

...: Mecánica e Industrial.

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS

CA-235 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

TEMA

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

**EXPOSITOR: ING. RICARDO ESPINOSA PATIÑO
DEL 5 AL 15 DE SEPTIEMBRE DEL 2005
PALACIO DE MINERÍA**



DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

FACULTAD DE INGENIERIA

U.N.A.M.



**SISTEMAS DE DISTRIBUCION
ELECTRICA CA-235**

**INTRODUCCION A LOS SISTEMAS
DE DISTRIBUCION**

**ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA Y PATIÑO
SEPTIEMBRE 2005**

LEY FEDERAL SOBRE METROLOGIA Y NORMALIZACION (PUBLICADA EN EL D. O. F. EL 1o. DE JULIO DE 1992)

■ **Ultima reforma : 20 de mayo de 1997 - Entrada en vigor: 1º de agosto de 1997 (1er. transitorio).**

- Objeto :
- En materia de Normalización, Certificación, Acreditamiento y Verificación:
 - Fomentar la transparencia y eficiencia en la elaboración y observancia de Normas Oficiales Mexicanas y Normas Mexicanas.
 - Instituir la Comisión Nacional de Normalización
 - Coordinar las actividades de Normalización, Certificación, Verificación y Laboratorios de Prueba de las Dependencias.
 - Establecer el Sistema General de Unidades de Medida.

COMISION NACIONAL DE NORMALIZACION

- - La Comisión Nacional de Normalización : Es el Organo cúpula en materia de Normalización en nuestro País.
- - Propósito : Coadyuvar en la política de normalización y coordinar las actividades que en esta materia desarrollan las Dependencias y Entidades de la Administración Pública Federal.
- - Está integrada por :
 - Los Subsecretarios de todas las Secretarías.
 - Organismos Nacionales de Normalización
 - Representantes de la ANUIE's, Cámaras y Asociaciones de Industriales y Comerciales del País.
 - Titulares de CONACYT, PROFECO, Institutos de Investigación y el Centro Nacional de Metrología.
- - Tiene las siguientes funciones, entre otras :
 - Aprobar anualmente el Programa Nacional de Normalización.
 - Resolver discrepancias que puedan presentarse en los trabajos de los CCNN.
 - Dictar Lineamientos para la organización de los CCNN y de los Comités de Evaluación.

COMITÉS CONSULTIVOS NACIONALES DE NORMALIZACIÓN (CCNN)

- Son órganos dedicados a la elaboración de Normas Oficiales Mexicanas y para la promoción de su cumplimiento. Están integrados por todos los sectores interesados de la sociedad.

- **NORMA OFICIAL MEXICANA–NOM:** Regulación técnica de observancia obligatoria expedida por las Dependencias competentes (CCNN).
-
- - Establece reglas, especificaciones, directrices o características aplicables a productos, procesos, instalaciones o servicios cuando estos puedan constituir un riesgo para :
 - La seguridad de las personas
 - La salud humana, animal o vegetal
 - El medio ambiente general y laboral
 - La preservación de recurso naturales
 - Las condiciones de salud, seguridad e higiene que deben observarse en los centros de trabajo y otros centros públicos de reunión.

-Se publican íntegramente en el D.O.F. – Se deben renovar cada 5 años.

Corresponde a las Dependencias elaborar los anteproyectos de NOM's y someterlos a los CCNN.

* Los CCNN, con base en los anteproyectos mencionados, elaborarán a su vez los proyectos de las NOM's .

- Se publicarán íntegramente en el DOF a efecto de que dentro de los siguientes – 60 días naturales los interesados presenten sus comentarios al CCNN correspondiente.

➤ Al término del plazo anterior el CCNN correspondiente estudiará los comentarios recibidos y en su caso, procederá a modificar el proyecto en un plazo que no excederá los 45 días naturales .

➤ Las respuestas a los comentarios recibidos y las modificaciones al proyecto, deben publicarse en el DOF, cuando menos 15 días naturales antes de la publicación de la NOM.

➤ Una vez aprobadas por el CCNN respectivo, las NOM's serán expedidas por la Dependencia competente y publicadas en el DOF.

➤ Las NOM,s deben ser revisadas o actualizadas cada 5 años.

* Los resultados de dicha revisión o actualización, deben notificarse al Secretario Técnico de la CNN. De no hacerlo, éste ordenará su cancelación.

ORGANISMOS NACIONALES DE NORMALIZACION

- Son personas morales que tienen por objeto elaborar Normas Mexicanas a través de Comités que deben estar integrados por todos los sectores interesados de la sociedad.

- **NORMA MEXICANA–NMX**– La que elabore un Organismo Nacional de Normalización, o la Secretaría. Sirve como marco de referencia para fijar la calidad de productos, procesos, instalaciones o servicios, así como para la protección y orientación de los consumidores.
- - Las Normas Mexicanas son de aplicación voluntaria. Las Dependencias pueden requerir, en una NOM, su observancia para fines determinados.
- Estas Normas en ningún caso podrán tener especificaciones inferiores a las establecidas en las NOM's.
- Su campo puede ser Nacional, Regional o Local.
-
- - Para su elaboración debe observarse lo siguiente :
 - * Deben incluirse en el Programa Nacional de Normalización.
 - * Tomar como base las Normas Internacionales, salvo que éstas sean ineficaces o inadecuadas.

➤ Estar basadas en el consenso de los sectores interesados que participen en el Comité.

➤ Someterse a consulta pública por un período de cuando menos 60 días naturales antes de su expedición, mediante aviso publicado en el DOF.

~~Las NMX deben ser revisadas o actualizadas cada 5 años.~~

➤ Los resultados de dicha revisión o actualización, deben notificarse al Secretariado Técnico de la CNN. De no hacerlo, éste ordenará su cancelación.

-

OBSERVANCIA DE LAS NORMAS



┌ Todos los Productos, Procesos, Métodos, Instalaciones o Servicios, deberán cumplir con las Normas Oficiales Mexicanas.

- Cuando un producto o servicio deba cumplir una determinada NOM, sus similares a importarse deben cumplir las especificaciones establecidas en dicha Norma.

- Cuando no exista NOM, las Dependencias competentes podrán requerir que los Productos o Servicios a importarse satisfagan especificaciones Internacionales, las del País de origen o las del Fabricante.

* Unidades de verificación

Acreditación: El acto por el cual una Entidad de Acreditación reconoce la competencia técnica y confiabilidad de los organismos anteriores, para la evaluación de la conformidad:

□ **Evaluación de la conformidad:** La determinación del grado de cumplimiento con las normas oficiales mexicanas o la conformidad con las normas mexicanas, las normas internacionales u otras especificaciones.

Certificación: Procedimiento por el cual se asegura que un producto, proceso, sistema o servicio, se ajusta a las Normas o lineamientos o recomendaciones de organismos dedicados a la normalización nacionales o internacionales.

Laboratorios de Pruebas

- La LFM y N, instituye el Sistema Nacional de Acreditamiento de Laboratorios de pruebas con los objetivos siguientes :

* Contar con una red de laboratorios acreditados,

* Con equipo suficiente, y

* Con personal técnico calificado.

- El resultado de las pruebas que realicen los Laboratorios Acreditados, tendrá validez ante las Dependencias y Entidades de la Administración Pública Federal, siempre que el Laboratorio haya sido aprobado por la Dependencia competente.

Laboratorios de Calibración

La verificación comprende la constatación de la exactitud de los instrumentos de medición, dentro de las tolerancias y demás requisitos establecidos en las NOM's

- El Sistema Nacional de Calibración (SNC), se instituye con el objeto de procurar la uniformidad y confiabilidad de las mediciones que se realizan en el País. Este Sistema se integra con la participación de :

* La Secretaría.

* El Centro Nacional de Metrología.

* Las Entidades de Acreditación que correspondan.

Unidades de Verificación

- Persona física o moral que realiza actos relacionados con la evaluación de la conformidad, mediante la constatación ocular o comprobación por muestreo, medición, pruebas de laboratorio, o examen de documentos.

- Las Unidades de Verificación podrán, a petición de parte interesada, verificar el cumplimiento de NOM's, solamente en aquellos campos o actividades para las que hubieren sido aprobadas por las Dependencias.

- Los dictámenes emitidos por las Unidades de Verificación serán reconocidos por las Dependencias competentes y por los Organismos de Certificación.

- Las Dependencias podrán solicitar el auxilio de las Unidades de Verificación para la evaluación de la conformidad con respecto de NOM's.

-Las Unidades de Verificación deben :

* Ajustarse a las reglas, procedimientos y métodos que se establezcan en las NOM's, las NMX y, en su defecto, las internacionales.

* ~~Prestar sus servicios~~ en condiciones no discriminatorias y observar las demás disposiciones en materia de competencia económica.

* Evitar la existencia de conflictos de interés que puedan afectar sus actuaciones y excusarse de actuar cuando existan tales conflictos.

* Resolver las reclamaciones que presenten las partes afectadas por sus actividades , y responder sobre su actuación.

- Las Dependencias competentes podrán en cualquier tiempo realizar visitas de Verificación a las Unidades de Verificación, así como a aquellas a las que presten sus servicios.

- La Secretaría mantendrá a disposición de cualquier interesado el listado de las Unidades de Verificación autorizadas.

* Dicho listado indicará, en su caso, las suspensiones y revocaciones y será publicado en el DOF periódicamente.

LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

(Publicada en el D.O.F. del 23 de diciembre de 1992)

ARTICULO 28.- “ Corresponde al solicitante del servicio realizar a su costa y bajo su responsabilidad, las obras e instalaciones destinadas al uso de energía eléctrica, mismas que deberán satisfacer los requisitos técnicos y de seguridad que fijen las Normas Oficiales Mexicanas ”.

Cuando se trate de instalaciones eléctricas para servicios en A.T. y de suministros en lugares de concentración pública , se requerirá que una Unidad de Verificación certifique que la instalación en cuestión cumple con las Normas Oficiales Mexicanas aplicables a dichas instalaciones .

La C.F.E. solo suministrará energía eléctrica previa la comprobación de que las instalaciones han sido certificadas .

ARTICULO 29 .- Los productos, dispositivos, equipos, maquinaria, instrumentos o sistemas que utilicen para su funcionamiento y operación la energía eléctrica, quedan sujetos al cumplimiento de las Normas Oficiales Mexicanas.

REGLAMENTO DE LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

(Publicado en el D.O.F. del 31 de Mayo de 1993)

ARTICULO 13 .- Las obras eléctricas necesarias para la prestación del servicio público se sujetarán a las Normas Oficiales Mexicanas y, en su caso, a las especificaciones del suministrador, aprobadas por la Secretaría.

ARTICULO 14.- Cuando un proyecto de obras se realice por personal ajeno al suministrador aquel deberá cumplir con los requisitos que establezcan las Normas Oficiales Mexicanas. El suministrador podrá convenir con el proyectista que su personal participe en la elaboración de los diversos aspectos del proyecto.

ARTICULO 18 .- El suministrador deberá ofrecer y mantener el servicio en forma de c.a., en una, dos ó tres fases; en tensiones: Alta, Media o Baja, observando que la frecuencia sea de 60 Hertz, con una tolerancia de ± 0.8 %, y

Que las tolerancias en las tensiones Alta, Media o Baja, no excedan de ± 10 % y tiendan a reducirse progresivamente.

ARTICULO 25.- El usuario podrá solicitar más de un suministro en el inmueble y el suministrador estará obligado a atenderlo cuando se cumplan los requisitos y condiciones fijados en este Reglamento.

ARTICULO 56 .- Señala que en instalaciones eléctricas para : Servicios en A.T. y suministros en lugares de concentración pública, una UVIE debe certificar que la instalación en cuestión como el proyecto respectivo, cumplan con las NOM's aplicables.

ARTICULO 57 .- Faculta a las UVIE's para fijarle plazo al usuario, para la corrección de los defectos que en su caso se observen en las instalaciones eléctricas verificadas, de acuerdo a la complejidad de los trabajos.

ARTICULO 58 .- Fija la obligación del Suministrador para que pueda proporcionar el Servicio Eléctrico, solamente cuando haya comprobado que las instalaciones eléctricas han sido verificadas por una UVIE.

Asimismo establece la obligación para el Suministrador, de proporcionar el Servicio en todos los demás casos, a solicitud del interesado.

ARTICULO 59 .- El usuario de la instalación está obligado a conservar la instalación en condiciones de recibir en forma segura y permanente el suministro eléctrico.

ARTICULO 64 .- Señala que el usuario de la instalación está obligado a conservar en la operación de su instalación un factor de potencia atrasado de 90% como mínimo.

ARTICULOS 163 al 166 .- Establecen la facultad que tiene la Secretaría para llevar a efecto las inspecciones que estime pertinentes para vigilar el cumplimiento de la Ley y su Reglamento, tanto al suministrador como a los usuarios.

Asimismo, señala el procedimiento que debe seguirse para realizar estas inspecciones.

El Artículo 35 faculta al suministrador a suspender el suministro, sin requerir la intervención de la autoridad, cuando las instalaciones del usuario no cumplan con las Normas Oficiales Mexicanas

PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD DE LA NOM-001-SEDE-1999

(11 abril del 2000 – D.O.F.)

- **Objetivo.**
- Establecer la metodología que facilite y oriente a las UVIE,s y a los usuarios de la NOM-001-SEDE-1999, para el cumplimiento de los requisitos técnicos de las instalaciones destinadas al uso eléctrico a fin de ofrecer condiciones adecuadas de servicio y seguridad.

