$$

Ahora calcularemos los potenciales

- Potencial de malla
- Potencial de paso sobre terreno natural
- Potencial de paso sobre concreto
- Potencial de contacto sobre terreno natural
- Potencial de contacto sobre concreto
- Potencial de paso fuera del perímetro de la malla

Comprobaremos si la malla es segura.

- Calculo del potencial de malla

De acuerdo a la ecuación 70 de la NORMA ANSI/IEEE-80 pag 114

$$E_m = \frac{ROE \times I_c \times K_m \times K_u}{L}$$

$$K_m = \text{factor de espaciamiento} = 0.699$$

$$K_u = \text{factor de irregularidad} = 1.860$$

$$E_{\text{terreno natural}} = \frac{40 \times 2880 \times 0.699 \times 1.860}{484} = 309.45 \text{ Volts}$$

- Calculo de la potencia de paso

Aplicando la ecuación 24 de la norma ANSI/IEEE-80 pag 46

$$E_{\text{paso concreto}} = \frac{116 + 0.7C_c \times ROS}{\sqrt{S}}$$

$$E_{\text{paso concreto}} = \frac{116 + 0.7(0.7) \times 3000}{\sqrt{0.5}} = 2242.94 \text{ Volts}$$

-Calculo de los potenciales de contacto.

Aplicando la ecuación 26 de la norma ANSI/IEEE-80 pag 46

$$E_c = \frac{116 + 0.174C_c \times ROE}{\sqrt{S}}$$

$$E_c \text{ sobre terreno natural} = \frac{116 + 0.174(0.7) \times 40}{\sqrt{0.5}} = 170.94 \text{ Volts}$$

$$E_{\text{concreto}} = \frac{116 + 0.174C_s \times ROS}{\sqrt{S}}$$

$$E_{\text{concreto}} = \frac{116 + 0.174(0.7) \times 3000}{\sqrt{0.5}} = 680.80 \text{ Volts}$$

- Calculo del potencial fuera del perímetro de la malla aplicando las ecuaciones 73 y 74 de la NORMA ANSI/IEEE-80 pag 114 y 115.

$$E_s = \frac{ROE \times I_t \times K_s \times K_n}{L}$$

K_s = factor de espaciamento

K_n = factor de irregularidad

$$K_s = \frac{1}{\Gamma} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

$$n-2 = n = 8 \dots n-2 = 6$$

$$D = 5.42$$

$$h = 0.6$$

$$K_s = 0.3754$$

$$E_s = 181.56 \text{ Volts}$$

$$K_s = \frac{1}{\Gamma} \left[\frac{1}{2(0.6)} + \frac{1}{5.42+0.6} + \frac{1}{5.42} (1 - 0.5^6) \right] = 0.3754$$

$$E_s = \frac{40 \times 2880 \times 0.3754 \times 2.032}{484} = 181.56 \text{ Volts}$$

Comprobación.

Para comprobar que la malla es segura y aplicando la ecuación 76 de la NORMA ANSI/IEEE-80 pag.115

$$E_m < E_{\text{concreto}} \quad 309.45 < 680.80 \text{ Volts}$$

$$E_s < E_{\text{piso concreto}} \quad 181.56 < 2242.92 \text{ Volts}$$

La malla es segura y puede construirse

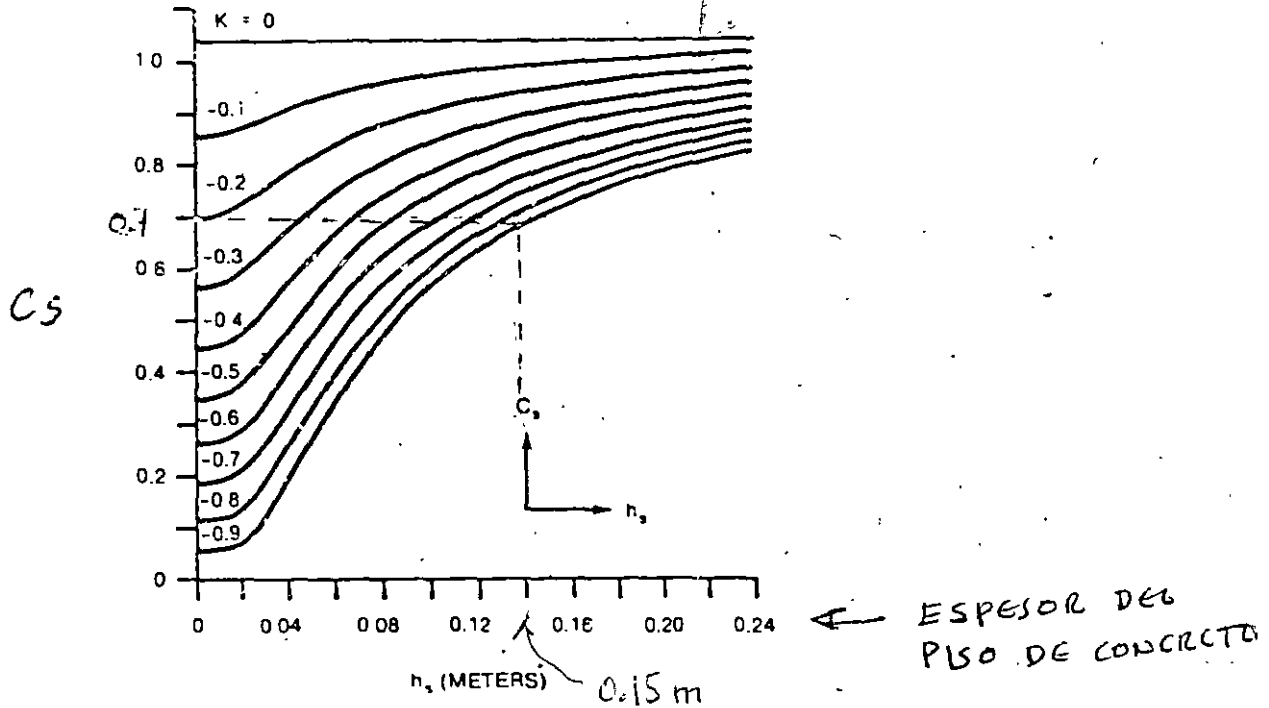


Fig 8
Reduction Factor C_s As a Function of Reflection Factor K and
Crushed Rock Layer Thickness h_s

where

C_s = reduction factor for derating the nominal value of surface layer resistivity determined as follows:

$C_s = 1$ for crushed stone resistivity equal to soil resistivity

Otherwise,¹¹

$$C_s = \frac{1}{0.96} \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K^n}{\sqrt{1 + (2n h_s / 0.08)^2}} \right]$$

For the latter case of $C_s < 1$, in which C_s is a function of (h_s, K) and which distinguishes Eqs 21 and 22 from Eqs 14 and 15, the values of C_s are plotted in Fig 8.

Simple alternative approaches, based on the equivalent hemisphere concept, such as

$$C_s = 1 - a \left[\frac{1 - \frac{\rho}{\rho_s}}{2h_s + a} \right]; a = 0.106 \text{ m, which avoids the infinite summation series, are also possible;}$$

refer to pp 14-15 of [B100] and to Jackson's discussion of Sverak's equations on p 19 of the same reference.

standing at a remote point touches a conductor connected to the station grounding grid. During fault conditions, the resulting potential to ground may equal or exceed the full GPR of a grounding grid discharging the fault current, rather than the fraction of this total voltage encountered in the *ordinary* touch contact situations (see Fig 10). In fact, as discussed in Section 15, the transferred voltage may exceed the sum of the GPR's of both substations, due to induced voltages on communication circuits, static or neutral wires, pipes, etc. It is impractical, and often impossible, to design a ground grid based on the touch voltage caused by external transferred voltages. Hazards from these external transferred voltages are best avoided by using isolating or neutralizing devices and by treating and clearly labeling these circuits, pipes, etc., as being equivalent to *live* lines.

6.2 Step and Touch Voltage Criteria. The safety of a person depends on preventing the critical amount of shock energy from being absorbed before the fault is cleared and the system de-energized. The maximum driving voltage of any accidental circuit should not exceed the limits defined below. For step voltage the limit is

$$E_{\text{step}} = (R_B + R_{2F_s}) I_B \quad (\text{Eq 23})$$

Combining Eqs 23, 21, 7, and either 5 or 6,

$$E_{\text{step}_{50}} = (1000 + 6C_s(h_s, K) \rho_s) 0.116/\sqrt{t_s} \quad (\text{Eq 24})$$

or

$$E_{\text{step}_{70}} = (1000 + 6C_s(h_s, K) \rho_s) 0.157/\sqrt{t_s} \quad (\text{Eq 24a})$$

The actual step voltage, E_s , should be less than the maximum allowable step voltage, E_{step} , to ensure safety. Similarly, the touch voltage limit is

$$E_{\text{touch}} = (R_B + R_{2F_p}) I_B \quad (\text{Eq 25})$$

Combining Eqs 25, 22, 7, and either 5 or 6,

$$E_{\text{touch}_{50}} = (1000 + 1.5C_s(h_s, K) \rho_s) 0.116/\sqrt{t_s} \quad (\text{Eq 26})$$

or

$$E_{\text{touch}_{70}} = (1000 + 1.5C_s(h_s, K) \rho_s) 0.157/\sqrt{t_s} \quad (\text{Eq 26a})$$

where

$C_s = 1$ for no protective surface layer or is determined from Fig 8 if a protective surface layer of high resistivity and small thickness is used

$\rho_s =$ the resistivity of the surface material in $\Omega\text{-m}$

$t_s =$ duration of shock current in s

The actual touch voltage, mesh voltage, or transferred voltage should be less than the maximum allowable touch voltage, E_{touch} , to ensure safety.

6.3 Typical Shock Situations for Gas-Insulated Substations. In the grounding analysis of gas-insulated substations (GIS), the touch voltage considerations pre-

the derivation by Sverak [B101]. This equation evaluates the ampacity of any conductor¹⁷ for which the material constants are known, or can be determined by calculation. Material constants of the commonly used grounding materials are listed in Table 1.

$$I = A \sqrt{\left(\frac{\text{TCAP} \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln \left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)} \quad (\text{Eq 30})$$

where

- I = rms current in kA
- A = conductor cross section in mm²
- T_m = maximum allowable temperature in °C
- T_a = ambient temperature in °C
- T_r = reference temperature for material constants in °C
- α_0 = thermal coefficient of resistivity at 0 °C
- α_r = thermal coefficient of resistivity at reference temperature T_r
- ρ_r = the resistivity of the ground conductor at reference temperature T_r in $\mu\Omega/\text{cm}^3$
- K_0 = $1/\alpha_0$, or $(1/\alpha_r) - T_r$
- t_c = time of current flow in s
- TCAP = thermal capacity factor from Table 1, in $\text{J}/\text{cm}^3/^\circ\text{C}$ (for definition refer to 9.4)

Note that α_r and ρ_r are both to be found for the same reference temperature of r -degrees Celsius. Table 1 provides data for α_r and ρ_r at 20 °C.

