



FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA



...: Ingeniería Eléctrica

CURSOS ABIERTOS

CURSO CA 455

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

PERIODO
DEL 11 AL 22 DE ABRIL

TEMA 2:

DIAGRAMAS DE CONECCIONES EN SUBESTACIONES

Instructor:

Ing. Ricardo A. Espinosa Patiño

PALACIO DE MINERÍA
2005

CONTENIDO

- 2.1 Requerimientos de selección
 - 2.1.1 Continuidad de servicio
 - 2.1.2 Flexibilidad de operación
 - 2.1.3 Facilidad de mantenimiento al equipo
 - 2.1.4 Habilidad para limitar los niveles de corto circuito
 - 2.1.5 Simplicidad en los esquemas de control y protección
 - 2.1.6 Economía del equipo y su instalación
 - 2.1.7 Área disponible
 - 2.1.8 Posibilidad de ampliación
 - 2.2 Diagramas de conexiones típicos y sus características
 - 2.2.1 Arreglo de barra sencilla
 - 2.2.2 Arreglo de doble barra con interruptor comodín
 - 2.2.3 Arreglo de doble barra con interruptor de amarre
 - 2.2.4 Arreglo de triple barra con interruptor de amarre
 - 2.2.5 Arreglo de triple barra con interruptor comodín
 - 2.2.6 Arreglo en anillo
 - 2.2.7 Arreglo de interruptor y medio
 - 2.2.8 Arreglo de doble barra doble interruptor
 - 2.3 Aplicación de los arreglos en Luz y Fuerza del Centro
 - 2.3.1 Subestaciones de transmisión
 - 2.3.2 Subestaciones de subtransmisión
 - 2.3.3 Subestaciones de distribución
 - 2.3.3.1 Subestaciones de 230/23 kV
 - 2.3.3.2 Subestaciones de 85/23 kV
 - 2.4 Tendencias de normalización en los diagramas de conexiones
- Apendice
- I - Nomenclatura de equipo en proyectos y automatización
 - II - Símbolos
- Referencias

2.1 Requerimientos de selección

El diagrama de conexiones (arreglo) de una subestación tiene como finalidad representar mediante símbolos, en forma ordenada y en una sola línea las conexiones, las características principales y la nomenclatura del equipo que forma parte de ella [1, 2]

Para el diseño de una subestación, el paso inicial es el diagrama de conexiones y para su selección se requiere de un estudio de las características específicas del sistema eléctrico al que se va a conectar y de la función que desempeñará la propia subestación en la red.

Uno de los aspectos más importantes que deben tomarse en consideración, para la realización de la ingeniería de cualquier subestación, lo constituye la determinación del diagrama de conexiones, ya que del arreglo seleccionado dependerán los demás factores que deben tomarse en cuenta para la realización del proyecto.

Cuando se pretende realizar ampliaciones a las subestaciones existentes, regularmente se respeta el arreglo original, sin embargo cuando se trata de nuevas subestaciones, para el tipo de subestación y su arreglo se consideran independientemente de su ubicación (urbana, suburbana o rural) y de su nivel de tensión (transmisión, subtransmisión, distribución), los siguientes requerimientos principales que permiten optimizar el diagrama de conexiones [3,4,5,6]:

- Continuidad de servicio
- Flexibilidad de operación
- Facilidad de mantenimiento al equipo
- Habilidad para limitar los niveles de corto circuito
- Simplicidad en los esquemas de control y protección
- Economía de equipo y su instalación.
- Área disponible para su construcción.
- Posibilidad de ampliación

A continuación se describen cada uno de estos aspectos esenciales que contribuyen el lograr un servicio eléctrico seguro, confiable y de calidad

2.1.1 Continuidad de servicio

Es uno de los requisitos más importantes para la selección del arreglo de la subestación, debido a que con esto se busca reducir los tiempo de interrupción, por lo que se deben considerar los siguientes aspectos:

- a) Capacidad de reserva. El arreglo debe contar con la flexibilidad suficiente para permitir utilizar la capacidad de reserva de transformación de la subestación, para que se siga proporcionando el suministro de energía eléctrica demandada sin ningún problema, cuando se presente una contingencia o por requerimientos de mantenimiento

- b) **Confiabilidad del arreglo** Se cuantifica en base a los índices de probabilidad de frecuencia y duración de fallas de operación, obtenidos estadísticamente, de los elementos (líneas de transmisión, barras colectoras, transformadores de potencia y alimentadores), y de los equipos (interruptores, cuchillas desconectadoras, transformadores de instrumento, etc.) que forman parte del arreglo de la subestación [4].
- c) **Seguridad del sistema** Un arreglo debe permitir con facilidad utilizar la capacidad de reserva de la subestación, tanto de transmisión como de transformación, para que la desconexión de un elemento no provoque la desconexión de otros elementos en cascada por sobrecarga y así evitar un colapso del sistema [6]

2.1.2 Flexibilidad de operación

Es la versatilidad del diagrama de conexiones para permitir realizar maniobras de cualquiera de los elementos de la subestación (líneas, bancos o barras colectoras), con un número reducido de operaciones y con la mínima cantidad de equipo involucrado, afectando lo menos posible la continuidad de servicio [4].

2.1.3 Facilidad de mantenimiento al equipo

Un diagrama de conexiones ofrece facilidad para proporcionarle mantenimiento al equipo cuando cumple por lo menos con las siguientes características [4]:

- Simplicidad para facilitar su limpieza
- Un número reducido de maniobras para aislar al elemento que se le va a realizar el mantenimiento
- La independencia entre los elementos
- La normalización en una forma general que permita salidas planeadas del equipo para su mantenimiento
- Debe proporcionar seguridad al personal de mantenimiento.

2.1.4 Habilidad para limitar los niveles de corto circuito

Un diagrama de conexiones debe permitir seccionarse en tal forma que se limite la elevación de la corriente de cortocircuito, a niveles que no puedan dañar al equipo de la subestación [6]

2.1.5 Simplicidad en los esquemas de control y protección

Un sistema de protección y control es más simple cuando es menor la cantidad de equipo involucrado en el arreglo (interruptores, cuchillas y transformadores de

instrumento); es decir que cuanto menor es el número de equipos, se tienen menos fuentes probables de fallas

Por ejemplo la simplicidad para determinar las zonas de protección basándose en la cantidad de transformadores de corriente que se deben conectar en una protección dada, o el número de interruptores que debe disparar la protección.

Este concepto también involucra la facilidad que los operadores deben tener para comprender las instrucciones específicas, particularmente cuando se exigen decisiones rápidas al presentarse una condición de emergencia [4]

2.1.6 Economía del equipo y su instalación

El arreglo de conexiones seleccionado determinará la cantidad de equipo requerido y el área de terreno que va ocupar la subestación. Por lo que el arreglo utilizado determina en gran parte el costo de la subestación [1]

Con la adquisición de equipo normalizado se tiene la ventaja de que se cuenta con reserva de equipo que permite reemplazar el faltante en un tiempo corto

2.1.7 Área disponible

Una evaluación preliminar del área requerida por una subestación se puede realizar en base al diagrama de conexiones seleccionado y disposiciones físicas normalizadas por LFC

Esta estimación debe ser revisada y adaptada a las condiciones particulares del sitio como las posibles limitaciones de los derechos de vía de las líneas de transmisión y sus acometidas a la subestación, o también si el área del sitio ideal para la ubicación de la subestación es restringida, puede ser necesario construir una subestación con un arreglo menos flexible de lo requerido o instalar equipo blindado que obviamente es más costoso pero optimiza el espacio [5, 6].

2.1.8 Posibilidad de ampliación

Para la ampliación de una subestación, como la construcción de una nueva bahía y la extensión de los juegos de barras colectoras para la instalación de un nuevo banco o línea de transmisión, puede resultar difícil y costoso o bien imposible si no se consideró el crecimiento de la subestación previamente en la selección del arreglo. Las ampliaciones pueden ser modulares, con un mínimo posible de desconexiones [4,5,6]

2.2 Diagramas de conexiones típicos y sus características

En el sector eléctrico se han empleado una diversidad de diagramas de conexiones, basándose en los requerimientos que se deben satisfacer para cubrir las expectativas y

condiciones propias de las subestaciones de transmisión, subtransmisión y distribución. Algunos arreglos típicos en general, utilizados en las subestaciones del sector son los siguientes:

- Barra sencilla
- Doble barra con interruptor comodín
- Doble barra con interruptor de amarre
- Triple barra con interruptor de amarre
- Triple barra con interruptor comodín
- Anillo
- Interruptor y medio
- Doble barra doble interruptor

Desde luego, existen otros arreglos que se aplican cuando se tienen restricciones económicas, limitaciones de espacio o condiciones especiales en la operación o en la distribución del equipo eléctrico. Los arreglos utilizados a través de los años en LFC se indican en los diagramas unifilares de la Sección 1.2 del Capítulo 1.

A continuación se evalúan cada uno de los ocho arreglos indicados, en base a sus ventajas y desventajas con respecto a los requerimientos de selección [1,2,3,7,8]

2.2.1 Arreglo de barra sencilla

- a) Es el arreglo más simple y el que utiliza menor cantidad de equipo, por lo que es el más económico. En la Fig. 2.1 se muestra este tipo de arreglo.
- b) En condiciones normales de operación todos los elementos de la subestación (líneas de transmisión y bancos de potencia) están conectados al juego de barras colectoras a través de sus propios interruptores y la cuchilla seccionadora está cerrada.
- c) Al operar la protección diferencial de barras para librar una falla, se envía el disparo de todos los interruptores desconectando todas las líneas y los bancos, quedando totalmente fuera la subestación. Por lo cual no se tiene flexibilidad ya que se pierde la continuidad de servicio y se tienen que realizar transferencias de carga en el sistema.
- d) El mantenimiento de las barras colectoras se dificulta debido a que es necesario hacerlo en vivo ó que la subestación quede totalmente fuera de servicio.

- e) Para darle mantenimiento a un interruptor es necesario que se ponga fuera de servicio su elemento asociado
- f) Para la ampliación de la subestación se requiere ponerla fuera de servicio
- g) Se usa en pequeñas subestaciones ó plantas donde la simplicidad y economía son importantes

2.2.2 Arreglo de doble barra con interruptor comodín

- a) En condiciones normales de operación todos los elementos de la subestación se encuentran conectados al juego de barras principales. En la Fig. 2.2 se muestra este tipo de arreglo
- b) Este arreglo permite dar mantenimiento a cualquier interruptor por medio del propio interruptor comodín y barras auxiliares (transferencia), sin necesidad de que quede fuera de servicio la línea de transmisión o banco de potencia asociado
- c) Cuando un interruptor se encuentre en mantenimiento se puede proteger a su elemento asociado, transfiriendo su protección al interruptor comodín
- d) Se puede realizar la transferencia de todos los elementos de la subestación a las barras auxiliares, utilizando al interruptor comodín como amarre, para dar mantenimiento a las barras principales. Pero se requiere que las barras auxiliares cuenten también con protección diferencial de barras propia.
- e) Al operar la protección diferencial de barras para librar una falla, envía un disparo a todos los interruptores desconectando todas las líneas y bancos de potencia, quedando totalmente fuera la subestación. Por lo que se pierde la continuidad de servicio y se puede tener repercusiones que puedan causar un colapso del sistema.
- f) Los diagramas de conexiones con interruptor comodín y barra de transferencia proporcionan mayor facilidad en el mantenimiento de los interruptores, pero con estos arreglos se complica la instalación, las maniobras de operación y el esquema de protección y control
- g) Debe disponerse de un sistema de bloqueos con el interruptor comodín para la operación de sus cuchillas desconectadoras
- h) En comparación con el arreglo de barra sencilla la cantidad de equipo necesario es mayor por lo que también su costo

2.2.3 Arreglo de doble barra con interruptor de amarre.

Este tipo de arreglo se muestra en la Fig. 2 3, también se le conoce con el nombre de

barra partida y tiene las siguientes características:

- a) En condiciones normales de operación la mitad de las líneas de transmisión y la mitad de los bancos de transformación se conectan a uno de los juegos de barras colectoras y la otra mitad de los elementos de la subestación se conectan al otro juego de barras
- b) El interruptor de amarre en condiciones normales de operación permanece cerrado para mantener el mismo potencial en ambas barras colectoras y además para poder realizar la transferencia de los elementos conectados de una barra a la otra, cuando se requiera realizar mantenimiento a una de ellas, sin necesidad de que ninguno de los elementos de la subestación quede fuera de servicio. La operación de transferencia de los elementos se realiza cerrando primero la cuchilla abierta y después se abre la cuchilla que estaba cerrada inicialmente sin necesidad de abrir el interruptor propio del elemento, por lo que no se afecta la continuidad del servicio. Durante esta maniobra no existe el problema de arcos peligrosos durante la operación de las cuchillas, debido a que la corriente de carga circula por la cuchilla que permanece cerrada
- c) Cada juego de barras colectoras cuenta con protección diferencial propia, de manera que en caso de presentarse una falla en cualquiera de las barras queda fuera la mitad de la subestación, mientras se realizan las maniobras necesarias para la transferencia, a las barras en buenas condiciones, de los elementos que estaban conectados a las barras afectadas
- d) Para el mantenimiento de cualquiera de los interruptores es necesario sacar fuera de servicio la línea de transmisión o banco de potencia asociado, afectando la continuidad del servicio.

2.2.4 Arreglo de triple barra con interruptor de amarre.

Este tipo de arreglo se utiliza cuando son varias líneas de transmisión las que convergen en la subestación y además se cuenta con varios bancos de potencia, por lo que se requiere que cada tercera parte de la subestación se conecte a un juego de barras colectoras para que al operar la protección diferencial de barras tener la salida de un menor número de elementos, en comparación con el arreglo de doble barra. Su configuración se muestra en la Fig 2 4.

- a) Desde el punto de vista de continuidad de servicio y facilidad de mantenimiento es similar al arreglo de doble barra con interruptor de amarre.
- b) Cada juego de barras colectoras cuenta con su propia protección diferencial de manera que en caso de una falla en una de las barras solo queda la tercera parte de la subestación fuera.
- c) La flexibilidad de operación es menor con respecto al arreglo de doble barra por la mayor cantidad de equipo asociado.

- d) Con este tipo de arreglo se complica la instalación y el esquema de control y protección.
- e) La cantidad de interruptores es igual que el caso anterior, pero con respecto al número de cuchillas, la cantidad se incrementa

2.2.5 Arreglo de triple barra con interruptor comodín.

- a) En este diagrama de conexiones los dos juegos de barras principales junto con el interruptor de amarre presentan las mismas características que el arreglo de doble barra con interruptor de amarre. En la Fig 2 5 se muestra este tipo de arreglo
- b) Este arreglo a diferencia del arreglo de doble barra con interruptor de amarre, proporciona facilidad de mantenimiento a los interruptores por medio de las barras de transferencia y el uso del interruptor comodín, sin tener que desconectar al elemento asociado
- c) Con este diagrama de conexiones se complica la instalación, las maniobras de operación y el esquema de protección y control

2.2.6 Arreglo en anillo

En condiciones normales de operación todos los interruptores están normalmente cerrados Este tipo de diagrama se representa en la Fig 2.6 y cuenta con las siguientes características:

- a) Permite la desconexión de un interruptor para proporcionarle mantenimiento sin necesidad de que alguna línea de transmisión o banco de transformación quede fuera de servicio, por lo que no se afecta el suministro de energía eléctrica
- b) Proporciona mayor continuidad de servicio que el arreglo de barra sencilla, utilizando la misma cantidad de equipo eléctrico.
- c) Este arreglo permite con facilidad utilizar la capacidad de reserva de la subestación, tanto de transmisión como de transformación, para mantener la seguridad del sistema con la salida de uno de los elementos.
- d) No requiere protección diferencial de barras porque todas las partes de la subestación, con la misma tensión, quedan resguardadas por las protecciones debidamente traslapadas de las líneas y transformadores
- e) Para poder proporcionar una buena continuidad de servicio deben estar conectados en forma alternada las líneas con los transformadores, por lo que su construcción se complica por la entrada de las líneas de transmisión y la conexión de los transformadores, teniendo que poner estructuras adicionales

Cuando no se conectan en forma alternada las líneas con los bancos, la desconexión simultánea de dos interruptores puede dejar fuera de servicio a toda la subestación

- f) El número máximo de elementos es de dos líneas y dos transformadores debido a que se complica su ampliación por el arreglo físico de la subestación
- g) Los esquemas de protección resultan mas complicados debido a que las zonas deben quedar debidamente traslapadas y además deben ser adecuadamente seleccionados los interruptores que serán disparados por cada protección
- h) Los interruptores, cuchillas y transformadores de instrumento deben ser capaces de conducir la máxima corriente total de carga que podría circular a través de ellos, debido a cualquier maniobra de operación o contingencia.

2.2.7 Arreglo de interruptor y medio

En las Figs 2.7 y 2.8 se indica este arreglo en sus dos variantes C-1 y C-2 con las características siguientes:

- a) En condiciones normales de operación todos los interruptores del arreglo están cerrados
- b) Cada juego de barras colectoras cuenta con su propia protección diferencial de manera que en caso de presentarse una falla en cualquiera de las barras colectoras su respectiva protección envía disparos a todos los interruptores asociados a las barras, sin quedar desconectada ninguna línea de transmisión o transformador de potencia de la subestación
- c) Permite proporcionar mantenimiento a cualquier interruptor sin necesidad de que quede fuera de servicio la línea o transformador asociado.
- d) Da facilidad para el mantenimiento de las barras colectoras sin dejar fuera de servicio a las líneas de transmisión y bancos de potencia conectados a ellas
- e) Proporciona facilidad en la ampliación sin tener que dejar fuera de servicio a la subestación o parte de ella
- f) Los esquemas de protección de las líneas de transmisión y transformadores de potencia resultan mas complicados debido a que las zonas de protección deben quedar debidamente traslapadas y además deben mandar disparar tanto al propio interruptor del elemento fallado como al de enlace.
- g) Los interruptores, cuchillas y transformadores de instrumento deben ser capaces de conducir la máxima corriente total de carga, que podría circular a través de ellos debido a cualquier maniobra de operación o contingencia.

- h) Requiere de más equipo que el arreglo con doble barra

2.2.8 Arreglo de doble barra doble interruptor

Este tipo de arreglo es el mas completo pero también el mas costoso, debido a la cantidad de equipo asociado, por lo que su aplicación se limita, generalmente, a las centrales eléctricas de gran potencia o en instalaciones muy importantes donde resulta fundamental la continuidad del servicio

En la Fig 2 9 se muestra este diagrama de conexiones y tiene las características siguientes

- a) En condiciones normales de operación todos los interruptores están cerrados
- b) Cada juego de barras colectoras cuenta con su propia protección diferencial de manera que en caso de presentarse una falla en cualquiera de los juegos de barras su respectiva protección envía disparar todos los interruptores asociados a este, transfiriendo totalmente la carga a las otras barras colectoras sin producir interrupción de servicio.
- c) Se puede proporcionar mantenimiento a cualquier barra o interruptor sin afectar el suministro de energía eléctrica
- d) Este arreglo puede soportar una doble contingencia a diferencia de otros tipos de arreglos
- e) Proporciona facilidad en la ampliación sin tener que dejar fuera de servicio a la subestación o parte de ella
- f) Las zonas de protección por relevadores quedan bien definidas.

2.3 Aplicación de los arreglos en Luz y Fuerza del Centro

Luz y Fuerza del Centro (LFC), en base a los requerimientos para la selección de los diagramas de conexión y a los cambios de topología que ha tenido su sistema, se han aplicado diferentes arreglos en las subestaciones de transmisión, subtransmisión y distribución, adaptándose a las necesidades propias de crecimiento y a las exigencias de calidad y confiabilidad del servicio. A continuación se describen las diversas aplicaciones de los arreglos utilizados en LFC, considerando las ventajas de los arreglos seleccionados en las tensiones de 400, 230, 85 y 23 kV.

2.3.1 Subestaciones de transmisión [3].

Las subestaciones de transmisión (400/230kV) de LFC forman parte del anillo de 400 kV del Área de Control Central, que está interconectado con líneas de transmisión formadas por dos circuitos trifásicos que operan normalmente en paralelo, la capacidad

firme de cada línea equivale a la capacidad de transmisión de uno de los dos circuitos para que en caso de que se desconecte uno de ellos por alguna contingencia o por mantenimiento, el otro continúe suministrando la energía eléctrica y no exista interrupción del servicio

Estas subestaciones (Tabla 1.2 Capítulo 1), se proyectan para que en su etapa final estén formadas por cuatro bancos de potencia de 330 MVA cada uno, con lo que se obtiene una capacidad de transformación firme en la subestación (empleando autotransformadores monofásicos) de 1320 MVA y para recibir dos líneas 400 kV con dos circuitos cada una, cada fase de los circuitos está constituida por dos conductores de 567.63 mm^2 (1113 kcmil), lo que da una capacidad de transmisión por circuito de 1500 MVA, suponiendo que los conductores llegan a trabajar a su límite térmico (se considera que no hay restricciones de carga por razones de regulación de voltaje o límite de estabilidad, ya que se trata de líneas cortas)

Las subestaciones de transmisión alimentan a la red de 230 kV que esta diseñada con líneas de transmisión de doble circuito trifásico que operan normalmente en paralelo y cada circuito tiene la capacidad para transmitir la carga de los dos circuitos para que la desconexión de uno de ellos no provoque la desconexión de otros elementos por sobrecarga y en esta forma por un proceso cascada, la interrupción total del sistema

Dada la importancia que tienen las subestaciones de transmisión en la seguridad del sistema, LFC ha normalizada la aplicación del arreglo de interruptor y medio para las secciones de 400 y 230 kV, tanto en subestaciones convencionales como las aisladas en hexafluoruro de azufre (SF_6), pero para las primeras se emplean autotransformadores monofásicos de 110 MVA que forman bancos trifásicos y para las aisladas en SF_6 se utilizan autotransformadores trifásicos de 330 MVA (Sección 1.2.6 Capítulo 1)

2.3.2 Subestaciones de subtransmisión [3].

Las subestaciones de subtransmisión (230/85 kV) tienen la función de transformar la energía para suministrarla a la red de 85 kV de LFC. En forma similar que la red de transmisión, la red de subtransmisión (85 kV) está formada con líneas de dos circuitos trifásicos que también operan normalmente en paralelo y cada circuito tiene la capacidad para transmitir, en caso necesario, la carga de los dos. En las subestaciones de subtransmisión la capacidad instalada de los bancos de potencia permite la desconexión de un transformador trifásico o la sustitución de un transformador monofásico por el de reserva sin que se carguen los otros transformadores de la subestación mas allá de los límites permitidos, Por lo que la desconexión de uno de los circuitos de una línea de subtransmisión o un transformador de potencia no causa trastornos de importancia en el sistema [3]

En las primeras subestaciones de 230/85 kV LFC se aplicó el diagrama de conexiones de doble barra con interruptor comodín tanto en 230 kV como en 85 kV como el mostrado en al Fig 2.2 Con este tipo de arreglo se le puede dar mantenimiento a cualquier interruptor sin necesidad de sacar fuera de servicio a su elemento asociado,

sustituyendo al interruptor por el comodín a través de las barras de transferencia. Pero en este tipo de arreglos se tiene la desventaja de que como todas las líneas y bancos de potencia se encuentran conectadas a las barras principales, al operar la protección diferencial de barras queda totalmente fuera de servicio la subestación, lo que puede traer repercusiones de tal magnitud que se puede causar un colapso del sistema.

Posteriormente se utilizó en las subestaciones de subtransmisión, tanto en la tensión de 230 kV como en 85 kV, el arreglo de doble barra con interruptor de amarre, conocido también como barra partida, indicado en la Fig. 2.3. Con este arreglo en condiciones normales de operación el interruptor de amarre se encuentra cerrado y la mitad de las líneas de transmisión y la mitad de los bancos de transformación se conectan a uno de los juegos de barras colectoras y la otra mitad al otro juego, por lo que al operar la protección diferencial de uno de los juegos de barras colectoras, solo se queda fuera de servicio la mitad de los elementos de la subestación, sin causar trastornos graves en el sistema de potencia.

El arreglo con doble barra tiene la desventaja de que cuando se requiere dar mantenimiento a uno de los interruptores tiene que quedar fuera de servicio la línea o el transformador correspondiente, pero si se considera la capacidad de reserva tanto de transmisión como de transformación que se tiene en las subestaciones de subtransmisión se puede deducir que esta desventaja no trae graves consecuencias de operación del sistema.

Conforme fue creciendo la capacidad del anillo de 230 kV se empezó a utilizar, en las subestaciones de subtransmisión e interconexión, el arreglo con interruptor y medio, mostrado en las Figs. 2.7 y 2.8, que por las ventajas que tiene sobre los arreglos que se habían utilizado anteriormente, se cuenta con mayor continuidad en el suministro de energía eléctrica y proporciona más seguridad al sistema.

Debido a que la capacidad de la red de subtransmisión ha tenido un crecimiento constante en los últimos años, la filosofía actual de aplicación de los diversos diagramas de conexión, es utilizar también el arreglo de interruptor y medio en las subestaciones de subtransmisión para la tensión de 85 kV, para obtener mayor flexibilidad de operación, facilidad en mantenimiento y continuidad en el suministro de energía. En las subestaciones en SF₆ se aplica el arreglo de doble barra con amarre considerando que las contingencias en este tipo de subestaciones son menores, debido a no estar expuestas a las condiciones de la intemperie.

2.3.3 Subestaciones de distribución [3]

Las subestaciones de transformación que alimentan a la red de distribución de 23 kV pueden ser alimentadas por la red de subtransmisión de 85 kV o directamente del sistema de transmisión de 230 kV.

2.3.3.1 Subestaciones de 230/23 kV

En las primeras subestaciones de transformación de 230/23 kV que alimentan al sistema de distribución y donde la desconexión de toda la subestación no afectaba al resto de la red de alta tensión, sino únicamente a una porción del sistema de 23 kV, para la sección de 230 kV se adoptó el arreglo de un juego de barra sencilla como el mostrado en la Fig 2.1

Posteriormente, conforme el sistema de 230 kV fue creciendo, hubo la necesidad de que este tipo de subestaciones realizaran no solo la función de subestación de distribución sino también la de interconexión, por lo que se utilizó en 230 kV, el arreglo de interruptor y medio como el de la Fig 2.7

Como las subestaciones aisladas en SF₆ son más confiables que las aisladas en aire, actualmente se emplea el arreglo de doble barra con interruptor de amarre, como el mostrado en la Fig 2.3, para las subestaciones de 230/23 kV en la sección de alta tensión con aislamiento en SF₆.

Para la tensión de 23 kV, en este tipo de subestaciones se ha utilizado el arreglo de doble anillo como el que se muestra en la Fig 2.10.

En condiciones normales de operación los interruptores de enlace (AB1, AB2, BC1, BC2 y CA1, CA2) están abiertos y los demás interruptores están cerrados. En caso de que un transformador quede fuera de servicio, por mantenimiento o por alguna contingencia, por ejemplo el transformador A, se abren los interruptores A1, A2, A3 y A4 e inmediatamente después se cierran automáticamente los interruptores de enlace AB1, AB2, CA1 y CA2 transfiriéndose automáticamente la carga del transformador a los transformadores contiguos y el servicio es reanudado prácticamente sin interrupción y sin causar trastornos a los usuarios. Este arreglo, que ofrece muy buena continuidad de servicio, requiere que los transformadores se operen normalmente con una carga máxima inferior a su capacidad, de manera que si se produce la falla de un transformador, los otros puedan tomar la carga sin sobrecargarse más allá de los límites aceptables, así se evita tener un transformador adicional de reserva.

Para dar mantenimiento a cualquiera de los interruptores, el alimentador respectivo se transfiere mediante el interruptor de enlace al transformador contiguo, lo que permite desconectar el interruptor en cuestión sin causar una interrupción de servicio.

Este arreglo podría operarse en condiciones normales de operación con los interruptores de enlace cerrados, como es el caso del arreglo en anillo utilizado para las tensiones de transmisión, pero esto aumentaría considerablemente el valor de cortocircuito (transformadores en paralelo) en 23 kV y obligaría a utilizar reactores en serie a la salida de los alimentadores para limitar el valor de cortocircuito, lo que resulta costoso y afecta la regulación de voltaje, o bien usar equipo de mayor capacidad interruptiva y por lo tanto más costoso, en el sistema de distribución.

2.3.3.2 Subestaciones de 85/23 kV [3]

Las subestaciones de distribución más antiguas se realizaron con bancos de transformadores monofásicos y con un diagrama de conexiones en la sección de 85 kV de doble barra con interruptor comodín que se fue transformando en un arreglo de doble barra con interruptor de amarre. La sección de 23 kV tenía un arreglo de doble barra con interruptor comodín. Este tipo de arreglo se muestra en la Fig 2.2

Posteriormente en las subestaciones de 85/23 kV se empezaron a utilizar transformadores trifásicos, con arreglo en 85 kV de doble barra con interruptor de amarre (Fig 2 3) y para la sección de 23 kV con arreglo en anillo sencillo, como el mostrado en la Fig 2 6

La operación del arreglo en anillo sencillo es similar a al del doble anillo descrito para las subestaciones de 230/23 kV. Si se compara con el arreglo de doble barra con interruptor comodín utilizado en las subestaciones más antiguas, se puede observar que con el arreglo en anillo se mejora considerablemente la continuidad de servicio, ya que con este arreglo la falla de un transformador no produce interrupción del suministro, lo que si sucede con el otro tipo de arreglo

Como el sistema de subtransmisión creció y continúa hasta la fecha en expansión, se determinó que las subestaciones de distribución 85/23 kV se utilicen también como subestaciones de interconexión, por lo cual en las últimas subestaciones se ha adoptado el arreglo de interruptor y medio también para la tensión de 85 kV, con excepción de las subestaciones aisladas en SF₆ en las cuales se continúa empleando el arreglo de doble barra con interruptor de amarre, debido a la alta confiabilidad que se tiene en las subestaciones con este tipo de aislamiento.

Por otra parte, en las subestaciones de distribución tanto de 230/23 kV como de 85/23 kV se ha utilizado también el arreglo de doble barra doble interruptor en la sección de 23kV Como se puede observar en la Fig 2.9 este tipo de arreglo cuando se utiliza en subestaciones de distribución presenta además las siguientes características de operación, adicionales a las mencionadas en la sección 2.2 8:

- a) Este arreglo cuenta normalmente con tres transformadores de los cuales el tercer transformador se utiliza como de reserva y cada una de los dos restantes suministra carga a seis alimentadores.
- b) En condiciones normales se opera con todos los interruptores cerrados, excepto los interruptores del banco de reserva
- c) Cuando sale de servicio un banco, por ejemplo al operar su protección, se transfiere automáticamente su carga al banco de reserva.
- d) Se puede obtener mayor número de alimentadores que en el caso del arreglo de doble anillo

Este tipo de arreglo se utiliza en las subestaciones de distribución para servicios en donde se requiere que se proporcione mayor confiabilidad, como es en los siguientes casos:

- Las redes automáticas que además de los grandes requerimientos de continuidad de servicio, requieren seis alimentadores operando en paralelo para formar la red, por lo que estos alimentadores no pueden ser tomados de diferentes transformadores para evitar aumentar considerablemente los valores de cortocircuito
- El sistema de Transporte Colectivo Metropolitano (METRO).

También en las subestaciones de distribución se utilizan gabinetes blindados en SF₆ para la sección de 23 kV, debido al alto grado de confiabilidad que tienen, empleando el arreglo de doble barra con interruptor de amarre. Este tipo de arreglo aplicado en 23 kV presenta ciertas características de operación diferentes a las que tienen las subestaciones 85 o 230 kV, tales como

- a) Este arreglo igual que el de doble interruptor, normalmente cuenta con tres bancos de potencia que operan en forma similar.
- b) Normalmente un transformador con sus alimentadores asociados están conectados a un juego de barras y el otro transformador en servicio al otro juego
- c) En condiciones normales de operación el interruptor de amarre está abierto para que no queden conectados los transformadores en servicio en paralelo, evitando así que aumente considerablemente el valor del cortocircuito.

2.4 Tendencias de normalización de los diagramas de conexiones

La experiencia que a través de los años ha acumulado Luz y Fuerza del Centro en el diseño, construcción, pruebas y mantenimiento de subestaciones eléctricas convencionales y aisladas en hexafluoruro de azufre, permite evaluar los diversos diagramas de conexiones empleados en las subestaciones del Área Central que opera este organismo, para las diversas tensiones de 23, 85, 230 y 400 kV (Tabla 2.1)

Considerando dicha experiencia, la cual coadyuva a mantener la seguridad, confiabilidad y flexibilidad de operación en las subestaciones, se han normalizado en base a las premisas anteriores, los arreglos que esta entidad utiliza.

En las subestaciones de transmisión convencionales y aisladas en SF₆, para ambas tensiones (400 y 230 kV), se aplica el arreglo de interruptor y medio

En las subestaciones de subtransmisión convencionales, tanto en el lado de 230 kV como en 85 kV se emplea el mencionado arreglo de interruptor y medio, pero en

hexafluoruro de azufre se normalizó la aplicación de la doble barra con interruptor de amarre

En las subestaciones de distribución convencionales para el lado de alta tensión en 85 ó 230 kV, se aplica el arreglo de interruptor y medio. Cuando se utilizan subestaciones aisladas en SF₆, se emplea tanto en 85 como en 230 kV el arreglo de doble barra con interruptor de amarre tal como sucede en las subestaciones de subtransmisión con dicho aislamiento. En el lado de baja tensión en 23 kV, para las subestaciones convencionales se aplican los arreglos de anillo y doble anillo (lado primario en 85 y 230 kV respectivamente) y cuando se emplean aisladas en SF₆ se normalizó utilizar el arreglo de doble barra con interruptor de amarre. Desde luego que en las subestaciones con tres bancos de 60 MVA, 230 kV, los gabinetes blindados también se utilizan para conformar el doble anillo en 23 kV.

Los diversos diagramas de conexiones descritos y cuya tendencia a la normalización se aplica últimamente, conjugan los requerimientos principales de selección detallados en la Sección 2.1, que permiten optimizar la aplicación de los arreglos seleccionados, considerando las tendencias tecnológicas de punta, de las cuales LFC es partícipe

Tabla 2.1 Diagramas de conexiones empleados en las subestaciones de LFC

Subestación de:	Arreglos								
	Convencional				Hexafluoruro de azufre				Gabinetes blindados
	400 kV	230 kV	85 kV	23 kV	400 kV	230 kV	85 kV	23 kV	23 kV
Transmisión	C-1*	C-1*			C-1*	C-1*			
Subtransmisión		B C-1* C-2	A B C-1*			B*			
Distribución		A B C-1* C-2 D	A B C-1*	A B-1 B-2 E* F*		B*	B*	B*	A-1 B-2 F* G

Clave de arreglos:

- A,A-1,A-3 Barra sencilla (Figs 1.4, 1.5, 1.7)
- A-2 Barras principales y barras auxiliares de transferencia (Fig. 1.6)
- B Doble barra con interruptor de amarre (Fig. 1.8)
- B-1 Doble barra con interruptor comodín (Fig. 1.9)
- B-2 Barras principales y barras auxiliares (Fig. 1.10)
- C-1,C-2 Interruptor y medio (Figs. 1.11, 1.12)
- D Anillo (Fig. 1.13)
- E Anillo sencillo (Fig. 1.4)
- F Doble anillo (Fig. 1.15)
- G Doble barra doble interruptor (Fig. 1.16)
- * Tendencia actual

Nota: Las figuras se refieren a la Sección 1.2 del Capítulo 1

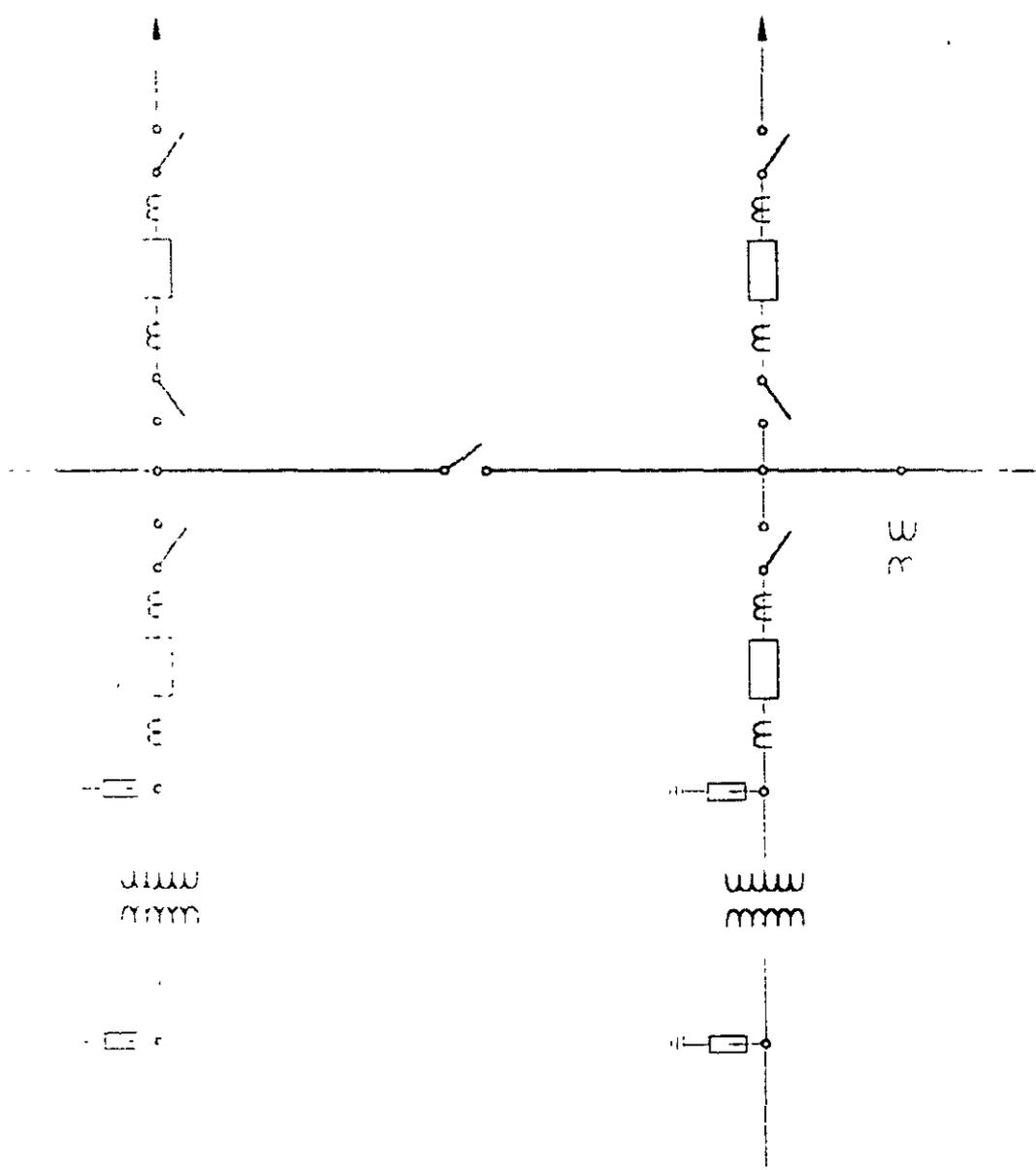


Fig. 2.1 Barra sencilla (Arreglo A)

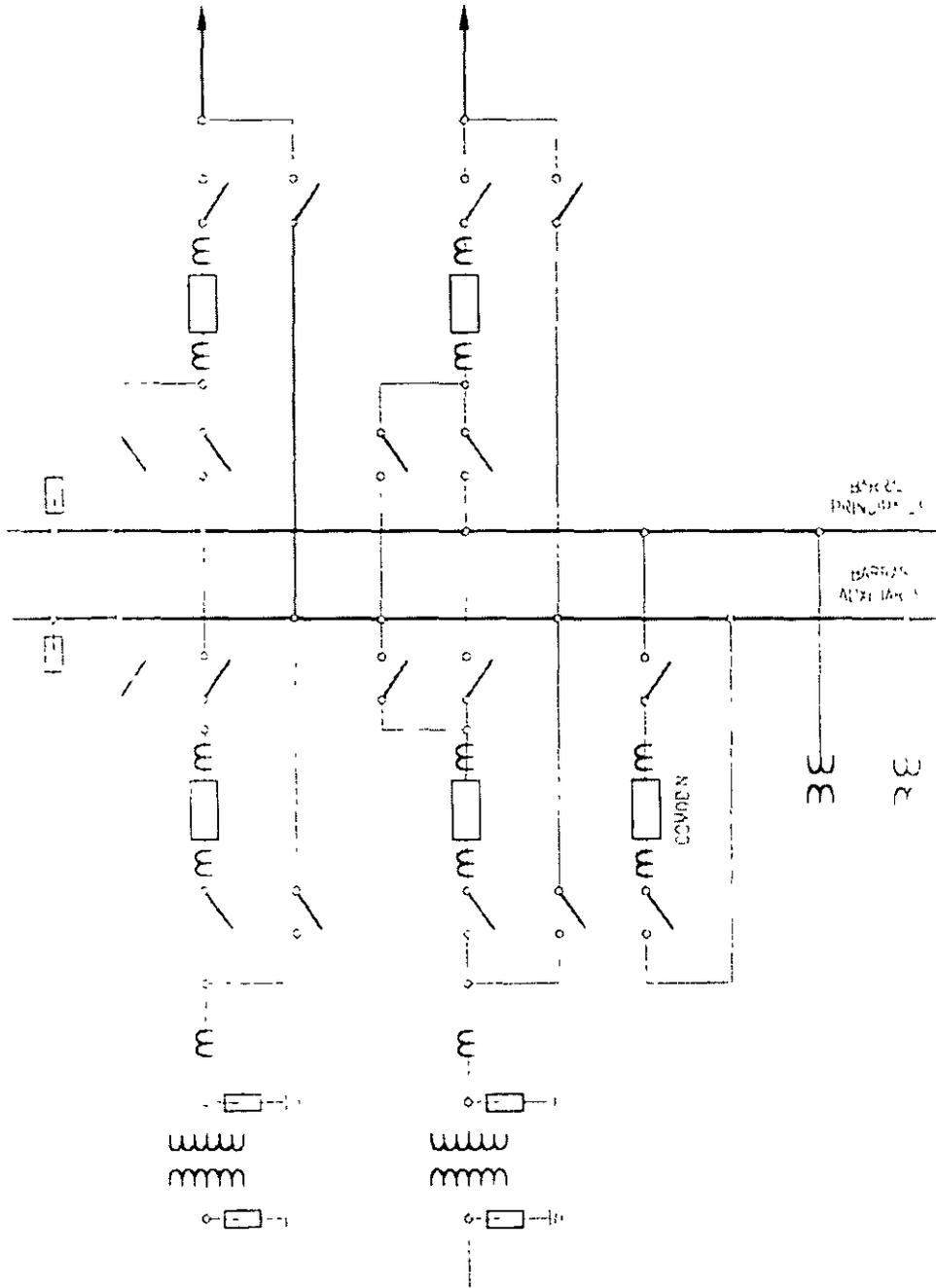


Fig. 2.2 Doble barra con interruptor comodín (Arreglo B-1)

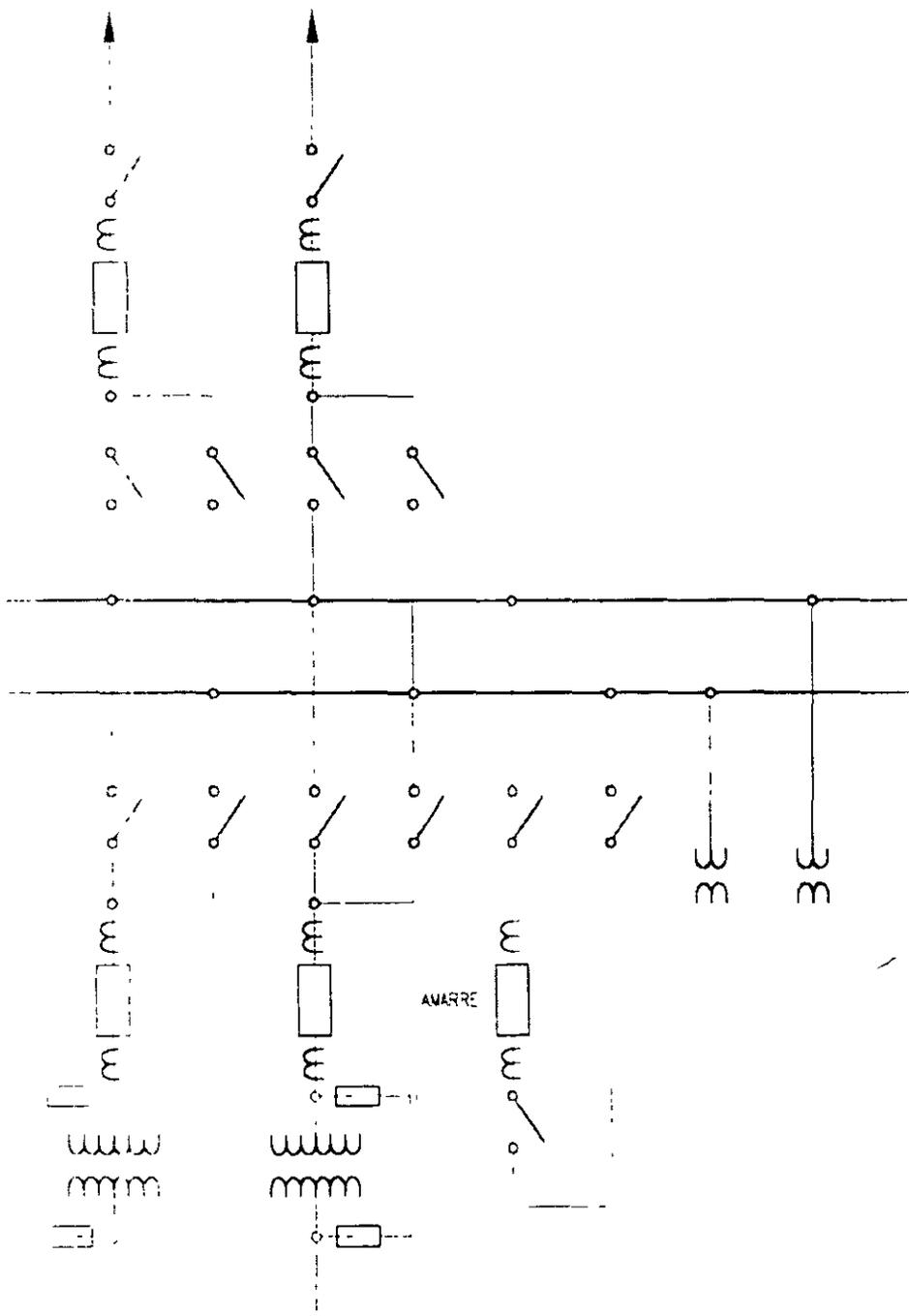


Fig. 23 Doble barra con interruptor de amarre (Arreglo B)

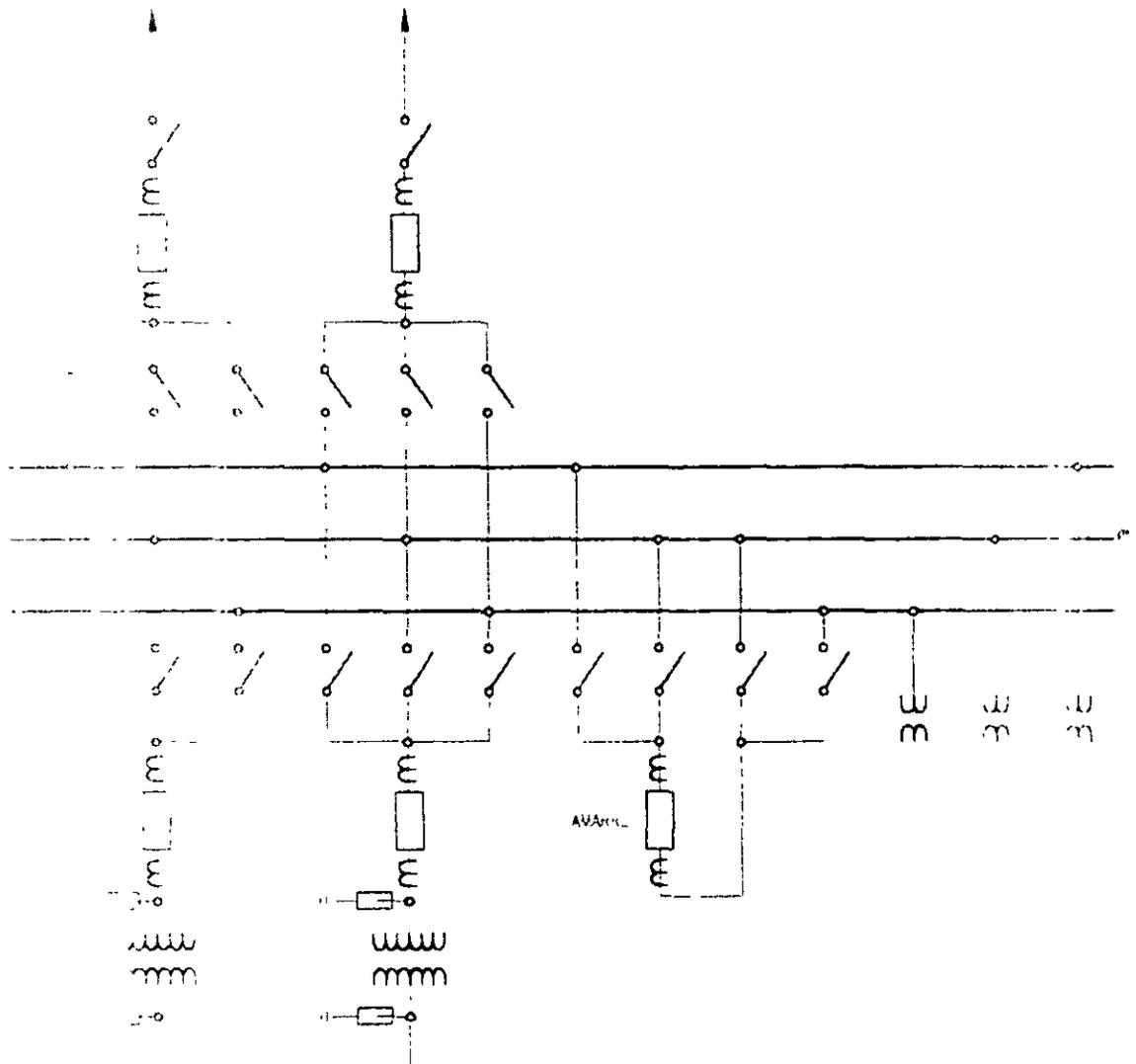


Fig. 2.4 Triple barra con interruptor de amarre

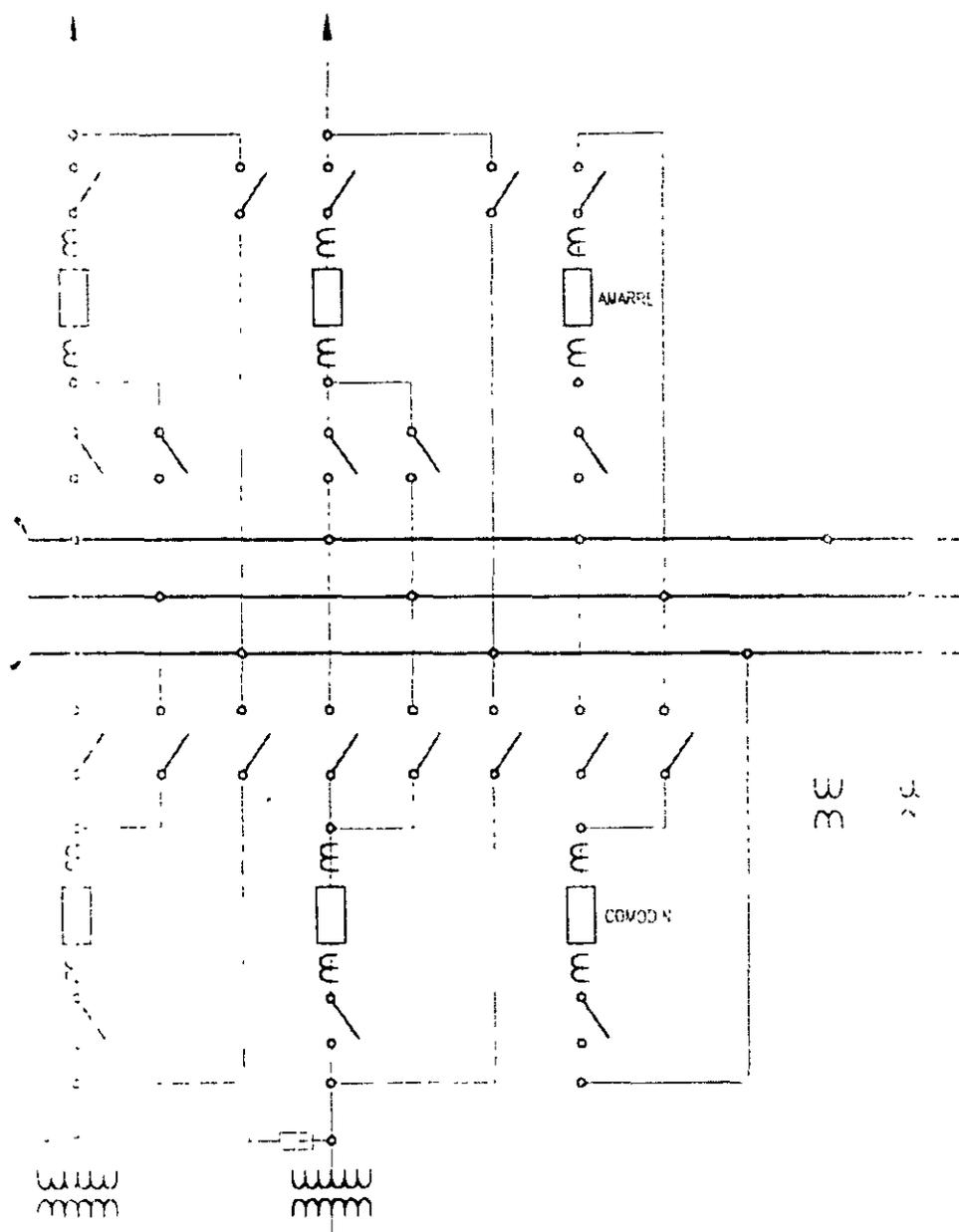


Fig. 2.5 Triple barra con interruptor comodin

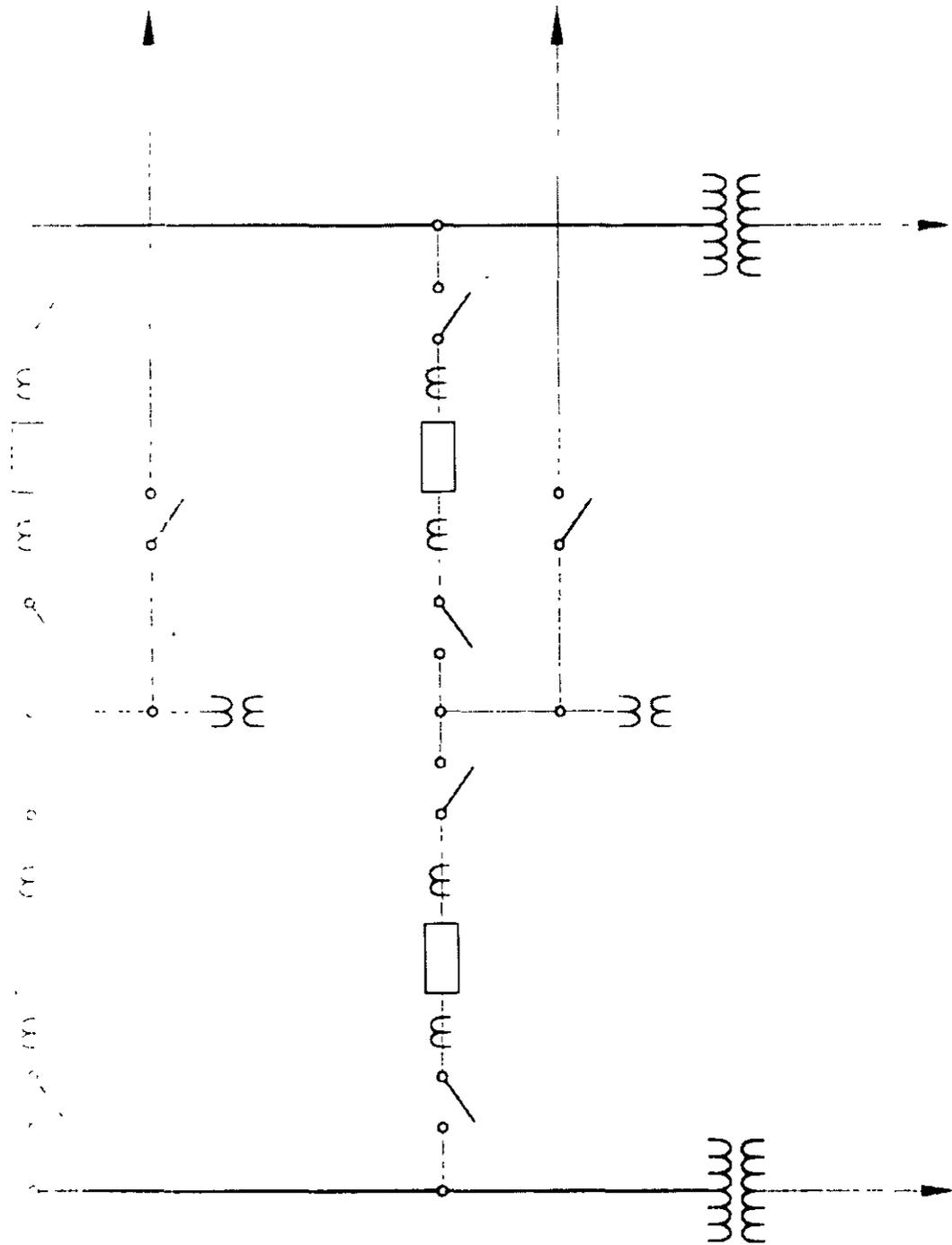


Fig. 2.6 Anillo (Arreglo D)

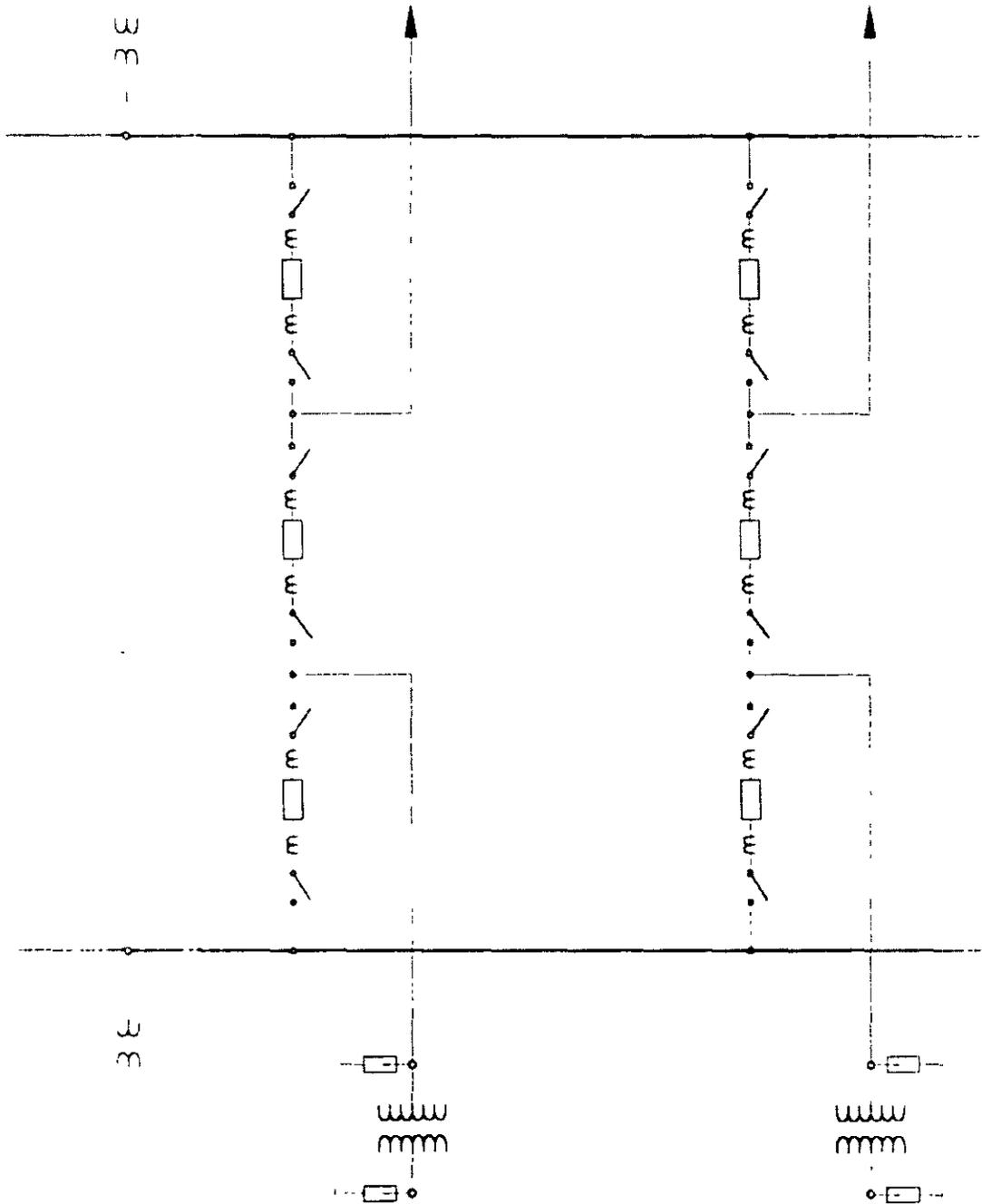


Fig. 2.7 Interruptor y medio (Arreglo C-1)

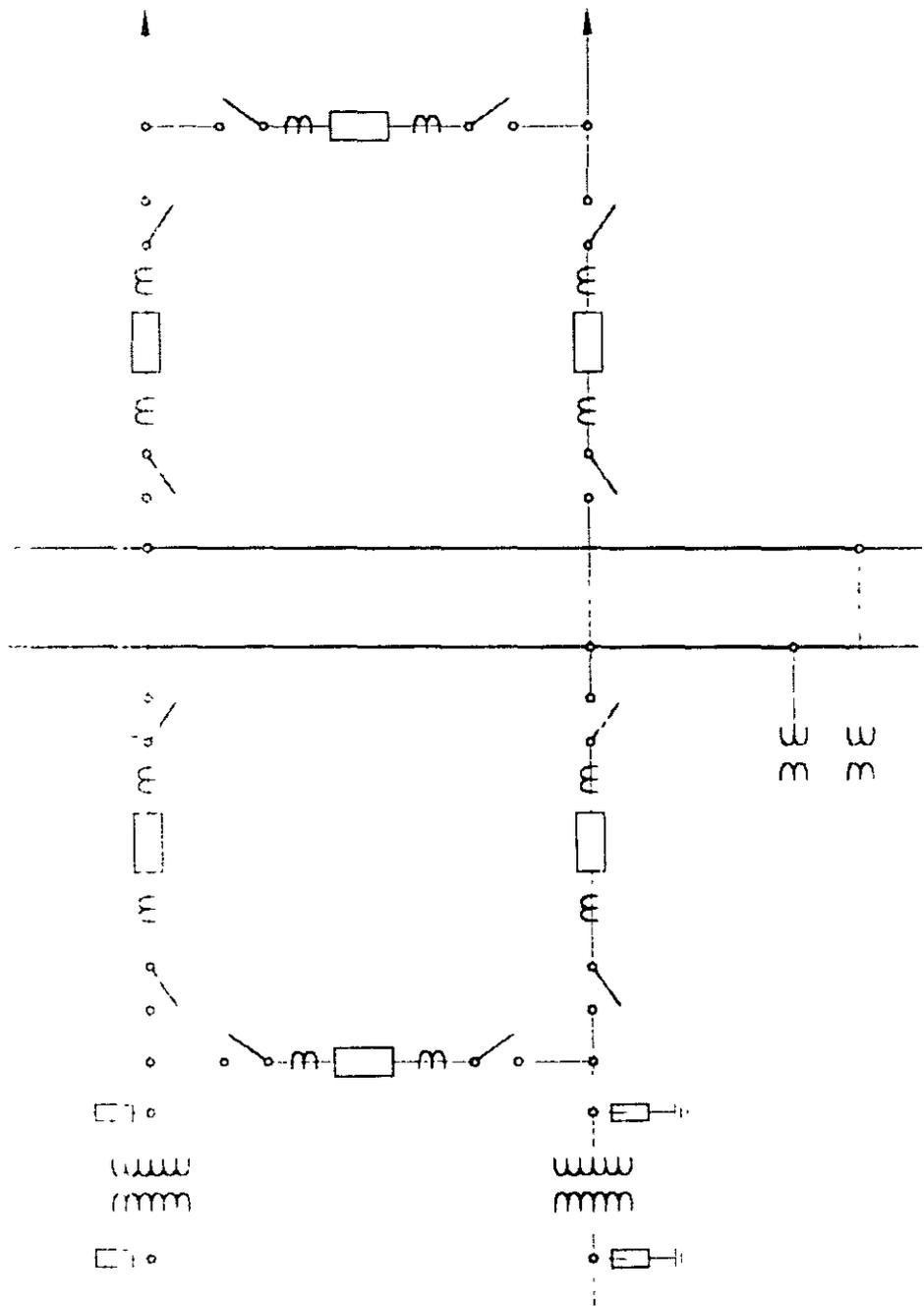


Fig. 2.8 Interruptor y medio (Arreglo C-2)

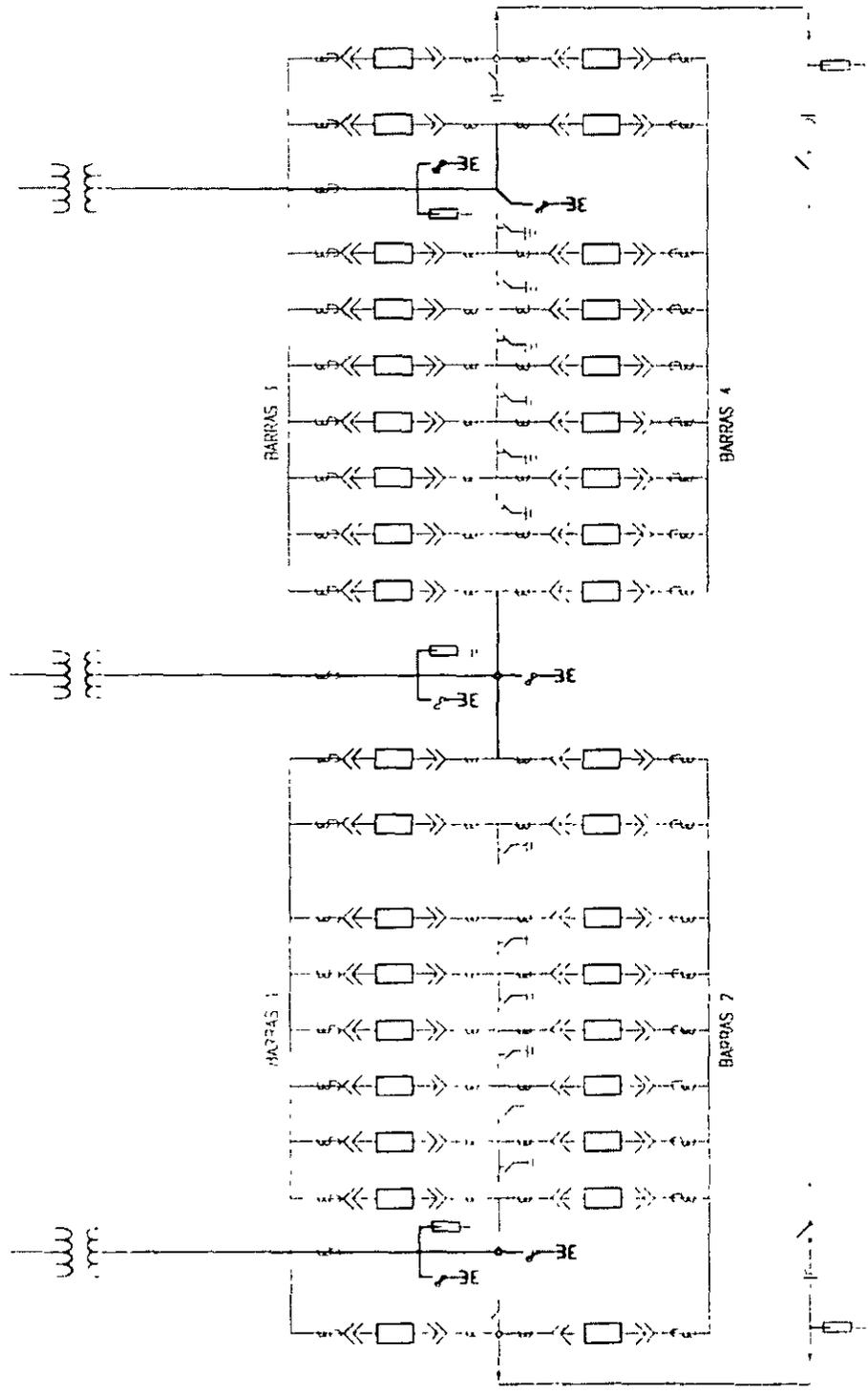


Fig. 2.9 Doble barra doble interruptor (Arreglo G)

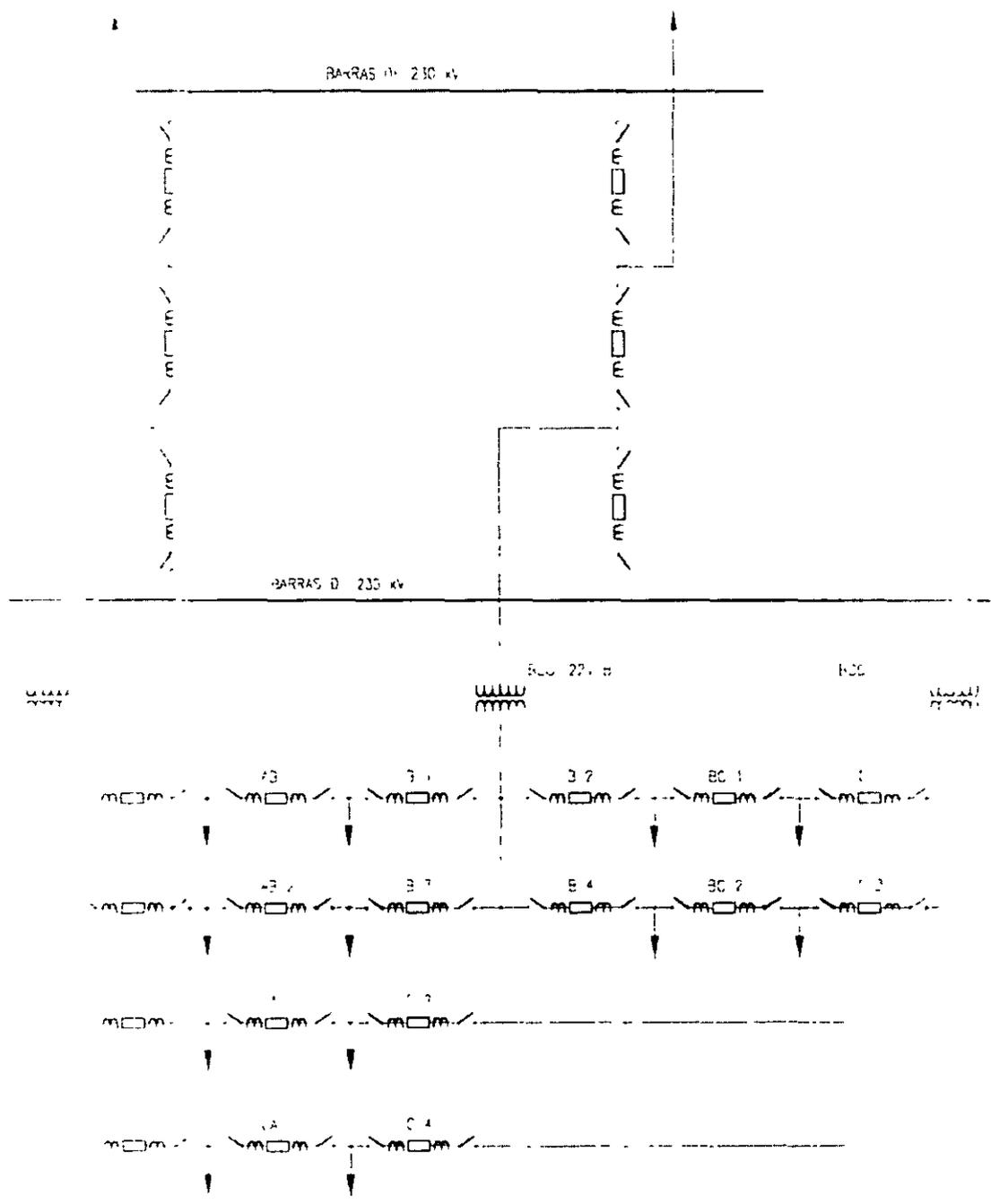


Fig. 2.10 Doble anillo en 23 kv (Arreglo F)



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



...: Ingeniería Eléctrica

CURSOS ABIERTOS

CURSO CA 455

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

**PERIODO
DEL 11 AL 22 DE ABRIL**

TEMA 1:

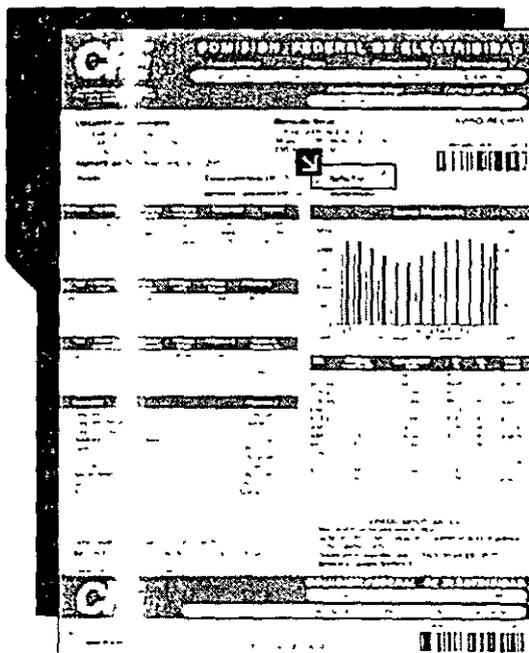
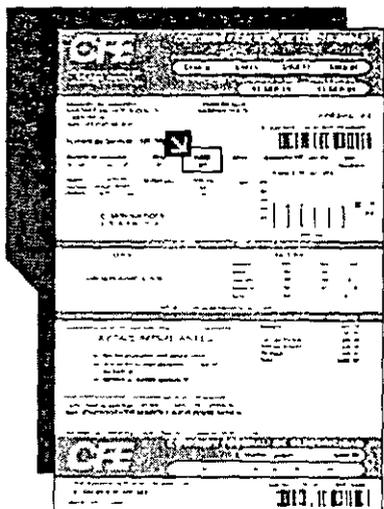
TARIFAS ELÉCTRICAS Y TENSIONES ELÉCTRICAS NORMALIZADAS

Instructor:
Ing. Ricardo A. Espinosa Patiño

**PALACIO DE MINERÍA
2005**

Tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica (2004 - 2005)

Para mostrarte la estructura y las cuotas que aplicamos a tu servicio de energía eléctrica, se necesita identificar la tarifa de suministro. En tu recibo de pago la encontrarás fácilmente y podrás luego seleccionar la que te interese



Tarifas específicas

- Domesticas 1 1A 1B 1C 1D 1E 1F Cuotas mensuales autorizadas
- Domesticas de alto Consumo DAC Cuotas mensuales autorizadas
- Servicios publicos 5 5-A 6 Cuotas mensuales autorizadas
- Agrícolas 9 9M 9-CU 9-N Cuotas mensuales autorizadas
- Temporal 7 Cuotas mensuales autorizadas

Tarifas generales

- En baja tension 2 3 Cuotas mensuales autorizadas
- En media tension O-M H-M H-MC Cuotas mensuales autorizadas
- En alta tension HS HS-L HT HT-L Cuotas mensuales autorizadas
- Servicio de respaldo HM-R HM-RF HM-RM HS-R HS-RF HS-RM HT-R HT-RF HT-RM Cuotas mensuales autorizadas
- Servicio interrumpible I-15 I-30 Cuotas mensuales autorizadas

Disposiciones complementarias

Acuerdo publicado el 21 de enero de 2005

Consultar tarifas de 2005

Tarifa 1 2005

Servicio doméstico

1.- Aplicación

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda

Estos servicios solo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicarseles ninguna otra tarifa de uso general

2.- Cuotas aplicables en el mes de de 2005.

2.1 Cargos por energía consumida, para consumos hasta 140 (ciento cuarenta) kilowatts-hora.

Consumo básico	\$ 0.571	por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora
Consumo intermedio	\$ 0.685	por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores

2.2 Cargos por energía consumida, para consumos mayores a 140 (ciento cuarenta) kilowatts-hora.

Consumo básico	\$ 0.571	por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora
Consumo intermedio	\$ 0.947	por cada uno de los siguientes 50 (cincuenta) kilowatts-hora
Consumo excedente	\$ 1.997	por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores

3 Mínimo mensual

El equivalente a 25 (veinticinco) kilowatts-hora

4 - Depósito de garantía

El importe que resulte de aplicar el cargo por energía del consumo básico del numeral 2 a los consumos mensuales que se indican, según los casos

- 100 (cien) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 1 hilo de corriente
- 300 (trescientos) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 2 hilos de corriente
- 350 (trescientos cincuenta) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 3 hilos de corriente

En el caso de los servicios con facturación bimestral, el depósito de garantía será dos veces el importe que resulte de aplicar lo anterior

NOTA: Se continuará con la aplicación de un factor de ajuste mensual acumulativo de 1.00469 establecido en el ARTICULO SEGUNDO del acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación el 17 de enero del 2003. En todos los casos los ajustes mensuales serán aplicados a partir del día primero de cada mes

Consultar tarifas de

Tarifa 1A 2005

Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 25 grados centígrados

1 - Aplicación

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 25 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 25 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanza el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

2 - Cuotas aplicables mensualmente

Se aplicarán los siguientes cargos por la energía consumida en función de la temporada del año.

Elige el mes en que comienza el verano en tu localidad

Elige el mes que deseas consultar

? Mínimo mensual

El equivalente a 25 (veinticinco) kilowatts-hora

4 - Depósito de garantía

El importe que resulte de aplicar el cargo por energía del consumo básico de la temporada fuera de verano a los consumos mensuales que se indican, según los casos:

100 (cien) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 1 hilo de corriente

300 (trescientos) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 2 hilos de corriente

350 (trescientos cincuenta) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 3 hilos de corriente

En el caso de los servicios con facturación bimestral, el depósito de garantía será dos veces el importe que resulte de aplicar lo anterior.

5 - Temporada de verano

El verano es el período que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador de acuerdo con las citadas observaciones termométricas.

NOTA: Se continuará con la aplicación de un factor de ajuste mensual acumulativo de 1.00469 establecido en el ARTÍCULO SEGUNDO del acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación el 17 de enero del 2003. En todos los casos los ajustes mensuales serán aplicados a partir del día primero de cada mes.

Tarifa 1B 2005

Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 28 grados centígrados

1 - Aplicación

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, departamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 28 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicarseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 28 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanza el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos ó más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

2 - Cuotas aplicables mensualmente

Se aplicarán los siguientes cargos por la energía consumida en función de la temporada del año.