➤ **Disposiciones generales.**

En las instalaciones eléctricas de utilización deben utilizarse materiales y equipos que estén certificados por un Organismo de Certificación de productos, acreditado y aprobado.

- * Unidad de Verificación: La persona física o moral que realiza actos de verificación, debidamente acreditada y aprobada para determinar el grado de cumplimiento con la NOM-001-SEDE-1999, conforme a lo dispuesto en la LFSMN.

- * Dictamen de Verificación: Documento que emite y firma bajo su responsabilidad la UVIE por medio del cual hace constar que la instalación eléctrica cumple con las disposiciones técnicas establecidas en la NOM-001-SEDE-1999.

- * Evaluación de la conformidad: La determinación del grado de cumplimiento con la NOM-001-SEDE-1999, comprende, entre otros, los procedimientos de muestreo, prueba, calibración, certificación y verificación.

■ PROCEDIMIENTOS .

- El usuario podrá solicitar la evaluación de la conformidad para que la UVIE determine el grado de cumplimiento con la NOM, del proyecto y construcción de la instalación eléctrica.
- - Para efectos de la contratación del servicio de energía eléctrica se estará a lo dispuesto en la LSPEE y su Reglamento y en el Acuerdo que determina los lugares de concentración pública para la verificación de las instalaciones eléctricas
- - Para llevar a cabo la verificación, el usuario debe presentar a la UVIE dibujos del proyecto de las instalaciones y una memoria técnica descriptiva. Asimismo, el usuario debe presentar a la UVIE, los informes de las pruebas que se requieran conforme a lo dispuesto en la NOM-001-SEDE-1999.
- - El usuario debe presentar a la UVIE dibujos de las áreas clasificadas indicando los límites en vistas de planta y cortes transversales y longitudinales.
- * La clasificación de las áreas debe hacerse por personas calificadas bajo la responsabilidad del usuario.

-Las instalaciones eléctricas de los usuarios que contengan:

* Áreas clasificadas como peligrosas, y

* Locales con ambientes especiales (500-555 NOM-001-SEDE)

Deben obtener dictamen de verificación de una UVIE cada 5 años, posteriores a la evaluación de la conformidad para la contratación del suministro eléctrico.

- Las instalaciones eléctricas de los usuarios determinadas como de Concentración Pública, deben obtener la Evaluación de la Conformidad cuando se modifiquen o se amplíen.

- La UVIE que seleccione el usuario no debe tener, durante el proceso de Verificación, relación comercial alguna, ni ser empleado del usuario, del propietario, del proyectista, del constructor de la instalación eléctrica por verificarse, a fin de evitar conflictos de intereses.

- Recibida la solicitud de verificación, la UVIE de común acuerdo con el usuario solicitante del servicio , establecerá los términos y condiciones de trabajos de Verificación.

-La Verificación podrá realizarse por etapas de un proyecto de construcción, módulos, partes o ampliaciones de una instalación eléctrica.

En las actas circunstanciadas debe indicarse esta situación, limitando el ámbito y circunstancias de la Verificación.

Si en la visita de Verificación se encuentran No-Conformidades con la NOM se procede como sigue:

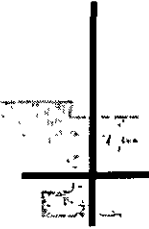
- * Se asienta este hecho en el acta circunstanciada y

- * En el Informe técnico, y

- * Se notifica al usuario para que éste proceda a efectuar las correcciones en el plazo que señale la UVIE.

- El usuario puede formular observaciones en la visita de verificación y ofrecer pruebas a la UVIE al momento o por escrito,

En el término de 5 días hábiles siguientes a la fecha en que se haya levantado el Acta Circunstanciada correspondiente.



- Una vez que se hayan ejecutado las acciones correctivas el usuario podrá solicitar una nueva visita de Verificación.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA**



U.N.A.M.

**SISTEMAS DE DISTRIBUCION
ELECTRICA CA-235**

**ESTRUCTURAS FUNDAMENTALES Y
AUTOMATIZACION DE REDES**

**ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA Y PATIÑO
SEPTIEMBRE 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.
- Area 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 mas 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 sus propios interruptores y la cuchilla seccionadora esta 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 todos 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 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 mas 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 mas 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 mas 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:	A r r e g l o s								
	C o n v e n c i o n a l				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.

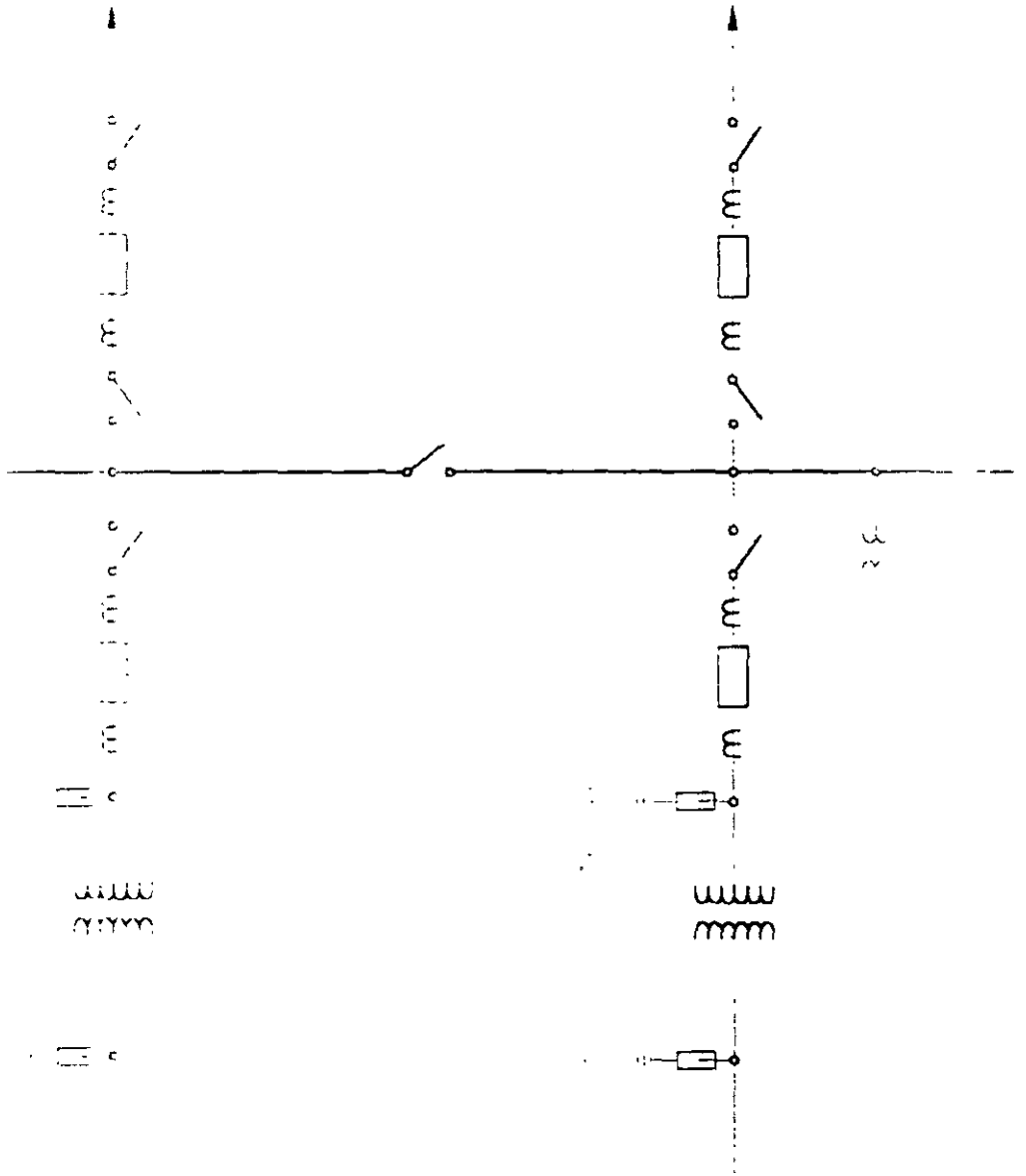


Fig. 2.1 Barra sencilla (Arreglo A)

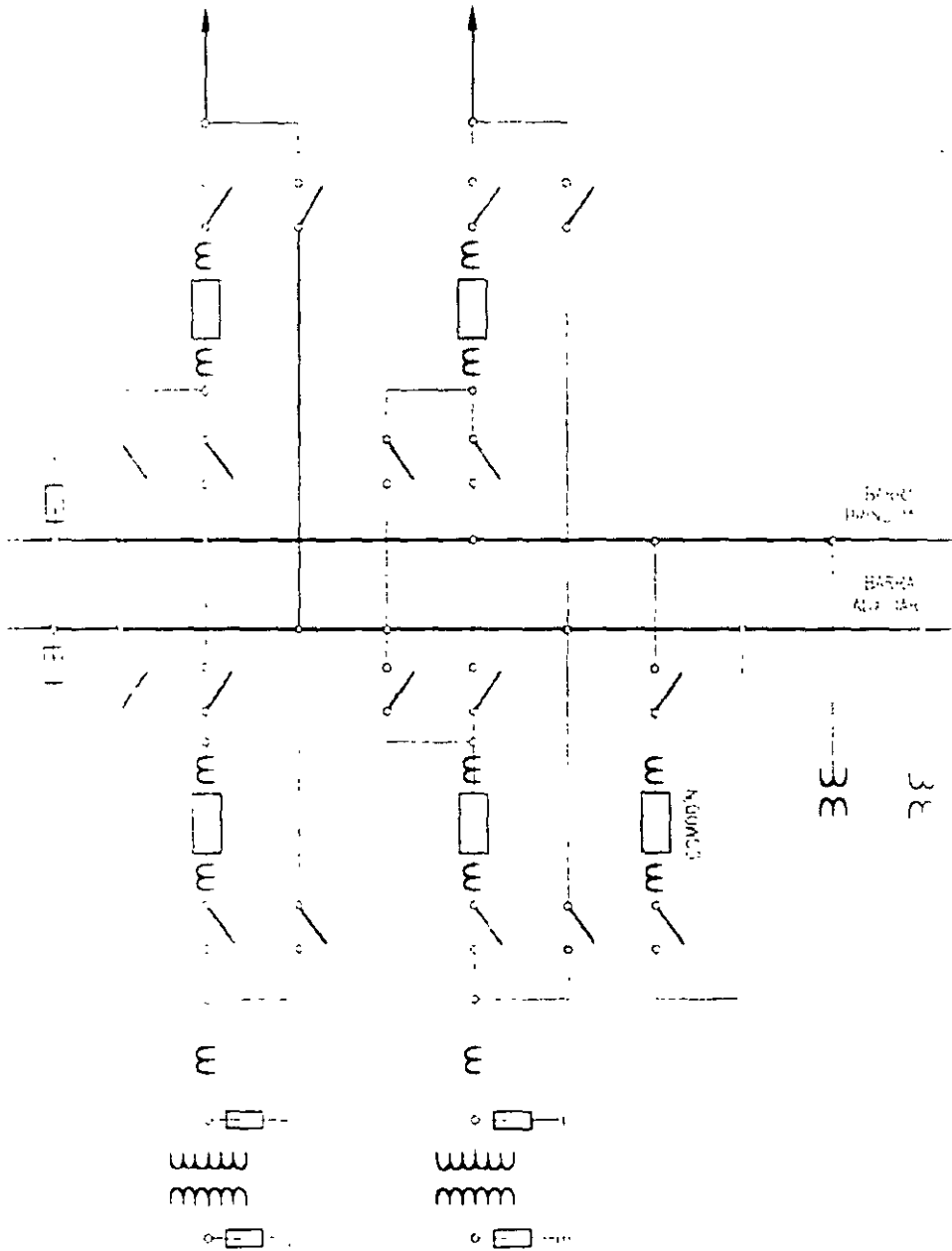


Fig. 2.2 Doble barra con interruptor común (Arreglo B-1)