If the conductor size is given in circular mils, Eq 30 becomes

$$I = 5.0671 \cdot 10^{-6} A \sqrt{\left(\frac{\text{TCAP}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln \left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)} \quad (\text{Eq 31})$$

Equations 30 and 31, in conjunction with Eq 32 (which defines TCAP), reflect two basic assumptions: (1) all heat will be retained in the conductor, and (2) the

¹⁷ This general equation replaces Onderdonk's formula for copper, used in earlier editions of this guide. As reported in [B101], for the assumption of $1.589 \mu\Omega/\text{cm}^3$ resistivity at 0 °C, TCAP assumed to be $3.4964 \text{ J}/\text{cm}^3/^\circ\text{C}$, and the temperature coefficient of copper equal to 0.004274 at 0 °C, the substitution of these values into Eq 30 indicate that Onderdonk's formula gives results comparable to the more general formula of Eq 30. Alternately, in Onderdonk's equation shown below, the constant in the denominator would be equal to 32.85 instead of 33, to match Eq 30:

$$I = A \sqrt{\left(\frac{1}{33S}\right) \log_{10} \left(1 + \frac{T_m - T_a}{224 + T_a}\right)}$$

where

- I = rms current in A
- A = copper cross section in cmils
- S = time in s during which current I is applied
- T_m = maximum allowable temperature in °C
- T_a = ambient temperature in °C

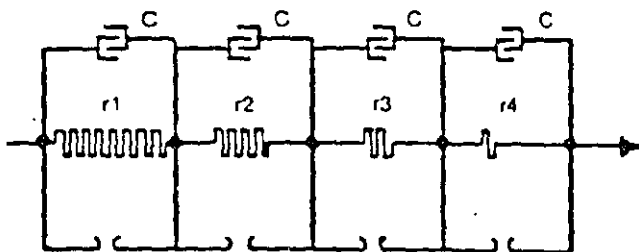


Fig 15
Soil Model

The composition and the amount of soluble salts, acids, or alkali present in the soil may considerably affect its resistivity. Curve 1 of Fig 16 illustrates a typical effect of salt (sodium chloride) on the resistivity of a soil containing 30% of moisture by weight [B106].

Figure 16 should not be used for calculation purposes. To determine the actual soil resistivity, tests such as those described in ANSI/IEEE Std 81-1983 [3] should be performed at the site.

10.5 Use of Crushed-Stone Layer. Gravel or crushed rock coverings, usually about 0.08-0.15 m (3-6 in) in depth, are very useful in retarding the evaporation of moisture and thus in limiting the drying of topsoil layers during prolonged dry weather periods. Also, as discussed in 5.4, covering the surface with a material of high resistivity is very valuable in reducing shock currents. The value of this layer in reducing shock currents is not always fully realized. Tests by Bodier at a station in France showed that the river gravel used as yard surfacing when moistened had a resistivity of 5000 Ω -m. A layer 4-6 in thick decreased the *danger factor* (ratio of body to short-circuit current) by a ratio of 10:1, as compared to the natural moist ground. Tests by Langer in Germany compared body currents touching a hydrant while standing on *wet coarse gravel* of 6000 Ω -m resistivity with body currents while standing on *dry sod*. The current in the case of *dry sod* was of the order of 20 times the value for *wet coarse gravel*. Tests reported by Elek provide further confirmation of these benefits [E10], [B43], [B66].

In basing calculations on the use of a layer of clean crushed rock or gravel, consideration should be given to the possibility that insulation may become impaired in part through filling of voids by compression of the lowest ballast layers into the soil beneath by material from subsequent excavations, if not carefully removed, and in some areas, by settlement of airborne dust.

The range of resistivity values for a crushed-stone layer depends on many factors, some of which are kinds of stone, size, condition of stone (that is, clean or with fines), amount and type of moisture content, atmospheric contamination, etc. Table 3 indicates that the resistivity of the water with which the rock is wet has considerable influence on the measured resistivity of the crushed-stone layer. Thus, crushed stone subjected to sea spray may have substantially lower resis-

Fig 16
Effects of Moisture, Temperature, and Salt upon Soil Resistivity

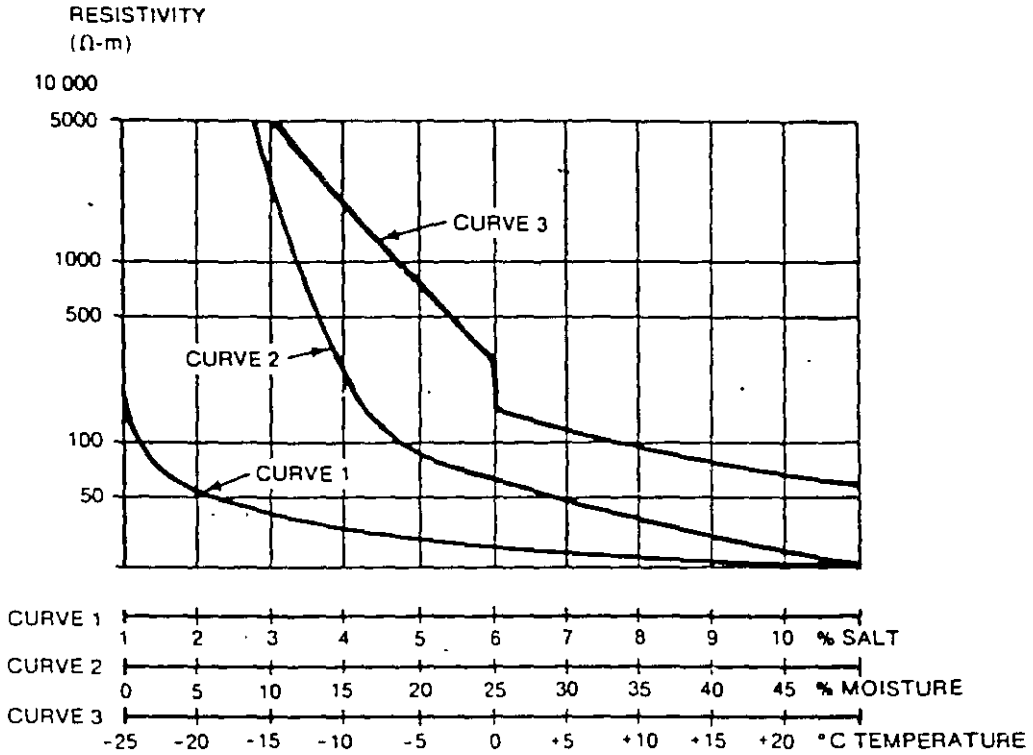


Table 3
Typical Crushed-Stone Resistivities

Description of Rock Sample	Resistivity of Sample (Ω-m)		
	Dry	Wetted with Ground Water	Wetted with Salt Water
Crusher run granite (with fines) [B61]	141.8 · 10 ⁶	1318.7	706.0
#57 clean granite ^a [B61]	192.5 · 10 ⁶	8106.8	2166.5
Clean limestone ^b [B61]	7.3 · 10 ⁶ 68.5 · 10 ⁶	2094.8 2912.4	1274.8 1470.8
Gravel (type and size unknown) [B2]	1.22 · 10 ⁶	8534.4	24.4
Crushed rock (type and size unknown) [B2]	18.3 · 10 ⁶	4267.2	121.9

^a Standard size designation from ANSI/ASTM D448-80 [2], approximately ¾-1.0 in.

^b Nonstandard size = actual gradings as follows: 100% passing 1.0 in screen, 85-95% passing ¾ in screen, 15-25% passing ½ in screen, 5-10% passing ¼ in screen, 0-2% passing #4 mesh.

tivity than crushed stone utilized in arid environments. Historically, a value of 3000 Ω -m has been used for the resistivity of wet crushed rock. However, as indicated by Table 3, local conditions, size, and type of stone, etc, may dictate the use of a higher or lower value of resistivity. Thus, it is important that the resistivity of rock samples typical of the type being used in a given area be measured.

Table 3 gives *typical* resistivity values for different types of crushed stone measured by two different parties in different regions of the country. These values are not valid for all types and sizes of stone in any given region. As stated above, tests should be performed to determine the resistivity of the stone typically purchased by the utility.

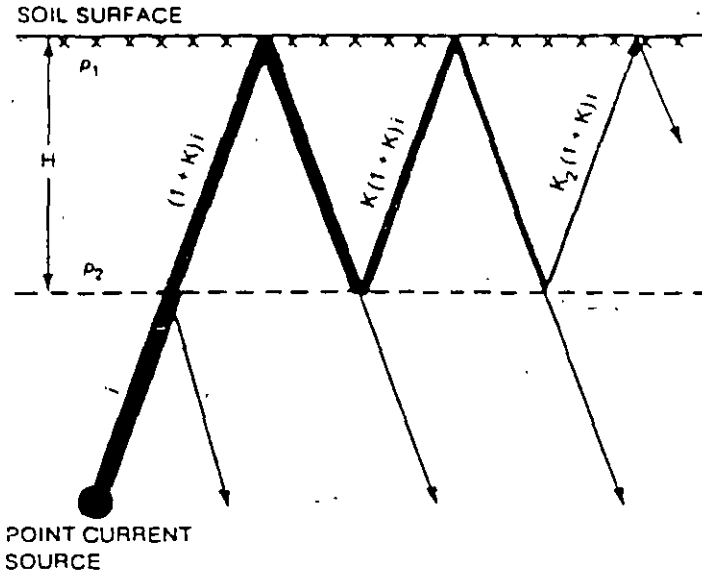


Fig 17

Reflections of Current in Two-Layer Soil With Current Source in Lower Soil

The abrupt changes in resistivity at the boundaries of each soil layer can be described by means of a reflection factor. This reflection factor K is defined as

$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_1 - \rho_2} \tag{Eq 37}$$

where ρ_1 and ρ_2 are the resistivity values of the upper and lower layers of soil, respectively. In Fig 17, an observer in the lower layer of soil would see a current source of magnitude i , an image reflected from the subsoil interface of magnitude $-Ki$, and an infinite series of images reflected from the topsoil surface of magnitudes $K^n(1-K)^2$, where n goes from 0 to infinity. An observer in the top layer would see a source and its reflection at the top soil surface, both with apparent magnitude $(1+K)i$, and an infinite series of pairs of reflections having magnitudes $K^n(1+K)i$, where n goes from 1 to infinity. These reflections would be at successively greater heights and depths. A similar figure could be drawn to represent the case of a current source in the topsoil layer.

While the most accurate representation of a grounding system should certainly be based on the actual variations of soil resistivity present at the substation site, it will rarely be economically justifiable or technically feasible to model all these variations. However, in most cases, the representation of a ground electrode based on an equivalent two-layer earth model is sufficient for designing a safe grounding system.

ANSI/IEEE Std 81-1983 [3] provides convenient methods for determining the equivalent resistivities of the upper and lower layers of soil and the height of the upper layer for such a model.

The second term recognizes the fact that the resistance of any actual grounding system that consists of a number of conductors is higher than that of a solid metallic plate, and that the difference will decrease with the increasing length of buried conductors, approaching 0 for infinite L , when the condition of a solid plate is reached.