Elige el mes en que comienza el verano en tu localidad

Elige el mes que deseas consultar

3 Mínimo mensual

El equivalente a 25 (veinticinco) kilowatts-hora

4 - Depósito de garantía

El importe que resulte de aplicar el cargo por energía del consumo básico de la temporada fuera de verano a los consumos mensuales que se indican, según los casos:

100 (cien) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 1 hilo de corriente

300 (trescientos) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 2 hilos de corriente

350 (trescientos cincuenta) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 3 hilos de corriente

En el caso de los servicios con facturación bimestral, el depósito de garantía será dos veces el importe que resulte de aplicar lo anterior.

5 - Temporada de verano

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador de acuerdo con las citadas observaciones termométricas.

4

NOTA: Se continuará con la aplicación de un factor de ajuste mensual acumulativo de 1.00469 establecido en el ARTÍCULO SEGUNDO del acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación el 17 de enero del 2003. En todos los casos los ajustes mensuales serán aplicados a partir del día primero de cada mes.

Tarifa 1C 2005

Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 30 grados centígrados

1 - Aplicacion

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 30 grados centígrados como mínimo. Estos servicios solo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 30 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanza el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

2 - Cuotas aplicables mensualmente

Se aplicarán los siguientes cargos por la energía consumida en función de la temporada del año.

Elige el mes en que comienza el verano en tu localidad

Elige el mes que deseas consultar

3 Mínimo mensual

El equivalente a 25 (veinticinco) kilowatts-hora

4 - Deposito de garantía

El importe que resulte de aplicar el cargo por energía del consumo básico de la temporada fuera de verano a los consumos mensuales que se indican, según los casos:

100 (cien) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 1 hilo de corriente

300 (trescientos) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 2 hilos de corriente

350 (trescientos cincuenta) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 3 hilos de corriente

En el caso de los servicios con facturación bimestral, el depósito de garantía será dos veces el importe que resulte de aplicar lo anterior.

5 - Temporada de verano

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador de acuerdo con las citadas observaciones termométricas.

NOTA: Se continuará con la aplicación de un factor de ajuste mensual acumulativo de 1.00469 establecido en el ARTÍCULO SEGUNDO del acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación el 17 de enero del 2003. En todos los casos los ajustes mensuales serán aplicados a partir del día primero de cada mes.

Tarifa 1D 2005

Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 31 grados centígrados

1 - Aplicación

Esta tarifa se aplicara a todos los servicios que destinen la energia para uso exclusivamente domestico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 31 grados centígrados como mínimo. Estos servicios solo se suministrarán en baja tensión y no debera aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general

Se considerara que una localidad alcanza la temperatura media minima en verano de 31 grados centígrados, cuando alcance el limite indicado durante tres o mas años de los últimos cinco de que se disponga de la informacion correspondiente. Se considerara que durante un año alcanzo el limite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos ó mas, segun los reportes elaborados por la Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales

2 - Cuotas aplicables mensualmente

Se aplicaran los siguientes cargos por la energia consumida en funcion de la temporada del año

Elige el mes en que comienza el verano en tu localidad

Elige el mes que deseas consultar

3 Minimo mensual

El equivalente a 25 (veinticinco) kilowatts-hora

4 - Deposito de garantia

El importe que resulte de aplicar el cargo por energia del consumo basico de la temporada fuera de verano a los consumos mensuales que se indican, segun los casos

100 (cien) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 1 hilo de corriente

300 (trescientos) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 2 hilos de corriente

350 (trescientos cincuenta) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 3 hilos de corriente

En el caso de los servicios con facturación bimestral, el depósito de garantía será dos veces el importe que resulte de aplicar lo anterior

5.- Temporada de verano

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador de acuerdo con las citadas observaciones termométricas

NOTA: Se continuará con la aplicacion de un factor de ajuste mensual acumulativo de 1.00469 establecido en el ARTICULO SEGUNDO del acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federacion el 17 de enero del 2003. En todos los casos los ajustes mensuales serán aplicados a partir del dia primero de cada mes

Tarifa 1E 2005

Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 32 grados centígrados

1 - Aplicación

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 32 grados centígrados como mínimo. Estos servicios solo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicarseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 32 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres ó más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

2 - Cuotas aplicables mensualmente

Se aplicarán los siguientes cargos por la energía consumida en función de la temporada del año.

Elige el mes en que comienza el verano en tu localidad

Elige el mes que deseas consultar

3 Mínimo mensual

El equivalente a 25 (veinticinco) kilowatts-hora

4 - Depósito de garantía

El importe que resulte de aplicar el cargo por energía del consumo básico de la temporada fuera de verano a los consumos mensuales que se indican, según los casos:

100 (cien) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 1 hilo de corriente

300 (trescientos) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 2 hilos de corriente

350 (trescientos cincuenta) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 3 hilos de corriente

En el caso de los servicios con facturación bimestral, el depósito de garantía será dos veces el importe que resulte de aplicar lo anterior.

5 - Temporada de verano

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador de acuerdo con las citadas observaciones termométricas.

NOTA: Se continuará con la aplicación de un factor de ajuste mensual acumulativo de 1.00469 establecido en el ARTICULO SEGUNDO del acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación el 17 de enero del 2003. En todos los casos los ajustes mensuales serán aplicados a partir del día primero de cada mes.

Tarifa 1F 2005

Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 33 grados centígrados

1.- Aplicación

Esta tarifa se aplicara a todos los servicios que destinen la energia para uso exclusivamente domestico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 33 grados centigrados como minimo. Estos servicios solo se suministrarán en baja tension y no deberá aplicarseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media minima en verano de 33 grados centigrados, cuando alcance el limite indicado durante tres o mas años de los ultimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerara que durante un año alcanzo el limite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, segun los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

2 - Cuotas aplicables mensualmente

Se aplicaran los siguientes cargos por la energia consumida en función de la temporada del año.

Elige el mes en que comienza el verano en tu localidad

Elige el mes que deseas consultar

3. Minimo mensual

El equivalente a 25 (veinticinco) kilowatts-hora

4 - Deposito de garantía

El importe que resulte de aplicar el cargo por energía del consumo basico de la temporada fuera de verano a los consumos mensuales que se indican, segun los casos:

100 (cien) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 1 hilo de corriente

300 (trescientos) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 2 hilos de corriente

350 (trescientos cincuenta) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 3 hilos de corriente

En el caso de los servicios con facturación bimestral, el depósito de garantía será dos veces el importe que resulte de aplicar lo anterior.

5.- Temporada de verano

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador de acuerdo con las citadas observaciones termométricas a que se refiere el segundo parrafo del numeral 1 del presente acuerdo.

NOTA: Se continuara con la aplicacion de un factor de ajuste mensual acumulativo de 1.00469 establecido en el ARTICULO SEGUNDO del acuerdo publicado en el Diario

**TARIFAS DOMESTICAS, 2005
CARGOS POR ENERGIA (\$/kWh)**

Tarifa 1

Para consumo hasta 140 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-75	0 559	0 562	0 565	0 568	0 571	0 574	0 577	0 580	0 583	0 586	0 589	0 592	0 595
Intermedio	0 673	0 676	0 679	0 682	0 685	0 688	0 691	0 694	0 697	0 700	0 703	0 706	0 709

Para consumo superior a 140 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-75	0 559	0 562	0 565	0 568	0 571	0 574	0 577	0 580	0 583	0 586	0 589	0 592	0 595
Intermedio 76-125	0 931	0 935	0 939	0 943	0 947	0 951	0 955	0 959	0 963	0 968	0 973	0 978	0 983
Excedente	1 961	1 970	1 979	1 988	1 997	2 006	2 015	2 024	2 033	2 043	2 053	2 063	2 073

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a 250 kWh/mes, se reclasificará el servicio en la Tarifa Domestica de Alto Consumo (DAC) que le corresponda, de acuerdo a tu localidad

Tarifa 1A

TEMPORADA DE VERANO

El periodo de aplicacion de esta tarifa comprende los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo a los observaciones de las estaciones termométricas que rijan en cada area. Los 6 meses restantes se aplican los precios de la temporada Fuera de Verano

Para consumo hasta 150 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-100	0 491	0 493	0 495	0 497	0 499	0 501	0 503	0 505	0 507	0 509	0 511	0 513	0 515
Intermedio	0 580	0 583	0 586	0 589	0 592	0 595	0 598	0 601	0 604	0 607	0 610	0 613	0 616

Para consumo superior a 150 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-100	0 491	0 493	0 495	0 497	0 499	0 501	0 503	0 505	0 507	0 509	0 511	0 513	0 515
Intermedio 101-150	0 731	0 734	0 737	0 740	0 743	0 746	0 749	0 753	0 757	0 761	0 765	0 769	0 773
Excedente	1 961	1 970	1 979	1 988	1 997	2 006	2 015	2 024	2 033	2 043	2 053	2 063	2 073

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a 300 kWh/mes, se reclasificará el servicio en la Tarifa Domestica de Alto Consumo (DAC) que le corresponda, de acuerdo a tu localidad

TEMPORADA FUERA DE VERANO

Para consumo hasta 150 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-75	0 559	0 562	0 565	0 568	0 571	0 574	0 577	0 580	0 583	0 586	0 589	0 592	0 595
Intermedio	0 673	0 676	0 679	0 682	0 685	0 688	0 691	0 694	0 697	0 700	0 703	0 706	0 709

Para consumo superior a 150 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-75	0 559	0 562	0 565	0 568	0 571	0 574	0 577	0 580	0 583	0 586	0 589	0 592	0 595
Intermedio 76-125	0 931	0 935	0 939	0 943	0 947	0 951	0 955	0 959	0 963	0 968	0 973	0 978	0 983
Excedente	1 961	1 970	1 979	1 988	1 997	2 006	2 015	2 024	2 033	2 043	2 053	2 063	2 073

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a 300 kWh/mes, se reclasificará el servicio en la Tarifa Domestica de Alto Consumo (DAC) que le corresponda, de acuerdo a tu localidad

Tarifa 1B

TEMPORADA DE VERANO

El periodo de aplicacion de esta tarifa comprende los 6 meses mas cálidos del año, de acuerdo a los observaciones de las estaciones termometricas que rijan en cada area. Los 6 meses restantes se aplican los precios de la temporada Fuera de Verano

Para consumo hasta 225 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-125	0 491	0 493	0 495	0 497	0 499	0 501	0 503	0 505	0 507	0 509	0 511	0 513	0 515
Intermedio	0 580	0 583	0 586	0 589	0 592	0 595	0 598	0 601	0 604	0 607	0 610	0 613	0 616

Para consumo superior a 225 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-125	0 491	0 493	0 495	0 497	0 499	0 501	0 503	0 505	0 507	0 509	0 511	0 513	0 515
Intermedio 126-200	0 731	0 734	0 737	0 740	0 743	0 746	0 749	0 753	0 757	0 761	0 765	0 769	0 773
Excedente	1 961	1 970	1 979	1 988	1 997	2 006	2 015	2 024	2 033	2 043	2 053	2 063	2 073

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a 400 kWh/mes, se reclasificará el servicio en la Tarifa Domestica de Alto Consumo (DAC) que le corresponda, de acuerdo a tu localidad

TEMPORADA FUERA DE VERANO

Para consumo hasta 175 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-75	0 559	0 562	0 565	0 568	0 571	0 574	0 577	0 580	0 583	0 586	0 589	0 592	0 595
Intermedio	0 673	0 676	0 679	0 682	0 685	0 688	0 691	0 694	0 697	0 700	0 703	0 706	0 709

Para consumo superior a 175 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Intermedio 1-75	0 559	0 562	0 565	0 568	0 571	0 574	0 577	0 580	0 583	0 586	0 589	0 592	0 595
Intermedio 76-150	0 931	0 935	0 939	0 943	0 947	0 951	0 955	0 959	0 963	0 968	0 973	0 978	0 983
Excedente	1 961	1 970	1 979	1 988	1 997	2 006	2 015	2 024	2 033	2 043	2 053	2 063	2 073

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a 400 kWh/mes, se reclasificará el servicio en la Tarifa Domestica de Alto Consumo (DAC) que le corresponda, de acuerdo a tu localidad

Tarifa 1C

TEMPORADA DE VERANO

El periodo de aplicación de esta tarifa comprende los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo a los observaciones de las estaciones termometricas que rijan en cada area. Los 6 meses restantes se aplican los precios de la temporada Fuera de Verano

Para consumo hasta 300 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	Ma	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-150	0 491	0 493	0 495	0 497	0 499	0 501	0 503	0 505	0 507	0 509	0 511	0 513	0 515
Intermedio	0 580	0 583	0 586	0 589	0 592	0 595	0 598	0 601	0 604	0 607	0 610	0 613	0 616

Para consumo superior a 300 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	Ma	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-150	0 491	0 493	0 495	0 497	0 499	0 501	0 503	0 505	0 507	0 509	0 511	0 513	0 515
Intermedio 151-450	0 731	0 734	0 737	0 740	0 743	0 746	0 749	0 753	0 757	0 761	0 765	0 769	0 773
Excedente	1 961	1 970	1 979	1 988	1 997	2 006	2 015	2 024	2 033	2 043	2 053	2 063	2 073

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los ultimos 12 meses sea superior a 850 kWh/mes, se reclasificará el servicio en la Tarifa Domestica de Alto Consumo (DAC) que le corresponda, de acuerdo a tu localidad

TEMPORADA FUERA DE VERANO

Para consumo hasta 175 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	Ma	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-75	0 559	0 562	0 565	0 568	0 571	0 574	0 577	0 580	0 583	0 586	0 589	0 592	0 595
Intermedio	0 673	0 676	0 679	0 682	0 685	0 688	0 691	0 694	0 697	0 700	0 703	0 706	0 709

Para consumo superior a 175 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	Ma	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-75	0 559	0 562	0 565	0 568	0 571	0 574	0 577	0 580	0 583	0 586	0 589	0 592	0 595
Intermedio 76-150	0 931	0 935	0 939	0 943	0 947	0 951	0 955	0 959	0 963	0 968	0 973	0 978	0 983
Excedente	1 961	1 970	1 979	1 988	1 997	2 006	2 015	2 024	2 033	2 043	2 053	2 063	2 073

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a 850 kWh/mes, se reclasificara el servicio en la Tarifa Domestica de Alto Consumo (DAC) que le corresponda, de acuerdo a tu localidad

Tarifa 1D

TEMPORADA DE VERANO

El periodo de aplicación de esta tarifa comprende los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo a las observaciones de las estaciones termometricas que rijan en cada área. Los 6 meses restantes se aplican los precios de la temporada Fuera de Verano

Para consumo hasta 400 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	Ma	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-175	0 491	0 493	0 495	0 497	0 499	0 501	0 503	0 505	0 507	0 509	0 511	0 513	0 515

Tarifas - CFE

Intermedio	0 580	0 583	0 586	0 589	0 592	0 595	0 598	0 601	0 604	0 607	0 610	0 613	0 616
-------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Para consumo superior a 400 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	Ma.	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-175	0 491	0 493	0 495	0 497	0 499	0 501	0 503	0 505	0 507	0 509	0 511	0 513	0 515
Intermedio 176-600	0 731	0 734	0 737	0 740	0 743	0 746	0 749	0 753	0 757	0 761	0 765	0 769	0 773
Excedente	1 961	1 970	1 979	1 988	1 997	2 006	2 015	2 024	2 033	2 043	2 053	2 063	2 073

Quando el consumo mensual promedio registrado en los ultimos 12 meses sea superior a 1,000 kWh/mes, se reclasificara el servicio en la tarifa Domestica de Alto Consumo (DAC) que le corresponda, de acuerdo a tu localidad

TEMPORADA FUERA DE VERANO

Para consumo hasta 200 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	Ma.	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-75	0 559	0 562	0 565	0 568	0 571	0 574	0 577	0 580	0 583	0 586	0 589	0 592	0 595
Intermedio	0 673	0 676	0 679	0 682	0 685	0 688	0 691	0 694	0 697	0 700	0 703	0 706	0 709

Para consumo superior a 200 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	Ma.	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-75	0 559	0 562	0 565	0 568	0 571	0 574	0 577	0 580	0 583	0 586	0 589	0 592	0 595
Intermedio 76-175	0 931	0 935	0 939	0 943	0 947	0 951	0 955	0 959	0 963	0 968	0 973	0 978	0 983
Excedente	1 961	1 970	1 979	1 988	1 997	2 006	2 015	2 024	2 033	2 043	2 053	2 063	2 073

Quando el consumo mensual promedio registrado en los ultimos 12 meses sea superior a 1,000 kWh/mes, se reclasificara el servicio en la tarifa Domestica de Alto Consumo (DAC) que le corresponda, de acuerdo a tu localidad

Tarifa 1E

TEMPORADA DE VERANO

El periodo de aplicación de esta tarifa comprende los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo a los observaciones de las estaciones termometricas que rijan en cada area. Los 6 meses restantes se aplican los precios de la temporada Fuera de Verano

Para consumo hasta 750 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	Ma.	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-300	0 404	0 406	0 408	0 410	0 412	0 414	0 416	0 418	0 420	0 422	0 424	0 426	0 428
Intermedio	0 518	0 520	0 522	0 524	0 526	0 528	0 530	0 532	0 534	0 537	0 540	0 543	0 546

Para consumo superior a 750 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	Ma.	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-300	0 404	0 406	0 408	0 410	0 412	0 414	0 416	0 418	0 420	0 422	0 424	0 426	0 428
Intermedio 301-900	0 667	0 670	0 673	0 676	0 679	0 682	0 685	0 688	0 691	0 694	0 697	0 700	0 703
Excedente	1 961	1 970	1 979	1 988	1 997	2 006	2 015	2 024	2 033	2 043	2 053	2 063	2 073

Quando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a 2,000 kWh/mes, se reclasificará el servicio en la tarifa Domestica de Alto Consumo (DAC) que le

Tarifas - CFE

corresponda, de acuerdo a tu localidad

TEMPORADA FUERA DE VERANO

Para consumo hasta 250 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	Ma	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-75	0 559	0 562	0 565	0 568	0 571	0 574	0 577	0 580	0 583	0 586	0 589	0 592	0 595
Intermedio 76-200	0 673	0 676	0 679	0 682	0 685	0 688	0 691	0 694	0 697	0 700	0 703	0 706	0 709
Excedente	1 961	1 970	1 979	1 988	1 997	2 006	2 015	2 024	2 033	2 043	2 053	2 063	2 073

Para consumo superior a 250 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	Ma	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-75	0 559	0 562	0 565	0 568	0 571	0 574	0 577	0 580	0 583	0 586	0 589	0 592	0 595
Intermedio 76-200	0 931	0 935	0 939	0 943	0 947	0 951	0 955	0 959	0 963	0 968	0 973	0 978	0 983
Excedente	1 961	1 970	1 979	1 988	1 997	2 006	2 015	2 024	2 033	2 043	2 053	2 063	2 073

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a 2,000 kWh/mes, se reclasificará el servicio en la tarifa Domestica de Alto Consumo (DAC) que le corresponda, de acuerdo a tu localidad

Tarifa 1F

TEMPORADA DE VERANO

El periodo de aplicacion de esta tarifa comprende los 6 meses mas calidos del año, de acuerdo a los observaciones de las estaciones termométricas que rijan en cada area. Los 6 meses restantes se aplican los precios de la temporada Fuera de Verano

Para consumo hasta 1,200 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	Ma	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-300	0 404	0 406	0 408	0 410	0 412	0 414	0 416	0 418	0 420	0 422	0 424	0 426	0 428
Excedente	0 518	0 520	0 522	0 524	0 526	0 528	0 530	0 532	0 534	0 537	0 540	0 543	0 546

Para consumo superior a 1,200 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	Ma	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-300	0 404	0 406	0 408	0 410	0 412	0 414	0 416	0 418	0 420	0 422	0 424	0 426	0 428
Intermedio Bajo 301-1,200	0 667	0 670	0 673	0 676	0 679	0 682	0 685	0 688	0 691	0 694	0 697	0 700	0 703
Intermedio Alto 1,201-2,500	1 236	1 242	1 248	1 254	1 260	1 266	1 272	1 278	1 284	1 290	1 296	1 302	1 308
Excedente	1 961	1 970	1 979	1 988	1 997	2 006	2 015	2 024	2 033	2 043	2 053	2 063	2 073

TEMPORADA FUERA DE VERANO

Para consumo hasta 250 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	Ma	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-75	0 559	0 562	0 565	0 568	0 571	0 574	0 577	0 580	0 583	0 586	0 589	0 592	0 595
Intermedio													

76-200	0 673	0 676	0 679	0 682	0 685	0 688	0 691	0 694	0 697	0 700	0 703	0 706	0 709
Excedente	1 961	1 970	1 979	1 988	1 997	2 006	2 015	2 024	2 033	2 043	2 053	2 063	2 073

Para consumo superior a 250 kWh mensuales

Rango de consumo	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-75	0 559	0 562	0 565	0 568	0 571	0 574	0 577	0 580	0 583	0 586	0 589	0 592	0 595
Intermedio 76-200	0 931	0 935	0 939	0 943	0 947	0 951	0 955	0 959	0 963	0 968	0 973	0 978	0 983
Excedente	1 961	1 970	1 979	1 988	1 997	2 006	2 015	2 024	2 033	2 043	2 053	2 063	2 073

Quando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a 2.500 kWh/mes, se reclasificara el servicio en la tarifa Domestica de Alto Consumo (DAC) que le corresponda, de acuerdo a tu localidad

Consultar tarifas de



subir regresar imprimir

Tarifa DAC 2005

Servicio doméstico de alto consumo

1 - Aplicación

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, considerada de alto consumo o que por las características del servicio así se requiera

2 - Alto consumo

Se considera que un servicio es de alto consumo cuando registra un consumo mensual promedio superior al límite de alto consumo definido para su localidad

3 - Consumo mensual promedio

El consumo mensual promedio registrado por el usuario se determinará con el promedio móvil del consumo durante los últimos 12 meses

4 - Límite de alto consumo

El límite de alto consumo se define para cada localidad en función de la tarifa en la que se encuentre clasificada

Tarifa 1	250 (doscientos cincuenta)	kWh/mes
Tarifa 1A	300 (trescientos)	kWh/mes
Tarifa 1B	400 (cuatrocientos)	kWh/mes
Tarifa 1C	850 (ochocientos cincuenta)	kWh/mes
Tarifa 1D	1,000 (un mil)	kWh/mes
Tarifa 1E	2,000 (dos mil)	kWh/mes
Tarifa 1F	2,500 (dos mil quinientos)	kWh/mes

Cuando el Consumo Mensual Promedio del usuario sea superior al Límite de Alto Consumo se le reclasificará a la Tarifa Doméstica de Alto Consumo

5 - Temporada de verano

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador de acuerdo con los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales y que se detallan para cada una de las tarifas en el presente Acuerdo

6 - Cuotas aplicables en el mes de

ABRIL de 2005

Región	Cargo Fijo	Cargo por energía consumida (\$/kWh)	
	\$/mes	Temporada de	Temporada Fuera de

		Verano	Verano
Baja California	\$ 49 11	\$ 2 065	\$ 1 777
Baja California Sur	\$ 49 11	\$ 2 249	\$ 1 777
Noroeste	\$ 49 11	\$ 2 092	\$ 1 915

Region	Cargo Fijo	Cargo por energia consumida (\$/kWh)
	\$/mes	
Central	\$ 49 11	\$ 2 123
Norte y Noreste	\$ 49 11	\$ 1 934
Sur y Peninsular	\$ 49 11	\$ 1 969

7. Minimo mensual

El cargo fijo, mas el equivalente de 25 (veinticinco) kilowatts-hora

8 Consumo mensual promedio menor al nivel de alto consumo

Cuando el usuario mantenga un Consumo Mensual Promedio inferior al Limite de Alto Consumo fijado para su localidad, el suministrador aplicara la Tarifa de Servicio Domestico correspondiente

9. Deposito en garantia

El Deposito de Garantia debera cubrir el importe establecido en la tarifa de servicio domestico correspondiente a la localidad

10. Suministro en media tension y tarifa horaria

Los usuarios podran ser suministrados en media tension con la tarifa horaria correspondiente

Consultar tarifas de: 2005 ▾



subir regresar imprimir

DOMESTICAS DE ALTO CONSUMO (DAC), 2005

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente domestico Se considera de alto consumo cuando registra un consumo mensual promedio superior al limite de alto consumo definido para tu localidad

El consumo mensual promedio se determinará con el promedio móvil del consumo registrado por el usuario en los ultimos 12 meses

Cuando el Consumo Mensual Promedio sea inferior al Limite de Alto consumo fijado en la localidad, se aplicara la tarifa domestica 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E y 1F, que corresponda

El limite de alto consumo se define en funcion de la tarifa domestica 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E y 1F , que se aplique en tu localidad

TARIFA	LIMITE
1	250 kWh/mes
1A	300 kWh/mes
1B	400 kWh/mes
1C	850 kWh/mes
1D	1,000 kWh/mes
1E	2,000 kWh/mes
1F	2,500 kWh/mes

REGION BAJA CALIFORNIA

CUOTAS MENSUALES EN VERANO

El periodo de aplicacion de las cuotas de verano comprende los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo a las observaciones de las estaciones termometricas que rijan en cada localidad Los 6 meses restantes se aplican las cuotas Fuera de Verano

CARGOS POR	Dic /2004	Ene 01-21	CARGOS POR	Ene 22-31	Feb.	Mar	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Cargo fijo (\$/mes)	50 54	51 62	Cargo fijo (\$/mes)	51 62	50 36	49 93	49 11								
Cuotas por energía consumida en verano (\$ / kWh)															
1-500 kWh	2 125	2 170	Energía (\$/kWh)	2 170	2 117	2 099	2 065								
kWh Adicionales	2 649	2 705													

CUOTAS MENSUALES FUERA DE VERANO

CARGOS POR	Dic./2004	Ene. 01-21	CARGOS POR	Ene. 22-31	Feb	Mar.	Abr	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep	Oct	Nov.	Dic.
Cargo fijo (\$/mes)	50 54	51 62	Cargo fijo (\$/mes)	51 62	50 36	49 93	49 11								
Cuotas por energía consumida en verano (\$ / kWh)															
1-500 kWh	1 829	1 868	Energía (\$/kWh)	1 868	1 822	1 807	1 777								
kWh Adicionales	2 559	2 614													

REGION BAJA CALIFORNIA SUR

CUOTAS MENSUALES EN VERANO

El periodo de aplicacion de las cuotas de verano comprende los 6 meses mas cálidos del año, de acuerdo a las observaciones de las estaciones termometricas que rijan en cada localidad. Los 6 meses restantes se aplican las cuotas Fuera de Verano

CARGOS POR	Dic /2004	Ene. 01-21	CARGOS POR	Ene. 22-31	Feb	Mar.	Abr.	May	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov	Dic.
Cargo fijo (\$/mes)	50 54	51 62	Cargo fijo (\$/mes)	51 62	50 36	49 93	49 11								
Cuotas por energia consumida en verano (\$ / kWh)															
1-500 kWh	2 316	2 365	Energia (\$/kWh)	2 365	2 307	2 287	2 249								
kWh Adicionales	2 811	2 871													

CUOTAS MENSUALES FUERA DE VERANO

CARGOS POR	Dic /2004	Ene. 01-21	CARGOS POR	Ene. 22-31	Feb	Mar.	Abr	May	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov	Dic
Cargo fijo (\$/mes)	50 54	51 62	Cargo fijo (\$/mes)	51 62	50 36	49 93	49 11								
Cuotas por energia consumida en verano (\$ / kWh)															
1-500 kWh	1 829	1 868	Energia (\$/kWh)	1 868	1 822	1 807	1 777								
kWh Adicionales	2 559	2 614													

REGION NOROESTE

CUOTAS MENSUALES EN VERANO

El periodo de aplicacion de las cuotas de verano comprende los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo a las observaciones de las estaciones termométricas que rijan en cada localidad. Los 6 meses restantes se aplican las cuotas Fuera de Verano

CARGOS POR	Dic /2004	Ene. 01-21	CARGOS POR	Ene. 22-31	Feb	Mar	Abr.	May	Jun	Jul	Ago.	Sep.	Oct	Nov	Dic.
Cargo fijo (\$/mes)	50 54	51 62	Cargo fijo (\$/mes)	51 62	50 36	49 93	49 11								
Cuotas por energia consumida en verano (\$ / kWh)															
1-500 kWh	2 153	2 199	Energia (\$/kWh)	2 199	2 145	2 127	2 092								
kWh Adicionales	2 811	2 871													

CUOTAS MENSUALES FUERA DE VERANO

CARGOS	Dic /2004	Ene. 01-	CARGOS	Ene. 22-	Feb	Mar	Abr.	May	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
--------	-----------	----------	--------	----------	-----	-----	------	-----	------	------	------	------	------	------	------

POR		21	POR	31														
Cargo fijo (\$/mes)	50 54	51 62	Cargo fijo (\$/mes)	51 62	50 36	49 93	49 11											
Cuotas por energía consumida en verano (S / kWh)																		
1-500 kWh	1 971	2 013	Energía (\$/kWh)	2 013	1 964	1 947	1 915											
kWh Adicionales	2 559	2 614																

REGION NORTE Y NORESTE

CUOTAS MENSUALES

CARGOS POR	Dic./2004	Ene. 01-21	CARGOS POR	Ene. 22-31	Feb	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago	Sep.	Oct	Nov.	Dic
Cargo fijo (\$/mes)	50 54	51 62	Cargo fijo (\$/mes)	51 62	50 36	49 93	49 11								
Cuotas por energía consumida en verano (S / kWh)															
1-500 kWh	1 991	2 033	Energía (\$/kWh)	2 033	1 983	1 966	1 934								
kWh Adicionales	2 811	2 871													

REGION SUR Y PENINSULAR

CUOTAS MENSUALES

CARGOS POR	Dic./2004	Ene. 01-21	CARGOS POR	Ene. 22-31	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago	Sep.	Oct	Nov.	Dic
Cargo fijo (\$/mes)	50 54	51 62	Cargo fijo (\$/mes)	51 62	50 36	49 93	49 11								
Cuotas por energía consumida en verano (S / kWh)															
1-500 kWh	2 027	2 070	Energía (\$/kWh)	2 070	2 019	2 002	1 969								
kWh Adicionales	2 811	2 871													

REGION CENTRAL

CUOTAS MENSUALES

CARGOS POR	Dic /2004	Ene. 01-21	CARGOS POR	Ene. 22-31	Feb.	Mar	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic
Cargo fijo (\$/mes)	50 54	51 62	Cargo fijo (\$/mes)	51 62	50 36	49 93	49 11								
Cuotas por energía consumida en verano (S / kWh)															
1-500 kWh	2 185	2 232	Energía (\$/kWh)	2 232	2 177	2 158	2 123								
kWh Adicionales	2 811	2 871													

Consultar tarifas de: 2005 ▾

Tarifa 5 (2004 - 2005)**Servicio para alumbrado público****1.- Aplicación**

Esta tarifa sólo se aplicará al suministro de energía eléctrica para el servicio a semáforos, alumbrado y alumbrado ornamental por temporadas, de calles, plazas, parques y jardines publicos En las zonas conurbadas del Distrito Federal, Monterrey y Guadalajara, definiéndose estas como las señaladas en la Segunda Resolucion de la Secretaria de Hacienda y Credito Publico, que reforma y adiciona a la que establece reglas generales y otras disposiciones de carácter fiscal para el año de 1989, en su regla 81-A, y en al Cuarta Resolucion que reforma, adiciona y deroga algunas disposiciones de la que establece reglas generales y otras disposiciones de caracter fiscal para el año de 1989, publicadas en el Diario Oficial de la Federacion, los dias 2 de mayo y 26 de junio de 1989, respectivamente

2 - Horario

Del anochecer al amanecer del dia siguiente, excepto el servicio a semaforos, o el que se establezca en los convenios que en cada caso suscriban las partes contratantes

3 - Cuentas aplicables en el mes de de 2005.

3.1 Cargo por la energía consumida en los servicios suministrados en media tension

\$ 1.603 por cada kilowatt-hora

3.2 Cargo por la energía consumida en los servicios suministrados en baja tensión

\$ 1.908 por cada kilowatt-hora

4 - Minimo mensual

La cantidad que resulte de aplicar las cuotas correspondientes al consumo equivalente a 4 horas diarias del servicio de la demanda contratada

5 - Consumo de energia

Normalmente se mediran los consumos de energia, aunque en los contratos respectivos se establezcan el o los procedimientos para determinar el consumo de energia, de acuerdo con las características en que se efectue el suministro de servicio y de conformidad con las normas aplicables

6 - Demanda por contratar

La demanda por contratar correspondera al 100% de la carga conectada Cualquier fraccion de kilowatt se tomara como kilowatt completo

7 - Reposicion de lámparas

El prestador del servicio debera reponer las lámparas, los aparatos y materiales accesorios que requiera la operacion de las mismas

Tratandose de alumbrado público, cuando el suministrador este de acuerdo en tomar a su cargo la reposicion de las lamparas y dispositivos necesarios, se fijara en los contratos la forma para el cobro de los gastos que origine este servicio adicional al del suministro de energia

8.- Depósito de garantia

Sera 4 veces el minimo mensual aplicable

Nota: Se continuará con la aplicacion de un factor de ajuste mensual acumulativo de 1.00483 establecido en el ARTICULO SEGUNDO del acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federacion el 17 de enero del 2003 En todos los casos los ajustes mensuales serán aplicados a partir del día primero de cada mes

Tarifa 5-A (2004 - 2005)**Servicio para alumbrado público****1 - Aplicación**

Esta tarifa sólo se aplicara al suministro de energía eléctrica para el servicio a semáforos, alumbrado y alumbrado ornamental por temporadas, de calles, plazas, parques y jardines publicos en todo el país exceptuándose las circunscripciones para las cuales rige la tarifa 5

2 - Horario

Del anochecer al amanecer del día siguiente, excepto el servicio a semáforos, o el que se establezca en los convenios que en cada caso suscriban las partes contratantes

3 - Cuotas aplicables en el mes de de 2005

3.1 Cargo por la energía consumida en los servicios suministrados en media tensión

\$ 1.324 por cada kilowatt-hora

3.2 Cargo por la energía consumida en los servicios suministrados en baja tensión

\$ 1.575 por cada kilowatt-hora

4.- Mínimo mensual

La cantidad que resulte de aplicar las cuotas correspondientes al consumo equivalente a 4 horas diarias del servicio de la demanda contratada

5 - Consumo de energía

Normalmente se medirán los consumos de energía, aunque en los contratos respectivos se establecieron el o los procedimientos para determinar el consumo de energía, de acuerdo con las características en que se efectúe el suministro de servicio y de conformidad con las normas aplicables

6 - Demanda por contratar

La demanda por contratar corresponderá al 100% de la carga conectada. Cualquier fracción de kilowatt se tomara como kilowatt completo

7.- Reposición de lámparas

El prestador del servicio deberá reponer las lámparas, los aparatos y materiales accesorios que requiera la operación de las mismas

Tratándose de alumbrado público, cuando el suministrador este de acuerdo en tomar a su cargo la reposición de las lámparas y dispositivos necesarios, se fijara en los contratos la forma para el cobro de los gastos que origine este servicio adicional al del suministro de energía

8 - Depósito de garantía

Sera 4 veces el mínimo mensual aplicable

Nota: Se continuará con la aplicación de un factor de ajuste mensual acumulativo de 1.00483 establecido en el ARTICULO SEGUNDO del acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación el 17 de enero del 2003. En todos los casos los ajustes mensuales serán aplicados a partir del día primero de cada mes

Consultar tarifas de:

Tarifa 6 (2004 - 2005)**Servicio para bombeo de aguas potables o negras, de servicio público****1.- Aplicacion**

Esta tarifa se aplicara al suministro de energía eléctrica para servicio público de bombeo de aguas potables o negras

2 - Cuotas aplicables en el mes de de 2005

2 1 Cargo fijo, independiente de la energía consumida

\$ 180.86

2 2 Cargo adicional por la energía consumida

\$ 0.994 por cada kilowatt-hora

3 - Mínimo mensual

Cuando el usuario no haga uso del servicio, cubrira como mínimo el cargo a que se refiere el inciso 2 1

4 - Demanda por contratar

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario, su valor no será menor de 60% de la carga total conectada ni menor de la capacidad del mayor motor o aparato instalado. Cualquier fracción de kilowatt se tomara como kilowatt completo.

5.- Deposito de garantía

Será de 4 veces el mínimo mensual aplicable

6 - Servicio en tarifa de uso general

Los usuarios podrán solicitar su incorporación a la tarifa de uso general que corresponda, cuando las características de sus instalaciones y las del suministrador lo permitan.

Nota. Se continuara con la aplicación de un factor de ajuste mensual acumulativo de 1.00483 establecido en el ARTICULO SEGUNDO del acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación el 17 de enero del 2003. En todos los casos los ajustes mensuales serán aplicados a partir del día primero de cada mes.

Consultar tarifas de



subir regresar imprimir

Tarifas para servicios públicos (2004 - 2005)

Tarifa 5

Cargos por energía (\$/kWh)													
Tension	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Media	1 571	1 579	1 587	1 595	1 603	1 611	1 619	1 627	1 635	1 643	1 651	1 659	1 667
Baja	1 872	1 881	1 890	1 899	1 908	1 917	1 926	1 935	1 944	1 953	1 962	1 971	1 981

Tarifa 5A

Cargos por energía (\$/kWh)													
Tension	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Media	1 300	1 306	1 312	1 318	1 324	1 330	1 336	1 342	1 348	1 355	1 362	1 369	1 376
Baja	1 545	1 552	1 559	1 567	1 575	1 583	1 591	1 599	1 607	1 615	1 623	1 631	1 639

Tarifa 6

Cargos	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Fijo (\$)	177 40	178 26	179 12	179 99	180 86	181 73	182 61	183 49	184 38	185 27	186 16	187 06	187 96
Energía (\$/KWh)	0 974	0 979	0 984	0 989	0 994	0 999	1 004	1 009	1 014	1 019	1 024	1 029	1 034

Consultar tarifas de



subir regresar imprimir

Tarifa 9 (2004 - 2005)**Servicio para bombeo de agua para riego agrícola en baja tensión****1.- Aplicacion**

Esta tarifa se aplicará exclusivamente a los servicios en baja tensión que destinen la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo

2 - Cuotas aplicables en el mes de de 2005.

2.1 Cargo por la energía consumida

- \$ 0.511** por cada uno de los primeros 5.000 (cinco mil) kilowatts-hora
- \$ 0.566** por cada uno de los siguientes 10 000 (diez mil) kilowatts-hora
- \$ 0.621** por cada uno de los siguientes 20 000 (veinte mil) kilowatts-hora
- \$ 0.680** por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores

3 - Tension y capacidad de suministro

El suministrador solo esta obligado a proporcionar el servicio a la tensión y capacidad disponibles en el punto de entrega

4 - Demanda por contratar

La demanda por contratar la fijara inicialmente el usuario, su valor no sera menor de 60% de la carga total conectada ni menor de la capacidad del mayor motor o aparato instalado. Cualquier fraccion de kilowatt se tomara como kilowatt completo

5 - Depósito de garantía

Consultar depositos de garantia

Nota: Se continuara con la aplicacion de un factor de ajuste mensual acumulativo de 1.02 establecido en el ARTICULO SEPTIMO del acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federacion el 7 de enero del 2003. En todos los casos los ajustes mensuales seran aplicados a partir del dia primero de cada mes

Consultar tarifa de



subir regresar imprimir

Tarifa 9M (2004 - 2005)**Servicio para bombeo de agua para riego agrícola en media tensión****1.- Aplicación**

Esta tarifa se aplicará exclusivamente a los servicios en media tensión que destinen la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo

2.- Cuotas aplicables en el mes de de 2005.

2.1 Cargo por la energía consumida

- \$0.511** por cada uno de los primeros 5,000 kilowatts-hora
- \$0.574** por cada uno de los siguientes 10,000 kilowatts-hora
- \$0.625** por cada uno de los siguientes 20,000 kilowatts-hora
- \$0.684** por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores

3 - Tensión y capacidad de suministro

El suministrador sólo esta obligado a proporcionar el servicio a la tensión y capacidad disponibles en el punto de entrega

4.- Demanda por contratar

La demanda por contratar la fijara inicialmente el usuario, su valor no sera menor de 60% de la carga total conectada, ni menor de la capacidad del mayor motor o aparato instalado. Cualquier fraccion de kilowatt se tomará como kilowatt completo

5.- Depósito de garantía

Consultar depositos de garantia

Nota: Se continuara con la aplicacion de un factor de ajuste mensual acumulativo de 1.02 establecido en el ARTICULO SÉPTIMO del acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federacion el 7 de enero del 2003. En todos los casos los ajustes mensuales seran aplicados a partir del dia primero de cada mes

Consultar tarifas de.



subir regresar imprimir

Tarifa 9-CU (2004 - 2005)**Servicio para bombeo de agua para riego agrícola en media tensión****1.- Aplicación**

Esta tarifa se aplicará a los servicios en baja o media tensión que destinen la energía eléctrica para el bombeo de agua hasta por el volumen que es utilizado en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas. Asimismo, se aplicará al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo. El uso agrícola deberá ser acreditado por el usuario mediante alguna de las siguientes formas:

- 1.1 Presentar al suministrador el original y copia del Título de Concesión de aguas nacionales y/o bienes públicos inherentes, expedido por la Comisión Nacional del Agua, en el que se especifique que el agua es para uso agrícola. El suministrador regresará el original del Título de Concesión al usuario, previo cotejo de la copia de dicho documento con el mismo.
- 1.2 Para el caso de sentencias agrarias y documentos o permisos precarios vigentes, el derecho para el uso y explotación del agua para riego agrícola se podrá acreditar con el Certificado de inscripción en el Registro Público de Derechos de Agua de la Comisión Nacional del Agua.
- 1.3 Presentar la certificación por parte de la Comisión Nacional del Agua de que en los pozos de riego, los Distritos de Riego y las obras de cabeza, administrados y operados por esa Comisión, el agua es utilizada para riego agrícola, explicitando en su caso, la proporción correspondiente.
- 1.4 En los casos de los servicios de rebombeo del agua cuyas concesiones de extracción se encuentren inscritas en el Registro Público de Derechos del Agua, se requiere presentar un certificado expedido por la Comisión Nacional del Agua, en el que se establezca que el agua se utiliza para riego agrícola.

2 - Cuotas aplicables en el mes de de 2005

2.1 Cargo por la energía consumida

\$0.340 por cada kilowatt-hora

3 - Límite de energía anual

El Límite de Energía Anual (LEA), en kWh, se determinará según sea el caso de la siguiente manera:

- 3.1 Si el usuario acredita el uso del agua de acuerdo al numeral 1.1

$$LEA = 438 + K \times V \times C / e$$

Donde:

- K es una constante cuyo valor es igual a 0.0026,
- V es el Volumen de Extracción de agua, en metros cúbicos por año, establecido en el Título de Concesión,
- C es la Carga Dinámica, igual a la Profundidad de la perforación, en metros, autorizada en el Título de Concesión
- e es la eficiencia electromecánica mínima del equipo de bombeo, cuyo valor es 0.52,
- 438 es el consumo promedio anual correspondiente al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo.

En el caso de que el Título de Concesión sea para usos múltiples, el valor de V será el Volumen de Extracción de agua señalado expresamente en el Título como de uso para riego agrícola.

En el caso de que el Título de Concesión ampare varios pozos y usuarios, y no se

consigne el valor de V para cada pozo, el valor de V para los usuarios que se encuentren enlistados en el Título en cuestion se determinará considerando la parte proporcional que les corresponda

En los casos de los distritos de riego, se tomarán en cuenta los volúmenes establecidos en el Título de Concesion, o el autorizado para el consumo anual, el que resulte menor

- 3.2 Si el usuario acreditó el uso del agua de acuerdo al numeral 1.2, el LEA será determinado por el suministrador a partir de la información proporcionada por la Comisión Nacional del Agua
- 3.3 Si el usuario acreditó el uso del agua de acuerdo al numeral 1.3, el LEA será certificado por la propia Comisión Nacional del Agua, considerando para su cálculo solo el volumen de agua destinada a riego agrícola, y una eficiencia electromecánica no menor de 0.52
En los casos de los Distritos de Riego, se tomarán en cuenta los volúmenes autorizados para el consumo anual
- 3.4 Si el usuario acreditó el uso del agua de acuerdo al numeral 1.4, el LEA será determinado por el suministrador a partir de la información proporcionada por la Comisión Nacional del Agua y una eficiencia electromecánica no menor de 0.52

4 - Energía excedente

El suministrador contabilizará la energía eléctrica facturada con el cargo del numeral 2.1 durante cada año calendario. La energía eléctrica consumida que exceda el Límite de Energía Anual será facturada con los cargos de la Tarifa para Servicio para Bombeo de Agua para Riego Agrícola en Baja o Media Tensión (tarifa 9 o 9M), según corresponda

Para los fines del párrafo anterior, en caso de que durante algunos meses del año calendario el usuario haya recibido el servicio con la tarifa 9-CU, Servicio para Bombeo de Agua para Riego Agrícola en Baja o Media Tensión con Cargo Único, la energía eléctrica facturada con el cargo del numeral 2.1 de dicha tarifa se agregará a la contabilizada con la tarifa 9-N, Tarifa Nocturna para Servicio para Bombeo de Agua para Riego Agrícola en Baja o Media Tensión

5 - Tensión y capacidad de suministro

El suministrador sólo está obligado a proporcionar el servicio a la tensión y capacidad disponibles en el punto de entrega

6 - Demanda contratada

La Demanda Contratada la fija inicialmente el usuario, y su valor no será menor de la carga total conectada. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo

7 - Depósito en garantía

Consultar depósitos de garantía

Consultar tarifas de:



subir regresar imprimir

Tarifa 9-N (2004 - 2005)**Tarifa nocturna para servicio para bombeo de agua para riego agrícola en baja o media tensión****1 - Aplicación**

Esta tarifa se aplicara a los servicios en baja o media tensión que destinen la energía eléctrica exclusivamente para el bombeo de agua hasta por el volumen que es utilizado en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas. Asimismo, se aplicará al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo. La inscripción a este servicio tendrá una vigencia mínima de tres meses y será a solicitud del usuario que se encuentre al corriente en el pago de su facturación del consumo de energía eléctrica o que cuenten con convenio de pago y se encuentren al corriente del mismo. El uso agrícola deberá ser acreditado por el usuario mediante alguna de las siguientes formas:

- 1.1 Presentar al suministrador el original y copia del Título de Concesión de aguas nacionales y/o bienes públicos inherentes expedido por la Comisión Nacional del Agua, en el que se especifique que el agua es para uso agrícola. El suministrador regresará el original del Título de Concesión al usuario, previo cotejo de la copia de dicho documento con el mismo.
- 1.2 Para el caso de sentencias agrarias y documentos o permisos precarios vigentes, el derecho para el uso y explotación del agua para riego agrícola se podrá acreditar con el Certificado de inscripción en el Registro Público de Derechos de Agua de la Comisión Nacional del Agua.
- 1.3 Presentar la certificación por parte de la Comisión Nacional del Agua de que en los pozos de riego, los Distritos de Riego y las obras de cabeza, administrados y operados por esa Comisión, el agua es utilizada para riego agrícola explicitando, en su caso, la proporción correspondiente.
- 1.4 En los casos de los servicios de rebombeo del agua cuyas concesiones de extracción se encuentren inscritas en el Registro Público de Derechos de Agua, se requiere presentar un certificado expedido por la Comisión Nacional del Agua, en el que se establezca que el agua se utiliza para riego agrícola.

2.- Cuotas aplicables en el mes de de 2005.

2.1 Cargo por la energía consumida

\$0.170 por cada kilowatt-hora

3 - Límite de energía anual

El Límite de Energía Anual (LEA), en kWh, se determinará, según sea el caso, de la siguiente manera:

3.1

Si el usuario acredita el uso del agua de acuerdo al numeral 1.1

$$LEA = 438 + K \times V \times C / e$$

Donde

K es una constante cuyo valor es igual a 0.0026,

V es el Volumen de Extracción de agua, en metros cúbicos por año, establecido en el Título de Concesión,

C es la Carga Dinámica, en metros. En el caso de los pozos se considerará igual a la profundidad de la perforación autorizada en el Título de Concesión. En el caso de aguas superficiales es el diferencial de alturas entre el equipo de bombeo y la superficie del agua.

e es la eficiencia electromecánica mínima del equipo de bombeo, cuyo valor es 0.52,

438 es el consumo promedio anual correspondiente al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo.

En el caso de que el Título de Concesión sea para usos múltiples, el valor de V será el Volumen de Extracción de agua señalado expresamente en el Título como de uso para riego agrícola

En el caso de que el Título de Concesión ampare varios pozos y usuarios, y no se consigne el valor de V para cada pozo, el valor de V para los usuarios que se encuentren enlistados en el Título en cuestión se determinará considerando la parte proporcional que les corresponda

En los casos de los distritos de riego se tomarán en cuenta los volúmenes establecidos en el Título de Concesión, o el autorizado para el consumo anual, el que resulte menor

3.2 Si el usuario acredita el uso del agua de acuerdo al numeral 1.2, el LEA será determinado por el suministrador a partir de la información proporcionada por la Comisión Nacional del Agua

3.3 Si el usuario acredita el uso del agua de acuerdo al numeral 1.3, el LEA será certificado por la propia Comisión Nacional del Agua, considerando para su cálculo solo el volumen de agua destinada a riego agrícola, y una eficiencia electromecánica no menor de 0.52

En los casos de los Distritos de Riego, se tomarán en cuenta los volúmenes autorizados para el consumo anual

3.4 Si el usuario acredita el uso del agua de acuerdo al numeral 1.4, el LEA será determinado por el suministrador a partir de la información proporcionada por la Comisión Nacional del Agua y una eficiencia electromecánica no menor de 0.52

4.- Energía excedente

El suministrador contabilizará la energía eléctrica facturada con el cargo del numeral 2.1 durante cada año calendario. La energía eléctrica consumida que exceda el Límite de Energía Anual será facturada con los cargos de la Tarifa para Servicio para Bombeo de Agua para Riego Agrícola en Baja o Media Tensión (tarifa 9 o 9M), según corresponda

Para los fines del párrafo anterior, en caso de que durante algunos meses del año calendario el usuario haya recibido el servicio con la tarifa 9-CU, Servicio para Bombeo de Agua para Riego Agrícola en Baja o Media Tensión con Cargo Único, la energía eléctrica facturada con el cargo del numeral 2.1 de dicha tarifa se agregará a la contabilizada con la tarifa 9-N, Tarifa Nocturna para Servicio para Bombeo de Agua para Riego Agrícola en Baja o Media Tensión

5 - Periodo nocturno y periodo diurno

El periodo nocturno comprenderá de las 0.00 horas a las 08.00 horas y será aplicable de lunes a domingo. El periodo diurno comprenderá de las 08.00 horas a las 0.00 horas y será aplicable de lunes a domingo

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos

6 - Tensión y capacidad de suministro

El suministrador solo está obligado a proporcionar el servicio a la tensión y capacidad disponibles en el punto de entrega

7.- Demanda contratada

La Demanda Contratada la fijará inicialmente el usuario, y su valor no será menor de la carga total conectada. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo

8.- Depósito de garantía

Para los años 2003, 2004, 2005 y 2006, el deposito de garantía sera de \$15 00 (uno cinco punto cero cero pesos), \$16 00 (uno seis punto cero cero pesos), \$17 00 (uno siete punto cero cero pesos) y \$18 00 (uno ocho punto cero cero pesos) por cada kilowatt de demanda contratada, respectivamente

Los ajustes para 2004, 2005 y 2006 se aplicaran a partir del día primero de enero del año que corresponda

Consultar depositos de garantía

Consultar tarifas de.



[subir](#) [regresar](#) [imprimir](#)

Tarifas para riego agrícola (2004 - 2005)

Tarifa 9

CARGO POR ENERGIA (\$/kWh)													
Rango	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1-5000	0 472	0 481	0 491	0 501	0 511	0 521	0 531	0 542	0 553	0 564	0 575	0 587	0 599
5001-15000	0 523	0 533	0 544	0 555	0 566	0 577	0 589	0 601	0 613	0 625	0 638	0 651	0 664
15001-35000	0 574	0 585	0 597	0 609	0 621	0 633	0 646	0 659	0 672	0 685	0 699	0 713	0 727
Adic.	0 628	0 641	0 654	0 667	0 680	0 694	0 708	0 722	0 736	0 751	0 766	0 781	0 797

Tarifa 9M

CARGO POR ENERGIA (\$/kWh)													
Rango	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1-5000	0 472	0 481	0 491	0 501	0 511	0 521	0 531	0 542	0 553	0 564	0 575	0 587	0 599
5001-15000	0 530	0 541	0 552	0 563	0 574	0 585	0 597	0 609	0 621	0 633	0 646	0 659	0 672
15001-35000	0 577	0 589	0 601	0 613	0 625	0 638	0 651	0 664	0 677	0 691	0 705	0 719	0 733
Adic.	0 632	0 645	0 658	0 671	0 684	0 698	0 712	0 726	0 741	0 756	0 771	0 786	0 802

Tarifa 9CU

CARGO POR ENERGIA (\$/kWh)													
Rango	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1-5000	0 320	0 340	0 340	0 340	0 340	0 340	0 340	0 340	0 340	0 340	0 340	0 340	0 340

Tarifa 9N

CARGO POR ENERGIA (\$/kWh)													
Rango	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1-5000	0 160	0 170	0 170	0 170	0 170	0 170	0 170	0 170	0 170	0 170	0 170	0 170	0 170

Consultar tarifas de:



subir regresar imprimir

Tarifa 7 (2004 - 2005)**Servicio temporal****1 - Aplicación**

Esta tarifa se aplicara a todos los servicios que destinen la energía temporalmente a cualquier uso, exclusivamente donde y cuando la capacidad de las instalaciones del suministrador lo permitan y éste tenga líneas de distribución adecuadas para dar el servicio

2 - Horario

Lo convenido en cada caso entre el suministrador y el usuario, el que no debera hacer uso del servicio fuera del horario estipulado

3 - Cuotas aplicables en el mes de de 2005

3.1 Cargo por demanda

\$ 105.55 por cada kilowatt de demanda

3.2 Cargo adicional por la energía consumida

\$ 2.861 por cada kilowatt-hora

4 - Contratacion del servicio y determinación de la energía electrica

Los contratos se celebraran por el numero de dias consecutivos por los que el usuario quiera disponer del servicio

Ningun servicio temporal podrá tener una vigencia mayor de 30 días excepto en los casos de personas o negociaciones que utilicen máquinas de pulir, encerar y lavar pisos, pintar y soldar, etc , cuya vigencia puede ser por un plazo mayor. El computo de la demanda y el consumo se hara de acuerdo con la carga de aparatos instalados y el número de horas que se use el servicio, el que en ningun caso sera menor de 4 horas diarias, teniendo el suministrador derecho de verificar en cualquier tiempo la carga individual y el consumo de cada uno de los aparatos instalados

5 - Facturacion y pagos

Las cuotas se formularan aplicando el cargo por demanda y los cargos por energia, a la demanda y consumo estimados por el suministrador

Los pagos se haran por adelantado y conforme a dichas cuentas. En caso de que el suministrador mida los consumos y la demanda, podra hacer una liquidacion final a la terminacion del contrato respectivo. En este ultimo caso no se hara pago por adelantado y el usuario depositara como garantia una cantidad igual al doble de la que resulte de aplicar los cargos por demanda y energia a la demanda y consumo estimados

NOTA. Las cuotas indicadas, estaran sujetas a un ajuste automático en los términos del resolutive TERCERO del Acuerdo de Autorización de Ajuste del 28 de diciembre de 2001

Consultar tarifas de:



subir regresar imprimir

Tarifas de servicio temporal (2004 - 2005)

Tarifa 7

Dic /2004	Ene.	Feb.	Mar	Abr.	May	Jun	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Cargo por demanda (\$/kW)												
108 64	110 95	108 23	107 31	105 55								
Cargo por energia (\$/kWh)												
2 945	3 008	2 934	2 909	2 861								

Consultar tarifas de.



subir regresar imprimir

Tarifa 2 (2004 - 2005)**Servicio general hasta 25 kW de demanda****1 - Aplicación**

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda hasta de 25 kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa

2 - Cuotas aplicables en el mes de de 2005.

2.1 Cargo fijo

\$ 37.01

2.2 Cargos adicionales por energía consumida

\$ 1.445 por cada uno de los primeros 50 kilowatts-hora

\$ 1.745 por cada uno de los siguientes 50 kilowatts-hora

\$ 1.924 por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores

3 - Mínimo mensual

Cuando el usuario no haga uso del servicio cubra como mínimo el cargo fijo a que se refiere el punto 2 de esta tarifa

4 - Demanda por contratar

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario con base en sus necesidades de potencia. Cualquier fracción de kilowatt se considerará como kilowatt completo

Cuando el usuario exceda la demanda de 25 kilowatts, deberá solicitar al suministrador aplique la tarifa 3. De no hacerlo, a la tercera medición consecutiva en que exceda la demanda de 25 kilowatts, será reclasificado por el suministrador, notificándole al usuario

5 - Depósito de garantía

Es el importe que resulte de aplicar el cargo adicional por energía consumida del primer bloque del numeral 2.2 a los consumos mensuales que se indican según los casos

a) 125 kilowatts-hora para los servicios suministrados con 1 hilo de corriente

b) 350 kilowatts-hora para los servicios suministrados con 2 hilos de corriente

c) 400 kilowatts-hora para los servicios suministrados con 3 hilos de corriente

En el caso de los servicios con facturación bimestral, el depósito de garantía será dos veces el importe que resulte de aplicar lo anterior

NOTA Las cuotas indicadas, estarán sujetas a un ajuste automático en los términos del resolutivo TERCERO del Acuerdo de Autorización de Ajuste del 28 de diciembre de 2001

Consultar tarifas de



subir regresar imprimir

Tarifa 3 (2004 - 2005)**Servicio general para más de 25 kW de demanda****1 - Aplicación**

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda de más de 25 kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa

2 - Cuotas aplicables en el mes de de 2005

2.1 Cargo por demanda máxima

\$ 168.09 por cada kilowatt de demanda máxima medida

2.2 Cargo adicional por la energía consumida

\$ 1.057 por cada kilowatt-hora

3 - Mínimo mensual

El importe que resulte de aplicar 8 veces el cargo por kilowatt de demanda máxima

4 - Demanda por contratar

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario, su valor no será menor de 60% de la carga total conectada ni menor de 25 kilowatts o de la capacidad del mayor motor o aparato instalado. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo

5 - Demanda máxima medida

La demanda máxima medida se determinará mensualmente por medio de instrumentos de medición que indiquen la demanda media en kilowatts durante cualquier intervalo de 15 minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo de facturación

6.- Depósito de garantía

Es 2 veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda máxima a que se refiere el inciso 2.1 a la demanda contratada

NOTA Las cuotas indicadas, estarán sujetas a un ajuste automático en los términos del resolutive TERCERO del Acuerdo de Autorización de Ajuste del 28 de diciembre de 2001

Consultar tarifas de



[subir](#) [regresar](#) [imprimir](#)

Tarifas Generales de baja tensión (2004 - 2005)

Tarifa 2

CARGO POR ENERGÍA (\$/kWh)													
Rango	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1 - 50	1 487	1 519	1 482	1 469	1 445								
51 - 100	1 796	1 834	1 789	1 774	1 745								
Adic.	1 981	2 023	1 973	1 956	1 924								
CARGO FIJO													
(\$/mes)	38 09	38 90	37 95	37 63	37 01								

Tarifa 3

CARGO POR DEMANDA (\$/kW)													
Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
173 00	176 68	172 35	170 89	168 09									
CARGO POR ENERGÍA (\$/kWh)													
1 088	1 111	1 084	1 075	1 057									

Consultar tarifas de



subir regresar imprimir

Tarifa O-M (2004 - 2005)

Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión, con demanda menor a 100 kW

1 - Aplicación

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda menor a 100 kW

2.- Cuotas aplicables en el mes de ABRIL de 2005.

Se aplicarán los siguientes cargos por la demanda máxima medida y por la energía consumida

Región	Cargo por kilowatt de demanda máxima medida	Cargo por kilowatt - hora de energía consumida
Baja California	81 07	0 621
Baja California Sur	88 21	0 751
Baja California Sur (verano)	99 09	1 017
Central	101 21	0 756
Noreste	93 06	0 704
Noroeste	90 34	0 688
Norte	93 43	0 705
Peninsular	104 45	0 760
Sur	101 21	0 729

3.- Mínimo mensual

El importe que resulta de aplicar 10 veces el cargo por kilowatt de demanda máxima medida

4 - Demanda contratada

La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario, su valor no será menor del 60% de la carga total conectada ni menor de 10 kilowatts o la capacidad del mayor motor o aparato instalado

En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomara como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90%

5 - Temporadas de verano y fuera de verano

Para la determinación de las cuotas aplicables en las regiones Baja California, Baja California Sur y Noroeste se definen las siguientes temporadas

Verano

Región Baja California del 1º de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre

Región Baja California Sur del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Noroeste del 16 de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre

Fuera de verano

Región Baja California del último domingo de octubre al 30 de abril

Región Baja California Sur del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Region Noroeste del último domingo de octubre al 15 de mayo

6.- Demanda máxima medida

La demanda máxima medida se determinará mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo de facturación

Cualquier fracción de kilowatt de demanda máxima medida se tomara como kilowatt completo

Cuando la demanda máxima medida exceda de 100 kilowatts, el usuario deberá solicitar al suministrador su incorporación a la tarifa H-M. De no hacerlo, al tercer mes consecutivo en que exceda la demanda de 100 kilowatts, será reclasificado por el suministrador en la tarifa H-M, notificándolo al usuario

7 - Deposito de garantía

Resulta de aplicar 2 veces el importe del cargo por demanda máxima medida a la demanda contratada

NOTA Las cuotas indicadas, estarán sujetas a un ajuste automático en los términos del resolutive TERCERO del Acuerdo de Autorización de Ajuste del 28 de diciembre de 2001

Consultar tarifas de.



subir regresar imprimir

Tarifa H-M (2004 - 2005)

Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más

1 - Aplicación

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda de 100 kilowatts o más

2.- Cuotas aplicables en el mes de ABRIL de 2005.

Se aplicarán los siguientes cargos por la demanda facturable, por la energía de punta, por la energía intermedia y por la energía de base

Region	Cargo por kilowatt de demanda facturable	Cargo por kilowatt - hora de energía de punta	Cargo por kilowatt - hora de energía intermedia	Cargo por kilowatt - hora de energía de base
Baja California	\$ 151 27	\$ 2 0674	\$ 0 5721	\$ 0 4497
Baja California Sur	\$ 145 36	\$ 1 6590	\$ 0 7941	\$ 0 5621
Central	\$ 104 85	\$ 1 9811	\$ 0 6338	\$ 0 5293
Noreste	\$ 96 40	\$ 1 8301	\$ 0 5884	\$ 0 4821
Noroeste	\$ 182 09	\$ 1 7542	\$ 0 6282	\$ 0 5053
Norte	\$ 96 87	\$ 1 8432	\$ 0 5942	\$ 0 4837
Peninsular	\$ 108 32	\$ 2 0726	\$ 0 6639	\$ 0 5092
Sur	\$ 104 85	\$ 1 9405	\$ 0 6060	\$ 0 5037

3 - Mínimo mensual

El importe que resulta de aplicar el cargo por kilowatt de demanda facturable al 10% de la demanda contratada

4 - Demanda contratada

La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario, su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor de 100 kilowatts o la capacidad del mayor motor o aparato instalado

En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomara como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90%

5 - Horario

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderán aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial

6 - Periodos de punta, intermedio y base

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describe a continuación

Región Baja California

Del 1º de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 12 00 18 00 - 24 00	12 00 - 18 00
sabado		0 00 - 24 00	
domingo y festivo		0 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al 30 de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 24 00		

Región Baja California Sur

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 12 00 22 00 - 24 00	12 00 - 22 00
sabado		0 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
domingo y festivo		0 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Regiones Central, Noreste, Norte y Sur

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 20 00 22 00 - 24 00	20 00 - 22 00
sabado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00	19 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00
sábado	0 00 - 8 00	8 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Región Noroeste

Del 16 de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
------------------	------	------------	-------

lunes a viernes	0 00 - 13 00	13 00 - 17 00
	17 00 - 20 00	20 00 - 23 00
	23 00 - 24 00	
sabado	0 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al 15 de mayo

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00	17 00 - 22 00	
	22 00 - 24 00		
sabado	0 00 - 18 00	18 00 - 22 00	
	22 00 - 24 00		
domingo y festivo	0 00 - 19 00	19 00 - 21 00	
	21 00 - 24 00		

Región Peninsular

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 8 00	8 00 - 19 00	19 00 - 22 00
		22 00 - 24 00	
sabado	0 00 - 9 00	9 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 9 00	9 00 - 18 00	18 00 - 21 00
	23 00 - 24 00	21 00 - 23 00	
sabado	0 00 - 17 00	17 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 23 00	
	23 00 - 24 00		

7 - Demanda facturable

La demanda facturable se define como se establece a continuación

$$DF = DP + FRI \times \max(DI - DP, 0) + FRB \times \max(DB - DPI, 0)$$

Donde

DP es la demanda máxima medida en el periodo de punta

DI es la demanda máxima medida en el periodo intermedio

DB es la demanda máxima medida en el periodo de base

DPI es la demanda máxima medida en los periodos de punta e intermedio

FRI y FRB son factores de reducción que tendrán los siguientes valores, dependiendo de la region tarifaria

Region	FRI	FRB
Baja California	0 141	0 070
Baja California Sur	0 195	0 097
Central	0 300	0 150
Noreste	0 300	0 150
Noroeste	0 162	0 081
Norte	0 300	0 150
Peninsular	0 300	0 150
Sur	0 300	0 150

En las fórmulas que definen las demandas facturables, el símbolo "max" significa máximo, es decir, que cuando la diferencia de demandas entre paréntesis sea negativa, ésta tomara el valor cero

Las demandas máximas medidas en los distintos periodos se determinaran mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo correspondiente

Para las regiones Baja California, Baja California Sur y Noroeste, DP tomara el valor cero durante la temporada que no tiene periodo de punta

Cualquier fracción de kilowatt de demanda facturable se tomara como kilowatt completo

Cuando el usuario mantenga durante 12 meses consecutivos valores de DP, DI y DB inferiores a 100 kilowatts, podra solicitar al suministrador su incorporacion a la tarifa O-M

8 - Energía de punta, intermedia y de base

Energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta

Energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio

Energía de base es la energía consumida durante el periodo de base

9 - Deposito de garantia

Sera de 2 veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda facturable a la demanda contratada

NOTA Las cuotas indicadas, estaran sujetas a un ajuste automático en los términos del resolutivo TERCERO del Acuerdo de Autorización de Ajuste del 28 de diciembre de 2001

Consultar tarifas de



subir regresar imprimir

Tarifa H-MC 2005

Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kw o más, para corta utilización

1 - Aplicación

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión en la región Baja California, Sonora y Sinaloa con una demanda de 100 kilowatts o más, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año

2 - Cuotas aplicables en el mes de de 2005

Se aplicaran los siguientes cargos por la demanda facturable, por la energía de punta, por la energía intermedia y por la energía de base

Región	Cargo por kilowatt de demanda facturable	Cargo por kilowatt - hora de energía de punta	Cargo por kilowatt - hora de energía intermedia	Cargo por kilowatt - hora de energía de base
Baja California	\$ 136 19	\$ 3 0020	\$ 0 5959	\$ 0 4498
Sinaloa	\$ 55 70	\$ 1 6945	\$ 0 6613	\$ 0 5187
Sonora	\$ 55 70	\$ 1 6826	\$ 0 6599	\$ 0 5244

3 - Mínimo mensual

El importe que resulta de aplicar el cargo por kilowatt de demanda facturable al 10% (diez por ciento) de la demanda contratada

4.- Demanda contratada

La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario, su valor no será menor del 60% (sesenta por ciento) de la carga total conectada, ni menor de 100 kilowatts o la capacidad del mayor motor o aparato instalado

En el caso de que el 60% (sesenta por ciento) de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90% (noventa por ciento)

5.- Horario

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderán aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial

6.- Temporadas del año

Las temporadas del año se definen por región tarifaria de la siguiente manera

Región	Temporada	Periodo
Baja California	Verano	Del primero de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre
	Invierno	Del último domingo de octubre al 30 de abril
Sinaloa y Sonora	Verano Alto	Los meses de junio, julio, agosto y septiembre
	Verano Bajo	Los meses de mayo y octubre
	Invierno	Los meses de enero, febrero, marzo, abril, noviembre y

diciembre

7 - Periodos de punta, intermedio y base

Estos periodos se definen para las regiones tarifarias de Baja California, Sinaloa y Sonora para distintas temporadas del año, como se describe a continuación

**Región Baja California
Temporada de Verano**

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes		0 00 - 14 00 18 00 - 24 00	14 00 - 18 00
Sabado		0 00 - 24 00	
Domingo y festivo		0 00 - 24 00	

**Región Baja California
Temporada de Invierno**

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
Sabado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
Domingo y festivo	0 00 - 24 00		

**Región Sinaloa
Temporada de Verano Alto**

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	3 00 - 10 00	10 00 - 20 00 0 00 - 3 00	20 00 - 24 00
Sábado	2 00 - 11 00	11 00 - 21 00 23 00 - 24 00 0 00 - 2 00	21 00 - 23 00
Domingo y festivo	0 00 - 20 00	20 00 - 24 00	

**Región Sinaloa
Temporada de Verano Bajo**

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	2 00 - 10 00	10 00 - 19 00 23 00 - 24 00 0 00 - 2 00	19 00 - 23 00
Sabado	1 00 - 11 00	11 00 - 20 00 22 00 - 24 00 0 00 - 1 00	20 00 - 22 00
Domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

**Región Sinaloa
Temporada de Invierno**

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	0 00 - 8 00	8 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00
Sabado	0 00 - 9 00	9 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00
Domingo y festivo	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	

Región Sonora

Temporada de Verano Alto

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	3 00 - 10 00	10 00 - 14 00 18 00 - 24 00 0 00 - 3 00	14 00 - 18 00
Sabado	2 00 - 11 00	11 00 - 24 00 0 00 - 2 00	
Domingo y festivo	0 00 - 20 00	20 00 - 24 00	

**Región Sonora
Temporada de Verano Bajo**

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	2 00 - 10 00	10 00 - 19 00 23 00 - 24 00 0 00 - 2 00	19 00 - 23 00
Sábado	1 00 - 11 00	11 00 - 20 00 22 00 - 24 00 0 00 - 1 00	20 00 - 22 00
Domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

**Región Sonora
Temporada de Invierno**

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	0 00 - 8 00	8 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00
Sabado	0 00 - 9 00	9 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00
Domingo y festivo	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	

8 Demanda facturable

La Demanda Facturable se define como se establece a continuación

$$DF = DP + FRI \times \max(DI - DP, 0) + FRB \times \max(DB - DPI, 0)$$

Donde:

DP es la Demanda Máxima Medida en el Periodo de Punta

DI es la Demanda Máxima Medida en el Periodo Intermedio

DB es la Demanda Máxima Medida en el Periodo de Base

DPI es la Demanda Máxima Medida en los Periodos de Punta e Intermedio

FRI y FRB son factores de reducción que tendrán los siguientes valores dependiendo de la region tarifaria

Región	FRI	FRB
Baja California	0 141	0 07
Sinaloa	0 30	0 15
Sonora	0 30	0 15

En la formula que define la Demanda Facturable, el simbolo "max" significa máximo, es decir, que cuando la diferencia de demandas entre paréntesis sea negativa, ésta tomara el valor cero

Las Demandas Maximias Medidas en los distintos periodos se determinarán mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos del periodo en el cual el consumo de energia electrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos en el periodo correspondiente

DP tomara el valor cero durante la temporada que no tiene Periodo de Punta

Cualquier fracción de kilowatt de demanda facturable se tomará como kilowatt completo

Cuando el usuario mantenga durante 12 meses consecutivos valores de DP, DI y DB inferiores a 100 kilowatts, podra solicitar al suministrador su incorporacion a la tarifa O-M

9. Energía de punta, intermedia y de base

Energía de Punta es la energía consumida durante el Periodo de Punta

Energía Intermedia es la energía consumida durante el Periodo Intermedio

Energía de Base es la energía consumida durante el Periodo de Base

10 Depositos de garantía

2 (dos) veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda facturable a la demanda contratada

NOTA Las cuotas indicadas, estaran sujetas a un ajuste automático en los términos del resolutivo TERCERO del Acuerdo de Autorizacion de Ajuste del 28 de diciembre de 2001

Consultar tarifas de



subir regresar imprimir

9 - Depósito de garantía

Sera de 2 veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda facturable a la demanda contratada

NOTA Las cuotas indicadas, estaran sujetas a un ajuste automático en los términos del resolutivo TERCERO del Acuerdo de Autorizacion de Ajuste del 28 de diciembre de 2001

Consultar tarifas de.



subir regresar imprimir

Tarifa H-SL (2004 - 2005)**Tarifa horaria para servicio general en alta tension, nivel subtransmisi3n, para larga utilizaci3n****1.- Aplicaci3n**

Esta tarifa se aplicar3 a los servicios que destinen la energ3a a cualquier uso, suministrados en alta tension, nivel subtransmisi3n, y que por las caracteristicas de utilizaci3n de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendra vigencia minima de un a3o

2 - Cuotas aplicables en el mes de de 2005.

Se aplicaran los siguientes cargos por la demanda facturable, por la energ3a de punta, por la energ3a de semipunta, por la energ3a intermedia y por la energ3a de base

Region	Cargo por kilowatt de demanda facturable	Cargo por kilowatt - hora de energ3a de punta	Cargo por kilowatt - hora de energ3a intermedia	Cargo por kilowatt - hora de energ3a de base
* Baja California	\$ 181 32	\$ 1 7217	\$ 0 5182	\$ 0 4561
Baja California Sur	\$ 157 09	\$ 1 5012	\$ 0 7368	\$ 0 5623
Central	\$ 102 44	\$ 1 5881	\$ 0 5802	\$ 0 5294
Noreste	\$ 100 68	\$ 1 5331	\$ 0 5456	\$ 0 4849
Noroeste	\$ 201 35	\$ 1 4477	\$ 0 5700	\$ 0 5050
Norte	\$ 101 19	\$ 1 5413	\$ 0 5466	\$ 0 4824
Peninsular	\$ 104 19	\$ 1 6348	\$ 0 5936	\$ 0 5048
Sur	\$ 102 44	\$ 1 5374	\$ 0 5436	\$ 0 4947

(*) En la region Baja California el cargo por kilowatt-hora de energ3a de semipunta sera **\$0.8536**

3 - Minimo mensual

El importe que resulta de aplicar el cargo por kilowatt de demanda facturable al 10% de la demanda contratada

4 - Demanda contratada

La demanda contratada la fijara inicialmente el usuario, su valor no sera menor del 60% de la carga total conectada, ni menor de la capacidad del mayor motor o aparato instalado

En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestacion del usuario, solo se tomara como demanda contratada la capacidad de dicha subestacion a un factor de 90%

5 - Horario

Para los efectos de la aplicaci3n de esta tarifa, se utilizar3n los horarios locales oficialmente establecidos. Por dias festivos se entenderan aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el articulo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepci3n de la fracci3n IX, asi como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial

6 - Periodos de punta, semipunta, intermedio y base

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del a3o, como se describe a continuaci3n

Región Baja California

Del 1º de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta	Semipunta
lunes a viernes		0 00 - 12 00 22 00 - 24 00	12 00 - 18 00	18 00 - 22 00
sábado		0 00 - 24 00		
domingo y festivo		0 00 - 24 00		

Del último domingo de octubre al 30 de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 24 00		

Región Baja California Sur

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 12 00 22 00 - 24 00	12 00 - 22 00
sábado		0 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
domingo y festivo		0 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Regiones Central, Noreste, Norte y Sur

Del 1º de febrero al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

Del primer domingo de abril al 31 de julio

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1 00 - 6 00	0 00 - 1 00 6 00 - 20 00 22 00 - 24 00	20 00 - 22 00
sábado	1 00 - 7 00	0 00 - 1 00 7 00 - 24 00	

domingo y festivo	0 00 - 19 00	19 00 - 24 00	
-------------------	--------------	---------------	--

Del 1º de agosto al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

Del último domingo de octubre al 31 de enero

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00
sábado	0 00 - 8 00	8 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Región Noroeste

Del 16 de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 13 00 17 00 - 20 00 23 00 - 24 00	13 00 - 17 00 20 00 - 23 00
sábado		00 00 - 24 00	
domingo y festivo		00 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al 15 de mayo

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Región Peninsular

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1 00 - 8 00	0 00 - 1 00 8 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
sábado	0 00 - 9 00	9 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 9 00 23 00 - 24 00	9 00 - 18 00 21 00 - 23 00	18 00 - 21 00
sábado	0 00 - 17 00	17 00 - 24 00	

domingo y festivo	0 00 - 18 00 23 00 - 24 00	18 00 - 23 00
-------------------	-------------------------------	---------------

7.- Demanda facturable

La demanda facturable se define como se establece a continuación

Región Baja California

$$DF = DP + 0.199 \times \max(DS - DP, 0) + FRI \times \max(DI - DPS, 0) + FRB \times \max(DB - DPSI, 0)$$

Regiones Baja California Sur, Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur

$$DF = DP + FRI \times \max(DI - DP, 0) + FRB \times \max(DB - DPI, 0)$$

Donde

DP es la demanda máxima medida en el periodo de punta

DS es la demanda máxima medida en el periodo de semipunta

DI es la demanda máxima medida en el periodo intermedio

DB es la demanda máxima medida en el periodo de base

DPS es la demanda máxima medida en los periodos de punta y semipunta

DPSI es la demanda máxima medida en los periodos de punta, semipunta e intermedio

DPI es la demanda máxima medida en los periodos de punta e Intermedio

FRI y FRB son factores de reducción que tendrán los siguientes valores, dependiendo de la región tarifaria

Region	FRI	FRB
Baja California	0.066	0.033
Baja California Sur	0.124	0.062
Central	0.200	0.100
Noreste	0.200	0.100
Noroeste	0.101	0.050
Norte	0.200	0.100
Peninsular	0.200	0.100
Sur	0.200	0.100

En las formulas que definen las demandas facturables el simbolo "max" significa máximo, es decir, que cuando la diferencia de demandas entre parentesis sea negativa, esta tomará el valor cero

Las demandas máximas medidas en los distintos periodos se determinarán mensualmente por medio de instrumentos de medicion, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo correspondiente

Para las regiones Baja California Sur y Noroeste, DP tomará el valor cero durante la temporada que no tiene periodo de punta. Asimismo, para la region Baja California DP, DS y DPS tomarán el valor cero durante la temporada que no tiene periodos de punta y de semipunta

Cualquier fraccion de kilowatt de demanda facturable se tomará como kilowatt completo

8 - Energía de punta, de semipunta, intermedia y de base

Energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta

Energía de semipunta es la energía consumida durante el periodo de semipunta

Energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio

Energía de base es la energía consumida durante el periodo de base

9.- Deposito de garantía

Sera de 2 veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda facturable a la demanda contratada

NOTA Las cuotas indicadas, estarán sujetas a un ajuste automático en los terminos del resolutivo TERCERO del Acuerdo de Autorizacion de Ajuste del 28 de diciembre de 2001

Consultar tarifas de.