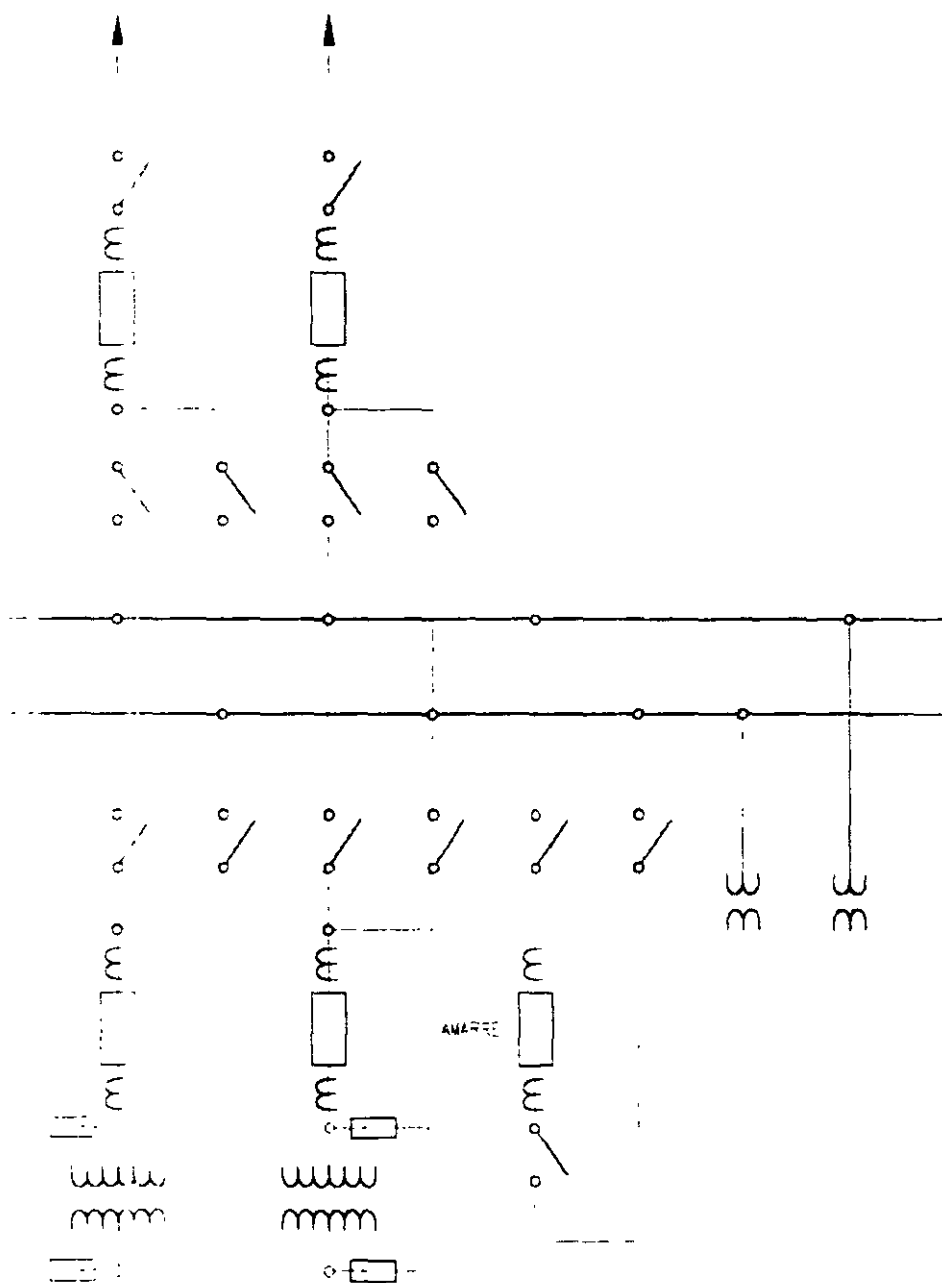


Fig. 23 Doble barra con interruptor de amarre (Arreglo B)

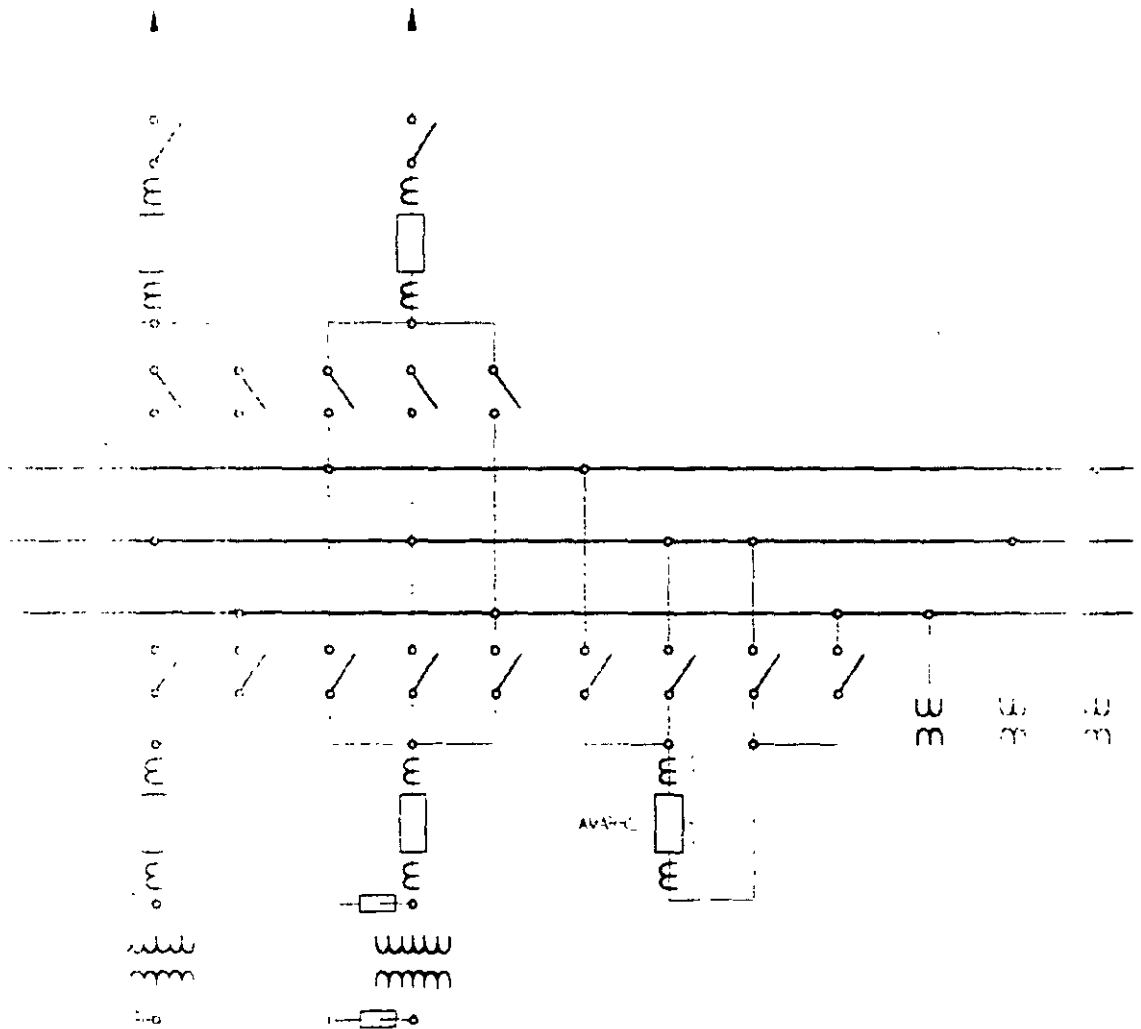


Fig. 24 Triple barra con interruptor de amarre

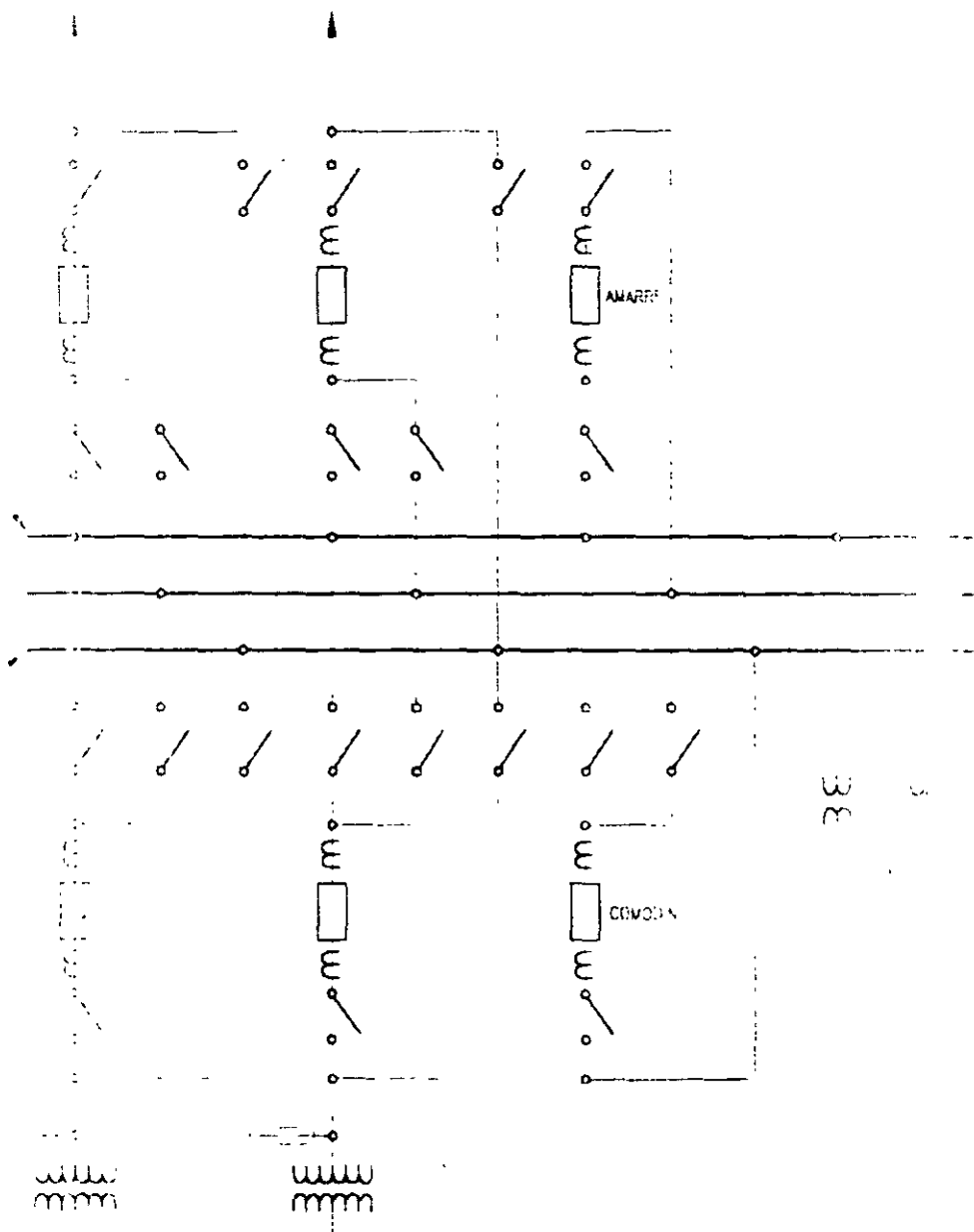


Fig. 2.5 Triple barra con interruptor comoditi

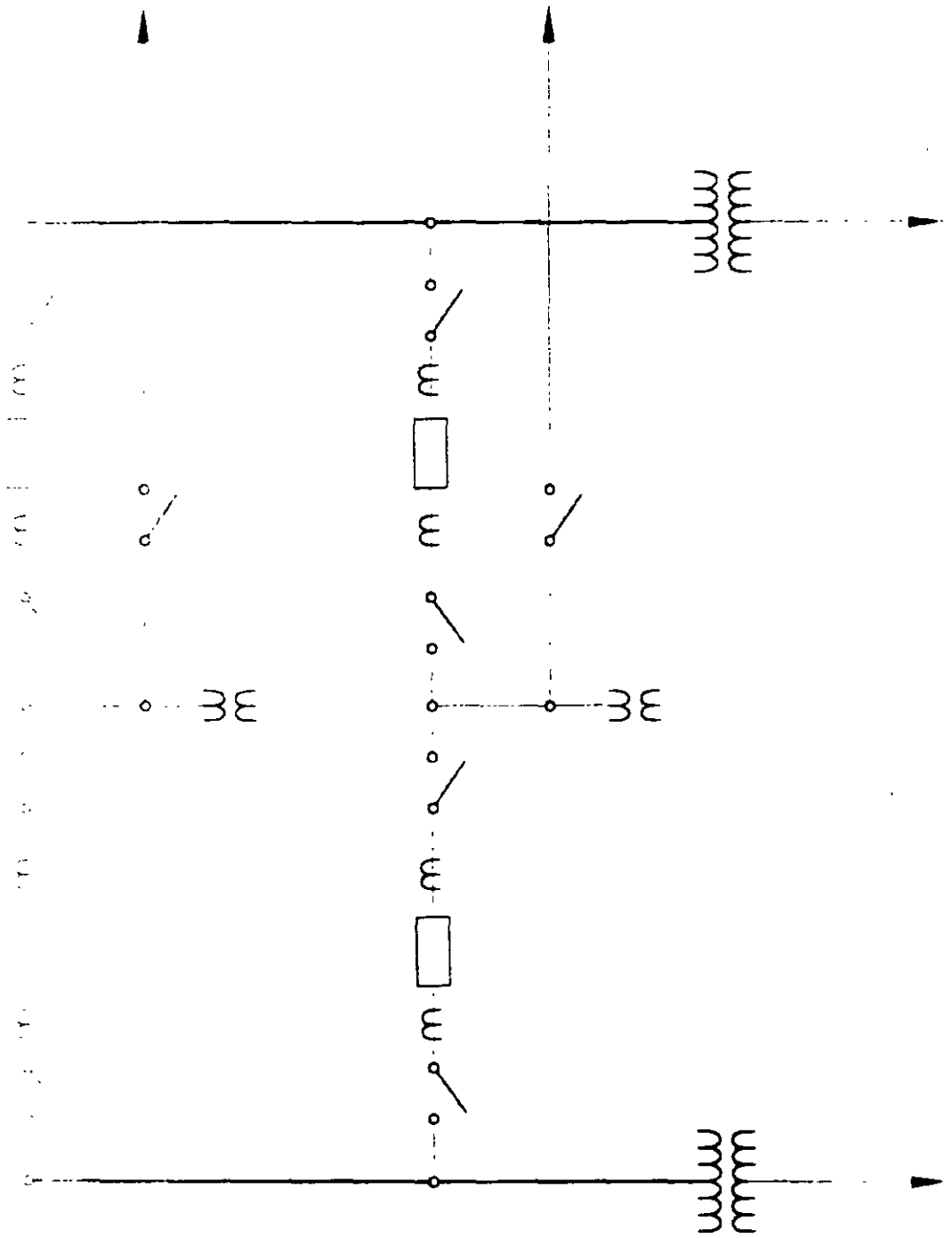


Fig. 2.8 Anillo (Arreglo D)