Equations 38 and 39 can be used with reasonable accuracy for grid depths less than 0.25 m. For grid depths between 0.25 and 2.5 m, correction for the grid depth is required. Using Sverak's approximation,

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{20/A}} \right) \right] \quad (\text{Eq 40})$$

where h is the depth of the grid. For grids without ground rods, this formula has been tested to yield results that are practically identical to those obtained with Eq 42 of Schwarz, described in 12.3 (see also [B100]).

The following tabulation from Kinyon's report [B63] offers some idea of how the calculated and actual measured resistance for five different substations compare. Equation 39 was used to compute the grid resistance. See Table 5.

Recommendations

- (1) Equation 38 should be used only when a value of substation resistance is desired for estimating the maximum fault current.
- (2) Equation 39 or 40 should be helpful in estimating the substation ground potential rise for a preliminary design evaluation, to determine the approximate length of buried conductors needed for control of the step and touch voltages.

Table 5
Typical Grid Resistances

Parameter	SUB 1	SUB 2	SUB 3	SUB 4	SUB 5
Soil Texture	Sand & Gravel	Sandy Loam	Sand & Clay	Sand & Gravel	Soil & Clay
Resistivity ($\Omega\cdot\text{m}$)	2000	800	200	1300	28
Grid area (ft^2)	15 159	60 939	18 849	15 759	61 479
Buried length (ft)	3120	9500	1775	3820	3000
R_g^* (calculated Ω)	25.7	4.97	2.55	16.15	0.19
R_g (measured Ω)	39.0	4.10	3.65	18.2	0.21

* An average value of all measured resistivity values is frequently substituted for the *uniform soil* resistivity in Eq 39. If this average resistivity is used, Eq 39 usually produces a resistance that is higher than the value that would result from a direct resistance measurement. The calculated and measured resistance values shown above do not reflect this trend, because Kinyon based his calculations on the "lowest-average value of resistivity measured on the site." Readers are referred to Kinyon's report for further discussion on his choice of resistivity values used in Table 5 [B63].

Table 6
Typical Values of D_f

Fault Duration t_f (s)	Cycles (60 Hz ac)	Decrement Factor D_f
0.008	½	1.65
0.1	6	1.25
0.25	15	1.10
0.5 or more	30 or more	1.0

Equation 65 can be used to compute the decrement factor for specific X/R ratios and fault durations. Typical values of the decrement factor with an assumed X/R ratio of 20 are shown in Table 6.

For relatively long fault durations, the effect of the dc offset current can be assumed to be more than compensated by the decay of the subtransient component of ac current. A decrement factor of 1.0 is, therefore, conservative for fault durations of 30 cycles or more.

For closely spaced successive shocks (possibly from reclosures), past editions of this guide suggested a decrement factor computed using the shortest single fault duration, even if the time " t_f " used elsewhere in the calculations is based on the sum of the individual shock durations. However, the preceding discussion of the asymmetrical fault current decrement factor suggests that the use of the shortest fault duration in conjunction with the longest shock duration, or sum of the shock durations, may result in an over-designed grounding system. This is especially true for faults of intermediate duration (that is, 6-30 cycles), where the decrement factor is relatively large and the ac component of current is assumed to remain at its subtransient value. Crawford and Griffith [B17] suggest that the shock duration and fault duration be assumed identical, which will result in sufficient grid design for cases involving no automatic reclosures or successive (high-speed) shocks. However, since little or no testing has been done on the effects of repetitive shocks separated by only a few cycles, the design engineer should judge whether or not he should use the longest shock duration for time " t_s " elsewhere in the calculations and the shortest fault duration for the time " t_f " in computing the decrement factor with Eq 65.

NOTE: It is important that the values of the decrement factor given in Table 6 not be confused with the multiplying factors given by ANSI/IEEE C37.010-1979 [7]. The decrement factor is D_f , and is used to determine the effective current during a given time interval after inception of a fault, whereas the multiplying factors given by ANSI/IEEE C37.010-1979 [7] are used to determine the rms current at the end of this interval. Because of the decay of ac and dc transient components with time, the decrement factors determined by Eq 65 are slightly higher than the factors given by ANSI/IEEE C37.010-1979 [7] for short fault and shock durations.

13.10 Effect of Future Changes—Step (d). It is a common experience for maximum fault currents at a given location to increase as system capacity is added or new connections are made to the grid. While an increase in system capacity will increase the maximum expected fault current I_F , new connections may increase or decrease the maximum grid current I_G . One case in which the grid current

sive to execute. In many cases, it is not economically justifiable to use these computer algorithms, or the designer may not have access to a computer with the required capabilities. This section, in conjunction with Appendix A, describes approximate equations for determining the design parameters and establishing the corresponding values of E_m and E_s without the necessity of using a computer. In addition, Appendix B provides curves for a quick estimate or rough check of the calculated values of R_g , E_m , and E_s , or both, based on plotted data, for square grids without ground rods.

Generally,

$$E_m = \rho K_m K_i I_G / L \quad (\text{Eq 66})$$

and

$$E_s = \rho K_s K_i I_G / L \quad (\text{Eq 67})$$

Thus, the mesh and step voltage values are obtained as a product of geometrical factors (K_m or K_s , respectively), a corrective factor (K_i), which accounts for the increase in current density in the grid extremities, the soil resistivity (ρ), and the average current density per unit of buried conductor (I_G/L).

While the above general Eqs 66 and 67 do not differ from the equations used in the previous editions of the guide, the specific formulas for K_m and K_s have been changed and perform differently than those used in the past. The derivations of the new formulas for K_m and K_s , along with the explanation for the differences between the old and new formulas, are included in Appendix A.

14.5.1 Mesh Voltage (E_m). In Appendix A, Sections 2-5 derive a factor K_m based on the geometry of a ground grid with no ground rods. This K_m is proportional to the mesh voltage E_m , as previously described. The relationship between K_m and E_m depends largely on the current density in the perimeter conductors versus the current density in the inner conductor. To reflect this effect of current density and to correct some of the deficiencies in the equation for K_m in past editions of this guide, the role of K_m has been re-evaluated and two additional weighing terms, K_{ii} and K_h , included in a new equation below, developed by Syrak [B100]:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \frac{8D}{\pi(2n-1)} \right] \quad (\text{Eq 68})$$

where

$K_{ii} = 1$ for grids with ground rods along the perimeter, or for grids with ground rods in the grid corners, as well as both along the perimeter and throughout the grid area

$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$ for grids with no ground rods or grids with only a few ground rods, none located in the corners or on the perimeter

$K_h = \sqrt{1 + h/h_0}$

$h_0 = 1$ m (reference depth of grid)

and D , h , n , and d are defined in Table 8.

As explained in Appendix A, a corrective factor K_i is needed to compensate for the fact that the subject mathematical model of N parallel conductors cannot fully account for the effects of a grid geometry, that is, for two sets of parallel conductors that are perpendicular to each other and interconnected at the cross-connection points. (K_i was originally derived as a function that, for a nonsimplified definition of K_m , shown as Eq A26 in Appendix A of this guide, matched the $K_m K_i$ product to the results of Koch's experiment with scale grid models described in Appendix A. This factor is ²⁸:

$$K_i = 0.656 + 0.172 n \quad (\text{Eq 69})$$

Now a general equation for the mesh voltage E_m can be expressed in terms of ρ , I_G , L , K_m , and K_i :

$$E_m = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L} \quad (\text{Eq 70})$$

where K_m is determined by Eq 68 and K_i is determined by Eq 69.

If L_c represents the total grid conductor length and L_r represents the total ground-rod length, then for grids with ground rods

$$E_m = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L_c + 1.15 L_r} \quad (\text{Eq 71})$$

The 1.15 multiplier for L_r in Eq 71 reflects the fact that the current density is higher in the ground rods near the perimeter than in the grid conductors.²⁹

For grids with no ground rods, or with only a few rods located within the grid but away from the perimeter

$$E_m = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L_c + L_r} \quad (\text{Eq 72})$$

14.5.2 Step Voltage (E_s). Section 1.7 of Appendix A derives a factor K_s based on the geometry of a ground grid with no ground rods. As with the mesh voltage, this K_s is proportional to the step voltage E_s .

$$E_s = \frac{\rho I_G K_s K_i}{L} \quad (\text{Eq 73})$$

²⁸ Previous editions of this guide defined $K_i = 0.65 + 0.172 n$. The correction of 0.65 to 0.656 reflects the obvious fact that for $n = 2$, K_i must be 1.0.

²⁹ The value of 1.15 is probably too conservative. Indications are that a multiplier of 2.0 or more may be valid for peripheral rods. However, considering that there is a lack of field data and not much information is available on practical experience with grounding systems designed using predominantly peripheral ground rods, judgement should be exercised in the use of Eqs 71 and 72. If only a few, relatively short, ground rods are placed near the center of the grid (that is, for surge arresters, control buildings, etc), the grounding system behaves very much like a grid without ground rods (Eq 72). As more ground rods are placed near the perimeter or the lengths of the ground rods are increased, or both (that is, L_r approaches L_c), the results obtained using Eq 71 become more conservative.

where

$$L = L_c + L_r \text{ for grids with no ground rods or only a few rods in the center away from the perimeter}$$

or

$$L = L_c + 1.15L_r \text{ for grids with ground rods predominantly around the perimeter}$$

For simplification, the maximum step voltage is assumed to occur at a distance equal to the grid depth, h , just outside the perimeter conductor. For the usual burial depth of $0.25 \text{ m} < h < 2.5 \text{ m}$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1-0.5^{n-2}) \right] \quad (\text{Eq 74})$$

and for depths smaller than 0.25 m,

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} W \right] \quad (\text{Eq 75})$$

where

$$W = \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} \dots + \frac{1}{n-1}$$

or for $n \geq 6$

$$W \approx \frac{1}{2(n-1)} + \ln(n-1) - 0.423$$

The use of a different equation for K_s , depending on the grid depth h , reflects the fact that the step voltage decreases rapidly with increased depth.

14.6 Estimate of Minimum Buried Conductor Length. A simple equation can be developed to permit a preliminary determination of buried grid conductor necessary to keep the maximum touch voltage within the grounded area below the safe limits established by Eqs 26 and 26a of 6.2. This is done by equating Eq 67 with Eq 26 or 26a of 6.2 as shown below.

For $E_m < E_{\text{touch}50}$, combining Eqs 71 and 26' gives

$$\frac{K_m K_i \rho I_G}{L} < (1000 + 1.5 C(h, K) \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \quad (\text{Eq 76})$$

Rearranging Eq 76 for L gives

$$L > \frac{K_m K_i \rho I_G \sqrt{t_s}}{(116 + 0.174 C(h, K) \rho_s)} \quad (\text{Eq 77})$$

Similarly, for $E_m < E_{\text{touch}70}$, combining and rearranging Eqs 70 and 26 gives

$$L > \frac{K_m K_i \rho I_G \sqrt{t_s}}{(157 + 0.235 C(h, K) \rho_s)} \quad (\text{Eq 78})$$

grounding facilities can usually be installed more cheaply if all go in as part of the general construction job, without the necessity of making additions later.

14.8 Limitations of Simplified Equations for E_m and E_s . Several simplifying assumptions are made in deriving the equations for E_m and E_s , as shown in Appendix A. These assumptions may result in inaccurate results, for some cases, in comparison with the results from more rigorous computer analysis or scale model tests. The inclusion of correction factors into the equations of 14.5 practically eliminates the inaccuracy (within certain ranges for the various parameters) for most practical grid designs.