[subir](#) [regresar](#) [imprimir](#)

Tarifa H-S (2004 - 2005)

Tarifa horaria para servicio general en alta tension, nivel subtransmisi3n

1.- Aplicacion

Esta tarifa se aplicara a los servicios que destinen la energia a cualquier uso, suministrados en alta tension, nivel subtransmisi3n, y que por las caracteristicas de utilizacion de su demanda soli itancinscribirse en este servicio, el cual tendra vigencia m3nima de un a3o

2.- Cuotas aplicables en el mes de ABRIL de 2005.

Se aplicaran los siguientes cargos por la demanda facturable, por la energia de punta, por la energia de semipunta, por la energia intermedia y por la energia de base

Region	Cargo por kilowatt de demanda facturable	Cargo por kilowatt - hora de energia de punta	Cargo por kilowatt - hora de energia intermedia	Cargo por kilowatt - hora de energia de base
* Baja California	\$ 120 91	\$ 2 3035	\$ 0 5367	\$ 0 4561
Baja California Sur	\$ 130 94	\$ 1 6485	\$ 0 7511	\$ 0 5623
Central	\$ 68 32	\$ 2 2349	\$ 0 6042	\$ 0 5294
Noreste	\$ 67 11	\$ 2 1686	\$ 0 5699	\$ 0 4849
Noroeste	\$ 134 26	\$ 2 0683	\$ 0 6007	\$ 0 5050
Norte	\$ 67 48	\$ 2 1802	\$ 0 5708	\$ 0 4824
Peninsular	\$ 69 48	\$ 2 3034	\$ 0 6238	\$ 0 5048
Sur	\$ 68 32	\$ 2 1837	\$ 0 5684	\$ 0 4947

(*) En la region Baja California, el cargo por kilowatt-hora de energia de semipunta ser3 \$0.9985

3 - M3nimo mensual

El importe que resulta de aplicar el cargo por kilowatt de demanda facturable al 10% de la demanda contratada

4.- Demanda contratada

La demanda contratada la fijar3 inicialmente el usuario, su valor no ser3 menor del 60% de la carga total conectada, ni menor de la capacidad del mayor motor o aparato instalado

En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestacion del usuario, solo se tomara como demanda contratada la capacidad de dicha subestacion a un factor de 90%

5 - Horario

Para los efectos de la aplicacion de esta tarifa, se utilizar3n los horarios locales oficialmente establecidos. Por dias festivos se entender3n aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el articulo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepci3n de la fracci3n IX, asi como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial

6.- Periodos de punta, semipunta, intermedio y base

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del a3o, como se describe a continuaci3n

Región Baja California

Del 1º de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta	Semipunta
lunes a viernes		0 00 - 12 00 22 00 - 24 00	12 00 - 18 00	18 00 - 22 00
sábado		0 00 - 24 00		
domingo y festivo		0 00 - 24 00		

Del último domingo de octubre al 30 de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 24 00		

Región Baja California Sur

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 12 00 22 00 - 24 00	12 00 - 22 00
sábado		0 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
domingo y festivo		0 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Regiones Central, Noreste, Norte y Sur

Del 1º de febrero al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

Del primer domingo de abril al 31 de julio

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1 00 - 6 00	0 00 - 1 00 6 00 - 20 00 22 00 - 24 00	20 00 - 22 00
sábado	1 00 - 7 00	0 00 - 1 00 7 00 - 24 00	

domingo y festivo	0 00 - 19 00	19 00 - 24 00	
-------------------	--------------	---------------	--

Del 1º de agosto al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

Del último domingo de octubre al 31 de enero

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00
sábado	0 00 - 8 00	8 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Región Noroeste

Del 16 de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 13 00 17 00 - 20 00 23 00 - 24 00	13 00 - 17 00 20 00 - 23 00
sábado		00 00 - 24 00	
domingo y festivo		00 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al 15 de mayo

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Región Peninsular

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1 00 - 8 00	0 00 - 1 00 8 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
sábado	0 00 - 9 00	9 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 9 00 23 00 - 24 00	9 00 - 18 00 21 00 - 23 00	18 00 - 21 00
sábado	0 00 - 17 00	17 00 - 24 00	

domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 23 00	
	23 00 - 24 00		

7.- Demanda facturable

La Demanda Facturable se define como se establece a continuación

Región Baja California

$$DF = DP + 0.199 \times \max(DS - DP, 0) + FRI \times \max(DI - DPS, 0) + FRB \times \max(DB - DPSI, 0)$$

Regiones Baja California Sur, Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur

$$DF = DP + FRI \times \max(DI - DP, 0) + FRB \times \max(DB - DPI, 0)$$

Donde

DP es la demanda máxima medida en el periodo de punta

DS es la demanda máxima medida en el periodo de semipunta

DI es la demanda máxima medida en el periodo intermedio

DB es la demanda máxima medida en el periodo de base

DPS es la demanda máxima medida en los periodos de punta y semipunta

DPSI es la demanda máxima medida en los periodos de punta, semipunta e intermedio

DPI es la demanda máxima medida en los periodos de punta e intermedio

FRI y FRB son factores de reducción que tendrán los siguientes valores, dependiendo de la región tarifaria

Región	FRI	FRB
Baja California	0.066	0.033
Baja California Sur	0.124	0.062
Central	0.200	0.100
Noreste	0.200	0.100
Noroeste	0.101	0.050
Norte	0.200	0.100
Peninsular	0.200	0.100
Sur	0.200	0.100

En las formulas que definen las demandas facturables, el simbolo "max" significa máximo, es decir, que cuando la diferencia de demandas entre parentesis sea negativa, ésta tomará el valor cero

Las demandas máximas medidas en los distintos periodos se determinarán mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo correspondiente

Para las regiones Baja California Sur y Noroeste, DP tomara el valor cero durante la temporada que no tiene Periodo de Punta. Asimismo, para la region Baja California DP, DS y DPS tomaran el valor cero durante la temporada que no tiene periodos de punta y de semipunta

Cualquier fracción de kilowatt de demanda facturable se tomará como kilowatt completo

8 - Energía de punta, de semipunta, intermedia y de base

Energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta

Energía de semipunta es la energía consumida durante el periodo de semipunta

Energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio

Energía de base es la energía consumida durante el periodo de base

Tarifa H-T (2004 - 2005)**Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión****1.- Aplicación**

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel transmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año

2.- Cuotas aplicables en el mes de ABRIL de 2005

Se aplicaran los siguientes cargos por la demanda facturable, por la energía de punta por la energía de semipunta, por la energía intermedia y por la energía de base

Región	Cargo por kilowatt de demanda facturable	Cargo por kilowatt - hora de energía de punta	Cargo por kilowatt - hora de energía intermedia	Cargo por kilowatt - hora de energía de base
* Baja California	\$ 113 04	\$ 2 1986	\$ 0 5280	\$ 0 4495
Baja California Sur	\$ 100 64	\$ 1 7697	\$ 0 7323	\$ 0 5464
Central	\$ 59 51	\$ 2 1870	\$ 0 5571	\$ 0 5155
Noreste	\$ 59 51	\$ 2 1368	\$ 0 5130	\$ 0 4621
Noroeste	\$ 124 55	\$ 2 0235	\$ 0 5383	\$ 0 4878
Norte	\$ 59 51	\$ 2 1376	\$ 0 5116	\$ 0 4587
Peninsular	\$ 59 51	\$ 2 2069	\$ 0 5502	\$ 0 4762
Sur	\$ 59 51	\$ 2 1356	\$ 0 5195	\$ 0 4807

(*) En la region Baja California, el cargo por kilowatt-hora de energía de semipunta sera \$0.9667

3 - Mínimo mensual

El importe que resulta de aplicar el cargo por kilowatt de demanda facturable al 10% de la demanda contratada

4 - Demanda contratada

La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario, su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor de la capacidad del mayor motor o aparato instalado

En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestacion del usuario, solo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestacion a un factor de 90%

5 - Horario

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderán aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la tracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial

6 - Periodos de punta, semipunta, intermedio y base

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describe a continuación

Región Baja California

Del 1º de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta	Semipunta
lunes a viernes		0 00 - 12 30 22 30 - 24 00	12 30 - 18 30	18 30 - 22 30
sábado		0 00 - 24 00		
domingo y festivo		0 00 - 24 00		

Del último domingo de octubre al 30 de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 24 00		

Región Baja California Sur

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 12 30 22 30 - 24 00	12 30 - 22 30
sábado		0 00 - 19 30 22 30 - 24 00	19 30 - 22 30
domingo y festivo		0 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Regiones Central, Noreste, Norte y Sur

Del 1º de febrero al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 19 30 22 30 - 24 00	19 30 - 22 30
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

Del primer domingo de abril al 31 de julio

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1 00 - 6 00	0 00 - 1 00 6 00 - 20 30 22 30 - 24 00	20 30 - 22 30
sábado	1 00 - 7 00	0 00 - 1 00 7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00	19 00 - 24 00	

Del 1º de agosto al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 19 30 22 30 - 24 00	19 30 - 22 30
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

Del último domingo de octubre al 31 de enero

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 18 30 22 30 - 24 00	18 30 - 22 30
sábado	0 00 - 8 00	8 00 - 19 30 21 30 - 24 00	19 30 - 21 30
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Región Noroeste

Del 16 de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 13 30 17 30 - 20 30 23 30 - 24 00	13 30 - 17 30 20 30 - 23 30
sábado		00 00 - 24 00	
domingo y festivo		00 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al 15 de mayo

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Región Peninsular

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1 00 - 8 00	0 00 - 1 00 8 00 - 19 30 22 30 - 24 00	19 30 - 22 30
sábado	0 00 - 9 00	9 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 9 00 23 00 - 24 00	9 00 - 18 30 21 30 - 23 00	18 30 - 21 30
sábado	0 00 - 17 00	17 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00 23 00 - 24 00	18 00 - 23 00	

7 - Demanda facturable

La demanda facturable se define como se establece a continuacion

Región Baja California

$$DF = DP + 0.199 \times \max (DS - DP, 0) + FRI \times \max (DI - DPS, 0) + FRB \times \max (DB - DPSI, 0)$$

Regiones Baja California Sur, Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur

$$DF = DP + FRI \times \max (DI - DP, 0) + FRB \times \max (DB - DPI, 0)$$

Donde

DP es la demanda maxima medida en el periodo de punta

DS es la demanda maxima medida en el periodo de semipunta

DI es la demanda maxima medida en el periodo intermedio

DB es la demanda maxima medida en el periodo de base

DPS es la demanda maxima medida en los periodos de punta y semipunta

DPSI es la demanda maxima medida en los periodos de punta, semipunta e intermedio

DPI es la demanda maxima medida en los periodos de punta e intermedio

FRI y FRB son factores de reduccion que tendran los siguientes valores, dependiendo de la region tarifaria

Region	FRI	FRB
Baja California	0.066	0.033
Baja California Sur	0.104	0.052
Central	0.100	0.050
Noreste	0.100	0.050
Noroeste	0.048	0.024
Norte	0.100	0.050
Peninsular	0.100	0.050
Sur	0.100	0.050

En las fórmulas que definen las demandas facturables el símbolo "max" significa máximo, es decir, que cuando la diferencia de demandas entre paréntesis sea negativa, ésta tomara el valor cero

Las demandas maximas medidas en los distintos periodos se determinarán mensualmente por medio de instrumentos de medicion, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energia electrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo correspondiente

Para las regiones Baja California Sur y Noroeste, DP tomara el valor cero durante la temporada que no tiene periodo de punta. Asimismo, para la región Baja California DP, DS y DPS tomaran el valor cero durante la temporada que no tiene periodos de punta y de semipunta

Cualquier fraccion de kilowatt de demanda facturable se tomara como kilowatt completo

8.- Energia de punta, intermedia, de semipunta y de base

Energia de punta es la energia consumida durante el periodo de punta

Energia de semipunta es la energia consumida durante el periodo de semipunta

Energia intermedia es la energia consumida durante el periodo intermedio

Energia de base es la energia consumida durante el periodo de base

9.- Depósito de garantía

Será 2 veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda facturable a la demanda contratada

NOTA Las cuotas indicadas, estarán sujetas a un ajuste automático en los términos del resolutivo TERCERO del Acuerdo de Autorización de Ajuste del 28 de diciembre de 2001

Consultar tarifas de



subir regresar imprimir

Tarifa H-TL (2004 - 2005)

Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión para larga utilización

1 - Aplicación

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año

2 - Cuotas aplicables en el mes de **ABRIL** de 2005

2.1 Se aplicarán los siguientes cargos por la demanda facturable, por la energía de punta, por la energía de semipunta, por la energía intermedia y por la energía de base

Región	Cargo por kilowatt de demanda facturable	Cargo por kilowatt - hora de energía de punta	Cargo por kilowatt - hora de energía intermedia	Cargo por kilowatt - hora de energía de base
* Baja California	\$ 169 61	\$ 1 6545	\$ 0 5093	\$ 0 4495
Baja California Sur	\$ 150 92	\$ 1 4621	\$ 0 7081	\$ 0 5464
Central	\$ 89 27	\$ 1 5535	\$ 0 5462	\$ 0 5155
Noreste	\$ 89 27	\$ 1 5037	\$ 0 5027	\$ 0 4621
Noroeste	\$ 186 86	\$ 1 4131	\$ 0 5256	\$ 0 4878
Norte	\$ 89 27	\$ 1 5043	\$ 0 5014	\$ 0 4587
Peninsular	\$ 89 27	\$ 1 5617	\$ 0 5367	\$ 0 4762
Sur	\$ 89 27	\$ 1 5021	\$ 0 5086	\$ 0 4807

(*) En la región Baja California, el cargo por kilowatt-hora de energía de semipunta será **\$0.8305**

2.2 Para los servicios suministrados en 400 kilovoltios, los cargos previstos en el numeral 2.1 tendrán las siguientes reducciones

3.8% al cargo por kilowatt de demanda facturable

2.5% al cargo de kilowatt-hora de energía de punta

1.3% al cargo por kilowatt-hora de energía de semipunta

0.6% al cargo por kilowatt-hora de energía intermedia

0.5% al cargo por kilowatt-hora de energía de base

3 - Mínimo mensual

El importe que resulta de aplicar el cargo por kilowatt de demanda facturable al 10% de la demanda contratada

4.- Demanda contratada

La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario, su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor de la capacidad del mayor motor o aparato instalado

En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90%

5.- Horario

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa se utilizaran los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderan aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

6 - Periodos de punta, semipunta, intermedio y base

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describe a continuación.

Región Baja California

Del 1º de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta	Semipunta
lunes a viernes		0 00 - 12 30 22 30 - 24 00	12 30 - 18 30	18 30 - 22 30
sábado		0 00 - 24 00		
domingo y festivo		0 00 - 24 00		

Del último domingo de octubre al 30 de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 24 00		

Región Baja California Sur

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 12 30 22 30 - 24 00	12 30 - 22 30
sábado		0 00 - 19 30 22 30 - 24 00	19 30 - 22 30
domingo y festivo		0 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Regiones Central, Noreste, Norte y Sur

Del 1º de febrero al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 19 30 22 30 - 24 00	19 30 - 22 30
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	

domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	
-------------------	-------------------------------	---------------	--

Del primer domingo de abril al 31 de julio

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1 00 - 6 00	0 00 - 1 00 6 00 - 20 30 22 30 - 24 00	20 30 - 22 30
sabado	1 00 - 7 00	0 00 - 1 00 7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00	19 00 - 24 00	

Del 1º de agosto al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 19 30 22 30 - 24 00	19 30 - 22 30
sabado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

Del último domingo de octubre al 31 de enero

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 18 30 22 30 - 24 00	18 30 - 22 30
sábado	0 00 - 8 00	8 00 - 19 30 21 30 - 24 00	19 30 - 21 30
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Región Noroeste

Del 16 de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 13 30 17 30 - 20 30 23 30 - 24 00	13 30 - 17 30 20 30 - 23 30
sabado		00 00 - 24 00	
domingo y festivo		00 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al 15 de mayo

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Región Peninsular

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1 00 - 8 00	0 00 - 1 00 8 00 - 19 30	19 30 - 22 30

		22 30 - 24 00	
sábado	0 00 - 9 00	9 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 9 00	9 00 - 18 30	18 30 - 21 30
	23 00 - 24 00	21 30 - 23 00	
sábado	0 00 - 17 00	17 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 23 00	
	23 00 - 24 00		

7 - Demanda facturable

La demanda facturable se define como se establece a continuación

Región Baja California

$$DF = DP + 0.199 \times \max(DS - DP, 0) + FRI \times \max(DI - DPS, 0) + FRB \times \max(DB - DPSI, 0)$$

Regiones Baja California Sur, Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur

$$DF = DP + FRI \times \max(DI - DP, 0) + FRB \times \max(DB - DPI, 0)$$

Donde

DP es la demanda máxima medida en el periodo de punta

DS es la demanda máxima medida en el periodo de semipunta

DI es la demanda máxima medida en el periodo intermedio

DB es la demanda máxima medida en el periodo de base

DPS es la demanda máxima medida en los periodos de punta y semipunta

DPSI es la demanda máxima medida en los periodos de punta, semipunta e intermedio

DPI es la demanda máxima medida en los periodos de punta e intermedio

FRI y FRB son factores de reducción que tendrán los siguientes valores, dependiendo de la región tarifaria

Región	FRI	FRB
Baja California	0.066	0.033
Baja California Sur	0.104	0.052
Central	0.100	0.050
Noreste	0.100	0.050
Noroeste	0.048	0.024
Norte	0.100	0.050
Peninsular	0.100	0.050
Sur	0.100	0.050

En las fórmulas que definen las demandas facturables el símbolo "max" significa máximo, es decir que cuando la diferencia de demandas entre parentesis sea negativa, esta tomará el valor cero

Las demandas máximas medidas en los distintos periodos se determinarán mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo correspondiente

Para las regiones Baja California Sur y Noroeste, DP tomará el valor cero durante la

temporada que no tiene periodo de punta. Asimismo, para la región Baja California DP, DS y DPS tomarán el valor cero durante la temporada que no tiene periodos de punta y de semipunta.

Cualquier fracción de kilowatt de demanda facturable se tomará como kilowatt completo.

8 - Energía de punta, semipunta, intermedio y base

Energía de punta es la energía consumida durante el período de punta.

Energía de semipunta es la energía consumida durante el período de semipunta.

Energía intermedia es la energía consumida durante el período intermedio.

Energía de base es la energía consumida durante el período de base.

9 - Depósito de garantía

Será 2 veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda facturable a la demanda contratada.

NOTA: Las cuotas indicadas, estarán sujetas a un ajuste automático en los términos del resolutive TERCERO del Acuerdo de Autorización de Ajuste del 28 de diciembre de 2001.

Consultar tarifas de.



subir regresar imprimir

Tarifas generales en alta tensión (2004 - 2005)

Nivel subtransmisión

Tarifa H-S

Cargos	Dic./04	Ene.	Feb	Mar.	Abr	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct	Nov.	Dic.
Baja California													
Dem. F. (\$/kW)	127 02	131 17	125 71	124 21	120 91								
Ener. P. (\$/kWh)	2 4198	2 4989	2 3949	2 3664	2 3035								
Ener. S.P. (\$/kWh)	1 0490	1 0833	1 0382	1 0258	0 9985								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5638	0 5822	0 5580	0 5514	0 5367								
Ener. B. (\$/kWh)	0 4791	0 4948	0 4742	0 4686	0 4561								
Baja California Sur													
Dem. F. (\$/kW)	137 55	142 05	136 14	134 52	130 94								
Ener. P. (\$/kWh)	1 7317	1 7883	1 7139	1 6935	1 6485								
Ener. I. (\$/kWh)	0 7890	0 8148	0 7809	0 7716	0 7511								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5908	0 6101	0 5847	0 5777	0 5623								
Centro													
Dem. F. (\$/kW)	71 77	74 12	71 04	70 19	68 32								
Ener. P. (\$/kWh)	2 3478	2 4246	2 3237	2 2960	2 2349								
Ener. I. (\$/kWh)	0 6347	0 6555	0 6282	0 6207	0 6042								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5561	0 5743	0 5504	0 5439	0 5294								
Noreste													
Dem. F. (\$/kW)	70 49	72 80	69 77	68 94	67 11								
Ener. P. (\$/kWh)	2 2781	2 3526	2 2547	2 2279	2 1686								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5987	0 6183	0 5926	0 5855	0 5699								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5093	0 5260	0 5041	0 4981	0 4849								
Noroes													
Dem. F. (\$/kW)	141 04	145 65	139 59	137 93	134 26								
Ener. P. (\$/kWh)	2 1727	2 2437	2 1504	2 1248	2 0683								
Ener. I. (\$/kWh)	0 6310	0 6516	0 6245	0 6171	0 6007								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5305	0 5478	0 5250	0 5188	0 5050								
Norte													
Dem. F. (\$/kW)	70 87	73 19	70 15	69 32	67 48								
Ener. P. (\$/kWh)	2 2903	2 3652	2 2668	2 2398	2 1802								

Ener. I. (\$/kWh)	0 5997	0 6193	0 5935	0 5864	0 5708								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5068	0 5234	0 5016	0 4956	0 4824								
Peninsular													
Dem. F. (\$/kW)	72 99	75 38	72 24	71 38	69 48								
Ener. P. (\$/kWh)	2 4196	2 4987	2 3948	2 3663	2 3034								
Ener. I. (\$/kWh)	0 6553	0 6767	0 6485	0 6408	0 6238								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5303	0 5476	0 5248	0 5186	0 5048								
Sur													
Dem. F. (\$/kW)	71 77	74 12	71 04	70 19	68 32								
Ener. P. (\$/kWh)	2 2940	2 3690	2 2704	2 2434	2 1837								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5971	0 6166	0 5909	0 5839	0 5684								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5196	0 5366	0 5143	0 5082	0 4947								

Tarifa H-SL

Cargos	Dic /04	Ene	Feb	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul	Ago.	Sep	Oct.	Nov.	Dic.
Baja California													
Dem. F. (\$/kW)	190 47	196 70	188 52	186 28	181 32								
Ener. P. (\$/kWh)	1 8086	1 8677	1 7900	1 7687	1 7217								
Ener. S.P. (\$/kWh)	0 8967	0 9260	0 8875	0 8769	0 8536								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5444	0 5622	0 5388	0 5324	0 5182								
Ener. B. (\$/kWh)	0 4791	0 4948	0 4742	0 4686	0 4561								
Baja California Sur													
Dem. F. (\$/kW)	165 01	170 41	163 32	161 38	157 09								
Ener. P. (\$/kWh)	1 5769	1 6285	1 5608	1 5422	1 5012								
Ener. I. (\$/kWh)	0 7739	0 7992	0 7660	0 7569	0 7368								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5908	0 6101	0 5847	0 5777	0 5623								
Centra													
Dem. F. (\$/kW)	107 61	111 13	106 51	105 24	102 44								
Ener. P. (\$/kWh)	1 6682	1 7228	1 6511	1 6315	1 5881								
Ener. I. (\$/kWh)	0 6096	0 6295	0 6033	0 5961	0 5802								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5561	0 5743	0 5504	0 5439	0 5294								
Norest.													
Dem. F.	105 76	109 22	104 68	103 43	100 68								

(\$/kW)																		
Ener. P. (\$/kWh)	1 6105	1 6632	1 5940	1 5750	1 5331													
Ener. I. (\$/kWh)	0 5731	0 5918	0 5672	0 5605	0 5456													
Ener. B. (\$/kWh)	0 5093	0 5260	0 5041	0 4981	0 4849													
Noroeste																		
Dem. F. (\$/kW)	211 51	218 43	209 34	206 85	201 35													
Ener. P. (\$/kWh)	1 5208	1 5705	1 5052	1 4873	1 4477													
Ener. I. (\$/kWh)	0 5988	0 6184	0 5927	0 5856	0 5700													
Ener. B. (\$/kWh)	0 5305	0 5478	0 5250	0 5188	0 5050													
Norte																		
Dem. F. (\$/kW)	106 30	109 78	105 21	103 96	101 19													
Ener. P. (\$/kWh)	1 6192	1 6721	1 6025	1 5834	1 5413													
Ener. I. (\$/kWh)	0 5742	0 5930	0 5683	0 5615	0 5466													
Ener. B. (\$/kWh)	0 5068	0 5234	0 5016	0 4956	0 4824													
Península																		
Dem. F. (\$/kW)	109 45	113 03	108 33	107 04	104 19													
Ener. P. (\$/kWh)	1 7173	1 7735	1 6997	1 6795	1 6348													
Ener. I. (\$/kWh)	0 6235	0 6439	0 6171	0 6098	0 5936													
Ener. B. (\$/kWh)	0 5303	0 5476	0 5248	0 5186	0 5048													
Sur																		
Dem. F. (\$/kW)	107 61	111 13	106 51	105 24	102 44													
Ener. P. (\$/kWh)	1 6150	1 6678	1 5984	1 5794	1 5374													
Ener. I. (\$/kWh)	0 5710	0 5897	0 5652	0 5585	0 5436													
Ener. B. (\$/kWh)	0 5196	0 5366	0 5143	0 5082	0 4947													

Nivel transmisión

Tarifa H-T

Cargos	Dic /04	Ene.	Feb.	Mar	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep	Oct.	Nov.	Dic.
Baja California													
Dem. F. (\$/kW)	118 75	122 63	117 53	116 13	113 04								
Ener. P. (\$/kWh)	2 3096	2 3851	2 2859	2 2587	2 1986								
Ener. S.P. (\$/kWh)	1 0155	1 0487	1 0051	0 9931	0 9667								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5546	0 5727	0 5489	0 5424	0 5280								

Ener. B. (\$/kWh)	0 4723	0 4877	0 4674	0 4618	0 4495														
Baja California Sur																			
Dem. F. (\$/kW)	105 72	109 18	104 64	103 39	100 64														
Ener. P. (\$/kWh)	1 8591	1 9199	1 8400	1 8181	1 7697														
Ener. I. (\$/kWh)	0 7693	0 7945	0 7614	0 7523	0 7323														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5740	0 5928	0 5681	0 5613	0 5464														
Central																			
Dem. F. (\$/kW)	62 53	64 57	61 88	61 14	59 51														
Ener. P. (\$/kWh)	2 2975	2 3726	2 2739	2 2468	2 1870														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5852	0 6043	0 5792	0 5723	0 5571														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5416	0 5593	0 5360	0 5296	0 5155														
Noreste																			
Dem. F. (\$/kW)	62 53	64 57	61 88	61 14	59 51														
Ener. P. (\$/kWh)	2 2446	2 3180	2 2216	2 1952	2 1368														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5389	0 5565	0 5333	0 5270	0 5130														
Ener. B. (\$/kWh)	0 4854	0 5013	0 4804	0 4747	0 4621														
Noroeste																			
Dem. F. (\$/kW)	130 83	135 11	129 49	127 95	124 55														
Ener. P. (\$/kWh)	2 1256	2 1951	2 1038	2 0788	2 0235														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5655	0 5840	0 5597	0 5530	0 5383														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5123	0 5291	0 5071	0 5011	0 4878														
Norte																			
Dem. F. (\$/kW)	62 53	64 57	61 88	61 14	59 51														
Ener. P. (\$/kWh)	2 2455	2 3189	2 2224	2 1960	2 1376														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5374	0 5550	0 5319	0 5256	0 5116														
Ener. B. (\$/kWh)	0 4818	0 4976	0 4769	0 4712	0 4587														
Península																			
Dem. F. (\$/kW)	62 53	64 57	61 88	61 14	59 51														
Ener. P. (\$/kWh)	2 3183	2 3941	2 2945	2 2672	2 2069														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5779	0 5968	0 5720	0 5652	0 5502														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5002	0 5166	0 4951	0 4892	0 4762														

Sur												
Dem. F. (\$/kW)	62 53	64 57	61 88	61 14	59 51							
Ener. P. (\$/kWh)	2 2434	2 3168	2 2204	2 1940	2 1356							
Ener. I. (\$/kWh)	0 5457	0 5635	0 5401	0 5337	0 5195							
Ener. B. (\$/kWh)	0 5049	0 5214	0 4997	0 4938	0 4807							

Tarifa H-TL

Cargos	Dic./04	Ene	Feb	Mar.	Abr.	May	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Baja California													
Dem. F. (\$/kW)	178 17	184 00	176 35	174 25	169 61								
Ener. P. (\$/kWh)	1 7381	1 7949	1 7202	1 6997	1 6545								
Ener. S.P. (\$/kWh)	0 8725	0 9010	0 8635	0 8532	0 8305								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5350	0 5525	0 5295	0 5232	0 5093								
Ener. B. (\$/kWh)	0 4723	0 4877	0 4674	0 4618	0 4495								
Baja California Sur													
Dem. F. (\$/kW)	158 54	163 72	156 91	155 04	150 92								
Ener. P. (\$/kWh)	1 5360	1 5862	1 5202	1 5021	1 4621								
Ener. I. (\$/kWh)	0 7440	0 7683	0 7363	0 7275	0 7081								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5740	0 5928	0 5681	0 5613	0 5464								
Centra													
Dem. F. (\$/kW)	93 77	96 84	92 81	91 71	89 27								
Ener. P. (\$/kWh)	1 6319	1 6853	1 6152	1 5960	1 5535								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5737	0 5925	0 5679	0 5611	0 5462								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5416	0 5593	0 5360	0 5296	0 5155								
Nores:													
Dem. F. (\$/kW)	93 77	96 84	92 81	91 71	89 27								
Ener. P. (\$/kWh)	1 5796	1 6313	1 5634	1 5448	1 5037								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5280	0 5453	0 5226	0 5164	0 5027								
Ener. B. (\$/kWh)	0 4854	0 5013	0 4804	0 4747	0 4621								
Noroest:													
Dem. F. (\$/kW)	196 29	202 71	194 28	191 97	186 86								
Ener. P. (\$/kWh)	1 4845	1 5330	1 4692	1 4517	1 4131								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5521	0 5702	0 5465	0 5400	0 5256								

(\$/kWh)																			
Ener. B. (\$/kWh)	0 5123	0 5291	0 5071	0 5011	0 4878														
Norte																			
Dem. F. (\$/kW)	93 77	96 84	92 81	91 71	89 27														
Ener. P. (\$/kWh)	1 5802	1 6319	1 5640	1 5454	1 5043														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5267	0 5439	0 5213	0 5151	0 5014														
Ener. B. (\$/kWh)	0 4818	0 4976	0 4769	0 4712	0 4587														
Peninsular																			
Dem. F. (\$/kW)	93 77	96 84	92 81	91 71	89 27														
Ener. P. (\$/kWh)	1 6406	1 6942	1 6237	1 6044	1 5617														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5638	0 5822	0 5580	0 5514	0 5367														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5002	0 5166	0 4951	0 4892	0 4762														
Sur																			
Dem. F. (\$/kW)	93 77	96 84	92 81	91 71	89 27														
Ener. P. (\$/kWh)	1 5779	1 6295	1 5617	1 5431	1 5021														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5343	0 5518	0 5288	0 5225	0 5086														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5049	0 5214	0 4997	0 4938	0 4807														

Consultar tarifas de 2005 ▾



subir regresar imprimir

Tarifa HM-R (2004 - 2005)

Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en media tensión.

1.- Aplicacion.

Esta tarifa se aplicara para el servicio de respaldo para falla y mantenimiento a productores externos, suministrado en media tensión, con una demanda de 500 kilowatts o más, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio

2 - Cuotas aplicables en el mes de de 2005.

2.1.- Cargo fijo.

\$ 1,116.73

2.2 - Cargos por demanda y energia

Se aplicaran los siguientes cargos por la demanda reservada, por la demanda medida, por la energia de punta, por la energia intermedia y por la energia de base

Region	Cargo por kilowatt de demanda reservada	Cargo por kilowatt de demanda medida	Cargo por kilowatt - hora de energia de punta	Cargo por kilowatt - hora de energia intermedia	Cargo por kilowatt - hora de energia de base
Baja California	\$ 30 47	\$ 6 47	\$ 0 8646	\$ 0 5016	\$ 0 4497
Baja California Sur	\$ 33 72	\$ 7 14	\$ 1 0443	\$ 0 6925	\$ 0 5621
Central	\$ 37 46	\$ 7 92	\$ 0 6493	\$ 0 5451	\$ 0 5293
Noreste	\$ 34 47	\$ 7 29	\$ 0 6059	\$ 0 5068	\$ 0 4821
Noroeste	\$ 35 27	\$ 7 46	\$ 0 5454	\$ 0 5245	\$ 0 5053
Norte	\$ 34 68	\$ 7 36	\$ 0 6130	\$ 0 5113	\$ 0 4837
Peninsular	\$ 38 74	\$ 8 22	\$ 0 6682	\$ 0 5537	\$ 0 5092
Sur	\$ 37 46	\$ 7 92	\$ 0 6085	\$ 0 5172	\$ 0 5037

3 - Cuota minima mensual

Cuando el usuario no haga uso del servicio, cubrirá como minimo el Cargo fijo más el producto del cargo por demanda reservada por la demanda reservada

4 - Demanda reservada.

Demanda reservada es la capacidad en kilowatts que el usuario requiere para cubrir sus necesidades de respaldo y la fijará inicialmente él mismo. Cuando la demanda máxima medida en un día exceda a la demanda reservada, ésta será automáticamente sustituida durante 12 (doce) meses por la demanda máxima medida en ese día. Concluido tal periodo la demanda reservada regresará a su nivel original. Si la fecha de terminación del contrato es anterior al fin de este periodo de 12 (doce) meses, la nueva demanda reservada será igual a la demanda reservada anterior más el producto de la diferencia entre la demanda máxima medida y la demanda reservada anterior, por el factor que resulte de dividir 12 (doce) entre el numero de meses restantes hasta la terminación del contrato

5 - Demanda medida.

La demanda máxima medida se determinará diariamente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos, en el cual el consumo de energia eléctrica del consumidor sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos. Cualquier fracción de kilowatt se

tomará como kilowatt completo

Por cada día que se registre una demanda máxima medida mayor que el límite superior de la banda de tolerancia que se establezca en el contrato de suministro, se contará un día de utilización del servicio de respaldo

Los días en que se utilice el servicio de respaldo se clasificarán en acumulables y no acumulables

Son no acumulables los primeros 65 (sesenta y cinco) días de cada año natural que se utilice el servicio de respaldo. Todos los demás días en que se utilice el servicio de respaldo son acumulables

La demanda medida se determinará mensualmente sumando las demandas máximas medidas de todos los días acumulables en que se usó el servicio de respaldo durante el mes

6.- Año natural

Es el periodo de un año contado a partir de la fecha que se estipule en el contrato de servicio de respaldo

7 - Horario.

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderá aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial

8.- Periodos de punta, intermedio y base.

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describen a continuación

Región Baja California

Del 1º de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 12 00 18 00 - 24 00	12 00 - 18 00
sábado		0 00 - 24 00	
domingo y festivo		0 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al 30 de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 24 00		

Región Baja California Sur

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
------------------	------	------------	-------

lunes a viernes		0 00 - 12 00 22 00 - 24 00	12 00 - 22 00
sábado		0 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
domingo y festivo		0 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Regiones Central, Noreste, Norte y Sur

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 20 00 22 00 - 24 00	20 00 - 22 00
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00	19 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00
sábado	0 00 - 8 00	8 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Región Noroeste

Del 16 de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 13 00 17 00 - 20 00 23 00 - 24 00	13 00 - 17 00 20 00 - 23 00
sábado		00 00 - 24 00	
domingo y festivo		00 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al 15 de mayo

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	

sábado	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22.00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Región Peninsular

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 8 00	8 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
sabado	0 00 - 9 00	9 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 9 00 23 00 - 24 00	9 00 - 18 00 21 00 - 23 00	18 00 - 21 00
sabado	0 00 - 17 00	17 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00 23 00 - 24 00	18 00 - 23 00	

9 - Energía de punta, intermedia y de base

Energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta

Energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio

Energía de base es la energía consumida durante el periodo de base

10 - Aviso del periodo de mantenimiento

El usuario deberá comunicar al suministrador la fecha de inicio y duración de sus periodos de mantenimiento, al menos con 15 (quince) días naturales de anticipación

11 - Deposito de garantía

Dos veces el importe que resulte del producto del cargo por demanda reservada por la demanda reservada

NOTA Las cuotas indicadas, estarán sujetas a un ajuste automático en los términos del resolutivo TERCERO del Acuerdo de Autorización de Ajuste del 28 de diciembre de 2001

Consultar Tarifas de: 2005 ▾



subir regresar imprimir

Tarifa HM-RF (2004 - 2005)

Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla en media tensión

1 - Aplicación.

Esta tarifa se aplicará para el servicio de respaldo para falla a productores externos, suministrado en media tensión, con una demanda de 500 kilowatts o más, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio

2.- Cuotas aplicables en el mes de de 2005.

2.1 Cargo fijo.

\$ 1,116.73

2.2.- Cargos por demanda y energia

Se aplicaran los siguientes cargos por la demanda reservada, por la demanda medida, por la energia de punta, por la energia intermedia y por la energia de base

Region	Cargo por kilowatt de demanda reservada	Cargo por kilowatt de demanda medida	Cargo por kilowatt - hora de energia de punta	Cargo por kilowatt - hora de energia intermedia	Cargo por kilowatt - hora de energia de base
Baja California	\$ 14 29	\$ 6 47	\$ 0 8646	\$ 0 5016	\$ 0 4497
Baja California Sur	\$ 15 88	\$ 7 14	\$ 1 0443	\$ 0 6925	\$ 0 5621
Central	\$ 17 57	\$ 7 92	\$ 0 6493	\$ 0 5451	\$ 0 5293
Noreste	\$ 16 18	\$ 7 29	\$ 0 6059	\$ 0 5068	\$ 0 4821
Noroeste	\$ 16 51	\$ 7 46	\$ 0 5454	\$ 0 5245	\$ 0 5053
Norte	\$ 16 24	\$ 7 36	\$ 0 6130	\$ 0 5113	\$ 0 4837
Peninsular	\$ 18 17	\$ 8 22	\$ 0 6682	\$ 0 5537	\$ 0 5092
Sur	\$ 17 57	\$ 7 92	\$ 0 6085	\$ 0 5172	\$ 0 5037

3 - Cuota mínima mensual

Cuando el usuario no haga uso del servicio, cubrira como minimo el Cargo fijo más el producto del cargo por demanda reservada por la demanda reservada

4 - Demanda reservada.

Demanda reservada es la capacidad en kilowatts que el usuario requiere para cubrir sus necesidades de respaldo y la fijará inicialmente él mismo. Cuando la demanda máxima medida en un día exceda a la demanda reservada, ésta será automáticamente sustituida durante 12 (doce) meses por la demanda máxima medida en ese día. Concluido tal periodo la demanda reservada regresará a su nivel original. Si la fecha de terminación del contrato es anterior al fin de este periodo de 12 (doce) meses, la nueva demanda reservada será igual a la demanda reservada anterior más el producto de la diferencia entre la demanda máxima medida y la demanda reservada anterior, por el factor que resulte de dividir 12 (doce) entre el número de meses restantes hasta la terminación del contrato.

5.- Demanda medida

La demanda máxima medida se determinará diariamente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica del consumidor sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos. Cualquier fracción de kilowatt se

tomará como kilowatt completo

Por cada día que se registre una demanda máxima medida mayor que el límite superior de la banda de tolerancia que se establezca en el contrato de suministro, se contará un día de utilización del servicio de respaldo

Los días en que se utilice el servicio de respaldo se clasificarán en acumulables y no acumulables. Son no acumulables los primeros 31 (treinta y un) días de cada año natural que se utilice el servicio de respaldo, con excepción de que, cuando exista un periodo de respaldo de más de 10 (diez) días consecutivos, los posteriores al décimo serán acumulables. Todos los demás días en que se utilice el servicio de respaldo son acumulables.

La demanda medida se determinará mensualmente sumando las demandas máximas medidas de todos los días acumulables en que se usó el servicio de respaldo durante el mes.

6.- Año natural.

Es el periodo de un año contado a partir de la fecha que se estipule en el contrato de servicio de respaldo.

7.- Horario

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderá aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

8.- Periodos de punta, intermedio y base.

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describen a continuación.

Región Baja California

Del 1º de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta	Semipunta
lunes a viernes		0 00 - 12 30 22 30 - 24 00	12 30 - 18 30	18 30 - 22 30
sábado		0 00 - 24 00		
domingo y festivo		0 00 - 24 00		

Del último domingo de octubre al 30 de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 24 00		

Región Baja California Sur

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta

lunes a viernes		0 00 - 12 30 22 30 - 24 00	12 30 - 22 30
sábado		0 00 - 19 30 22 30 - 24 00	19 30 - 22 30
domingo y festivo		0 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Regiones Central, Noreste, Norte y Sur

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 20 00 22 00 - 24 00	20 00 - 22 00
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00	19 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00
sábado	0 00 - 8 00	8 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Región Noroeste

Del 16 de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 13 30 17 30 - 20 30 23 30 - 24 00	13 30 - 17 30 20 30 - 23 30
sábado		00 00 - 24 00	
domingo y festivo		00 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al 15 de mayo

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	

sábado	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Región Peninsular

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1 00 - 8 00	0 00 - 1 00 8 00 - 19 30 22 30 - 24 00	19 30 - 22 30
sábado	0 00 - 9 00	9 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 9 00 23 00 - 24 00	9 00 - 18 30 21 30 - 23 00	18 30 - 21 30
sábado	0 00 - 17 00	17 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00 23 00 - 24 00	18 00 - 23 00	

9.- Energía de punta, intermedia y de base.

Energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta

Energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio

Energía de base es la energía consumida durante el periodo de base

10 - Deposito de garantia

Dos veces el importe que resulte del producto del cargo por demanda reservada por la demanda reservada

NOTA Las cuotas indicadas, estarán sujetas a un ajuste automático en los términos del resolutivo TERCERO del Acuerdo de Autorización de Ajuste del 28 de diciembre de 2001

Consultar Tarifas de:



subir regresar imprimir

Tarifa HM-RM (2004 - 2005)

Tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en media tensión.

1 - Aplicación.

Esta tarifa se aplicara para el servicio de respaldo para mantenimiento programado dentro del periodo establecido en este Acuerdo, a productores externos, suministrado en media tension, con una demanda de 500 kilowatts o más, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio

2 - Cuotas aplicables en el mes de de 2005.

2.1 Cargo fijo

\$ 1,116.73

2.2.- Cargos por demanda y energia

Se aplicaran los siguientes cargos por la demanda facturable, por la energia de punta, por la energia intermedia y por la energia de base

Región	Cargo por kilowatt de demanda facturable	Cargo por kilowatt - hora de energia de punta	Cargo por kilowatt - hora de energia intermedia	Cargo por kilowatt - hora de energia de base
Baja California	\$ 6 47	\$ 0 8646	\$ 0 5016	\$ 0 4497
Baja California Sur	\$ 7 14	\$ 1 0443	\$ 0 6925	\$ 0 5621
Central	\$ 7 92	\$ 0 6493	\$ 0 5451	\$ 0 5293
Noreste	\$ 7 29	\$ 0 6059	\$ 0 5068	\$ 0 4821
Noroeste	\$ 7 46	\$ 0 5454	\$ 0 5245	\$ 0 5053
Norte	\$ 7 36	\$ 0 6130	\$ 0 5113	\$ 0 4837
Peninsular	\$ 8 22	\$ 0 6682	\$ 0 5537	\$ 0 5092
Sur	\$ 7 92	\$ 0 6085	\$ 0 5172	\$ 0 5037

3.- Cuota mínima mensual

Cuando el usuario no haga uso del servicio, cubrirá como mínimo el Cargo fijo

4 - Demanda reservada

Demanda reservada es la capacidad en kilowatts que el usuario requiere para cubrir sus necesidades de respaldo y la fijará inicialmente el mismo

5 - Periodo de mantenimiento

El usuario fijará su periodo de mantenimiento dentro del periodo establecido en este Acuerdo, notificándolo al suministrador al menos con 30 (treinta) días naturales de anticipacion. Cuando el usuario opere desconectado del sistema y contrate exclusivamente la tarifa de mantenimiento programado, el suministrador conectará el servicio de respaldo al inicio del periodo de mantenimiento y lo desconectará al fin del mismo. Para los usuarios que hayan contratado adicionalmente el servicio de respaldo para falla, sólo el servicio de respaldo proporcionado fuera del periodo de mantenimiento se cobrará con la tarifa de respaldo para falla

6.- Demanda facturable.

La demanda máxima medida se determinará diariamente por medio de instrumentos de

medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica del consumidor sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

La demanda facturable para el mes correspondiente se obtendrá como la suma de (a) el 20 (veinte) por ciento de la adición de las demandas máximas medidas durante los primeros 35 (treinta y cinco) días del periodo de mantenimiento programado, (b) en su caso, la suma de las demandas máximas medidas durante los días en que se sobrepasen los primeros 35 (treinta y cinco) días del periodo de mantenimiento programado, (c) el 80 (ochenta) por ciento de la suma de los excedentes de demanda diarios durante los primeros 35 (treinta y cinco) días, y (d) la suma de los excedentes de demanda diarios durante los días en que se sobrepasen los primeros 35 (treinta y cinco) días del periodo de mantenimiento programado.

Se entenderá por excedente de demanda diario la diferencia entre (a) la demanda máxima medida durante el día y (b) la demanda reservada. El excedente de demanda diario será igual a cero cuando la demanda máxima medida durante el día sea menor que la demanda reservada.

7.- Año natural

Es el periodo de un año contado a partir de la fecha que se estipule en el contrato de servicio de respaldo.

8.- Horario

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderá aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

9.- Periodos de punta, intermedio y base.

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describen a continuación.

Región Baja California

Del 1º de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 12 00 18 00 - 24 00	12 00 - 18 00
sábado		0 00 - 24 00	
domingo y festivo		0 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al 30 de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 24 00		

Región Baja California Sur

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 12 00 22 00 - 24 00	12 00 - 22 00
sábado		0 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
domingo y festivo		0 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Regiones Central, Noreste, Norte y Sur

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 20 00 22 00 - 24 00	20 00 - 22 00
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00	19 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00
sábado	0 00 - 8 00	8 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Región Noroeste

Del 16 de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 13 00 17 00 - 20 00 23 00 - 24 00	13 00 - 17 00 20 00 - 23 00
sábado		00 00 - 24 00	
domingo y festivo		00 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al 15 de mayo

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta

lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Región Peninsular

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 8 00	8 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
sábado	0 00 - 9 00	9 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 9 00 23 00 - 24 00	9 00 - 18 00 21 00 - 23 00	18 00 - 21 00
sábado	0 00 - 17 00	17 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00 23 00 - 24 00	18 00 - 23 00	

10 - Energía de punta, intermedia y de base

Energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta

Energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio

Energía de base es la energía consumida durante el periodo de base

11 - Respaldo para falla.

El usuario que requiera servicio de respaldo para falla podrá contratarlo en la tarifa correspondiente

En este caso, sólo el servicio de respaldo proporcionado fuera del periodo de mantenimiento se cobrará con la tarifa de respaldo para falla, y no se aplicará el Cargo fijo de esa tarifa

12.- Deposito de garantia

Siete veces el importe que resulte del producto del cargo por demanda facturable por la demanda reservada

NOTA Las cuotas indicadas, estarán sujetas a un ajuste automático en los términos del resolutivo TERCERO del Acuerdo de Autorización de Ajuste del 28 de diciembre de 2001

Consultar Tarifas de: 2005 ▾



subir regresar imprimir

Tarifa HS-R (2004 - 2005)

Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en alta tension, nivel subtransmisi3n.

1.- Aplicaci3n.

Esta tarifa se aplicara para el servicio de respaldo para falla y mantenimiento a productores externos, suministrado en alta tension, nivel subtransmisi3n, y que por las caracteristicas de utilizacion de su demanda soliciten inscribirse en este servicio

2 - Cuotas aplicables en el mes de de 2005.

2.1.- Cargo fijo

\$ 1,147.89

2.2.- Cargos por demanda y energia

Se aplicaran los siguientes cargos por la demanda reservada, por la demanda medida, por la energia de punta, por la energia de semipunta por la energia intermedia y por la energia de base

Region	Cargo por kilowatt de demanda reservada	Cargo por kilowatt de demanda medida	Cargo por kilowatt - hora de energia de punta	Cargo por kilowatt - hora de energia intermedia	Cargo por kilowatt - hora de energia de base
* Baja California	\$ 28 40	\$ 6 04	\$ 0 8756	\$ 0 4892	\$ 0 4561
Baja California Sur	\$ 28 90	\$ 6 12	\$ 1 0457	\$ 0 6933	\$ 0 5623
Central	\$ 30 54	\$ 6 43	\$ 0 6482	\$ 0 5440	\$ 0 5294
Noreste	\$ 30 02	\$ 6 37	\$ 0 6093	\$ 0 5103	\$ 0 4849
Noroeste	\$ 30 50	\$ 6 41	\$ 0 5459	\$ 0 5248	\$ 0 5050
Norte	\$ 30 18	\$ 6 40	\$ 0 6126	\$ 0 5112	\$ 0 4829
Peninsular	\$ 31 06	\$ 6 52	\$ 0 6622	\$ 0 5490	\$ 0 5048
Sur	\$ 30 54	\$ 6 43	\$ 0 5974	\$ 0 5075	\$ 0 4947

(*) En la region Baja California el cargo por kilowatt-hora de energia de semipunta ser3 \$0.6421

3 - Cuota minima mensual

Cuando el usuario no haga uso del servicio, cubrir3 como minimo el Cargo fijo m3s el producto del cargo por demanda reservada por la demanda reservada

4 - Demanda reservada.

Demanda reservada es la capacidad en kilowatts que el usuario requiere para cubrir sus necesidades de respaldo y la fijar3 inicialmente 3l mismo Cuando la demanda m3xima medida en un d3a exceda a la demanda reservada, 3sta ser3 autom3ticamente sustituida durante 12 (doce) meses por la demanda maxima medida en ese d3a Concluido tal periodo la demanda reservada regresara a su nivel original Si la fecha de terminaci3n del contrato es anterior al fin de este periodo de 12 (doce) meses, la nueva demanda reservada ser3 igual a la demanda reservada anterior m3s el producto de la diferencia entre la demanda m3xima medida y la demanda reservada anterior, por el factor que resulte de dividir 12 (doce) entre el n3mero de meses restantes hasta la terminaci3n del contrato

5.- Demanda medida

La demanda máxima medida se determinará diariamente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica del consumidor sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos. Cualquier fracción de kilowatt se tomara como kilowatt completo.

Por cada día que se registre una demanda máxima medida mayor que el límite superior de la banda de tolerancia que se establezca en el contrato de suministro, se contará un día de utilización del servicio de respaldo.

Los días en que se utilice el servicio de respaldo se clasificarán en acumulables y no acumulables.

Son no acumulables los primeros 65 (sesenta y cinco) días de cada año natural que se utilice el servicio de respaldo. Todos los demás días en que se utilice el servicio de respaldo son acumulables.

La demanda medida se determinará mensualmente sumando las demandas máximas medidas de todos los días acumulables en que se usó el servicio de respaldo durante el mes.

6.- Año natural.

Es el periodo de un año contado a partir de la fecha que se estipule en el contrato de servicio de respaldo.

7.- Horario

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderá aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

8 - Periodos de punta, semipunta, intermedio y base.

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describen a continuación.

Región Baja California

Del 1º de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 12 00 18 00 - 24 00	12 00 - 18 00
sábado		0 00 - 24 00	
domingo y festivo		0 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al 30 de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 24 00		

Región Baja California Sur

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 12 00 22 00 - 24 00	12 00 - 22 00
sábado		0 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
domingo y festivo		0 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Regiones Central, Noreste, Norte y Sur

Del 1o. de febrero, al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

Del primer domingo de abril al 31 de julio.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1 00 - 6 00	0 00 - 1 00 6 00 - 20 00 22 00 - 24 00	20 00 - 22 00
sábado	1 00 - 7 00	0 00 - 1 00 7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00	19 00 - 24 00	

Del 1° de agosto, al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

Del último domingo de octubre al 31 de enero

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
------------------	------	------------	-------

lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00
sábado	0 00 - 8 00	8 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Región Noroeste

Del 16 de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 13 00 17 00 - 20 00 23 00 - 24 00	13 00 - 17 00 20 00 - 23 00
sábado		00 00 - 24 00	
domingo y festivo		00 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al 15 de mayo

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Región Peninsular

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1 00 - 8 00	0 00 - 1 00 8 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
sábado	0 00 - 9 00	9 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 9 00 23 00 - 24 00	9 00 - 18 00 21 00 - 23 00	18 00 - 21 00
sábado	0 00 - 17 00	17 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00 23 00 - 24 00	18 00 - 23 00	

9.- Energía de punta, de semipunta, intermedia y de base.

Energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta

Energía de semipunta es la energía consumida durante el periodo de semipunta

Energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio

Energía de base es la energía consumida durante el periodo de base

10.- Aviso del periodo de mantenimiento.

El usuario deberá comunicar al suministrador la fecha de inicio y duración de sus periodos de mantenimiento, al menos con 15 (quince) días naturales de anticipación

11.- Deposito de garantía

Dos veces el importe que resulte del producto del cargo por demanda reservada por la demanda reservada

NOTA Las cuotas indicadas, estarán sujetas a un ajuste automático en los términos del resolutivo TERCERO del Acuerdo de Autorización de Ajuste del 28 de diciembre de 2001

Consultar Tarifas de.



Subir regresar imprimir

Tarifa HS-RF (2004 - 2005)

Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla en alta tensión, nivel subtransmisión.

1.- Aplicación.

Esta tarifa se aplicará para el servicio de respaldo para falla a productores externos, suministrado en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio

2 - Cuotas aplicables en el mes de de 2005.

2.1 - Cargo fijo.

\$ 1,147.89

2.2 - Cargos por demanda y energía.

Se aplicaran los siguientes cargos por la demanda reservada, por la demanda medida, por la energía de punta, por la energía de semipunta, por la energía intermedia y por la energía de base

Region	Cargo por kilowatt de demanda reservada	Cargo por kilowatt de demanda medida	Cargo por kilowatt - hora de energía de punta	Cargo por kilowatt - hora de energía intermedia	Cargo por kilowatt - hora de energía de base
* Baja California	\$ 13 29	\$ 6 04	\$ 0 8756	\$ 0 4892	\$ 0 4561
Baja California Sur	\$ 13 56	\$ 6 12	\$ 1 0457	\$ 0 6933	\$ 0 5623
Central	\$ 14 34	\$ 6 43	\$ 0 6482	\$ 0 5440	\$ 0 5294
Noreste	\$ 14 07	\$ 6 37	\$ 0 6093	\$ 0 5103	\$ 0 4849
Noroeste	\$ 14 31	\$ 6 41	\$ 0 5459	\$ 0 5248	\$ 0 5050
Norte	\$ 14 15	\$ 6 40	\$ 0 6126	\$ 0 5112	\$ 0 4829
Peninsular	\$ 14 56	\$ 6 52	\$ 0 6622	\$ 0 5490	\$ 0 5048
Sur	\$ 14 34	\$ 6 43	\$ 0 5974	\$ 0 5075	\$ 0 4947

(*) En la región Baja California, el cargo por kilowatt-hora de energía de semipunta será \$0.6421

3 - Cuota mínima mensual

Cuando el usuario no haga uso del servicio, cubrirá como mínimo el Cargo fijo más el producto del cargo por demanda reservada por la demanda reservada

4 - Demanda reservada

Demanda reservada es la capacidad en kilowatts que el usuario requiere para cubrir sus necesidades de respaldo y la fijará inicialmente él mismo. Cuando la demanda máxima medida en un día exceda a la demanda reservada, esta será automáticamente sustituida durante 12 (doce) meses por la demanda máxima medida en ese día. Concluido tal periodo la demanda reservada regresara a su nivel original. Si la fecha de terminación del contrato es anterior al fin de este periodo de 12 (doce) meses, la nueva demanda reservada será igual a la demanda reservada anterior mas el producto de la diferencia entre la demanda máxima medida y la demanda reservada anterior, por el factor que resulte de dividir 12 (doce) entre el numero de meses restantes hasta la terminación del contrato

5 - Demanda medida.

La demanda máxima medida se determinará diariamente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica del consumidor sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

Por cada día que se registre una demanda máxima medida mayor que el límite superior de la banda de tolerancia que se establezca en el contrato de suministro, se contará un día de utilización del servicio de respaldo.

Los días que se utilice el servicio de respaldo se clasificarán en acumulables y no acumulables. Son no acumulables los primeros 31 (treinta y un) días de cada año natural que se utilice el servicio de respaldo, con excepción de que, cuando exista un periodo de respaldo de más de 10 (diez) días consecutivos, los posteriores al décimo serán acumulables. Todos los demás días en que se utilice el servicio de respaldo son acumulables.

La demanda medida se determinará mensualmente sumando las demandas máximas medidas de todos los días acumulables en que se usó el servicio de respaldo durante el mes.

6 - Año natural

Es el periodo de un año contado a partir de la fecha que se estipule en el contrato de servicio de respaldo.

7.- Horario

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderá aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

8 - Periodos de punta, semipunta, intermedio y base

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describen a continuación:

Región Baja California

Del 1º de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta	Semipunta
lunes a viernes		0 00 - 12 00 22 00 - 24 00	12 00 - 18 00	18 00 - 22 00
sábado		0 00 - 24 00		
domingo y festivo		0 00 - 24 00		

Del último domingo de octubre al 30 de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 24 00		

Región Baja California Sur

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 12 00 22 00 - 24 00	12 00 - 22 00
sábado		0 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
domingo y festivo		0 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0.00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Regiones Central, Noreste, Norte y Sur

Del 1º de febrero, al sábado anterior al primer domingo de abril.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

Del primer domingo de abril al 31 de julio.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1 00 - 6 00	0 00 - 1 00 6 00 - 20 00 22 00 - 24 00	20 00 - 22 00
sábado	1 00 - 7 00	0 00 - 1 00 7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00	19 00 - 24 00	

Del 1º de agosto, al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

Del último domingo de octubre al 31 de enero

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
------------------	------	------------	-------

lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00
sábado	0 00 - 8 00	8 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Región Noroeste

Del 16 de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 13 00 17 00 - 20 00 23 00 - 24 00	13 00 - 17 00 20 00 - 23 00
sábado		00 00 - 24 00	
domingo y festivo		00 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al 15 de mayo

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Región Peninsular

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1 00 - 8 00	0 00 - 1 00 8 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
sábado	0 00 - 9 00	9 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 9 00 23 00 - 24 00	9 00 - 18 00 21 00 - 23 00	18 00 - 21 00
sábado	0 00 - 17 00	17 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00 23 00 - 24 00	18 00 - 23 00	

9 - Energía de punta, de semipunta, intermedia y de base

Energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta

Energía de semipunta es la energía consumida durante el periodo de semipunta

Energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio

Energía de base es la energía consumida durante el periodo de base

10.- Depósito de garantía

Dos veces el importe que resulte del producto del cargo por demanda reservada por la demanda reservada

NOTA Las cuotas indicadas, estarán sujetas a un ajuste automático en los términos del resolutivo TERCERO del Acuerdo de Autorización de Ajuste del 28 de diciembre de 2001

Consultar Tarifas de:



[subir](#) [regresar](#) [imprimir](#)

Tarifa HS-RM (2004 - 2005)

Tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel subtransmisión.

1.- Aplicación

Esta tarifa se aplicará para el servicio de respaldo para mantenimiento programado, dentro del periodo establecido en este Acuerdo, a productores externos, suministrado en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio

2 - Cuotas aplicables en el mes de de 2005.

2.1.- Cargo fijo

\$ 1,147.89

2.2 - Cargos por demanda y energia

Se aplicaran los siguientes cargos por la demanda facturable, por la energia de punta, por la energia de semipunta, por la energia intermedia y por la energia de base

Región	Cargo por kilowatt de demanda facturable	Cargo por kilowatt - hora de energia de punta	Cargo por kilowatt - hora de energia intermedia	Cargo por kilowatt - hora de energia de base
* Baja California	\$ 6 04	\$ 0 8756	\$ 0 4892	\$ 0 4561
Baja California Sur	\$ 6 12	\$ 1 0457	\$ 0 6933	\$ 0 5623
Central	\$ 6 43	\$ 0 6482	\$ 0 5440	\$ 0 5294
Noreste	\$ 6 37	\$ 0 6093	\$ 0 5103	\$ 0 4849
Noroeste	\$ 6 41	\$ 0 5459	\$ 0 5248	\$ 0 5050
Norte	\$ 6 40	\$ 0 6126	\$ 0 5112	\$ 0 4829
Peninsular	\$ 6 52	\$ 0 6622	\$ 0 5490	\$ 0 5048
Sur	\$ 6 43	\$ 0 5974	\$ 0 5075	\$ 0 4947

(*) En la region Baja California, el cargo por kilowatt-hora de energia de semipunta será **\$0.6421**

3 - Cuota minima mensual

Cuando el usuario no haga uso del servicio cubrira como minimo el Cargo fijo

4.- Demanda reservada

Demanda reservada es la capacidad en kilowatts que el usuario requiere para cubrir sus necesidades de respaldo y la fijara inicialmente el mismo

5 - Periodo de mantenimiento

El usuario fijara su periodo de mantenimiento dentro del periodo establecido en este Acuerdo, notificandolo al suministrador al menos con 30 (treinta) días naturales de anticipación. Cuando el usuario opere desconectado del sistema y contrate exclusivamente la tarifa de mantenimiento programado, el suministrador conectará el servicio de respaldo al inicio del periodo de mantenimiento y lo desconectará al fin del mismo. Para los usuarios que hayan contratado adicionalmente el servicio de respaldo para falla, sólo el servicio de respaldo proporcionado fuera del periodo de mantenimiento se cobrará con la tarifa de respaldo para falla

6 - Demanda facturable.

La demanda máxima medida se determinará diariamente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica del consumidor sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos. Cualquier fracción de kilowatt se tomara como kilowatt completo.

La demanda facturable para el mes correspondiente se obtendrá como la suma de (a) el 20 (veinte) por ciento de la adición de las demandas máximas medidas durante los primeros 35 (treinta y cinco) días del periodo de mantenimiento programado, (b) en su caso, la suma de las demandas máximas medidas durante los días en que se sobrepasen los primeros 35 (treinta y cinco) días del periodo de mantenimiento programado, (c) el 80 (ochenta) por ciento de la suma de los excedentes de demanda diarios durante los primeros 35 (treinta y cinco) días, y (d) la suma de los excedentes de demanda diarios durante los días en que se sobrepasen los primeros 35 (treinta y cinco) días del periodo de mantenimiento programado.

Se entendera por excedente de demanda diario la diferencia entre (a) la demanda máxima medida durante el día y (b) la demanda reservada. El excedente de demanda diario sera igual a cero cuando la demanda máxima medida durante el día sea menor que la demanda reservada.

7 - Año natural.

Es el periodo de un año contado a partir de la fecha que se estipule en el contrato de servicio de respaldo.

8 - Horario

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderá aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

9.- Periodos de punta, semipunta, intermedio y base.

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describen a continuación.

Región Baja California

Del 1º de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta	Semipunta
lunes a viernes		0 00 - 12 00 22 00 - 24 00	12 00 - 18 00	18 00 - 22 00
sábado		0 00 - 24 00		
domingo y festivo		0 00 - 24 00		

Del último domingo de octubre al 30 de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 24 00		

Región Baja California Sur

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 12 00 22 00 - 24 00	12 00 - 22 00
sábado		0 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
domingo y festivo		0 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Regiones Central, Noreste, Norte y Sur

Del 1º de febrero, al sábado anterior al primer domingo de abril.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

Del primer domingo de abril al 31 de julio

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1 00 - 6 00	0 00 - 1 00 6 00 - 20 00 22 00 - 24 00	20 00 - 22 00
sábado	1 00 - 7 00	0 00 - 1 00 7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00	19 00 - 24 00	

Del 1º de agosto, al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

Del último domingo de octubre al 31 de enero

--	--	--	--

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00
sábado	0 00 - 8 00	8 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Región Noroeste

Del 16 de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 13 00 17 00 - 20 00 23 00 - 24 00	13 00 - 17 00 20 00 - 23 00
sábado		00 00 - 24 00	
domingo y festivo		00 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al 15 de mayo

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Región Peninsular

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1 00 - 8 00	0 00 - 1 00 8 00 - 19 00 22 00 - 24 00	19 00 - 22 00
sábado	0 00 - 9 00	9 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 9 00 23 00 - 24 00	9 00 - 18 00 21 00 - 23 00	18 00 - 21 00
sábado	0 00 - 17 00	17 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00 23 00 - 24 00	18 00 - 23 00	

10.- Energía de punta, de semipunta, intermedia y de base.

Energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta

Energía de semipunta es la energía consumida durante el periodo de semipunta

Energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio

Energía de base es la energía consumida durante el periodo de base

11.- Respaldo para falla.

El usuario que requiera servicio de respaldo para falla podrá contratarlo en la tarifa correspondiente. En este caso, sólo el servicio de respaldo proporcionado fuera del periodo de mantenimiento se cobrará con la tarifa de respaldo para falla, y no se aplicará el Cargo fijo de esa tarifa.

12.- Deposito de garantía

Siete veces el importe que resulte del producto del cargo por demanda reservada por la demanda reservada.

NOTA: Las cuotas indicadas, estarán sujetas a un ajuste automático en los términos del resolutivo TERCERO del Acuerdo de Autorización de Ajuste del 28 de diciembre de 2001.

Consultar Tarifas de:



subir regresar imprimir

Tarifa HT-R (2004 - 2005)

Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel transmisión

1.- Aplicación

Esta tarifa se aplicara para el servicio de respaldo para falla y mantenimiento a productores externos, suministrado en alta tensión, nivel transmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio

2 - Cuotas aplicables en el mes de de 2005.

2.1 Cargo fijo

\$ 1,147.89

2.2 Cargos por demanda y energía

Se aplicaran los siguientes cargos por la demanda reservada, por la demanda medida, por la energía de punta, por la energía de semipunta, por la energía intermedia y por la energía de base

Region	Cargo por kilowatt de demanda reservada	Cargo por kilowatt de demanda medida	Cargo por kilowatt - hora de energía de punta	Cargo por kilowatt - hora de energía intermedia	Cargo por Kilowatt - hora de energía de base
* Baja California	\$ 26 51	\$ 5 63	\$ 0 8628	\$ 0 4833	\$ 0 4495
Baja California Sur	\$ 27 46	\$ 5 80	\$ 1 0155	\$ 0 6721	\$ 0 5464
Central	\$ 26 57	\$ 5 63	\$ 0 6322	\$ 0 5301	\$ 0 5155
Noreste	\$ 26 57	\$ 5 63	\$ 0 5818	\$ 0 4867	\$ 0 4629
Noroeste	\$ 26 57	\$ 5 63	\$ 0 5259	\$ 0 5052	\$ 0 4878
Norte	\$ 26 57	\$ 5 63	\$ 0 5825	\$ 0 4850	\$ 0 4587
Peninsular	\$ 26 57	\$ 5 63	\$ 0 6248	\$ 0 5182	\$ 0 4762
Sur	\$ 26 57	\$ 5 63	\$ 0 5810	\$ 0 4931	\$ 0 4807

(*) En la region Baja California, el cargo por kilowatt-hora de energía de semipunta será **\$0.6326**

3 - Cuota minima mensual

Cuando el usuario no haga uso del servicio, cubrirá como minimo el cargo fijo más el producto del cargo por demanda reservada por la demanda reservada

4 - Demanda reservada

Demanda reservada es la capacidad en kilowatts que el usuario requiere para cubrir sus necesidades de respaldo y la fijará inicialmente él mismo. Cuando la demanda máxima medida en un día exceda a la demanda reservada, ésta será automáticamente sustituida durante 12 meses por la demanda máxima medida en ese día. Concluido tal periodo la demanda reservada regresará a su nivel original. Si la fecha de terminación del contrato es anterior al fin de este periodo de 12 meses, la nueva demanda reservada será igual a la demanda reservada anterior más el producto de la diferencia entre la demanda máxima medida y la demanda reservada anterior, por el factor que resulte de dividir 12 entre el número de meses restantes hasta la terminación del contrato

5.- Demanda medida

La demanda maxima medida se determinará diariamente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15

minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica del consumidor sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

Por cada día que se registre una demanda máxima medida mayor que el límite superior de la banda de tolerancia que se establezca en el contrato de suministro, se contará un día de utilización del servicio de respaldo.

Los días que se utilice el servicio de respaldo se clasificarán en acumulables y no acumulables. Son no acumulables los primeros 65 días de cada año natural que se utilice el servicio de respaldo. Todos los demás días en que se utilice el servicio de respaldo son acumulables.

La demanda medida se determinará mensualmente sumando las demandas máximas medidas de todos los días acumulables en que se usó el servicio de respaldo durante el mes.

6 - Año natural

Es el período de un año contado a partir de la fecha que se estipule en el contrato de servicio de respaldo.

7 - Horario

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderá aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

8 - Periodos de punta, semipunta, intermedio y base

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describen a continuación.

Región Baja California

Del 1º de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta	Semipunta
lunes a viernes		0 00 - 12 30 22 30 - 24 00	12 30 - 18 30	18 30 - 22 30
sábado		0 00 - 24 00		
domingo y festivo		0 00 - 24 00		

Del último domingo de octubre al 30 de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 24 00		

Región Baja California Sur

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 12 30 22 30 - 24 00	12 30 - 22 30
		0 00 - 19 30	

sábado		22 30 - 24 00	19 30 - 22 30
domingo y festivo		0 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Regiones Central, Noreste, Norte y Sur

Del 1º de febrero al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 19 30 22 30 - 24 00	19 30 - 22 30
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

Del primer domingo de abril al 31 de julio

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1 00 - 6 00	0 00 - 1 00 6 00 - 20 30 22 30 - 24 00	20 30 - 22 30
sábado	1 00 - 7 00	0 00 - 1 00 7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00	19 00 - 24 00	

Del 1º de agosto al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 19 30 22 30 - 24 00	19 30 - 22 30
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

Del último domingo de octubre al 31 de enero

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 18 30 22 30 - 24 00	18 30 - 22 30
sábado	0 00 - 8 00	8 00 - 19 30 21 30 - 24 00	19 30 - 21 30
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Región Noroeste

Del 16 de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 13 30 17 30 - 20 30	13 30 - 17 30 20 30 - 23 30

		23 30 - 24 00	
sabado		00 00 - 24 00	
domingo y festivo		00 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al 15 de mayo

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sabado	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Región Peninsular

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1 00 - 8 00	0 00 - 1 00 8 00 - 19 30 22 30 - 24 00	19 30 - 22 30
sabado	0 00 - 9 00	9 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 9 00 23 00 - 24 00	9 00 - 18 30 21 30 - 23 00	18 30 - 21 30
sabado	0 00 - 17 00	17 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00 23 00 - 24 00	18 00 - 23 00	

9 - Energía de punta, de semipunta, intermedio y de base

Energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta

Energía de semipunta es la energía consumida durante el periodo de semipunta

Energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio

Energía de base es la energía consumida durante el periodo de base

10 - Aviso del periodo de mantenimiento

El usuario deberá comunicar al suministrador la fecha de inicio y duración de sus periodos de mantenimiento, al menos con 15 días naturales de anticipación

11 - Deposito de garantía

Será dos veces el importe que resulte del producto del cargo por demanda reservada por la demanda reservada

NOTA Las cuotas indicadas, estarán sujetas a un ajuste automático en los términos del resolutive TERCERO del Acuerdo de Autorización de Ajuste del 28 de diciembre de 2001

Consultar tarifas de: 2005 ▾



Tarifa HT-RF (2004 - 2005)**Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla en alta tensión, nivel transmisión****1 - Aplicación**

Esta tarifa se aplicará para el servicio de respaldo para falla a productores externos, suministrado en alta tensión, nivel transmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio

2.- Cuotas aplicables en el mes de **ABRIL** de 2005.

2.1 Cargo fijo

\$ 1,147.890

2.2 Cargos por demanda y energía

Se aplicaran los siguientes cargos por la demanda reservada, por la demanda medida, por la energía de punta, por la energía de semipunta, por la energía intermedia y por la energía de base

Region	Cargo por Kilowatt de demanda reservada	Cargo por Kilowatt de demanda medida	Cargo por Kilowatt - hora de energía de punta	Cargo por Kilowatt - hora de energía intermedia	Cargo por Kilowatt - hora de energía de base
* Baja California	\$ 12 49	\$ 5 63	\$ 0 8628	\$ 0 4833	\$ 0 4495
Baja California Sur	\$ 12 88	\$ 5 80	\$ 1 0155	\$ 0 6721	\$ 0 5464
Central	\$ 12 50	\$ 5 63	\$ 0 6322	\$ 0 5301	\$ 0 5155
Noreste	\$ 12 50	\$ 5 63	\$ 0 5818	\$ 0 4867	\$ 0 4629
Noroeste	\$ 12 50	\$ 5 63	\$ 0 5259	\$ 0 5052	\$ 0 4878
Norte	\$ 12 50	\$ 5 63	\$ 0 5825	\$ 0 4850	\$ 0 4587
Peninsular	\$ 12 50	\$ 5 63	\$ 0 6248	\$ 0 5182	\$ 0 4762
Sur	\$ 12 50	\$ 5 63	\$ 0 5810	\$ 0 4931	\$ 0 4807

(*) En la region Baja California, el cargo por kilowatt-hora de energía de semipunta sera **\$0.6326**

3.- Cuota minima mensual

Cuando el usuario no haga uso del servicio, cubrirá como mínimo el cargo fijo más el producto del cargo por demanda reservada por la demanda reservada

4 - Demanda reservada

Demanda reservada es la capacidad en kilowatts que el usuario requiere para cubrir sus necesidades de respaldo y la fijará inicialmente el mismo. Cuando la demanda máxima medida en un día exceda a la demanda reservada, ésta será automáticamente sustituida durante 12 meses por la demanda máxima medida en ese día. Concluido tal periodo la demanda reservada regresará a su nivel original. Si la fecha de terminación del contrato es anterior al fin de este periodo de 12 meses, la nueva demanda reservada será igual a la demanda reservada anterior más el producto de la diferencia entre la demanda máxima medida y la demanda reservada anterior, por el factor que resulte de dividir 12 entre el número de meses restantes hasta la terminación del contrato.

5 - Demanda medida

La demanda máxima medida se determinará diariamente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica del consumidor sea mayor que en

cualquier otro intervalo de 15 minutos. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

Por cada día que se registre una demanda máxima medida mayor que el límite superior de la banda de tolerancia que se establezca en el contrato de suministro, se contará un día de utilización del servicio de respaldo.

Los días que se utilice el servicio de respaldo se clasificarán en acumulables y no acumulables. Son no acumulables los primeros 31 días de cada año natural que se utilice el servicio de respaldo, con excepción de que, cuando exista un periodo de respaldo de más de 10 días consecutivos, los posteriores al décimo serán acumulables. Todos los demás días en que se utilice el servicio de respaldo son acumulables.

La demanda medida se determinará mensualmente sumando las demandas máximas medidas de todos los días acumulables en que se usó el servicio de respaldo durante el mes.

6 - Año natural

Es el periodo de un año contado a partir de la fecha que se estipule en el contrato de servicio de respaldo.

7.- Horario

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderá aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

8 - Periodos de punta, semipunta, intermedio y base

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describen a continuación.

Región Baja California

Del 1º de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta	Semipunta
lunes a viernes		0 00 - 12 30 22 30 - 24 00	12 30 - 18 30	18 30 - 22 30
sábado		0 00 - 24 00		
domingo y festivo		0 00 - 24 00		

Del último domingo de octubre al 30 de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 24 00		

Región Baja California Sur

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 12 30 22 30 - 24 00	12 30 - 22 30
		0 00 - 19 30	

sábado		22 30 - 24 00	19 30 - 22 30
domingo y festivo		0 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Regiones Central, Noreste, Norte y Sur

Del 1° de febrero al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 19 30 22 30 - 24 00	19 30 - 22 30
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

Del primer domingo de abril al 31 de julio

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1 00 - 6 00	0 00 - 1 00 6 00 - 20 30 22 30 - 24 00	20 30 - 22 30
sábado	1 00 - 7 00	0 00 - 1 00 7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00	19 00 - 24 00	

Del 1° de agosto al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 19 30 22 30 - 24 00	19 30 - 22 30
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

Del último domingo de octubre al 31 de enero

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 18 30 22 30 - 24 00	18 30 - 22 30
sábado	0 00 - 8 00	8 00 - 19 30 21 30 - 24 00	19 30 - 21 30
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Región Noroeste

Del 16 de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 13 30 17 30 - 20 30	13 30 - 17 30 20 30 - 23 30

		23 30 - 24 00	
sábado		00 00 - 24 00	
domingo y festivo		00 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al 15 de mayo

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Región Peninsular

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1 00 - 8 00	0 00 - 1 00 8 00 - 19 30 22 30 - 24 00	19 30 - 22 30
sábado	0 00 - 9 00	9 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 9 00 23 00 - 24 00	9 00 - 18 30 21 30 - 23 00	18 30 - 21 30
sábado	0 00 - 17 00	17 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00 23 00 - 24 00	18 00 - 23 00	

9 - Energía de punta, de semipunta, intermedia y de base

Energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta

Energía de semipunta es la energía consumida durante el periodo de semipunta

Energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio

Energía de base es la energía consumida durante el periodo de base

10 - Deposito de garantía

Será dos veces el importe que resulte del producto del cargo por demanda reservada por la demanda reservada

NOTA Las cuotas indicadas, estarán sujetas a un ajuste automático en los términos del resolutive TERCERO del Acuerdo de Autorización de Ajuste del 28 de diciembre de 2001

Consultar tarifas de:



subir regresar imprimir

Tarifa HT-RM (2004 - 2005)

Tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel transmisión

1.- Aplicación

Esta tarifa se aplicara para el servicio de respaldo para mantenimiento programado dentro del periodo establecido en este Acuerdo, a productores externos, suministrado en alta tensión, nivel transmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio

2 - Cuotas aplicables en el mes de **ABRIL** de 2005.

2.1 Cargo fijo

\$ 1,147.89

2.2 Cargos por demanda y energía

Se aplicaran los siguientes cargos por la demanda facturable, por la energía de punta, por la energía de semipunta, por la energía intermedia y por la energía de base

Region	Cargo por kilowatt de demanda facturable	Cargo por kilowatt - hora de energía de punta	Cargo por kilowatt - hora de energía intermedia	Cargo por kilowatt - hora de energía de base
* Baja California	\$ 5 63	\$ 0 8628	\$ 0 4833	\$ 0 4495
Baja California Sur	\$ 5 80	\$ 1 0155	\$ 0 6721	\$ 0 5464
Central	\$ 5 63	\$ 0 6322	\$ 0 5301	\$ 0 5155
Noreste	\$ 5 63	\$ 0 5818	\$ 0 4867	\$ 0 4629
Noroeste	\$ 5 63	\$ 0 5259	\$ 0 5052	\$ 0 4878
Norte	\$ 5 63	\$ 0 5825	\$ 0 4850	\$ 0 4587
Peninsular	\$ 5 63	\$ 0 6248	\$ 0 5182	\$ 0 4762
Sur	\$ 5 63	\$ 0 5810	\$ 0 4931	\$ 0 4807

(*) En la región Baja California, el cargo por kilowatt-hora de energía de semipunta será **\$0.6326**

3 - Cuota minima mensual

Cuando el usuario no haga uso del servicio, cubrirá como mínimo el cargo fijo

4 - Demanda reservada

Demanda reservada es la capacidad en kilowatts que el usuario requiere para cubrir sus necesidades de respaldo y la fijará inicialmente él mismo

5 - Periodo de mantenimiento

El usuario fijara su periodo de mantenimiento dentro del periodo establecido en este acuerdo, notificandolo al suministrador al menos con 30 dias naturales de anticipación. Cuando el usuario opere desconectado del sistema y contrate exclusivamente la tarifa de mantenimiento programado, el suministrador conectará el servicio de respaldo al inicio del periodo de mantenimiento y lo desconectará al fin del mismo. Para los usuarios que hayan contratado adicionalmente el servicio de respaldo para falla, sólo el servicio de respaldo proporcionado fuera del periodo de mantenimiento se cobrará con la tarifa de respaldo para falla

6 - Demanda facturable

La demanda máxima medida se determinará diariamente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica del consumidor sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

La demanda facturable para el mes correspondiente se obtendrá como la suma de (a) el 20 por ciento de la adición de las demandas máximas medidas durante los primeros 35 días del periodo de mantenimiento programado, (b) en su caso, la suma de las demandas máximas medidas durante los días en que se sobrepasen los primeros 35 días del periodo de mantenimiento programado, (c) el 80 por ciento de la suma de los excedentes de demanda diarios durante los primeros 35 días, y (d) la suma de los excedentes de demanda diarios durante los días en que se sobrepasen los primeros 35 días del periodo de mantenimiento programado.