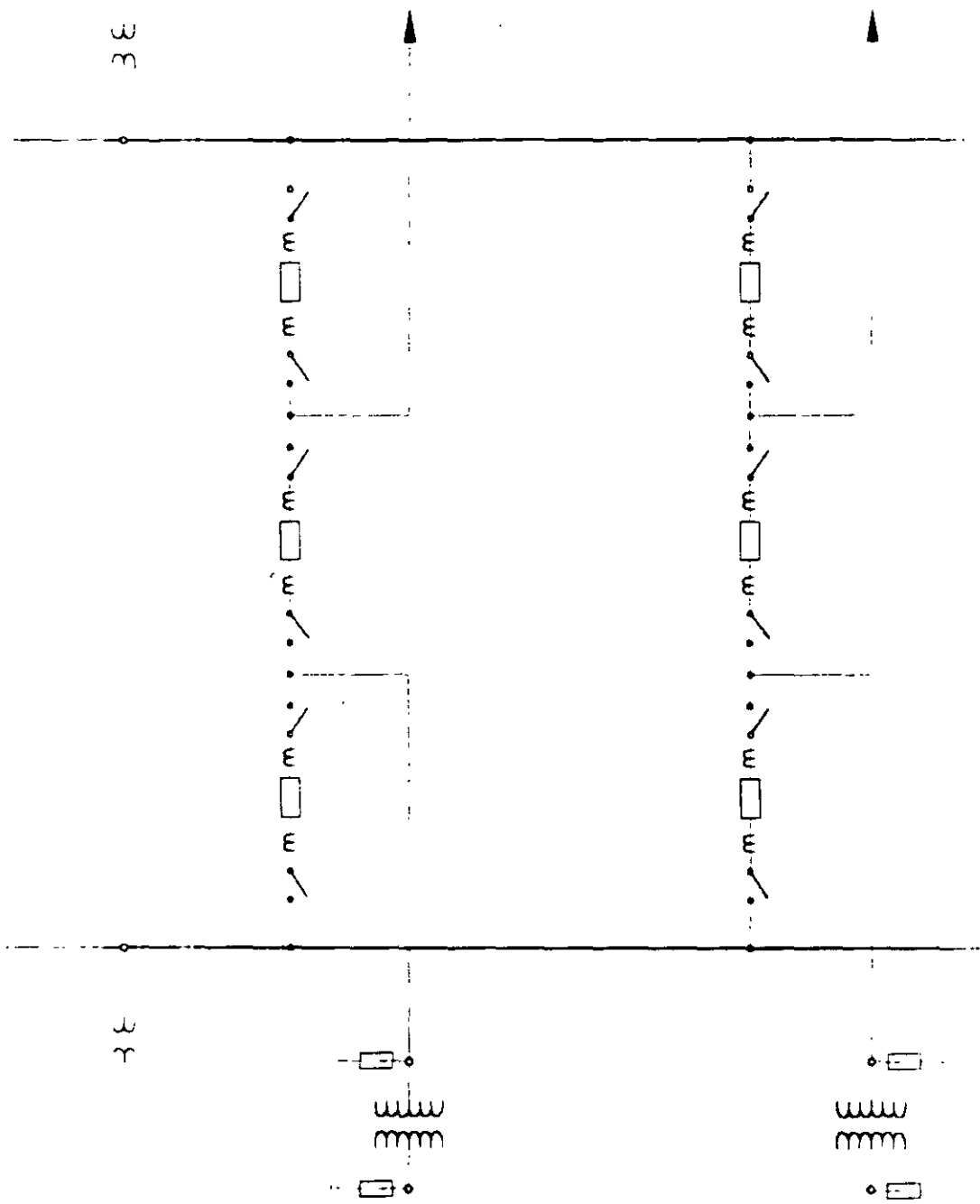


Fig. 2.7 Interruptor y medio (Arreglo C-1)

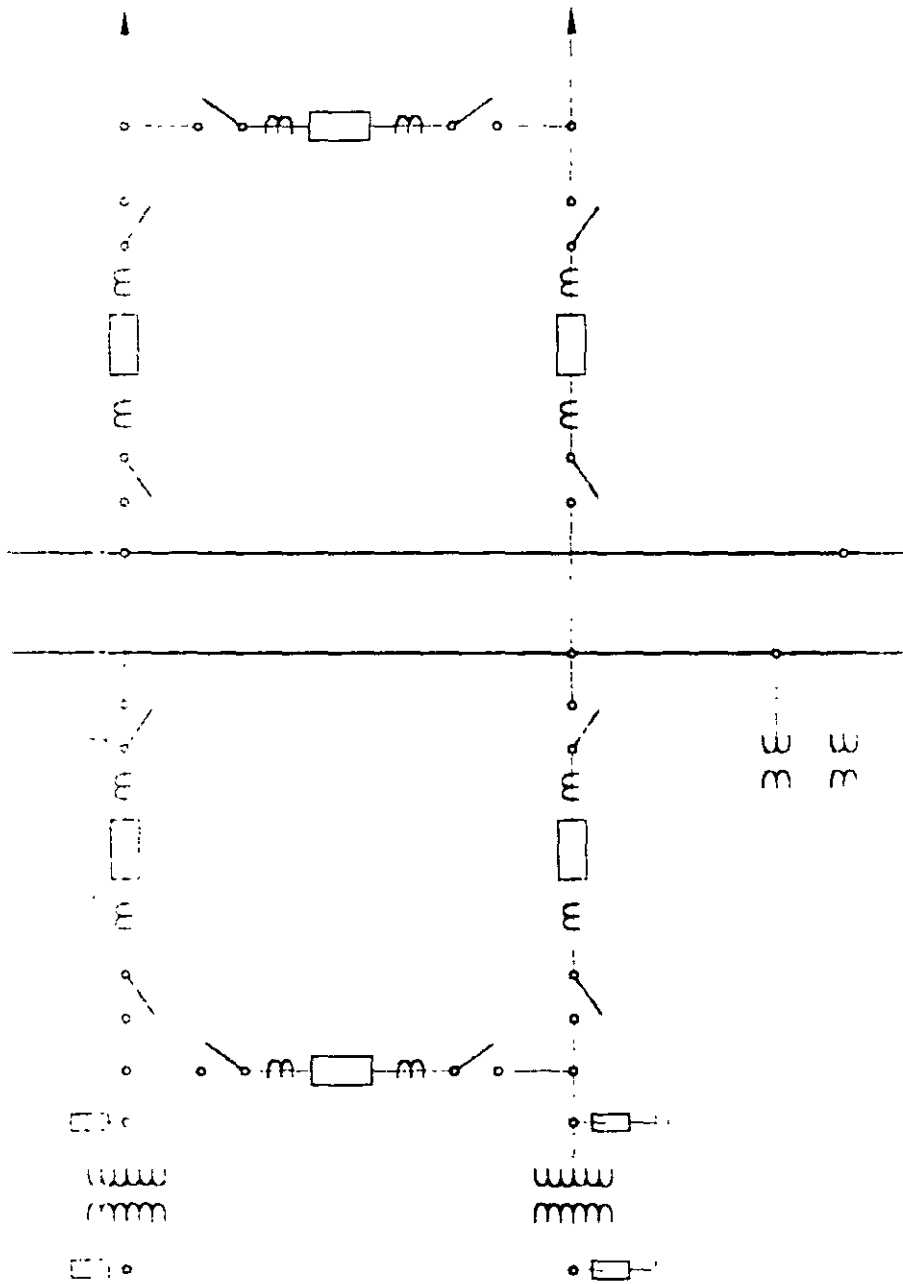


Fig. 2.8 Interruptor y medio (Arreglo C-2)

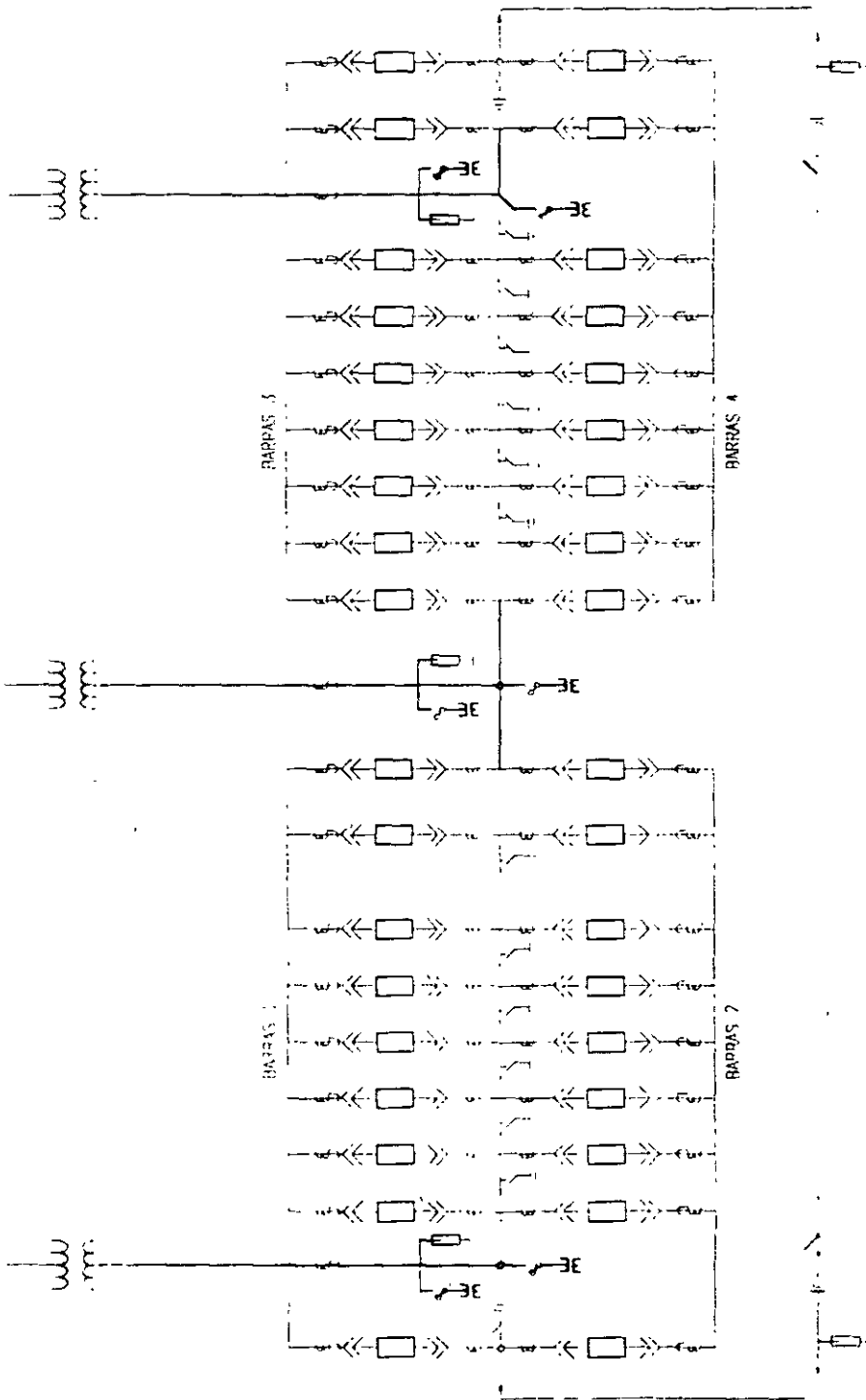


Fig. 2.9 Doble barra doble interruptor (Arreglo G)