When using the equations of 14.5, the following limits are recommended for square grids, or for rectangular grids having the same number of conductors in both directions:

$$n \leq 25$$

$$0.25 \text{ m} \leq h \leq 2.5 \text{ m}$$

$$d < 0.25 h$$

$$D > 2.5 \text{ m}$$

Although the equations of 14.5 have been tested for n greater than 25 and found to be sufficiently accurate, the tests were not extensive enough to form solid conclusions. Thus, caution should be exercised before exceeding the limits given above.

Furthermore, for equally spaced rectangular grids (that is, with square meshes), the value of n for use on determining the mesh voltage factor K_m and the irregularity factor K_i (using Eqs 68 and 69) should be the geometric mean of the number of conductors in either direction. That is,

$$n = \sqrt{n_A n_B} \quad \text{for calculating } E_m \quad (\text{Eq 79})$$

when n_A and n_B are the number of conductors in each direction. The value of n for use in determining the step voltage factor K_s and the irregularity factor K_i (Eqs 69, 74, and 75) should be the maximum of n_A and n_B ,

$$n = \max(n_A, n_B) \quad \text{for calculating } E_s \quad (\text{Eq 80})$$

14.9 Use of Computer Analysis in Grid Design. There are several reasons that may justify the use of more accurate computer algorithms in designing the grounding system. These reasons include:

- (1) One or more of the geometric parameters exceed the limits described above
- (2) A two-layer soil model is required due to significant variations in soil resistivity
- (3) An unsymmetrical grid (that is, L-shaped, with projections, etc) makes it impractical to predetermine the location of the worst touch voltage
- (4) Uneven grid conductor or ground rod spacings cannot be analyzed using the approximate methods of 14.5
- (5) More flexibility in determining local danger points may be desired

CARACTERISTICAS DE ALAMBRES CONDUCTORES, DE COBRE

CALIBRE AWG R&S	DIAMETRO A 20°C (68°F)		SECCION TRANSVERSAL A 20°C (68°F)			PESO APROXIMADO	
	mm.	pulg.	mm ²	CM	milg ²	Kg/km	lb/1000'
%	11.684	0.4600	107.20	211.600	0.1662	853.2	640.5
%	10.404	0.4096	85.01	167.772	0.1318	755.9	507.9
%	9.266	0.3649	67.43	133.079	0.1045	599.5	402.9
%	8.252	0.3249	53.48	105.560	0.08291	475.4	319.5
1	7.346	0.2892	42.41	83.694	0.06573	377.0	253.3
2	6.543	0.2578	33.65	66.358	0.05212	299.0	200.9
3	5.827	0.2294	26.87	52.624	0.04133	237.1	159.3
4	5.189	0.2043	21.15	41.738	0.03278	188.0	126.4
5	4.620	0.1819	16.78	33.083	0.02599	149.1	100.2
6	4.115	0.1620	13.30	26.244	0.02061	118.3	79.5
7	3.665	0.1443	10.55	20.822	0.01635	93.8	63.0
8	3.264	0.1285	8.367	16.512	0.01297	74.4	50.0
9	2.906	0.1144	6.633	13.097	0.01028	59.0	39.6
10	2.588	0.1019	5.260	10.384	0.008156	46.8	31.4
11	2.305	0.09074	4.173	8.234	0.006467	37.7	24.9
12	2.053	0.08081	3.310	6.530	0.005129	29.4	19.8
13	1.828	0.07198	2.624	5.178	0.004067	23.3	15.7
14	1.628	0.06408	2.082	4.163	0.003225	18.5	12.4
15	1.450	0.05707	1.651	3.257	0.002558	14.7	9.88
16	1.291	0.05082	1.309	2.593	0.002029	11.6	7.82
17	1.150	0.04526	1.039	2.048	0.001608	9.23	6.20
18	1.024	0.04030	0.8236	1.624	0.001275	7.32	4.92
19	0.9116	0.03589	0.6527	1.288	0.001012	5.80	3.90
20	0.8118	0.03196	0.5176	1.021	0.0008019	4.69	3.09
21	0.7229	0.02846	0.4104	810.0	0.0005362	3.65	2.45
22	0.6439	0.02535	0.3259	642.6	0.0005047	2.89	1.95
23	0.5733	0.02257	0.2581	509.4	0.0004001	2.30	1.54
24	0.5105	0.02010	0.2047	404.0	0.0003173	1.82	1.22
25	0.4547	0.01790	0.1524	320.4	0.0002516	1.44	0.970
26	0.4049	0.01594	0.1288	254.1	0.0001996	1.15	0.769
27	0.3607	0.01420	0.1022	201.6	0.0001500	0.908	0.610
28	0.3211	0.01264	0.0810	159.8	0.0001255	0.720	0.484
29	0.2860	0.01126	0.0642	126.8	0.0000996	0.571	0.384
30	0.2548	0.01003	0.0510	100.6	0.0000790	0.453	0.304
31	0.2268	0.00891	0.0404	79.71	0.0000528	0.352	0.241
32	0.2019	0.00795	0.0320	63.20	0.0000496	0.285	0.191
33	0.1780	0.00708	0.0254	50.13	0.0000394	0.226	0.152
34	0.1601	0.00631	0.0201	39.75	0.0000312	0.179	0.120

CARACTERISTICAS DE ALAMBRES CONDUCTORES, DE COBRE

CALIBRE AWG R&S	CARGA DE RUPTURA		ALARGAMIENTO			RESISTENCIA A LA C.D. MAXIMA A 20°C			
	MINIMA DURO Kg	MINIMA SEMI DURO Kg	MAXIMA SUAVE Kg	DURO %	SEMI DURO %	SUAVE %	DURO Ohm/Km.	SEMI DURO Ohm/Km.	SUAVE Ohm/Km.
%	3693.665	3166.128	2713.889	3.75	3.75	35	0.16553	0.16467	0.16080
%	3049.099	2570.551	2152.332	3.25	3.60	35	0.20870	0.20765	0.20277
%	2503.418	2086.106	1706.897	2.80	3.25	35	0.26317	0.26182	0.25569
%	2048.911	1691.928	1353.542	2.40	3.00	35	0.33171	0.33007	0.32242
1	1672.877	1371.686	1103.155	2.17	2.75	30	0.42292	0.42062	0.40625
2	1362.161	1111.320	874.994	1.98	2.50	30	0.53316	0.53054	0.51282
3	1106.330	899.942	694.008	1.79	2.25	30	0.67228	0.66867	0.64636
4	893.592	718.502	550.217	1.24	1.25	30	0.84781	0.84322	0.81533
5	721.678	573.804	436.318	1.18	1.20	30	1.0689	1.0634	1.0279
6	580.608	458.136	346.051	1.14	1.15	30	1.3478	1.3409	1.2983
7	467.208	365.874	274.428	1.09	1.11	30	1.6999	1.6910	1.6346
8	374.674	292.073	217.637	1.06	1.08	30	2.1435	2.1323	2.0611
9	299.920	233.241	172.595	1.02	1.06	30	2.7029	2.6888	2.5989
10	240.045	186.157	142.430	1.00	1.04	25	3.4090	3.3893	3.2774
11	191.827	148.590	112.946	0.97	1.02	25	4.2981	4.2751	4.1341
12	152.818	116.662	89.586	0.95	1.00	25	5.4202	5.3907	5.2102
13	121.565	94.712	71.034	0.92	0.98	25	6.8343	6.7982	6.5718
14	98.844	75.570	56.337	0.90	0.96	25	8.6159	8.5733	8.2845
15	77.021	60.329	44.671	0.89	0.94	25	10.867	10.811	10.447
16	61.281	48.172	35.426	0.87	0.92	25	13.701	13.629	13.176
17	48.762	38.424	28.091	0.86	0.90	25	17.278	17.189	16.615
18	38.769	30.668	22.281	0.85	0.88	25	21.786	21.674	20.949
19	30.840	24.472	17.668			25	27.472	27.331	26.415
20	24.531	19.527	14.012			25	34.647	34.451	33.302
21	19.537	15.586	11.113			25	43.670	43.440	41.997
22	15.540	12.433	8.813			25	55.088	54.793	52.955
23	12.360	9.920	6.990			25	69.459	69.098	66.801
24	9.830	7.915	5.756			20	87.570	87.143	84.223
25	7.829	6.314	4.568			20	110.44	109.88	106.21
26	6.228	5.039	3.621			20	139.25	138.52	133.90
27	4.953	4.020	2.872			20	175.60	174.68	168.87
28	3.945	3.207	2.277			20	221.43	220.29	212.94
29	3.138	2.558	1.806			20	279.21	277.77	268.52
30	2.496	2.041	1.432			15	352.05	350.41	338.60
31	1.985	1.628	1.136			15	443.92	441.62	426.86
32	1.591	1.298	0.901			15	559.74	557.11	538.41
33	1.257	1.036	0.714			15	706.07	702.46	678.84
34	0.9997	0.826	0.567			15	890.14	885.54	856.01

CALIBRES DEL CONDUCTOR DE COBRE PARA PREVENIR LA FUSION

Tiempo duración falla (seg.)	Circular mils por ampere		
	Cable solo	Conectores soldables	Conectores mecánicos
30	40	50	65
4	14	20	24
1	7	10	12
0.5	5	6.5	8.5

SOLDABLES COBRE-COBRE

SOLDADURA DE LATON

DIAMETROS DE CONDUCTORES DESNUDOS DE COBRE

Calibre AWG/KCM	Sección transversal		Diam. nom. mm
	mm ²	Circular mils	
12	3.309	6530	2.053
10	5.261	10380	2.588
8	8.366	16510	3.264
6	13.300	26500	4.115
4	21.150	41740	5.189
2	33.630	66370	6.544
1/0	53.480	105500	8.251
2/0	67.430	133100	9.266
3/0	85.030	167800	10.404
4/0	107.200	211600	11.684
250	127.0	250000	13.2
350	177.0	350000	15.7
500	253.0	500000	18.7
600	304.0	600000	20.7
750	380.0	750000	23.1

RESISTIVIDADES MEDIAS DEL TERRENO

Tipo de terreno	Ohm-metro
Tierra orgánica mojada	10
Tierra húmeda	100
Tierra seca	1000
Roca sólida	10000

VALORES DEL FACTOR DE DECREMENTO

Duración de la falla t (seg.)	Factor de decremento	
	Ciclos (60 hz)	FD
0.008	1/2	1.65
0.1	6	1.25
0.25	15	1.10
0.5 o más	30 o más	1.0

Nota: Para valores intermedios de duración de falla, los factores de decremento pueden ser obtenidos por interpolación.