Se entenderá por excedente de demanda diario la diferencia entre (a) la demanda máxima medida durante el día y (b) la demanda reservada. El excedente de demanda diario será igual a cero cuando la demanda máxima medida durante el día sea menor que la demanda reservada.

7 - Año natural

Es el periodo de un año contado a partir de la fecha que se estipule en el contrato de servicio de respaldo.

8.- Horario

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderá aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

9 - Periodos de punta, semipunta, intermedio y base

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifadas para distintas temporadas del año, como se describen a continuación:

Región Baja California

Del 1º de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta	Semipunta
lunes a viernes		0 00 - 12 30 22 30 - 24 00	12 30 - 18 30	18 30 - 22 30
sábado		0 00 - 24 00		
domingo y festivo		0 00 - 24 00		

Del último domingo de octubre al 30 de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00 22 00 - 24 00	17 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 24 00		

Región Baja California Sur

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta

lunes a viernes		0 00 - 12 30 22 30 - 24 00	12 30 - 22 30
sábado		0 00 - 19 30 22 30 - 24 00	19 30 - 22 30
domingo y festivo		0 00 - 24 00	

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 18 00 22 00 - 24 00	18 00 - 22 00	
sábado	0 00 - 18 00 21 00 - 24 00	18 00 - 21 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00	

Regiones Central, Noreste, Norte y Sur

Del 1º de febrero al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 19 30 22 30 - 24 00	19 30 - 22 30
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

Del primer domingo de abril al 31 de julio

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1 00 - 6 00	0 00 - 1 00 6 00 - 20 30 22 30 - 24 00	20 30 - 22 30
sábado	1 00 - 7 00	0 00 - 1 00 7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00	19 00 - 24 00	

Del 1º de agosto al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 19 30 22 30 - 24 00	19 30 - 22 30
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

Del último domingo de octubre al 31 de enero

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 18 30 22 30 - 24 00	18 30 - 22 30
sábado	0 00 - 8 00	8 00 - 19 30 21 30 - 24 00	19 30 - 21 30
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Región Noroeste

Del 16 de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 6 00	6 00 - 19 30 22 30 - 24 00	19 30 - 22 30
sábado	0 00 - 7 00	7 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 19 00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00	

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0 00 - 13 30	13 30 - 17 30
		17 30 - 20 30	20 30 - 23 30
		23 30 - 24 00	
sábado		00 00 - 24 00	
domingo y festivo		00 00 - 24 00	

Del ultimo domingo de octubre al 15 de mayo

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 17 00	17 00 - 22 00	
	22 00 - 24 00		
sábado	0 00 - 18 00	18 00 - 22 00	
	22 00 - 24 00		
domingo y festivo	0 00 - 19 00	19 00 - 21 00	
	21 00 - 24 00		

Región Peninsular

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1 00 - 8 00	0 00 - 1 00	19 30 - 22 30
		8 00 - 19 30	
		22 30 - 24 00	
sábado	0 00 - 9 00	9 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 24 00	

Del ultimo domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0 00 - 9 00	9 00 - 18 30	18 30 - 21 30
	23 00 - 24 00	21 30 - 23 00	
sábado	0 00 - 17 00	17 00 - 24 00	
domingo y festivo	0 00 - 18 00	18 00 - 23 00	
	23 00 - 24 00		

10 - Energía de punta, de semipunta, intermedia y de base

Energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta

Energía de semipunta es la energía consumida durante el periodo de semipunta

Energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio

Energía de base es la energía consumida durante el periodo de base

11 - Respaldo para falla

El usuario que requiera servicio de respaldo para falla podrá contratarlo en la tarifa correspondiente. En este caso, sólo el servicio de respaldo proporcionado fuera del periodo de mantenimiento se cobrará con la tarifa de respaldo para falla, y no se aplicará el cargo fijo de esa tarifa

12 - Depósito de garantía

Será siete veces el importe que resulte del producto del cargo por demanda facturable por la demanda reservada

NOTA Las cuotas indicadas, estarán sujetas a un ajuste automático en los términos del resolutive TERCERO del Acuerdo de Autorización de Ajuste del 28 de diciembre de 2001

Tarifas de respaldo (2004 - 2005)

Tarifa HM-R

Cargos	Dic /2004	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Fijo	1,159 80	1,190 42	1,152 09	1,140 57	1,116 73								
Baja California													
Dem. R. (\$/kW)	31 64	32 48	31 43	31 12	30 47								
Dem. M. (\$/kW)	6 72	6 90	6 68	6 61	6 47								
Ener. P. (\$/kWh)	0 8980	0 9217	0 8920	0 8831	0 8646								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5209	0 5347	0 5175	0 5123	0 5016								
Ener. B. (\$/kWh)	0 4670	0 4793	0 4639	0 4593	0 4497								
Baja California Sur													
Dem. R. (\$/kW)	35 03	35 95	34 79	34 44	33 72								
Dem. M. (\$/kW)	7 40	7 60	7 36	7 29	7 14								
Ener. P. (\$/kWh)	1 0846	1 1132	1 0774	1 0666	1 0443								
Ener. I. (\$/kWh)	0 7192	0 7382	0 7144	0 7073	0 6925								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5838	0 5992	0 5799	0 5741	0 5621								
Centr.-I													
Dem. R. (\$/kW)	38 91	39 94	38 65	38 26	37 46								
Dem. M. (\$/kW)	8 22	8 44	8 17	8 09	7 92								
Ener. P. (\$/kWh)	0 6744	0 6922	0 6699	0 6632	0 6493								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5661	0 5810	0 5623	0 5567	0 5451								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5498	0 5643	0 5461	0 5406	0 5293								
Noreste													
Dem. R. (\$/kW)	35 80	36 75	35 57	35 21	34 47								
Dem. M. (\$/kW)	7 58	7 78	7 53	7 45	7 29								
Ener.													

P. (\$/kWh)	0 6292	0 6458	0 6250	0 6188	0 6059														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5263	0 5402	0 5228	0 5176	0 5068														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5008	0 5140	0 4974	0 4924	0 4821														
Noroeste																			
Dem. R. (\$/kW)	36 62	37 59	36 38	36 02	35 27														
Dem. M. (\$/kW)	7 76	7 96	7 70	7 62	7 46														
Ener. P. (\$/kWh)	0 5663	0 5813	0 5626	0 5570	0 5454														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5447	0 5591	0 5411	0 5357	0 5245														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5247	0 5386	0 5213	0 5161	0 5053														
Nort.																			
Dem. R. (\$/kW)	36 02	36 97	35 78	35 42	34 68														
Dem. M. (\$/kW)	7 65	7 85	7 60	7 52	7 36														
Ener. P. (\$/kWh)	0 6366	0 6534	0 6324	0 6261	0 6130														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5310	0 5450	0 5275	0 5222	0 5113														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5023	0 5156	0 4990	0 4940	0 4837														
Penins ar																			
Dem. R. (\$/kW)	40 24	41 30	39 97	39 57	38 74														
Dem. M. (\$/kW)	8 53	8 76	8 48	8 40	8 22														
Ener. P. (\$/kWh)	0 6940	0 7123	0 6894	0 6825	0 6682														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5750	0 5902	0 5712	0 5655	0 5537														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5289	0 5429	0 5254	0 5201	0 5092														
Sur																			
Dem. R. (\$/kW)	38 91	39 94	38 65	38 26	37 46														
Dem.																			

M. (\$/kW)	8 22	8 44	8 17	8 09	7 92								
Ener. P. (\$/kWh)	0 6320	0 6487	0 6278	0 6215	0 6085								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5370	0 5512	0 5335	0 5282	0 5172								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5232	0 5370	0 5197	0 5145	0 5037								

Tarifa HM-RF

Cargos	Dic /2004	Ene	Feb	Mar.	Abr	May	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov	Dic.
Fijo	1,159 80	1,190 42	1,152 09	1,140 57	1,116 73								
Baja California													
Dem. R. (\$/kW)	14 84	15 23	14 74	14 59	14 29								
Dem. M. (\$/kW)	6 72	6 90	6 68	6 61	6 47								
Ener. P. (\$/kWh)	0 8980	0 9217	0 8920	0 8831	0 8646								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5209	0 5347	0 5175	0 5123	0 5016								
Ener. B. (\$/kWh)	0 4670	0 4793	0 4639	0 4593	0 4497								
Baja California Sur													
Dem. R. (\$/kW)	16 48	16 92	16 38	16 22	15 88								
Dem. M. (\$/kW)	7 40	7 60	7 36	7 29	7 14								
Ener. P. (\$/kWh)	1 0846	1 1132	1 0774	1 0666	1 0443								
Ener. I. (\$/kWh)	0 7192	0 7382	0 7144	0 7073	0 6925								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5838	0 5992	0 5799	0 5741	0 5621								
Central													
Dem. R. (\$/kW)	18 24	18 72	18 12	17 94	17 57								
Dem. M. (\$/kW)	8 22	8 44	8 17	8 09	7 92								
Ener. P. (\$/kWh)	0 6744	0 6922	0 6699	0 6632	0 6493								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5661	0 5810	0 5623	0 5567	0 5451								
Ener.													

B. (\$/kWh)	0 5498	0 5643	0 5461	0 5406	0 5293														
Noreste																			
Dem. R. (\$/kW)	16 82	17 26	16 70	16 53	16 18														
Dem. M. (\$/kW)	7 58	7 78	7 53	7 45	7 29														
Ener. P. (\$/kWh)	0 6292	0 6458	0 6250	0 6188	0 6059														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5263	0 5402	0 5228	0 5176	0 5068														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5008	0 5140	0 4974	0 4924	0 4821														
Noroeste																			
Dem. R. (\$/kW)	17 15	17 60	17 03	16 86	16 51														
Dem. M. (\$/kW)	7 76	7 96	7 70	7 62	7 46														
Ener. P. (\$/kWh)	0 5663	0 5813	0 5626	0 5570	0 5454														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5447	0 5591	0 5411	0 5357	0 5245														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5247	0 5386	0 5213	0 5161	0 5053														
Norte																			
Dem. R. (\$/kW)	16 87	17 32	16 76	16 59	16 24														
Dem. M. (\$/kW)	7 65	7 85	7 60	7 52	7 36														
Ener. P. (\$/kWh)	0 6366	0 6534	0 6324	0 6261	0 6130														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5310	0 5450	0 5275	0 5222	0 5113														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5023	0 5156	0 4990	0 4940	0 4837														
Peninsular																			
Dem. R. (\$/kW)	18 87	19 37	18 75	18 56	18 17														
Dem. M. (\$/kW)	8 53	8 76	8 48	8 40	8 22														
Ener. P. (\$/kWh)	0 6940	0 7123	0 6894	0 6825	0 6682														

Ener. I. (\$/kWh)	0 5750	0 5902	0 5712	0 5655	0 5537								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5289	0 5429	0 5254	0 5201	0 5092								
Sur													
Dem. R. (\$/kW)	18 24	18 72	18 12	17 94	17 57								
Dem. M. (\$/kW)	8 22	8 44	8 17	8 09	7 92								
Ener. P. (\$/kWh)	0 6320	0 6487	0 6278	0 6215	0 6085								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5370	0 5512	0 5335	0 5282	0 5172								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5232	0 5370	0 5197	0 5145	0 5037								

Tarifa HM-RM

Cargos	Dic /2004	Ene	Feb.	Mar	Abr	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Fijo	1,159 80	1,190 42	1,152 09	1,140 57	1,116 73								
Baja California													
Dem. F. (\$/kW)	6 72	6 90	6 68	6 61	6 47								
Ener. P. (\$/kWh)	0 8980	0 9217	0 8920	0 8831	0 8646								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5209	0 5347	0 5175	0 5123	0 5016								
Ener. B. (\$/kWh)	0 4670	0 4793	0 4639	0 4593	0 4497								
Baja California Sur													
Dem. F. (\$/kW)	7 40	7 60	7 36	7 29	7 14								
Ener. P. (\$/kWh)	1 0846	1 1132	1 0774	1 0666	1 0443								
Ener. I. (\$/kWh)	0 7192	0 7382	0 7144	0 7073	0 6925								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5838	0 5992	0 5799	0 5741	0 5621								
Central													
Dem. F. (\$/kW)	8 22	8 44	8 17	8 09	7 92								
Ener. P. (\$/kWh)	0 6744	0 6922	0 6699	0 6632	0 6493								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5661	0 5810	0 5623	0 5567	0 5451								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5498	0 5643	0 5461	0 5406	0 5293								

Noreste										
Dem. F. (\$/kW)	7 58	7 78	7 53	7 45	7 29	-	-			
Ener. P. (\$/kWh)	0 6292	0 6458	0 6250	0 6188	0 6059					
Ener. I. (\$/kWh)	0 5263	0 5402	0 5228	0 5176	0 5068					
Ener. B. (\$/kWh)	0 5008	0 5140	0 4974	0 4924	0 4821					
Noroeste										
Dem. F. (\$/kW)	7 76	7 96	7 70	7 62	7 46					
Ener. P. (\$/kWh)	0 5663	0 5813	0 5626	0 5570	0 5454					
Ener. I. (\$/kWh)	0 5447	0 5591	0 5411	0 5357	0 5245					
Ener. B. (\$/kWh)	0 5247	0 5386	0 5213	0 5161	0 5053					
Norte										
Dem. F. (\$/kW)	7 65	7 85	7 60	7 52	7 36					
Ener. P. (\$/kWh)	0 6366	0 6534	0 6324	0 6261	0 6130					
Ener. I. (\$/kWh)	0 5310	0 5450	0 5275	0 5222	0 5113					
Ener. B. (\$/kWh)	0 5023	0 5156	0 4990	0 4940	0 4837					
Peninsular										
Dem. F. (\$/kW)	8 53	8 76	8 48	8 40	8 22					
Ener. P. (\$/kWh)	0 6940	0 7123	0 6894	0 6825	0 6682					
Ener. I. (\$/kWh)	0 5750	0 5902	0 5712	0 5655	0 5537					
Ener. B. (\$/kWh)	0 5289	0 5429	0 5254	0 5201	0 5092					
Sur										
Dem. F. (\$/kW)	8 22	8 44	8 17	8 09	7 92					
Ener. P. (\$/kWh)	0 6320	0 6487	0 6278	0 6215	0 6085					
Ener. I. (\$/kWh)	0 5370	0 5512	0 5335	0 5282	0 5172					
Ener. B. (\$/kWh)	0 5232	0 5370	0 5197	0 5145	0 5037					

Tarifa HS-R

Cargos	Dic./2004	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Fijo	1,205 83	1,245 26	1,193 46	1,179 26	1,147 89								
Baja California													
Dem. R. (\$/kW)	29 83	30 81	29 53	29 18	28 40								
Dem. M. (\$/kW)	6 34	6 55	6 28	6 21	6 04								
Ener. P. (\$/kWh)	0 9197	0 9498	0 9103	0 8995	0 8756								
Ener. S.P. (\$/kWh)	0 6744	0 6965	0 6675	0 6596	0 6421								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5140	0 5308	0 5087	0 5026	0 4892								
Ener. B. (\$/kWh)	0 4791	0 4948	0 4742	0 4686	0 4561								
Baja California Sur													
Dem. R. (\$/kW)	30 36	31 35	30 05	29 69	28 90								
Dem. M. (\$/kW)	6 44	6 65	6 37	6 29	6 12								
Ener. P. (\$/kWh)	1 0985	1 1344	1 0872	1 0743	1 0457								
Ener. I. (\$/kWh)	0 7283	0 7521	0 7208	0 7122	0 6933								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5908	0 6101	0 5847	0 5777	0 5623								
Central													
Dem. R. (\$/kW)	32 08	33 13	31 75	31 37	30 54								
Dem. M. (\$/kW)	6 76	6 98	6 69	6 61	6 43								
Ener. P. (\$/kWh)	0 6809	0 7032	0 6739	0 6659	0 6482								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5714	0 5901	0 5656	0 5589	0 5440								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5561	0 5743	0 5504	0 5439	0 5294								
Noreste													
Dem. R. (\$/kW)	31 53	32 56	31 21	30 84	30 02								
Dem. M. (\$/kW)	6 69	6 91	6 62	6 54	6 37								

Ener. P. (\$/kWh)	0 6401	0 6610	0 6335	0 6260	0 6093														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5360	0 5535	0 5305	0 5242	0 5103														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5093	0 5260	0 5041	0 4981	0 4849														
Noroeste																			
Dem. R. (\$/kW)	32 04	33 09	31 71	31 33	30 50														
Dem. M. (\$/kW)	6 74	6 96	6 67	6 59	6 41														
Ener. P. (\$/kWh)	0 5734	0 5922	0 5676	0 5608	0 5459														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5513	0 5693	0 5456	0 5391	0 5248														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5305	0 5478	0 5250	0 5188	0 5050														
Norte																			
Dem. R. (\$/kW)	31 69	32 73	31 37	31 00	30 18														
Dem. M. (\$/kW)	6 72	6 94	6 65	6 57	6 40														
Ener. P. (\$/kWh)	0 6435	0 6645	0 6369	0 6293	0 6126														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5370	0 5546	0 5315	0 5252	0 5112														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5073	0 5239	0 5021	0 4961	0 4829														
Península																			
Dem. R. (\$/kW)	32 62	33 69	32 29	31 91	31 06														
Dem. M. (\$/kW)	6 85	7 07	6 78	6 70	6 52														
Ener. P. (\$/kWh)	0 6957	0 7184	0 6885	0 6803	0 6622														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5767	0 5956	0 5708	0 5640	0 5490														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5303	0 5476	0 5248	0 5186	0 5048														
Sur																			
Dem. R. (\$/kW)	32 08	33 13	31 75	31 37	30 54														

Dem. M. (\$/kW)	6 76	6 98	6 69	6 61	6 43								
Ener. P. (\$/kWh)	0 6276	0 6481	0 6211	0 6137	0 5974								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5332	0 5506	0 5277	0 5214	0 5075								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5196	0 5366	0 5143	0 5082	0 4947								

Tarifa HS-RF

Cargos	Dic /2004	Ene.	Feb.	Mar.	Abr	May	Jun.	Jul.	Ago	Sep.	Oct	Nov	Dic
Fijo	1,205 83	1,245 26	1,193 46	1,179 26	1,147 89								
Baja California													
Dem. R. (\$/kW)	13 95	14 41	13 81	13 65	13 29								
Dem. M. (\$/kW)	6 34	6 55	6 28	6 21	6 04								
Ener. P. (\$/kWh)	0 9197	0 9498	0 9103	0 8995	0 8756								
Ener. S.P. (\$/kWh)	0 6744	0 6965	0 6675	0 6596	0 6421								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5140	0 5308	0 5087	0 5026	0 4892								
Ener. B. (\$/kWh)	0 4791	0 4948	0 4742	0 4686	0 4561								
Baja California Sur													
Dem. R. (\$/kW)	14 24	14 71	14 10	13 93	13 56								
Dem. M. (\$/kW)	6 44	6 65	6 37	6 29	6 12								
Ener. P. (\$/kWh)	1 0985	1 1344	1 0872	1 0743	1 0457								
Ener. I. (\$/kWh)	0 7283	0 7521	0 7208	0 7122	0 6933								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5908	0 6101	0 5847	0 5777	0 5623								
Central													
Dem. R. (\$/kW)	15 07	15 56	14 91	14 73	14 34								
Dem. M. (\$/kW)	6 76	6 98	6 69	6 61	6 43								
Ener. P. (\$/kWh)	0 6809	0 7032	0 6739	0 6659	0 6482								

(\$/kWh)																			
Ener. I. (\$/kWh)	0 5714	0 5901	0 5656	0 5589	0 5440														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5561	0 5743	0 5504	0 5439	0 5294														
Noreste																			
Dem. R. (\$/kW)	14 77	15 25	14 62	14 45	14 07														
Dem. M. (\$/kW)	6 69	6 91	6 62	6 54	6 37														
Ener. P. (\$/kWh)	0 6401	0 6610	0 6335	0 6260	0 6093														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5360	0 5535	0 5305	0 5242	0 5103														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5093	0 5260	0 5041	0 4981	0 4849														
Noroeste																			
Dem. R. (\$/kW)	15 04	15 53	14 88	14 70	14 31														
Dem. M. (\$/kW)	6 74	6 96	6 67	6 59	6 41														
Ener. P. (\$/kWh)	0 5734	0 5922	0 5676	0 5608	0 5459														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5513	0 5693	0 5456	0 5391	0 5248														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5305	0 5478	0 5250	0 5188	0 5050														
Norte																			
Dem. R. (\$/kW)	14 87	15 36	14 72	14 54	14 15														
Dem. M. (\$/kW)	6 72	6 94	6 65	6 57	6 40														
Ener. P. (\$/kWh)	0 6435	0 6645	0 6369	0 6293	0 6126														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5370	0 5546	0 5315	0 5252	0 5112														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5073	0 5239	0 5021	0 4961	0 4829														
Península																			
Dem. R. (\$/kW)	15 30	15 80	15 14	14 96	14 56														
Dem. M. (\$/kW)	6 85	7 07	6 78	6 70	6 52														

(\$/kW)																			
Ener. P. (\$/kWh)	0 6957	0 7184	0 6885	0 6803	0 6622														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5767	0 5956	0 5708	0 5640	0 5490														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5303	0 5476	0 5248	0 5186	0 5048														
Sur																			
Dem. R. (\$/kW)	15 07	15 56	14 91	14 73	14 34														
Dem. M. (\$/kW)	6 76	6 98	6 69	6 61	6 43														
Ener. P. (\$/kWh)	0 6276	0 6481	0 6211	0 6137	0 5974														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5332	0 5506	0 5277	0 5214	0 5075														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5196	0 5366	0 5143	0 5082	0 4947														

Tarifa HS-RM

Cargos	Dic./2004	Ene	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Fijo	1,205 83	1,245 26	1,193 46	1,179 26	1,147 89								
Baja California													
Dem. F. (\$/kW)	6 34	6 55	6 28	6 21	6 04								
Ener. P. (\$/kWh)	0 9197	0 9498	0 9103	0 8995	0 8756								
Ener. S.P. (\$/kWh)	0 6744	0 6965	0 6675	0 6596	0 6421								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5140	0 5308	0 5087	0 5026	0 4892								
Ener. B. (\$/kWh)	0 4791	0 4948	0 4742	0 4686	0 4561								
Baja California Sur													
Dem. F. (\$/kW)	6 44	6 65	6 37	6 29	6 12								
Ener. P. (\$/kWh)	1 0985	1 1344	1 0872	1 0743	1 0457								
Ener. I. (\$/kWh)	0 7283	0 7521	0 7208	0 7122	0 6933								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5908	0 6101	0 5847	0 5777	0 5623								
Central													
Dem. F. (\$/kW)	6 76	6 98	6 69	6 61	6 43								
Ener.													

P. (\$/kWh)	0 6809	0 7032	0 6739	0 6659	0 6482														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5714	0 5901	0 5656	0 5589	0 5440														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5561	0 5743	0 5504	0 5439	0 5294														
Noreste																			
Dem. F. (\$/kW)	6 69	6 91	6 62	6 54	6 37														
Ener. P. (\$/kWh)	0 6401	0 6610	0 6335	0 6260	0 6093														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5360	0 5535	0 5305	0 5242	0 5103														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5093	0 5260	0 5041	0 4981	0 4849														
Noroeste																			
Dem. F. (\$/kW)	6 74	6 96	6 67	6 59	6 41														
Ener. P. (\$/kWh)	0 5734	0 5922	0 5676	0 5608	0 5459														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5513	0 5693	0 5456	0 5391	0 5248														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5305	0 5478	0 5250	0 5188	0 5050														
Norte																			
Dem. F. (\$/kW)	6 72	6 94	6 65	6 57	6 40														
Ener. P. (\$/kWh)	0 6435	0 6645	0 6369	0 6293	0 6126														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5370	0 5546	0 5315	0 5252	0 5112														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5073	0 5239	0 5021	0 4961	0 4829														
Peninsular																			
Dem. F. (\$/kW)	6 85	7 07	6 78	6 70	6 52														
Ener. P. (\$/kWh)	0 6957	0 7184	0 6885	0 6803	0 6622														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5767	0 5956	0 5708	0 5640	0 5490														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5303	0 5476	0 5248	0 5186	0 5048														
Sur																			
Dem. F. (\$/kW)	6 76	6 98	6 69	6 61	6 43														
Ener. P. (\$/kWh)	0 6276	0 6481	0 6211	0 6137	0 5974														

Ener. I. (\$/kWh)	0 5332	0 5506	0 5277	0 5214	0 5075								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5196	0 5366	0 5143	0 5082	0 4947								

Tarifa HT-R

Cargos	Dic./2004	Ene	Feb.	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic.
Fijo	1,205 83	1,245 26	1,193 46	1,179 26	1,147 89								
Baja California													
Dem. R. (\$/kW)	27 85	28 76	27 56	27 23	26 51								
Dem. M. (\$/kW)	5 91	6 10	5 85	5 78	5 63								
Ener. P. (\$/kWh)	0 9064	0 9360	0 8971	0 8864	0 8628								
Ener. S.P. (\$/kWh)	0 6646	0 6863	0 6577	0 6499	0 6326								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5077	0 5243	0 5025	0 4965	0 4833								
Ener. B. (\$/kWh)	0 4723	0 4877	0 4674	0 4618	0 4495								
Baja California Sur													
Dem. R. (\$/kW)	28 85	29 79	28 55	28 21	27 46								
Dem. M. (\$/kW)	6 09	6 29	6 03	5 96	5 80								
Ener. P. (\$/kWh)	1 0668	1 1017	1 0559	1 0433	1 0155								
Ener. I. (\$/kWh)	0 7060	0 7291	0 6988	0 6905	0 6721								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5740	0 5928	0 5681	0 5613	0 5464								
Central													
Dem. R. (\$/kW)	27 92	28 83	27 63	27 30	26 57								
Dem. M. (\$/kW)	5 91	6 10	5 85	5 78	5 63								
Ener. P. (\$/kWh)	0 6641	0 6858	0 6573	0 6495	0 6322								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5569	0 5751	0 5512	0 5446	0 5301								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5416	0 5593	0 5360	0 5296	0 5155								

Noreste										
Dem. R. (\$/kW)	27 92	28 83	27 63	27 30	26 57					
Dem. M. (\$/kW)	5 91	6 10	5 85	5 78	5 63					
Ener. P. (\$/kWh)	0 6112	0 6312	0 6049	0 5977	0 5818					
Ener. I. (\$/kWh)	0 5113	0 5280	0 5060	0 5000	0 4867					
Ener. B. (\$/kWh)	0 4862	0 5021	0 4812	0 4755	0 4629					
Noroeste										
Dem. R. (\$/kW)	27 92	28 83	27 63	27 30	26 57					
Dem. M. (\$/kW)	5 91	6 10	5 85	5 78	5 63					
Ener. P. (\$/kWh)	0 5524	0 5705	0 5468	0 5403	0 5259					
Ener. I. (\$/kWh)	0 5306	0 5480	0 5252	0 5190	0 5052					
Ener. B. (\$/kWh)	0 5123	0 5291	0 5071	0 5011	0 4878					
Nort										
Dem. R. (\$/kW)	27 92	28 83	27 63	27 30	26 57					
Dem. M. (\$/kW)	5 91	6 10	5 85	5 78	5 63					
Ener. P. (\$/kWh)	0 6119	0 6319	0 6056	0 5984	0 5825					
Ener. I. (\$/kWh)	0 5095	0 5262	0 5043	0 4983	0 4850					
Ener. B. (\$/kWh)	0 4818	0 4976	0 4769	0 4712	0 4587					
Peninsular										
Dem. R. (\$/kW)	27 92	28 83	27 63	27 30	26 57					
Dem. M. (\$/kW)	5 91	6 10	5 85	5 78	5 63					
Ener. P. (\$/kWh)	0 6563	0 6778	0 6496	0 6419	0 6248					
Ener. I. (\$/kWh)	0 5444	0 5622	0 5388	0 5324	0 5182					

Ener. B. (\$/kWh)	0 5002	0 5166	0 4951	0 4892	0 4762								
Sur													
Dem. R. (\$/kW)	27 92	28 83	27 63	27 30	26 57								
Dem. M. (\$/kW)	5 91	6 10	5 85	5 78	5 63								
Ener. P. (\$/kWh)	0 6103	0 6303	0 6041	0 5969	0 5810								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5181	0 5350	0 5127	0 5066	0 4931								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5049	0 5214	0 4997	0 4938	0 4807								

Tarifa HT-RF

Cargos	Dic./2004	Ene	Feb	Mar	Abr.	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic.
Fijo	1,205 83	1,245 26	1,193 46	1,179 26	1,147 89								
Baja California													
Dem. R. (\$/kW)	13 11	13 54	12 98	12 83	12 49								
Dem. M. (\$/kW)	5 91	6 10	5 85	5 78	5 63								
Ener. P. (\$/kWh)	0 9064	0 9360	0 8971	0 8864	0 8628								
Ener. S.P. (\$/kWh)	0 6646	0 6863	0 6577	0 6499	0 6326								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5077	0 5243	0 5025	0 4965	0 4833								
Ener. B. (\$/kWh)	0 4723	0 4877	0 4674	0 4618	0 4495								
Baja California Sur													
Dem. R. (\$/kW)	13 53	13 97	13 39	13 23	12 88								
Dem. M. (\$/kW)	6 09	6 29	6 03	5 96	5 80								
Ener. P. (\$/kWh)	1 0668	1 1017	1 0559	1 0433	1 0155								
Ener. I. (\$/kWh)	0 7060	0 7291	0 6988	0 6905	0 6721								
Ener. B. (\$/kWh)	0 5740	0 5928	0 5681	0 5613	0 5464								
Central													
Dem.													

R. (\$/kW)	13 12	13 55	12 99	12 84	12 50														
Dem. M. (\$/kW)	5 91	6 10	5 85	5 78	5 63														
Ener. P. (\$/kWh)	0 6641	0 6858	0 6573	0 6495	0 6322														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5569	0 5751	0 5512	0 5446	0 5301														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5416	0 5593	0 5360	0 5296	0 5155														
Noreste																			
Dem. R. (\$/kW)	13 12	13 55	12 99	12 84	12 50														
Dem. M. (\$/kW)	5 91	6 10	5 85	5 78	5 63														
Ener. P. (\$/kWh)	0 6112	0 6312	0 6049	0 5977	0 5818														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5113	0 5280	0 5060	0 5000	0 4867														
Ener. B. (\$/kWh)	0 4862	0 5021	0 4812	0 4755	0 4629														
Noroeste																			
Dem. R. (\$/kW)	13 12	13 55	12 99	12 84	12 50														
Dem. M. (\$/kW)	5 91	6 10	5 85	5 78	5 63														
Ener. P. (\$/kWh)	0 5524	0 5705	0 5468	0 5403	0 5259														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5306	0 5480	0 5252	0 5190	0 5052														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5123	0 5291	0 5071	0 5011	0 4878														
Norte																			
Dem. R. (\$/kW)	13 12	13 55	12 99	12 84	12 50														
Dem. M. (\$/kW)	5 91	6 10	5 85	5 78	5 63														
Ener. P. (\$/kWh)	0 6119	0 6319	0 6056	0 5984	0 5825														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5095	0 5262	0 5043	0 4983	0 4850														
Ener. B. (\$/kWh)	0 4818	0 4976	0 4769	0 4712	0 4587														

Peninsular												
Dem. R. (\$/kW)	13 12	13.55	12 99	12 84	12 50							
Dem. M. (\$/kW)	5 91	6 10	5 85	5 78	5 63							
Ener. P. (\$/kWh)	0 6563	0 6778	0 6496	0 6419	0 6248							
Ener. I. (\$/kWh)	0 5444	0 5622	0 5388	0 5324	0 5182							
Ener. B. (\$/kWh)	0 5002	0 5166	0 4951	0 4892	0 4762							
Sur												
Dem. R. (\$/kW)	13 12	13 55	12 99	12 84	12 50							
Dem. M. (\$/kW)	5 91	6 10	5 85	5 78	5 63							
Ener. P. (\$/kWh)	0 6103	0 6303	0 6041	0 5969	0 5810							
Ener. I. (\$/kWh)	0 5181	0 5350	0 5127	0 5066	0 4931							
Ener. B. (\$/kWh)	0 5049	0 5214	0 4997	0 4938	0 4807							

Tarifa HT-RM

Cargos	Dic /2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Fijo	1,205 83	1,245 26	1,193 46	1,179 26	1,147 89								
Baja California													
Dem. F. (\$/kW)	5 91	6 10	5 85	5 78	5 63								
Ener. P. (\$/kWh)	0 9064	0 9360	0 8971	0 8864	0 8628								
Ener. S.P. (\$/kWh)	0 6646	0 6863	0 6577	0 6499	0 6326								
Ener. I. (\$/kWh)	0 5077	0 5243	0 5025	0 4965	0 4833								
Ener. B. (\$/kWh)	0 4723	0 4877	0 4674	0 4618	0 4495								
Baja California Sur													
Dem. F. (\$/kW)	6 09	6 29	6 03	5 96	5 80								
Ener. P. (\$/kWh)	1 0668	1 1017	1 0559	1 0433	1 0155								
Ener. I. (\$/kWh)	0 7060	0 7291	0 6988	0 6905	0 6721								
Ener.													

B. (\$/kWh)	0 5740	0 5928	0 5681	0 5613	0 5464														
Central																			
Dem. F. (\$/kW)	5 91	6 10	5 85	5 78	5 63														
Ener. P. (\$/kWh)	0 6641	0 6858	0 6573	0 6495	0 6322														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5569	0 5751	0 5512	0 5446	0 5301														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5416	0 5593	0 5360	0 5296	0 5155														
Noreste																			
Dem. F. (\$/kW)	5 91	6 10	5 85	5 78	5 63														
Ener. P. (\$/kWh)	0 6112	0 6312	0 6049	0 5977	0 5818														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5113	0 5280	0 5060	0 5000	0 4867														
Ener. B. (\$/kWh)	0 4862	0 5021	0 4812	0 4755	0 4629														
Noroeste																			
Dem. F. (\$/kW)	5 91	6 10	5 85	5 78	5 63														
Ener. P. (\$/kWh)	0 5524	0 5705	0 5468	0 5403	0 5259														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5306	0 5480	0 5252	0 5190	0 5052														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5123	0 5291	0 5071	0 5011	0 4878														
Norte																			
Dem. F. (\$/kW)	5 91	6 10	5 85	5 78	5 63														
Ener. P. (\$/kWh)	0 6119	0 6319	0 6056	0 5984	0 5825														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5095	0 5262	0 5043	0 4983	0 4850														
Ener. B. (\$/kWh)	0 4818	0 4976	0 4769	0 4712	0 4587														
Península																			
Dem. F. (\$/kW)	5 91	6 10	5 85	5 78	5 63														
Ener. P. (\$/kWh)	0 6563	0 6778	0 6496	0 6419	0 6248														
Ener. I. (\$/kWh)	0 5444	0 5622	0 5388	0 5324	0 5182														
Ener. B. (\$/kWh)	0 5002	0 5166	0 4951	0 4892	0 4762														

Sur										
Dem. F. (\$/kW)	5.91	6.10	5.85	5.78	5.63					
Ener. P. (\$/kWh)	0.6103	0.6303	0.6041	0.5969	0.5810					
Ener. I. (\$/kWh)	0.5181	0.5350	0.5127	0.5066	0.4931					
Ener. B. (\$/kWh)	0.5049	0.5214	0.4997	0.4938	0.4807					

Consultar tarifas de:



subir regresar imprimir

Tarifa I-15 (2004 - 2005)**Tarifa para servicio interrumpible****1.- Aplicación**

Esta tarifa sera aplicable a los usuarios de las tarifas H-S, H-T, H-SL y H-TL que soliciten inscribirse adicionalmente en este servicio y que tengan una demanda máxima medida en periodo de punta, semipunta, intermedio o base mayor o igual a 10,000 (diez mil) kilowatts durante los tres meses previos a la solicitud de inscripcion. La inscripcion a este servicio tendrá vigencia mínima de un año.

2.- Demanda interrumpible contratada y demanda firme contratada

El usuario que solicite servicio en esta tarifa debera contratar una demanda interrumpible y una demanda firme.

La demanda interrumpible contratada no puede ser menor a 7,000 kW ni mayor al promedio de su demanda maxima medida en periodo de punta durante los tres meses previos a su solicitud de inscripcion. En el caso de los usuarios ubicados en las regiones Baja California, Baja California Sur y Noroeste, el promedio se tomara sobre los tres meses previos de la temporada que tiene periodo de punta.

La demanda firme contratada la fijará el usuario con base en sus necesidades de operacion y corresponde a la demanda mínima que el suministrador está obligado a abastecer al usuario, durante un periodo de interrupcion.

3 - Cuotas aplicables en el mes de de 2005

Para los usuarios de tarifas H-T y H-TL

\$ 43.50 por cada kW de demanda interrumpible bonificable

Para los usuarios de las tarifas H-S y H-SL

\$ 45.66 por cada kW de demanda interrumpible bonificable

La bonificacion mensual sera aplicada en la facturacion del usuario calculada de acuerdo con la tarifa aplicable.

4 - Demanda interrumpible bonificable

La demanda interrumpible bonificable mensualmente será la mínima entre la demanda interrumpible contratada y el resultado de restar a la demanda máxima medida en periodo de punta la demanda firme contratada. En caso de que la demanda máxima medida en periodo de punta sea inferior a la demanda firme contratada, la demanda interrumpible bonificable sera 0 (cero). En el caso de los usuarios ubicados en las regiones Baja California, Baja California Sur y Noroeste, en los meses de la temporada que no tiene periodo de punta, para el cálculo de la demanda interrumpible bonificable se tomará la demanda maxima medida en periodo de punta promedio de los tres últimos meses de la temporada que tiene periodo de punta.

5.- Condiciones generales**5.1 Demanda interrumpible solicitada**

El suministrador solicitara al usuario la suspension total o parcial de la demanda que exceda de la demanda contratada firme con una anticipacion de 15 minutos como mínimo en la forma convenida con el usuario.

En ningún caso la magnitud de la demanda interrumpible solicitada sera tal que implique que el usuario opere por abajo de la demanda firme contratada.

5.2 De la duracion y periodicidad de las interrupciones

El suministrador podra solicitar la interrupción una vez en un día por un periodo hasta de 6

(seis) horas. El total de interrupciones acumuladas en un año calendario será como máximo de 20. Las interrupciones que no hayan sido utilizadas por el suministrador no podrán ser acumuladas para el siguiente año calendario.

5.3 Inscripciones por un plazo de tres años o más

Para los usuarios que se inscriban en este servicio por un plazo de tres años o más, la bonificación mensual correspondiente se incrementará en 25 por ciento.

6 - Cargos por incumplimiento

En caso de que el usuario que haya mantenido durante una solicitud de interrupción una demanda máxima mayor que la demanda firme contratada y además no haya disminuido el valor de la demanda interrumpible solicitada, el suministrador tendrá derecho a aplicar en la facturación un cargo equivalente a 6 veces el monto de la bonificación mensual correspondiente a la demanda interrumpible no proporcionada. Si dentro de un período de 12 meses el usuario incurre en reincidencia, el suministrador en adición a lo anterior, podrá cancelar el contrato del servicio interrumpible.

Para aquellos casos en que se cumplan las condiciones establecidas en el primer párrafo, la demanda interrumpible no proporcionada será la diferencia entre:

- i) La demanda interrumpible solicitada y
- ii) El resultado de restar a la demanda máxima antes de la interrupción, la demanda máxima durante la interrupción.

Se entenderá como demanda máxima antes de la interrupción, la integrada de 15 minutos en cualesquiera de los 5 minutos previos a la solicitud de la interrupción que se haya registrado en el equipo de medición para facturación al usuario.

Se entenderá como demanda máxima durante la interrupción, a la demanda máxima registrada en el equipo de medición para facturación del usuario en ese período de tiempo durante cualesquiera intervalo de 15 minutos.

NOTA: Las cuotas indicadas, estarán sujetas a un ajuste automático en los términos del resolutive TERCERO del Acuerdo de Autorización de Ajuste del 28 de diciembre de 2001.

Consultar tarifas de:



subir regresar imprimir

Tarifa I-30 (2004 - 2005)**Tarifa para servicio interrumpible****1 - Aplicación**

Esta tarifa será aplicable a los usuarios de las tarifas H-S, H-T, H-SL y H-TL que soliciten inscribirse adicionalmente en este servicio y que tengan una demanda máxima medida en período de punta, semipunta, intermedio o base, mayor o igual a 20,000 (veinte mil) kilowatts durante los tres meses previos a la solicitud de inscripción. La inscripción a este servicio tendrá vigencia mínima de un año.

2 - Demanda interrumpible contratada y demanda firme contratada

El usuario que solicite servicio en esta tarifa deberá contratar una demanda interrumpible y una demanda firme.

La demanda interrumpible contratada no puede ser menor a 7,000 kW ni mayor al 70% del promedio de su demanda máxima medida en período de punta durante los tres meses previos a su solicitud de inscripción. En el caso de los usuarios ubicados en las regiones Baja California, Baja California Sur y Noroeste, el promedio se tomará sobre los tres meses previos de la temporada que tiene período de punta.

La demanda firme contratada la fijará el usuario con base en sus necesidades de operación y corresponde a la demanda mínima que el suministrador está obligado a abastecer al usuario, durante un período de interrupción.

3 - Cuotas aplicables en el mes de de 2005

Para los usuarios de tarifas H-T y H-TL

\$ 21.74 por cada kW de demanda interrumpible bonificable

Para los usuarios de las tarifas H-S y H-SL

\$ 22.80 por cada kW de demanda interrumpible bonificable

La bonificación mensual será aplicada en la facturación del usuario calculada de acuerdo con la tarifa aplicable.

4 - Demanda interrumpible bonificable

La demanda interrumpible bonificable mensualmente será la mínima entre la demanda interrumpible contratada y el resultado de restar a la demanda máxima medida en período de punta la demanda firme contratada. En caso de que la demanda máxima medida en período de punta sea inferior a la demanda firme contratada, la demanda interrumpible bonificable será 0 (cero). En el caso de los usuarios ubicados en las regiones Baja California, Baja California Sur y Noroeste en los meses de la temporada que no tiene período de punta, para el cálculo de la demanda interrumpible bonificable se tomará la demanda máxima medida en período de punta promedio de los tres últimos meses de la temporada que tiene período de punta.

5 - Condiciones generales**5.1 Demanda interrumpible solicitada**

El suministrador solicitará al usuario la suspensión total o parcial de la demanda que exceda de la demanda contratada firme con una anticipación de 30 minutos como mínimo en la forma convenida con el usuario.

En ningún caso la magnitud de la demanda interrumpible solicitada será tal que implique que el usuario opere por abajo de la demanda firme contratada.

5.2 De la duración y periodicidad de las interrupciones

El suministrador podrá solicitar la interrupción una vez en un día por un período hasta de 4

Tarifas de servicio interrumpible (2004 - 2005)

Tarifa I-15

Bonificación mensual por demanda interrumpible (\$/kW)													
Cargos	Dic/2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
HT y H-TL	45 70	47 19	45 23	44 69	43 50								
HS y H-SL	47 96	49 53	47 47	46 91	45 66								

Tarifa I-30

Bonificación Mensual por Demanda Interrumpible (\$/kW)													
Cargos	Dic/2004	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
HT y H-TL	22 83	23 58	22 60	22 33	21 74								
HS y H-SL	23 95	24 73	23 70	23 42	22 80								

Consultar tarifas de:



subir regresar imprimir

Disposiciones complementarias 2005

Las presentes disposiciones regirán para la aplicación e interpretación de las tarifas generales para la venta de energía eléctrica

ACUERDOS

Acuerdo publicado el 21 de enero del 2005

DISPOSICIONES

- 1 - CARGOS Y BONIFICACIONES DE LAS TARIFAS
- 2 - TENSION DE SUMINISTRO
- 3 - FACTOR DE POTENCIA
- 4 - CONTRATACION DE LOS SERVICIOS POR TEMPORADA
- 5 - REGIONES TARIFARIAS Y ZONAS CONURBADAS
- 6 - EQUIVALENCIAS PARA LA DETERMINACION DE LA POTENCIA EN WATTS
- 7 - CLAUSULA DE LOS AJUSTES POR LAS VARIACIONES DE LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES Y LA INFLACION NACIONAL
- 8 - CONVENIOS ESPECIALES
- 9 - CONTROVERSIAS

PODER EJECUTIVO

SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

ACUERDO que autoriza la modificación a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y que modifica la disposición complementaria a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica número 7 Cláusula de los ajustes por las variaciones en los precios de los combustibles y la inflación nacional.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice Estados Unidos Mexicanos - Secretaria de Hacienda y Credito Publico

JOSE FRANCISCO GIL DIAZ, Secretario de Hacienda y Credito Publico, con fundamento en los artículos 26 y 31 fracción X de Ley Organica de la Administracion Publica Federal, 15 fracción V de la Ley de Planeacion, y 12 fracción VII, 30, 31 y 32 de la Ley del Servicio Publico de Energia Electrica, y

CONSIDERANDO

Que la Secretaria de Energia, a instancias de la Junta de Gobierno de la Comision Federal de Electricidad solicito a esta Secretaria la modificacion a las tarifas que rigen la venta de energia electrica en el pais, asi como la modificacion de la disposicion complementaria a las tarifas para suministro y venta de energia electrica numero 7 "Cláusula de los ajustes por las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional",

Que las disposiciones complementarias a las tarifas para suministro y venta de energia electrica, son ordenamientos que rigen la aplicacion de las tarifas del servicio publico de energia electrica,

Que de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley del Servicio Publico de Energia Electrica, compete a esta Secretaria, con la participacion de la Secretaria de Economia y de Energia, y a propuesta de la Comision Federal de Electricidad, fijar las tarifas electricas, asi como la modificacion a las mismas y a las disposiciones complementarias,

Que los usuarios de la Tarifa Domestica de Alto Consumo han respondido a la politica tarifaria instrumentada en febrero de 2002 con medidas de ahorro de energia en algunos casos, y con la migracion a la tarifa horaria de media tension en otros, por lo que es conveniente modificar dicha politica tarifaria a fin de que los usuarios obtengan beneficios en la aplicacion de la citada tarifa,

Que es necesario actualizar la aplicacion de la disposicion complementaria a las tarifas para suministro y venta de energia electrica numero 7 "Cláusula de los ajustes por las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional", para incorporar en una sola disposicion las tarifas a las que se les aplica dicha clausula, y

Que habiendo recabado las opiniones de la Secretaria de Energia y de Economia, esta Secretaria ha tenido a bien expedir el siguiente

ACUERDO QUE AUTORIZA LA MODIFICACION A LAS TARIFAS PARA SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA Y QUE MODIFICA LA DISPOSICION COMPLEMENTARIA A LAS TARIFAS PARA SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA NUMERO 7 "CLAUSULA DE LOS AJUSTES POR LAS VARIACIONES EN LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES Y LA INFLACION NACIONAL

ARTICULO PRIMERO.- Se autoriza a los organismos descentralizados Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro, a quienes en lo sucesivo se les denominara "el suministrador", la modificación a las tarifas para suministro y venta de energia electrica y la modificación a la disposicion complementaria a las tarifas para suministro y venta de energia electrica numero 7 "Cláusula de los ajustes por las variaciones en los precios de los combustibles y la inflación nacional", conforme a lo dispuesto en el presente Acuerdo

ARTICULO SEGUNDO.- Se modifica el numeral 6.2 Cargos por energia consumida de la Tarifa DAC, contenido en el Acuerdo que autoriza el ajuste, modificacion y reestructuracion a las tarifas para suministro y venta de energia electrica y reduce el subsidio a las tarifas domesticas, publicado en el Diario Oficial de la Federacion el 7 de febrero de 2002, en los siguientes terminos

"6.2 Cargos por energía consumida

Se aplicaran los siguientes cargos por la energia consumida, en función de la región y la temporada del año

Baja California (verano)

\$2 170 (dos punto uno siete cero pesos) por cada kilowatt-hora

Baja California (fuera de verano)

\$1 868 (uno punto ocho seis ocho pesos) por cada kilowatt-hora

Baja California Sur (verano)

\$2 365 (dos punto tres seis cinco pesos) por cada kilowatt-hora

Baja California Sur (fuera de verano)

\$1 868 (uno punto ocho seis ocho pesos) por cada kilowatt-hora

Noroeste (verano)

\$2 199 (dos punto uno nueve nueve pesos) por cada kilowatt-hora

Noroeste (fuera de verano)

\$2 013 (dos punto cero uno tres pesos) por cada kilowatt-hora

Norte y Noreste

\$2 033 (dos punto cero tres tres pesos) por cada kilowatt-hora

Sur y Peninsular

\$2 070 (dos punto cero siete cero pesos) por cada kilowatt-hora

Central

\$2 232 (dos punto dos tres dos pesos) por cada kilowatt-hora ”

ARTICULO TERCERO.- Se deroga el numeral 6.3 Ajuste al cargo fijo y a los cargos por energía consumida de la Tarifa DAC, contenido en el Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y reduce el subsidio a las tarifas domésticas, publicado en el **Diario Oficial de la Federación** el 7 de febrero de 2002

ARTICULO CUARTO.- Se deroga el Artículo Tercero del Acuerdo que autoriza la modificación a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y modifica las disposiciones complementarias a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica, publicado en el **Diario Oficial de la Federación** el 3 de julio de 2003

ARTICULO QUINTO.- Se modifica el numeral 7.1 APLICACION DE LOS AJUSTES contenido en el Acuerdo que autoriza el ajuste a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y que modifica la disposición complementaria a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica número 7 "Cláusula de los ajustes por las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional", publicado en el **Diario Oficial de la Federación** el 31 de diciembre de 2001, en los siguientes términos

"7.1.- APLICACION DE LOS AJUSTES

Cada mes calendario, a partir del día primero del mismo, serán ajustados los cargos y bonificaciones de las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica, con respecto al valor del mes anterior, con el factor

de ajuste correspondiente al nivel de tensión de cada tarifa

Baja tarifas DAC, 2, 3 y 7

tensión

Media tarifas O-M, H-M, H-MC, HM-R, HM-RF y HM-RM

tensión

Alta tarifas H-S, H-SL, H-T, H-TL, HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF, HT-RM, I-15 e I-30 ”

ARTICULO SEXTO.- El suministrador deberá someter a consideración de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en un plazo no mayor de dos meses contados a partir de la entrada en vigor del presente Acuerdo, opciones tarifarias para el consumo adicional en periodo de punta para las tarifas horarias para servicio general

TRANSITORIOS

PRIMERO.- El presente Acuerdo entrara en vigor al día siguiente a su publicación en el **Diario Oficial de la Federación**

SEGUNDO.- El presente Acuerdo debera publicarse en dos periódicos de circulacion nacional

TERCERO - Se derogan las disposiciones administrativas en materia tarifaria que se opongan a lo establecido en este Acuerdo

Mexico, D F , a 14 de enero de 2005 - El Secretario de Hacienda y Credito Publico, **José Francisco Gil Díaz** - Rubrica

2
3
4

1

Conoce tu tarifa

2. Tension de suministro

Se considera que

- a) Baja tensión es el servicio que se suministra en niveles de tensión menores o iguales a 1 (un) kilovolt
- b) Media tensión es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayores a 1 (un) kilovolt, pero menores o iguales a 35 (treinta y cinco) kilovolts
- c) Alta tensión a nivel subtransmisión es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayores a 35 (treinta y cinco) kilovolts pero menores a 220 (doscientos veinte) kilovolts
- d) Alta tensión a nivel transmisión es el servicio que se suministra en niveles de tensión iguales o mayores a 220 (doscientos veinte) kilovolts

En los casos en que el suministrador tenga disponibles dos o más tensiones que puedan ser utilizadas para suministrar el servicio, y éstas originen la aplicación de tarifas diferentes, el suministrador proporcionará al usuario los datos necesarios para que este decida la tensión en la que contratara el servicio

Los servicios que se alimenten de una red automática se contratarán a la tensión de suministro disponible en la red, y de acuerdo a la tarifa correspondiente a esa tensión

www.cfe.gob.mx

Conoce tu tarifa

3.- Factor de potencia

El usuario procurara mantener un factor de potencia (FP) tan aproximado a 100% (cien por ciento) como le sea posible, pero en el caso de que su factor de potencia durante cualquier periodo de facturación tenga un promedio menor de 90% (noventa por ciento) atrasado, determinado por los métodos establecidos en las Normas Oficiales Mexicanas correspondientes, el suministrador tendrá derecho a cobrar al usuario la cantidad que resulte de aplicar al monto de la facturación el porcentaje de recargo que se determine según la formula que se señala. En el caso de que el factor de potencia tenga un valor igual o superior de 90% (noventa por ciento), el suministrador tendrá la obligacion de bonificar al usuario la cantidad que resulte de aplicar a la factura el porcentaje de bonificación según la formula que tambien se señala

Fórmula de Recargo:

$$\text{Porcentaje de Recargo} = 3/5 \times ((90 / \text{FP}) - 1) \times 100 \quad \text{FP menor que 90\%}$$

Fórmula de Bonificación:

$$\text{Porcentaje de Bonificacion} = 1/4 \times (1 - (90 / \text{FP})) \times 100 \quad \text{FP mayor o igual a 90\%}$$

Donde **FP** es el Factor de Potencia expresado en por ciento

Los valores resultantes de la aplicación de estas fórmulas se redondearán a un solo decimal, según sea o no menor que 5 (cinco) el segundo decimal. En ningún caso se aplicarán porcentajes de recargo superiores a 120% (ciento veinte por ciento), ni porcentajes de bonificación superiores a 2.5% (dos punto cinco por ciento)

www.cfe.gob.mx

Conose tu tarifa

4.- Contratación y facturación de los servicios por temporadas

Los servicios suministrados en media tensión para actividades que se realicen por temporadas que normalmente se desarrollen durante periodos de actividad e inactividad operativa, podran contratarse por tiempo indefinido, en cuyo caso los contratos quedaran en suspenso a solicitud del usuario durante la época de inactividad, para lo cual debe este avisar por escrito al suministrador por lo menos con 30 (treinta) días de anticipación a las fechas de iniciación y de terminación de la temporada de trabajo. En la época de inactividad o de terminación de la temporada, el suministrador podrá desconectar el servicio, el que debera reconectar al inicio de la actividad, aplicando las cuotas de corte y reconexión establecidas por la autoridad correspondiente. Durante el periodo de suspensión no se cobrara al usuario el cargo minimo que establece la tarifa respectiva.

El usuario podra contratar un suministro en baja tension, conforme a la tarifa general correspondiente, para satisfacer las necesidades de energia eléctrica que requiera durante el tiempo de inactividad.

www.cfe.gob.mx

Conoce tu tarifa

5.- Regiones tarifarias y zonas conurbadas

5.1 Para la aplicación de los cargos de las tarifas con diferencias por región, éstas se encuentran comprendidas por los siguientes municipios

5.1.1 Región Baja California

Todos los municipios del Estado de Baja California

Municipios del Estado de SONORA San Luis Río Colorado

5.1.2 Region Baja California Sur

Todos los municipios del Estado de Baja California Sur

5.1.3 Región Noroeste

Todos los municipios del Estado de Sonora excepto el comprendido en la Región Baja California

Todos los municipios del Estado de SINALOA

5.1.4 Region Norte

Todos los municipios de los Estados de CHIHUAHUA y DURANGO

Municipios del Estado de ZACATECAS Chalchihuites, Jiménez del Teúl, Sombrerete, San Alto, Jerez, Juan Aldama, Rio Grande, General Francisco Murguía, Mazapil, Melchor Ocampo

Municipios del Estado de COAHUILA Torreón, San Pedro de las Colonias, Matamoros, Viesca, Parras de la Fuente, Francisco I. Madero, Ocampo y Sierra Mojada

5.1.5 Region Noreste

Todos los municipios de los Estados de NUEVO LEON y TAMAULIPAS

Todos los municipios del Estado de COAHUILA excepto los comprendidos en la REGION NORTE

Municipios del Estado de ZACATECAS Concepcion del Oro y El Salvador

Municipios del Estado de SAN LUIS POTOSI Vanegas, Cedral, Cerritos, Guadalcázar, Ciudad Fernández, Rioverde, San Ciro de Acosta, Lagunillas, Santa Catarina, Rayón, Cárdenas, Alaquines, Ciudad del Maiz, Ciudad Valles, Tamazopo, Aquismón, Axtla de Terrazas, Tamazunchale, Huehuatlán, Tamuin, Tancahuitz, Tanlajas, San Antonio, Coxcatlán, Tampamolón, San Vicente Tancuayalab, Ebano, Xilitla, Tampacán, Tanquián de Escobedo

Municipios del Estado de VERACRUZ Pánuco, Tempoal, Pueblo Viejo, Tampico Alto, Ozuluama de Mazcareñas, El Higo, Huayacocotla

5.1.6 Region Central

Todas las Delegaciones del DISTRITO FEDERAL

Municipios del Estado de MEXICO Tultepec, Tultitlán, Ixtapaluca, Chalco de Díaz Covarrubias, Huixquilucan de Degollado, San Mateo Atenco, Toluca, Tepotzotlán, Cuautitlán, Coacalco, Cuautitlán Izcalli, Atizapán de Zaragoza, Tlalnepantla, Naucalpan de Juárez, Ecatepec, Chimalhuacan, San Vicente Chicoloapan, Texcoco, Ciudad Nezahualcóyotl, Los Reyes La Paz

Municipios del Estado de MORELOS Cuernavaca

5.1.7 Region Sur

Todos los municipios de los Estados de NAYARIT, JALISCO, COLIMA, MICHOACAN, AGUASCALIENTES, GUANAJUATO, QUERETARO, HIDALGO, GUERRERO, TLAXCALA, PUEBLA, OAXACA, CHIAPAS, TABASCO

Todos los municipios de los Estados de ZACATECAS, SAN LUIS POTOSI y VERACRUZ no comprendidos en la REGION NORTE o en la REGION NORESTE

Todos los municipios de los Estados de MEXICO y MORELOS no comprendidos en la REGION CENTRAL

5.1.8 Region Peninsular

Todos los municipios de los Estados de YUCATAN, CAMPECHE y QUINTANA ROO

5.1.9 Región Sinaloa

Todos los municipios del Estado de Sinaloa

5.1.10 Región Sonora

Todos los municipios del Estado de Sonora, excepto el comprendido en la Región Baja California

5.2 Para la aplicación de la tarifa numero 5 del servicio para alumbrado público, las zonas conurbadas se encuentran comprendidas por los siguientes municipios

5.2.1 Distrito Federal

Todas las Delegaciones del DISTRITO FEDERAL

Municipios del Estado de MEXICO Tultepec, Tultitlán, Ixtapaluca, Chalco de Díaz Covarrubias, Huixquilucan de Degollado, San Mateo Atenco, Toluca, Tepotzotlán, Cuautitlán, Coacalco, Cuautitlán Izcalli, Atizapán de Zaragoza, Tlalnepantla, Naucalpan de Juárez, Ecatepec, Chimalhuacan, San Vicente Chicoloapan, Texcoco, Nezahualcóyotl y Los Reyes La Paz

Municipios del Estado de MORELOS Cuernavaca

5.2.2 Guadalajara

Municipios del Estado de JALISCO Guadalajara, Tonalá, Juanacatlán, Tlaquepaque, Zapopan, El Salto y Tlajomulco de Zúñiga

5.2.3 Monterrey

Municipios del Estado de NUEVO LEON Monterrey, Guadalupe, Santa Catarina, General Escobedo, Apodaca, Juárez, García, San Nicolás de los Garza y San Pedro Garza García

www.cfe.gob.mx

Conose tu tarifa

a) Para motores de hasta 50 (cincuenta) caballos de potencia, incluido el rendimiento de los motores

Capacidad en Caballos de Potencia	Capacidad en Watts		Capacidad	
	Motores Monofásicos	Motores Trifásicos	en Caballos de Potencia	en Watts
1/20	60	-	4 50	4
1/16	80	-	4 75	4
1/8	150	-	5 00	4
1/6	202	-	5 50	4
1/5	233	-	6 00	5
0 25	293	264	6 50	5
0 33	395	355	7 00	6
0 50	527	507	7 50	6
0 67	700	668	8 00	7
0 75	780	740	8 50	7
1 00	993	953	9 00	7
1 25	1 236	1 190	9 50	8
1 50	1 480	1 418	10 00	8
1 75	1 620	1 622	11 00	9
2 00	1 935	1 844	12 00	10 407
2 25	2 168	2 067	13 00	11 278
2 50	2 390	2 290	14 00	12 140
2 75	2 574	2 503	15 00	12 860
3 00	2 766	2 726	16 00	13 720
3 25	-	2 959	20 00	16 953
3 50	-	3 182	25 00	21 188
3 75	-	3 415	30 00	24 725
4 00	-	3 618	40 00	32 609
4 25	-	3 840	50 00	40 756

b) Para determinar la capacidad en watts de motores con más de 50 (cincuenta) caballos de potencia incluido el rendimiento, multiplíquense los caballos de potencia por 800 (ochocientos)

c) Para lámparas fluorescentes, de vapor de mercurio, de cátodo frío y otras, se tomará su capacidad nominal mas un 25% (veinticinco por ciento) para considerar la capacidad en watts de los aparatos auxiliares que requiera su funcionamiento. Este porcentaje podrá variar de acuerdo con los resultados que a solicitud del usuario obtenga el suministrador, por pruebas de capacidad de los equipos auxiliares, en cuyo caso, se podrá modificar el contrato tomando en cuenta dichos resultados

d) En los aparatos de rayos X, máquinas soldadoras, punteadoras, anuncios luminosos, etc., se tomará su capacidad nominal en Volt-amperes a un factor de potencia de 85% (ochenta y cinco por ciento), atrasado

www.cfe.gob.mx

Conoce tu tarifa

7.1.- Aplicación de los ajustes

Cada mes calendario, a partir del día primero del mismo, serán ajustados los cargos y bonificaciones de las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica, con respecto al valor del mes anterior, con el factor de ajuste correspondiente al nivel de tensión de cada tarifa

Baja tensión tarifas DAC, 2, 3 y 7

Media tension tarifas O-M, H-M, HM-C, HM-R, HM-RF y HM-RM

Alta tensión tarifas H-S, H-SL, H-T, H-TL, HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF, HT-RM, I-15 e I-30

7.2.- Factores de ajuste mensual

Los factores de ajuste mensual para baja tensión, media tensión y alta tensión, denotados FAB_m , FAM_m y FAA_m , respectivamente, se determinarán para su aplicación en cada mes calendario (m) de la siguiente manera

$$FAB_m = \frac{FEB_m}{FEB_{m-1}}$$

$$FAM_m = \frac{FEM_m}{FEM_{m-1}}$$

$$FAA_m = \frac{FEA_m}{FEA_{m-1}}$$

7.3.- Factores de escalación

Los factores de escalación para baja tensión, media tensión y alta tensión, denotados FEB_m , FEM_m y FEA_m , respectivamente, se determinarán cada mes calendario (m) de la siguiente manera

$$FEB_m = 0.80 \times TI_m + 0.20 \times TC_m$$

$$FEM_m = 0.71 \times TI_m + 0.29 \times TC_m$$

$$FEA_m = 0.59 \times TI_m + 0.41 \times TC_m$$

El mes de diciembre de 2001 es el mes base, se denotará como $m=0$, y los factores de escalación tomarán el valor unitario, esto es

$$FEB_0 = FEM_0 = FEA_0 = 1$$

7.4.- Término de inflación

El término de inflación, denotado TIm , se determinará cada mes calendario (m) de la siguiente manera

$$TI_m = \frac{1}{3} \times \frac{IPPME_{m-2}}{IPPME_{0-2}} + \frac{1}{3} \times \frac{IPPMB_{m-2}}{IPFMB_{0-2}} + \frac{1}{3} \times \frac{IPPOM_{m-2}}{IPPOM_{0-2}}$$

Donde

IPPME es el Índice de Precios al Productor por origen de la producción total de la división productos metálicos, maquinaria y equipo, o el que lo sustituya (2)

IPPMB es el Índice de Precios al Productor por origen de la producción total de la división industrias metálicas básicas, o el que lo sustituya (2)

IPPOM es el Índice de Precios al Productor por origen de la producción total de la división de otras industrias manufactureras, o el que lo sustituya (2)

Estos Índices de Precios al Productor se tomarán con la Base Diciembre 2003=100, y por la disponibilidad de la información se aplican con dos meses de rezago (2)

El subíndice 0-2 corresponde al mes de octubre de 2001, y los índices toman los siguientes valores (2)

$$IPPME_{0-2} = 90\ 565$$

$$IPPMB_{0-2} = 81\ 499$$

$$IPPOM_{0-2} = 90\ 069$$

7.5.- Término de combustibles

El término de combustibles, denotado TC_m , se determinará cada mes calendario (m) de la siguiente manera

$$TC_m = \frac{FGF_m \times ICC_m}{FGF_0 \times ICC_0}$$

7.6.- Fracción de la generación fósil

La fracción de la generación fósil, denotada FGF_m , se determinará cada mes calendario (m), como un cociente de generaciones de energía eléctrica en año móvil, con dos meses de rezago, de la siguiente manera

$$FGF_m = \frac{\sum_{k=2}^{13} GF_{m-k}}{\sum_{k=2}^{13} GT_{m-k}}$$

Donde GF_m denota la generación de energía eléctrica realizada a partir de combustibles fósiles (combustóleo, gas natural, diesel y carbón), y GT_m denota la generación de energía eléctrica total, e incluye además de la anterior, la realizada con otros medios (hidráulico, geotérmico, nuclear y eólico)

7.7.- Índice de costos de los combustibles

El índice de costos de los combustibles, denotado ICC_m , se determinará cada mes calendario (m) como una suma ponderada de precios de combustibles, de la siguiente manera

$$ICC_m = \sum_{c=1}^6 \alpha_c \times P_{c,m-1}$$

Donde

El subíndice (c) expresa cada uno de los seis combustibles fósiles utilizados en la generación de energía eléctrica

Los coeficientes alfa (α), tienen los siguientes valores

Combustóleo importado	0 0265
Combustóleo nacional	0 1097
Gas natural	0 6960
Diesel industrial	0 0034
Carbón importado	0 2253
Carbón nacional	0 3039

Los precios de los combustibles, denotados PCc_m , no consideran IVA, se aplican con un mes de rezago, y se determinan de la siguiente manera

Combustóleo importado cotización Pemex, promedio centros importadores, en pesos por metro cúbico,

Combustóleo nacional cotización Pemex volumen básico, promedio centros productores, en pesos por metro cúbico,

Gas natural cotización Pemex base firme anual promedio móvil de cuatro meses inmediatos anteriores, zona Centro, en pesos por Gigacaloría, (1)

Diesel industrial bajo en azufre, cotización Pemex resto del país, sin impuestos acreditables, en pesos por metro cúbico,

Carbón importado promedio Petacalco, incluyendo manejo de cenizas, en pesos por Gigacaloría, y

Carbón nacional cotización del principal proveedor de la cuenca carbonífera de Río Escondido, incluyendo manejo de cenizas, en pesos por Gigacaloría (2)

Cuando no se pueda determinar el precio de alguno de los combustibles antes señalados, el precio del mes que corresponda, se obtendrá aplicando el precio del mes inmediato anterior (2)

(1) Modificación publicada en el Diario Oficial de la Federación el día 2 de abril del 2003

(2) Modificación publicada en el Diario Oficial de la Federación el día 30 de marzo del 2004

PODER EJECUTIVO

SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

ACUERDO que autoriza la modificación a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y que modifica la disposición complementaria a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica número 7 Cláusula de los ajustes por las variaciones en los precios de los combustibles y la inflación nacional.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice Estados Unidos Mexicanos - Secretaria de Hacienda y Credito Publico

JOSE FRANCISCO GIL DIAZ, Secretario de Hacienda y Credito Público, con fundamento en los artículos 26 y 31 fracción X de Ley Organica de la Administracion Pública Federal, 15 fracción V de la Ley de Planeacion, y 12 fracción VII, 30, 31 y 32 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, y

CONSIDERANDO

Que la Secretaria de Energía, a instancias de la Junta de Gobierno de la Comisión Federal de Electricidad, solicitó a esta Secretaria la modificación a las tarifas que rigen la venta de energía eléctrica en el país, así como la modificación de la disposición complementaria a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica número 7 "Cláusula de los ajustes por las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional".

Que las disposiciones complementarias a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica, son ordenamientos que rigen la aplicación de las tarifas del servicio público de energía eléctrica,

Que de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, compete a esta Secretaria, con la participación de las de Economía y de Energía, y a propuesta de la Comisión Federal de Electricidad, fijar las tarifas eléctricas, así como la modificación a las mismas y a las disposiciones complementarias,

Que los usuarios de la Tarifa Doméstica de Alto Consumo han respondido a la política tarifaria instrumentada en febrero de 2002 con medidas de ahorro de energía en algunos casos, y con la migración a la tarifa horaria de media tensión en otros, por lo que es conveniente modificar dicha política tarifaria a fin de que los usuarios obtengan beneficios en la aplicación de la citada tarifa,

Que es necesario actualizar la aplicación de la disposición complementaria a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica número 7 "Cláusula de los ajustes por las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional", para incorporar en una sola disposición las tarifas a las que se les aplica dicha cláusula, y

Que habiendo recabado las opiniones de la Secretaria de Energía y de Economía, esta Secretaria ha tenido a bien expedir el siguiente

ACUERDO QUE AUTORIZA LA MODIFICACION A LAS TARIFAS PARA SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA Y QUE MODIFICA LA DISPOSICION COMPLEMENTARIA A LAS TARIFAS PARA SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA NUMERO 7 "CLAUSULA DE LOS AJUSTES POR LAS VARIACIONES EN LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES Y LA INFLACION NACIONAL

ARTICULO PRIMERO.- Se autoriza a los organismos descentralizados Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro, a quienes en lo sucesivo se les denominara "el suministrador", la modificación a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y la modificación a la disposición complementaria a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica número 7 "Cláusula de los ajustes por las variaciones en los precios de los combustibles y la inflación nacional", conforme a lo dispuesto en el presente Acuerdo

ARTICULO SEGUNDO.- Se modifica el numeral 6.2 Cargos por energía consumida de la Tarifa DAC, contenido en el Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y reduce el subsidio a las tarifas domésticas, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 7 de febrero de 2002, en los siguientes términos

"6.2 Cargos por energía consumida

Se aplicaran los siguientes cargos por la energía consumida, en función de la región y la temporada del año

Baja California (verano)

\$2 170 (dos punto uno siete cero pesos) por cada kilowatt-hora

Baja California (fuera de verano)

\$1 868 (uno punto ocho seis ocho pesos) por cada kilowatt-hora

Baja California Sur (verano)

\$2 365 (dos punto tres seis cinco pesos) por cada kilowatt-hora

Baja California Sur (fuera de verano)

\$1 868 (uno punto ocho seis ocho pesos) por cada kilowatt-hora

Noroeste (verano)

\$2 199 (dos punto uno nueve nueve pesos) por cada kilowatt-hora

Noroeste (fuera de verano)

\$2 013 (dos punto cero uno tres pesos) por cada kilowatt-hora

Norte y Noreste

\$2 033 (dos punto cero tres tres pesos) por cada kilowatt-hora

Sur y Peninsular

\$2 070 (dos punto cero siete cero pesos) por cada kilowatt-hora

Central

\$2 232 (dos punto dos tres dos pesos) por cada kilowatt-hora "

ARTICULO TERCERO - Se deroga el numeral 6 3 Ajuste al cargo fijo y a los cargos por energia consumida de la Tarifa DAC, contenido en el Acuerdo que autoriza el ajuste, modificacion y reestructuracion a las tarifas para suministro y venta de energia electrica y reduce el subsidio a las tarifas domesticas, publicado en el **Diario Oficial de la Federacion** el 7 de febrero de 2002

ARTICULO CUARTO.- Se deroga el Artículo Tercero del Acuerdo que autoriza la modificacion a las tarifas para suministro y venta de energia electrica y modifica las disposiciones complementarias a las tarifas para suministro y venta de energia electrica, publicado en el **Diario Oficial de la Federacion** el 3 de julio de 2003

ARTICULO QUINTO.- Se modifica el numeral 7 1 APLICACION DE LOS AJUSTES contenido en el Acuerdo que autoriza el ajuste a las tarifas para suministro y venta de energia electrica y que modifica la disposicion complementaria a las tarifas para suministro y venta de energia electrica numero 7 "Clausula de los ajustes por las variaciones de los precios de los combustibles y la inflacion nacional", publicado en el **Diario Oficial de la Federacion** el 31 de diciembre de 2001, en los siguientes terminos

"7 1 - APLICACION DE LOS AJUSTES

Cada mes calendario, a partir del dia primero del mismo, seran ajustados los cargos y bonificaciones de las tarifas para suministro y venta de energia electrica, con respecto al valor del mes anterior, con el factor

de ajuste correspondiente al nivel de tension de cada tarifa

Baja tension	tarifas DAC, 2, 3 y 7
Media tension	tarifas O-M, H-M, H-MC, HM-R, HM-RF y HM-RM
Alta tension	tarifas H-S, H-SL, H-T, H-TL, HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF, HT-RM, I-15 e I-30 "

ARTICULO SEXTO.- El suministrador debera someter a consideracion de la Secretaria de Hacienda y Credito Publico en un plazo no mayor de dos meses contados a partir de la entrada en vigor del presente Acuerdo, opciones tarifarias para el consumo adicional en periodo de punta para las tarifas horarias para servicio general

TRANSITORIOS

PRIMERO.- El presente Acuerdo entrará en vigor al día siguiente a su publicación en el **Diario Oficial de la Federación**

SEGUNDO - El presente Acuerdo deberá publicarse en dos periodicos de circulación nacional

TERCERO.- Se derogan las disposiciones administrativas en materia tarifaria que se opongan a lo establecido en este Acuerdo

México, D F , a 14 de enero de 2005 - El Secretario de Hacienda y Credito Publico, **José Francisco Gil Díaz** - Rubrica

PODER EJECUTIVO

SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

ACUERDO que autoriza la modificación a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y que modifica la disposición complementaria a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica número 7 Cláusula de los ajustes por las variaciones en los precios de los combustibles y la inflación nacional.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice Estados Unidos Mexicanos - Secretaría de Hacienda y Crédito Público

JOSE FRANCISCO GIL DIAZ, Secretario de Hacienda y Crédito Público, con fundamento en los artículos 26 y 31 fracción X de Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, 15 fracción V de la Ley de Planeación, y 12 fracción VII, 30, 31 y 32 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, y

CONSIDERANDO

Que la Secretaría de Energía, a instancias de la Junta de Gobierno de la Comisión Federal de Electricidad, solicitó a esta Secretaría la modificación a las tarifas que rigen la venta de energía eléctrica en el país, así como la modificación de la disposición complementaria a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica número 7 "Cláusula de los ajustes por las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional",

Que las disposiciones complementarias a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica, son ordenamientos que rigen la aplicación de las tarifas del servicio público de energía eléctrica,

Que de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, compete a esta Secretaría, con la participación de las de Economía y de Energía, y a propuesta de la Comisión Federal de Electricidad, fijar las tarifas eléctricas, así como la modificación a las mismas y a las disposiciones complementarias,

Que los usuarios de la Tarifa Doméstica de Alto Consumo han respondido a la política tarifaria instrumentada en febrero de 2002 con medidas de ahorro de energía en algunos casos, y con la migración a la tarifa horaria de media tensión en otros, por lo que es conveniente modificar dicha política tarifaria a fin de que los usuarios obtengan beneficios en la aplicación de la citada tarifa,

Que es necesario actualizar la aplicación de la disposición complementaria a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica número 7 "Cláusula de los ajustes por las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional", para incorporar en una sola disposición las tarifas a las que se les aplica dicha cláusula, y

Que habiendo recabado las opiniones de la Secretaría de Energía y de Economía, esta Secretaría ha tenido a bien expedir el siguiente

ACUERDO QUE AUTORIZA LA MODIFICACION A LAS TARIFAS PARA SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA Y QUE MODIFICA LA DISPOSICION COMPLEMENTARIA A LAS TARIFAS PARA SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA NUMERO 7 "CLAUSULA DE LOS AJUSTES POR LAS VARIACIONES EN LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES Y LA INFLACION NACIONAL

ARTICULO PRIMERO.- Se autoriza a los organismos descentralizados Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro, a quienes en lo sucesivo se les denominará "el suministrador", la modificación a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y la modificación a la disposición complementaria a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica número 7 "Cláusula de los ajustes por las variaciones en los precios de los combustibles y la inflación nacional", conforme a lo dispuesto en el presente Acuerdo

ARTICULO SEGUNDO.- Se modifica el numeral 6.2 Cargos por energía consumida de la Tarifa DAC, contenido en el Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y reduce el subsidio a las tarifas domésticas, publicado en el **Diario Oficial de la Federación** el 7 de febrero de 2002, en los siguientes términos

"6.2 Cargos por energía consumida

Se aplicarán los siguientes cargos por la energía consumida, en función de la región y la temporada del año

Baja California (verano)

\$2 170 (dos punto uno siete cero pesos) por cada kilowatt-hora

Baja California (fuera de verano)

\$1 868 (uno punto ocho seis ocho pesos) por cada kilowatt-hora

Baja California Sur (verano)

\$2 365 (dos punto tres seis cinco pesos) por cada kilowatt-hora

Baja California Sur (fuera de verano)

\$1 868 (uno punto ocho seis ocho pesos) por cada kilowatt-hora

Noroeste (verano)

\$2 199 (dos punto uno nueve nueve pesos) por cada kilowatt-hora

Noroeste (fuera de verano)

\$2 013 (dos punto cero uno tres pesos) por cada kilowatt-hora

Norte y Noreste

\$2 033 (dos punto cero tres tres pesos) por cada kilowatt-hora

Sur y Peninsular

\$2 070 (dos punto cero siete cero pesos) por cada kilowatt-hora

Central

\$2 232 (dos punto dos tres dos pesos) por cada kilowatt-hora "

ARTICULO TERCERO.- Se deroga el numeral 6 3 Ajuste al cargo fijo y a los cargos por energía consumida de la Tarifa DAC, contenido en el Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y reduce el subsidio a las tarifas domésticas, publicado en el **Diario Oficial de la Federación** el 7 de febrero de 2002

ARTICULO CUARTO.- Se deroga el Artículo Tercero del Acuerdo que autoriza la modificación a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y modifica las disposiciones complementarias a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica, publicado en el **Diario Oficial de la Federación** el 3 de julio de 2003

ARTICULO QUINTO.- Se modifica el numeral 7 1 APLICACION DE LOS AJUSTES contenido en el Acuerdo que autoriza el ajuste a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y que modifica la disposición complementaria a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica número 7 "Clausula de los ajustes por las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional", publicado en el **Diario Oficial de la Federación** el 31 de diciembre de 2001, en los siguientes términos

"7.1.- APLICACION DE LOS AJUSTES

Cada mes calendario, a partir del día primero del mismo, serán ajustados los cargos y bonificaciones de las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica, con respecto al valor del mes anterior, con el factor

de ajuste correspondiente al nivel de tensión de cada tarifa

Baja tension	tarifas DAC, 2, 3 y 7
Media tension	tarifas O-M, H-M, H-MC, HM-R, HM-RF y HM-RM
Alta tension	tarifas H-S, H-SL, H-T, H-TL, HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF, HT-RM, I-15 e I-30 "

ARTICULO SEXTO.- El suministrador deberá someter a consideración de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en un plazo no mayor de dos meses contados a partir de la entrada en vigor del presente Acuerdo, opciones tarifarias para el consumo adicional en periodo de punta para las tarifas horarias para servicio general

TRANSITORIOS

PRIMERO.- El presente Acuerdo entrara en vigor al día siguiente a su publicación en el **Diario Oficial de la Federación**

SEGUNDO - El presente Acuerdo debera publicarse en dos periodicos de circulacion nacional

TERCERO - Se derogan las disposiciones administrativas en materia tarifaria que se opongan a lo establecido en este Acuerdo

Mexico, D F , a 14 de enero de 2005 - El Secretario de Hacienda y Credito Publico, **José Francisco Gil Díaz** - Rubrica



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



...: Ingeniería Eléctrica

CURSOS ABIERTOS

CURSO CA 455

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

**PERIODO
DEL 11 AL 22 DE ABRIL**

TEMA 4:

SELECCIÓN DE CABLES DE ENERGÍA Y ACCESORIOS

**Instructor:
*Ing. Ricardo A. Espinosa Patiño***

**PALACIO DE MINERÍA
2005**

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-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

Metodos 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

Símbolos 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 Conduflex 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 ⁽¹⁾	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

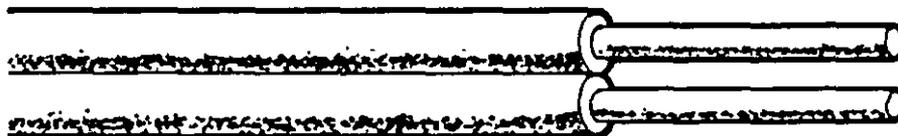


Al hablar de la temperatura máxima de operación de un conductor, es necesario ser específico. Los conductores no se dañan inmediatamente al rebasar la temperatura máxima, esto significa que si un producto TW se utiliza a 61°C, no se abrirá ni se fundirá su aislamiento, pero sí se irá deteriorando y con 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 electrolítico suave, unidos con un aislamiento común de PVC flexible, con una estría que permite identificar la polaridad.