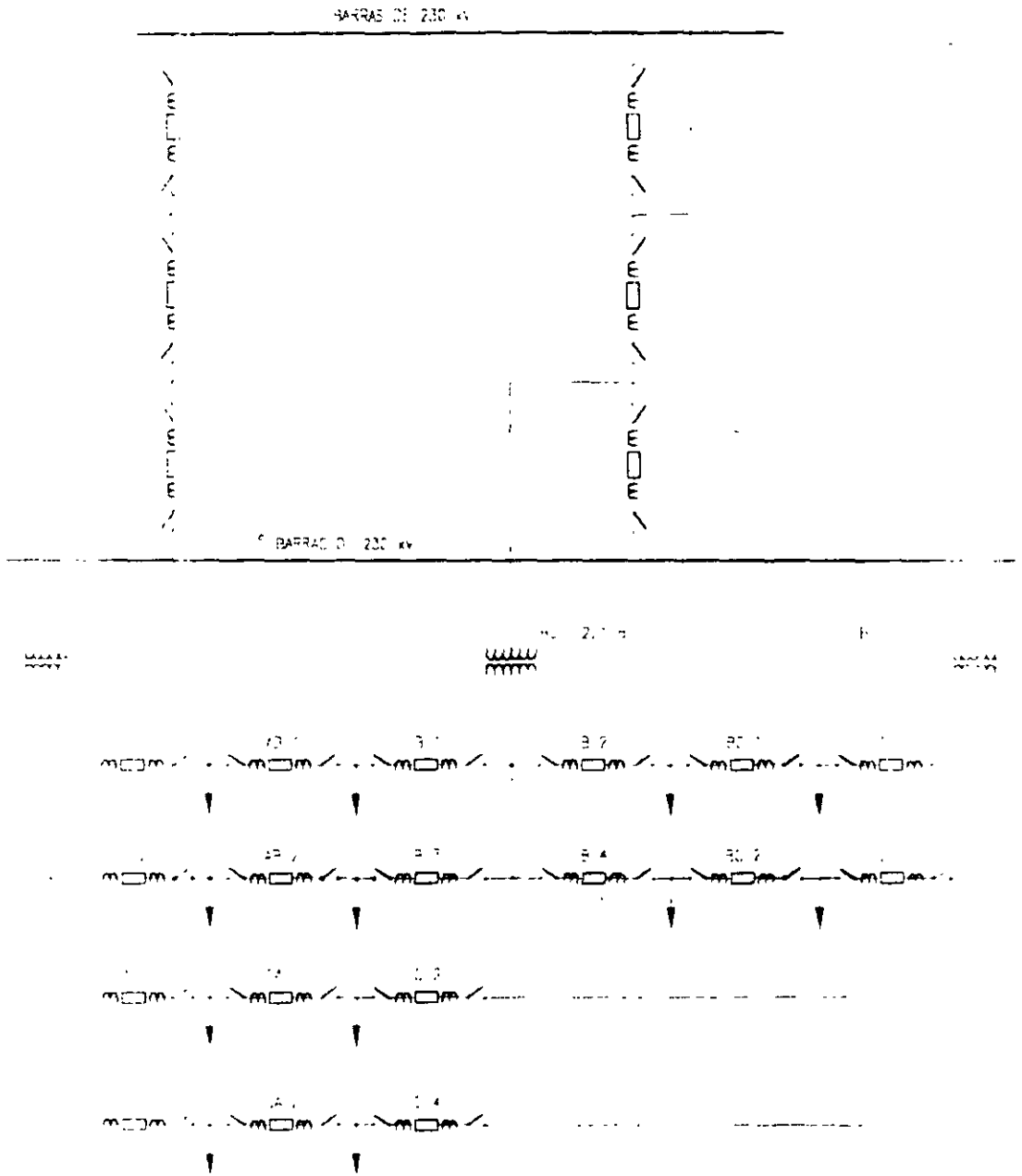


Fig. 2.10 Doble anillo en 23 kV (Arreglo F)



DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

FACULTAD DE INGENIERIA

U.N.A.M.



**SISTEMAS DE DISTRIBUCION
ELECTRICA CA-235**

**CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS
DE DISTRIBUCION**

ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA Y PATIÑO

SEPTIEMBRE 2005

METODOLOGÍA DE SEGMENTACIÓN PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD Y REDUCIR PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Dra. Ma. de Lourdes Gallegos Grajalas
mlg@iie.org.mx

Ing. Elidé Medina Arévalo
ema@iie.org.mx

Ing. Francisco Martínez Landeoch

Gerencia de Transmisión y Distribución – División de Sistemas Eléctricos
Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)
Av. Reforma 113, Col. Palmira, CP 62490, Toluca, Mor., México

I. RESUMEN

Este artículo presenta la Metodología de Segmentación la cual surgió como una necesidad de optimizar mejor los recursos eléctricos existentes en una red de distribución, mejorar la confiabilidad de la red de distribución y disminuir las pérdidas técnicas en una zona en estudio en LyFC.

La Metodología de Segmentación permite utilizar la capacidad total instalada de las subestaciones de distribución de la zona, asegurando la continuidad del sistema a través de red de distribución, en caso de falla de uno de los bancos de transformación de las subestaciones de la zona, lo cual es posible al realizar una reconfiguración sistemática de la red de media tensión, proponiendo y reubicando dispositivos de seccionamiento, lo que además permite una reducción significativa de pérdidas en el sistema de distribución y un diferimiento de inversiones en el corto plazo

II. INTRODUCCIÓN

El crecimiento de la demanda en algunas zonas de distribución de LyFC, ha provocado que se haya rebasado el concepto de capacidad firme de las subestaciones, dejando algunos alimentadores más cargados que otros. Así como el problema de desorden en la distribución de carga de los alimentadores. Esta problemática ocasiona en que existan áreas con mayor demanda en el sistema de distribución.

La Metodología de Segmentación permite aliviar esta problemática ya que utilizando la capacidad total de la zona se realiza una reconfiguración sistemática de la red de distribución que permite balancear la carga en la zona en estudio, además de mejorar la confiabilidad de la red y disminuir pérdidas técnicas, esta metodología se fundamenta en los siguientes principios:

- Mantener la confiabilidad de la red de distribución ante la falla de algún banco de transformación.
- Asegurar que la red de distribución de la zona de estudio tiene la capacidad de reserva suficiente para tomar la carga del banco de transformación que sufrió la falla.
- Respaldar la falla de un banco de transformación asegurando la alimentación emergente por medio de los alimentadores adyacentes.

La Metodología de Segmentación comprende cinco etapas:

1. Determinar el margen de capacidad disponible de la zona de estudio.
2. Evaluar el estado inicial de la zona en estudio.
 - Analizar la distribución de carga para cada alimentador.
 - Realizar el estudio de análisis de flujos en alimentadores.
3. Alternar en la distribución geográfica los alimentadores de una misma subestación.
4. Balancear carga \Rightarrow reconfiguración:
 - Revisar la configuración de cada alimentador.
 - Reconfiguración entre alimentadores adyacentes de una misma o diferente subestación.
5. Segmentar cada alimentador.

Las siguientes secciones presenta cada una de las etapas de esta metodología, utilizando los resultados obtenidos de la aplicación de la misma a la Zona Toluca de LyFC.

III. ETAPAS DE LA METODOLOGÍA DE SEGMENTACIÓN.

III.1 Determinar el margen de capacidad disponible de la zona de estudio

El primer paso en estos estudios, es conocer la capacidad de reserva con la que cuenta la zona en estudio, con la finalidad de asegurar que la red de tiene la capacidad de reserva suficiente para tomar la carga en caso de falla de un banco de transformación de una subestación de la zona en estudio, de lo contrario lo que se requiere son nuevas subestaciones.

Para conocer la demanda de cada uno de los alimentadores, se realizan mediciones de demanda durante las 24 horas en tres puntos de cada alimentador de la zona de estudio, con la finalidad de caracterizar la demanda de cada uno de ellos.

Una vez que se tiene la demanda máxima de cada alimentador se resumen por subestación, obteniéndose:

- Para cada alimentador la demanda máxima, demanda media, factor de carga y factor de pérdidas.
- Demanda Máxima Coincidente de la Zona.
- Demanda Máxima No Coincidente de la Zona.
- Factor de Demanda Coincidente de la Zona

A manera de ejemplo, en la Tabla 1 se muestra la capacidad instalada y firme, la demanda máxima y la capacidad de reserva por subestación de la Zona Toluca.

Tabla 1. Demandas máximas y capacidades de reserva por subestación, Zona Toluca.

Subestación	Capacidad en kVA		Demanda Máxima en kVA	Capacidad de Reserva en kVA	
	Instalada	Firme		Instalada	Firme
Amomolulco	90,000	90,000	59,239	30,761	30,761
Atenco	120,000	72,000	102,579	17,421	-30,579
Cerrillo	120,000	72,000	90,629	29,371	-18,629
Estadio	180,000	144,000	117,440	62,560	26,560
Tiangustenco	120,000	72,000	37,932	82,068	34,068
Toluca	60,000	60,000	63,061	-3,061	-3,061
Zictepec	60,000	36,000	38,282	21,718	-2,282
TOTAL	750,000	546,000	509,162	240,838	36,838

Por ejemplo para la Zona Toluca la capacidad total instalada es de 750 MVA y tiene una demanda máxima no coincidente de 509.2 MVA, por tanto tiene una reserva de 240.8 MVA. El factor de demanda coincidente de la zona tiene un valor de 0.87, lo que implica que su demanda coincidente es de 443 MVA y por tanto tendría una reserva de 307 MVA.

La información del factor de coincidencia es importante porque permite visualizar realmente la reserva disponible que existe en la zona en estudio, aunque los estudios y análisis se realicen con demanda máxima no coincidente.

III.2 Evaluación de las condiciones eléctricas actuales de la zona en estudio.

III.2.1 Análisis de distribución de carga de cada alimentador.

Las mediciones de demanda realizadas durante las 24 horas en los alimentadores son capturadas en Cymdist, un sistema de análisis eléctrico donde se simulan y realizan estudios eléctricos de redes de distribución. Este sistema cuenta con una función para estimar la demanda de cada carga conectada a la red de distribución con base a los kVA instalados y las lecturas obtenidas de demanda registradas por los medidores.

En la Figura 1 tenemos un ejemplo de la ubicación de los medidores a lo largo del alimentador.

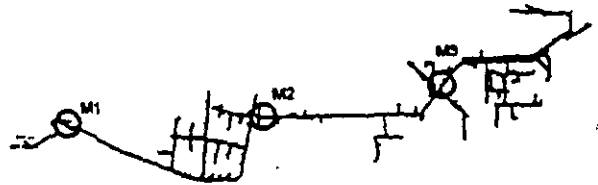


Figura 1. Ubicación de los medidores instalados en un alimentador de distribución.

Los resultados arrojados por el estudio de distribución de carga podrán servir para conocer la demanda en cada transformador del alimentador de manera más real de acuerdo a la forma de operación del alimentador, la cual es utilizada para conocer las condiciones actuales de la zona en estudio y poder evaluar las pérdidas técnicas a través de estudios de flujos de carga.

III.2.2 Análisis de flujos de carga en alimentadores de la zona de estudio.

En esta etapa se realiza un estudio de flujos de carga para cada alimentador y se obtiene:

- Pérdidas en kW.
- Energía entregada en MW
- Pérdidas en MWh
- % de Pérdidas
- Costo de Pérdidas de potencia y energía
- Costo total de pérdidas

Para posteriormente evaluar el costo total de pérdidas por subestación y de la zona en estudio. Además se obtiene:

- Alimentadores con violaciones eléctricas de voltaje y corriente.

- Tramos de alimentadores sobrecargas por violar las ampacidades permitidas en sus conductores.
- Se pueden detectar los "cuellos de botella" en los alimentadores.

El análisis de estos resultados da lugar a proponer inicialmente recalibración de segmentos de alimentadores con la finalidad de aliviar problemas de violaciones a los límites de ampacidad de los conductores o bien para aliviar la problemática de "cuellos de botella".

La Tabla 2 muestra los resultados del análisis de flujos de los alimentadores pertenecientes a la Subestación Estadio de la Zona Toluca. Como se puede observar en esta tabla existen alimentadores que rebasan el 5 % de regulación de voltaje, y alimentadores que tienen más pérdidas que otros. También muestra la demanda máxima en kVA de cada alimentador, el voltaje de la sección con mayor regulación de voltaje, y la distancia desde la subestación hasta el punto de mayor regulación de voltaje.

Tabla 2. Resultados de los análisis de flujos de carga en alimentadores que integran una red de distribución.

Alimentador	Demanda máxima (kVA)	Pérdidas			Voltaje (kV) en la sección de mayor regulación	Reg. (%)	Distancia desde la S.E. a la sección de mayor regulación (m)
		kW	kvar	kVA			
EST-21	11,473	287	429	516	21.87	4.91	7,818.1
EST-23	15,815	370	685	779	21.84	5.91	12,806.0
EST-25	11,194	309	529	613	21.71	5.61	10,008.0
EST-27	12,070	128	211	247	22.40	2.42	7,838.3
EST-22	8,325	83	180	180	22.81	2.13	5,387.1
EST-24	8,047	91	163	186	22.45	2.38	7,380.4
EST-26	5,935	75	89	116	22.35	2.83	8,836.7
EST-28	7,170	114	232	259	22.26	3.21	9,004.5
EST-21X	11,234	171	337	378	22.06	4.10	12,164.0
EST-23X	10,238	317	482	577	21.15	8.03	18,948.0
EST-27X	15,934	531	1,121	1,241	21.28	7.56	21,825.0
TOTALES:	117,439	2,480	4,442	5,097			

En resumen el estudio de flujos de carga nos permite conocer y evaluar el estado inicial de una zona de estudio, logrando inicialmente aliviar los problemas de flujo de corriente entre los alimentadores.

III.3 Alternancia de la distribución geográfica de los alimentadores de cada subestación de la zona en estudio.

El propósito de alternar la distribución geográfica de los alimentadores en una subestación es que al lado de

cada alimentador siempre va a existir un alimentador que pertenece a un banco de transformación diferente; asegurando con esto, que es posible transferir la carga de un banco de transformación, en caso de falla, inicialmente a través de los alimentadores adyacentes de diferente banco de la misma subestación o bien a través de alimentadores vecinos de subestaciones diferentes.

Normalmente la distribución geográfica de los alimentadores un mismo banco de una subestación sirven a una misma zona geográfica y se encuentran uno al lado del otro, esta problemática se origina porque inicialmente se instala primero un banco de una subestación y está inicia a dar servicio a un área que ya la requiere y no se tiene el cuidado de buscar mejor una reconfiguración ordenada y sistemática de la red de distribución, lo que además da lugar a una mala distribución de la carga de la subestación. Por ejemplo en caso de falla de un banco de una subestación con estas características y además con la demanda mayor a la capacidad firme de la subestación es muy difícil absorber la carga por otro banco de transformación de la misma subestación, por lo que primero se inicia a "traspasar" (transferir) carga entre alimentadores.