Tabla 250-95. Tamaño nominal mínimo de los conductores de tierra para canalizaciones y equipos

Capacidad o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc. (A)	Tamaño nominal mm ² (AWG o kcmil)	
	Cable de cobre	Cable de aluminio
15	2,082 (14)	—
20	3,307 (12)	—
30	5,26 (10)	—
40	5,26 (10)	—
60	5,26 (10)	—
100	8,367 (8)	13,3 (6)
200	13,3 (6)	21,15 (4)
300	21,15 (4)	33,62 (2)
400	33,62 (2)	42,41 (1)
500	33,62 (2)	53,48 (1/0)
600	42,41 (1)	67,43 (2/0)
800	53,48 (1/0)	85,01 (3/0)
1000	67,43 (2/0)	107,2 (4/0)
1200	85,01 (3/0)	126,7 (250)
1600	107,2 (4/0)	177,3 (350)
2000	126,7 (250)	202,7 (400)
2500	177,3 (350)	304 (600)
3000	202,7 (400)	304 (600)
4000	253,4 (500)	405,37 (800)
5000	354,7 (700)	608 (1200)
6000	405,37 (800)	608 (1200)

Vease limitaciones a la instalación en 250-92(a)

Nota: Para cumplir lo establecido en 250-51, los conductores de tierra de los equipos podrían ser de mayor tamaño que lo especificado en esta Tabla

Tabla 250- 94. Conductor del electrodo de tierra de instalaciones de c.a.

Tamaño nominal del mayor conductor de entrada a la acometida o sección equivalente de conductores en paralelo mm ² (AWG o kcmil)		Tamaño nominal del conductor al electrodo de tierra mm ² (AWG o kcmil)	
Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
33,62 (2) ó menor	53,48 (1/0) o menor	8,367 (8)	13,3 (6)
42,41 o 53,48 (1 o 1/0)	67,43 o 85,01 (2/0 o 3/0)	13,3 (6)	21,15 (4)
67,43 o 85,01 (2/0 o 3/0)	4/0 ó 250 kcmil	21,15 (4)	33,62 (2)
Más de 85,01 a 177,3 (3/0 a 350)	Más de 126,7 a 253,4 (250 a 500)	33,62 (2)	53,48 (1/0)
Más de 177,3 a 304,0 (350 a 600)	Más de 253,4 a 456,04 (500 a 900)l	53,48 (1/0)	85,01 (3/0)
Más de 304 a 557,38 (600 a 1100)	Más de 456,04 a 886,74 (900 a 1750)	67,43 (2/0)	107,2 (4/0)
Más de 557,38 (1100)	Más de 886,74 (1750)	85,01 (3/0)	126,7 (250)

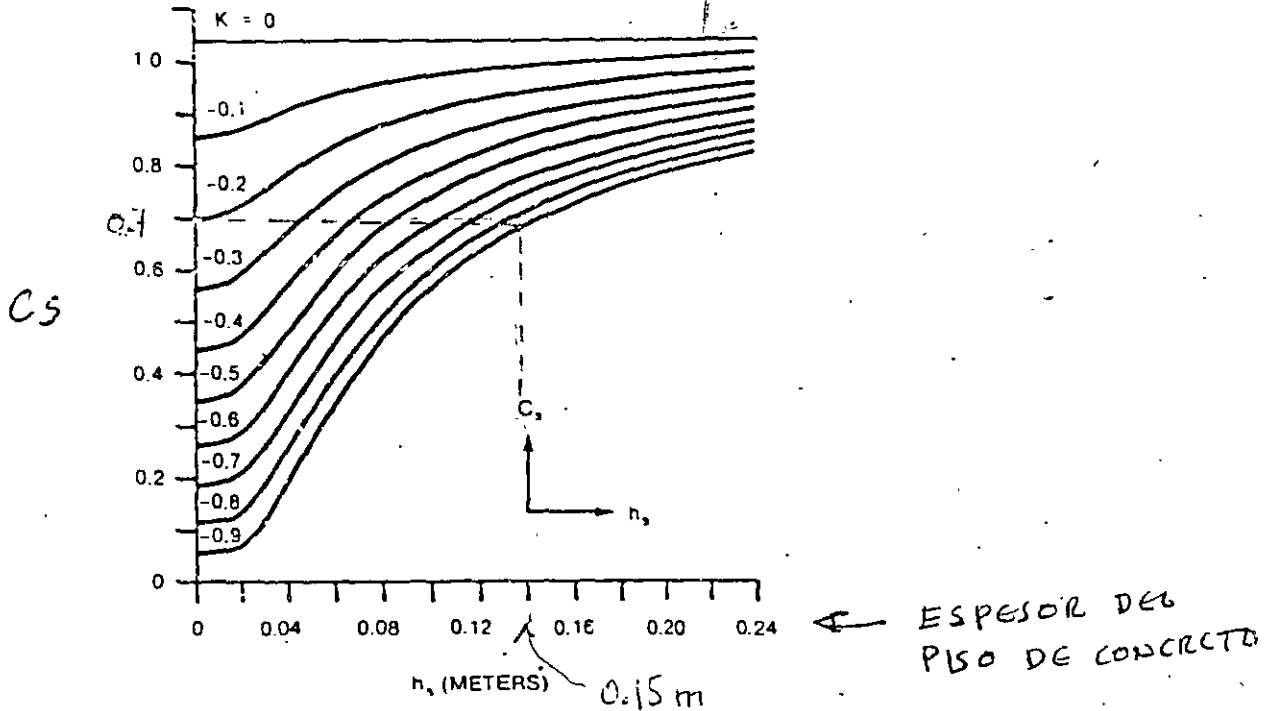


Fig 8
Reduction Factor C_s As a Function of Reflection Factor K and
Crushed Rock Layer Thickness h_s

where

C_s = reduction factor for derating the nominal value of surface layer resistivity determined as follows:

$C_s = 1$ for crushed stone resistivity equal to soil resistivity

Otherwise,¹¹

$$C_s = \frac{1}{0.96} \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K^n}{\sqrt{1 + (2n h_s / 0.08)^2}} \right]$$

For the latter case of $C_s < 1$, in which C_s is a function of (h_s, K) and which distinguishes Eqs 21 and 22 from Eqs 14 and 15, the values of C_s are plotted in Fig 8.

11. Simple alternative approaches, based on the equivalent hemisphere concept, such as

$$C_s = 1 - a \left[\frac{1 - \frac{\rho}{\rho_s}}{2h_s + a} \right]; a = 0.196\text{ m, which avoids the infinite summation series, are also possible;$$

refer to pp 14-15 of [B100] and to Jackson's discussion of Sverak's equations on p 19 of the same reference.

standing at a remote point touches a conductor connected to the station grounding grid. During fault conditions, the resulting potential to ground may equal or exceed the full GPR of a grounding grid discharging the fault current, rather than the fraction of this total voltage encountered in the *ordinary* touch contact situations (see Fig 10). In fact, as discussed in Section 15, the transferred voltage may exceed the sum of the GPR's of both substations, due to induced voltages on communication circuits, static or neutral wires, pipes, etc. It is impractical, and often impossible, to design a ground grid based on the touch voltage caused by external transferred voltages. Hazards from these external transferred voltages are best avoided by using isolating or neutralizing devices and by treating and clearly labeling these circuits, pipes, etc., as being equivalent to *live* lines.

6.2 Step and Touch Voltage Criteria. The safety of a person depends on preventing the critical amount of shock energy from being absorbed before the fault is cleared and the system de-energized. The maximum driving voltage of any accidental circuit should not exceed the limits defined below. For step voltage the limit is

$$E_{\text{step}} = (R_B + R_{2F_s}) I_B \quad (\text{Eq 23})$$

Combining Eqs 23, 21, 7, and either 5 or 6,

$$E_{\text{step}_{50}} = (1000 + 6C_s(h_s, K) \rho_s) 0.116/\sqrt{t_s} \quad (\text{Eq 24})$$

or

$$E_{\text{step}_{70}} = (1000 + 6C_s(h_s, K) \rho_s) 0.157/\sqrt{t_s} \quad (\text{Eq 24a})$$

The actual step voltage, E_s , should be less than the maximum allowable step voltage, E_{step} , to ensure safety. Similarly, the touch voltage limit is

$$E_{\text{touch}} = (R_B + R_{2F_p}) I_B \quad (\text{Eq 25})$$

Combining Eqs 25, 22, 7, and either 5 or 6,

$$E_{\text{touch}_{50}} = (1000 + 1.5C_s(h_s, K) \rho_s) 0.116/\sqrt{t_s} \quad (\text{Eq 26})$$

or

$$E_{\text{touch}_{70}} = (1000 + 1.5C_s(h_s, K) \rho_s) 0.157/\sqrt{t_s} \quad (\text{Eq 26a})$$

where

$C_s = 1$ for no protective surface layer or is determined from Fig 8 if a protective surface layer of high resistivity and small thickness is used

ρ_s = the resistivity of the surface material in $\Omega\cdot\text{m}$

t_s = duration of shock current in s

The actual touch voltage, mesh voltage, or transferred voltage should be less than the maximum allowable touch voltage, E_{touch} , to ensure safety.

6.3 Typical Shock Situations for Gas-Insulated Substations. In the grounding analysis of gas-insulated substations (GIS), the touch voltage considerations pre-

the derivation by Sverak [B101]. This equation evaluates the ampacity of any conductor¹⁷ for which the material constants are known, or can be determined by calculation. Material constants of the commonly used grounding materials are listed in Table 1.

$$I = A \sqrt{\left(\frac{\text{TCAP} \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln \left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)} \tag{Eq 30}$$

where

- I = rms current in kA
- A = conductor cross section in mm²
- T_m = maximum allowable temperature in °C
- T_a = ambient temperature in °C
- T_r = reference temperature for material constants in °C
- α_0 = thermal coefficient of resistivity at 0 °C
- α_r = thermal coefficient of resistivity at reference temperature T_r
- ρ_r = the resistivity of the ground conductor at reference temperature T_r , in $\mu\Omega/\text{cm}^3$
- K_0 = $1/\alpha_0$, or $(1/\alpha_r) - T_r$
- t_c = time of current flow in s
- TCAP = thermal capacity factor from Table 1, in $\text{J}/\text{cm}^3/^\circ\text{C}$ (for definition refer to 9.4)

Note that α_r and ρ_r are both to be found for the same reference temperature of r -degrees Celsius. Table 1 provides data for α_r and ρ_r at 20 °C.

If the conductor size is given in circular mils, Eq 30 becomes

$$I = 5.0671 \cdot 10^{-6} A \sqrt{\left(\frac{\text{TCAP}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln \left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)} \tag{Eq 31}$$

Equations 30 and 31, in conjunction with Eq 32 (which defines TCAP), reflect two basic assumptions: (1) all heat will be retained in the conductor, and (2) the

¹⁷ This general equation replaces Onderdonk's formula for copper, used in earlier editions of this guide. As reported in [B101], for the assumption of $1.589 \mu\Omega/\text{cm}^3$ resistivity at 0 °C, TCAP assumed to be $3.4964 \text{ J}/\text{cm}^3/^\circ\text{C}$, and the temperature coefficient of copper equal to 0.004274 at 0 °C, the substitution of these values into Eq 30 indicate that Onderdonk's formula gives results comparable to the more general formula of Eq 30. Alternately, in Onderdonk's equation shown below, the constant in the denominator would be equal to 32.85 instead of 33, to match Eq 30:

$$I = A \sqrt{\left(\frac{1}{33S}\right) \log_{10} \left(1 + \frac{T_m - T_a}{224 + T_a}\right)}$$

where

- I = rms current in A
- A = copper cross section in cmils
- S = time in s during which current I is applied
- T_m = maximum allowable temperature in °C
- T_a = ambient temperature in °C

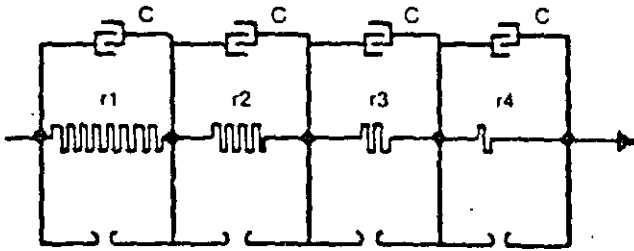


Fig 15
Soil Model

The composition and the amount of soluble salts, acids, or alkali present in the soil may considerably affect its resistivity. Curve 1 of Fig 16 illustrates a typical effect of salt (sodium chloride) on the resistivity of a soil containing 30% of moisture by weight [B106].