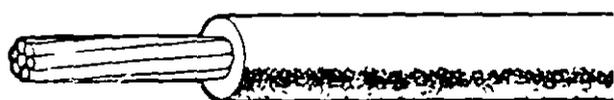
Características

- 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 morderse 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
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

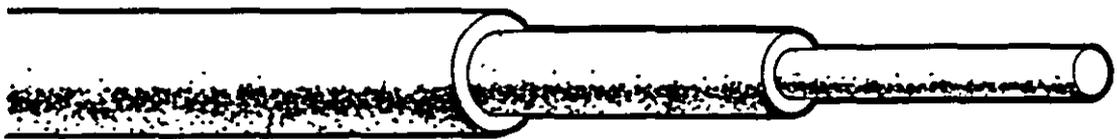
Principales aplicaciones

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

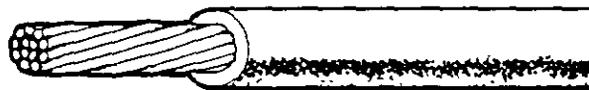
Principales aplicaciones

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 este 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 humedo	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 éste 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

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

$$\text{ó}$$

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

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 8322	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 0992	0 1043	0 1200	0 1269	0 1330
202 700	400	0 0868	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	1 000	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			
Area 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	Razon	Producto de mala calidad	Causa	Consecuencias
Color del cobre	Rosa o naranja claro	Cobre de 99.9% de pureza	Naranja obscuro 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
Diametro del conductor	Acorde con las normas	Cumplir con los reglamentos del país	Diametro 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
Numero de hilos del cable o cordón	Acorde con las normas	Cumplir con los reglamentos del país	Menor numero de hilos	Reducir el costo del producto	Disminuye la sección real del conductor, provocando fallas, calentamiento y desgaste prematuro
Paso 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 del aislamiento	Acorde con las normas	Que la corriente este bien aislada	Menor espesor de aislamiento	Reducir el costo del producto	La instalación tendrá un alto riesgo de falla, porque la corriente no esta 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 falla o aterrizaje en un punto del conductor durante una sobrecarga
Tersura del 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 falla o aterrizaje por aislamiento deficiente, sobre todo en lapsos de sobrecarga
Suavidad del producto	Facilidad de manejo 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 mas 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 diametro 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 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 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 Apartarrays

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 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 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

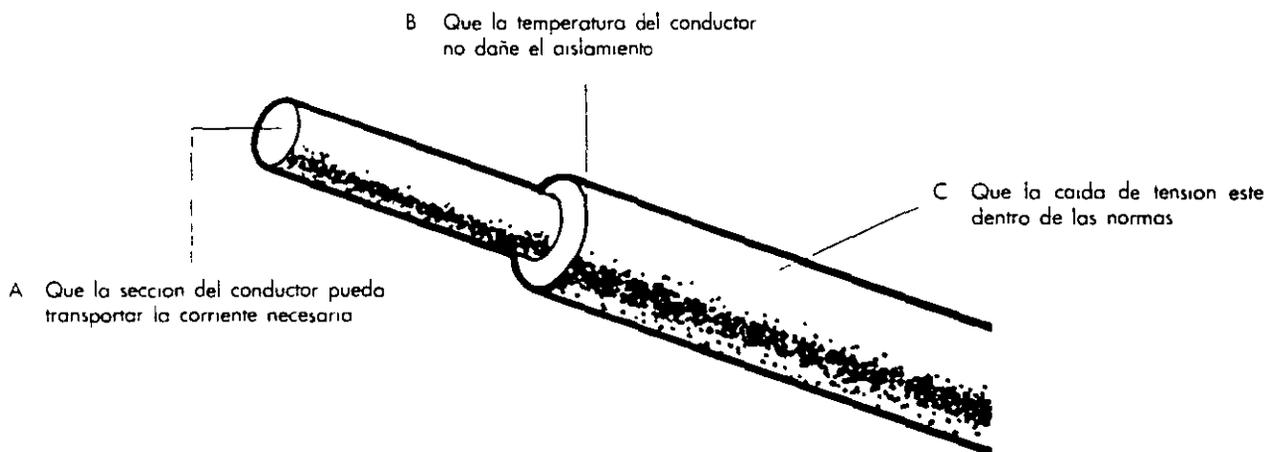
3. Selección y cálculo de calibres

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.

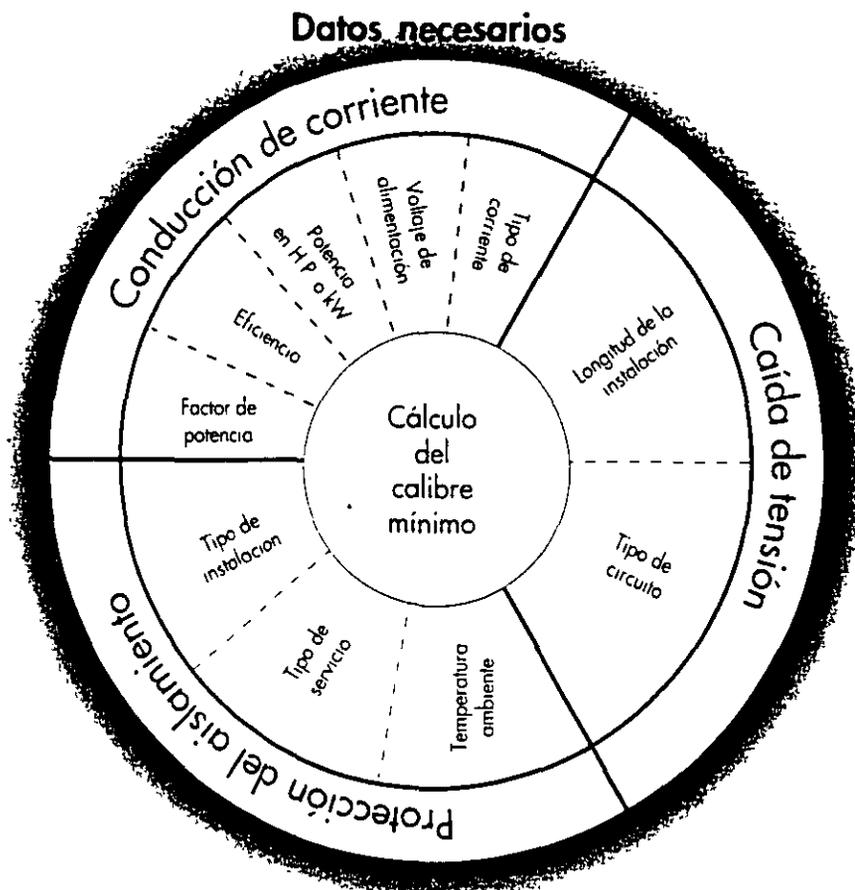
C. Si no se cuida que la caída de tensión sea correcta.

- 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:

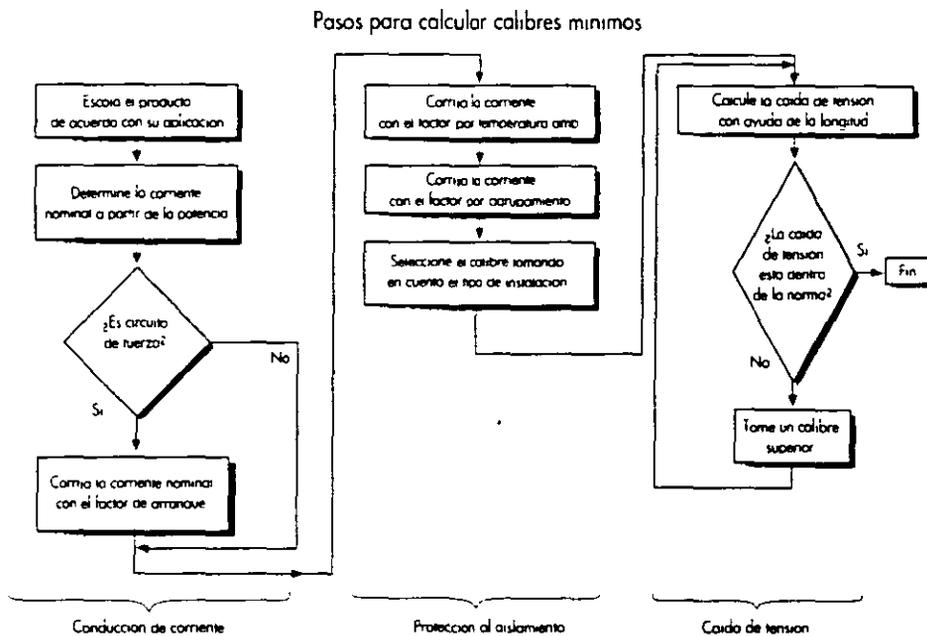


Como se observa en la tabla circular, estos datos tienen relación directa con los factores anotados anteriormente: conducción de corriente, protección al aislamiento y caída de tensión. Para evitar confusiones, se aclarará un poco cada uno de los datos presentados:

- 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 Condumex), 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.

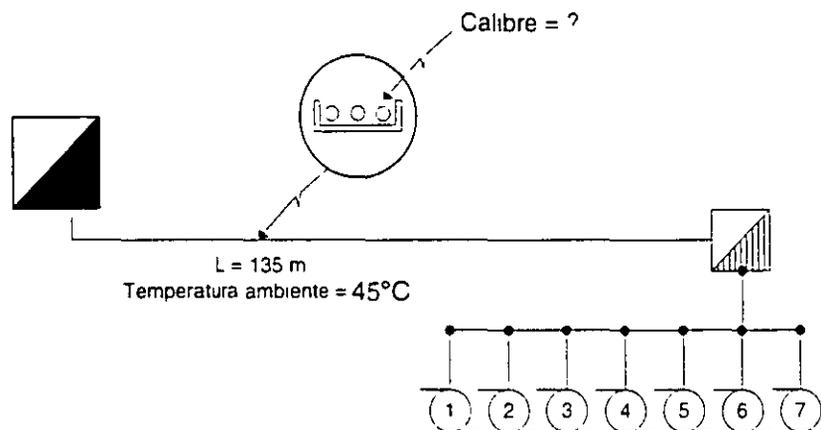
7. Cálculo de corriente de cortocircuito: este cálculo sirve para determinar cuánto tiempo soportará sin dañarse el aislamiento de un conductor al producirse un cortocircuito. Es importante conocer este tiempo

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 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 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 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 (% ΔV) 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	NOTA: Para calcular el calibre necesario para un motor se debe tomar la corriente nominal y multiplicarla por 1.25 para el arranque del motor. Otro aspecto es utilizar el porcentaje nominal del motor a plena carga del motor de 80 y 61 por ciento del Estandar.
		HP	$I = \frac{H.P. \times 746}{V \times \text{E.F.P.}}$	$I = \frac{H.P. \times 746}{\sqrt{3} \times V \times \text{E.F.P.}}$	
		KW	$I = \frac{KW \times 1000}{V \times \text{E.F.P.}}$	$I = \frac{KW \times 1000}{\sqrt{3} \times V \times \text{E.F.P.}}$	$I = \frac{KW \times 1000}{\sqrt{3} \times V \times \text{E.F.P.}}$

② CALIBRE AWG O KCM	CONDUIT VINANIL 2000 CHAROLA VINANIL NYLON	CD CORRIENTE DIRECTA CA CORRIENTE ALTERNA Ø FASES KW KILOWATT I CORRIENTE V VOLTAJE HP POTENCIA (En Catálogo de Fuerza) E EFICIENCIA DEL MOTOR (Normal 0.8 en motores grandes) F.F. FACTOR DE POTENCIA (Normal 0.8)
③ CAPACIDAD DE CORRIENTE (AMPERES)	CONDUIT THW Y THWN CHAROLA (Temp. OP 75 C) CONDUIT TW CHAROLA (Temp. OP 90°C)	

④ FACTORES DE CORRECCION (CONDUIT)	No. DE CONDUCTORES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
	POR AGRUPAMIENTO											
	POR TEMPERATURA AMBIENTE											
	GRADOS CENTIGRADOS	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	

Reverso

CALIBRE	VINANIL NYLON	13
		19
		25
		32
		38
		51
		63
		76
		90
		100

CALCULADOR DE CABLES EN BAJA TENSION LAS INSTRUCCIONES DE ABAJO	
1	Calcular la corriente con la fórmula adecuada del cuadro 1.
2	Multiplicar la corriente por los dos factores de corrección que se corresponden (ver cuadro 4).
3	Según la fórmula de selección adecuada, encontrar la corriente en el cuadro 3 y el área de calibre adecuada en el cuadro 2.
4	Hacer coincidir el calibre con la corriente en el cuadro 3 y en el cuadro 2 para hallar el calibre. Se repiten en forma sucesiva la forma de arriba de 1 a 4.
5	Multiplicar esta fuerza por la longitud en metros del cable, y el resultado será la caída de tensión. Para tenerla en porcentaje (%).
6	En la tabla de tensión se toma del 1% en un circuito de fuerza o mayor del 1% en el circuito alimentado y sumado al 1% de caída de tensión se halla el %.
7	No se a utilizar corriente nominal de motor de fuerza en el cuadro 3 en donde se usa corriente nominal de motor que alimenta a la red de 110 V AC.

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.

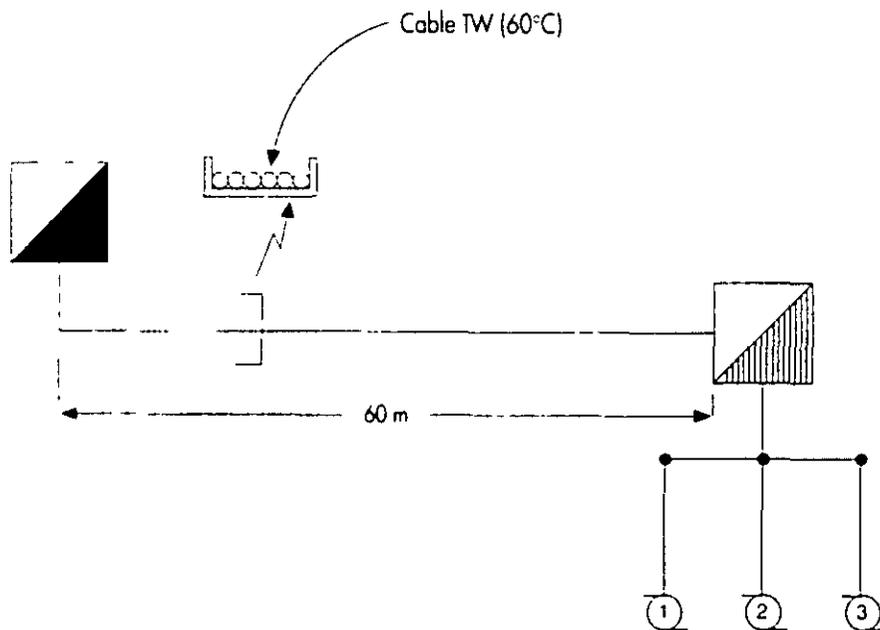
El valor obtenido con esta escala se multiplica por la longitud del circuito, obteniéndose así la caída de tensión. Si la caída calculada es menor o igual a 3 por ciento (en circuitos derivados) o menor o igual a 5 por ciento (en el conjunto alimentador más derivado), el calibre calculado en el cuadro 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



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

$$I = \frac{H.P. \times 746}{\sqrt{3} \times V \times \eta \times F.P.} \quad (\text{cuadro 1})$$

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.

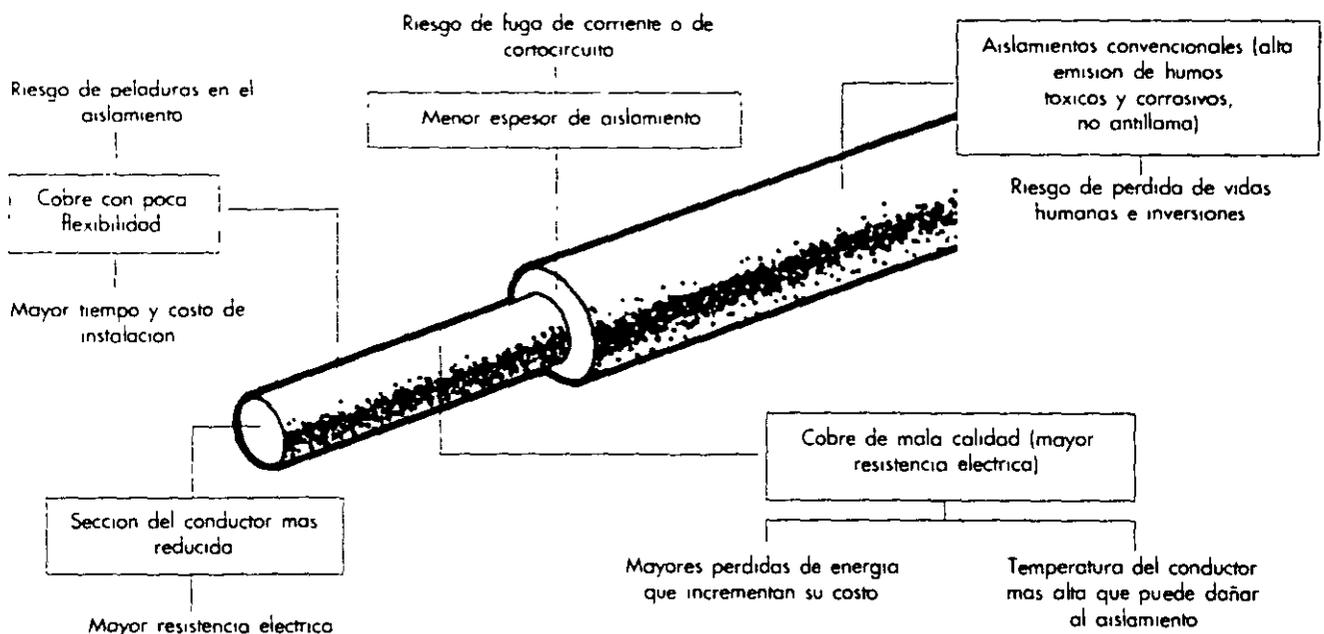
Alambres y cables fabricados con calidad, proporcionan economía en la industria de la construcción

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).

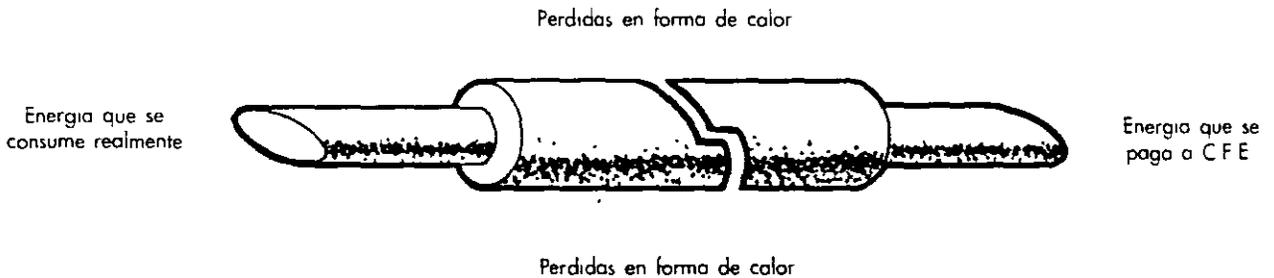
Así, emplear conductores de mala calidad no significa un ahorro real, ya que, aunque se pague menos por adquirirlos, se pagará más por utilizarlos, puesto que los problemas que ocasionan representan pérdidas de dinero (por reparación o reinstalación), de prestigio (porque el trabajo deberá repetirse 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.

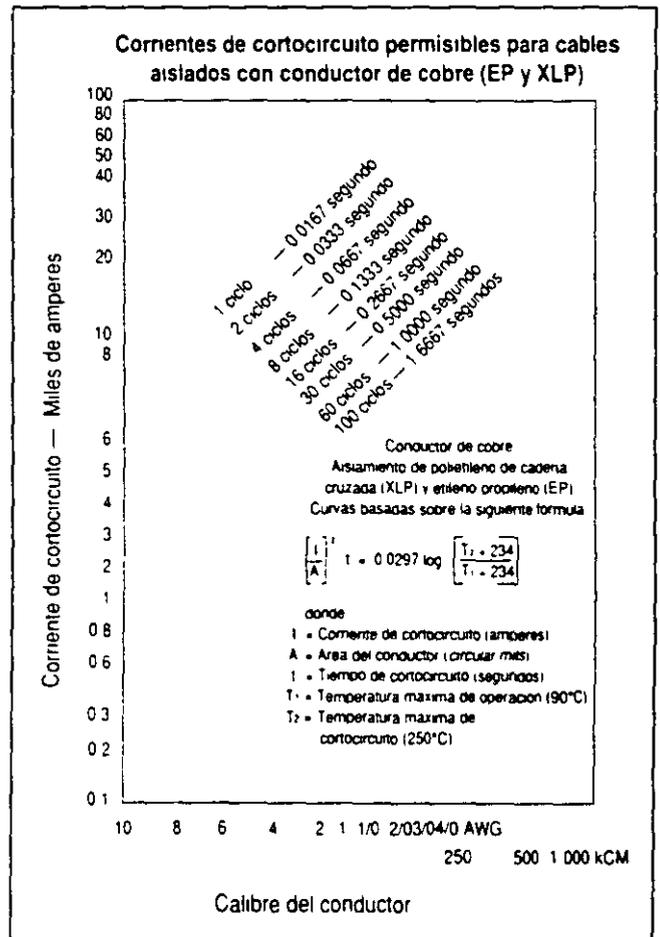
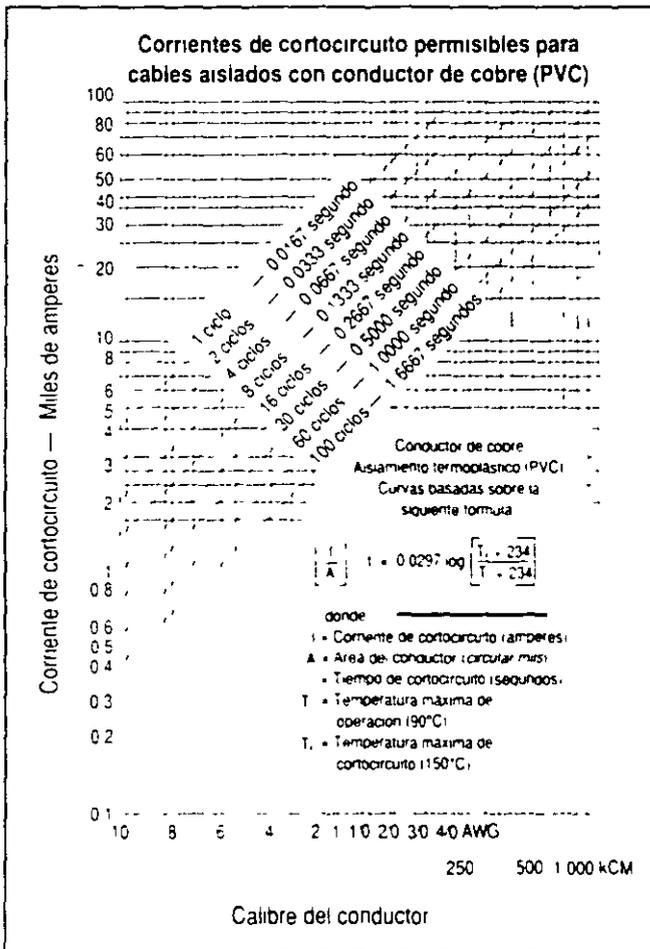
5.

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 milímetro cuadrado es

$$1 \text{ mm}^2 = 1,9735 \text{ CM}$$

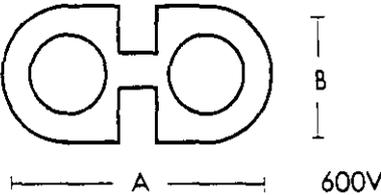
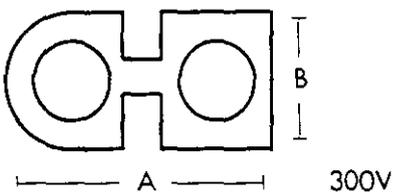
Tablas de capacidad de conducción de corriente y dimensiones de conductores eléctricos

TABLA 5.1 Vinanel 2000^{MR} y TW (60°C)

Calibre AWG/kCM	TW (60°C) 600 V				Vinanel 2000 ^{MR} (THW-LS/THHW LS) (90°C 600 V)					
	Corriente Amperes		Diámetro exterior nominal mm ¹⁾	Peso kg/km ²⁾	Corriente Amperes				Diámetro exterior nominal mm ¹⁾	Peso kg/km ²⁾
	Tubo conduit 1 a 3 conductores	Aire libre (charola) 1 conductor			Tubo conduit 1 a 3 conductores		Aire libre (charola) 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	5.6	99	50	55	70	80	6.1	104
6	55	80	7.1	159	65	75	95	105	7.8	168
4	70	105	9.1	252	85	95	125	140	9.0	251
2	95	140	10.6	380	115	130	170	190	10.5	378
1/C	125	195	13.6	606	150	170	230	260	13.6	603
2/C	145	225	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	195	300	17.6	1145	230	260	360	405	17.5	1139
250					255	290	405	455	19.5	1356
300					285	320	445	505	20.9	1603
350					310	350	505	570	22.2	1853
400					335	380	545	615	23.4	2101
500					380	430	620	700	25.5	2593
600					420	475	690	780	28.3	3119
750					475	535	785	885	31.0	3852
1000					545	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		Diametro 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		Diametro exterior mm		Peso kg/km		Corriente Amperes		Diametro 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	388	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 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 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:

Numero 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 ¹⁾	9	16	25	45	61					
	14	8	14	22	39	54					
	12 ¹⁾	7	12	20	35	48	78				
	12	6	11	17	30	41	68				
	10 ¹⁾	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 ¹⁾	6	10	16	29	40	65				
	14	5	9	15	26	36	59				
	12 ¹⁾	4	8	13	24	33	54				
	12	4	7	12	21	29	47				
	10 ¹⁾	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 ⁽¹⁾	3	6	10	18	25	41	58			
	14	3	6	9	17	23	38	53			
	12 ⁽¹⁾	3	5	9	16	21	35	50			
	12	3	5	8	14	19	32	45			
	10 ⁽¹⁾	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 y THHN	14'	13	24	37	66					
14		11	20	32	57						
12 ⁽¹⁾		10	18	28	49	67					
12		8	15	23	42	57					
10 ⁽¹⁾		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	1	2	3	6	8	13	17	22
3/0			1	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 mas, 31 por ciento para dos conductores y 53 por ciento en el caso de un solo conductor. Debe tenerse en cuenta que para mas de tres conductores en un tubo, la capacidad de corriente permisible en los mismos se ve reducida de acuerdo con los factores de correccion

(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

Núm. 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⁾	
	Metalico	No metalico	Metalico	No metalico
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	1.33	1.18	1.16
1/0	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
250	0.38	0.36	0.33	0.31
300	0.32	0.30	0.28	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
1 000	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	$I = \frac{kVA \times 1,000}{E}$	$I = \frac{kVA \times 1,000}{\sqrt{3} \times E}$	
kW, E, FP	$I = \frac{kW \times 1,000}{E \times FP}$	$I = \frac{kW \times 1,000}{\sqrt{3} \times E \times FP}$	$I = \frac{kW \times 1,000}{E}$
HP, 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	$kVA = \frac{I \times E}{1,000}$	$kVA = \frac{I \times E \times \sqrt{3}}{1,000}$	
I, E, FP	$kW = \frac{I \times E \times FP}{1,000}$	$kW = \frac{I \times E \times \sqrt{3} \times FP}{1,000}$	$kW = \frac{I \times E}{1,000}$
I, E, 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 México el mínimo es 0.9

HP = Caballos de potencia

kW = Kilowatts

kVA = Kilovoltamperes

Ley de Ohm:

$$V = R \cdot I$$

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

$$C_T = \frac{1}{\frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} + \frac{1}{C_3} + \frac{1}{C}}$$

$$C_T = C_1 + C_2 + C_3 + C$$

Conexión de inductancias

en serie

en paralelo

$$L = L_1 + L_2 + L_3 + L$$

$$L = \frac{1}{\frac{1}{L_1} + \frac{1}{L_2} + \frac{1}{L_3} + \frac{1}{L...}}$$

Eficiencia de un motor C C

$$\eta = \frac{P}{E I}$$

donde

P = Potencia (Watts)

η = Eficiencia

E = Voltaje

I = Corriente

Relacion 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 $\left(\frac{\text{milvolts}}{\text{amper-m}} \right)$

F_c = Factor de caída de tensión unitaria

Capacidad de conducción de conductores
donde

$$I = \sqrt{\frac{T_c - T_a}{R_c RT}}$$

T_c = Temperatura del conductor ($^{\circ}\text{C}$)

T_a = Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$)

R_c = Resistencia del conductor (ohm/m)

RT = Resistencia térmica total entre el cobre
y el medio ambiente ($\frac{^{\circ}\text{C} \times \text{M}}{\text{Watt}}$)

Motores

$$\text{Torque (lb-ft)} = \frac{\text{H.P} \times 5,250}{\text{RPM}}$$

donde

I = Corriente (amperes)

V = Voltaje (Volts)

R = Resistencia (ohms)

Q = Cantidad de calor (kilocalorías)

t = Tiempo (segundos)

H = Kilocalorías

P = Potencia al freno (Watts)

E_1 = 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 ⁽¹⁾ - Sección transversal nominal - Calibre	2 082 mm ⁽²⁾ 14 AWG	3 307 mm ⁽²⁾ 12 AWG	5 260 mm ⁽²⁾ 10 AWG	8 367 mm ⁽²⁾ 8 AWG	13 30 mm ⁽²⁾ 6 AWG
• Derivaciones - Sección transversal nominal - Calibre	2 082 mm ⁽²⁾ 14 AWG	2 082 mm ⁽²⁾ 14 AWG	2 082 mm ⁽²⁾ 14 AWG	3 307 mm ⁽²⁾ 12 AWG	3 307 mm ⁽²⁾ 12 AWG
Protección contra sobrecorriente	15 A	20 A	30 A	40 A	50 A
Dispositivos de salida • Portalamparas permitidas • Capacidad de contacto ⁽³⁾	cualquier tipo 15 A max	cualquier tipo 15 o 20 A	servicio pesado 30 A	servicio pesado 40 ó 50 A	servicio pesado 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, vease 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	100
	Los siguientes hasta 120,000	35
	Exceso sobre 120,000	25
Hospitales ⁽¹⁾	Primeros 50,000 ó menos	40
	Exceso sobre 50,000	20
Hoteles y moteles, incluyendo apartamentos sin cocina ⁽¹⁾	Primeros 20,000 ó menos	50
	Los siguientes hasta 100,000	40
	Exceso sobre 100,000	30
Almacén	Primeros 12,500 ó menos	100
	Exceso sobre 12,500	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	
No mayor de (amperes)	mm	AWG/kCM	mm ²	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	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

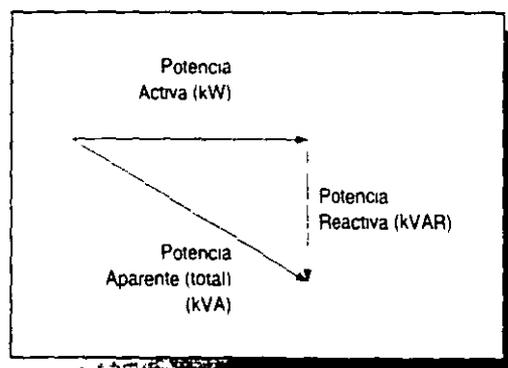
- Reducen el monto del recibo de energía al eliminar las penalizaciones por bajo factor de potencia
- Disminuyen las pérdidas por calentamiento en cables y transformadores.
- Incrementan la capacidad de conducción de los cables
- Logran potencia disponible en los transformadores
- Mejoran la regulación 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)



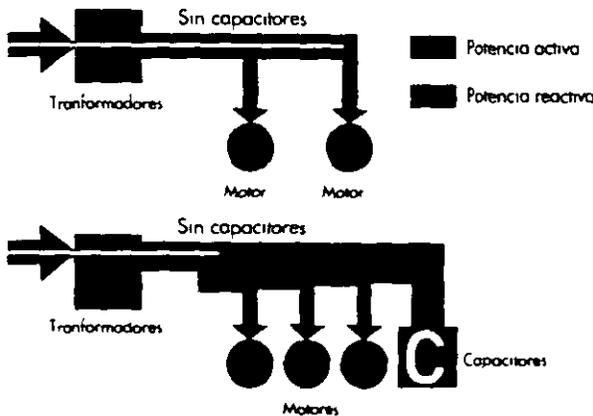
De donde se desprende que Factor de Potencia es la relación entre la potencia activa y la potencia total consumida por el equipo o carga

$$\text{Factor de Potencia} = \frac{\text{Potencia Activa}}{\text{Potencia Total}}$$

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

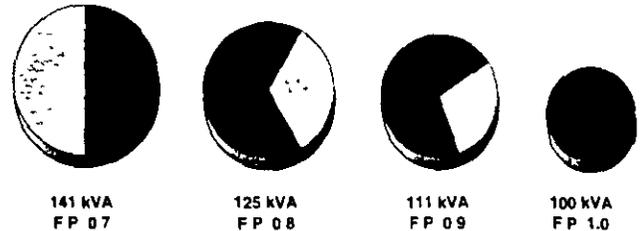


Incremento del costo de la energía

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	1 138
67	488	515	541	568	596	624	652	679	713	745	779	817	857	905	966	1 108
68	459	486	512	539	567	595	623	650	684	716	750	788	828	876	937	1 079
69	429	456	482	509	537	565	593	620	654	686	720	758	798	840	907	1 049
70	400	427	453	480	508	536	564	591	625	657	691	729	769	811	878	1 020
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	316	343	369	396	424	452	480	507	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	078	105	131	158	186	214	242	269	303	335	369	407	447	489	556	698
83	052	079	105	132	160	188	216	243	277	309	343	381	421	463	530	672
84	026	053	079	106	134	162	190	217	251	283	317	355	395	437	504	645
85	000	027	053	080	106	136	164	191	225	257	291	329	369	417	478	620
86			026	053	081	109	137	167	198	230	265	301	343	390	451	593
87				027	055	082	111	141	172	204	238	275	317	364	425	567
88					028	056	084	114	145	177	211	248	290	337	398	540
89						028	056	086	117	149	183	220	262	309	370	512
90							028	058	089	121	155	192	234	281	342	484
91								030	061	093	127	164	206	253	314	456
92									031	063	097	134	176	223	284	426
93										032	066	103	145	192	253	395
94											034	071	113	160	221	363
95												037	079	126	187	328



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	(CP)	Tension nominal de armadura		
		120 V	240 V	500 V
0.186	(1/4)	3.1	1.6	
0.248	(1/3)	4.1	2.0	
0.373	(1/2)	5.4	2.7	
0.560	(3/4)	7.6	3.8	
0.746	(1)	9.5	4.7	
1.119	(1 1/2)	13.2	6.6	
1.490	(2)	17.0	8.5	13.6
2.230	(3)	25.0	12.2	18.0
3.730	(5)	40.0	20.0	27.0
5.600	(7 1/2)	58.0	29.0	34.0
7.460	(10)	76.0	38.0	43.0
11.190	(15)		55.0	51.0
14.920	(20)		72.0	67.0
16.650	(25)		89.0	83.0
22.380	(30)		106.0	99.0
29.840	(40)		140.0	123.0
37.300	(50)		173.0	164.0
44.760	(60)		206.0	205.0
55.950	(75)		255.0	246.0
74.600	(100)		341.1	330.0
93.250	(125)		425.0	
119.900	(150)		506.0	
149.200	(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 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 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 indicado en la placa de datos.



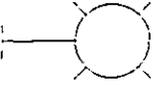
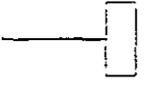
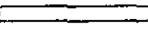
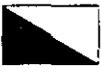
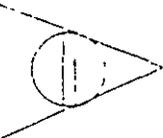
Efecto de las variaciones de voltaje y frecuencia en los motores eléctricos de inducción

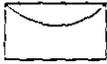
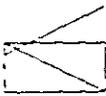
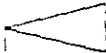
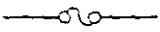
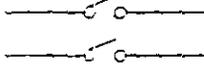
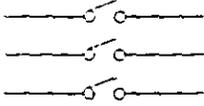
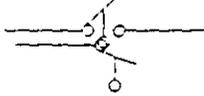
Tabla 5.25

Característica que varía	Voltaje			Frecuencia	
	120%	110%	90%	105%	95%
Par de arranque y en marcha	Aumenta 44%	Aumenta 21%	Decrece 19%	Decrece 10%	Aumenta 11%
Velocidad sincronica	No varia	No varia	No varia	Aumenta 5%	Decrece 5%
Porcentaje de deslizamiento	Decrece 30%	Decrece 17%	Aumenta 23%	Practicamente no varia	Practicamente no varia
Velocidad a plena carga	Aumenta 1.5%	Aumenta 1%	Decrece 1.5%	Aumenta 5%	Decrece 5%
Eficiencia a plena carga	Aumento 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 de 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%
Elevacion 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 magnetico en vacio	Notable aumento	Aumenta ligeramente	Decrece ligeramente	Decrece ligeramente	Aumenta ligeramente

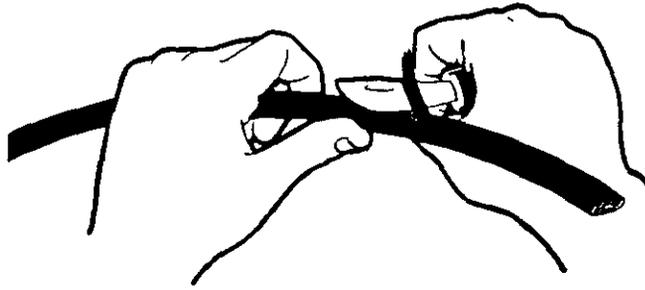
Los motores estandar soportan correctamente su carga normal cuando la tension es 10 por ciento mayor o menor que la especificada, y cuando la frecuencia es 5 por ciento mayor o menor que la especificada.

Símbolos en instalaciones eléctricas

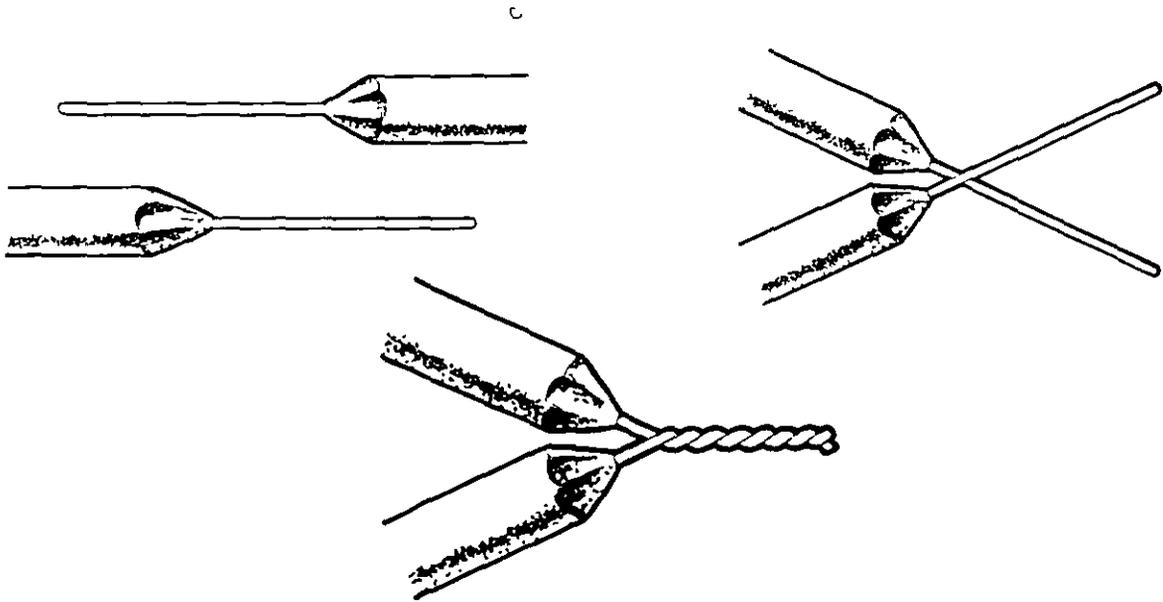
	Salida de centro incandescente		Apagador sencillo
	Arbotante incandescente interior		P Apagador sencillo de puerta
	Arbotante incandescente interperie		C Apagador sencillo de cadena
	Arbotante fluorescente interior		Apagador de tres vias o de escalera
	Lampara fluorescente		Apagador de cuatro vias de 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 interperie		Interruptor flotador
	Salida especial		

	Boton de timbre		Tubería para telefono
	Ventilador		Cuadro indicador
	Salida para televisor		Medidor de la compañía suministradora de energia
	Registro en muro o losa		Interruptor termomagnetico
	Telefono directo		Fusible
	Extension telefonica		Interruptor (de navajas) 1 polo
	Tablero de portero electrico		Interruptor (de navajas) o cuchilla de 2 polos
	Telefono de portero electrico		Interruptor (de navajas) o cuchilla de 3 polos
	Linea por muro y losa		Interruptor de presion para flotador en posición abierta (con tanque elevado lleno)
	Linea por piso		Interruptor de presion para flotador en posición abierta (con tanque elevado lleno)

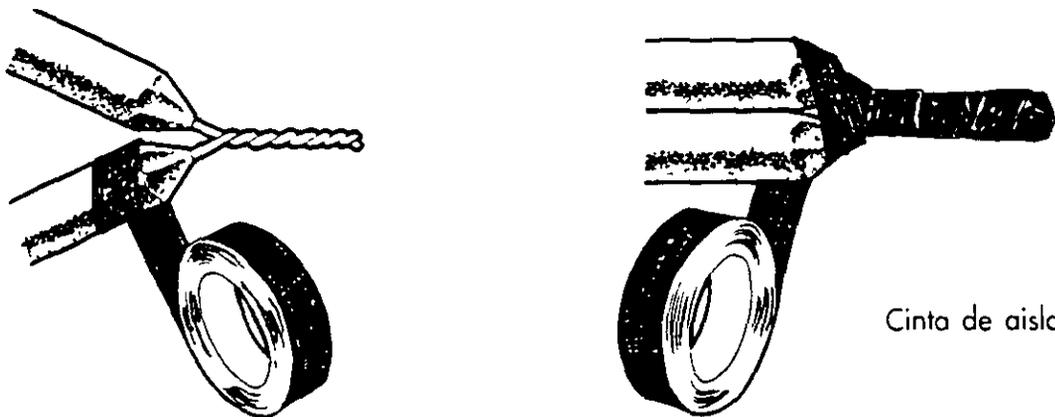
Amarres de conductores eléctricos



Forma de pelar el alambre



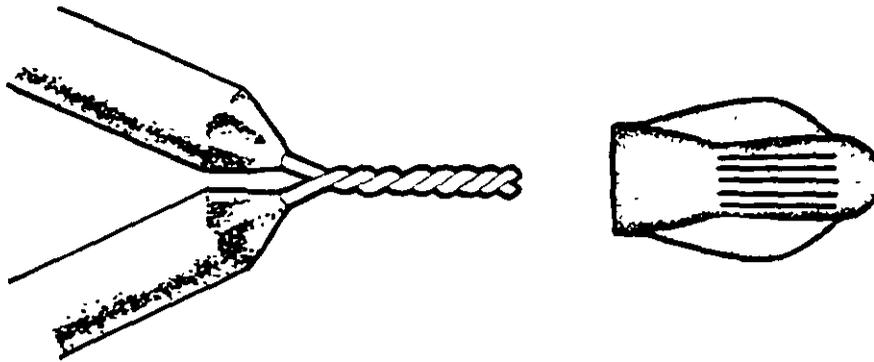
Amarre cola de puerco



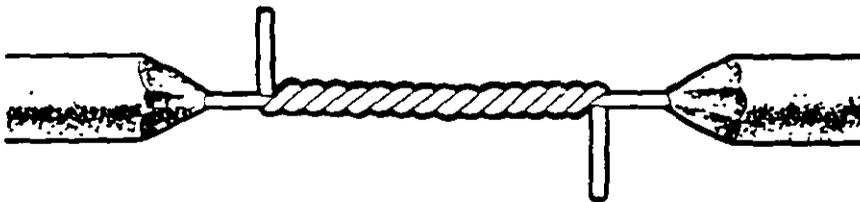
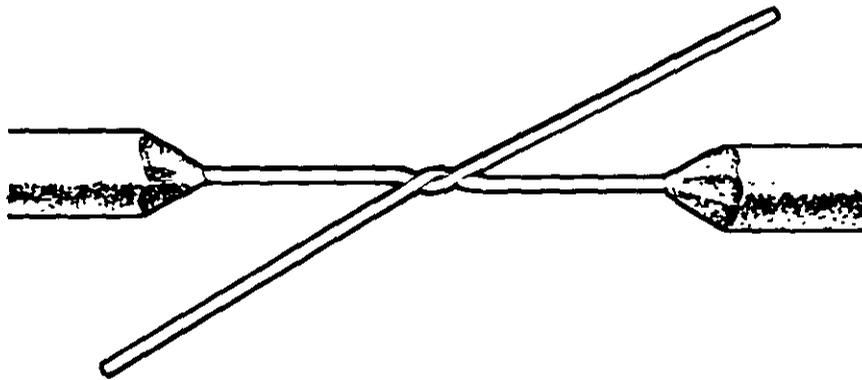
Cinta de aislar

Encintado del amarre cola de puerco con cinta de aislar

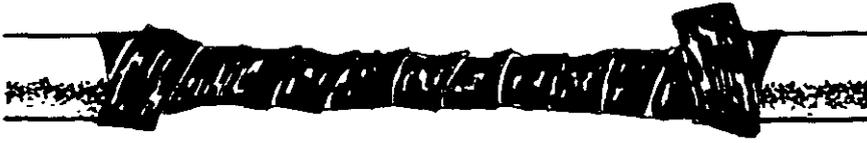
Conector para amarre cola de puerco



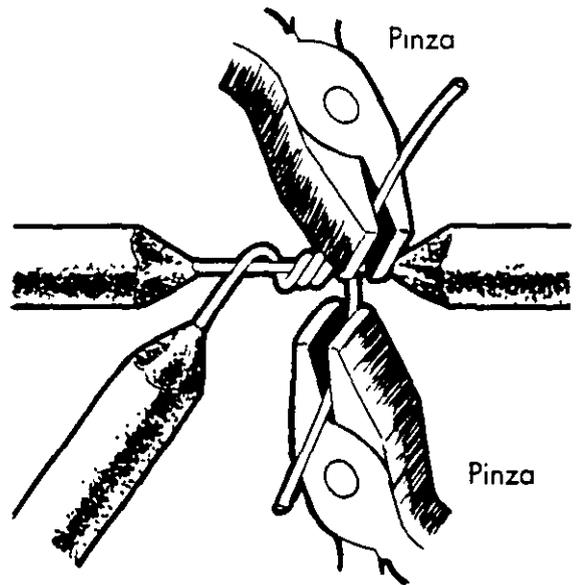
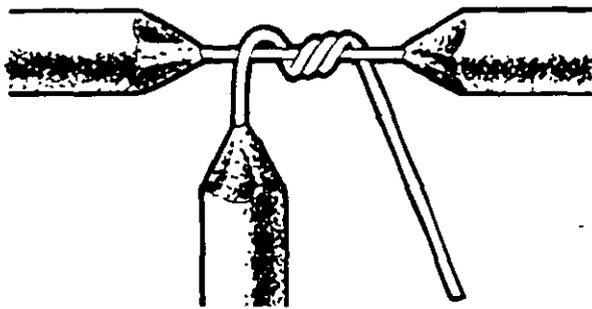
Amarre Western



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

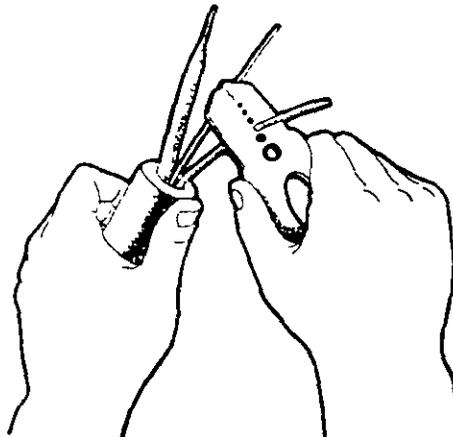
- En calibres gruesos, una manera fácil de hacerlo es tomar el cable y remover el aislamiento de la misma forma en que se afila un lápiz



- Otro método seguro es rasgar el aislamiento hacia atrás y enseguida cortar hacia adelante las partes del mismo



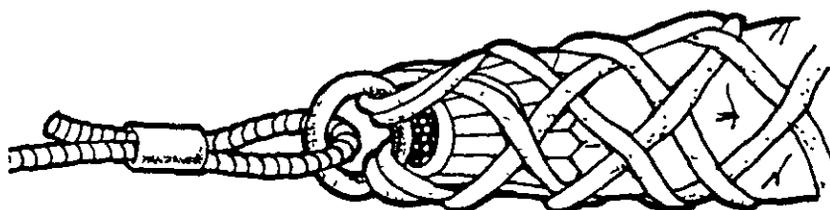
- En calibres pequeños, se recomienda el uso de un pelador de alambres. Es preciso asegurarse de escoger el diámetro adecuado en la herramienta, para no dañar el conductor



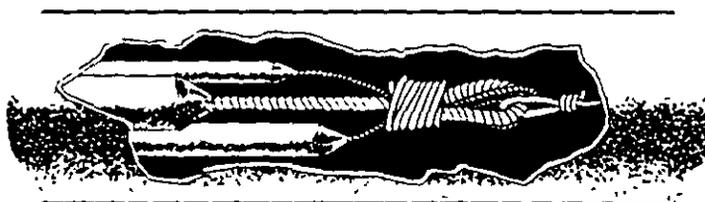
Consejos para instalación de cables en tubo conduit, ductos o charolas, y elaboración de terminales

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.

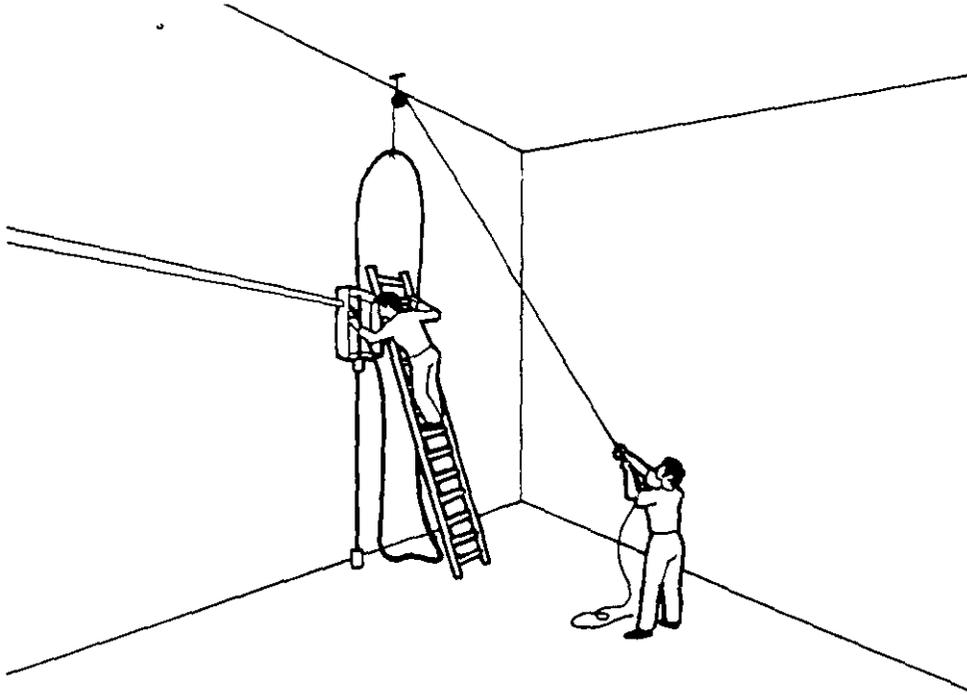


- Amarrar la guía o línea de jalado al o los conductores. Una malla de amarre (calcetín) puede ser usada sobre el aislamiento, procurar que la malla sea de un tipo que no pueda dañar el conduit durante el jalado.



- 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 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/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 aquéllas aplicables a la instalación en conduit

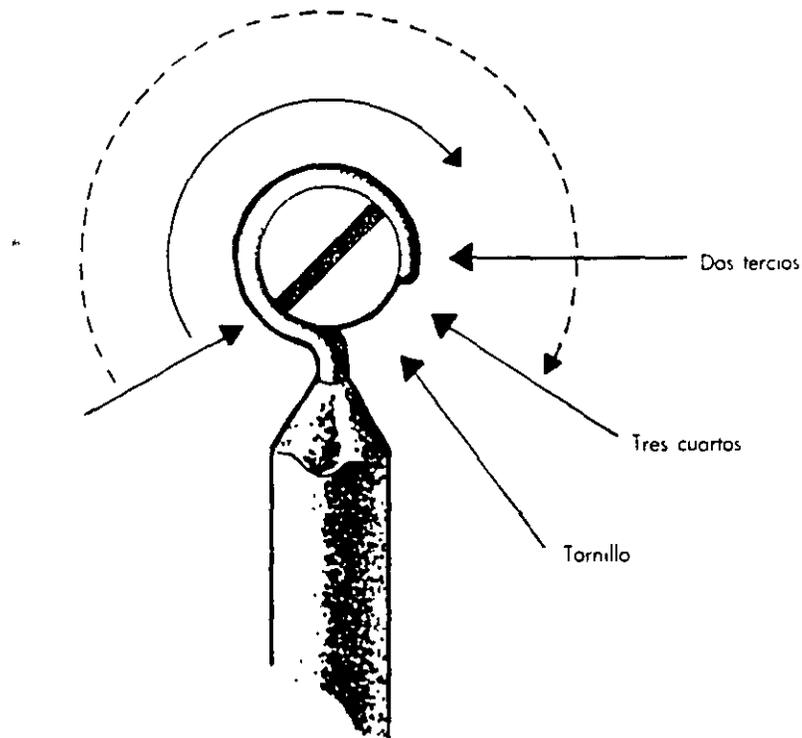
- Usar poleas de gran radio y bajo peso donde se requieran cambios de dirección y poleas pequeñas en las secciones de soporte recto, esto facilita la instalación y reduce notablemente la tensión de jalado
- Mantener los radios de curvatura mínimos recomendados en los cambios de dirección (al menos ocho 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

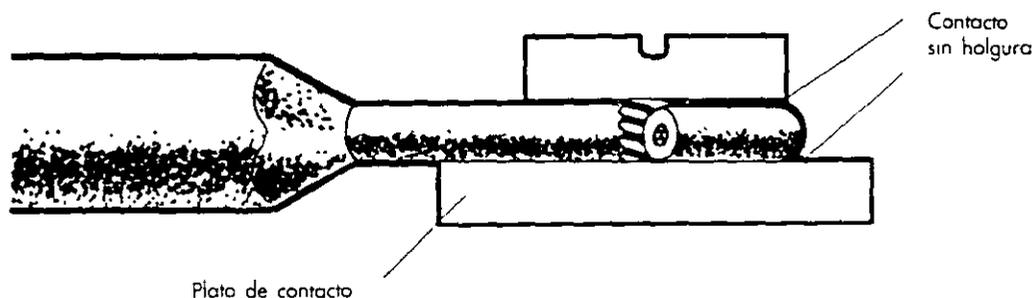
Elaboración de terminales

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.

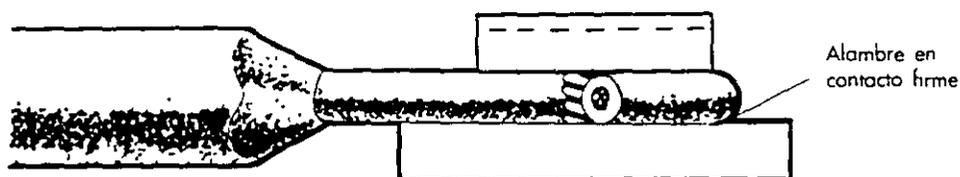
Cómo hacer conexiones



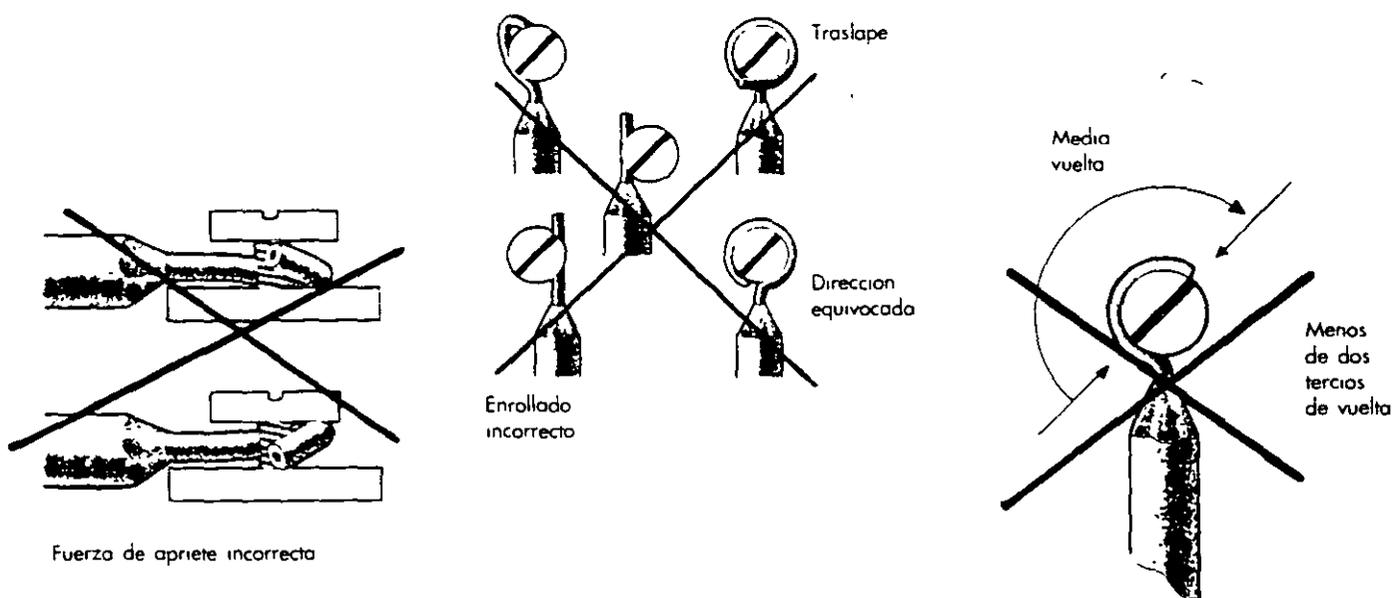
- 1 Enrollar la parte desnuda del conductor dos tercios o tres cuartos de la distancia alrededor del poste del tornillo, como se muestra en la figura. La vuelta se hace de tal forma que, al girar el tornillo para apretar, ésta tienda a cerrarse más, en lugar de abrir.



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



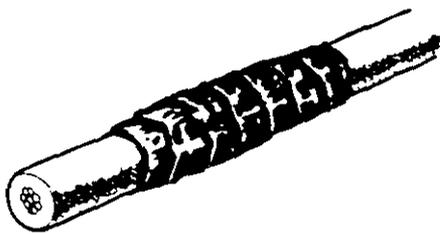
4 En esta figura se muestran las maneras incorrectas de efectuar conexiones

Reglas de oro en la elaboración física de circuitos eléctricos

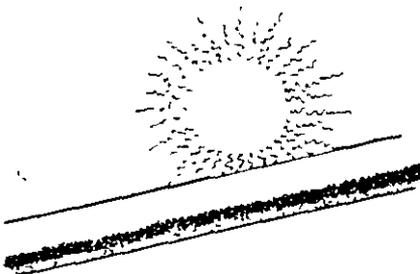
Existen dos fases importantes en la elaboración de circuitos eléctricos; la primera consiste en el diseño del circuito, y la segunda, en la instalación correcta de los equipos y materiales involucrados. Un excelente diseño se vuelve obsoleto si, cuando llevamos a la práctica la instalación, se dañan 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.

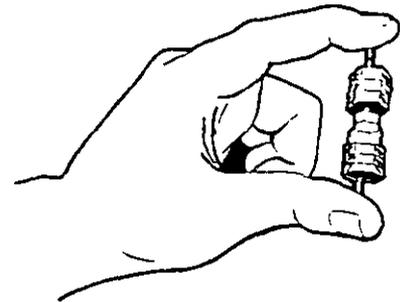
Reglas de oro



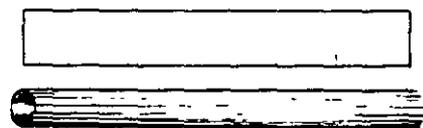
- Hacer uniones con la técnica correcta. Uniones y terminales defectuosas son fuente de dificultades.



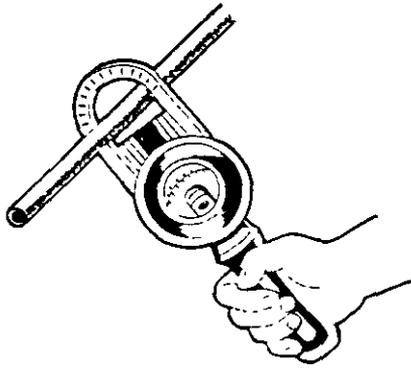
- Cuando se tengan que instalar conductores al sol, es preciso tener en cuenta las condiciones a que estará expuesto el cable, para calcular su capacidad de corriente y el tipo de conductor.



- Cuando sea necesario reponer fusibles, procurar que éstos tengan suficiente capacidad.



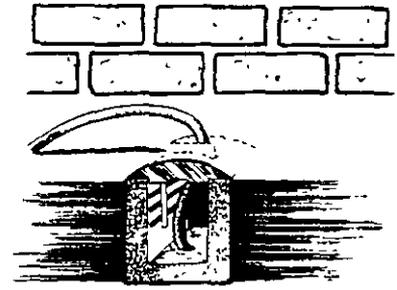
- Instalar tubo conduit con registros a distancia. Evitar hacer vueltas en demasía, y procurar que éstas tengan el radio de curvatura correcto.



- Checar periódicamente la carga de los circuitos, con objeto de evitar sobrecargas. Rediseñar circuitos cuando las ampliaciones así lo ameriten.



- Evitar que los conductores tengan contacto con residuos de productos químicos, agua, grasas, etcétera. Algunos aislamientos son atacados por este tipo de sustancias.

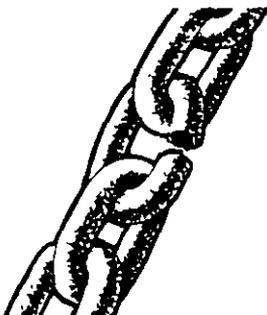


- En lo posible, diseñar ductos con registros, para evitar inundaciones.

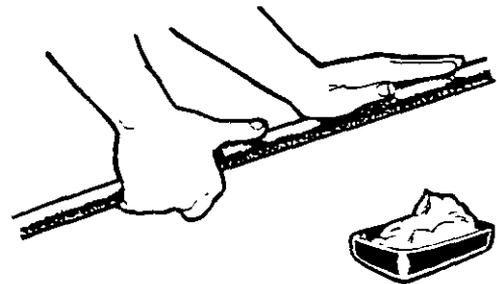


- Retirar los cordones flexibles del piso cuando no estén en uso, para evitar maltrato innecesario.

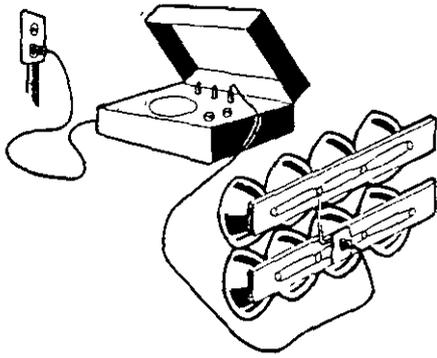
Asimismo, se recomienda:



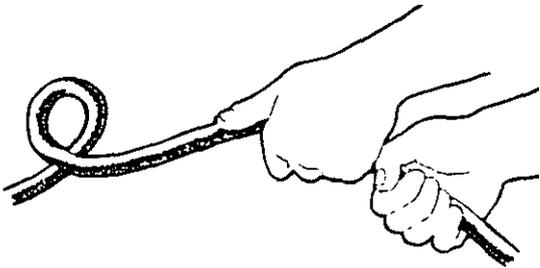
- No hacer instalaciones provisionales para que duren toda la vida, esto equivale a hacer una cadena con un eslabón roto.



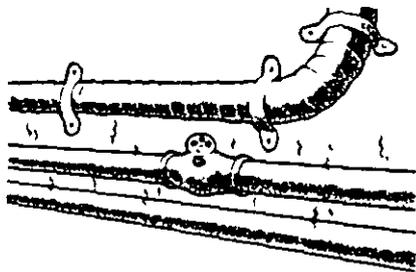
- No utilizar grasa para alambrear conduit; es preferible usar conductores deslizantes que ya no requieren estos agregados.



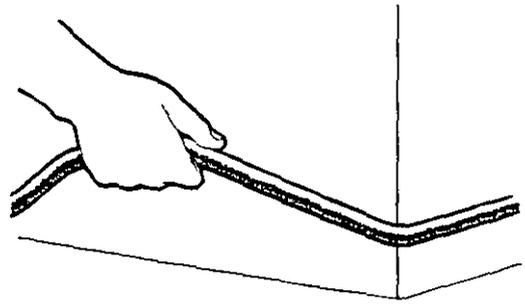
- No permitir caídas de voltaje excesivas, éstas reducen la eficiencia y causan sobrecalentamientos



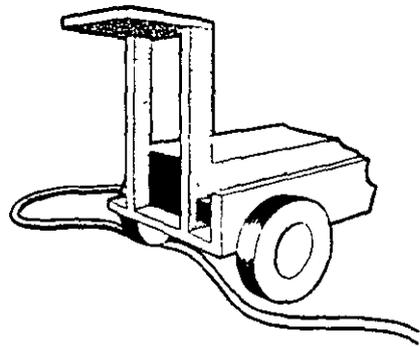
- No jalar nunca los conductores en forma irresponsable. La formación de "cocas" es sumamente perjudicial



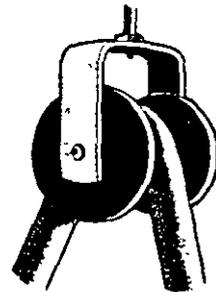
- No instalar conduit en rutas cercanas a tuberías de vapor o cualquier otra fuente de calor. En caso necesario, instalar mamparas o algún otro dispositivo adecuado



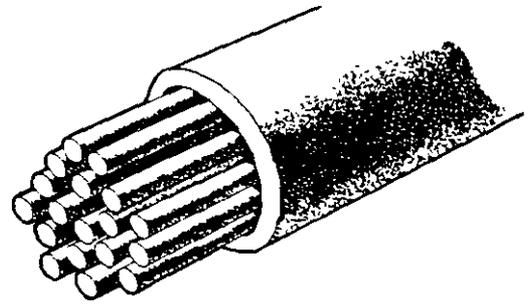
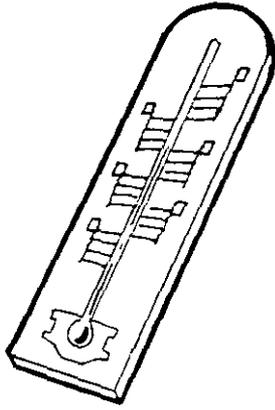
- No estirar conductores sobre esquinas afiladas o superficies ásperas



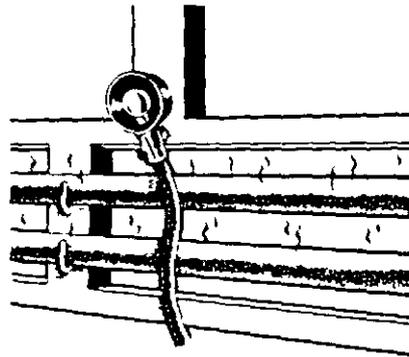
- No descuidarse con cables de aparatos portátiles. Evitar colocarlos en zonas transitadas por equipo pesado



- 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

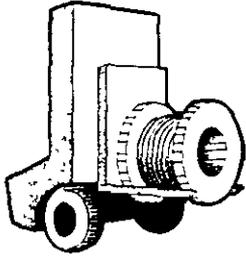


- Evitar la instalación de cordones eléctricos sobre tubos de vapor, ya sea temporal o permanentemente

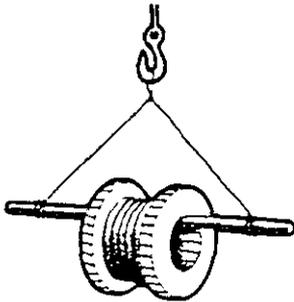
Almacenaje

- 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 acomodando 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

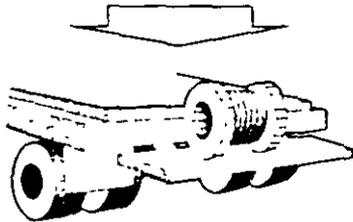
SI



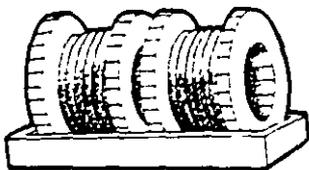
- Colocar las dos bridas entre las uñas



- El carrete puede ser levantado por medio de una flecha que se extienda por ambos lados

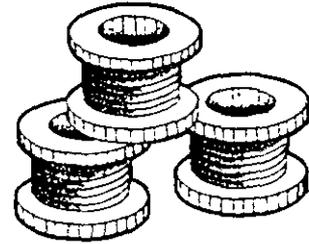


- Se debe descargar por medio de un puente hidraulico, polipasto o montacargas, y hay que bajarlo lentamente

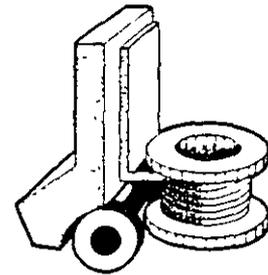


- Cargarlos siempre juntos por las bridas y bien bloqueados

NO

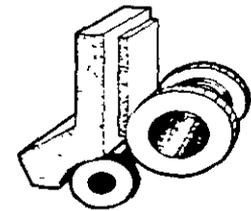


- Los materiales que se acomodan de esta manera pueden resultar dañados

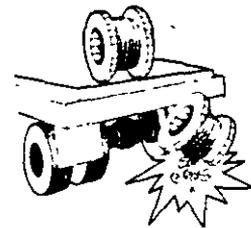


- No deben ser transportados por un solo flanje. El cable o el carrete pueden resultar dañados.

NO



- Nunca cargar el carrete haciendo presión en el material



- Nunca dejarlo caer

6. Primeros auxilios

Descarga eléctrica

Recuerde cada segundo que el accidentado esté 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 rapida 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 ésta 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. Mande 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 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 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 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 llaga. No aplique ungentos 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. Suspenda 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 ungentos, 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

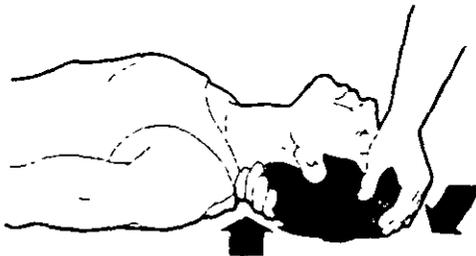
En caso de *shock* eléctrico, asegúrese de que se ha interrumpido la corriente antes de tocar al paciente. Si hay gas o humo, saque a la víctima al aire libre. Llame a un médico o a una ambulancia de inmediato.

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.

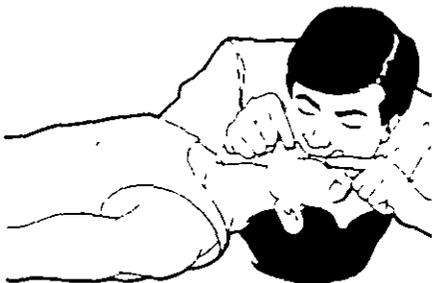
1



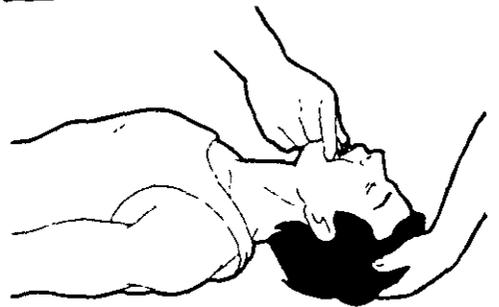
2



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. Límpiele 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 tómelo 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 cartílago, 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, éste 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.



Notas

RED DE DISTRIBUCION CONDU MEX

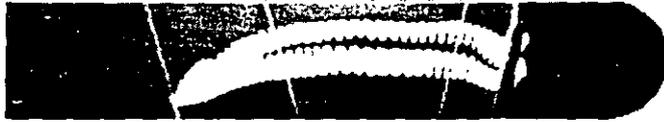
Acapulco Alonso Martí No. 2 Fraccionamiento Magallanes Acapulco Gro C P 39670	(74)	85 7663 85 1326 85 1298 Fax	Monterrey Av. San Jerónimo No. 853 Pie Col. San Jerónimo Monterrey, N.L. C P 64640	(8)	346 6751 346 8888 348 1150 Fax
Aguascalientes Km 0.3 Carretera Maravillas-Jesus Maria Jesus Maria Ags C P 20900	(49)	73 0335 73 0311 73 0363 73 0340 Fax	Morelia Av. Camelinas No. 1434 Col. La Loma Morelia Mich C P 58290	(43)	15 9207 15 9101 24 4097 Fax
Cd Juarez Ma. Luisa Montoya No. 4825 Col. Jardines de San Jose Cd Juarez Chih C P 32390	(116)	16 2915 16 2976 16 2700 Fax	Puebla Diag. Defensores de la Republica No. 167-C Col. Lazaro Cardenas Puebla Pue C P 72140	(22)	46 4321 46 4076 46 4800 32 6819 Fax
Chihuahua Republica de Brasil No. 516 Col. Panamericana Chihuahua, Chih C P 31200	(114)	26 6393 14 0088 Tel /Fax	Querétaro Km 9.6 Carretera Constitucion a San Luis Potosi Parque Industrial Jurica Querétaro Gro C P 76120	(42)	18 1400 18 0206 18 0383 18 0255 Fax
Coahuila Av. Transistmica No. 1250 Col. Manuel Avila Camacho Coahuila Ver C P 96420	(921)	22 224 22 234 Fax	Reynosa Aguascalientes No. 100 Local 5 Edificio Antares Col. Rodriguez Reynosa Tamps C P 88630	(89)	24 6205 24 6235 Fax
Culiacan Calz. Aeropuerto esq. Luis G Urbina Col. Bachigualato Culiacan Sin C P 80140	(67)	60 0261 60 0260 60 0147 60 0146 Fax	San Luis Potosi Av. Industrias No. 1908 Fraccionamiento Industrias San Luis Potosi S L P C P 78390	(48)	24 8070 24 8072 Fax
Guadalajara Calle 7 No. 872 Zona Industrial Guadalajara Jal C P 44940	(3)	663 0250 663 0255 Fax	Tampico Catalina No. 205 A Col. Petrolera Tampico Tamps C P 89120	(12)	13 3216 13 2201 17 0829 Fax
Hermosillo Alberto Truqui No. 474 Col. El Torreon Hermosillo Son C P 83189	(62)	18 6652 18 6675 18 6681 18 6587 Fax	Tijuana Mariscal Sucre No. 20 Fraccionamiento Yamille de la Mesa Tijuana B C N C P 22600	(66)	89 3405 89 3406 89 3407 29 1816 Fax
Irapuato Av. Prolongacion Guerrero No. 2648 Col. Unidad Modelo del IMSS Irapuato Gro C P 36620	(462)	40 371 40 300 40 313 40 302 Fax	Torreón Av. Tamazula No. 587 Parque Industrial Lagunero Gomez Palacio Dgo C P 35070	(17)	19 2442 19 2382 19 2322 19 0152 Fax
Merida Calle 103 No. 512 entre 62 y 62 A Col. Delio Moreno Canton Merida Yuc C P 97266	(99)	23 2693 23 2703 23 2809 Fax	Tuxtla Gutierrez 1a Norte Fuente No. 562 Col. Centro Tuxtla Gutierrez Chis C P 29000	(961)	37 721 37 582 Fax
Mexicali Ebanistas Sur No. 523 Col. Industrial Mexicali B C N C P 21010	(65)	57 1705 57 1706 57 1707 57 0026 Fax	Veracruz Av. Salvador Diaz Miran No. 2589 Fraccionamiento Moderno Veracruz Ver C P 91910	(29)	37 0426 37 9337 37 0682 37 9109 Fax
Mexico, D.F. Fuente 140 No. 720 Col. Industrial Vallejo Mexico D F C P 02300	(5)	328 2922 328 2923 328 2973 328 2967 Fax	Villahermosa Calle 2 Manzana 2 Lote 19 Parque Industrial y Comercial Desi Villahermosa Tab C P 86280	(93)	54 3300 54 0613 54 2000 Fax
Monclova Av. Los Reyes No. 907 Local 2 Col. Tecnológico Monclova Coah C P 25600	(86)	35 3517 35 2907 35 1227 Fax			

Oficinas Corporativas

Miguel de Cervantes Saavedra No. 255 Col. Ampliacion Granada Mexico D F C P 11520 Tel (5) 328 5800 Fax 255 1026 328 5891



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



...: Ingeniería Eléctrica

CURSOS ABIERTOS

CURSO CA 455

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

**PERIODO
DEL 11 AL 22 DE ABRIL**

TEMA 5:

MEDIOS DE SOPORTE Y PROTECCIÓN DE LOS CONDUCTORES ELÉCTRICOS

**Instructor:
*Ing. Ricardo A. Espinosa Patiño***

**PALACIO DE MINERÍA
2005**

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 2,50 m sobre el nivel de piso terminado.

e) **Empalmes y derivaciones.** Se permite hacer empalmes o derivaciones en cables directamente enterrados si 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 de pavimento, escorias, corrosivos ...

g) **Sellado de canalización.** ... El tubo debe sellarse en uno o ambos extremos cuando la humedad pudiera 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 riego 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 la misma canalización o trinchera incluyendo los conductores puestos a tierra y de puesta a tierra (neutro y tierra física)
- 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 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 puesto 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 y equipos

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, cables con cubierta no-metálica u otros cables

- c) **Accesorios y conectadores.** ... deben emplearse solamente bajo los métodos de alambrado 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 área total de la sección transversal de conductores en cualquier canalización no debe ser mayor que el que permita la disipación del calor y la fácil instalación y retiro de los conductores sin dañarlos

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 según se indica en la Tabla .
- b) **Métodos de soporte.**
 - 1) dispositivos de mordaza construidos 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 fase 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 mínimo 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.