Un ejemplo de esta problemática se presenta en la Figura 2, donde los alimentadores de los tres bancos (T221-A, T221-B y T-221C) se encuentran concretados en la misma zona geográfica.

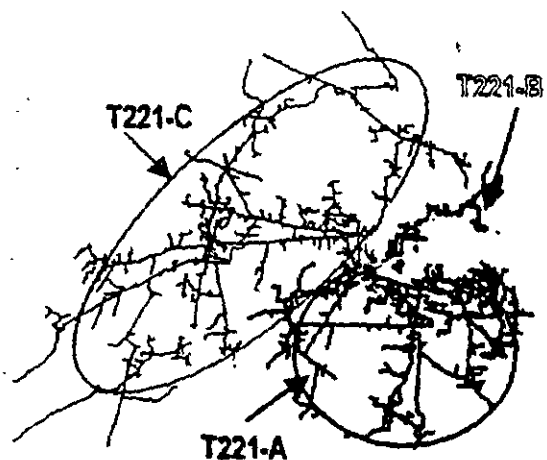


Figura 2. Trayectoria de los alimentadores de bancos diferentes de una misma subestación.

La Figura 3 se ilustra la situación actual y la alternancia de los bancos, se puede apreciar como quedan alternados los alimentadores pertenecientes a diferentes bancos y en la parte inferior izquierda de la figura se muestra los alimentadores que cambiaron de banco.

La alternancia de bancos se realiza inicialmente sin importar el balance de carga, ya que la finalidad primordial de ésta crear respaldos a un alimentador a partir de

alimentadores adyacentes de distinto banco, además estos cambios son hechos exclusivamente desde la subestación sin alterar las configuraciones de los alimentadores.

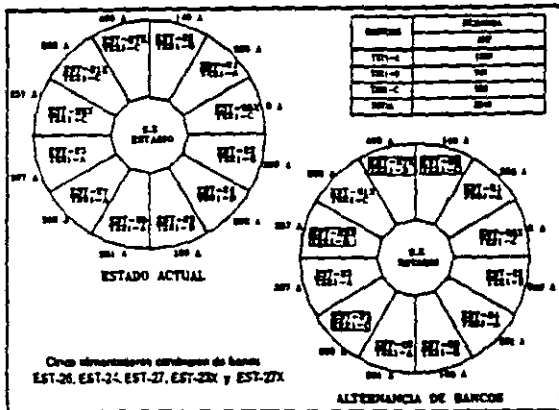


Figura 3. Alternancia de bancos de transformación de una subestación

III.4 Balancear la carga en la zona de estudio realizando reconfiguraciones de alimentadores

La finalidad principal de la reconfiguración es balancear la carga de los bancos, además de determinar la mejor configuración de los alimentadores de tal manera que las pérdidas se reducen significativamente.

La reconfiguración de alimentadores consiste en transferir carga de un alimentador a otro. La reconfiguración sistemática que se realiza en la Metodología de Segmentación es en el siguiente orden:

- Reconfiguración en el mismo alimentador.
- Reconfiguración entre alimentadores adyacentes de diferente banco y misma subestación.
- Reconfiguración entre alimentadores vecinos de diferente subestación.

Si la reconfiguración se realiza en el mismo alimentador es con la finalidad de optimizar la configuración del alimentador, acortando su línea troncal de tal manera que las pérdidas de potencia y energía se reduzcan.

Cuando la reconfiguración se realiza en alimentadores adyacentes de distinto banco y misma subestación, es con el propósito de balancear la carga entre los bancos de una misma subestación, además de que también se pueden reducir las pérdidas y mejorar la regulación de voltaje.

Y por último, cuando la reconfiguración se da entre alimentadores vecinos de diferente subestación, su finalidad es balancear carga en la zona en estudio, logrando finalmente balancear la carga en la zona en estudio.

Las maniobras a realizar para la reconfiguración son distintas y pueden ser tan sencillas como abrir y cerrar dispositivos de seccionamiento, hasta como crear enlaces, recalibrar conductores o reubicar dispositivos de seccionamiento.

III.5 Segmentación de alimentadores

La segmentación tiene como objetivo lograr una mayor flexibilidad de la red de distribución, facilitar la ubicación de dispositivos de seccionamiento automático, mejorar la confiabilidad de la red de distribución y utilizar la segmentación para casos de contingencia o fibranzas sin ocasionar sobrecargas en los alimentadores de respaldo.

La segmentación de los alimentadores consiste en las siguientes etapas:

- Establecer los puntos de interconexión del alimentador con alimentadores adyacentes de diferente banco y de diferente subestación.
- Para cada dispositivo de seccionamiento a lo largo del alimentador establecer la demanda "aguas abajo".
- Establecer los segmentos entre demandas de 2 a 5 MVA. En caso de que los segmentos sean mayores mover dispositivos de seccionamiento.
- Cada segmento debe tener interconexión con alimentadores adyacentes, en caso de que no se tenga revisar la configuración del alimentador y a sus alimentadores adyacentes para proponer nuevas interconexiones.

La Figura 4 muestra un ejemplo de la creación de un nuevo enlace y recalibración de conductores para los alimentadores EST-26 y EST-27X de la subestación Estadio.

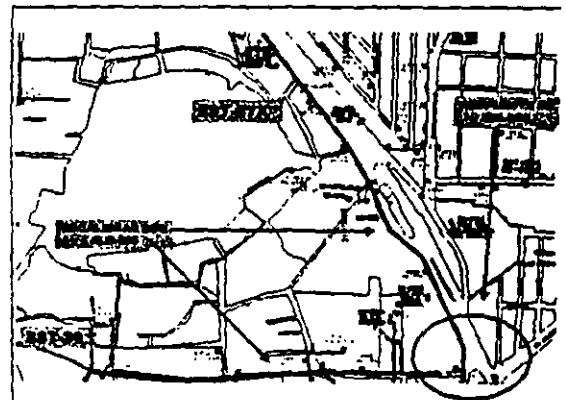


Figura 4. Creación de enlace y recalibración de conductores en dos alimentadores.

El crear un nuevo enlace por lo regular implica realizar recalibración del conductor, ya que el enlace necesariamente se lleva a cabo entre líneas troncales donde el conductor es de mayor ampacidad y el

recalibrar garantiza que la carga transferida en caso de falla del alimentador o banco pueda ser soportada por los conductores del alimentador de respaldo.

En el proceso de segmentación en ocasiones es necesario reubicar y ubicar nuevos dispositivos de seccionamiento, un ejemplo de esto se muestra en la Figura 5, para el alimentador ATE 23X de la subestación Atenco.

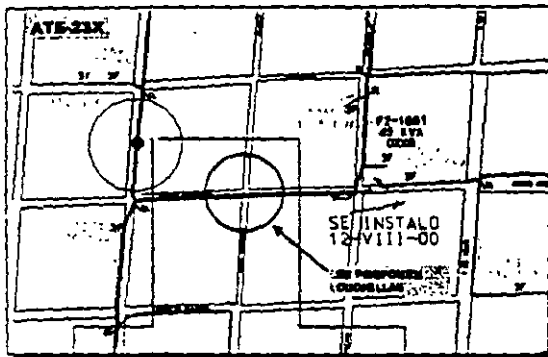


Figura 5. Ejemplo de la ubicación de un nuevo dispositivo de seccionamiento

La Figura 6 muestra la maniobra de reubicación de un dispositivo de seccionamiento, ésta se realiza cuando hay algún dispositivo cercano al lugar donde se quiere segmentar el alimentador.

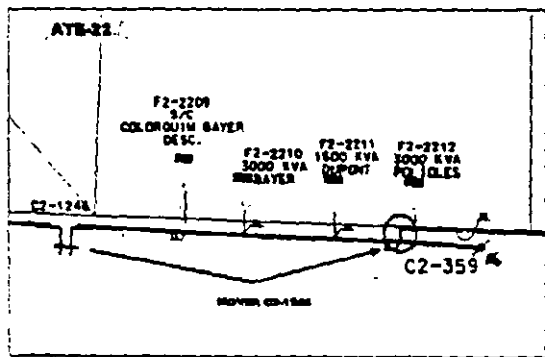


Figura 6. Reubicación del dispositivo de seccionamiento C2-1246.

La finalidad de colocar o reubicar dispositivos de seccionamiento es poder crear un nuevo segmento, de manera que cada alimentador cuente con segmentos con demandas no mayores a 5MVA.

Finalmente la Figura 7 muestra como queda segmentado un alimentador y es el caso del alimentador EST-27 de la subestación Estadio. En la figura se presenta la siguiente información:

- Las secciones encerradas con líneas representan

los segmentos formados para este alimentador.

- Los cuadros que tienen dentro el nombre de otro alimentador representan las interconexiones con ellos, en otras palabras sus respaldos.
- Los segmentos están numerados comenzando por la subestación, mostrando también el dispositivo que lo segmenta.

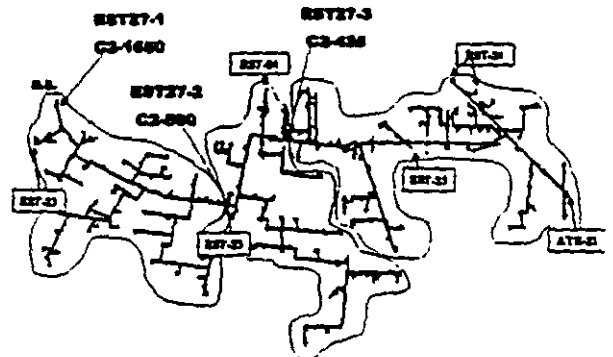


Figura 7. Ejemplo de un alimentador segmentado

Al finalizar esta etapa de la metodología se cuenta todavía con problemas de regulación de voltaje en algunos alimentadores de la zona en estudio sería recomendable realizar análisis para la ubicación de capacitores y reguladores de voltaje en estos alimentadores, pero normalmente al finalizar la aplicación de esta metodología dejan de existir alimentadores muy sobrecargados.

IV. CONCLUSIONES.

En la siguiente tabla se resumen las aplicaciones y beneficios que tiene la aplicación de la Metodología de Segmentación en una zona en estudio.

APLICACIONES	BENEFICIOS
<ul style="list-style-type: none"> BALANCEAR LA CARGA EN LA ZONA EN ESTUDIO. 	<ul style="list-style-type: none"> REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS. “ELIMINACIÓN DE CUELLOS DE BOTELLA”. MEJORA LA REGULACIÓN DE VOLTAJE.
<ul style="list-style-type: none"> OPERACIONES DE MANIOBRA PARA DEFENDAS CONTINGENCIAS, LICENCIAS, ETC. EN SOBRECARGA ALIMENTADORES ADYACENTES 	<ul style="list-style-type: none"> REUBICACIÓN DE DISPOSITIVOS DE SECCIONAMIENTO. ESTABLECER LOS PUNTOS DE SECCIONAMIENTO AUTOMÁTICO EN LOS ALIMENTADORES. FLIBILIDAD EN LA OPERACIÓN CONJUNTO DEL SISTEMA. MEJORA LA CONFIABILIDAD DE LA DE DISTRIBUCIÓN.
<ul style="list-style-type: none"> LIBERAR CAPACIDAD DE RESERVA PARA SATISFACER LA DEMANDA EN EL CORTO PLAZO. 	<ul style="list-style-type: none"> DIFERIR INVERSIONES. DEJAR ATRÁS EL CONCEPTO DE CAPACIDAD FRÍE.

V BIBLIOGRAFÍA.

1. Roberto Espinosa y Lara. **Sistemas de Distribución.** (1ra. Edición, México, D.F., Ed. Limusa)
2. José M. Maíz Carro. **Arquitectura de la Red de Distribución.** Revista de la Comisión de integración eléctrica regional. Volumen 8, Núm. 29. Septiembre 1999.
3. Dra. Ma. de L. Gallegos, Informe Final del proyecto 12068; "Opciones para satisfacer la demanda en corto plazo en la Zona Toluca de LyFC". Instituto de Investigaciones Eléctricas. División de Sistemas Eléctricos. Gerencia de Transmisión y Distribución. Diciembre 2001.
4. CYMDIST. **Guía de Usuario.** CYME INTERNATIONAL INC. Mayo 1999

J. Francisco Martínez Landech



En 2001 se graduó de Ingeniero Eléctrico en el Instituto Tecnológico de Pachuca donde obtuvo mención honorífica por el mejor promedio de su generación. En el mismo año ingresó a la Gerencia de Transmisión y Distribución del IIE donde realizó una estancia de Adiestramiento en Investigación Tecnológica.

BOGRAFÍAS:

Ma. de Lourdes Gallegos Grajales



En 1976 se graduó de Ingeniero Electricista en el Instituto Tecnológico de Cd. Madero. En 1982 se graduó como Maestro en Ingeniería en la División de Estudios de Postgrado de la UNAM, en donde obtuvo la Medalla Gabino Barreda como el mejor promedio de su generación en esta División. En 1987 obtuvo su grado de Doctor en la Universidad de Londres. Desde 1980 es Investigador de la Gerencia de Transmisión y Distribución del IIE, donde creo la línea de desarrollo: Operación, Planeación, Diseño y Análisis en Sistemas de Distribución.

Elidó Medina Arévalo.