Figure 16 should not be used for calculation purposes. To determine the actual soil resistivity, tests such as those described in ANSI/IEEE Std 81-1983 [3] should be performed at the site.

10.5 Use of Crushed-Stone Layer. Gravel or crushed rock coverings, usually about 0.08-0.15 m (3-6 in) in depth, are very useful in retarding the evaporation of moisture and thus in limiting the drying of topsoil layers during prolonged dry weather periods. Also, as discussed in 5.4, covering the surface with a material of high resistivity is very valuable in reducing shock currents. The value of this layer in reducing shock currents is not always fully realized. Tests by Bodier at a station in France showed that the river gravel used as yard surfacing when moistened had a resistivity of 5000 Ω -m. A layer 4-6 in thick decreased the *danger factor* (ratio of body to short-circuit current) by a ratio of 10:1, as compared to the natural moist ground. Tests by Langer in Germany compared body currents touching a hydrant while standing on *wet coarse gravel* of 6000 Ω -m resistivity with body currents while standing on *dry sod*. The current in the case of *dry sod* was of the order of 20 times the value for *wet coarse gravel*. Tests reported by Elek provide further confirmation of these benefits [E10], [B43], [B66].

In basing calculations on the use of a layer of clean crushed rock or gravel, consideration should be given to the possibility that insulation may become impaired in part through filling of voids by compression of the lowest ballast layers into the soil beneath by material from subsequent excavations, if not carefully removed, and in some areas, by settlement of airborne dust.

The range of resistivity values for a crushed-stone layer depends on many factors, some of which are kinds of stone, size, condition of stone (that is, clean or with fines), amount and type of moisture content, atmospheric contamination, etc. Table 3 indicates that the resistivity of the water with which the rock is wet has considerable influence on the measured resistivity of the crushed-stone layer. Thus, crushed stone subjected to sea spray may have substantially lower resis-

Fig 16
Effects of Moisture, Temperature, and Salt upon Soil Resistivity

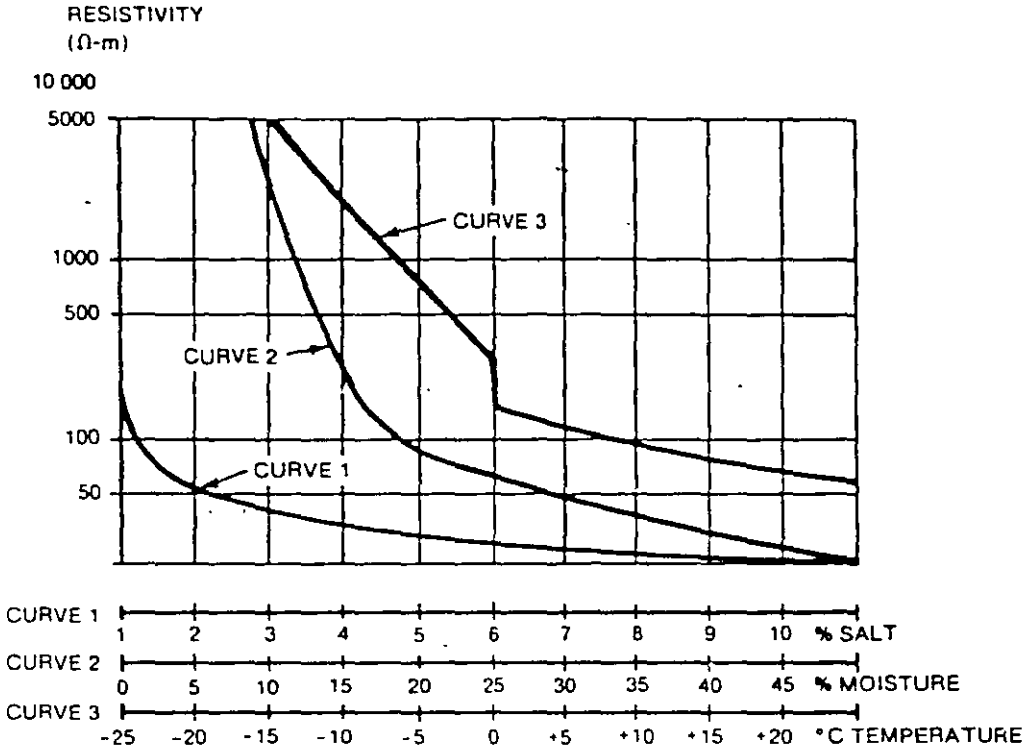


Table 3
Typical Crushed-Stone Resistivities

Description of Rock Sample	Resistivity of Sample (Ω -m)		
	Dry	Wetted with Ground Water	Wetted with Salt Water
Crusher run granite (with fines) [B61]	$141.8 \cdot 10^6$	1318.7	705.0
#57 clean granite ^a [B61]	$192.5 \cdot 10^6$	8106.8	2166.5
Clean limestone ^b [B61]	$7.3 \cdot 10^6$ $68.5 \cdot 10^6$	2094.8 2912.4	1274.8 1470.8
Gravel (type and size unknown) [B2]	$1.22 \cdot 10^6$	8534.4	24.4
Crushed rock (type and size unknown) [B2]	$18.3 \cdot 10^6$	4267.2	121.9

^a Standard size designation from ANSI/ASTM D448-80 [2], approximately $\frac{3}{4}$ -1.0 in.

^b Nonstandard size = actual gradings as follows: 100% passing 1.0 in screen, 85-95% passing $\frac{3}{4}$ in screen, 15-25% passing $\frac{1}{2}$ in screen, 5-10% passing $\frac{3}{8}$ in screen, 0-2% passing #4 mesh.

tivity than crushed stone utilized in arid environments. Historically, a value of 3000 Ω -m has been used for the resistivity of wet crushed rock. However, as indicated by Table 3, local conditions, size, and type of stone, etc, may dictate the use of a higher or lower value of resistivity. Thus, it is important that the resistivity of rock samples typical of the type being used in a given area be measured.

Table 3 gives *typical* resistivity values for different types of crushed stone measured by two different parties in different regions of the country. These values are not valid for all types and sizes of stone in any given region. As stated above, tests should be performed to determine the resistivity of the stone typically purchased by the utility.

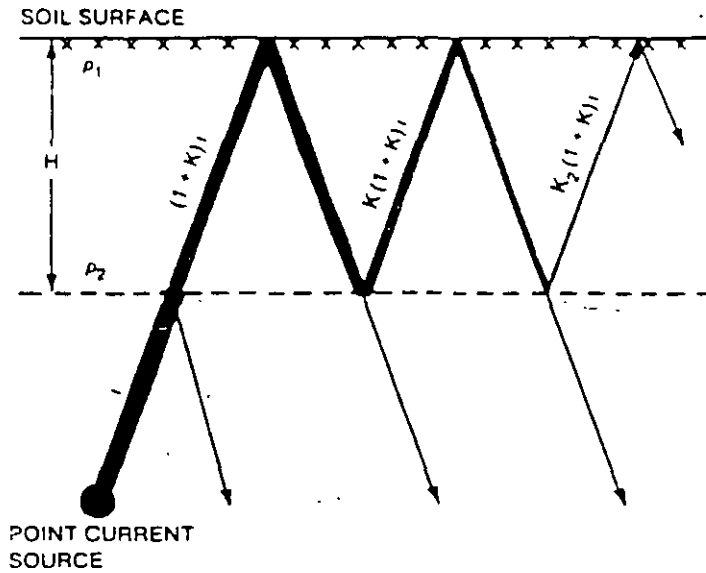


Fig 17
Reflections of Current in Two-Layer Soil With Current Source in Lower Soil

The abrupt changes in resistivity at the boundaries of each soil layer can be described by means of a reflection factor. This reflection factor K is defined as

$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_1 + \rho_2} \quad (\text{Eq 37})$$

where ρ_1 and ρ_2 are the resistivity values of the upper and lower layers of soil, respectively. In Fig 17, an observer in the lower layer of soil would see a current source of magnitude i , an image reflected from the subsoil interface of magnitude $-Ki$, and an infinite series of images reflected from the topsoil surface of magnitudes $K^n(1-K)^2i$, where n goes from 0 to infinity. An observer in the top layer would see a source and its reflection at the top soil surface, both with apparent magnitude $(1+K)i$, and an infinite series of pairs of reflections having magnitudes $K^n(1+K)i$, where n goes from 1 to infinity. These reflections would be at successively greater heights and depths. A similar figure could be drawn to represent the case of a current source in the topsoil layer.

While the most accurate representation of a grounding system should certainly be based on the actual variations of soil resistivity present at the substation site, it will rarely be economically justifiable or technically feasible to model all these variations. However, in most cases, the representation of a ground electrode based on an equivalent two-layer earth model is sufficient for designing a safe grounding system.

ANSI/IEEE Std 81-1983 [3] provides convenient methods for determining the equivalent resistivities of the upper and lower layers of soil and the height of the upper layer for such a model.

The second term recognizes the fact that the resistance of any actual grounding system that consists of a number of conductors is higher than that of a solid metallic plate, and that the difference will decrease with the increasing length of buried conductors, approaching 0 for infinite L , when the condition of a solid plate is reached.

Equations 38 and 39 can be used with reasonable accuracy for grid depths less than 0.25 m. For grid depths between 0.25 and 2.5 m, correction for the grid depth is required. Using Sverak's approximation,

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{20/A}} \right) \right] \quad (\text{Eq 40})$$

where h is the depth of the grid. For grids without ground rods, this formula has been tested to yield results that are practically identical to those obtained with Eq 42 of Schwarz, described in 12.3 (see also [B100]).

The following tabulation from Kinyon's report [B63] offers some idea of how the calculated and actual measured resistance for five different substations compare. Equation 39 was used to compute the grid resistance. See Table 5.

Recommendations

- (1) Equation 38 should be used only when a value of substation resistance is desired for estimating the maximum fault current.
- (2) Equation 39 or 40 should be helpful in estimating the substation ground potential rise for a preliminary design evaluation, to determine the approximate length of buried conductors needed for control of the step and touch voltages.