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

318-5. Especificaciones de construcción

- Resistencia y rigidez.** ...para ofrecer soporte adecuado a todos los cables instalados.
- Bordes lisos** ...para no dañar las cubiertas o aislamientos de los cables.
- Protección contra la corrosión.** ...deben ser de materiales resistentes a la corrosión.
- Rieles laterales.** ...deben tener rieles laterales u otros miembros estructurales equivalentes.
- Accesorios.** ...para poder cambiar la dirección y elevación de los cables
- 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 soporte 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 cumplirse 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 neles 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 más 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 más 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 sólo 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 mas 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 mm² (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 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%**
- 3) Porcentaje de la capacidad de conducción de corriente máxima permitida en Tablas 310-67 y 310-68 para cables de 21,15 mm² (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	Temperatura nominal del conductor (ver tabla 310-13)						Tamaño nominal
	60 °C	75 °C	90 °C	00 °C	75 °C	90 °C	
mm ²	TIPOS 1W*	TIPOS R1W*, T11W*, T1W*, T1W LS T1WN*, X11W*	TIPOS M1, R11*, R1W-2, T1111*, T11W*, T1W- 2*, T1-LS T1WN- 2*, X11W*, X11W-2	TIPOS 1W*	TIPOS R1W*, T11W*, T1W*, T1WN*, X11W*	TIPOS T1111*, T11W*, T1W- 2, T1W11-2, R111*, R1W-2, USE- 2, X111, X11W, X11W- 2	AWG kcmil
	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
8,367	60	70	80	8
13,3	80	95	105	60	75	80	6
21,15	105	125	140	80	100	110	4
28,87	120	145	165	95	115	130	3
33,82	140	170	190	110	135	150	2
42,41	185	195	220	130	155	175	1
53,48	195	230	260	150	180	205	1/0
67,43	225	295	300	175	210	235	2/0
85,01	260	310	350	200	240	275	3/0
107,2	300	300	405	235	280	315	4/0
128,67	340	405	455	285	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	870	535	645	725	800
456,04	730	870	905	580	700	785	900
508,71	780	935	1055	625	750	845	1000
633,39	890	1065	1200	710	855	900	1250
760,07	980	1175	1325	795	950	1075	1500
888,74	1070	1260	1445	875	1050	1185	1750
1013,42	1155	1305	1500	960	1150	1335	2000

FACTORES DE CORRECCIÓN							
Temperatura Ambiente en °C	Para temperaturas ambientales 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	0,96	0,91	0,94	0,96	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

12
11
10
9
8
7
6
5
4
3
2
1

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

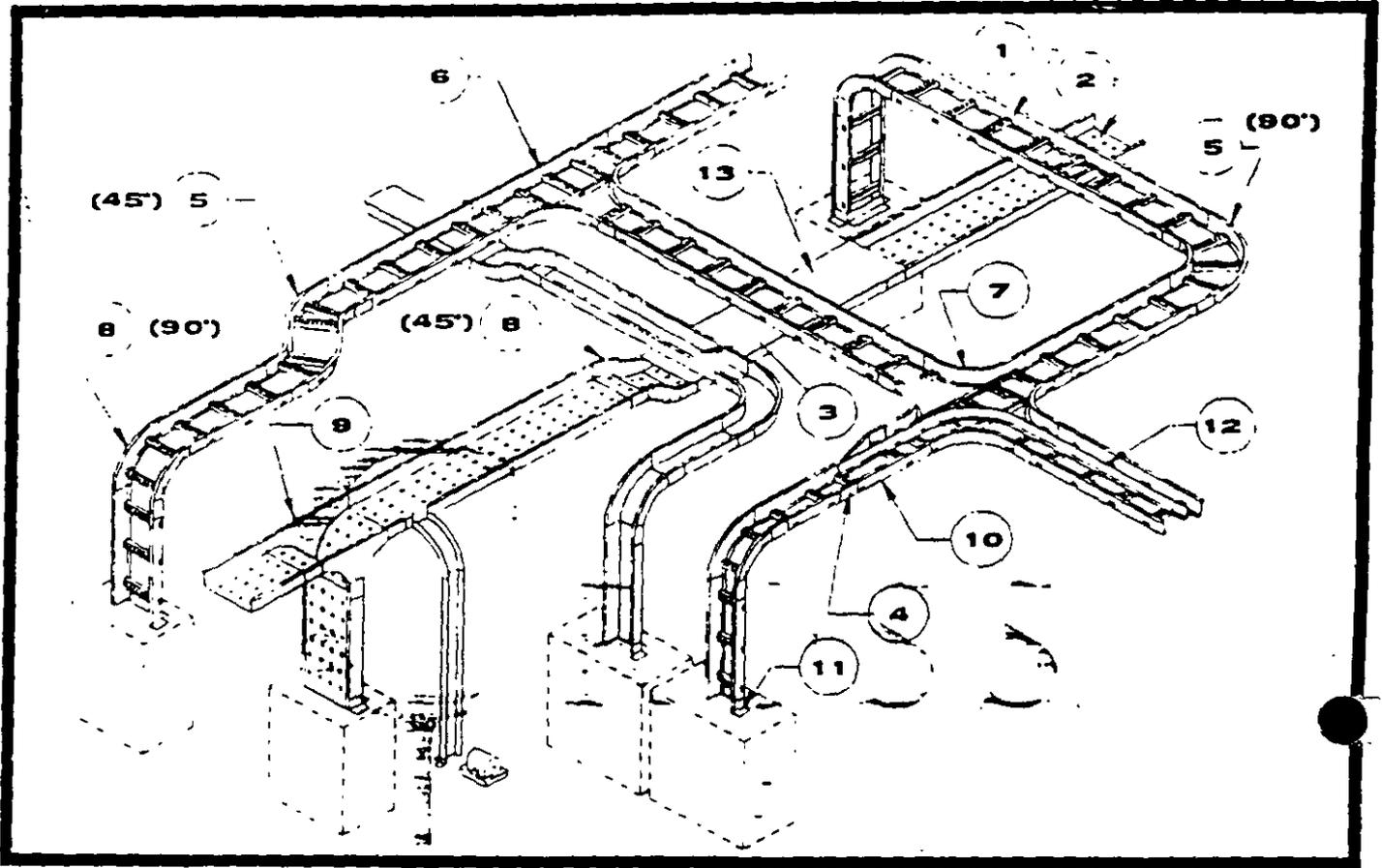
Tabla A-310-2. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible en dos o tres conductores sencillos aislados de 0 a 2000 V nominales en un cable soportado por un mensajero para una temperatura ambiente de 40°C

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, RWH-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 TRAYS



- | | | | |
|---|---|----|---|
| 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 |

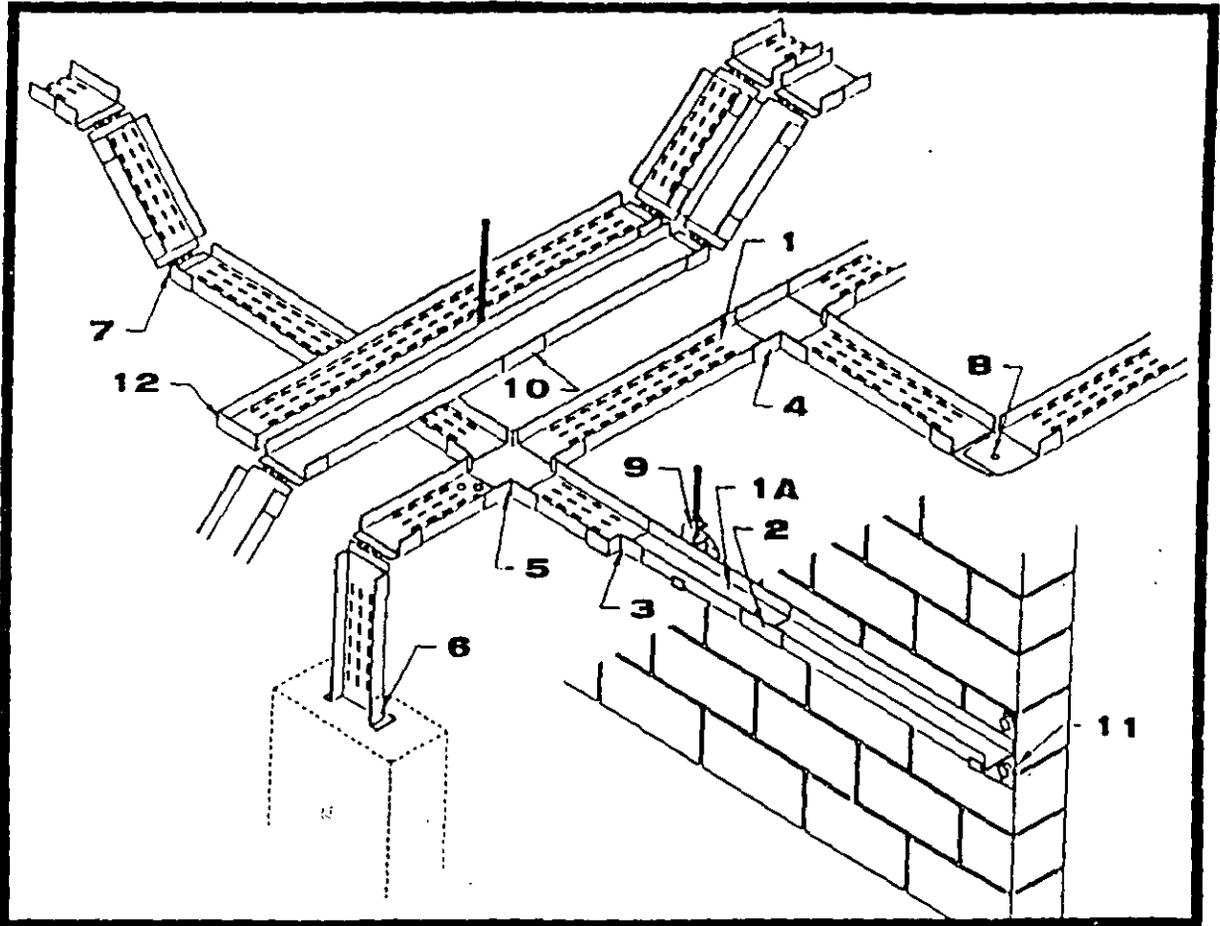
SISTEMA DE SOPORTES PARA CABLES TIPO "CANAL"

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
TROUGHT 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 CONECTO 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

ARTÍCULO 331 - TUBO (CONDUIT) NO-METÁLICO

A. Disposiciones generales

331-1. Definición. Un tubo (conduit) no-metálico es una canalización corrugada y flexible, de sección transversal circular, con acoplamientos, conectadores y accesorios integrados o asociados, aprobada para la instalación de conductores eléctricos. Esta compuesto de un material resistente a la humedad, a atmósferas químicas y resistente a la propagación de la flama.

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

El tubo (conduit) no-metálico debe ser de material que no exceda las características de ignición, flamabilidad, generación de humo y toxicidad del cloruro de polivinilo rígido (no-plastificado)

331-2. Otros artículos. Las instalaciones con tubo (conduit) no-metálico deben cumplir las disposiciones aplicables del Artículo 300. Cuando en el Artículo 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 estén sujetas a daño físico
 - b) En instalaciones ocultas dentro de las paredes, pisos y techos.

NOTA: Para la definición 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-metálico debe ir oculto en paredes, pisos y techos cuando ofrezcan una barrera térmica que resista al menos 15 minutos de exposición al fuego, como se estipula en las listas de materiales contra el fuego. Esta barrera térmica 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 están expuestos a productos químicos para los que los materiales estén específicamente aprobados
- 4) En lugares ocultos, secos y húmedos no prohibidos en 331-4.
- 5) Por encima de los techos suspendidos, cuando los techos suspendidos ofrezcan una barrera térmica de material con un acabado de clasificación mínima 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 sección, 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-metálicos se haga más quebradizo y, por tanto, más susceptible a daños por contacto físico.

331-4. Usos no permitidos

- 1) En lugares peligrosos (clasificados) *Excepción* 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 Sección, la temperatura ambiente del tubo (conduit) de PVC se limita a 50 °C.

- 4) Para conductores cuya limitación de la temperatura del aislamiento de operación exceda a la cual el tubo (conduit) está aprobado y listado
- 5) Directamente enterradas
- 6) Para tensiones eléctricas 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 Artículos 518 y 520.
- 9) Cuando estén expuestas a la luz directa del sol, a menos que estén 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 sólo 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. Está 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 aquélla 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 está 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 (vease 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 mas 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 escorias, 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, 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.

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 más 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 esté 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 estándar 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 conectores

- a) **Sin rosca.** Los acoplamientos y conectores **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 **conectores 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 máxima 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 esté 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) **Escoria.** Con relleno de escona.
- 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, véanse 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 esté 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 apoyados 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

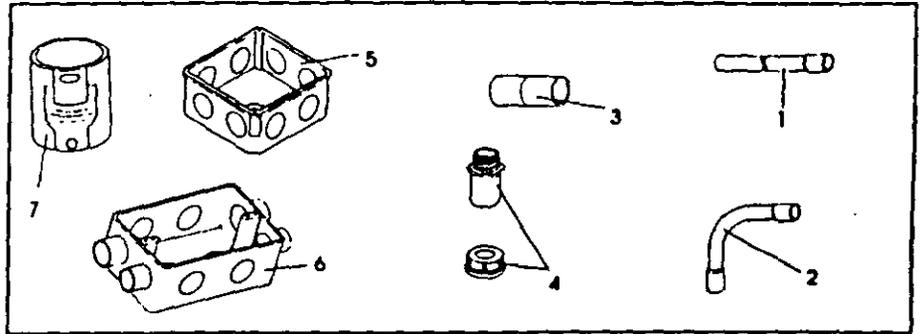
**CONDUIT DE PVC DURALON^{MR}
TIPO NORM**

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, hotelería, 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^{MR} 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 e mm	Area interior	Peso kg/m	Largo
		D	d		A		L
		mm	mm		mm ²		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.



CONDUMEX

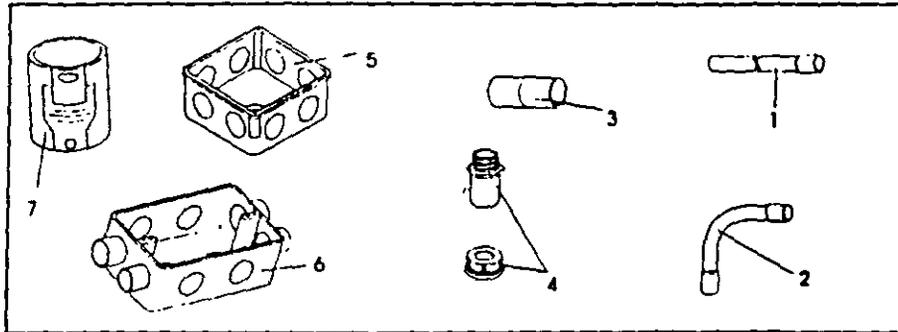
**CONDUIT DE PVC DURALON^{MR}
TIPO PESADO**

NOM-TC 02.07.35.1

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.

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.

ESPECIFICACIONES

NOM-E-12

REGISTRO

Autorización **NOE**

TUBERIA

Número de producto	Diámetro nominal mm	Diámetro exterior	Diámetro Interior	Espesor de pared mm	Area Interior	Peso kg/m	Longo
		D mm	d mm		A mm ²		L m
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



CONDUMEX

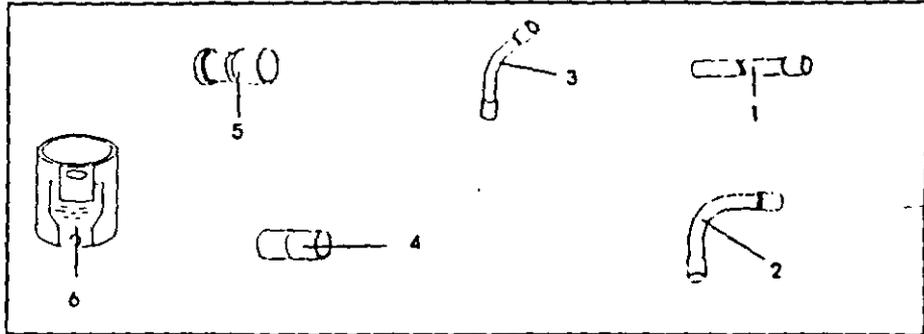
**CONDUIT DE PVC DURALON^{M.R.}
TIPO SUBTERRANEO**

TC 03.0

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 tramos de 6 metros.

ESPECIFICACIONES:

NOM-E-12

REGISTRO:

Autoización **NOM**

DATOS PARA PEDIDO:

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

- Tipo subterráneo
- Producto (tubería, codo 90° ó 45°, coples terminal campana, etc)
- 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 cotas 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 esten 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 conectado 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-superores 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 esté 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

Cuando 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 TF, XHHW, AF, TW THW, THHN		Tipos TFN, THHN, THWN		Tipos FEP, FEPB,PF,PGF	
	RFH - 2, SF - 2		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 está permitido un conductor adicional de puesta a tierra de los equipos del mismo tamaño, cubierto o desnudo

350-16. Curvas. No debe haber más 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 necesaria 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 través 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 utilizarán 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 instalación 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 cualc combinación de temperatura ambiente y de los conductores, pueda producir una temperatura de funcionamiento superior a aquélla 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* metálicos 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-superiores 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 conugada 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 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
- 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 esté 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 especificó 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 cordones 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, la 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 aquéllos 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 aquél 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.

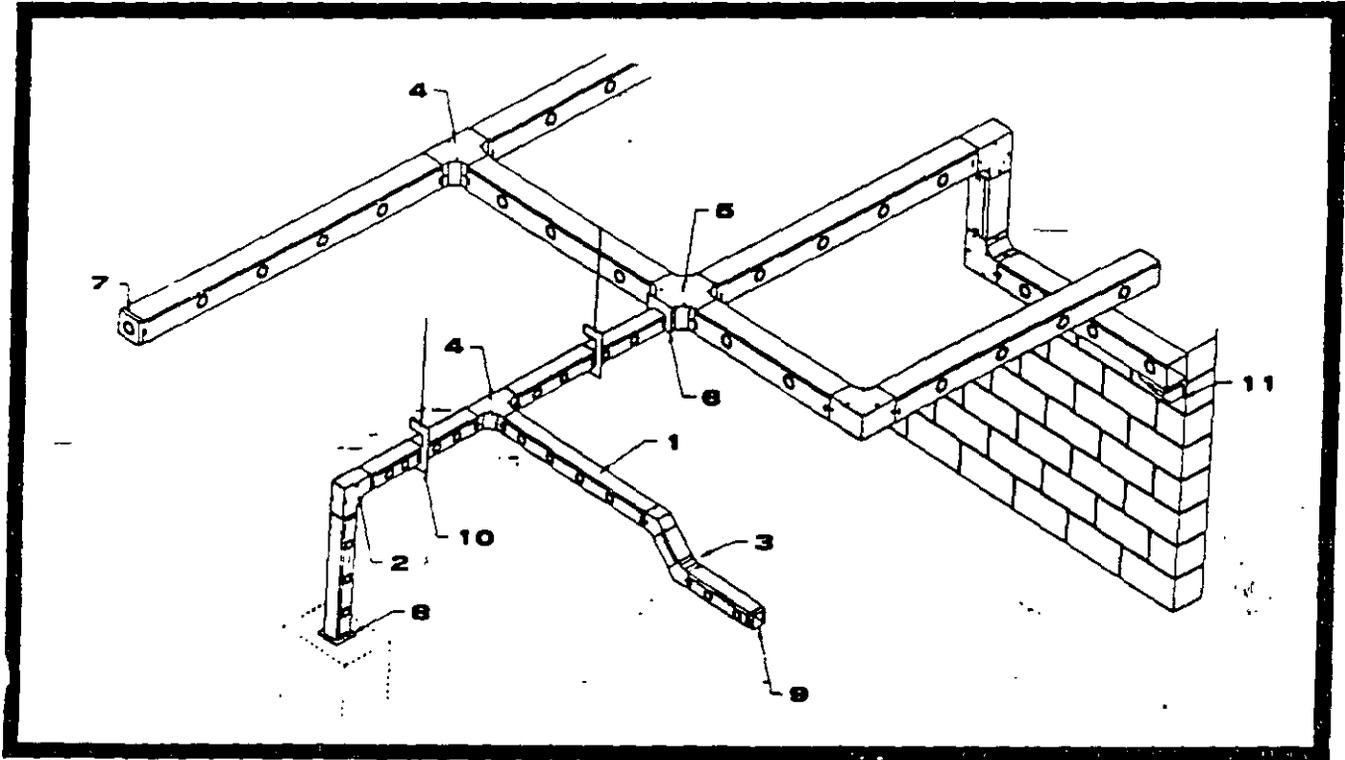
362-26. Extensiones de los conductos. Las extensiones de los conductos para cables se deben hacer mediante cordones colgantes o cualquier método de cableado del Capítulo 3. Se debe instalar un conductor independiente de puesta a tierra del equipo por cualquiera de los métodos aplicados al cableado de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

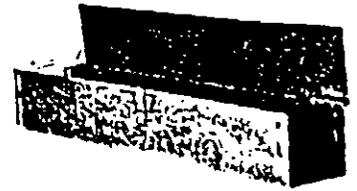
Todas las partes excepto colgadores - se entregan con tornillos y tuercas.

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

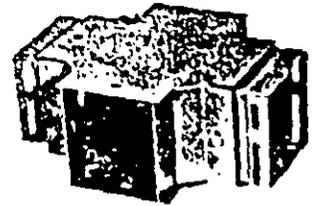
Solicitar precios a la planta para ducto cuadrado atornillado "A prueba de Intemperie".

Se recomienda instalar dos colgadores por tramo de ducto.

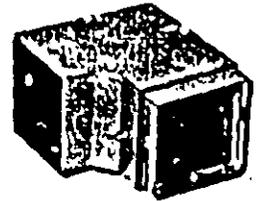
COMPONENTE	DESCRIPCION	Conectores Incluidos	SECCION CUADRADA DE		
			6.5 x 6.5 cm. CAT. No.	10 x 10 cm. CAT. No.	15 x 15 cm. CAT. No.
Tramo Recto	30.5 cm. long.	0	LD-21	LD-41	LD-61
	61.0 cm. long.	0	LD-22	LD-42	LD-62
	152.4 cm. long.	0	LD-25	LD-45	LD-65
Codo	90 grados	0	LD-290L	LD-490L	LD-690L
	45 grados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



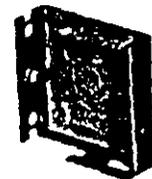
CODO



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	Más 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 están dentro de límites razonables. Sin embargo, en determinadas condiciones se podrá ocupar una parte mayor o menor de los conductos.

Instrucciones para uso de las Tablas

1. Véase en el Apéndice C el número máximo de conductores y cables de aparatos (todos de igual área de sección transversal, incluido el aislamiento) permitidos para las distintas dimensiones nominales de *conduit*.
2. La Tabla 1 se aplica sólo 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 dimensión 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 varios 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 número máximo de conductores permitidos en *conduit*, todos del mismo tamaño (incluido el aislamiento), si los cálculos 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 diámetro 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 diámetro interior de la canalización y el diámetro exterior del cable o conductor está entre 2,8 y 3,2, se podrían 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 más, 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	Area 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
RFH-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
	42.41	1	12.50	122.64
RHW*	53.48	1/0	13.51	143.42
RHW-2*	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	298.52
	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.



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

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001



...: Ingeniería Eléctrica

CURSOS ABIERTOS

**CURSO CA 455
INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES I
DEL 11 AL 22 DE ABRIL**

TEMA

**SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA
SUMINISTRO
TENSIONES ELÉCTRICAS NORMALIZADAS**

**Instructor: Ing. Ricardo A. Espinosa Patiño
Palacio de Minería
Abril 2005**

**SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA - SUMINISTRO -
TENSIONES ELÉCTRICAS NORMALIZADAS**

POWER SYSTEMS - SUPPLY - STANDARD VOLTAGES

1 OBJETIVO

Esta norma mexicana establece los valores de tensiones eléctricas de servicio, nominales de sistema y nominales de utilización, en sistemas eléctricos de potencia así como las tolerancias de operación para dichos valores, con objeto de:

- a) Establecer tensiones eléctricas nominales normalizadas y sus tolerancias para la operación de sistemas eléctricos.
- b) Establecer una clasificación de tensiones eléctricas normalizadas para equipos y sus tolerancias
- c) Establecer una nomenclatura uniforme, en cuanto a la terminología utilizada para las tensiones eléctricas.
- d) Lograr un mejor conocimiento de las tensiones eléctricas asociadas con sistemas eléctricos, a fin de lograr una operación y diseño económicos.
- e) Coordinar las tensiones eléctricas del sistema con las de servicio y utilización, así como sus tolerancias.
- f) Establecer las bases para el desarrollo y diseño de equipo, a fin de lograr una mejor armonización conforme a las necesidades de los usuarios.
- g) Proveer una guía para la selección de tensiones eléctricas de nuevos sistemas eléctricos y para cambios en los existentes

2 CAMPO DE APLICACIÓN

Los valores establecidos por esta norma son aplicables a sistemas eléctricos de potencia de corriente alterna a frecuencia de 60 Hz y tensiones eléctricas mayores de 100 V y hasta 400 kV.

Esta norma aplica en los Estados Unidos Mexicanos

3 DEFINICIONES

3.1 **sistema eléctrico:** conjunto de equipos, dispositivos, aparatos, accesorios, materiales y conductores de líneas y circuitos de transmisión y distribución, comprendidos desde la fuente hasta los equipos de utilización

3.2 punto de interconexión: frontera donde el sistema eléctrico del suministrador se enlaza con el sistema del usuario.

NOTA - Esta definición implica que parte del sistema eléctrico pertenece al suministrador mientras que otra al usuario. La extensión de cada una depende de la naturaleza y características del servicio.

3.3 equipos de utilización: aparatos y dispositivos que emplean energía eléctrica y la convierten en otras formas de energía.

3.4 suministrador: entidad responsable de proporcionar energía eléctrica al usuario a través del sistema eléctrico.

3.5 usuario: persona o entidad consumidora de energía eléctrica y responsable de la instalación para tal fin.

3.6 tensión eléctrica: diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos o conductores cualesquiera pertenecientes a un circuito.

3.7 tensión eléctrica nominal: valor de la tensión eléctrica asignado a un sistema, parte de un sistema, un equipo o cualquier otro elemento y a la cual se refieren ciertas características de operación y/o comportamiento de éstos

3.8 tensión eléctrica nominal del sistema: valor de la tensión eléctrica de una parte determinada de un sistema eléctrico, y correspondiente a la parte del sistema conectado a una fuente o transformador o equipo de utilización

3.9 parte de un sistema (subsistema): sección de un sistema eléctrico, que opera a un mismo nivel de tensión eléctrica, comprendida entre un generador y un transformador, dos transformadores o un transformador y los equipos de utilización.

3.10 tensión eléctrica nominal de utilización: valor de la tensión eléctrica para determinados equipos de utilización usados en un sistema eléctrico

3.11 frecuencia del sistema: número de ciclos o alternancias por segundo que efectúa la tensión eléctrica de un sistema eléctrico, expresada en hertz.

NOTA - En México, la frecuencia normalizada del sistema es de 60 Hz

3.12 tensión eléctrica de servicio: valor de la tensión eléctrica asignado en el punto de interconexión. El valor real está dentro de la banda limitada por las tolerancias establecidas

3.13 nivel de tensión eléctrica: clasificación de las diferentes tensiones eléctricas por intervalos o gamas.

3.14 tensión eléctrica normalizada: valores de tensión eléctrica contenidos en la tabla 1 y tabla A1 de la presente norma

3.15 tensiones eléctricas preferentes: valores de tensión eléctrica nominal normalizados que deben ser empleados y entre los cuales constituyen un conjunto del cual debe seleccionarse la tensión eléctrica más adecuada para operar un sistema eléctrico o parte de él

3.16 tensiones eléctricas restringidas: valores de tensión eléctrica nominal normalizados existentes en secciones del sistema eléctrico cuyo crecimiento debe limitarse, aceptando inevitablemente algunas ampliaciones moderadas debido a que por su grado de desarrollo y al valor de las instalaciones, no es posible eliminar.

3.17 tensiones eléctricas congeladas: valores de tensión eléctrica nominal normalizados existentes en secciones del sistema eléctrico que no tienen crecimiento y se eliminan progresivamente, hasta su desaparición, mediante la conversión a la tensión eléctrica preferente más próxima.

4 CLASIFICACIÓN

Por nivel de tensión eléctrica del sistema, las tensiones eléctricas normalizadas se clasifican en:

- **Baja tensión,** desde 100 V hasta 1 000 V;
- **Media tensión,** mayor de 1 000 V hasta 34.5 kV;
- **Alta tensión,** mayor de 34.5 kV hasta 230 kV; y
- **Extra alta tensión,** mayor de 230 kV hasta 400 kV.

Por su uso las tensiones eléctricas se clasifican en:

- **Tensiones eléctricas preferentes;**
- **Tensiones eléctricas restringidas;** y
- **Tensiones eléctricas congeladas.**

5 ESPECIFICACIONES

5.1 Tensiones eléctricas normalizadas

Las tensiones eléctricas normalizadas del sistema son las indicadas en la tabla 1.

5.2 Selección de la tensión eléctrica normalizada

Cuando un sistema nuevo es construido o cuando un nivel nuevo de tensión eléctrica se integra a un existente debe seleccionarse uno o más de los sistemas preferentes de tensión eléctrica nominal de la tabla 1. La selección lógica y económica depende de varios factores, tales como el tipo y el tamaño del sistema.

Para cualquier tensión eléctrica nominal de sistema, las tensiones eléctricas reales existentes en varios puntos y tiempos de cualquier sistema eléctrico, se recomienda que estén comprendidas dentro de las tolerancias dadas en la tabla 1.

El diseño y operación de sistemas eléctricos y el diseño de equipos alimentados por tales sistemas deben ordenarse con respecto a estas tensiones eléctricas de tal forma que los equipos funcionen satisfactoriamente en la banda de tensiones de utilización que se encuentran en el sistema.

5.3 Tensiones eléctricas existentes

Otras tensiones existentes en varios puntos se especifican en la tabla 1, aunque algunos factores económicos requieren que éstas continúen en uso, y en algunos casos puede ser que su uso se extienda, debe considerarse que es conveniente evitar su utilización en nuevos sistemas o en nuevos niveles de tensión eléctrica.

Los sistemas de 4 160 V, 6 900 V y 13 800 V son particularmente utilizadas en sistemas industriales que suministran energía, principalmente, a cargas polifásicas, incluyendo motores de gran capacidad porque estas tensiones corresponden a motores de 4 000 V, 6 600 V y 13 200 V.

6 MÉTODO DE PRUEBA

El método de prueba aplicable para determinar el cumplimiento de la presente norma consiste en la medición con equipo calibrado para tal fin.

TABLA 1.- Tensiones eléctricas normalizadas

Clasificación	Tensión eléctrica nominal del sistema (1)			Tensión eléctrica de servicio		Tensión eléctrica nominal de utilización V (3)
	V			V		
	1 fase 3 hilos	3 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	máximo	mínimo	
Baja tensión	<u>120/240</u> <u>480</u>	.. <u>220 V/127</u> <u>480 V/277</u>	126/252 231/133,3 504/291 504	108/216 198/114,3 432/249,4 432	<u>115/230</u> <u>208 V/120</u> <u>480 V/265</u> 460
Medio tensión		2 400 <u>4 160</u> .. <u>13 800</u> .. <u>23 000</u> .. <u>34 500</u>	.. (2) <u>13 800 V/7 970</u> .. <u>23 000 V/13 280</u> .. <u>34 500 V/19 920</u>	2 520 4 368 7 245 14 490 14 490-8 366 24 150 24 150-13 943 36 225 36 225-20 915	2 160 3 744 6 210 12 420 12 420-7 171 20 700 20 700-11 951 31 050 31 050-17 927	2 300 <u>4 000</u> <u>6 600</u> <u>13 200</u>
Alta tensión		<u>69 000</u> 85 000 <u>115 000</u> 138 000 161 000 230 000		72 450 89 250 120 750 144 900 169 050 241 500	62 100 76 500 103 500 124 200 144 900 207 000	
Extra alta tensión		<u>400 000</u>		420 000	360 000	

NOTAS

1. En esta tabla no se muestran las tensiones congeladas que están en uso actualmente por que la tendencia es su desaparición (ver Apéndice A).

2. El valor máximo y mínimo de la tensión eléctrica de servicio se obtiene aplicando la tolerancia de +5% y -10% al valor de la tensión eléctrica nominal del sistema.

3. La tolerancia de +5% y -10% para obtener la tensión eléctrica de servicio es recomendada, ya que permite disminuir la diferencia entre las bandas de tensión eléctrica (por ejemplo 120 V vs. 127 V) sin embargo prevalece la establecida en el Reglamento de la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica.

4. Los niveles aquí establecidos y sus tolerancias sólo aplican para niveles de tensión eléctrica sostenidos y no para fallas momentáneas que puedan resultar de causas tales como operación de maniobra corrientes de arranque de motores o cualquier otra condición transitoria.

(1) Las tensiones nominales preferentes son las que se presentan subrayadas, el resto son tensiones restringidas.
 (2) Tensión eléctrica nominal de distribución subterránea en media tensión.
 (3) La tolerancia de la tensión eléctrica nominal de utilización está en función de la tensión eléctrica máxima de servicio y de la caída de máxima permisible en la instalación de usuario.

APÉNDICE A
(Normativo)
TENSIONES CONGELADAS

TABLA A1.- TENSIONES CONGELADAS

Tensión eléctrica nominal congelada
V
440
kV
4.4
6.0
6.9
11.8
20
44
60
66
70
90
95
150

7 BIBLIOGRAFÍA

ANSI C 84 1 - 1995 Electric Power Systems and Equipments - Voltage Rates (60 Hz)

8 CONCORDANCIA CON NORMAS INTERNACIONALES

Esta norma no concuerda con la Norma Internacional IEC 38, standard voltages, debido a que responde al estado actual del sistema eléctrico en México

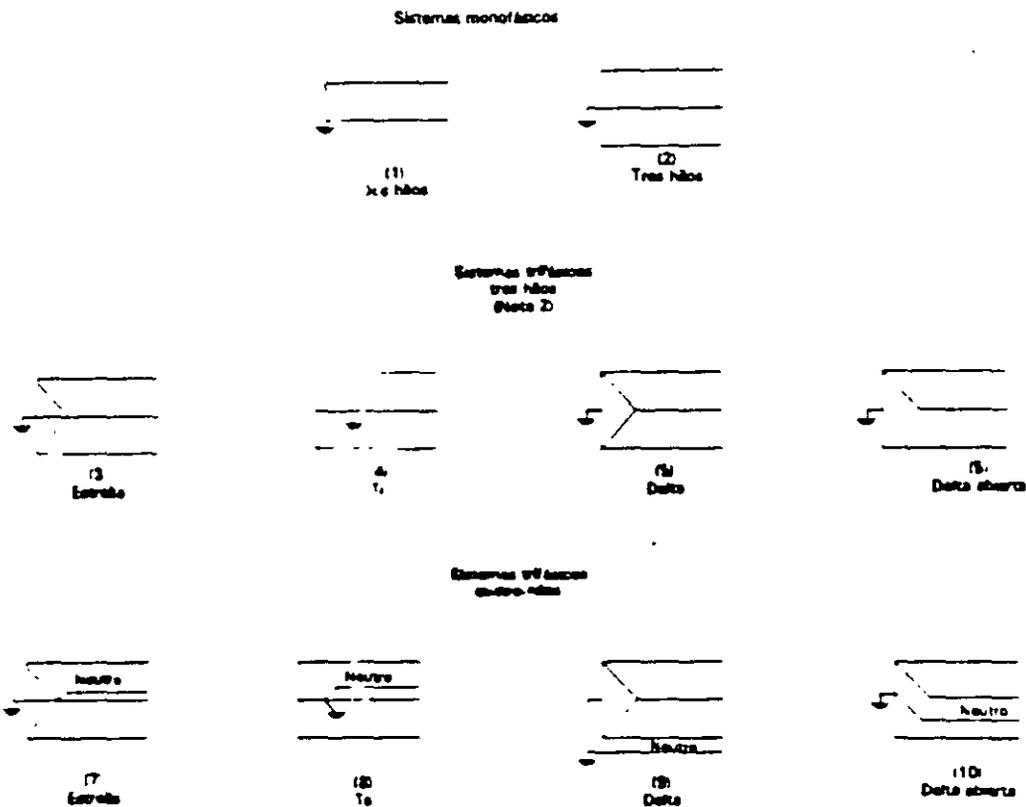
APÉNDICE B
(Informativo)

COMENTARIOS A LA TABLA 1

- a) Las tensiones nominales del sistema contenidas en la tabla 1 se aplican a todas las partes del sistema eléctrico, tanto para el suministrador como para el usuario. Es importante notar que la tensión eléctrica de utilización existe en diferentes puntos de la instalación. Se entiende que la tensión eléctrica en los puntos de utilización es igual o menor que la tensión eléctrica de servicio entregada en los puntos del suministro.
- b) Atendiendo al hecho de que los motores de potencia integral, los equipos de aire acondicionado y refrigeración o ambos, pueden constituir alta concentración de carga en algunos circuitos, las tensiones de utilización de tales equipos y de los motores y su sistema de control, son generalmente más bajos que la tensión eléctrica del sistema. Esto corresponde con las bandas de tensión eléctrica de utilización de la tabla 1. Otros equipos de utilización son generalmente designados con la tensión eléctrica nominal del sistema.

APÉNDICE C
(Informativo)

PRINCIPALES CONEXIONES DE TRANSFORMADORES PARA PROPORCIONAR LAS TENSIONES NOMINALES DE SISTEMA DE LA TABLA 1



NOTAS

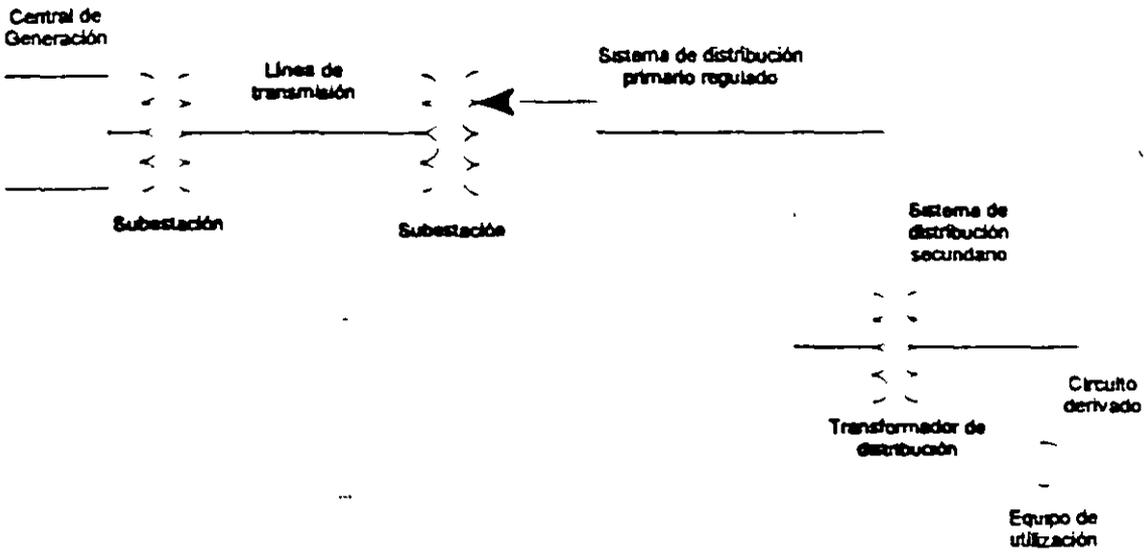
- 1 Los diagramas muestran las conexiones de los devanados secundarios de transformadores, para suministrar las tensiones nominales de sistema indicadas en la tabla 1.

Los sistemas de más de 600 V son sólo de tres fases y se proporcionan empleando las conexiones 3 y 5 sin neutro sólidamente a tierra y/o flotante, o con la conexión 7.

Los sistemas de 120 V a 600 V pueden proporcionarse por conexiones de una fase tres hilos, tres fases tres hilos, tres fases-cuatro hilos y todas las conexiones mostradas son empleadas en alguna medida para los sistemas en este intervalo de tensión eléctrica.
- 2 Los sistemas de tres fases-tres hilos pueden o no conectarse a tierra sólidamente a través de impedancia, pero no se pretende que alimenten cargas conectadas de fase a neutro, como en los sistemas de tres fases cuatro hilos.
- 3 En las conexiones 5 y 6 la tierra puede estar conectada en el punto medio de uno de los devanados, como se muestra (si es accesible), o en un conductor de fase esquina conectada a tierra, u omitirse.
- 4 Los servicios monofásicos y las cargas monofásicas pueden suministrarse a través de sistemas de una fase o de tres fases, y son conectados fase a fase, cuando son alimentados desde sistemas de tres fases tres hilos, y de fase a fase o de fase a neutro cuando s.p.r. alimentados de sistemas de tres fases cuatro hilos.

APÉNDICE D
(Informativo)

DIAGRAMA UNIFILAR DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA





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



...: Ingeniería Eléctrica

CURSOS ABIERTOS

**CURSO CA 455
INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES I
DEL 11 AL 22 DE ABRIL**

TEMA 3:

**PRINCIPALES ANORMALIDADES CONTRA LO
QUE SE DEBE PROTEGER**

**Instructor: Ing. Ricardo A. Espinosa Patiño
Palacio de Minería
Abril 2005**

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 mas 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 pérdida del transformador para el sistema. Entre estos equipos podrían 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 PRESERVACIÓN 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.

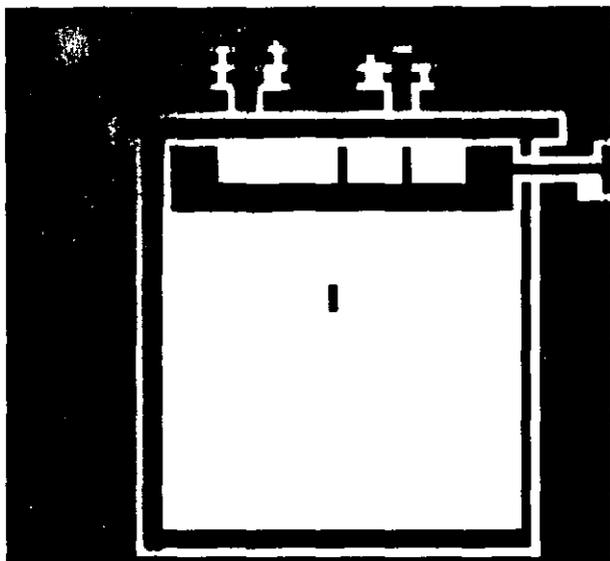
- 1) Tanque sellado.

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 aislándolo 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.

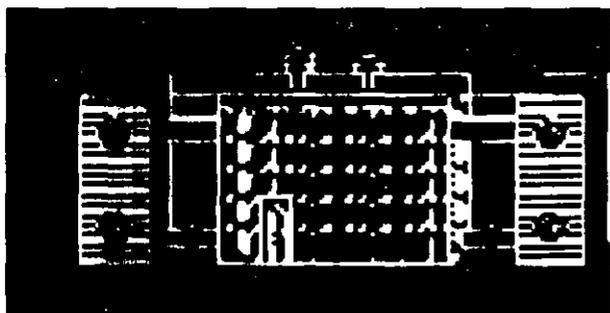
Se puede acoplar al tanque un dispositivo para respirar y medir la presión / vacío y que permita monitorear la presión interna o el vacío y liberar cualquier sobrepresión que se genere internamente y que pueda llevar a dañar el tanque o provocar la operación de la

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.

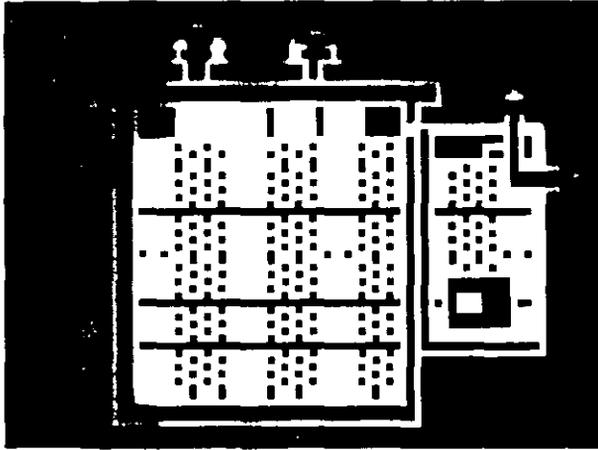
El diseño mostrado en la figura es similar al del tanque sellado con la adición de gas (usualmente Nitrógeno) presurizando el ensamble. Este ensamble proporciona una presión ligeramente positiva en la línea de suministro de gas para prevenir que entre el aire durante cambios de temperatura o diversos 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 esta abierto a la atmósfera y proporciona espacio para las expansiones térmicas del volumen del aceite del transformador principal.

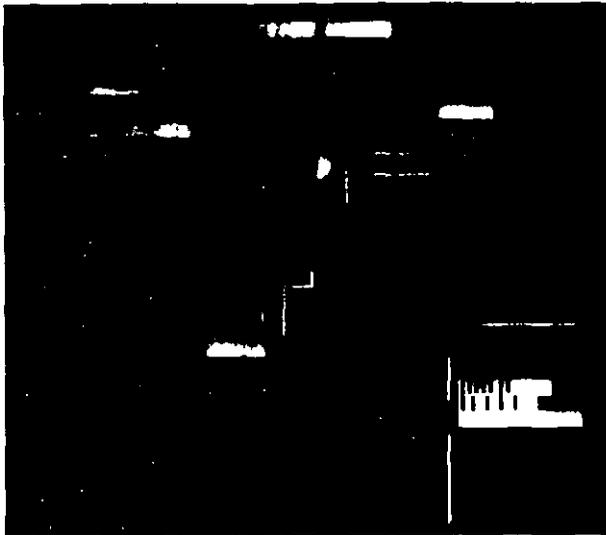
El aceite del tanque principal se expande o se contrae debido a los cambios de temperatura, haciendo que el nivel del tanque auxiliar se eleve o se baje en razón a que el volumen de gas cautivo se vea forzado a salir o a reentrar en el tanque principal. La presión del aceite en el tanque auxiliar sobre 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.

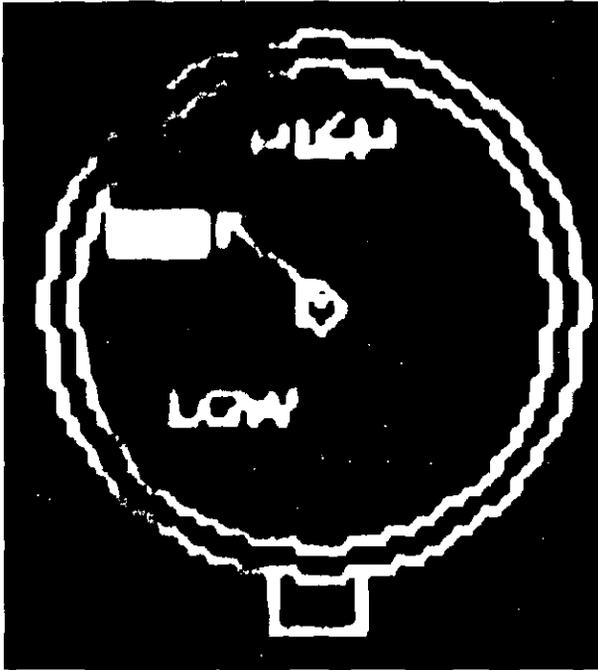


6.- DISPOSITIVOS DE PROTECCION PARA LOS SISTEMAS DE PRESERVACION DE TRANSFORMADORES EN LIQUIDO

- 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 centígrados. Un nivel excesivamente bajo podría indicar la perdida del liquido aislante, situación que podría 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 esta normalmente relacionada con expansión térmica del líquido aislante y variara 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 limites 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 limites 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 esta equipado con un dispositivo liberador de presión.

6.3.- Válvula de respiración presión / vacío.

Un transformación opera de diseño en un rango de los 100 grados centígrados, generalmente de -30 a $^{\circ}\text{C}$ a $+70$ $^{\circ}\text{C}$. En caso de que la temperatura exceda estos limites 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. También, incorporada a la válvula respiradora de presión / vacío se tiene un tubo auxiliar y una válvula de operación manual para permitir purgar o verificar fugas uniendo al transformador a una fuente externa de gas a presión. La válvula de respiración presión / vacío se monta frecuentemente, con el medidor de presión / vacío tal y como se ve en la figura.

6.4.- Dispositivo liberador de presión.

El dispositivo liberador de presión es un dispositivo estándar en todos los transformadores de subestaciones aislados en liquido, excepto aquellas unidades secundarias, aisladas en aceite e instaladas en subestaciones que por su tamaño hagan esta condición opcional. Este dispositivo que diagramáticamente se observa en la figura anexa, puede liberar presiones internas pequeñas o ya serias. Cuando la presión interna sobrepasa la presión de disparo (100 psi. + o - 1), el dispositivo abre, permitiendo liberar el exceso de gas o de fluido. Al operar se actúa un pin (estándar), un contacto de alarma (opcional), o un semáforo (opcional). Este dispositivo es normalmente de autoreposición y de autosellado y requiere nada o casi nada de mantenimiento o de ajustes.

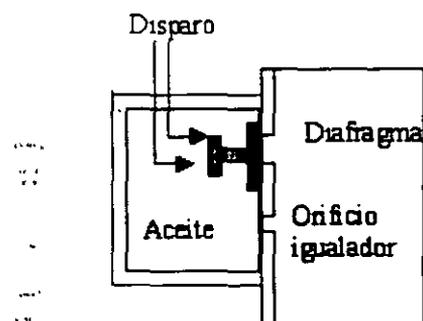
Este dispositivo se monta en la cubierta del transformador y por lo general tiene un indicador tipo visual. El indicador debe reponerse manualmente para indicar la siguiente operación. Cuando esta provisto de contactos de alarma junto con el relevador de autosellado, puede ser utilizado para enviar una alarma remota. Cualquier operación del dispositivo liberador de presión que no haya sido precedida por una sobrecarga con alta temperatura es indicativa de un problema potencial en los devanados.

La función principal del dispositivo liberador de presión es prevenir la ruptura o el daño del transformador debido a una presión excesiva en el tanque. Las presiones excesivas se desarrollan debido a cargas muy altas, a cargas que tienen una duración muy larga o a fallas internas con producción de arcos.

6.5.- Relevador de presión súbita.

Este relevador sensible a la presión se usa normalmente para iniciar la desconexión del transformador del sistema eléctrico y para limitar el daño de la unidad cuando hay una elevación abrupta en la presión interna del transformador. La elevación abrupta de la presión se debe a la vaporización 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 presión que activa rápidamente al relevador. Como la operación 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 presión súbita. El transformador se debe sacar de servicio para inspección y diagnostico visual para determinar el alcance del daño. Un tipo de relevador usa el liquido aislante para transmitir la onda de presión a los fuelles del relevador. Dentro de los fuelles un aceite especial transmite la onda de presión a un pistón 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 presión a los fuelles del relevador. La expansión de los fuelles actúa 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.

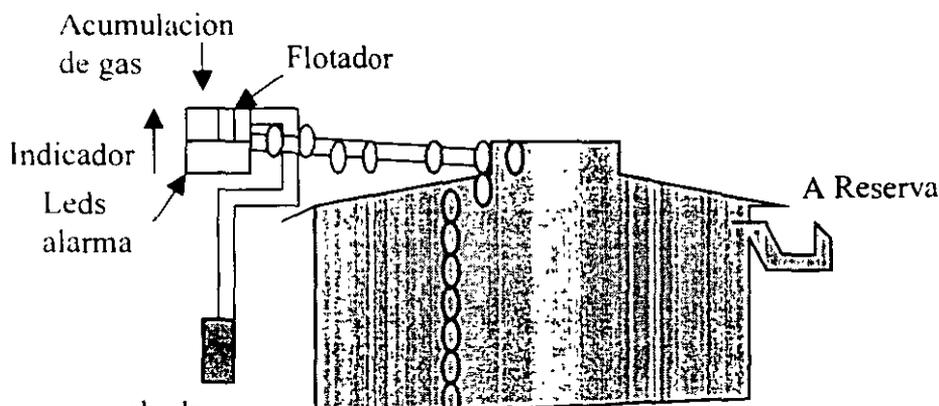


Principio de operación del relevador de presión súbita

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



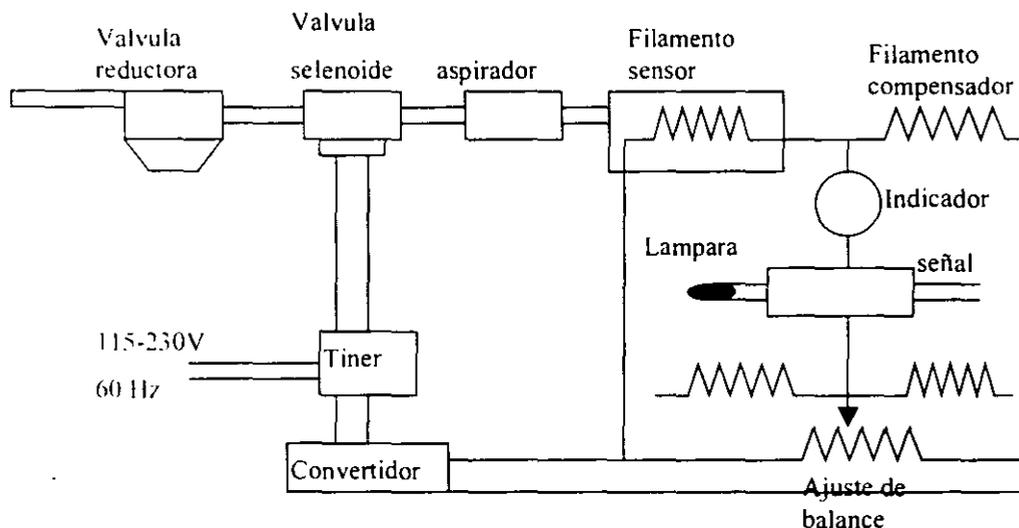
continúa llenándose rápidamente, con la consecuente operación del relevador, el peligro potencial puede justificar la desconexión del transformador para verificarlo.

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, ocurrirá un deterioro del asilamiento 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 rápidamente y la vida esperada del transformador se acorta.

La protección 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 podrían, con frecuencia, eliminar la capacidad extra necesaria para lograr esta

protección. Es una buena practica 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 mas 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 mas 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 numero 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 liquido.

El indicador de temperatura del liquido, mostrado en la figura siguiente, mide la temperatura del liquido en la parte superior del transformador. Como el liquido mas caliente es menos denso y se mueve a la parte de arriba del tanque, la temperatura del liquido de la parte superior refleja parcialmente la temperatura de los devanados del transformador que esta relacionado con la carga que lleva el transformador.

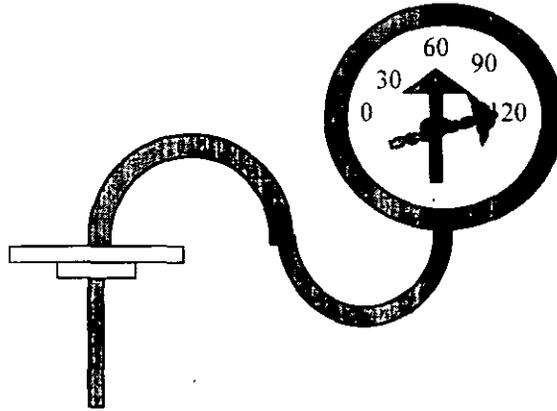
La lectura del termómetro esta en relación a la carga del transformador siempre y cuando la carga afecte la elevación de la temperatura del liquido por encima de la del ambiente. El liquido del transformador tiene una constante de tiempo mucho mayor que la del propio devanado, y responde mas lentamente a los cambios de perdidas por carga que afecten directamente a la temperatura del devanado. Así que la advertencia de la temperatura del termómetro variara entre muy conservativa o muy pesimista, dependiendo de la tasa y de la dirección del cambio de la carga. Una temperatura alta podria indicar una condición de sobrecarga.

El indicador de temperatura del liquido normalmente se compra como un accesorio estándar en los transformadores de potencia. Esta equipado con una aguja indicadora de la temperatura y una loca que muestra la mas alta temperatura alcanzada desde la ultima 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.

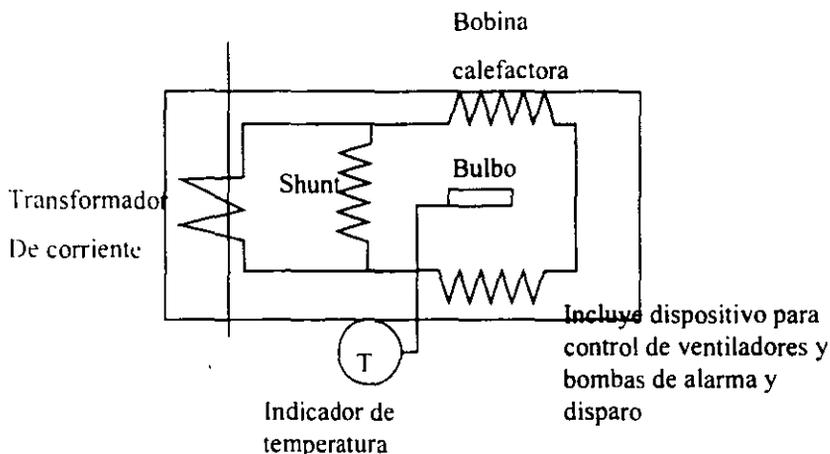


8.1.2.-Relevadores térmicos

Los relevadores térmicos mostrados gráficamente en la siguiente figura se usan para dar una indicación más directa de las temperaturas en los devanados de los transformadores tipo líquido 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 más 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 más frecuentemente en transformadores de 10 o más MVA que en transformadores pequeños. Se pueden usar en transformadores de

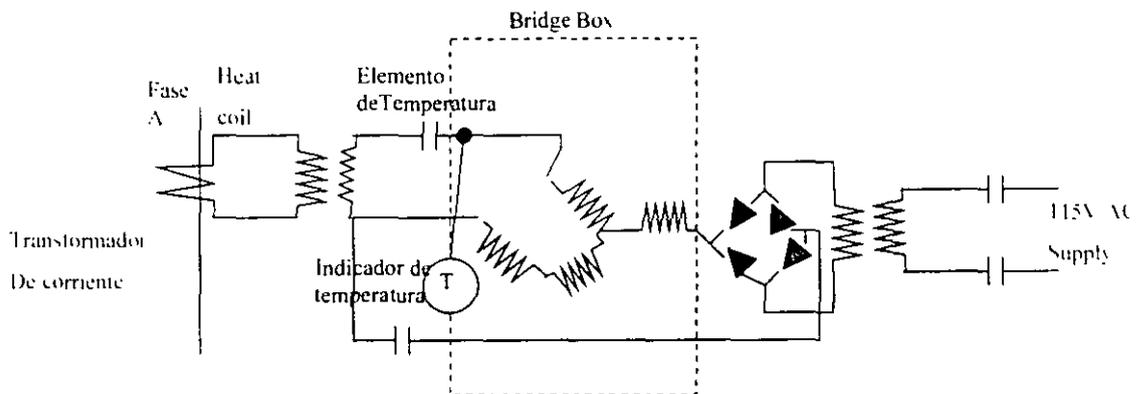


* relevador de imagen térmica (Temperatura de devanado)

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

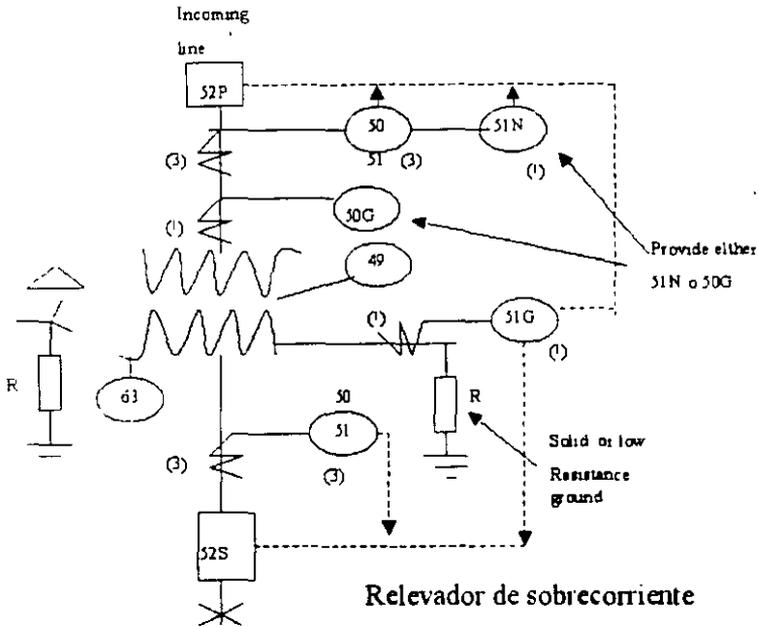
Otro medio de protegerse contra sobrecargas es incrementar la capacidad del transformador con enfriamiento auxiliar a base de ventiladores. La capacidad del transformador se puede incrementar entre un 15 y un 33% de la capacidad nominal, dependiendo del diseño y de la capacidad del transformador. Un 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 operación 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 práctica 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 proporcionaría un margen pequeño de protección contra fallas en el lado secundario, y casi ninguna protección 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 permitirá 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.-Protección contra sobretensiones

La causa mas común 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 línea 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 líquido aislante tienen niveles básicos de aislamiento nominales más 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 líquido está 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 está conectado a conductores que están expuestos a descargas atmosféricas, es necesario la instalación 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 está 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 máquinas rotatorias. La selección de apartarrayos (la clase de aislamiento en KV) debe estar basada 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 está determinado por la clase en KV del devanado primario del transformador.

8.2.2.- Capacitores contra ondas

También 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.

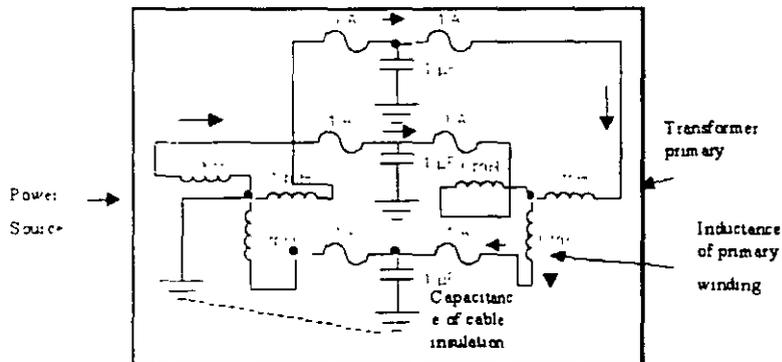


Diagrama unifilar mostrando el flujo de corrientes que puede conducir a ferroresonancia

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 protecci3n 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 sensan dos aspectos diferentes de un corto circuito. El primer grupo de dispositivos sensa la formaci3n de gases consecuentes a una falla y se usan para detectar fallas internas. El segundo grupo sensa 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 sensadas 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. Más 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.

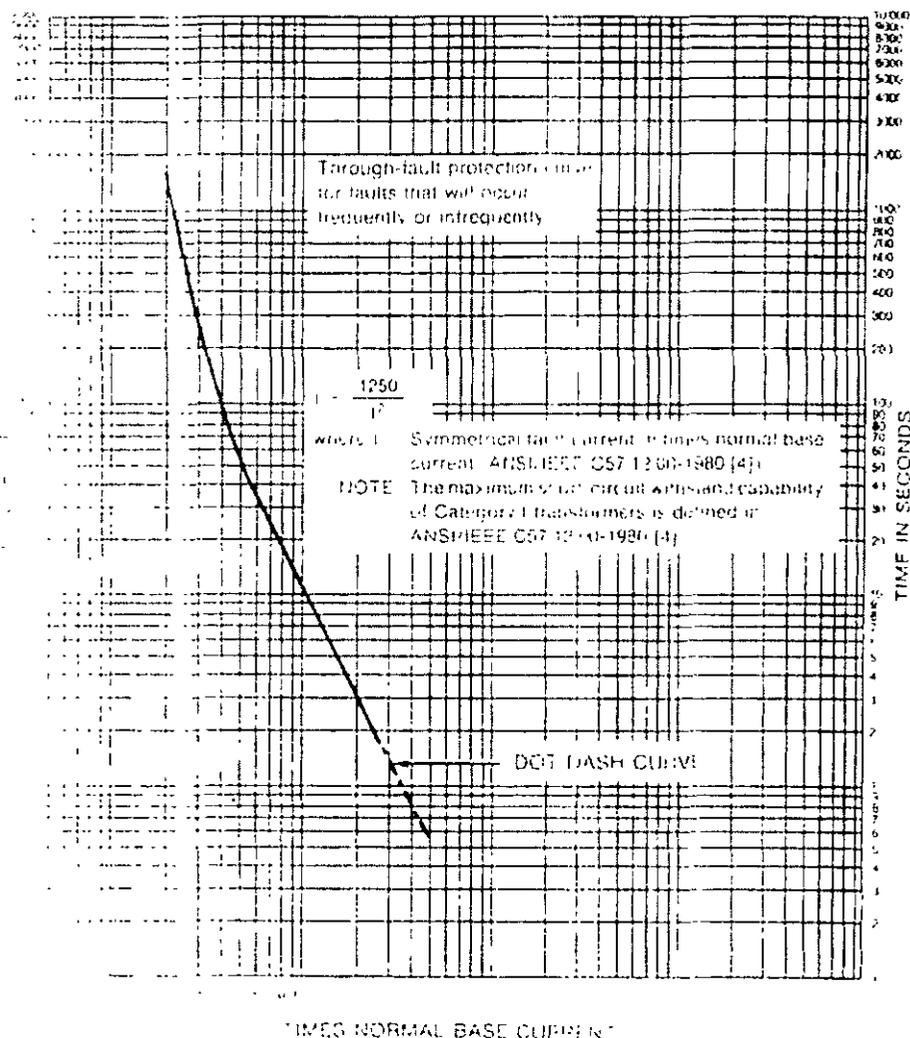


Fig 191
Through-fault Protection Curve for Liquid-Immersed Category I Transformers
(15 kVA to 500 kVA Single-Phase, 15 kVA to 500 kVA Three-Phase)

Curva de protección contra falla externas para transformadores Categoría I (Monofásicos 5 – 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.

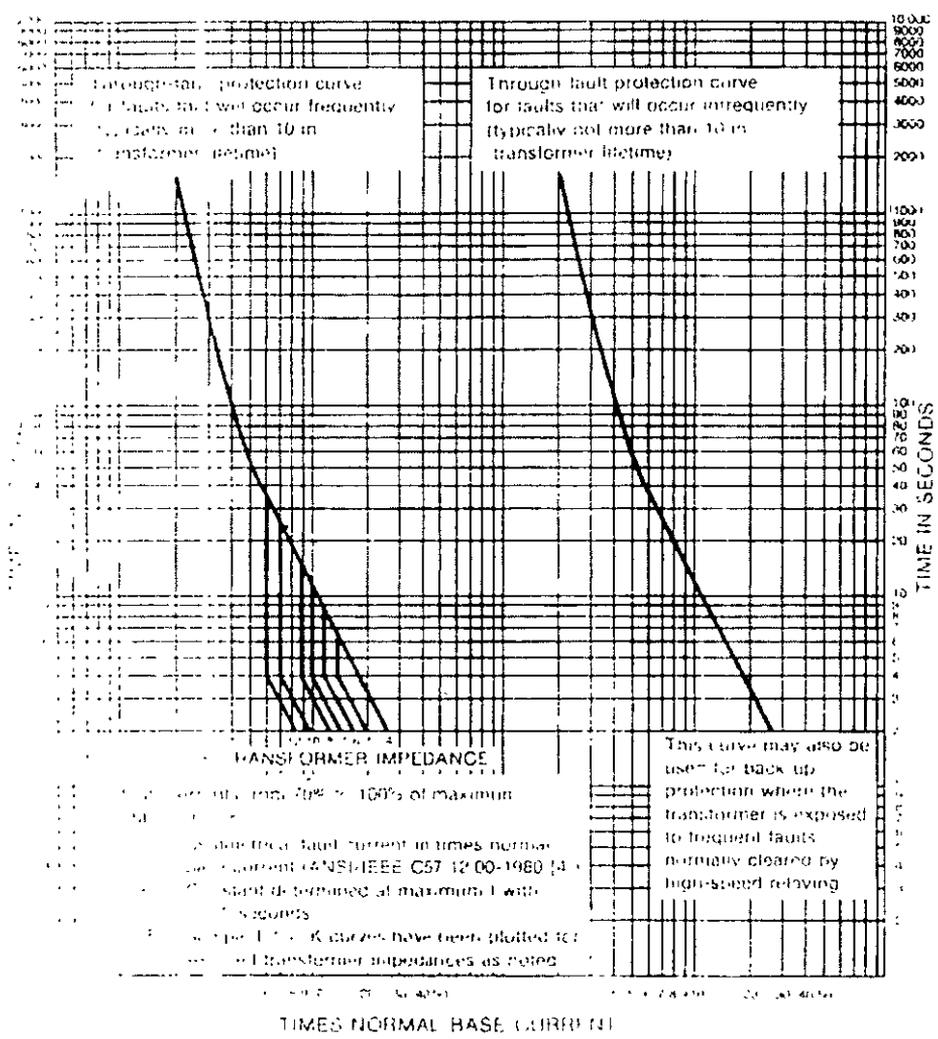


Fig 192
Through Fault Protection Curves for Liquid-Immersed Category II Transformers
(501 kVA to 1667 kVA Single-Phase, 501 kVA to 5000 kVA Three-Phase)

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.

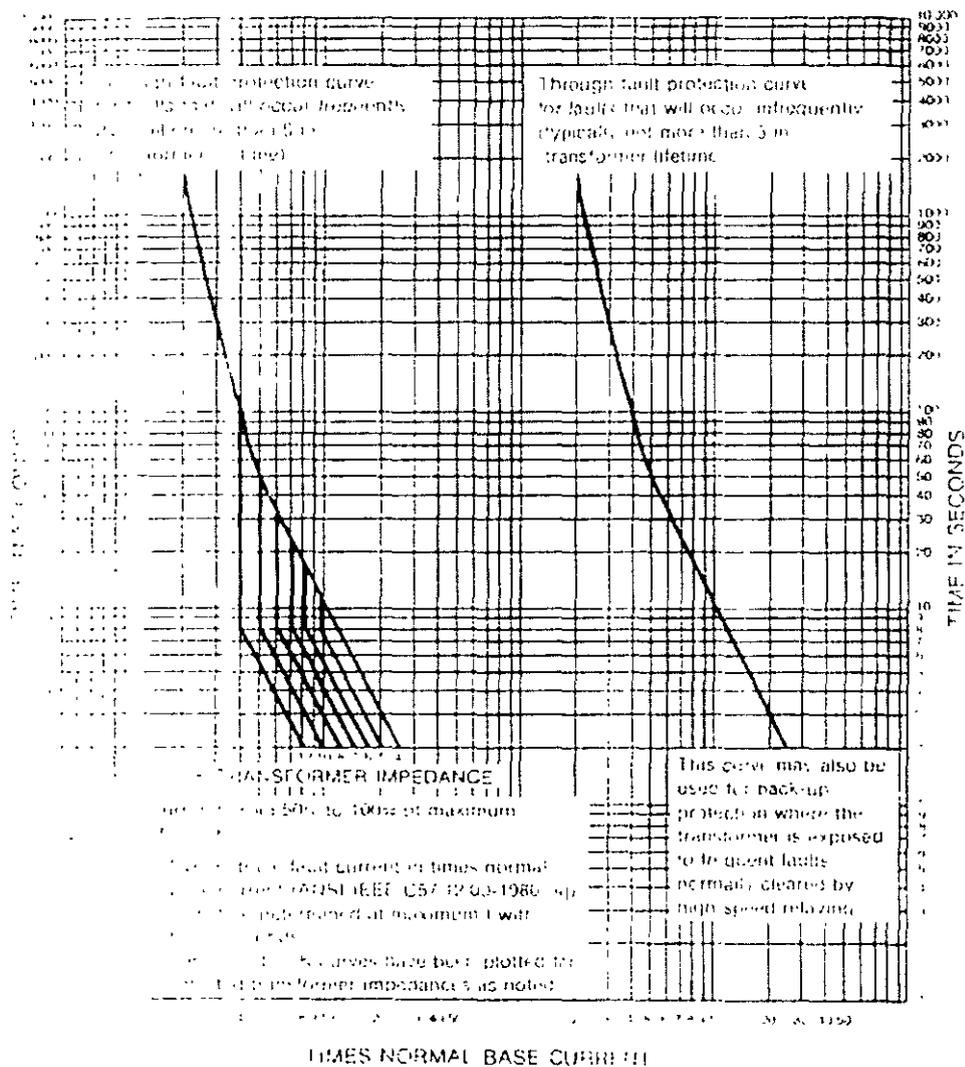


Fig 193

Through-fault Protection Curves for Liquid-Immersed Category III Transformers (1.668 kVA to 10 000 kVA Single-Phase, 5.001 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.

27

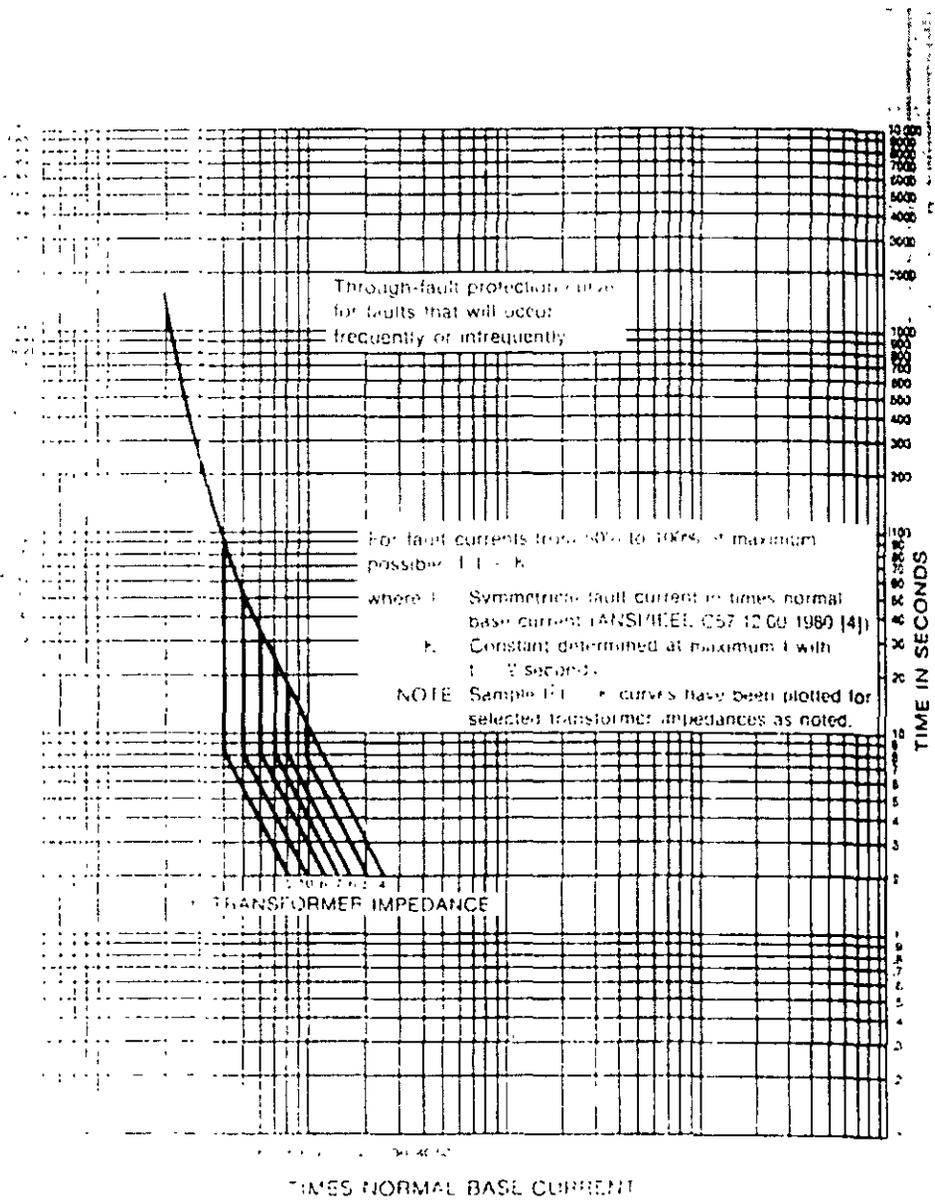
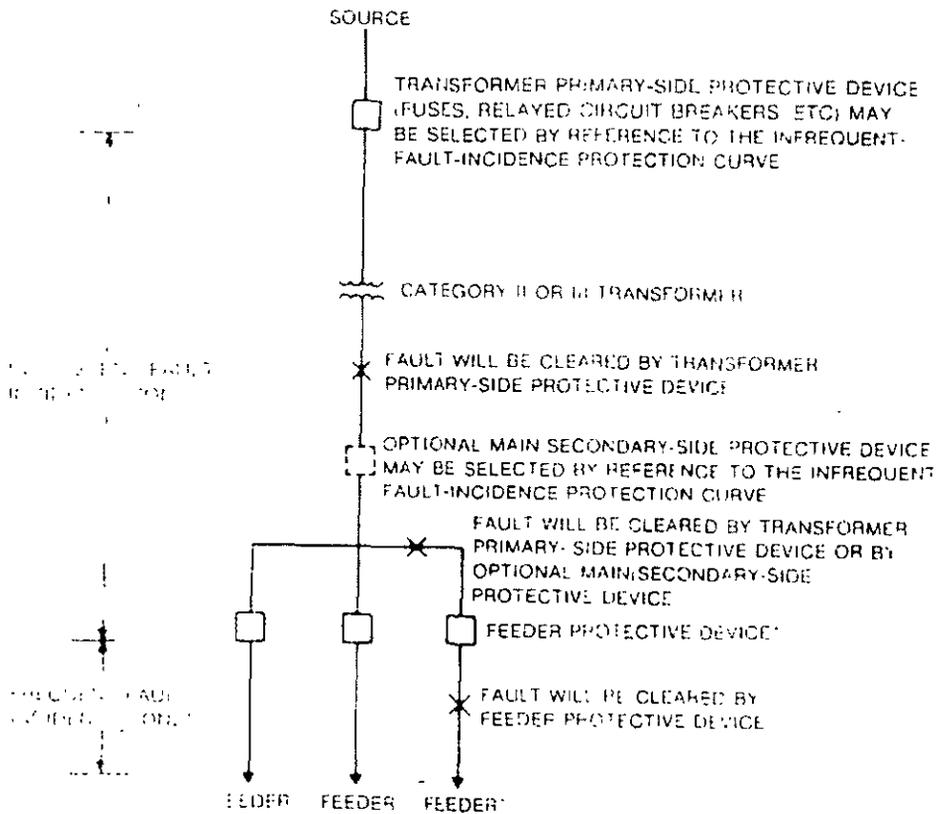


Fig 194
Through Fault Protection Curve for Liquid-Immersed Category IV Transformers
(Above 10 000 kVA Single-Phase, Above 30 000 kVA Three-Phase)

Curva de protección contra falla externa para Transformadores
 Categoría IV (Monofásicos > 10 MVA, Trifásicos > 30 MVA)



Devices are selected by reference to the frequent-fault-incidence protection curve. For transformers with secondary-side conductors enclosed in conduit, bus duct, etc., the feeder protective devices may be selected by reference to the infrequent-fault-incidence protection curve.