Egresado en 1999 de la facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Morelos, con el título de Ingeniero Eléctrico. Desde 1999 colabora como asesor en la Gerencia de Transmisión y Distribución del IIE, en el año 2000 participo totalmente en el Proyecto: "Integración de herramientas par la Ingeniería de distribución en LyFC y Capacitación a 24 ingenieros, mediante la solución de problemas de 160 alimentadores", actualmente es investigadora del IIE.

METODO DE MONTECARLO APLICADO A LA PREDICCIÓN DE CARGAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRANEAS.

Existen varios métodos para predicción de las tasas de crecimiento en sistemas de distribución, dadas las características de construcción, tiempo y costo de las redes subterráneas es necesario utilizar métodos que permitan no sólo el cálculo de las tasas, sino el tipo, localización geográfica, año de aparición, etc. En este estudio se presenta la aplicación del METODO DE MONTECARLO para simular la aparición de cargas en una red de distribución subterránea como una herramienta para predecir su crecimiento.

SIMULACION

El método de simulación es un cálculo con el cual se puede predecir el comportamiento de un sistema en el tiempo, haciendo uso de modelos probabilísticos. Entendiéndose por modelo una representación operacional que describe el comportamiento de las partes del conjunto de un sistema físico real, siendo una abstracción para hacer predicciones.

Con el uso de la simulación se busca el desarrollo de la investigación adquiriendo conocimientos relativos a la predicción del comportamiento de un sistema, bajo diferentes condiciones, pudiendo ser implementado hasta obtener resultados prácticamente reales. La simulación es un instrumento útil en sistemas cuyo análisis matemático resulta demasiado complejo y sería muy costoso trabajar con el sistema físico real.

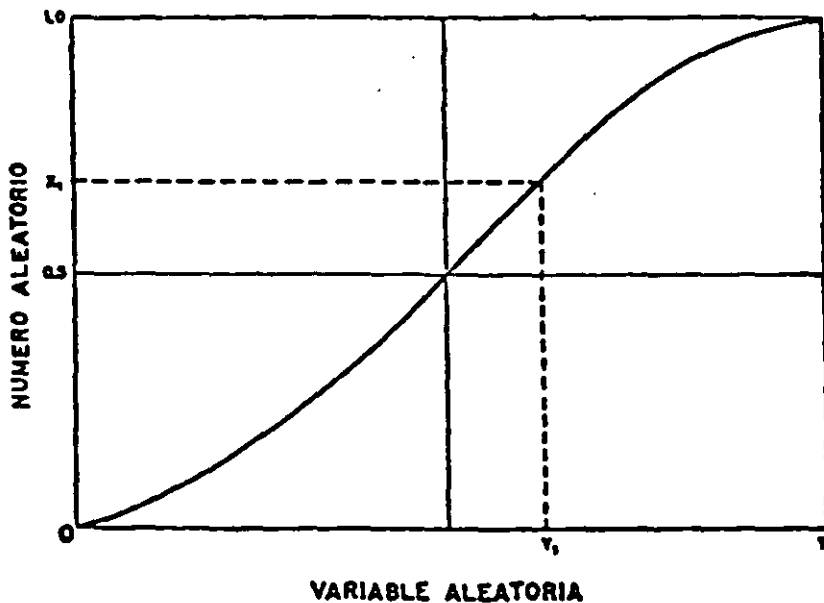
En los sistemas de distribución subterránea se ve la conveniencia de hacer uso de la simulación para la predicción en la aparición de carga, ya que éstos no siguen una ley determinística si no una combinación de eventos probabilísticos complejos, debido a procesos aleatorios.

- METODO MONTE CARLO

El método de Monte Carlo, es un método de simulación con el -- cual se hacen observaciones aleatorias a partir de una distri**bu**ción probabilística.

El procedimiento del método sigue los siguientes puntos:

- 1.- Graficar la función de probabilidades relativas acumuladas.
- 2.- Obtener un número X_1 al azar entre 0 y 1, con tantos decimales como se desee.
- 3.- El número X_1 del punto 2, se localizará en el eje de las ordenadas y se proyectará horizontalmente hasta cortar en un punto a la función, proyectándolo a su vez sobre el eje de las abscisas, en donde se podrá leer el valor Y_1 , como se muestra en la siguiente figura:



- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Para el establecimiento preciso del problema es necesario crear el modelo del sistema de distribución subterráneo, que nos permitirá predecir en que año y en que lugar aparecerán cargas eléctricas puntuales, ocasionadas por las construcciones en lotes disponibles. Las nuevas cargas puntuales serán conectadas a los alimentadores en Mediana Tensión de la zona, llevándose un balance de éstos y así obtener un crecimiento uniforme de la carga, debido al crecimiento vertical (o puntual) y horizontal (o natural) de la carga.

Como se ve el crear este modelo no es sencillo, ya que intervienen una gran cantidad de condiciones que no pueden ser expresadas en forma matemática por ser de carácter fortuito o aleatorio, es por esto que en este caso se propone el procedimiento de simulación que establece el Método de Montecarlo y que es aplicable a una red subterránea. En el diagrama de flujo siguiente se muestran los pasos a seguir con detalle.

- ANTECEDENTES DE UNA RED SUBTERRANEA.

De estudios previos a una red de distribución subterránea se conoce:

- 1.- Límites de la zona
- 2.- Zonas vecinas en cables subterráneos
- 3.- Voltaje de operación
- 4.- Número de alimentadores en alta tensión
- 5.- Capacidad de corriente de alimentadores en alta y baja tensión
- 6.- Cantidad y capacidad de transformadores
- 7.- Estructura de alta y baja tensión

Así como:

- 1.- Densidad de carga
- 2.- Tasa histórica de crecimiento de la carga

El modelo de la red de distribución subterránea tiene las siguientes funciones PROBABILISTICAS:

- 1.- Número de subestaciones que aparecen por año
- 2.- Lotes disponibles para construcción
- 3.- Capacidad en kVA de las subestaciones

Los tres submodelos anteriores son creados al hacer la aproximación de curvas sobre el histograma de frecuencias relativas acumuladas que nos representan a cada uno de ellos.

El método de Monte-Carlo como técnica de simulación aplicada a redes subterráneas es de suma utilidad, convirtiéndose de hecho en una herramienta de toma de decisiones ya que puede predecir:

- Número de subestaciones que aparecerán por año.
- Lugar preciso en donde aparecerán cada una de estas nuevas subestaciones.
- Cantidad y capacidad de los transformadores de cada una de las subestaciones.
- Año de saturación de la red en estudio, en los alimentadores de Mediana Tensión y Banco de las Subestaciones de Potencia.

Todo lo anterior se logra basándose en los conocimientos que se tienen del sistema a simular, auxiliándose de la probabilidad y estadística matemática. Con los datos anteriores se desarrolla una función de probabilidades relativa acumulada, sobre la cual se hacen muestreos aleatorios, ya que como se sabe, un sistema de distribución no tendrá nunca un comportamiento determinístico.

DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA PREDICCIÓN DE CARGAS POR EL METODO MONTE CARLO

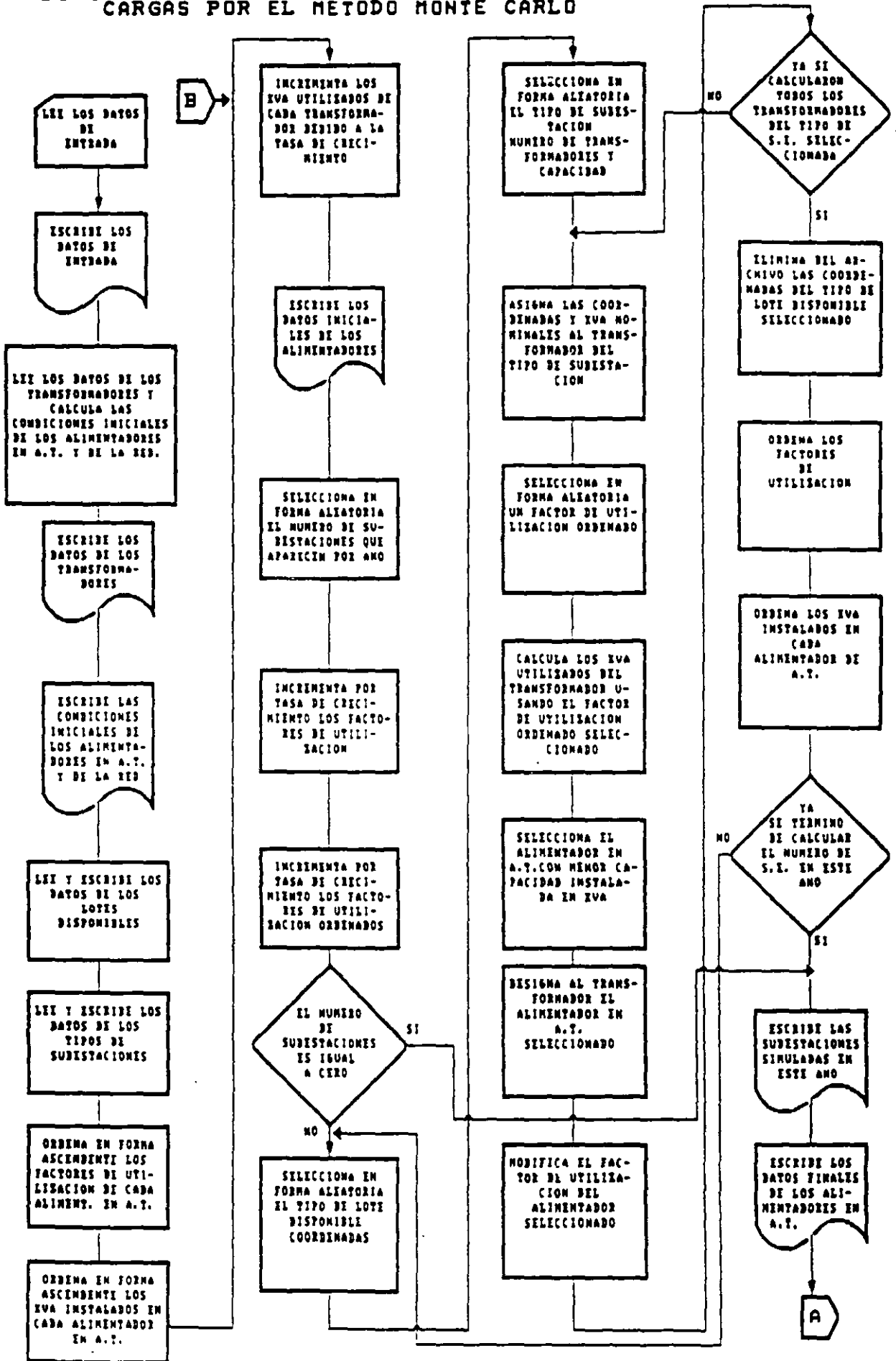
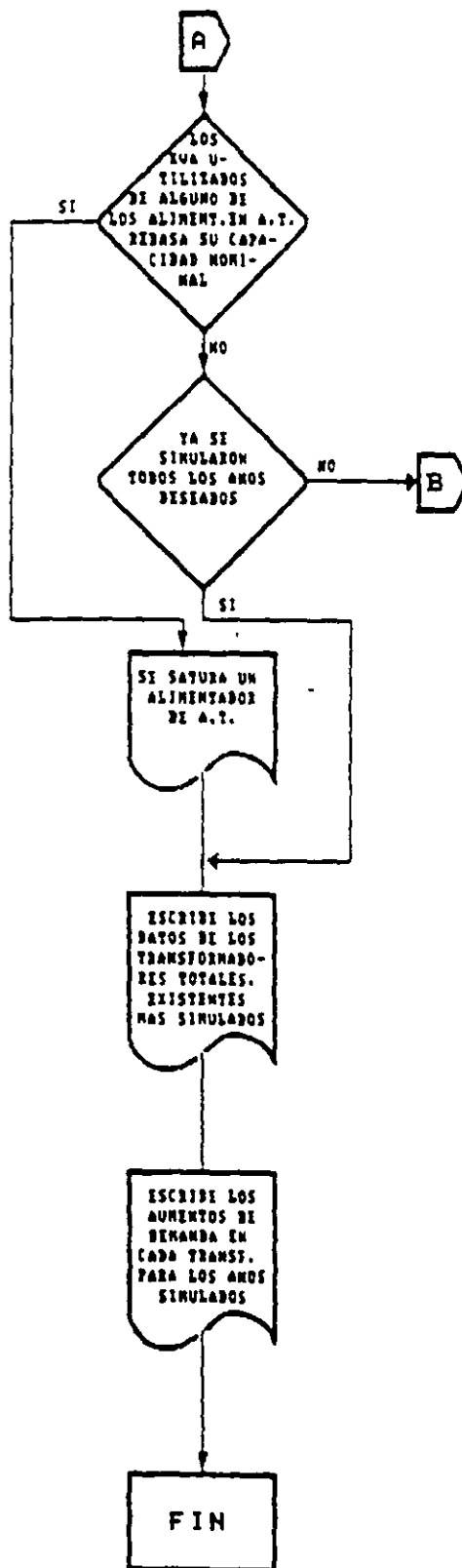


DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA PREDICCIÓN DE CARGAS POR EL METODO MONTE CARLO



EJEMPLO DE APLICACION. RED VERONICA.

Como se mencionó en páginas anteriores de este estudio, la decisión de invertir en una red subterránea implica un estudio detallado de las cargas, zonas, forma geométrica, localización puntual de cargas futuras, etc. Una decisión equivocada involucra posibles pérdidas económicas y molestias a los usuarios.