**Table 5
Typical Grid Resistances**

Parameter	SUB 1	SUB 2	SUB 3	SUB 4	SUB 5
Soil Texture	Sand & Gravel	Sandy Loam	Sand & Clay	Sand & Gravel	Soil & Clay
Resistivity ($\Omega \cdot m$)	2000	800	200	1300	28
Grid area (ft^2)	15 159	60 939	18 849	15 759	61 479
Buried length (ft)	3120	9500	1775	3820	3000
R_g^* (calculated Ω)	25.7	4.97	2.55	16.15	0.19
R_g (measured Ω)	39.0	4.10	3.65	18.2	0.21

* An average value of all measured resistivity values is frequently substituted for the *uniform soil* resistivity in Eq 39. If this average resistivity is used, Eq 39 usually produces a resistance that is higher than the value that would result from a direct resistance measurement. The calculated and measured resistance values shown above do not reflect this trend, because Kinyon based his calculations on the "... lowest-average value of resistivity measured on the site." Readers are referred to Kinyon's report for further discussion on his choice of resistivity values used in Table 5 [B63].

Table 6
Typical Values of D_f

Fault Duration t_f (s)	Cycles (60 Hz ac)	Decrement Factor D_f
0.008	½	1.65
0.1	6	1.25
0.25	15	1.10
0.5 or more	30 or more	1.0

Equation 65 can be used to compute the decrement factor for specific X/R ratios and fault durations. Typical values of the decrement factor with an assumed X/R ratio of 20 are shown in Table 6.

For relatively long fault durations, the effect of the dc offset current can be assumed to be more than compensated by the decay of the subtransient component of ac current. A decrement factor of 1.0 is, therefore, conservative for fault durations of 30 cycles or more.

For closely spaced successive shocks (possibly from reclosures), past editions of this guide suggested a decrement factor computed using the shortest single fault duration, even if the time " t_s " used elsewhere in the calculations is based on the sum of the individual shock durations. However, the preceding discussion of the asymmetrical fault current decrement factor suggests that the use of the shortest fault duration in conjunction with the longest shock duration, or sum of the shock durations, may result in an over-designed grounding system. This is especially true for faults of intermediate duration (that is, 6-30 cycles), where the decrement factor is relatively large and the ac component of current is assumed to remain at its subtransient value. Crawford and Griffith [B17] suggest that the shock duration and fault duration be assumed identical, which will result in sufficient grid design for cases involving no automatic reclosures or successive (high-speed) shocks. However, since little or no testing has been done on the effects of repetitive shocks separated by only a few cycles, the design engineer should judge whether or not he should use the longest shock duration for time " t_s " elsewhere in the calculations and the shortest fault duration for the time " t_f " in computing the decrement factor with Eq 65.

NOTE: It is important that the values of the decrement factor given in Table 6 not be confused with the multiplying factors given by ANSI/IEEE C37.010-1979 [7]. The decrement factor is D_f and is used to determine the effective current during a given time interval after inception of a fault, whereas the multiplying factors given by ANSI/IEEE C37.010-1979 [7] are used to determine the rms current at the end of this interval. Because of the decay of ac and dc transient components with time, the decrement factors determined by Eq 65 are slightly higher than the factors given by ANSI/IEEE C37.010-1979 [7] for short fault and shock durations.

13.10 Effect of Future Changes—Step (d). It is a common experience for maximum fault currents at a given location to increase as system capacity is added or new connections are made to the grid. While an increase in system capacity will increase the maximum expected fault current I_F , new connections may increase or decrease the maximum grid current I_G . One case in which the grid current

sive to execute. In many cases, it is not economically justifiable to use these computer algorithms, or the designer may not have access to a computer with the required capabilities. This section, in conjunction with Appendix A, describes approximate equations for determining the design parameters and establishing the corresponding values of E_m and E_s without the necessity of using a computer. In addition, Appendix B provides curves for a quick estimate or rough check of the calculated values of R_g , E_m , and E_s , or both, based on plotted data, for square grids without ground rods.

Generally,

$$E_m = \rho K_m K_i I_G / L \quad (\text{Eq 66})$$

and

$$E_s = \rho K_s K_i I_G / L \quad (\text{Eq 67})$$

Thus, the mesh and step voltage values are obtained as a product of geometrical factors (K_m or K_s , respectively), a corrective factor (K_i), which accounts for the increase in current density in the grid extremities, the soil resistivity (ρ), and the average current density per unit of buried conductor (I_G/L).

While the above general Eqs 66 and 67 do not differ from the equations used in the previous editions of the guide, the specific formulas for K_m and K_s have been changed and perform differently than those used in the past. The derivations of the new formulas for K_m and K_s , along with the explanation for the differences between the old and new formulas, are included in Appendix A.

14.5.1 Mesh Voltage (E_m). In Appendix A, Sections 2-5 derive a factor K_m based on the geometry of a ground grid with no ground rods. This K_m is proportional to the mesh voltage E_m , as previously described. The relationship between K_m and E_m depends largely on the current density in the perimeter conductors versus the current density in the inner conductor. To reflect this effect of current density and to correct some of the deficiencies in the equation for K_m in past editions of this guide, the role of K_m has been re-evaluated and two additional weighing terms, K_{ii} and K_h , included in a new equation below, developed by Syrak [B100]:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \frac{8\pi}{\pi(2n-1)} \right] \quad (\text{Eq 68})$$

where

$K_{ii} = 1$ for grids with ground rods along the perimeter, or for grids with ground rods in the grid corners, as well as both along the perimeter and throughout the grid area

$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$ for grids with no ground rods or grids with only a few ground rods, none located in the corners or on the perimeter

$K_h = \sqrt{1 + h/h_0}$

$h_0 = 1$ m (reference depth of grid)

and D , h , n , and d are defined in Table 8.

As explained in Appendix A, a corrective factor K_i is needed to compensate for the fact that the subject mathematical model of N parallel conductors cannot fully account for the effects of a grid geometry, that is, for two sets of parallel conductors that are perpendicular to each other and interconnected at the cross-connection points. (K_i was originally derived as a function that, for a nonsimplified definition of K_m , shown as Eq A26 in Appendix A of this guide, matched the $K_m K_i$ product to the results of Koch's experiment with scale grid models described in Appendix A. This factor is ²⁸:

$$K_i = 0.656 + 0.172 n \quad (\text{Eq 69})$$

Now a general equation for the mesh voltage E_m can be expressed in terms of ρ , I_G , L , K_m , and K_i :

$$E_m = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L} \quad (\text{Eq 70})$$

where K_m is determined by Eq 68 and K_i is determined by Eq 69.

If L_c represents the total grid conductor length and L_r represents the total ground-rod length, then for grids with ground rods

$$E_m = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L_c + 1.15 L_r} \quad (\text{Eq 71})$$

The 1.15 multiplier for L_r in Eq 71 reflects the fact that the current density is higher in the ground rods near the perimeter than in the grid conductors.²⁹

For grids with no ground rods, or with only a few rods located within the grid but away from the perimeter

$$E_m = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L_c + L_r} \quad (\text{Eq 72})$$

14.5.2 Step Voltage (E_s). Section 1.7 of Appendix A derives a factor K_s based on the geometry of a ground grid with no ground rods. As with the mesh voltage, this K_s is proportional to the step voltage E_s .

$$E_s = \frac{\rho I_G K_s K_i}{L} \quad (\text{Eq 73})$$

²⁸ Previous editions of this guide defined $K_i = 0.65 + 0.172 n$. The correction of 0.65 to 0.656 reflects the obvious fact that for $n = 2$, K_i must be 1.0.

²⁹ The value of 1.15 is probably too conservative. Indications are that a multiplier of 2.0 or more may be valid for peripheral rods. However, considering that there is a lack of field data and not much information is available on practical experience with grounding systems designed using predominantly peripheral ground rods, judgement should be exercised in the use of Eqs 71 and 72. If only a few, relatively short, ground rods are placed near the center of the grid (that is, for surge arresters, control buildings, etc), the grounding system behaves very much like a grid without ground rods (Eq 72). As more ground rods are placed near the perimeter or the lengths of the ground rods are increased, or both (that is, L_r approaches L_c), the results obtained using Eq 71 become more conservative.

where

$L = L_c + L_r$ for grids with no ground rods or only a few rods in the center away from the perimeter

or

$L = L_c + 1.15L_r$ for grids with ground rods predominantly around the perimeter

For simplification, the maximum step voltage is assumed to occur at a distance equal to the grid depth, h , just outside the perimeter conductor. For the usual burial depth of $0.25 \text{ m} < h < 2.5 \text{ m}$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1-0.5^{n-2}) \right] \quad (\text{Eq 74})$$

and for depths smaller than 0.25 m,

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} W \right] \quad (\text{Eq 75})$$

where

$$W = \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} \dots + \frac{1}{n-1}$$

or for $n \geq 6$

$$W = \frac{1}{2(n-1)} + \ln(n-1) - 0.423$$

The use of a different equation for K_s , depending on the grid depth h , reflects the fact that the step voltage decreases rapidly with increased depth.

14.6 Estimate of Minimum Buried Conductor Length. A simple equation can be developed to permit a preliminary determination of buried grid conductor necessary to keep the maximum touch voltage within the grounded area below the safe limits established by Eqs 26 and 26a of 6.2. This is done by equating Eq 67 with Eq 26 or 26a of 6.2 as shown below.

For $E_m < E_{\text{touch}50}$, combining Eqs 71 and 26 gives

$$\frac{K_m K_i \rho I_G}{L} < (1000 + 1.5 C(h, K) \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \quad (\text{Eq 76})$$

Rearranging Eq 76 for L gives

$$L > \frac{K_m K_i \rho I_G \sqrt{t_s}}{(116 + 0.174 C(h, K) \rho_s)} \quad (\text{Eq 77})$$

Similarly, for $E_m < E_{\text{touch}70}$, combining and rearranging Eqs 70 and 26 gives

$$L > \frac{K_m K_i \rho I_G \sqrt{t_s}}{(157 + 0.235 C(h, K) \rho_s)} \quad (\text{Eq 78})$$

grounding facilities can usually be installed more cheaply if all go in as part of the general construction job, without the necessity of making additions later.

14.8 Limitations of Simplified Equations for E_m and E_s . Several simplifying assumptions are made in deriving the equations for E_m and E_s , as shown in Appendix A. These assumptions may result in inaccurate results, for some cases, in comparison with the results from more rigorous computer analysis or scale model tests. The inclusion of correction factors into the equations of 14.5 practically eliminates the inaccuracy (within certain ranges for the various parameters) for most practical grid designs.

When using the equations of 14.5, the following limits are recommended for square grids, or for rectangular grids having the same number of conductors in both directions:

$$n \leq 25$$

$$0.25 \text{ m} \leq h \leq 2.5 \text{ m}$$

$$d < 0.25 h$$

$$D > 2.5 \text{ m}$$

Although the equations of 14.5 have been tested for n greater than 25 and found to be sufficiently accurate, the tests were not extensive enough to form solid conclusions. Thus, caution should be exercised before exceeding the limits given above.