Fig 195
Infrequent- and Frequent-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.

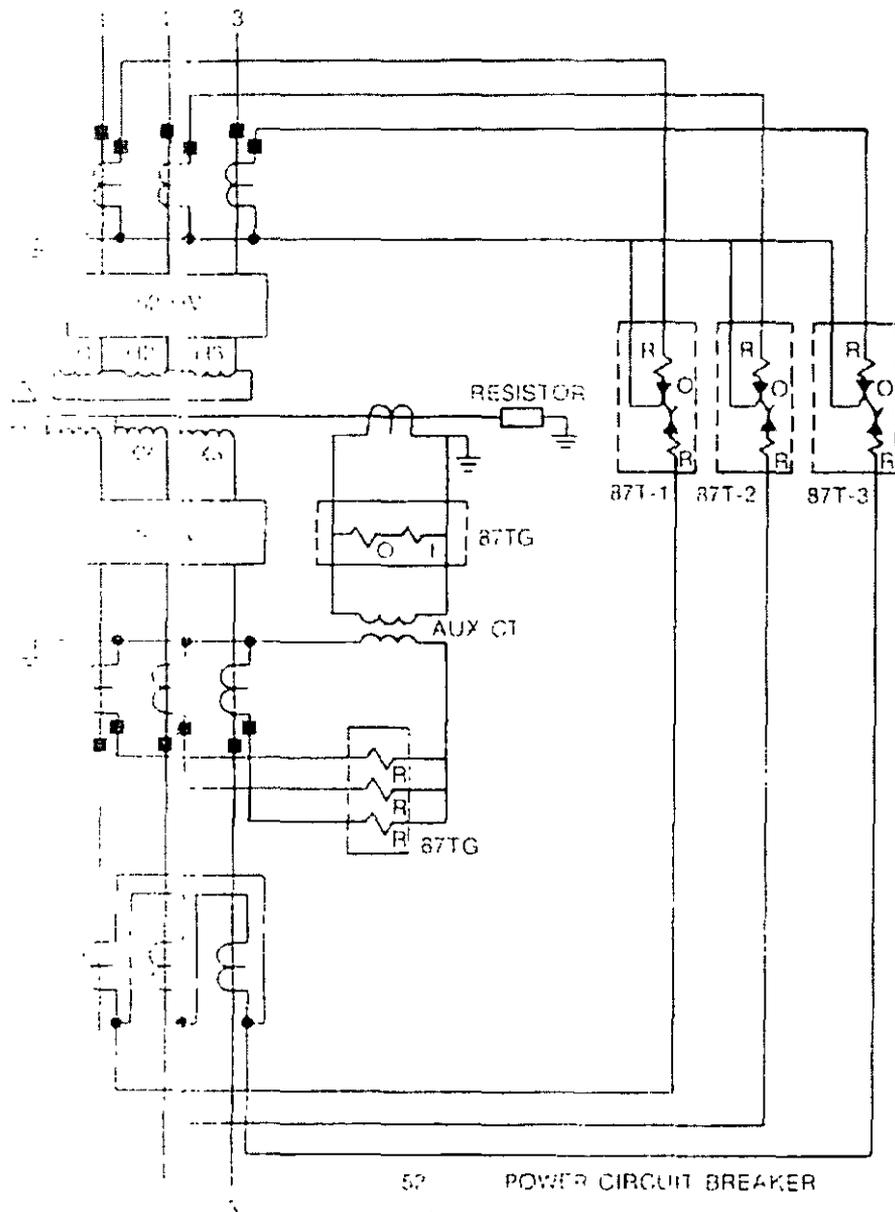
La sensibilidad para la detección de fallas de los relevadores diferenciales queda determinado por la combinación del ajuste del relevador y los parámetros del circuito. Para

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.



- 5P POWER CIRCUIT BREAKER
- 87T PHASE DIFFERENTIAL RELAY
- 87TG GROUND DIFFERENTIAL RELAY
- O OPERATING COIL
- R RESTRAINT COIL
- I INSTANTANEOUS COIL

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.

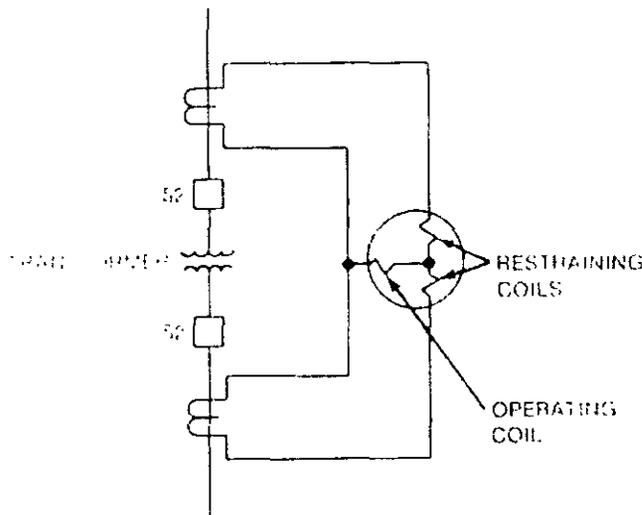


Fig 197

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 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 aún en condiciones sin falla.

Cuando la falla es interna a la zona de protección diferencial, cantidades definidas de corrientes circularán 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 práctica 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.

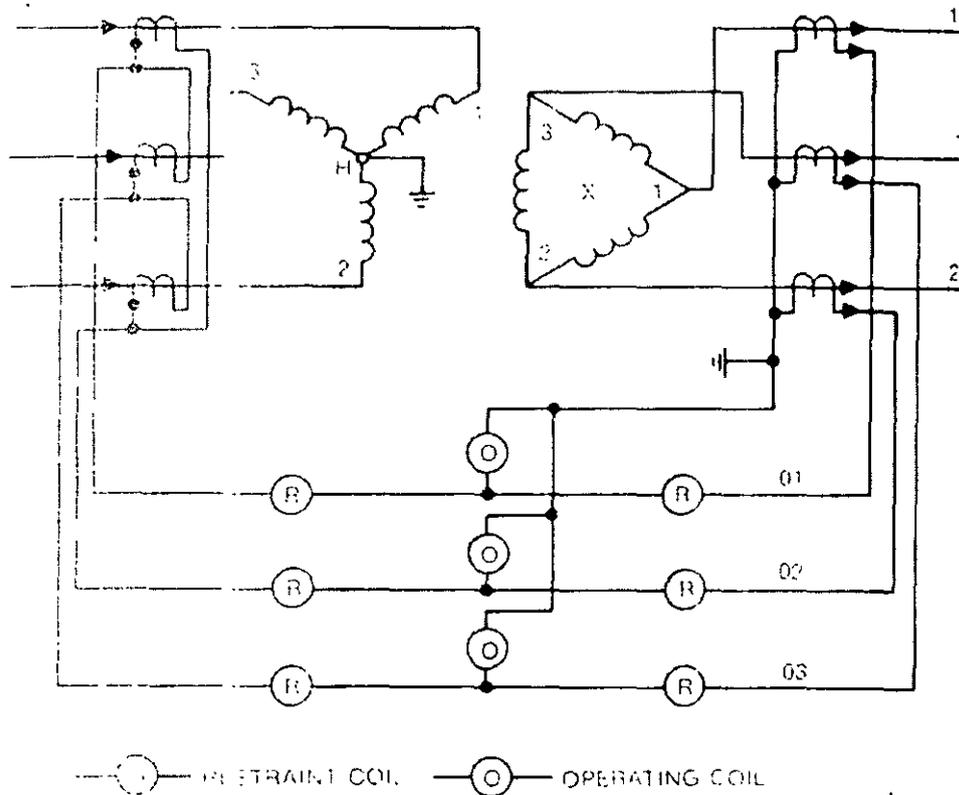


Fig 198

Typical 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 esta conectado a tierra a través de una resistancia y la corriente de falla a tierra esta 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 esta 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.

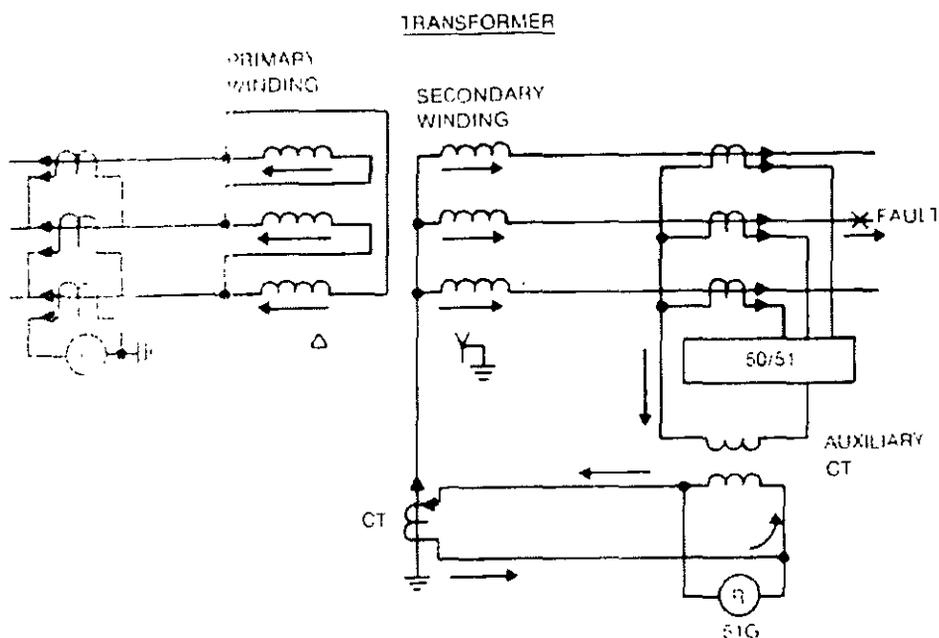


Figura 199

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.

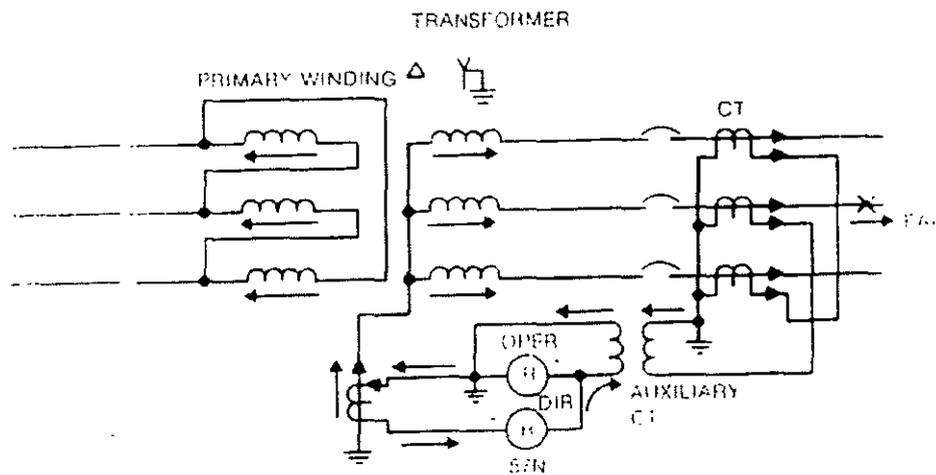


Figura 200

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 atmósfera 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

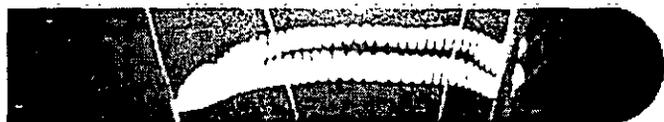
- 1) Dickinson, W. H. Report on reliability of Electric Equipment in Industrial Plants. AIEE Transactions, pt ii, Vol. 81, Jul. 1962, pp 132-151.

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.



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



...: Ingeniería Eléctrica

CURSOS ABIERTOS

CURSO CA 455

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

**PERIODO
DEL 11 AL 22 DE ABRIL**

TEMA 7:

SELECCIÓN Y APLICACIÓN DE RELEVADORES DE PROTECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES POR SOBRECORRIENTE

**Instructor:
*Ing. Ricardo A. Espinosa Patiño***

**PALACIO DE MINERÍA
2005**

SELECCIÓN Y APLICACIÓN DE RELEVADORES DE PROTECCION

Coordinación de Protecciones Eléctricas.

Contenido

Descripción

- 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 Gráficas de coordinación y ajustes.
- 5.0 Conclusiones y Recomendaciones.

Apéndice

- 1.0 Información técnica de fabricantes.
- 2.0 Información 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 sobrecarga 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	MULTIPLA 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	ENFRIAMIENTO		TEMPERATURA	
	KVA	TIPO	FACTOR	ELEVACION	FACTOR
SECO	MENOR O IGUAL A 2500	AA	1.00	150° C	1.00
		FA	1.30	150° C	1.00
LIQUIDO 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	FA	1.00	55/65° C	1.12
				65° C	1.00
	MAYOR A 500 Y MENOR O IGUAL A 2000	FA	1.15	55/65° C	1.12
			65° C	1.00	
LIQUIDACION 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

CAPACIDAD (KVA)		
CATEGORIA	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	CATEGORÍA DEL TRANSFORMADOR	TIEMPO (SEG)	CORRIENTE (AMP)
1	I, II, III, IV	$T1 = 1250 Z_T^2$ $T1 = 2$ $T1 = 2$	$I_1 = F_{ANSI}(I_{nom}/Z_T)$ $I_1 = F_{ANSI}(I_{nom}/Z_T)$ $I_1 = F_{ANSI}(I_{nom}/Z_T + Z_S)$
2	II, III, IV	$T2 = 4.08$ $T2 = 8.00$	$I_2 = 0.7 I_1$ $I_2 = 0.5 I_1$
3	II, III, IV	$T3 = 2551 Z_T^2$ $T3 = 5000 (Z_T + Z_T)$	$I_3 = I_2$ $I_3 = I_2$
4	TODAS	$T4 = 50$	$I_4 = 5 F_{ANSI}(I_{nom})$

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 enfriamiento 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:

$$\left[\frac{I}{A} \right]^2 t = 0.0297 \log \left[\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234} \right] \quad \text{Para conductores de Cable.}$$

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 puedan 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 cometida 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 podrá distribuirse en la siguiente forma:

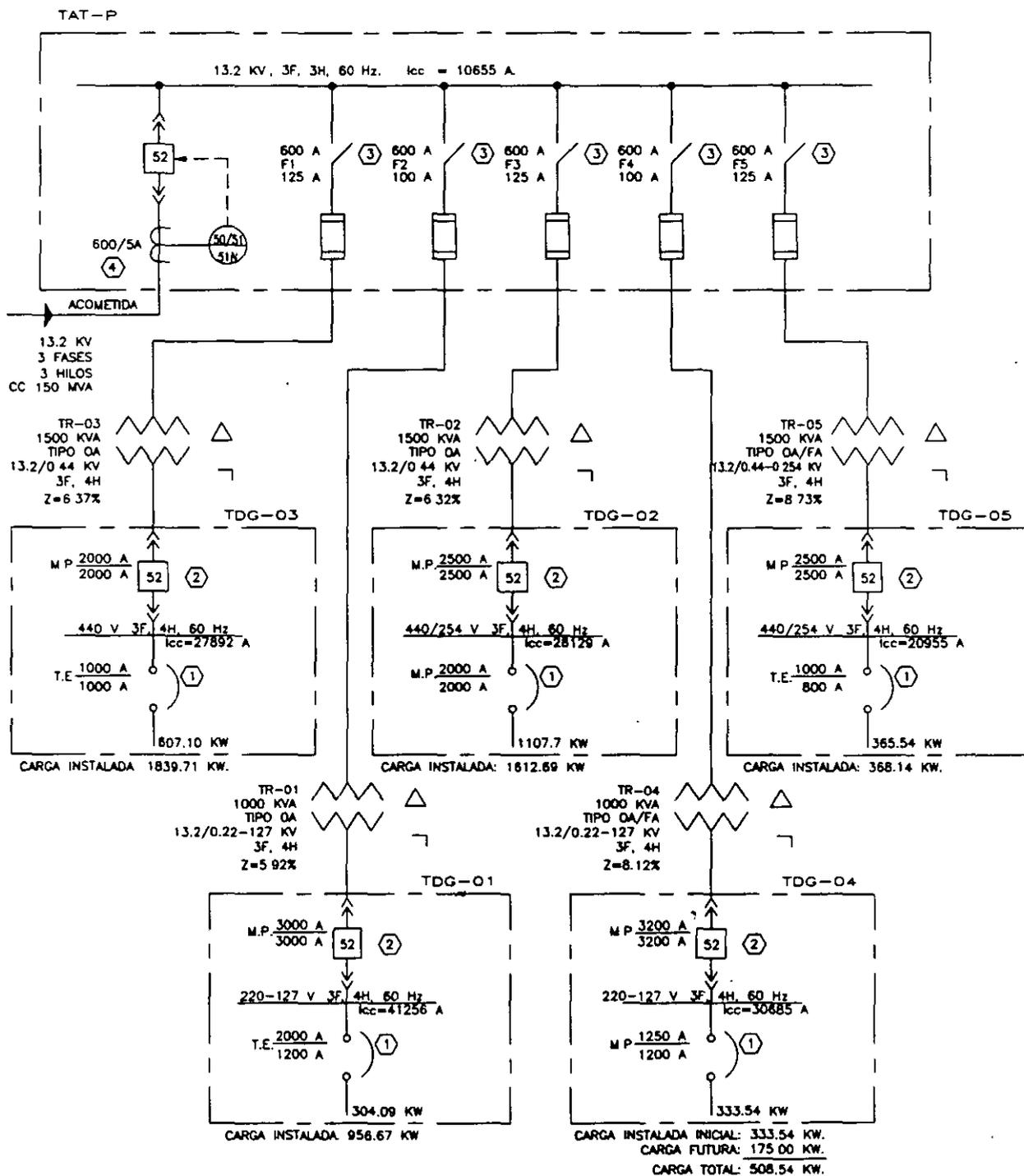
- | | |
|---|------------------|
| • Tiempo de apertura del interruptor (5 ciclos) | 0.08 seg. |
| • Sobrecarrera | 0.10 seg. |
| • Factor de seguridad | 0.12 a 0.20 seg. |

Cuando se coordinen relevadores de estado sólido se puede eliminar la sobrecarrera.

2.0 Diagrama Unifilar Simplificado

GRAL	GERENCIA/DISCIPLINA: INGENIERIA ELECTRICA	D.U. GRAL	HOJA <u>1</u> DE <u>1</u>
	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 lcc	27892 mín.
=	CCM-04 y CCM-06-H1-PRO
Datos:	607.10 KW
Carga instalada:	424.97 KW
Carga en operación:	V
lcc = 27892 A en 440	
$I_{EO} = 656$ A	
$I_{SC} = 820$ A	

2

Interrupor automático BT Masterpact.	
Marco:	2000 A, sensor 2000 A
Marca :	Merlin Gerin.
Voltaje:	440 V
Datos:	TGD-03
Carga instalada:	1839.71 KW
Carga en operación:	1287.74 KW
lcc = 27892 A en V	
440	
$I_{EO} = 1987.9$ A	(MUY BAJA) Ver punto 2 en conclusiones y recomendaciones.
$I_{REFORTADA} = 726$ 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 aplican 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 .	
Marco:	2000 A
Disparo:	1200 A
Marca :	SQUARE "D"
Voltaje:	220 V
Similar al tipo:	PA36000
C. I. Standard	65 KA
Adecuado para Icc =	41256 mín.
Datos:	Tablero de Distribución TD-01 de producción.
Carga instalada:	304.09 KW
Carga en operación:	212.86 KW
I _{CC220} = 41256 A en 220 V	I _{CC440} = 20628 A en 440 V
I _{EO 220} = 657 A	I _{EO 440} = 328.5 A
I _{SC EO 440} = 820 A	

2

Interruptor automático BT Masterpact.	
Marco:	3000 A, sensor 3000 A
Marca :	Merlin Gerin.
Voltaje:	220 V
Datos:	TGD-01
Carga instalada:	956.67 KW
Carga en operación:	669.66 KW
I _{CC220} = 41256 A	I _{EO 220} = 2067 A
I _{CC440} = 20628 A	I _{EO 440} = 1033.5 A
	I _{SC 440} = 1292 A

Falla a tierra aprox. 25 % In (3000 A)

3

Fusible Limitador de corriente.	
Marca :	Elmex
Clave:	FE15100-L
Capacidad interruptiva:	1500 MV A 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 N° 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 Gerin.
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 _{EO} =	1196.98 A
I _{SC} =	1496.2 A

2

Interruptor automático BT Masterpact.	
Marco:	2500 A, sensor 2500 A
Marca :	Merlin Gerin.
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 _{EO} =	1742 A
I _{SC} =	2178 A

3

Fusible Limitador de corriente.	
Marca :	Elmex
Clave:	FE15125-L
Capacidad	1500 MV A
interruptiva:	$I_n = 125 \text{ A}$
Corriente nominal:	
Datos:	TR-02, 1500 KVA, 13.2/0.44-0.254 KV $I_{cc} = 10655 \text{ A en } 13.2 \text{ KV}$

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

Interrupor 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	$I_{EO\ 440} = 360\ A$
$I_{EO\ 220} = 720\ A$	$I_{SC\ 440} = 450\ A$
$I_{SC\ 220} = 901\ A$	

2

Interrupor 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	$I_{EO\ 440} = 549\ A$
$I_{EO\ 220} = 1099\ A$	$I_{SC\ 440} = 686\ A$
$I_{SC\ 220} = 1373\ A$	

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 4 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 Icc =	20955 A mín.
Datos:	CCM-07 de Amoniaco Segunda etapa.
Carga instalada:	365.54 KW
Carga en operación:	255.87 KW
Icc = 20955 A en 440 V	
$I_{EO} = 395 A$	
$I_{SC} = 493 A$	

2

Interruptor automático BT Masterpact.	
Marco:	2500 A, sensor 2500 A
Marca :	Merlin Gerin.
Voltaje:	440 V
Datos:	TGD-05
Carga instalada:	368.14 KW
Carga en operación:	257.69
Icc = 20955 A en V	
440	
$I_{EO} = 397.8 A$	
$I_{SC} = 497.25 A$	

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 N° 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:	0A Factor : 1.0
Elev. de temp:	55° C Factor : 1.0
Impedancia:	5.92 %
Conexión:	Delta- Estrella con neutro solidamente aterrizado.
Categoría:	2

$$I_{n \ 13.2 \text{ KV}} = 43.73 \text{ A}$$

$$I_{n \text{ Ref. } 440 \text{ V}} = 1312 \text{ A}$$

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	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:	0A Factor : 1.0
Elev. de temp:	55° C Factor : 1.0
Impedancia:	6.32 %
Conexión:	Delta- Estrella aterrizada.
Categoría:	2

$$I_{n \ 13.2 \text{ KV}} = 65.60 \text{ A}$$

$$I_{n \ \text{Ref. 440 v}} = 1968 \text{ A}$$

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	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

$$I_{n \ 13.2 \text{ KV}} = 65.6 \text{ A}$$

$$I_{n \ \text{Ref } 440 \text{ V}} = 1968 \text{ A}$$

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.
 $I_{INRUSH} = 8 \times 1968 \text{ A} = 15744 \text{ A}$
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-03.

TR-04

Transformador TR-04	
DATOS	
Capacidad:	1000 KVA
Rel. de Transf:	13.2/0.22-0.127 KV
Tipo de enfriamiento:	0A/FA Factor : 1.15
Elev. de temp:	55° C Factor : 1.0
Impedancia:	8.12 %
Conexión:	Delta- Estrella aterrizada.
Categoría:	2

$I_{n\ 13.2\ KV} = 43.7\ A$

$I_{n\ Ref.\ 440\ V} = 1312\ A$

$I_{n\ 0A/FA\ Ref.\ 440\ V} = 1.15 \times 1312 = 1508\ A$

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:	0A/FA Factor : 1.15
Elev. de temp:	55° C Factor : 1.0
Impedancia:	8.73 %
Conexión:	Delta- Estrella aterrizada.
Categoría:	2

$$I_{n_{13.2 \text{ KV}}} = 65.60 \text{ A}$$

$$I_{n_{\text{Ref } 440 \text{ V}}} = 1968 \text{ A}$$

$$I_{n_{0A/FA}} = 2263 \text{ A}$$
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

Fórmula 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

Fórmula 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.

$$I = 4774.5 \text{ A}$$

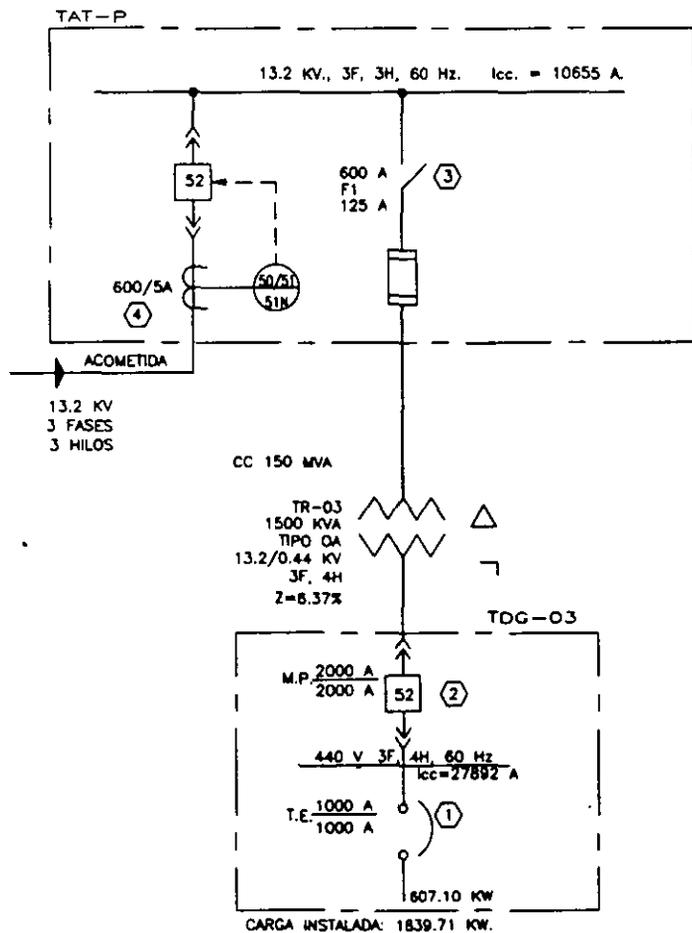
* **Alimentador al Transformador TR-05.**

- 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.: S/N	REVISO: R.E.P
	DESCRIPCION:	CALCULO: TRC	FECHA: 07 FEB 05
	DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO RUTA 1		

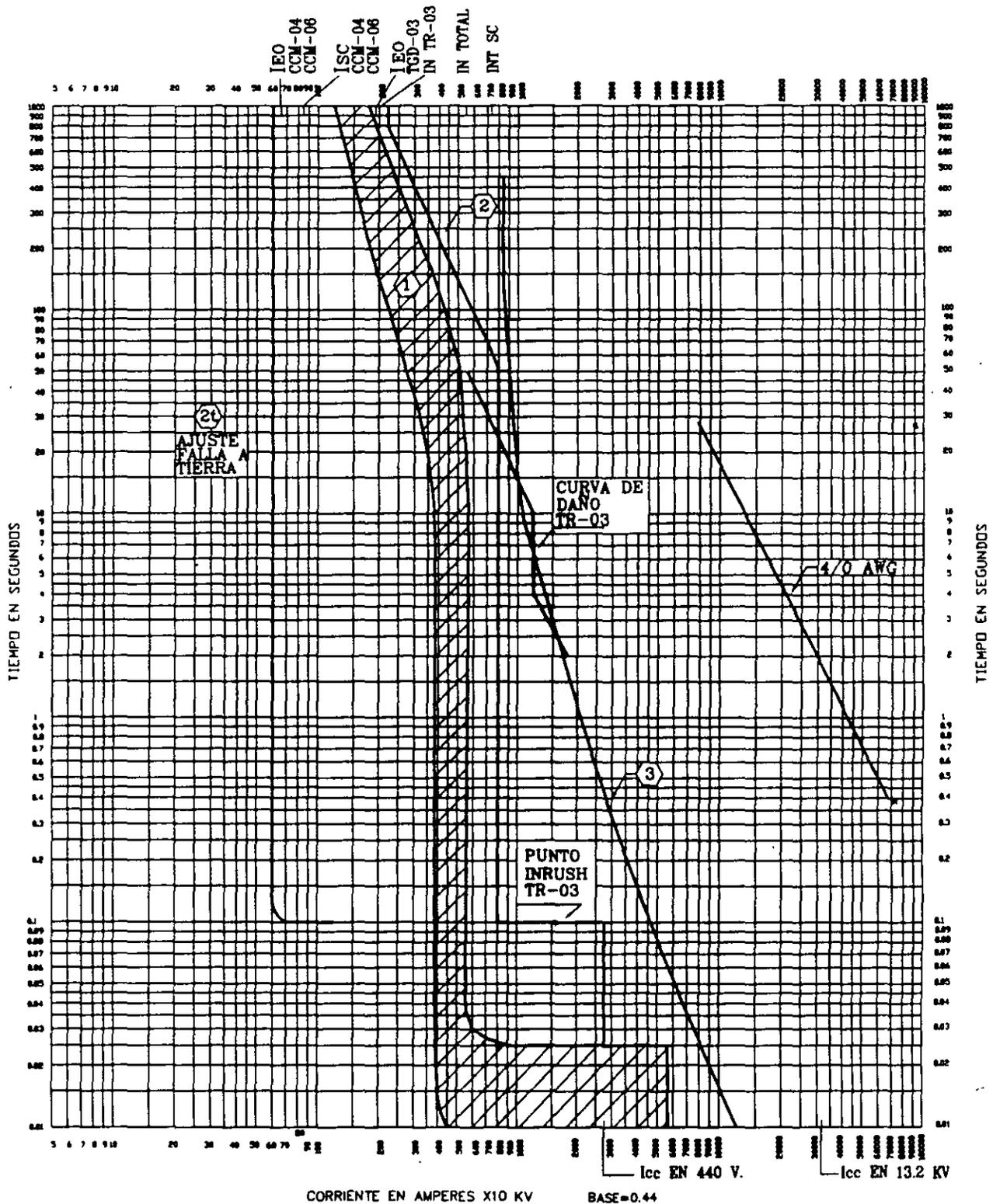
DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO PARA EL ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES ELECTRICAS
RUTA No. 1



RUTA No. 1

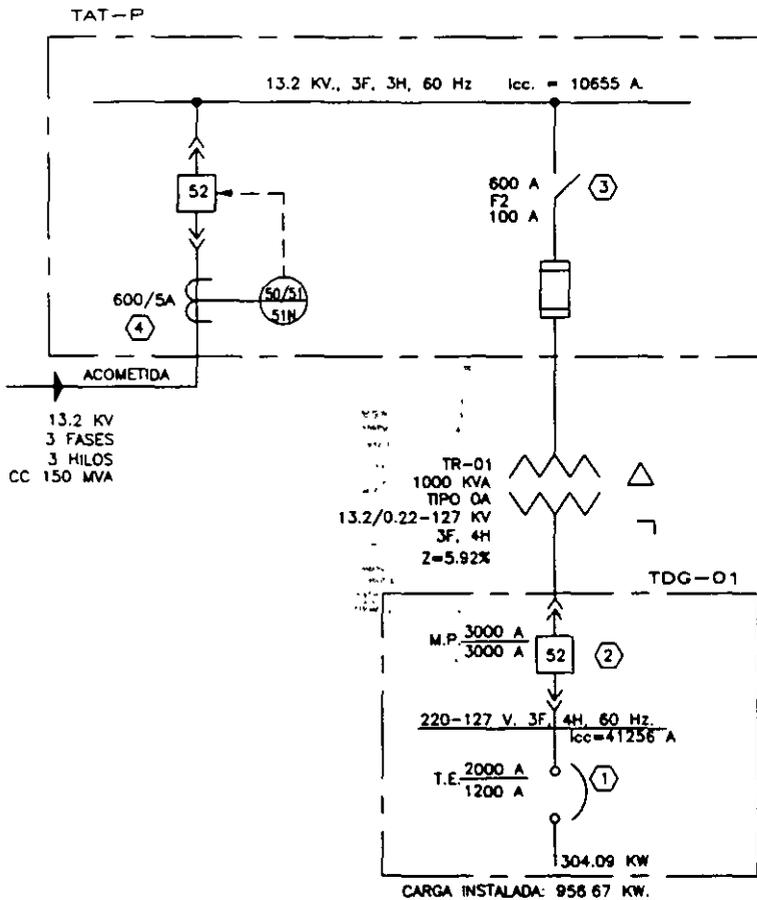
CAPACIDADES Y AJUSTES						
VER DIAGRAMA UNIF. SIMPLIFICADO			SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		SOBRECORRIENTE A TIERRA	VER APENDICE
DISPOSITIVO No.	INTERRUPTOR (MARCO) O DISPARADOR	CORRIENTE DEL SENSOR (AMP)	AJUSTES		AJUSTE INSTANTANEO	CURVA DE REFERENCIA
			LARGO	CORTO		
①	TERMOMAGNETICO MARCO MA DE 1000 A	$I_n = 1000$ AJUSTE MAG-BAJA A 3 VECES I_n	-	-	-	BOLETIN 2 FEB 84 CLASE 885 MA-1000 SENSIB. 7)
②	ELECTROMAGNETICO TIPO M20 MARCO 2000 A	TIPO 58 U 2000 A	$I_p = 1$ $I_r = 1$ $I_r = 480$	$I_{tm} = 4$ $I_{tm} = 0.1$ OFF	BLOQUEO	INTERRUPTOR MASTER FACT MERLIN GERIN 1994
③	FUSIBLE FE-125 A	125 A	-	-	-	FUSIBLES TIPO FE CLINCY
④	RELEVADOR 50/51/51N	-	-	-	-	SERVICE MANUAL FOR OVERCURRENT AND RELAYS GEC ALSTOM
OBSERVACIONES: VER CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES						

R-1	GERENCIA/DISCIPLINA: INGENIERIA ELECTRICA	TR-03	HOJA: 1 DE 5
	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



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	AJUSTES	
			LARGO	CORTO			
①	TERMOMAGNETICO MARCO PA DE 2000 A.	$I_n=1200$ A AJUSTE MAG= I_n MIMO 2-VECES LA $I_n=3000$	-	-	-	-	BOLETIN 2 FEB 84 CLASE 675 PA-2000 SQUARE D
②	ELECTROMAGNETICO TIPO M32 DE 3000 A	3000 A	$I_e=1$ $I_r=0.96$ $I_{cr}=120$	$I_{m2}=2$ $I_{m1}=0.1$ DEF	BLOQUEO	$I_b=0.2$ $I_h=0.1$ DEF	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1994
③	FUSIBLE FE-100 A	100 A	-	-	-	-	FUSIBLES TIPO FE ELMEX
④	RELEVADOR 50/51/51N	-	-	-	-	-	SERVICE MANUAL FOR OVERCURRENT AND RELAYS GEC ALSTHOM
OBSERVACIONES:							
VER CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES							

R-2

GERENCIA/DISCIPLINA:

INGENIERIA ELECTRICA

DESCRIPCION:

COORDINACION DE PROTECCIONES
RUTA 2

TR-01

PROY. No.:

S/N

CALCULO:

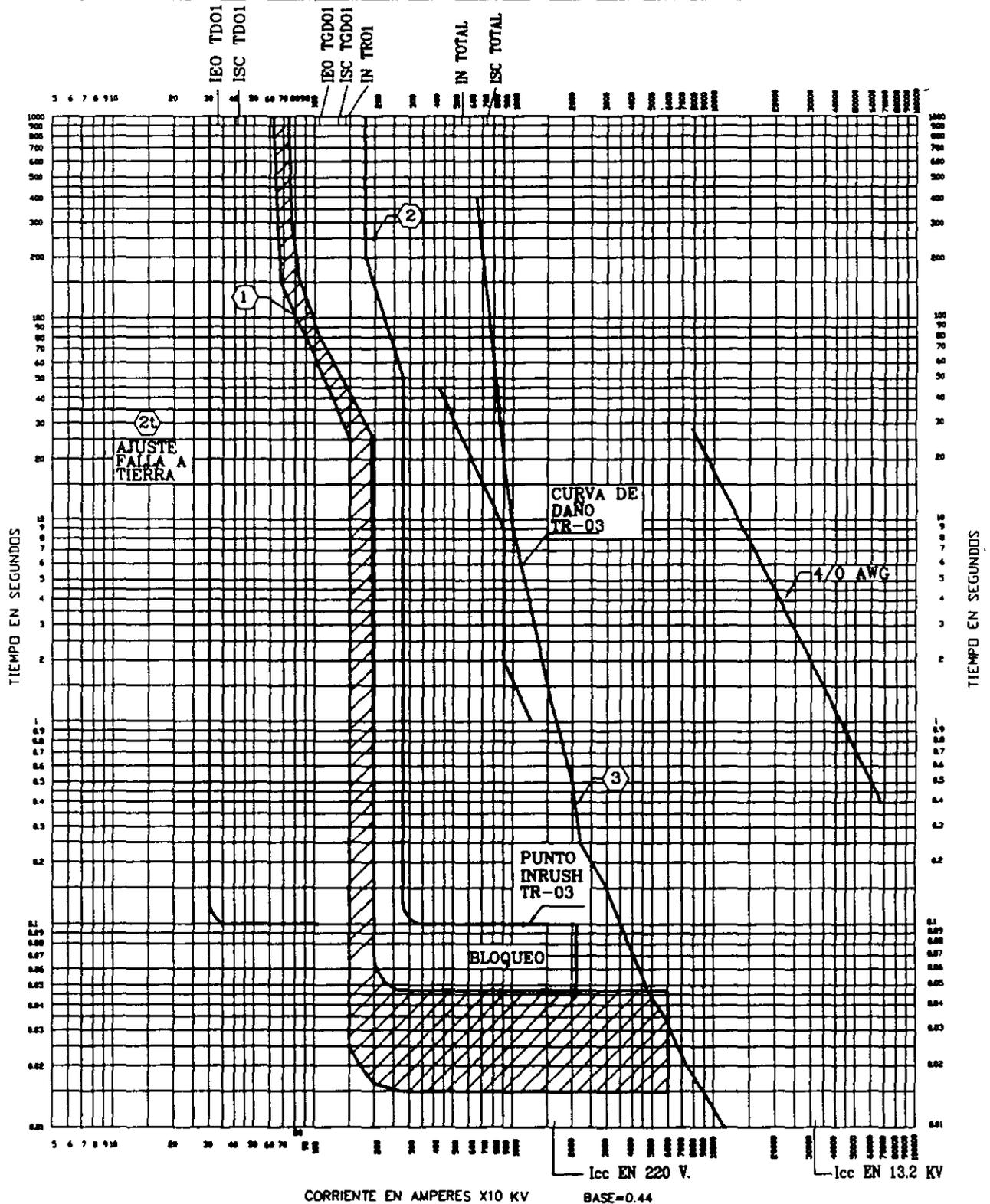
TRC

HOJA: 2 DE 5

REVISO:

R.E.P.

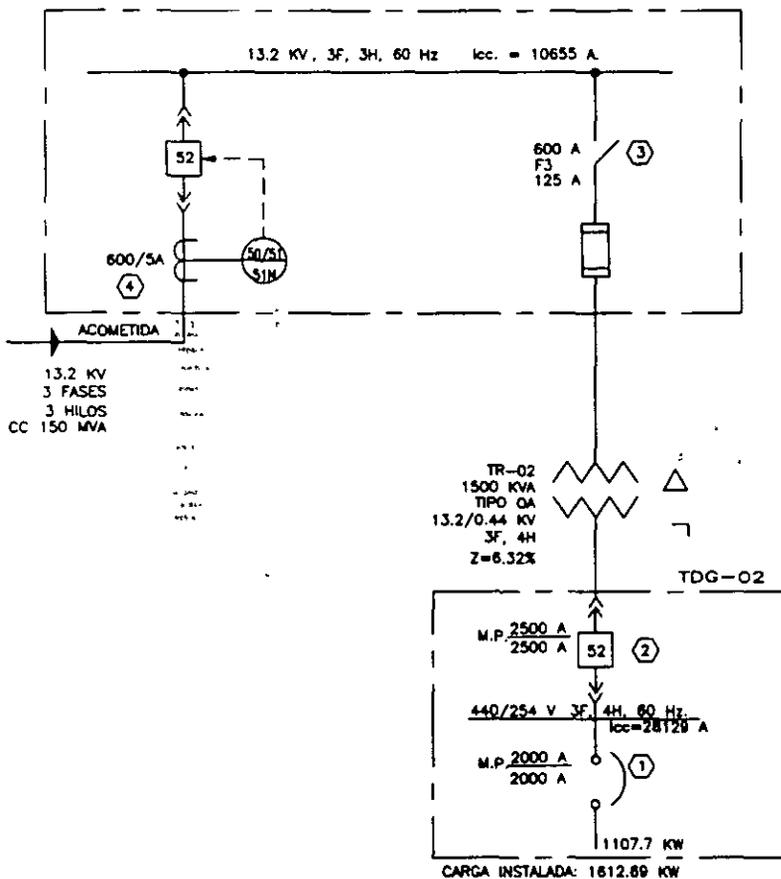
FECHA:



R-3	GERENCIA/DISCIPLINA: INGENIERIA ELECTRICA	D.U. SIMP. RUTA 3	HOJA: 3 DE 5
	DESCRIPCION: DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO RUTA 3	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 3

TAT-P



RUTA No. 3

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	ELECTROMAGNETICO TIPO M20 MARCO 2000 A	TIPO 58 U 2000 A	I _{sn} =1 I _r =0.8 I _{tm} =1.5	I _{sn} =1.5 I _r =0.1 DEF	I _r =17	I _b =0.2 I _h =0.1 DEF	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1994
②	ELECTROMAGNETICO TIPO M25 MARCO 2500 A	TIPO 58 U 2500 A	I _{sn} =0.8 I _r =0.85 I _{tm} =30	I _{sn} =2 I _r =0.8 DEF	BLOQUEO OFF	I _b =0.25 I _h =0.2 ON	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1994
③	FUSIBLE FE-125 A	125 A	-	-	-	-	FUSIBLES TIPO FE ELMEX
④	RELEVADOR 50/51/51H	-	-	-	-	-	SERVICE MANUAL FOR OVERCURRENT AND RELAYS GEC ALSTOM
OBSERVACIONES. VER CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES							

R-3

GERENCIA/DISCIPLINA:

INGENIERIA ELECTRICA

TR-02

HOJA: 3 DE 5

DESCRIPCION:

COORDINACION DE PROTECCIONES
RUTA 3

PROY. No.:

S/N

REVISO:

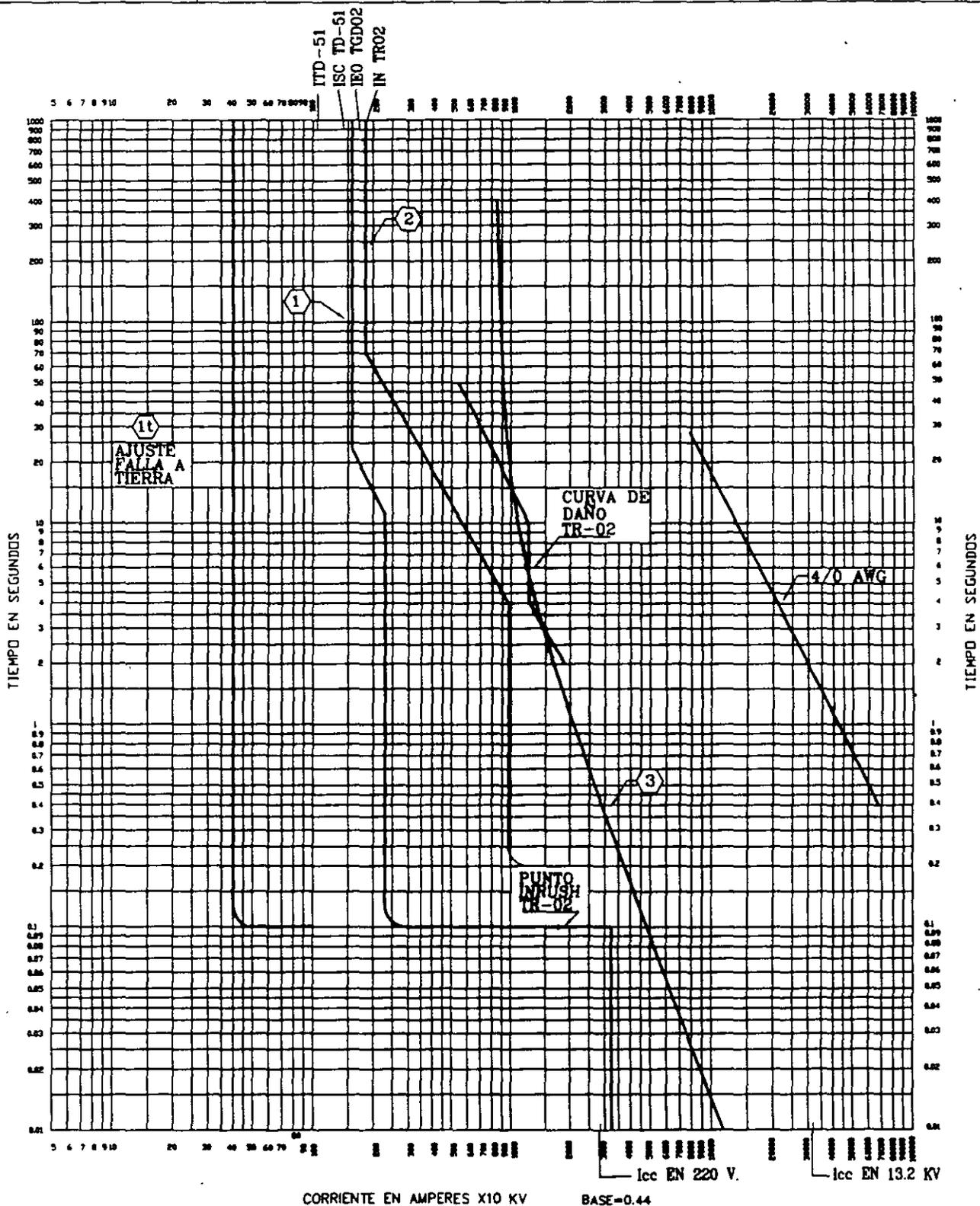
R.E.P

CALCULO:

TRC

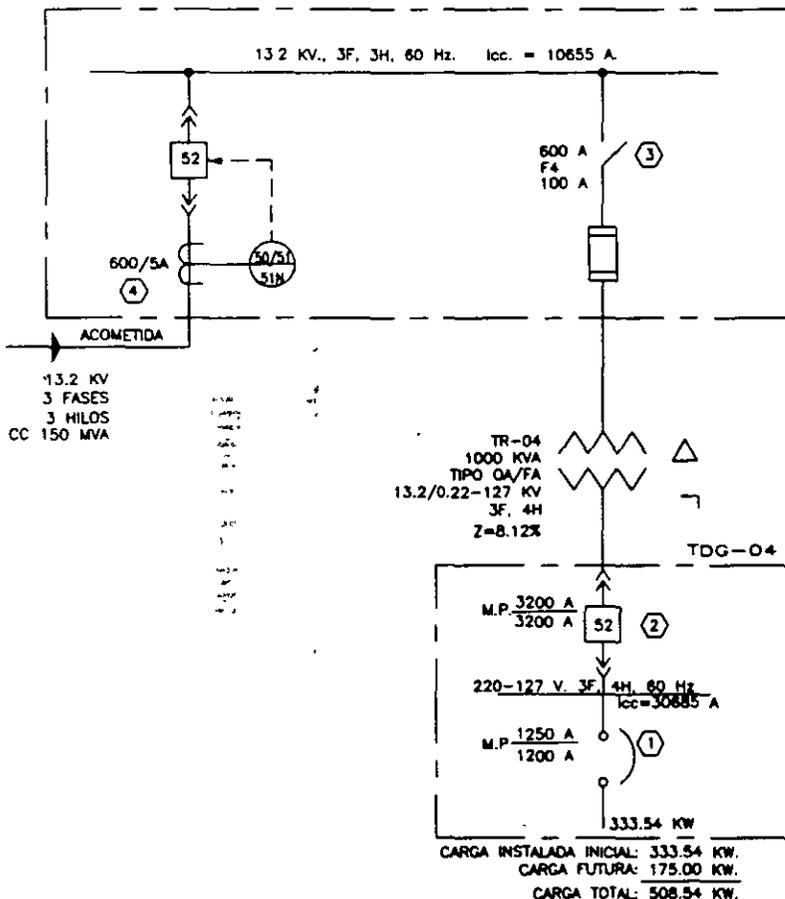
FECHA:

07 FEB 05



R-4	GERENCIA/DISCIPLINA: INGENIERIA ELECTRICA	D.U. SIMP. RUTA 4	HOJA <u>4</u> DE <u>5</u>
	DESCRIPCION: DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO RUTA 4	PROY. No.: S/N	REVISO: R.E.P
		CALCULO: TRC	FECHA: 07 FEB 05

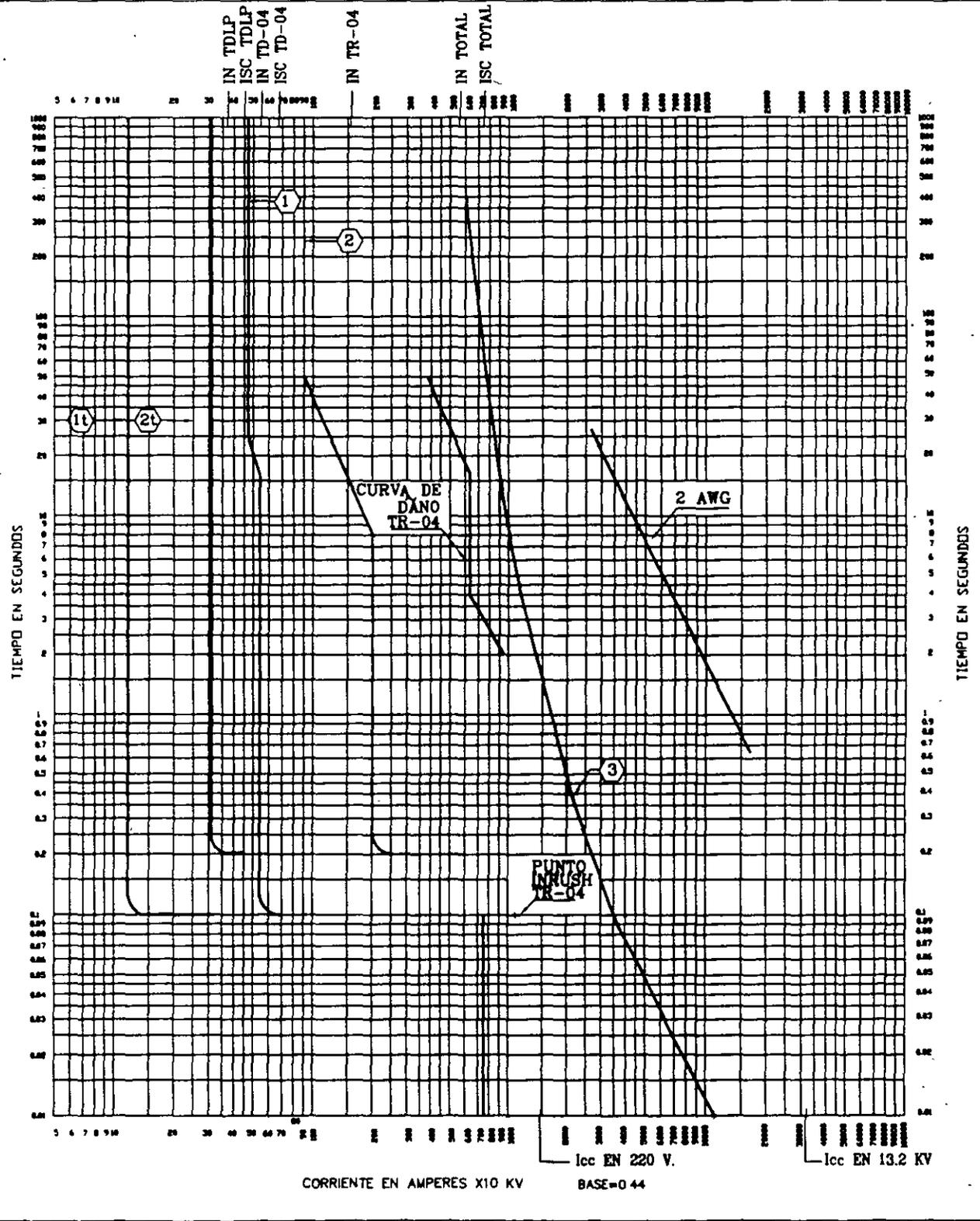
DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO PARA EL ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES ELECTRICAS
RUTA No. 4
TAT-P



RUTA No. 4

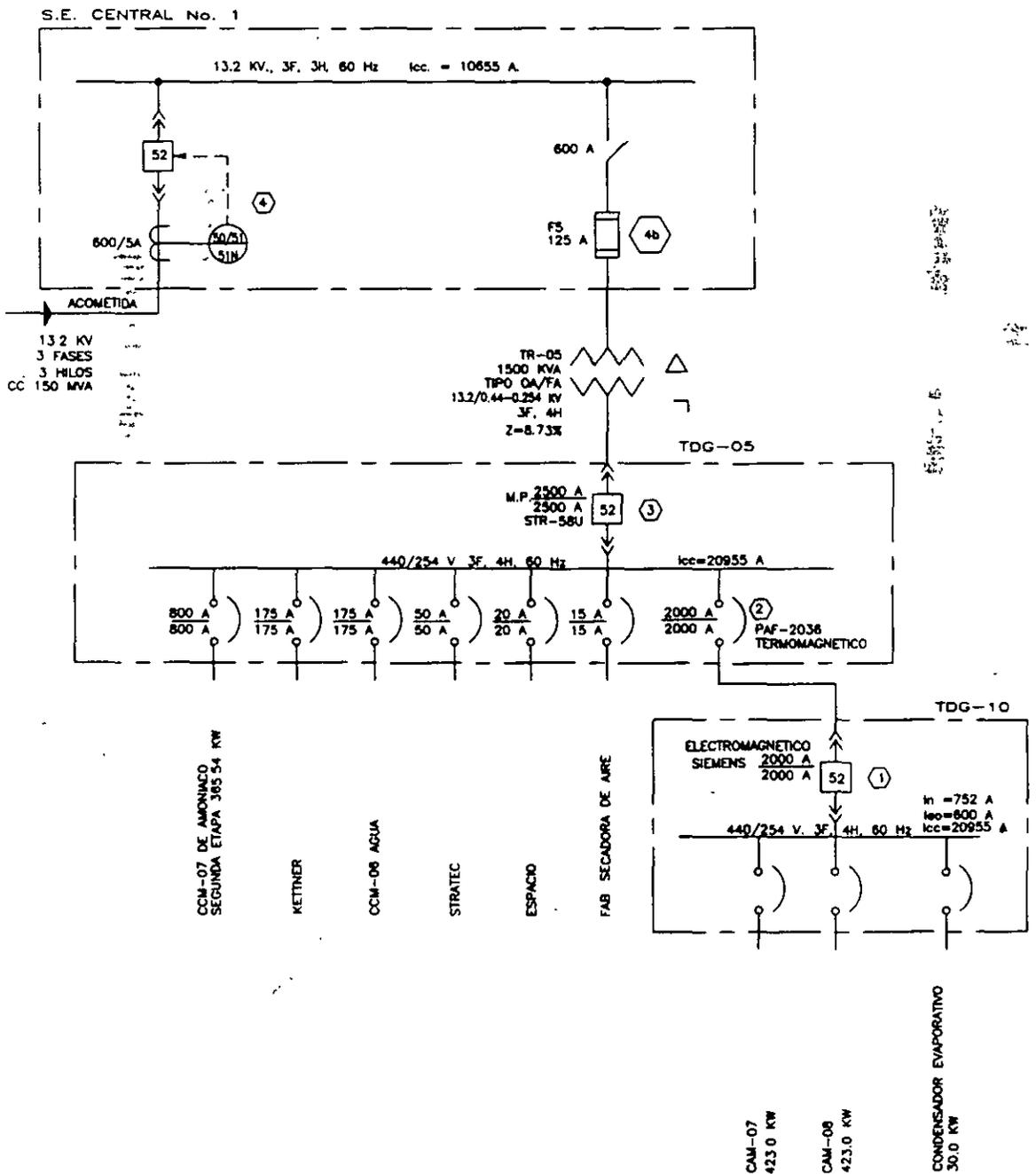
CAPACIDADES Y AJUSTES							
VER DIAGRAMA UNIF. SIMPLIFICADO		SOBRECORRIENTE ENTRE FASES			SOBRECORRIENTE A TIERRA	VER APENDICE	
DISPOSITIVO No.	INTERRUPTOR (MARCO) O DISPARADOR	CORRIENTE DEL SENSOR (AMP)	AJUSTES		AJUSTE INSTANTANEO	AJUSTES	CURVA DE REFERENCIA
			LARGO	CORTO			
①	ELECTROMAGNETICO TIPO M12 MARCO 1250 A	1200 A	I _{sc} =0.8 I _r =0.8 I _{zc} =1.8	I _{sm} =1.8 I _{tm} =0.1 OFF	I=12	I _b =0.8 I _{cb} =0.1 OFF	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1984
②	ELECTROMAGNETICO TIPO M32 MARCO 3200 A	3200 A	I _{sc} =0.8 I _r =0.9 I _{zc} =30	I _{sm} =3 I _{tm} =0.8 OFF	BLOCKED OFF	I _b =0.8 I _{cb} =0.8 OFF	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1984
③	FUSIBLE FE-100 A	100 A	-	-	-	-	FUSIBLES TIPO FE ELMEX
④	RELEVADOR 50/51/51N	-	-	-	-	-	SERVICE MANUAL FOR OVERCURRENT AND RELAYS OF ALSTOM
OBSERVACIONES: VER CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES							

R-4	GERENCIA/DISCIPLINA: INGENIERIA ELECTRICA	TR-04	HOJA: <u>4</u> DE <u>5</u>
	DESCRIPCION: COORDINACION DE PROTECCIONES RUTA 4	PROY. No.: S/N	REVISO: R.E.P.
		CALCULO: TRC	FECHA: 07 FEB 05

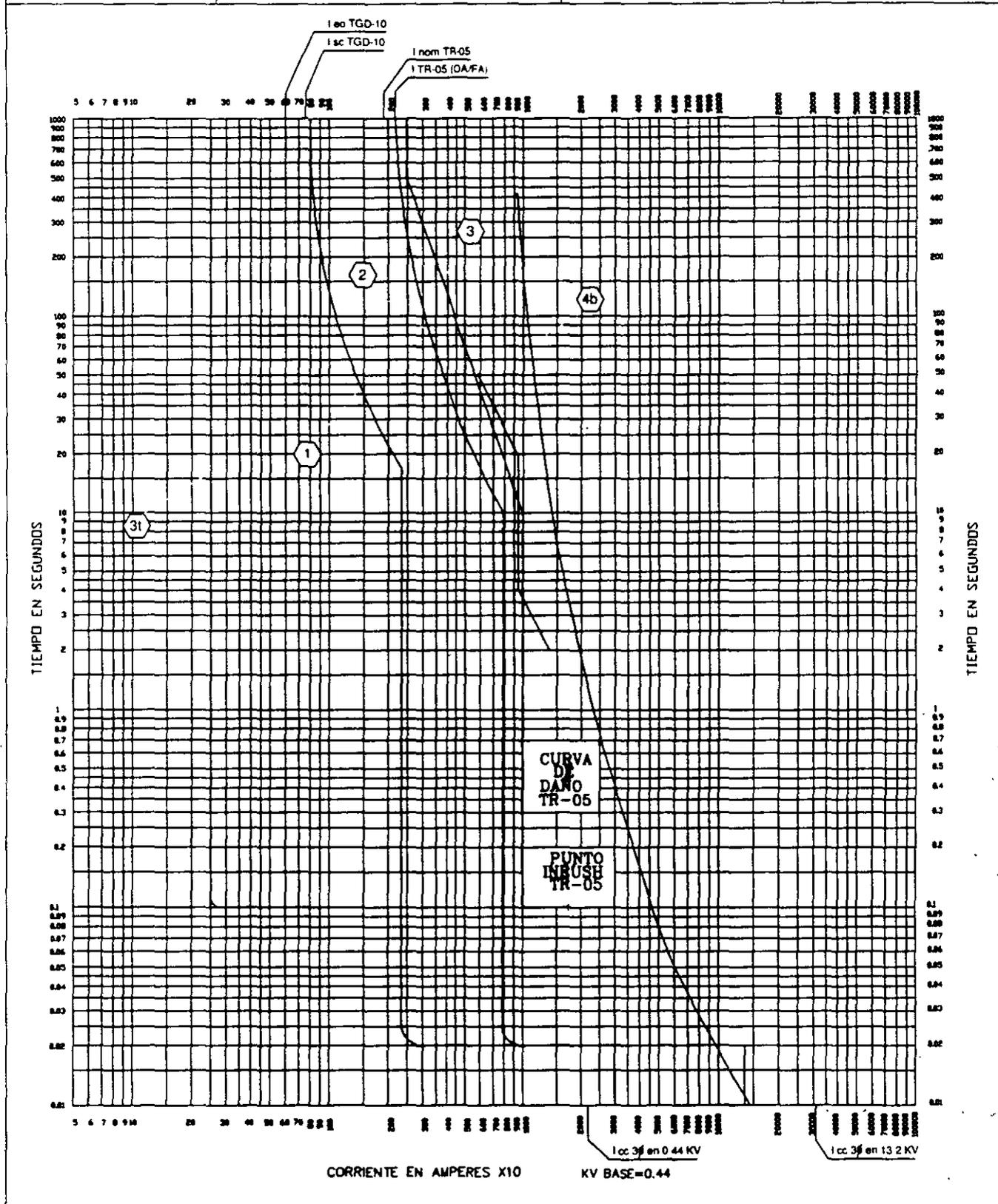


R-5 ACTUALIZACION AL 15.01.99	GERENCIA/DISCIPLINA: INGENIERIA ELECTRICA	D.U. SIMP. RUTA 5	HOJA: <u>5</u> DE <u>5</u>
	DESCRIPCION: DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO RUTA 5	PROY. No.: S/N	REVISO: R.E.P.
		CALCULO: REP	

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.:	REVISO:
		CALCULO: R.E.P.	



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	$I_o = 1$ $I_r = 1$ $t_r = 480$	$I_m = 4$ $t_m = 0.1$ OFF	BLOQUEO	$I_h = 0.5$ $t_h = 0.1$ OFF	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1994
3	FUSIBLE FE-125A	125 A	_____	_____	_____	_____	FUSIBLES TIPO FE ELMEX
4	RELEVADOR 50/51/51N curva extr. inversa E120XDT	RTC 600/5A	$i > 0.56$ $t > 0.30$ TMS	BLOQUEO	BLOQUEO	$I_o \gg 0.10$ $t_o > 1.0$ 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			
	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"
	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
	FUSIBLE FE-100A	100 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 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	lo = 1 lr = 0.8 tr = 15	Im = 1.5 tm = 0.1 OFF	I = 17	Ih = 0.2 th = 0.1 OFF	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1994
	ELECTROMAGNETICO TIPO M25 MARCO 2500 A	TIPO 58 U 2500 A	lo = 0.8 lr = 0.95 tr = 30	Im = 2 tm = 0.2 OFF	BLOQUEO OFF	Ih = 0.25 th = 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 N° 4

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			
	ELECTROMAGNETICO TIPO M12 MARCO 1250 A	1200 A	I _o = 0.8 I _r = 0.8 t _r = 15	I _m = 1.5 t _m = 0.1 OFF	I = 12	I _h = 0.2 t _h = 0.1 OFF	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1994
	ELECTROMAGNETICO TIPO M32 MARCO 3200 A	3200 A	I _o = 0.5 I _r = 0.9 t _r = 30	I _m = 3 t _m = 0.2 OFF	BLOQUEO OFF	I _h = 0.2 t _h = 0.12 OFF	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1994
	FUSIBLE FE-100A	100 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 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	Io = 0.8 Ir = 0.8 tr = 480	Im = 3 tm = 0.1 OFF	BLOQUEO OFF	Ih = 0.1 th = 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 RUTA1

NOMENCLATURA

KV BASE	TENSION BASE PARA HOJAS DE GRÁFICACION.
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.
I _{cc}	CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO SIMETRICA EN AMP.
ISC	CORRIENTE DE SOBRECARGA
F P	FACTOR DE POTENCIA.
R.T.C.	RELACION DE TRANSFORMACION DEL TRANSF. DE CORRIENTE.
I _{cc}	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
TOTALES	5285.75 KW	3700.00 KW

La carga en operación se considera como el 70 % de la carga instalada.

1.- Ajuste por sobrecarga: I_{EO} , I_{SC}

Se considera el ajuste a partir del 125 % de la Carga en operación.

$$Carga_{EO, SC} = 4625 \text{ KW}$$

$$I_{EO-SC} = 237.9 \text{ A en } 13.2 \text{ KV}$$

$$I = 7137 \text{ A en } 440 \text{ V}$$

$$RTC = 120$$

$$I_s = I_{EO-SC} / RTC \times 5 = 0.395 I_n$$

$$I_s = 0.4 \text{ de donde } I_s = 0.4 \times 5 \times 120 = 240$$

Por requerimientos de coordinación se elige $I_s = 0.56 I_n$

$$\text{de donde } I_s = 0.56 \times 5 \times 120 = 336$$

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:

Ajuste $I > 0.56$ del rango 0.08-3.2 In
 TMS $t > 0.30$ multiplicador de tiempo

2.- Ajuste por sobrecorriente $I >>$, $t >>$ BLOQUEO.

3.- Ajuste por falla a tierra:

Se considera el ajuste al 25 % de I_{E0+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 UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



...: Ingeniería Eléctrica

CURSOS ABIERTOS

CURSO CA 455

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

**PERIODO
DEL 11 AL 22 DE ABRIL**

TEMA 8: SISTEMAS DE TIERRA

**Instructor:
*Ing. Ricardo A. Espinosa Patiño***

**PALACIO DE MINERÍA
2005**

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.- Roca.	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	Puenteado 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 arqueo 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).

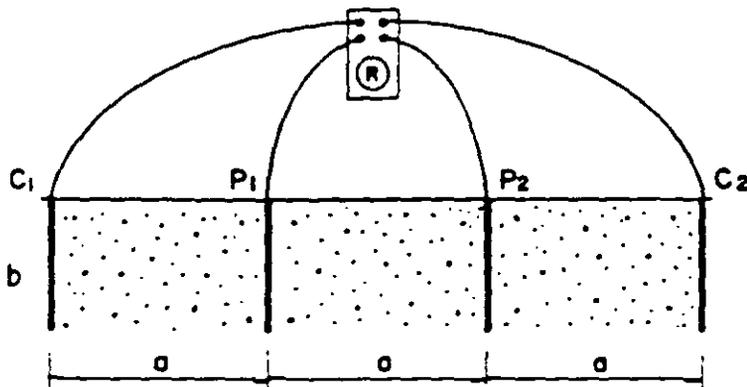


Fig. 1.- Método de Wenner o de los 4 electrodos

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.

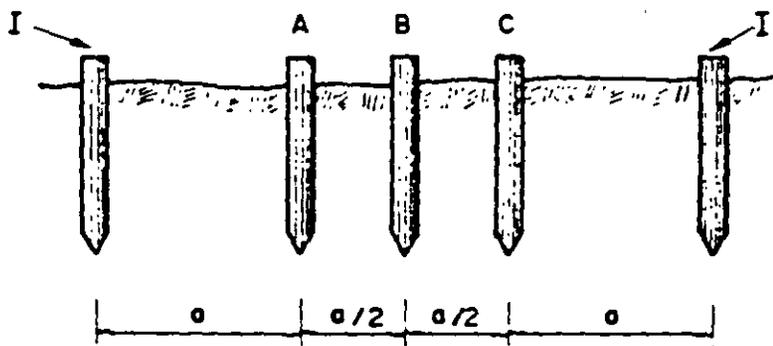


Fig. 2.- Método de Lee

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).

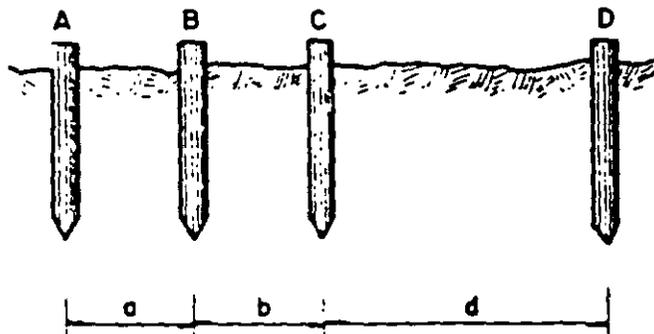


Fig. 3.- Método del electrodo central

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	$e_2 = 6\pi a R_2$
C P C P P C P C	$e_3 = 3\pi a R_3$

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)

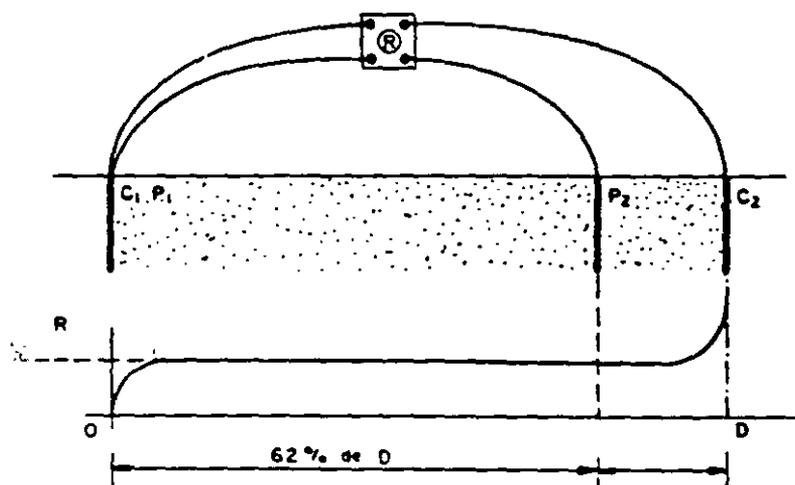


Fig. 4.- Método de la caída de tensión

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:

$\rho_1 = 4$	$aR_{ab} = 327 \text{ Ohms - metro}$
$\rho_2 = 4$	$aR_{ac} = 364 \text{ Ohms - metro}$
$\rho_3 = 4$	$aR_{ab} = 301 \text{ Ohms - metro}$
$\rho_4 = 4$	$aR_{ac} = 339 \text{ Ohms - metro}$
$\rho_5 = 4$	$aR_{ab} = 264 \text{ Ohms - metro}$
$\rho_6 = 4$	$aR_{ac} = 352 \text{ Ohms - metro}$

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:

$$\rho = \frac{2\pi a(a+b)R}{b}$$

$$\rho = \frac{2 * 3.14 * 6 (6 + 4) * R}{4}$$

$$\rho = 94.2 * R$$

$$\rho_1 = 339 \text{ ohms - metro}$$

$$\rho_2 = 405 \text{ ohms - metro}$$

$$\rho_3 = 348 \text{ ohms - metro}$$

$$\rho_4 = 377 \text{ ohms - metro}$$

$$\text{SUM } \rho = 339 + 405 + 348 + 377 = 1469$$

$$\rho_{\text{prom}} = 1469/4 = 367 \text{ ohms -metro}$$

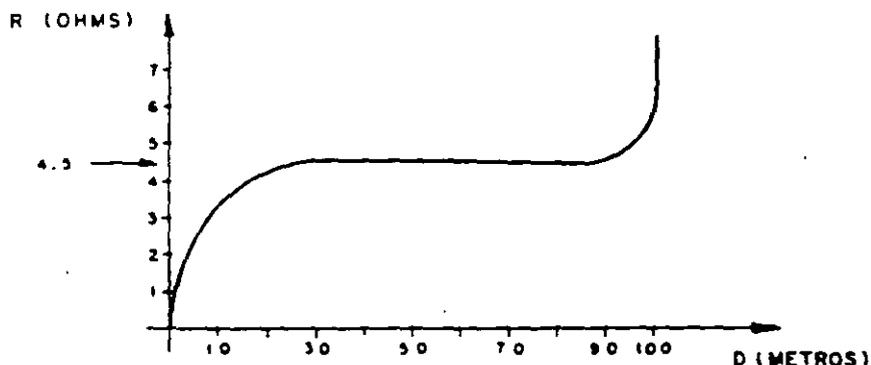
5 .- Se midió una red de tierras y se desea saber si cumple con el diseño, esta red es de una subestación (SE'n) de potencia de media tensión y se requiere que tenga como máximo 5 ohms.

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:

$R_1 = 1.9 \text{ Ohms}$	$a = 2 \text{ m}$
$R_2 = 2.0 \text{ Ohms}$	$b = 40 \text{ cm}$
$R_3 = 2.1 \text{ Ohms}$	$\theta = ?$
$R_4 = 2.2 \text{ Ohms}$	
$R_5 = 2.1 \text{ Ohms}$	

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:

$b = 50 \text{ cm.}$	$a = 10 \text{ m}$
$RAB_1 = 1.6 \text{ Ohms}$	$RBC_1 = 2.0 \text{ Ohms}$
$RAB_2 = 1.7 \text{ Ohms}$	$RBC_2 = 2.3 \text{ Ohms}$

$$RAB_1 = 1.5 \text{ Ohms}$$

$$RBC_1 = 1.6 \text{ Ohms}$$

$$RAB_2 = 1.4 \text{ Ohms}$$

$$RBC_2 = 1.7 \text{ Ohms}$$

$$RAB_3 = 1.8 \text{ Ohms}$$

$$RBC_3 = 1.4 \text{ Ohms}$$

$$RAB_4 = 1.9 \text{ Ohms}$$

$$RBC_4 = 2.0 \text{ Ohms}$$

$$\rho = ?$$

4.- Se efectuaron mediciones de resistividad en un terreno por el método del Electrodo central, se desea conocer la resistividad.

$$a = 3 \text{ m}$$

$$b = 5 \text{ m}$$

$$R_1 = 2.6 \text{ Ohms}$$

$$R_2 = 4.0 \text{ Ohms}$$

$$R_3 = 3.1 \text{ Ohms}$$

$$R_4 = 3.1 \text{ Ohms}$$

$$R_5 = 2.4 \text{ Ohms}$$

$$R_6 = 3.5 \text{ Ohms}$$

$$R_7 = 2.9 \text{ Ohms}$$

$$R_8 = 3.1 \text{ Ohms}$$

$$R_9 = 3.0 \text{ Ohms}$$

$$R_{10} = 2.9 \text{ Ohms}$$

$$\rho = ?$$

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:

$$\text{Potencial de Toque} = \frac{116 + 0.17 \theta s}{\sqrt{t}} \quad \text{para 50 kg.}$$

$$\text{Potencial de Toque} = \frac{157 + 0.24 \theta s}{\sqrt{t}} \quad \text{para 70 kg.}$$

Donde:

θs = 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).

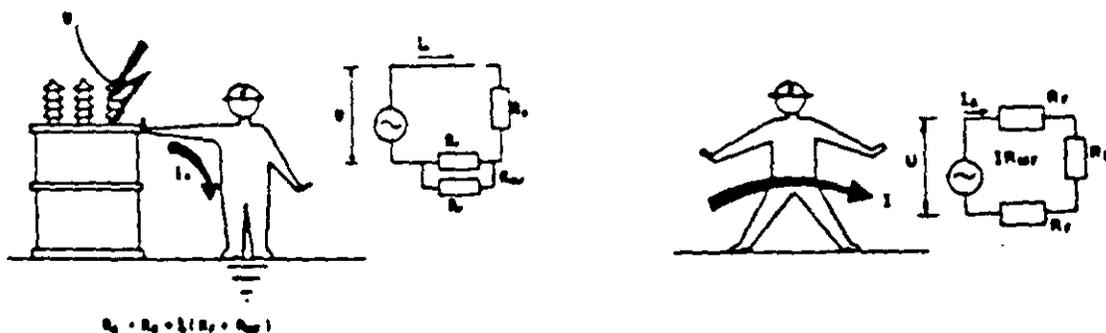


Fig. 5.- a) Potencial de toque

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.

$$\text{Potencial de Paso} = \frac{116 + 0.7 \text{ es}}{\sqrt{t}} \quad \text{para 50 kg.}$$

$$\text{Potencial de Paso} = \frac{157 + \text{es}}{\sqrt{t}} \quad \text{para 70 kg.}$$

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:

$$e_s = 3000 \text{ Ohms-metro.}$$

$$t = 0.5 \text{ seg.}$$

La fórmula que se emplea para calcular el potencial de toque máximo que soporta es:

$$P_s = \frac{15' + 0.24e}{\sqrt{t}}$$

$$P_s = \frac{157 + 0.24(3000)}{\sqrt{0.5}} = \frac{877}{0.70} = 1253 \text{ volts.}$$

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:

$e_s = 5000 \text{ Ohms-m}$ (alfombra)

$t = 1 \text{ seg.}$

La fórmula aplicada fue la de peso mínimo, en este caso es de 50 kg.

$$P_r = \frac{116 + 0.17 e_s}{\sqrt{t}}$$

$$P_r = \frac{116 + 0.17 (5000)}{\sqrt{1}}$$

$$P_r = 966 \text{ volts.}$$

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.

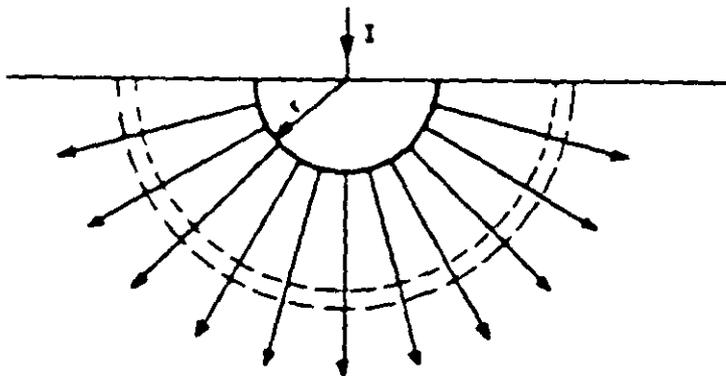


Fig. 6.- Electrodo Hemisférico

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)

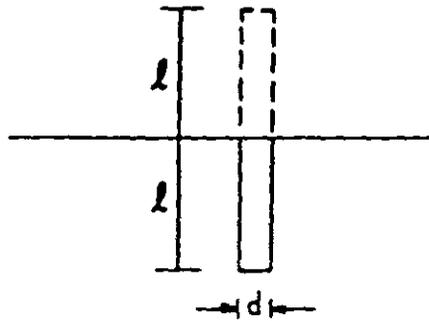


Fig.7 .- Electrodo con su imagen

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)

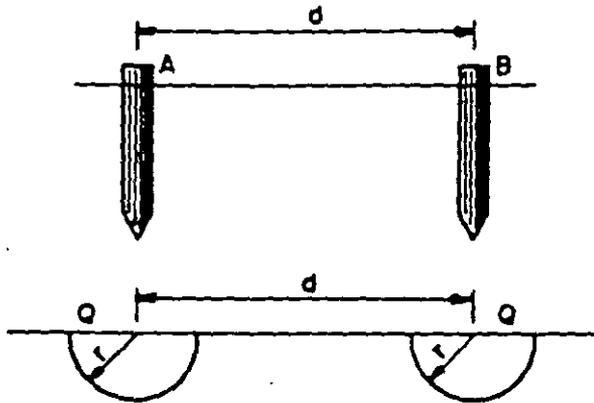


Fig. 8.- Dos electrodos en paralelo

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

$$R = \frac{\rho}{2\pi C} = \frac{\rho}{4\pi r} (1 + \alpha)$$

la resistencia de un electrodo hemisférico enterrado es la siguiente:

$$R = \frac{\rho}{2\pi r} (1 + \alpha)$$

$$\frac{\text{Resistencia de dos electrodos en paralelo}}{\text{Resistencia de un electrodo}} =$$

$$= \frac{\frac{\rho}{4\pi r} (1 + \alpha)}{\frac{\rho}{2\pi r}} = \frac{1 + \alpha}{2}$$

Graficando estos valores.

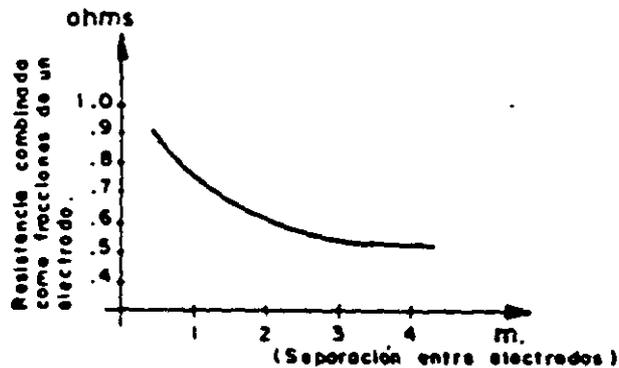


Fig. 9.- Gráfica para dos electrodos en paralelo

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

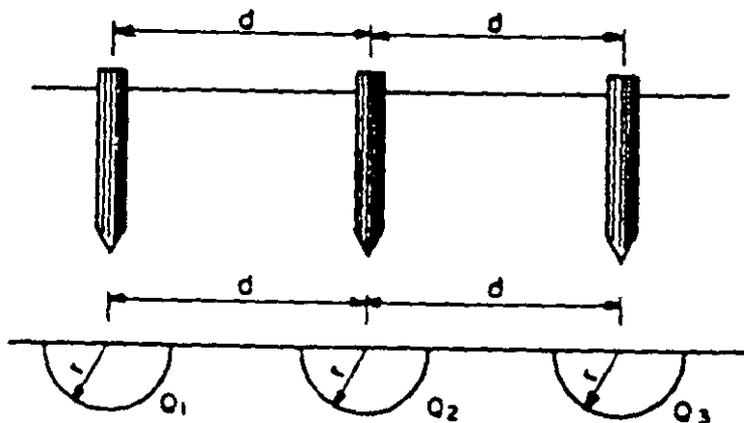


Fig. 10.- Tres electrodos en línea recta y su equivalente en Electrodos Hemisféricos.

El potencial de uno respecto al otro sería:

$$\text{Radio} = \frac{\text{Resistencia de tres electrodos}}{\text{Resistencia de un electrodo}} = \frac{2 + a - 4 a^2}{6 - 7 a}$$

$$\frac{Q_1}{r} + \frac{Q_2}{d} + \frac{Q_1}{2d}$$

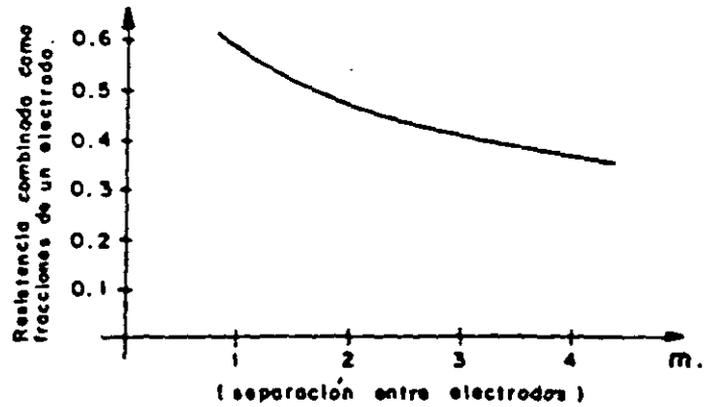


Fig. 11.- Gráfica para tres electrodos en línea recta

3.1.3.- TRES ELECTRODOS EN DELTA

El arreglo se muestra en la fig.12.

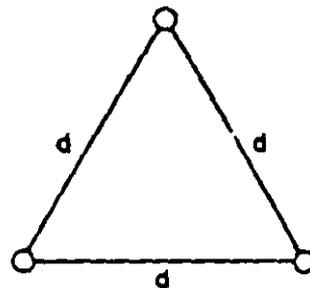


Fig. 12.- Tres electrodos en delta

$$R = \frac{\text{Resistencia de tres electrodos en paralelo}}{\text{Resistencia de un electrodo}} = \frac{1 + 2\alpha}{3}$$

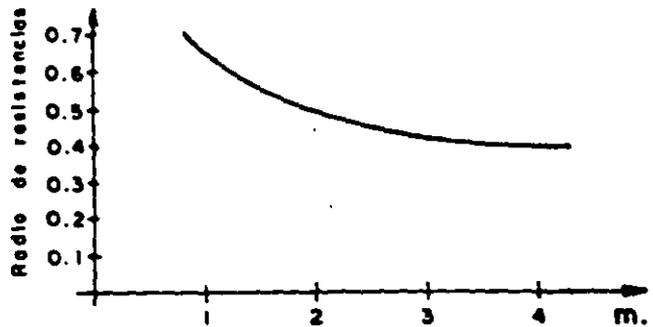


Fig. 13.- (Separación entre electrodos)

Gráfica para tres electrodos en delta

3.1.4.- CUATRO ELECTRODOS EN LINEA RECTA

El arreglo se muestra en la fig.14

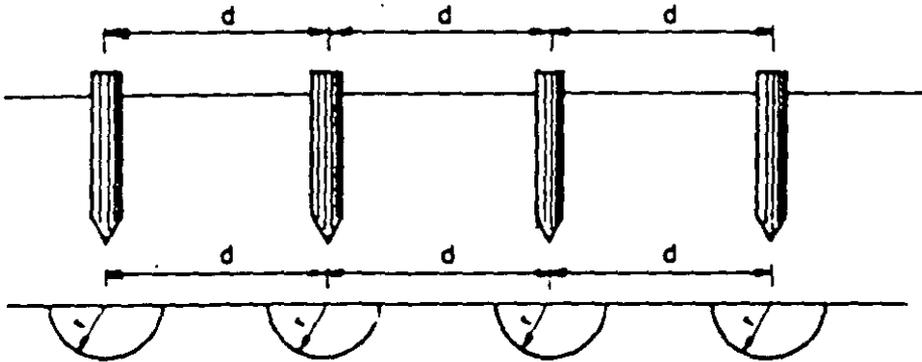


Fig. 14.- Cuatro electrodos en línea recta

$$R = \frac{\text{Resistencia de 4 electrodos en paralelo}}{\text{Resistencia de 1 electrodo}} = \frac{12 + 16 - 21\alpha^2}{48 - 40\alpha}$$

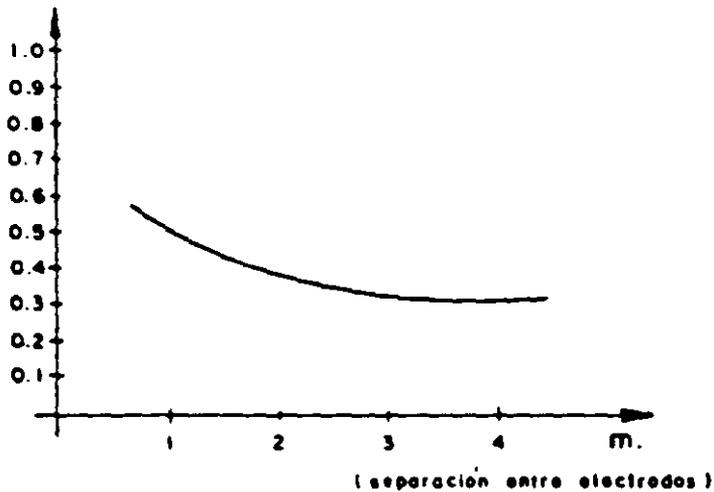
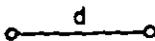
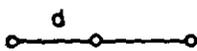
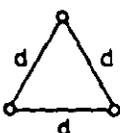
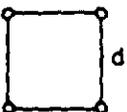
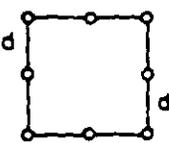
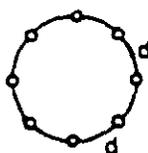
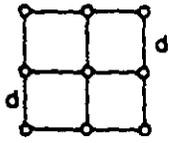
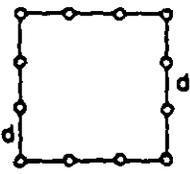


Fig. 15.- (Separación entre electrodos)

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 $s/2$.

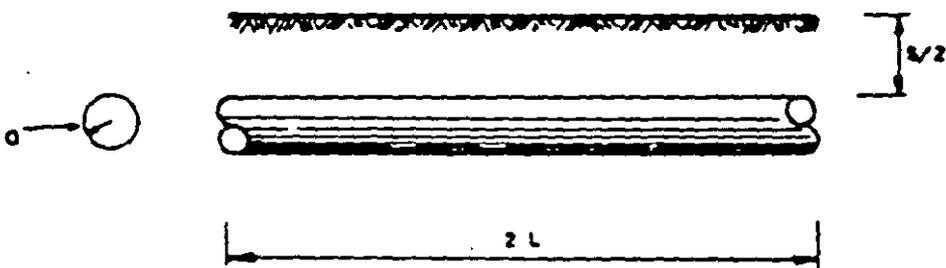


Fig. 16.- Cable sencillo enterrado Horizontalmente

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.

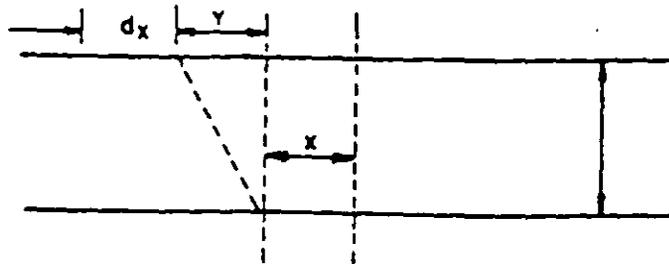


Fig. 17.- Cable enterrado horizontalmente

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:

$$V = 2q \left[L \frac{4 L}{a} - 1 \right]$$

Donde:

V = Potencial de Conductor

q = Carga

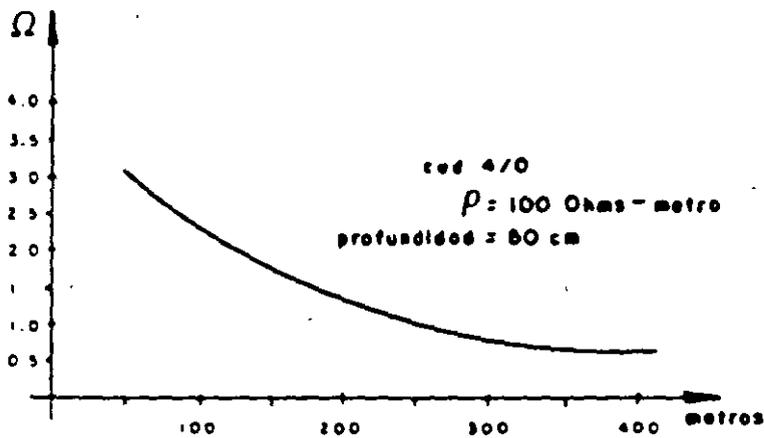
L = Longitud del Conductor

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.

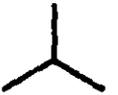
$$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left[\log_e \frac{2L}{a} + \log_e \frac{2L}{S} - 0.2373 + 0.2146 \frac{S}{L} + 0.1035 \frac{S^2}{L^2} - 0.0424 \frac{S^4}{L^4} \right]$$



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

$$R = \frac{\rho}{8\pi L} \left[\log_e \frac{2L}{a} + \log_e \frac{2L}{S} + 2.912 - 1.071 \frac{S}{L} + 0.645 \frac{S^2}{L^2} - 0.145 \frac{S^4}{L^4} \right]$$



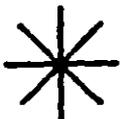
ESTRELLA CON SEIS L' DOS

$$R = \frac{\rho}{12\pi L} \left[\log_e \frac{2L}{a} + \log_e \frac{2L}{S} + 6.851 - 3.128 \frac{S}{L} + 1.758 \frac{S^2}{L^2} - 0.49 \frac{S^4}{L^4} \right]$$

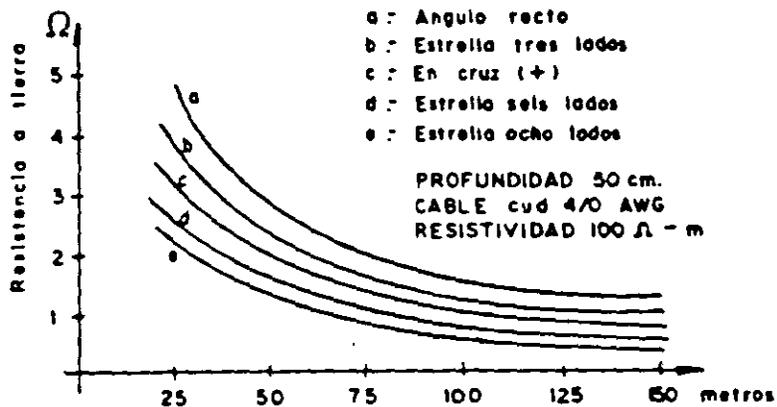


ESTRELLA CON OCHO LADOS

$$R = \frac{\rho}{16\pi L} \left[\log_e \frac{2L}{a} + \log_e \frac{2L}{S} + 10.98 - 5.51 \frac{S}{L} + 3.26 \frac{S^2}{L^2} - 1.17 \frac{S^4}{L^4} \right]$$



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 fierro forrada con una delgada capa de cobre de 0.25 mm, con una longitud aproximada de 3 m., el fierro 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 QUIMICOS

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, necesiándose 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 se

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:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} L_n \frac{4L}{d}$$

$$R = \frac{100}{2\pi \cdot 3} L_n \frac{4 \times 3}{5/8} = \frac{100}{6\pi} L_n \frac{12}{.0158}$$

$$R = 5.32 L, 759$$

$$R = 35 \text{ Ohms}$$

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:

$$\text{Longitud} = 100 \text{ m.} \quad L = 50 \text{ m.}$$

$$\text{Resistividad} = 100 \text{ Ohms-metro}$$

$$\text{Calibre } 4 / 0$$

$$\text{Radio} = 0.006 \text{ m} = a$$

$$\text{Profundidad} = 50 \text{ cm.} \quad S = 100 \text{ cm.}$$

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

$$\frac{\rho}{100} = \frac{10\ 000}{100} = 100 \quad . . \quad 0.8 \times 100 = 80 \text{ Ohms.}$$

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:

$$\rho = 4500 \text{ Ohms-metro}$$

$$R = 25 \text{ Ohms}$$

$$L = \text{Desconocida}$$

$$S = 50 \text{ cm. (profundidad)}$$

Conductor Cud 4/0 AWG

$$\text{Se encuentra la relación de resistividad } \frac{4500}{100} = 45$$

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.

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

$$\rho = \text{Roca} = 5\,700 \text{ Ohms} - \text{metro}$$

$$r = 1 \text{ Km} = 1000 \text{ m}$$

$$L = 11\,500 \text{ m}$$

$$R = \frac{5\,700}{4 * 1000} + \frac{5\,700}{11\,500}$$

$$R = 1.425 + 0.49 = 1.92 \text{ Ohms.}$$

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.

$$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left[\text{Ln} \frac{4 L}{a} + \text{Ln} \frac{4 L}{s} - 2 \right]$$

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

$$R = \frac{5700}{4\pi 830} \left[\text{Ln} \frac{4 * 830}{0.006} + \text{Ln} \frac{4 * 830}{1.0} - 2 \right]$$

$$R = 10.6 \text{ Ohms.}$$

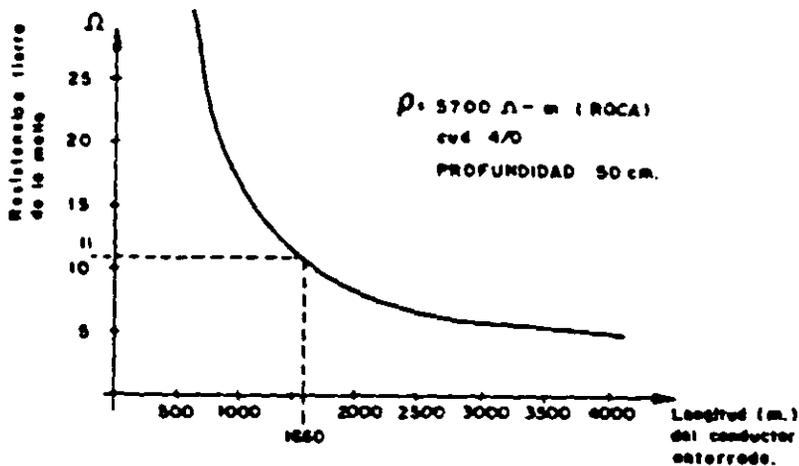
En los puntos de transición aéreo-subterráneo se colocaron a

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.

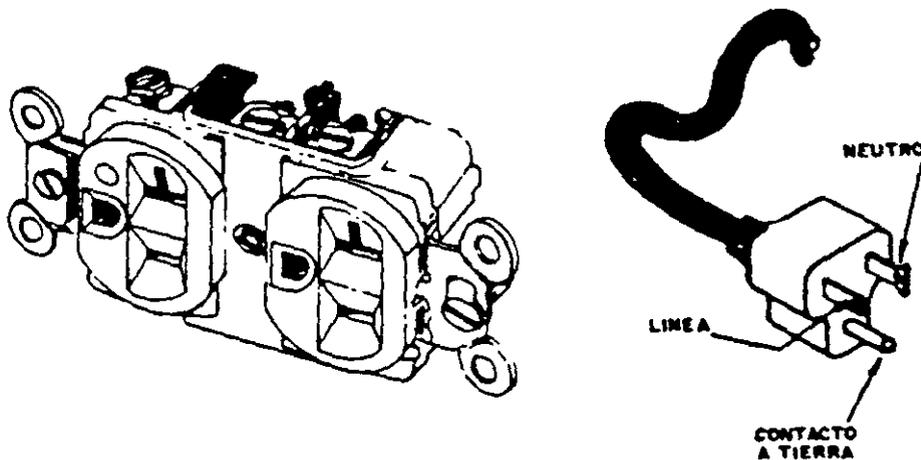


Fig. 20 Clavija y contactos polarizados.

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)

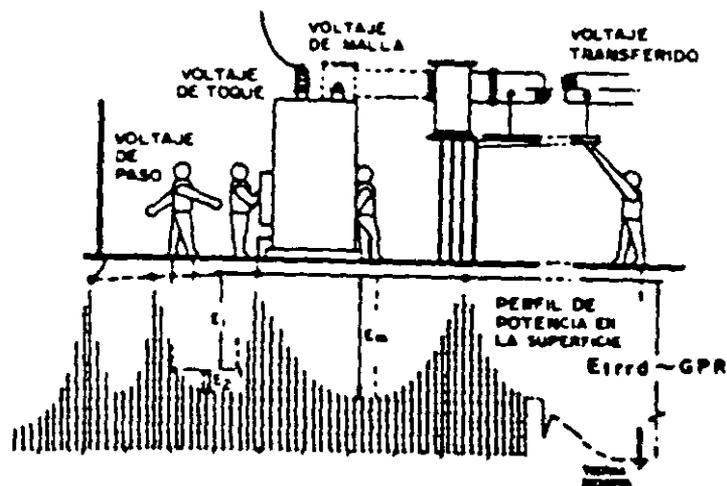


Fig.- 21 Situaciones de chock básicas.

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_r).

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:

$$I_0 = \frac{E (R_1 + jX_1)}{(R_1 + jX_1) (R_0 + R_2 + 3R_f + j(X_0 + X_2)) + (R_2 + jX_2) (R_0 + 3R_f + jX_0)}$$

En el caso de una falla de línea a tierra la corriente de secuencia cero es:

$$I_0 = \frac{E}{3R_f + (R_1 + R_2 + R_0) + j(X_1 + X_2 + X_0)}$$

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.

$$I_0 = \frac{E}{X_1 + X_2 + X_0}$$

donde:

I_0 = 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 (normalmente 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_0 = 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_0 = 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)

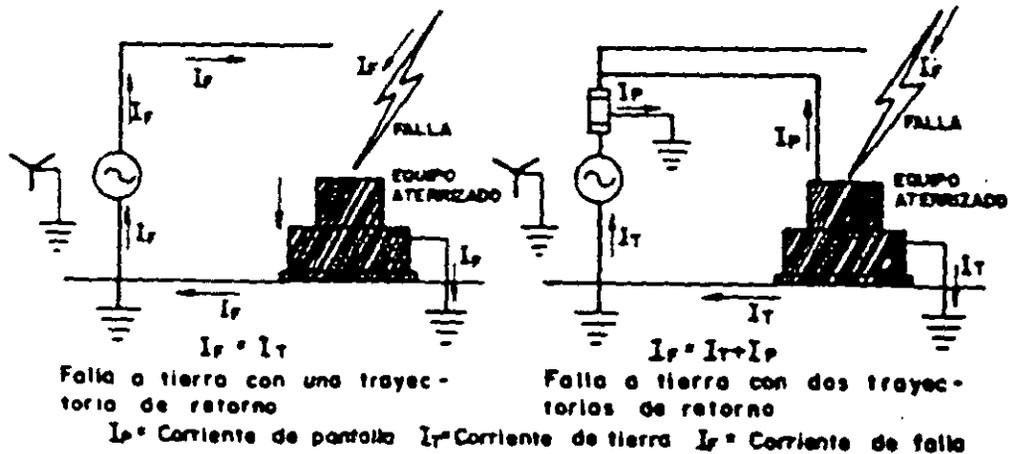


Fig.-22 Falla a tierra.

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.

$$R = \frac{e}{4\pi l} \left[L_r \frac{4l}{a} + L_r \frac{4l}{s} - 2 \right]$$

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.

$$I = A \sqrt{\left[\frac{\text{TCAP} \times 10^{-4}}{t_c \alpha_r \epsilon_r} \right] \ln \left[\frac{K_o + T_r}{K_o + T_m} \right]}$$

donde:

I = Corriente rms en K_A.

A = Sección del conductor en mm².

T_m = Máxima temperatura permisible en °C.

T_a = 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.

ε_r = La resistividad del conductor de tierra a una temperatura de referencia T_r en micro-ohms/cm²

t_c = Tiempo del flujo de corriente en seg.

TACP = Factor de capacidad térmica en Joules/cm³/°C

Si el calibre del conductor está en circular mils (CM)

$$I = 5.0671 \times 10^{-4} A \sqrt{\left[\frac{TACP}{t_c \cdot \theta_r} \right] L_m \left[\frac{K_o + T_o}{K_o + T_o} \right]}$$

Tabla de constantes del material

DESCRIPCION	CONDUCTIVIDAD DEL MATERIAL (%)	α_r FACTOR A 20°C	κ (1/°C) A 0°C	TEMPERATURA DE FUSION (°C)	P_r A 20°C ₃ (μΩ/cm ²)	TCAP VALOR EFECTIVO (J/cm ³ /°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:

$$A \text{ mm}^2 = I \sqrt{\frac{t_c \alpha_r \theta_r 10^4}{\text{TCAP}} \cdot L_r \left[1 + \left[\frac{T_r - T_o}{K_o + T_o} \right] \right]}$$

$$A \text{ cmils} = 1973.52 I \sqrt{\frac{t_c \alpha_r \theta_r 10^4}{\text{TCAP}} \cdot L_r \left[1 + \left[\frac{T_r - T_o}{K_o + T_o} \right] \right]}$$

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.

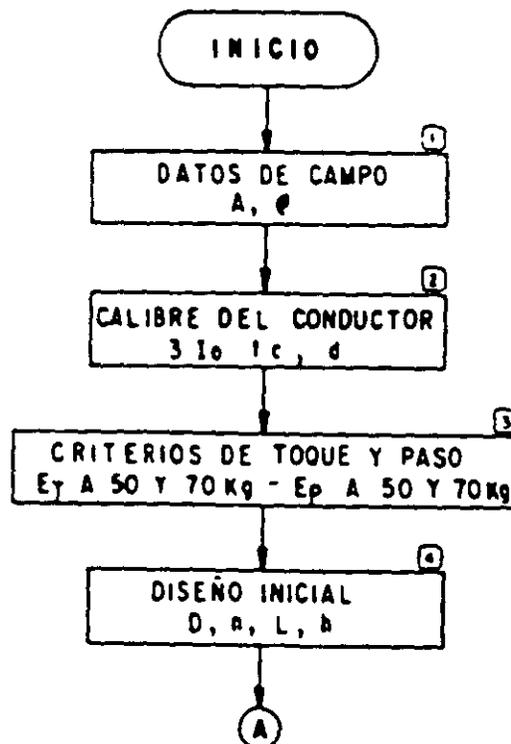
Entre los más comunes tenemos las exotérmicas, es decir a base de calor (cadweld) y los mecánicos que son a base de conectores.

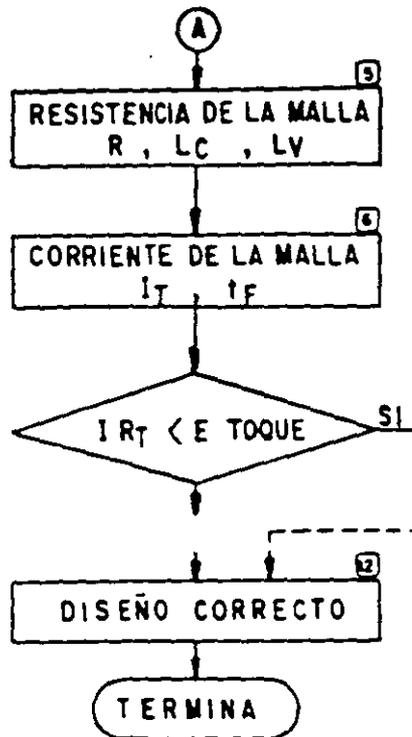
4.6. Calibre del Conductor.

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
- e Resistividad del suelo en Ohms - m
- 3I_s Corriente de falla simétrica a tierra en A
- t_d 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_0 Longitud del conductor enterrado en m.

L_1 Longitud de la varilla de tierra en m.

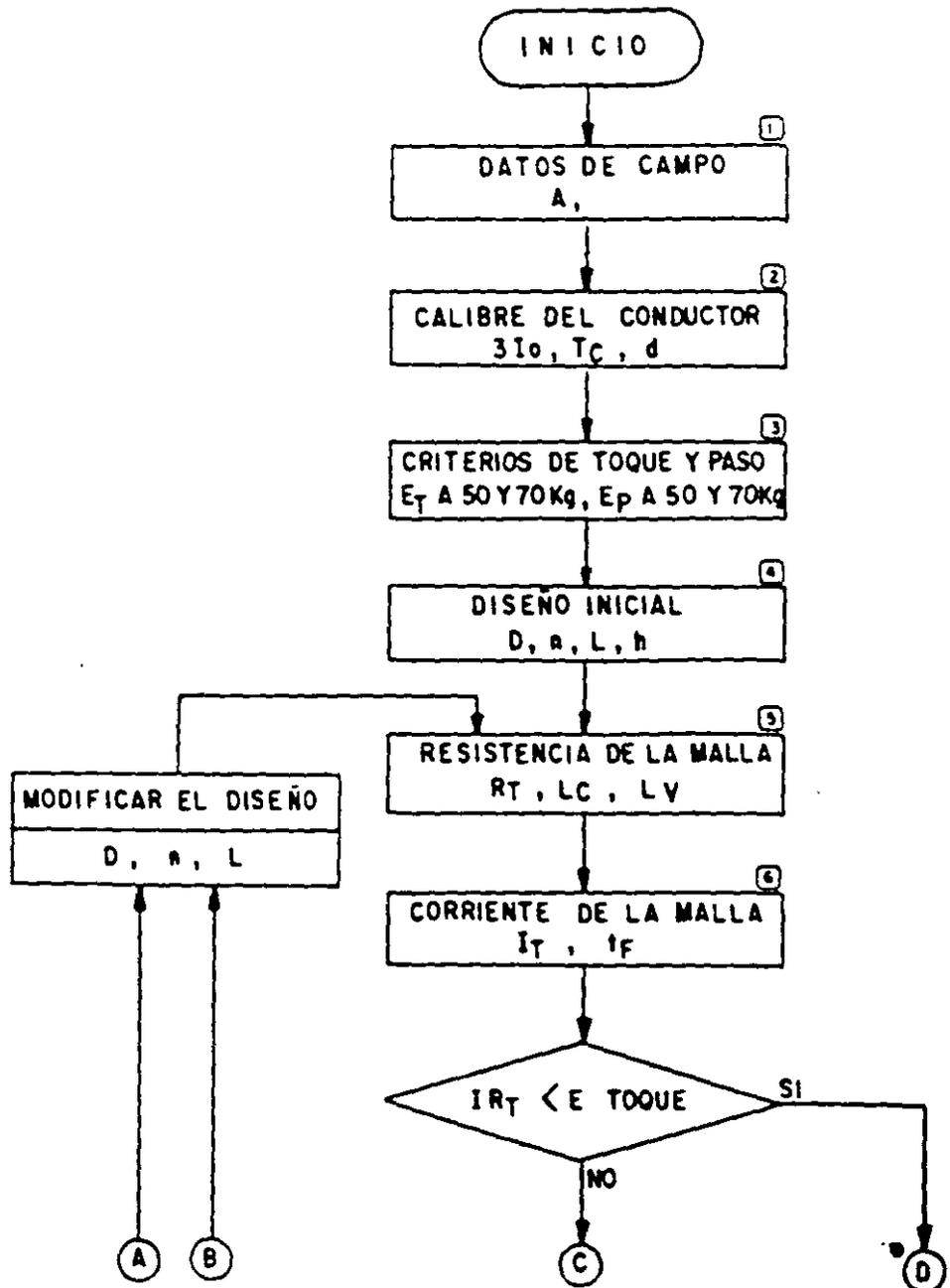
I_f Corriente máxima que fluye a tierra en A.

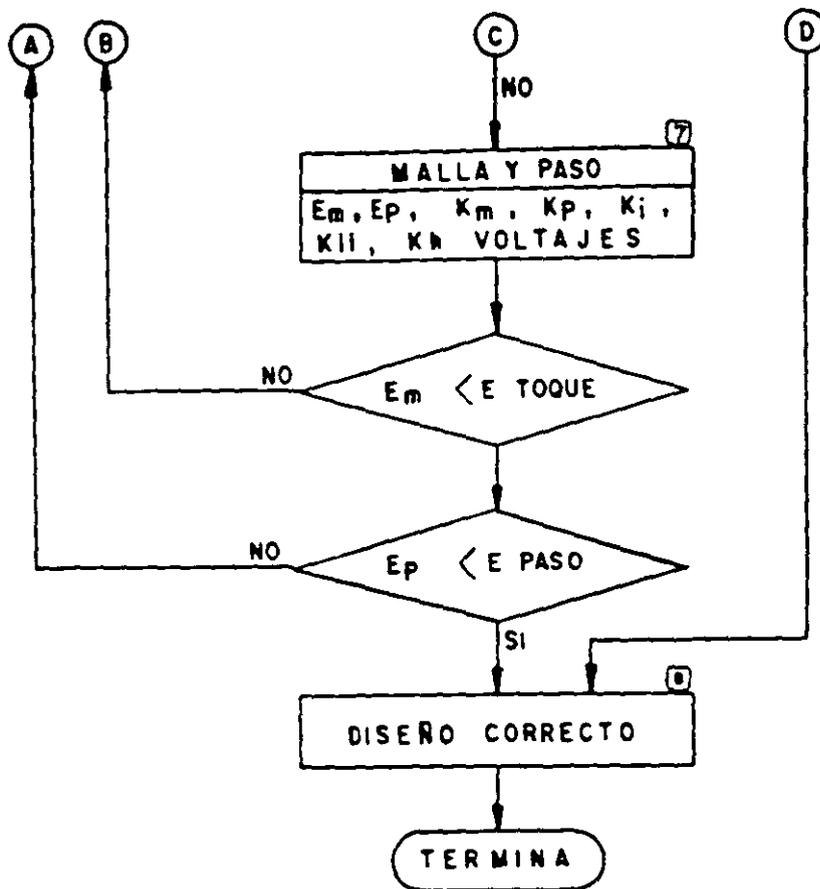
t_f Tiempo que dura la falla en seg.

No se termina el diagrama porque aquí vale la pena detenerse a estudiar este proceso. La pregunta es si $I R_t$ 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_o 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 espaciamiento para voltaje de la malla.
- K_p Factor de espaciamiento 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_m puede ser expresado en otros términos.

$$E_m = \frac{\rho I_r K_p K_1}{L_c + 1.15 L_r}$$

Si no se tienen varillas en el perímetro:

$$E_m = \frac{\rho I_r K_p K_1}{L_c + L_r}$$

También tenemos que:

$$E_m = \frac{\rho I_r K_p K_1}{L}$$

Para profundidades menores a 0.25m tenemos:

$$K_p = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} w \right]$$

$$w = \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} + \dots + \frac{1}{n-1}$$

Si n mayor o igual a 6

$$w \approx \frac{1}{2(n-1)} + L_p (n-1) - 0.423$$

4.9. Algunas consideraciones sobre el diseño del sistema de tierras.

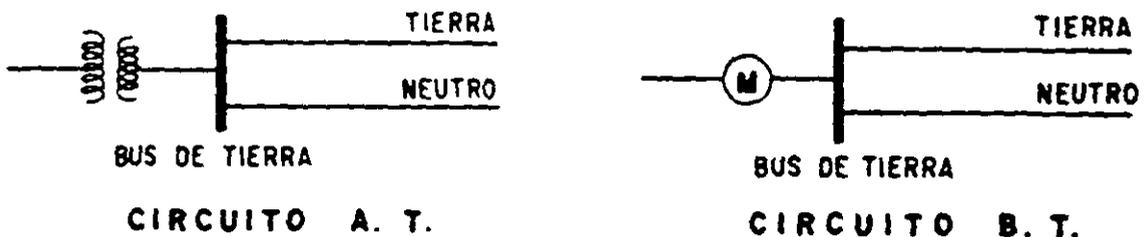
4.9.1. Baja tensión.

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 mm²) y que los conductores de puesta a tierra del equipo no sean de un calibre menor al No.2 AWG (33.6 mm²)."

"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 sustancias 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.

$2770 \cdot 1.5 = 4155$ 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.

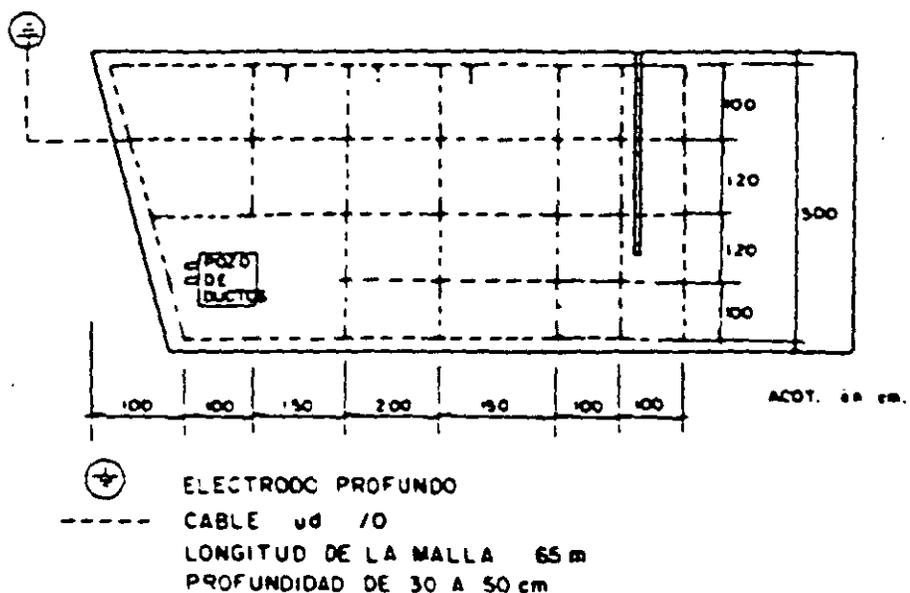


Fig. Ejemplo típico de una red de tierras para una subestación de mediana tensión.

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.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\text{Ln} \left(\frac{D^2}{16 hD} + \frac{(D+2h)^2}{8 Dd} + \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{11}}{K_o} \text{Ln} \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

$$K_{11} = \frac{1}{(2n)^{2.25}} \text{ (no hay electrodos)}$$

$$K_o = \sqrt{1 + \frac{h}{h_o}}$$

h_o = 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.

$$K_{11} = \frac{1}{10^{2.25}} = 0.4$$

$$K_b = \sqrt{1 + 0.5} = 1.22$$

$$\frac{K_{11}}{K_b} = 0.33$$

$$K_m = \frac{1}{6.28} \left[\text{Ln} \left[\frac{4}{16 * 0.5 * 0.013} + \frac{(2 + 1)^2}{8 * 2 * 0.013} + \frac{0.5}{4 * 0.013} \right] 0.32 \text{ Ln} \frac{8}{3.14 * (10 - 1)} \right]$$

$$K_m = 0.6146$$

$$K_1 = 0.65 + 0.172 m$$

$$K_1 = 1.51$$

$$E_{malla} = \frac{5289}{64.5} * 4.155 = 34071 \text{ volts}$$

$$E_{malla} = 23 \text{ kv (voltaje de la fuente).}$$

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_{segura}

$$V_{\text{toque}} = V_{\text{malla}} = 1234 \text{ volts}$$

$$R_p = \frac{V_{\text{malla}}}{I_{\text{cc}}} = \frac{1234}{4155} = 0.29 \text{ Ohms}$$

Si 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.

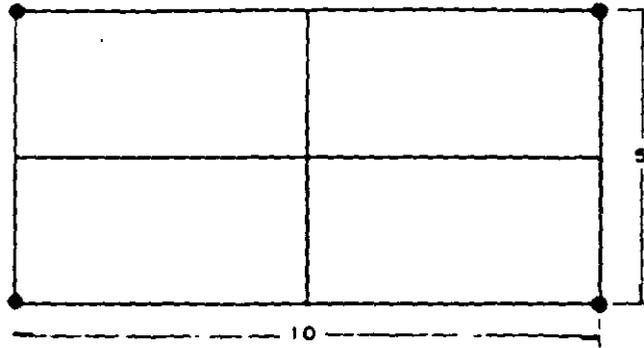
Solución.

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 (ρ).

$$\text{Potencial de toque a 50 kg} = \frac{116 + 0.17 \rho}{\sqrt{t}}$$

$$\text{Potencial de toque a 70 kg} = \frac{157 + 0.24 \rho}{\sqrt{t}}$$

$$\text{Potencial de paso a 50 kg} = \frac{116 + 0.7 \rho}{\sqrt{t}}$$

$$\text{Potencial de paso a 70 kg} = \frac{157 + \theta_a}{\sqrt{t}}$$

$$P_{T30kg} = \frac{116 + 0.17 (3000)}{\sqrt{0.5}} = \frac{626}{0.7} = 894 \text{ Volts}$$

$$P_{T70kg} = \frac{157 + 0.24 (3000)}{\sqrt{0.5}} = 1240 \text{ Volts}$$

$$P_{P30kg} = \frac{116 + 0.7 (3000)}{\sqrt{0.5}} = 3166 \text{ Volts}$$

$$P_{P70kg} = \frac{157 + 3000}{\sqrt{0.5}} = 4464 \text{ Volts}$$

Se calcula la resistencia a tierra de la red de tierras por la fórmula general:

$$R = \frac{\theta}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d}$$

$$\theta = 20 \text{ Ohms-m}$$

$$L = 45 \text{ (cable)} + 12 \text{ (varillas)} = 57 \text{ m.}$$

$$d = 0.013 \text{ m (cable 4/0)}$$

$$R = \frac{20}{2 * 3.14 * 57} \ln \frac{4 * 57}{0.013}$$

$$R = 0.05587 * 9.77 = 0.5459$$

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:

$$\begin{array}{l} \rho = 50 \text{ Ohms-m} \\ L = 57 \text{ m.} \\ I_{\text{to}} = 1500 \text{ Amperes} \\ d = 0.013 \text{ m (4/0)} \\ E_{\text{toque}} = 894 \text{ volts} \end{array}$$

Solución:

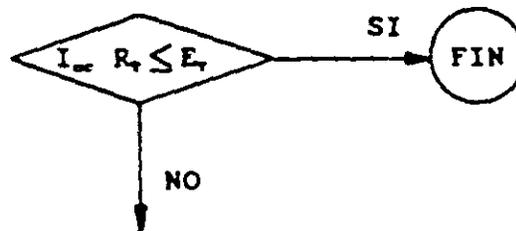
$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d}$$

$$R = \frac{50}{6.28 * 57} \ln \frac{4 * 57}{0.013}$$

$$R = 0.14 \ln 17538$$

$$R = 1.368 \text{ Ohms.}$$

Del diagrama



$$1500 * 1.368 \leq 894 \text{ V.}$$

$$2052 \leq 894$$

Como la respuesta es No, se efectúan los cálculos siguientes:

$$E_1 = \frac{1}{2} E_0 \left(1 + \frac{h}{h_0} \right)$$

$$E_2 = \frac{1}{2} E_0 \left(1 - \frac{h}{h_0} \right)$$

$$K_0 = \frac{1}{2\pi} \left[\text{Ln} \left[\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D - 2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{11}}{kh} \text{Ln} \frac{8}{(2n-1)} \right]$$

$K_{11} = 1$ (Con electrodos en las esquinas)

$$kh = \sqrt{1 + h/h_0}$$

$h = 0.5 \text{ m}$ (profundidad de la malla)

$$h_0 = 1 \text{ m}$$

$$kh = 1.22$$

$$D = 5$$

$$K_0 = \frac{1}{6.28} \left[\text{Ln} \left[\frac{25}{16 * 0.5 * 0.013} + \frac{(5 - 1)^2}{8 * 5 * 0.013} - \frac{0.5}{4 * 0.013} \right] + \text{Ln} \frac{8}{(2 * 3 - 1)} \right]$$

$$K_0 = 0.16 \quad \text{Ln} (240 + 69 - 9.6) + 0.55$$

$$K_0 = 0.824$$

$$K_1 = 0.656 + 0.172 n$$

$$K_1 = 0.656 + 0.172(3)$$

$$K_1 = 1.172$$

$$E_0 = 50 * 0.824 * 1.172 * 1500/57$$

$$E_0 = 1270 \text{ Volts}$$

$$K_p = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} w \right]$$

$$w = \frac{1}{2} = 0.5$$

$$K_p = \frac{1}{3.14} \left[1 + \frac{1}{5.5} + \frac{0.5}{5} \right] = 0.4$$

$$E_p = 50 * 0.4 * 1.172 * 1500/57$$

$$E_p = 617 \text{ Volts}$$

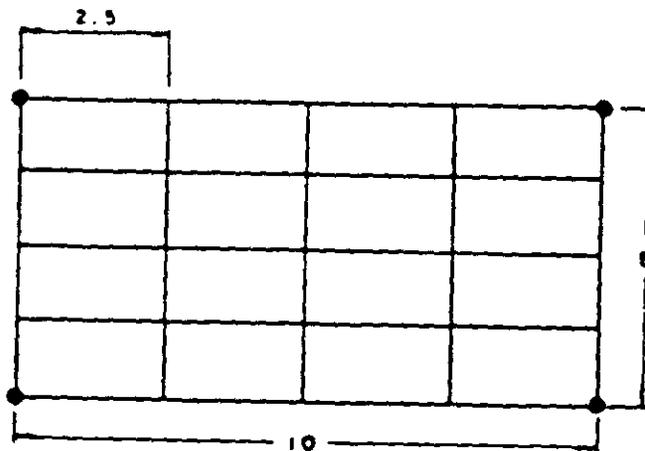
VOLTAJES MAXIMOS QUE SOPORTA EL CUERPO HUMANO (50 Kg)		VOLTAJES MAXIMOS QUE SE PRESENTAN EN UNA FALLA A TIERRA
E_p	3224	617
E_r	894	1270

(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

$$I_{er} = 1500 * 0.9277$$

$$= 1392 \text{ Volts}$$

$$1392 \quad 894$$

Como la respuesta es no, se efectuan los cálculos siguientes:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left[\frac{D'}{16hD} + \frac{(D + 2h)'}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{11}}{Kh} \right]$$

$$\ln \frac{8}{\pi(2n - 1)}$$

$$K_{11} = 1$$

$$K_h = 1.22$$

$$D = 2.5$$

$$K_s = \frac{1}{6.28} \left[\text{Ln} \left[\frac{2.5^2}{16 * 0.5 * 0.013} + \frac{(2.5 + 1)^2}{8 * 2.5 * 0.013} - \frac{0.5}{4 * 0.013} \right] + \frac{1}{1.22} \text{Ln} \frac{8}{\pi(2 * 5 - 1)} \right]$$

$$K_s = 0.16 \left[\text{Ln} (60 + 47 - 9.6) + 0.82 \text{Ln} 0.28 \right]$$

$$K_s = 0.16 [4.578 - 1] = 0.57$$

$$K_1 = 0.656 + 0.172(5) = 1.51$$

$$E_s = 50 * 0.57 * 1.51 * 1500/87$$

$$E_s = 742 \text{ Volts}$$

$$K_p = \frac{1}{3.14} \left[1 + \frac{1}{3} + \frac{1}{2.5} * 1 \right]$$

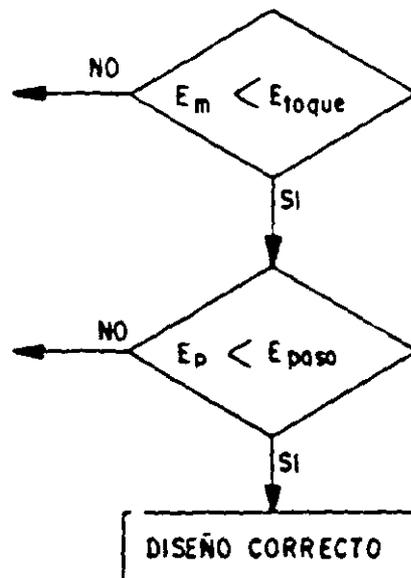
$$W = \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} = 0.5 + 0.33 + 0.25 = 1.08$$

$$K_p = \frac{1}{3.14} \left[1 + 0.33 + 0.4 \right] = 0.55$$

$$E_p = 50 * 0.55 * 1.172 * 1500 / 87$$

$$E_p = 555 \text{ Volts}$$

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.

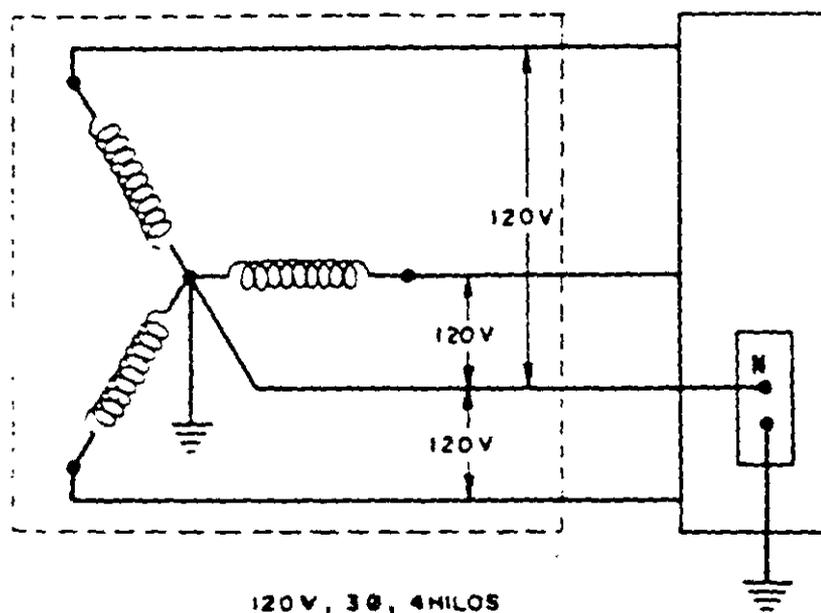


Fig. 5.1.- Cuando un sistema es en estrella de 3 fases, 4 hilos, el neutro es puesto a tierra, como se muestra.

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.

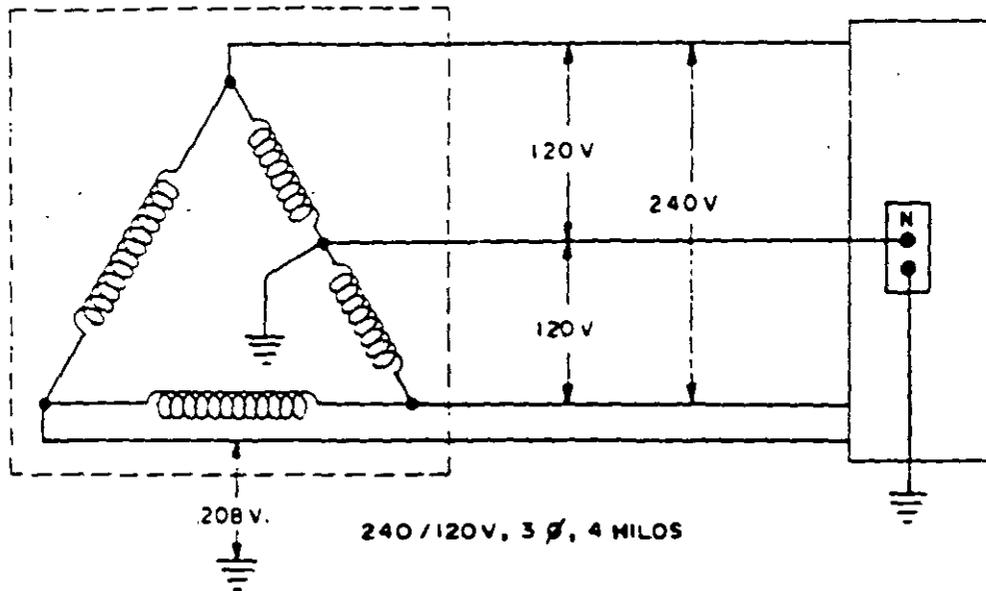


Fig. 5.2.- En un sistema conectado en delta donde el punto medio de una fase se conecta a tierra, como se muestra en la figura.

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

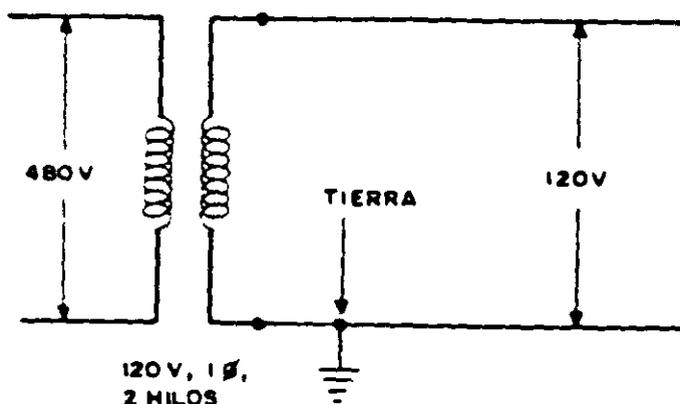


Fig. 5.3.- Puesta a tierra de un sistema monofásico.

2) Sistemas monofásicos de tres hilos: el conductor neutro.

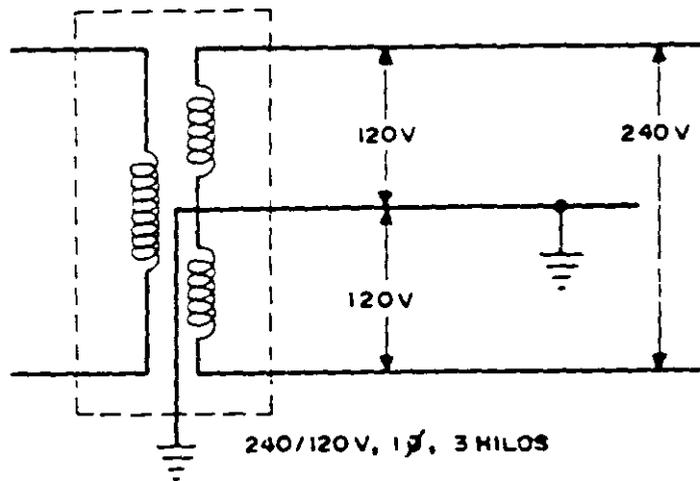


Fig. 5.4 Sistema monofásico de tres hilos.

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 móvil. 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).

¶ 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.

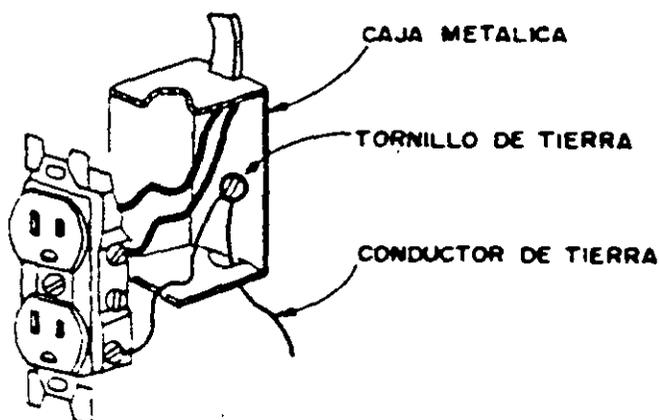


Fig. 250-18

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.

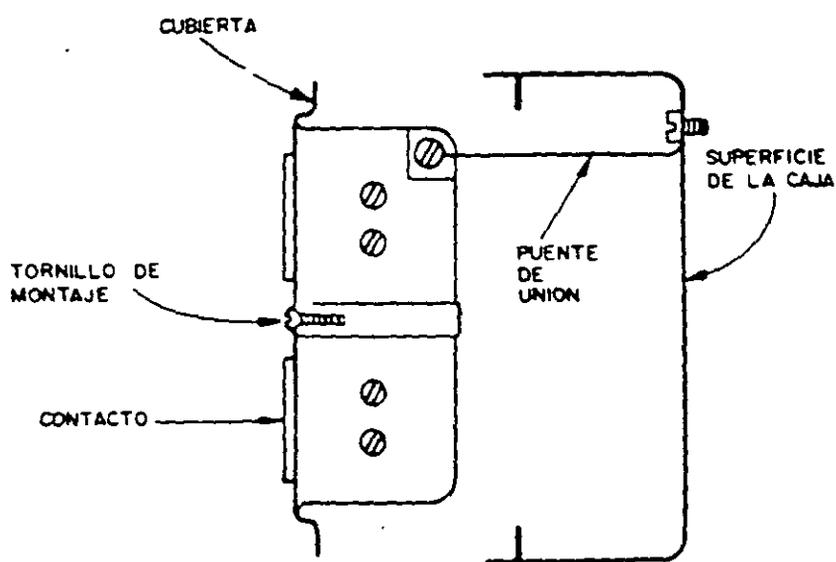


Fig. 250-28A

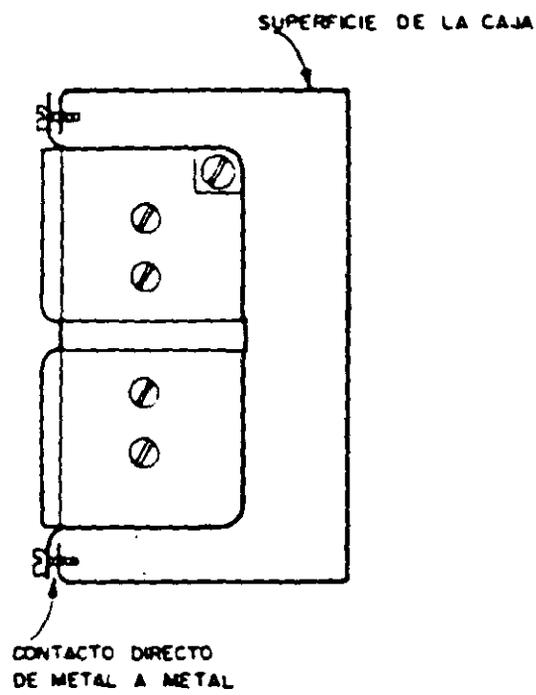


Fig. 250-28B

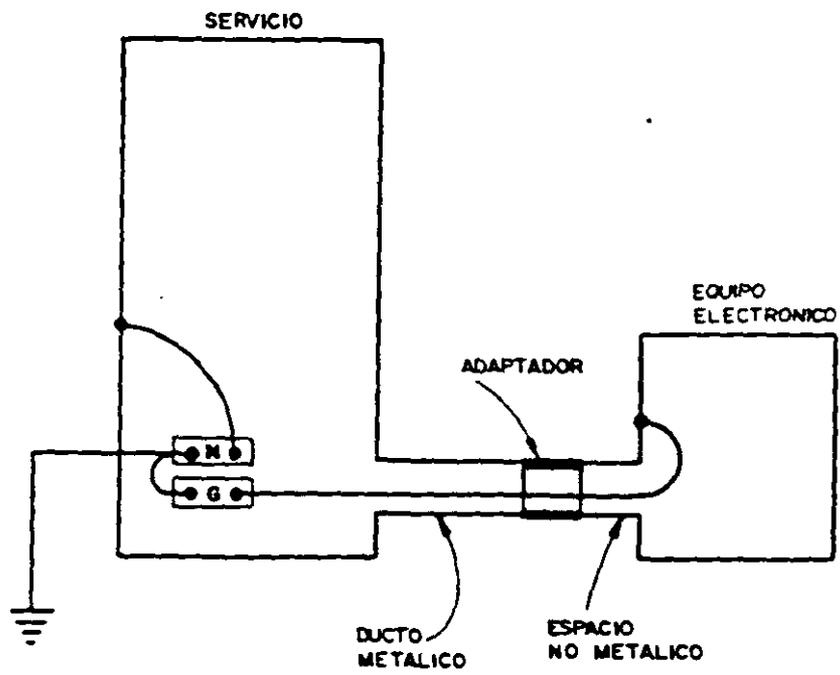


Fig. 250-30(a)

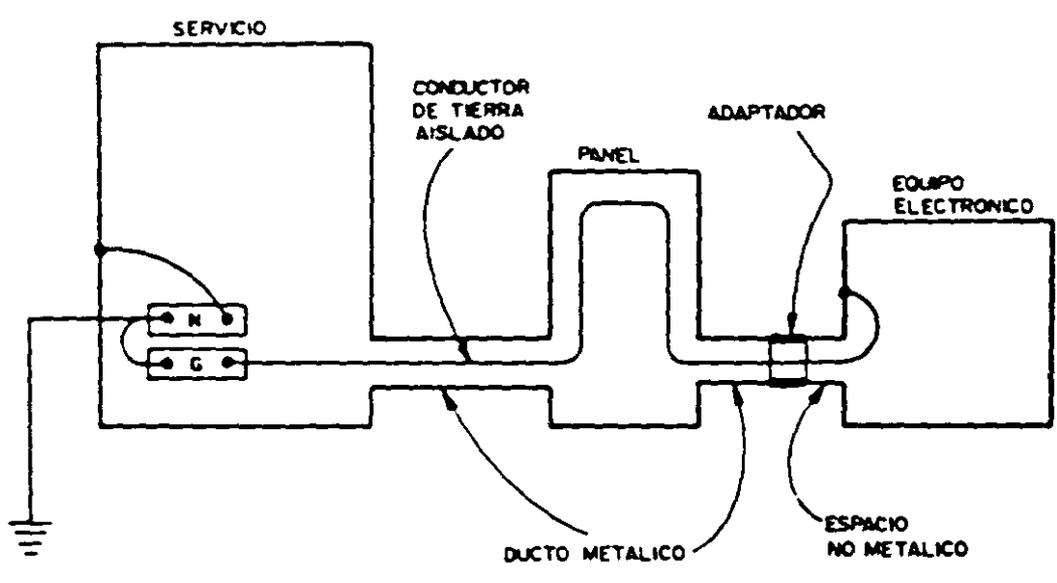


Fig. 250-30(b)

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 más 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, (

punto de unión del equipo deberá cumplir con los requisitos de la Sección 254-114 y 310-12 (b).

250-80 Puenteado 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 puenteado 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 2403-2 (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 tramo 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 1/14 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 (

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 si 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: Véanse 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 :

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 primario

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

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 aterrizararse 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, conectores 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 mm^2 (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 aíslen 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 cubiertas 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 otros electrodos 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. Electrodos 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 corroa 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 éste, 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 mm^2 (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 masticque 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 mm² (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/cm² 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 éste 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 mm² (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 mm² (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 espaciamiento 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.

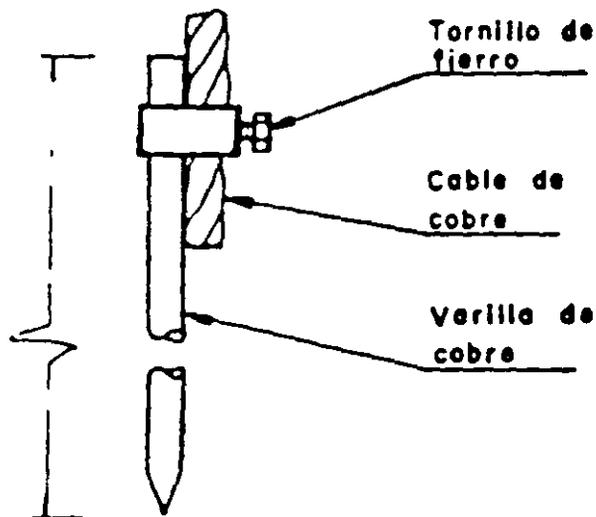


Fig. 6.1.- Efecto galvánico entre la unión del hierro con el cobre, donde el hierro se va a corroer.

Los metales tienen un potencial propio el cual se da en la tabla siguiente:

MATERIAL	POTENCIAL	FUNCION
Potasio	- 2.922	ANODICOS
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 término cátodo es usado para describir la parte del metal en que la corriente deja la solución y entra al metal, ver figura 6.2.

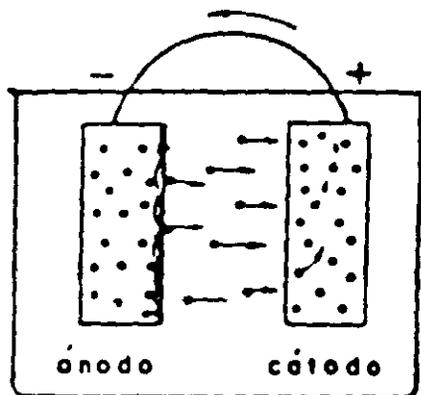


Fig. 6.2.- Flujo de corriente entre un ánodo y un cátodo en un electrolito.

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.

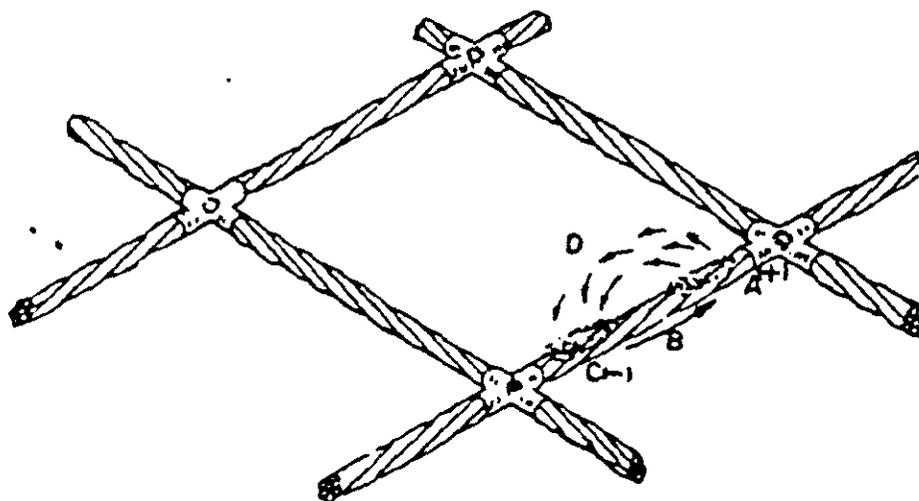


fig 6.3.- Flujo de corriente directa en una malla que presenta corrosión.

C.- Area 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.

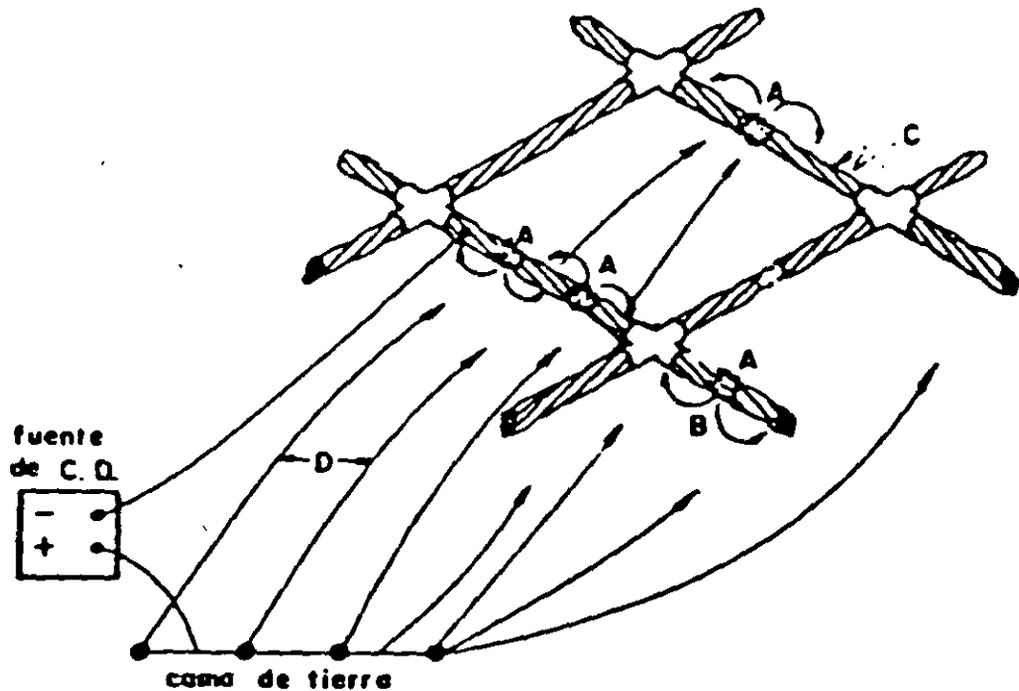


Fig. 6.4.- Uso de corriente directa para detener la corrosión.

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

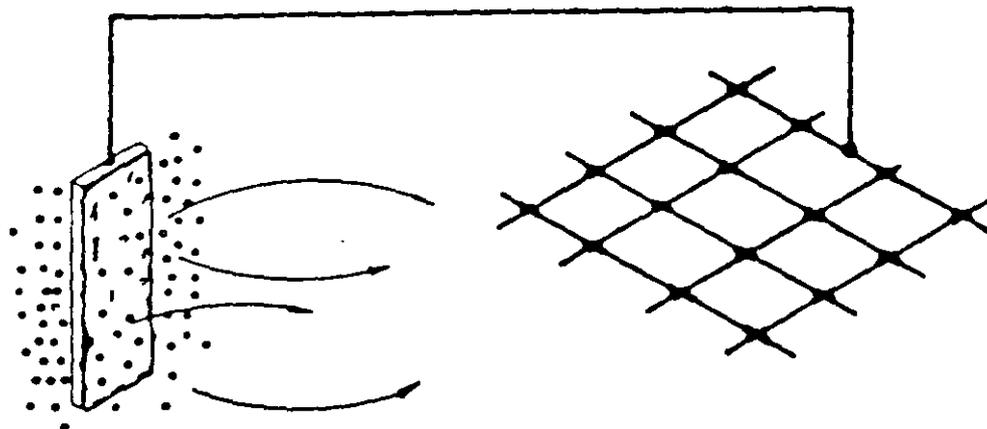


Fig.6.5. Principio de la protección catódica usando ánodos de sacrificio.

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.

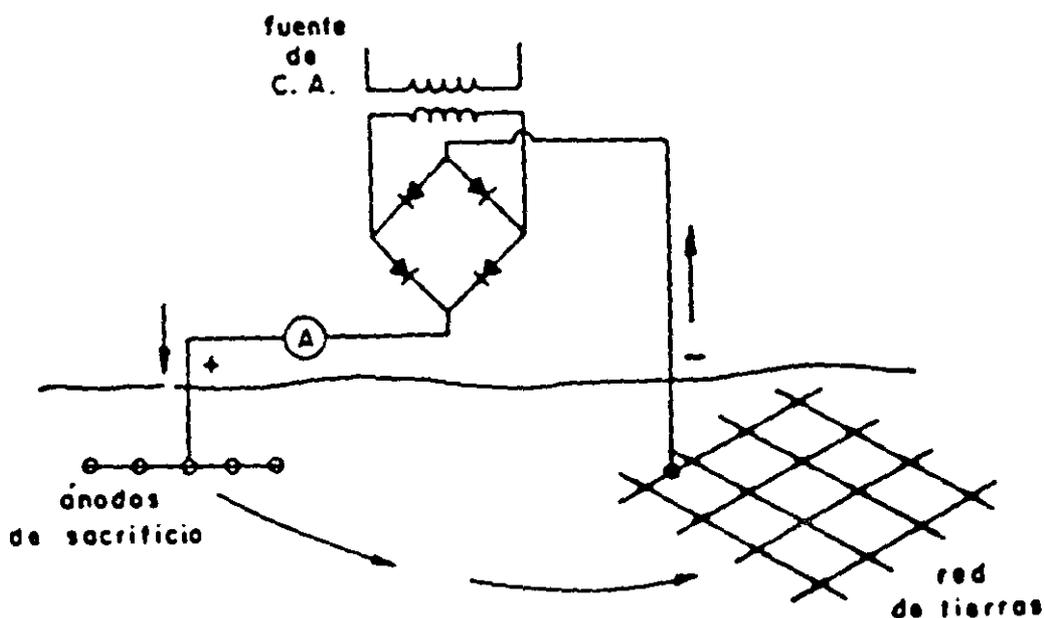


Fig.6.6.- Circuito básico de una protección catódica con energía externa rectificada.

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

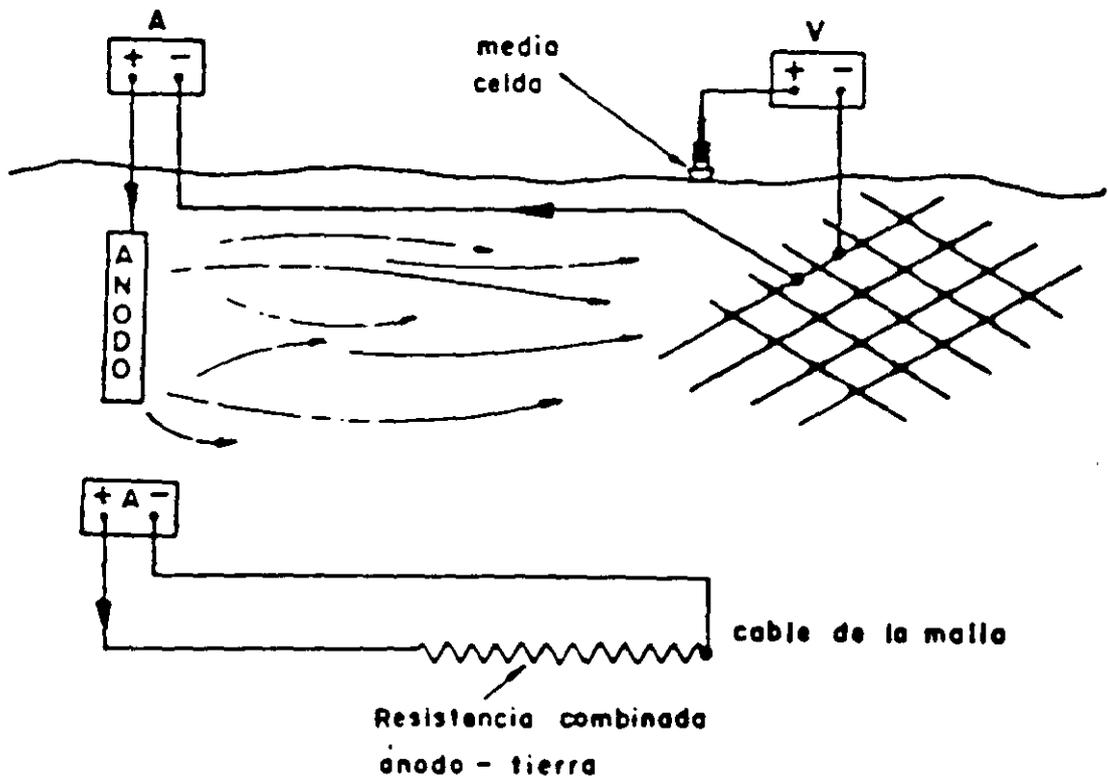


Fig. 6.7.- Protección catódica que muestra un voltímetro que mide el potencial respecto a tierra cuando se energiza la fuente de Corriente Directa y su diagrama eléctrico.

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.

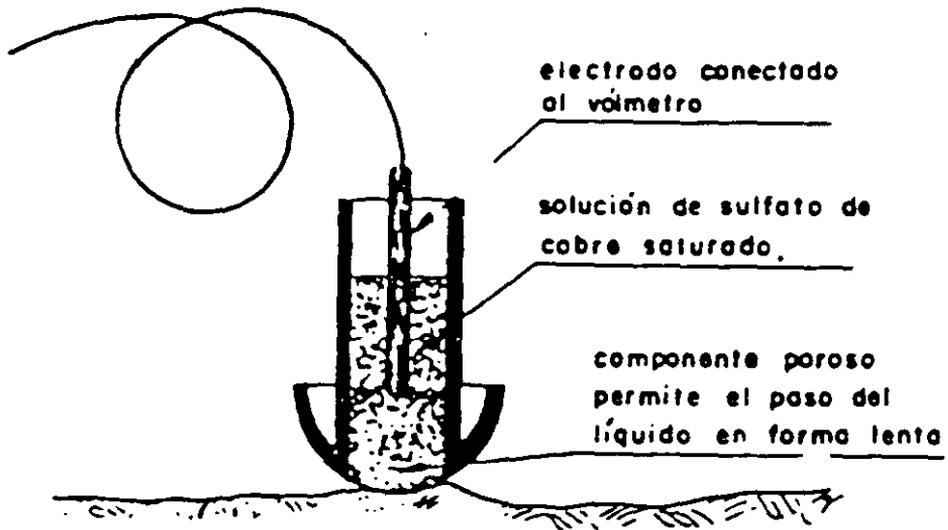


fig.6.8. Media celda de sulfato de cobre saturado (SO, Cu/Cu)

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 Ohms-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

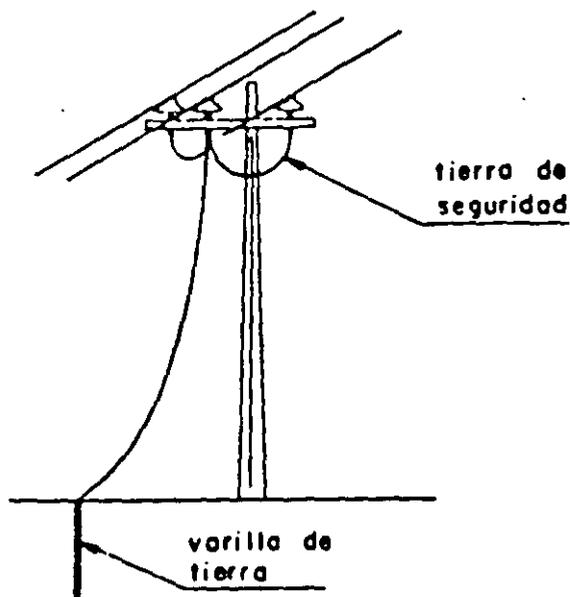


Fig. 6.9 Forma de puesta a tierra.

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 eléctrico magnético y se estirará subitamente pudiendo golpear al trabajador. Algunas formas inconvenientes se muestran en la fig. 6.10.

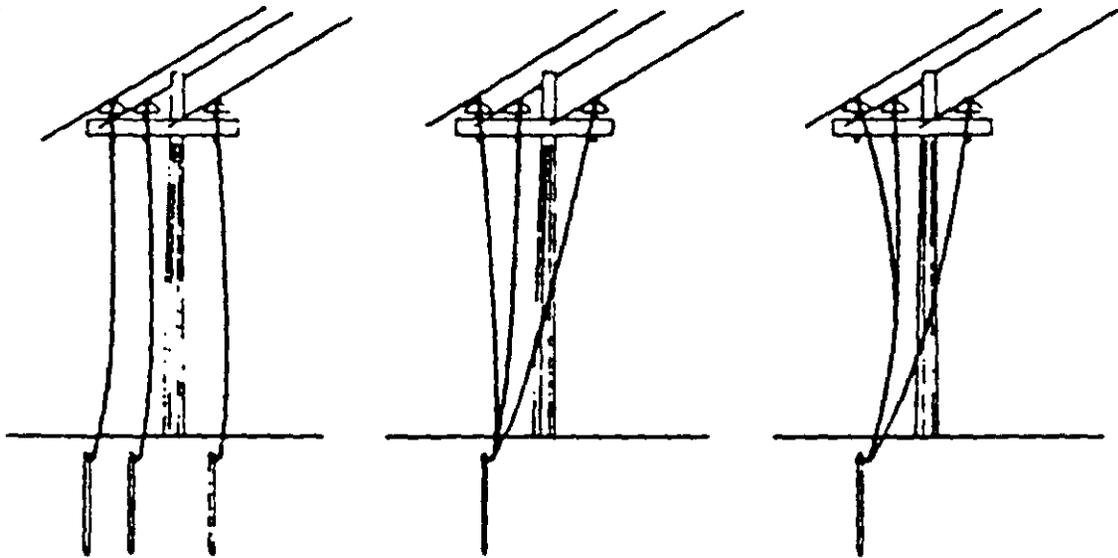


Fig. 6.10. Formas incorrectas de conexión a tierra.

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 o 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 longitudes 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 (CP126), 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