Furthermore, for equally spaced rectangular grids (that is, with square meshes), the value of n for use on determining the mesh voltage factor K_m and the irregularity factor K_i (using Eqs 68 and 69) should be the geometric mean of the number of conductors in either direction. That is,

$$n = \sqrt{n_A n_B} \quad \text{for calculating } E_m \quad (\text{Eq 79})$$

when n_A and n_B are the number of conductors in each direction. The value of n for use in determining the step voltage factor K_s and the irregularity factor K_t (Eqs 69, 74, and 75) should be the maximum of n_A and n_B ,

$$n = \max(n_A, n_B) \quad \text{for calculating } E_s \quad (\text{Eq 80})$$

14.9 Use of Computer Analysis in Grid Design. There are several reasons that may justify the use of more accurate computer algorithms in designing the grounding system. These reasons include:

- (1) One or more of the geometric parameters exceed the limits described above
- (2) A two-layer soil model is required due to significant variations in soil resistivity
- (3) An unsymmetrical grid (that is, L-shaped, with projections, etc) makes it impractical to predetermine the location of the worst touch voltage
- (4) Uneven grid conductor or ground rod spacings cannot be analyzed using the approximate methods of 14.5
- (5) More flexibility in determining local danger points may be desired

CARACTERISTICAS DE ALAMBRES CONDUCTORES, DE COPPE

CALI BRE AWG B&S	DIAMETRO A 20°C (68°F)		SECCION TRANSVERSAL A 20°C (68°F)			PESO APROXIMADO	
	mm.	pulg.	mm ²	CM	milg ²	Kg/km	lb/1000'
%	11.684	0.4600	107.20	211.600	0.1662	853.2	640.5
%	10.404	0.4096	85.01	167.772	0.1318	755.9	507.9
%	9.266	0.3649	67.43	133.079	0.1045	599.5	402.9
%	8.252	0.3249	53.48	105.560	0.08291	475.4	319.5
1	7.346	0.2932	42.41	82.694	0.06573	377.0	253.3
2	6.543	0.2578	33.65	66.358	0.05212	299.0	200.9
3	5.827	0.2294	26.87	52.624	0.04133	237.1	159.3
4	5.189	0.2043	21.15	41.738	0.03278	188.0	126.4
5	4.620	0.1819	16.78	33.088	0.02599	149.1	100.2
6	4.115	0.1629	13.30	26.244	0.02061	118.3	79.5
7	3.665	0.1443	10.55	20.822	0.01635	93.8	63.0
8	3.264	0.1285	8.367	16.512	0.01297	74.4	50.0
9	2.906	0.1144	6.633	13.087	0.01028	59.0	39.6
10	2.588	0.1019	5.260	10.384	0.008156	46.8	31.4
11	2.305	0.09074	4.173	8.234	0.006467	37.7	24.9
12	2.053	0.08081	3.310	6.530	0.005129	29.4	19.8
13	1.828	0.07188	2.624	5.178	0.004067	23.3	15.7
14	1.628	0.06408	2.082	4.168	0.003225	18.5	12.4
15	1.450	0.05707	1.651	3.257	0.002558	14.7	9.86
16	1.291	0.05082	1.309	2.583	0.002029	11.6	7.82
17	1.150	0.04526	1.039	2.048	0.001608	9.23	6.20
18	1.024	0.04030	0.8236	1.624	0.001275	7.32	4.92
19	0.9116	0.03588	0.6527	1.288	0.001012	5.80	3.90
20	0.8118	0.03186	0.5176	1.021	0.0008019	4.60	3.09
21	0.7228	0.02846	0.4104	810.0	0.0006362	3.65	2.45
22	0.6439	0.02535	0.3259	642.6	0.0005047	2.88	1.95
23	0.5733	0.02257	0.2581	509.4	0.0004001	2.30	1.54
24	0.5105	0.02010	0.2047	404.0	0.0003173	1.87	1.22
25	0.4547	0.01780	0.1624	320.4	0.0002516	1.44	0.970
26	0.4048	0.01594	0.1288	254.1	0.0001986	1.15	0.759
27	0.3607	0.01420	0.1022	201.6	0.0001587	0.908	0.610
28	0.3211	0.01264	0.0810	159.8	0.0001255	0.720	0.484
29	0.2860	0.01126	0.0642	126.8	0.0000996	0.571	0.384
30	0.2548	0.01003	0.0510	100.6	0.0000780	0.453	0.304
31	0.2268	0.00893	0.0404	79.71	0.0000626	0.358	0.241
32	0.2019	0.00795	0.0320	63.20	0.0000496	0.285	0.191
33	0.1798	0.00708	0.0254	50.13	0.0000394	0.226	0.152
34	0.1601	0.00631	0.0201	39.75	0.0000312	0.179	0.120

CARACTERISTICAS DE ALAMBRES CONDUCTORES, DE COPPE

CALI BRE AWG B&S	CARGA DE RUPTURA			ALARGAMIENTO			RESISTENCIA A LA C. D. MAXIMA A 20°C		
	MINIMA DURO Kg	MINIMA SEMI DURO Kg	MAXIMA SUAVE Kg	DU RO %	MINI MO SEMI DU RO %	SUA VE %	DURO Ohms/Km.	SEMI DURO Ohms/Km.	SUAVE Ohms/Km.
%	3691.665	3166.128	2713.889	3.75	3.75	35	0.16553	0.16467	0.16080
%	3049.099	2570.551	2152.332	3.25	3.60	35	0.20870	0.20765	0.20277
%	2503.418	2086.106	1706.897	2.80	3.25	35	0.26317	0.26182	0.25569
%	2048.911	1691.928	1353.542	2.40	3.00	35	0.33171	0.33007	0.32242
1	1672.877	1371.686	1103.155	2.17	2.75	30	0.42292	0.42062	0.40625
2	1362.161	1111.320	874.994	1.98	2.50	30	0.53316	0.53054	0.51282
3	1106.330	899.942	694.008	1.79	2.25	30	0.67228	0.66867	0.64636
4	893.592	718.502	550.217	1.24	1.25	30	0.84781	0.84322	0.81533
5	721.678	573.804	436.318	1.18	1.20	30	1.0689	1.0634	1.0279
6	580.608	458.136	346.051	1.14	1.15	30	1.3478	1.3409	1.2963
7	467.208	365.874	274.428	1.09	1.11	30	1.6999	1.6910	1.6346
8	374.674	292.073	217.637	1.06	1.08	30	2.1435	2.1323	2.0611
9	299.920	233.241	172.595	1.02	1.06	30	2.7029	2.6888	2.5989
10	240.045	186.157	142.430	1.00	1.04	25	3.4090	3.3893	3.2774
11	191.827	148.599	112.946	0.97	1.02	25	4.2981	4.2751	4.1341
12	152.818	118.662	89.586	0.95	1.00	25	5.4202	5.3907	5.2102
13	121.565	94.712	71.034	0.92	0.98	25	6.8343	6.7982	6.5718
14	98.844	75.570	56.337	0.90	0.96	25	8.6159	8.5733	8.2845
15	77.021	60.329	44.671	0.89	0.94	25	10.867	10.811	10.447
16	61.281	48.172	35.426	0.87	0.92	25	13.701	13.629	13.176
17	48.762	38.424	28.091	0.86	0.90	25	17.278	17.189	16.615
18	38.769	30.668	22.281	0.85	0.88	25	21.786	21.674	20.949
19	30.840	24.472	17.668			25	27.472	27.331	26.415
20	24.531	19.527	14.012			25	34.647	34.451	33.302
21	19.537	15.586	11.113			25	43.670	43.440	41.997
22	15.540	12.433	8.813			25	55.088	54.793	52.955
23	12.360	9.920	6.990			25	69.459	69.098	66.801
24	9.830	7.915	5.756			20	87.570	87.143	84.223
25	7.829	6.314	4.568			20	110.44	109.88	106.21
26	6.228	5.039	3.621			20	139.25	138.52	133.90
27	4.953	4.020	2.872			20	175.60	174.68	168.87
28	3.945	3.207	2.277			20	221.43	220.29	212.94
29	3.138	2.558	1.806			20	279.21	277.77	268.52
30	2.496	2.041	1.432			15	352.05	350.41	338.60
31	1.985	1.628	1.136			15	443.92	441.62	426.86
32	1.581	1.298	0.901			15	559.74	557.11	538.41
33	1.257	1.036	0.714			15	706.07	702.46	678.84
34	0.9997	0.826	0.567			15	890.14	885.54	856.01

CALIBRES DEL CONDUCTOR DE COBRE PARA PREVENIR LA FUSION

Tiempo duración falla (seg.)	Circular mils por ampere		
	Cable solo	Conectores soldables	Conectores mecánicos
30	40	50	65
4	14	20	24
1	7	10	12
0.5	5	6.5	8.5

SOLDABLES COBRE-COBRE

SOLDADURA DE LATON

DIAMETROS DE CONDUCTORES DESNUDOS DE COBRE

Calibre AWG/KCM	Sección transversal		Diam. nom. mm
	mm ²	Circular mils	
12	3.309	6530	2.053
10	5.261	10380	2.588
8	8.366	16510	3.264
6	13.300	26500	4.115
4	21.150	41740	5.189
2	33.630	66370	6.544
1/0	53.480	105500	8.251
2/0	67.430	133100	9.266
3/0	85.030	167800	10.404
4/0	107.200	211600	11.684
250	127.0	250000	13.2
350	177.0	350000	15.7
500	253.0	500000	18.7
600	304.0	600000	20.7
750	380.0	750000	23.1

RESISTIVIDADES MEDIAS DEL TERRENO

Tipo de terreno	Ohm-metro
Tierra orgánica mojada	10
Tierra húmeda	100
Tierra seca	1000
Roca sólida	10000

VALORES DEL FACTOR DE DECREMENTO

Duración de la falla t (seg.)	Factor de decremento	
	Ciclos (60 hz)	FD
0.008	1/2	1.65
0.1	6	1.25
0.25	15	1.10
0.5 o más	30 o más	1.0

Nota. Para valores intermedios de duración de falla, los factores de decremento pueden ser obtenidos por interpolación

Tabla 250-95. Tamaño nominal mínimo de los conductores de tierra para canalizaciones y equipos

Capacidad o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc. (A)	Tamaño nominal mm ² (AWG o kcmil)	
	Cable de cobre	Cable de aluminio
15	2,082 (14)	---
20	3,307 (12)	---
30	5,26 (10)	---
40	5,26 (10)	---
60	5,26 (10)	---
100	8,367 (8)	13,3 (6)
200	13,3 (6)	21,15 (4)
300	21,15 (4)	33,62 (2)
400	33,62 (2)	42,41 (1)
500	33,62 (2)	53,48 (1/0)
600	42,41 (1)	67,43 (2/0)
800	53,48 (1/0)	85,01 (3/0)
1000	67,43 (2/0)	107,2 (4/0)
1200	85,01 (3/0)	126,7 (250)
1600	107,2 (4/0)	177,3 (350)
2000	126,7 (250)	202,7 (400)
2500	177,3 (350)	304 (600)
3000	202,7 (400)	304 (600)
4000	253,4 (500)	405,37 (800)
5000	354,7 (700)	608 (1200)
6000	405,37 (800)	608 (1200)

Vease limitaciones a la instalación en 250-92(a)

Nota: Para cumplir lo establecido en 250-51, los conductores de tierra de los equipos podrían ser de mayor tamaño que lo especificado en esta Tabla.