El método de Monte-Carlo aplicado como herramienta de planeación en redes subterráneas permite considerar algunas de las variables heurísticas que otros métodos no consideran ya que se pueden obtener reportes de las condiciones actuales en que está operando la red y por medio de la simulación las posibles necesidades de inversión en equipo, expansión y material a corto y mediano plazos, ya que se tiene un control estadístico de crecimiento de carga en la zona en el tiempo, así como los lugares posibles o probables de aparición de las cargas.

Dada la importancia que tiene la Zona Rosa dentro de la Ciudad de México y su posible expansión futura, se seleccionó la RED VERONICA para la aplicación de este método.

DATOS GENERALES DE LA RED

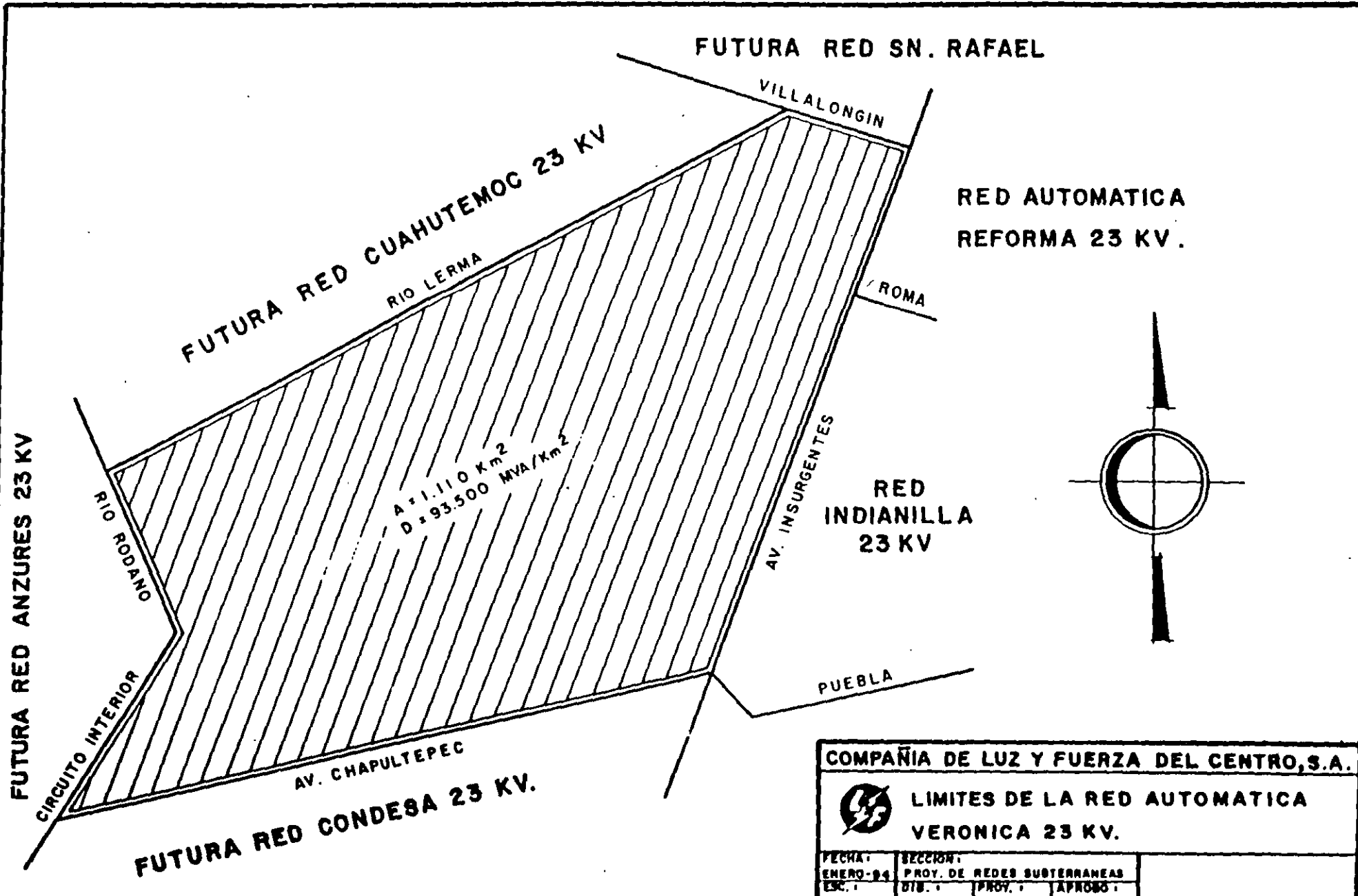
Los límites geográficos de la Red Automática Verónica 23 kV. son:

- Al Norte : Río Lerma y Villalongin
- Al Sur : Av. Chapultepec
- Al Oriente : Av. Insurgentes
- Al Poniente : Río Rodano y Circuito Interior

Con una superficie de: 1.11 km².

En la red se encuentran instaladas: 101 subestaciones, tipo bóveda y tipo interior, con un total de 166 transformadores.

La densidad de carga es de: 93:38 MVA/ km².



COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A.



LIMITES DE LA RED AUTOMATICA VERONICA 23 KV.

FECHA:	SECCION:		
ENERO-84	PROY. DE REDES SUBTERRANEAS		
ESC.:	DIB.:	PROY.:	APROB.:
SIN.	F.L.L.	R.R.C.	B.CH.A.
ACQY.:	REV.:	Vg.No.:	
	A.P.		D.B.O.

Actualmente la Red Verónica se alimenta por seis (6) troncales de 10 MVA cada una, de dos bancos de 30 MVA. de la S.E. Huasteca.

En base a las demandas de los últimos 5 años se tiene una tasa de crecimiento de 2.55.

PROGRAMA DE SIMULACION

El programa de simulación requiere de los siguientes datos:

- Año en que se inicia la simulación.
- Número de años a simular.
- Número de alimentadores y capacidad.
- Número de transformadores instalados en la zona, ubicación geográfica, capacidades nominal y utilizada de cada uno.
- Tasa de crecimiento en los últimos 5 años.
- Número de lotes disponibles donde sea posible la aparición de S.E. nuevas, ubicación geográfica y clasificados de la siguiente forma:
 - Estacionamiento privado
 - Estacionamiento público
 - Taller mecánico
 - Edificio en ruinas
 - Lotes baldíos
 - Edificio en construcción

Tipo de subestaciones, tomando como base la siguiente clasificación:

- 3 transformadores de 750 kVA.
- 3 transformadores de 500 kVA.
- 2 transformadores de 750 kVA.
- 2 transformadores de 500 kVA.
- 1 transformador de 750 kVA.
- 1 transformador de 500 kVA.

También se proporcionan los modelos matemáticos de:

- Número de S.E. que aparecen por año.

$$f(x) = 4X$$

esta curva se obtiene de datos estadísticos de la aparición de subestaciones por año en los últimos años.

- Lotes disponibles.

$$f(x) = 6.3 x^{0.6006}$$

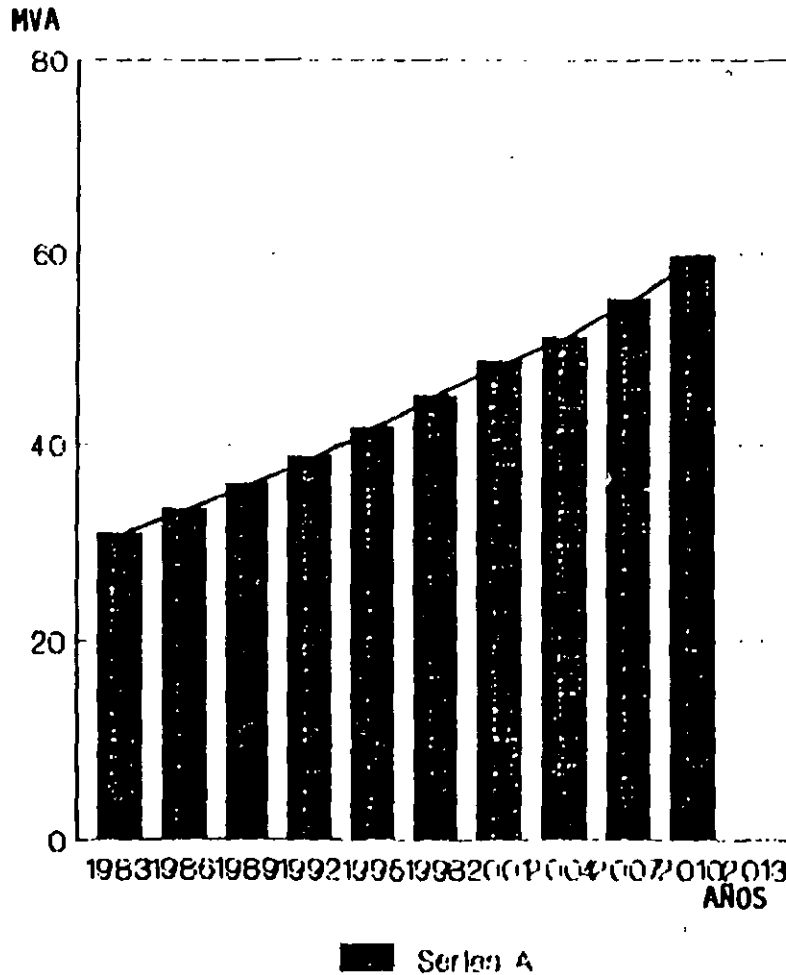
esta curva se obtiene dando valores probabilísticos de acuerdo a su factibilidad de necesidad de servicio eléctrico de acuerdo al tipo de lotes disponibles antes mencionados.

- Tipo de S.E.

$$f(x) = 6.0052 x^{0.3564}$$

esta curva se obtiene de datos estadísticos de la capacidad de las subestaciones tipo que han aparecido en los últimos años.

ANO DE SATURACION RED VERONICA 23 kV.



Tasa de Crecimiento = 2.55

DATOS HISTORICOS DE SE's POR AÑO

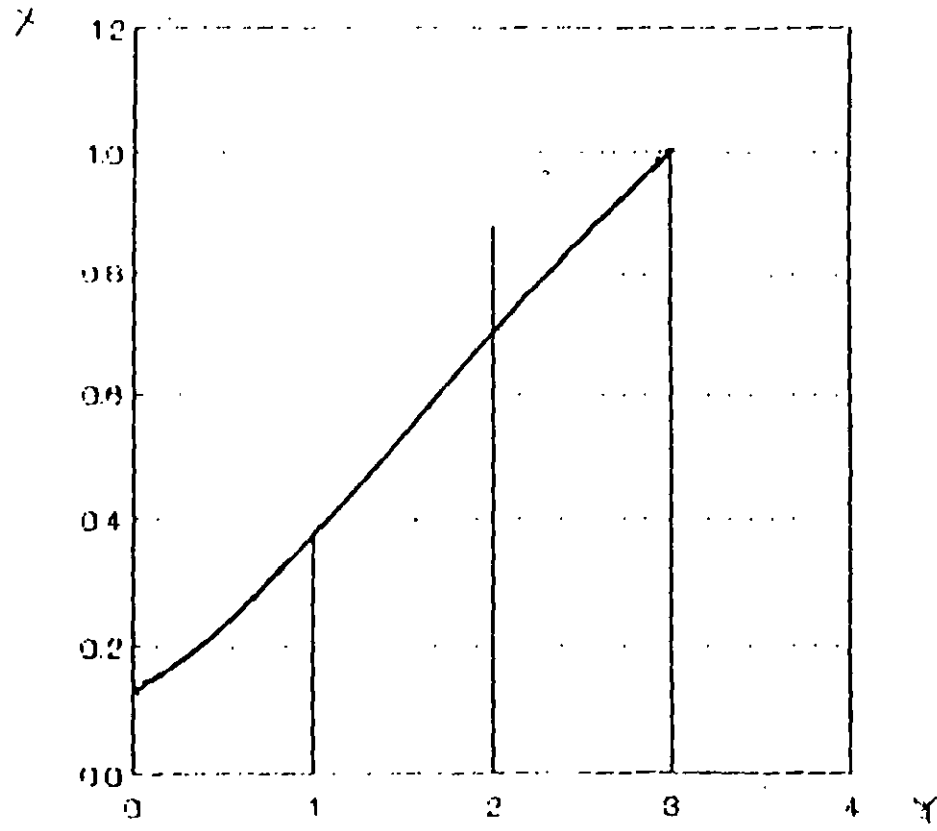
AÑO	No. DE SE's	CAPACIDADES EN KVAS
91	1	2x750
92	2	2x500, 1x750
93	2	1x750, 2x750
94	2	1x500, 2x500
95	3	1x500, 1x500, 1x750
96	2	1x500, 2x500
97	0	
98	1	1x750

MODELO HISTORICO
DE SUBESTACIONES POR AÑO

NUMERO DE SUBESTACIONES POR AÑO	FRECUENCIAS DE SE/AÑO	FRECUENCIA RELATIVA	FRECUENCIA RELATIVA ACUMULADA
0	1	0.125	0.125
1	2	0.250	0.375
2	4	0.5	0.875
3	1	0.125	1
TOTAL	8	1	

NUMERO DE S.E./AÑO

RED VERONICA 23 kV.



Serie: A

$$f(x) = 4 \cdot x$$

MODELO HISTORICO DE APARICION

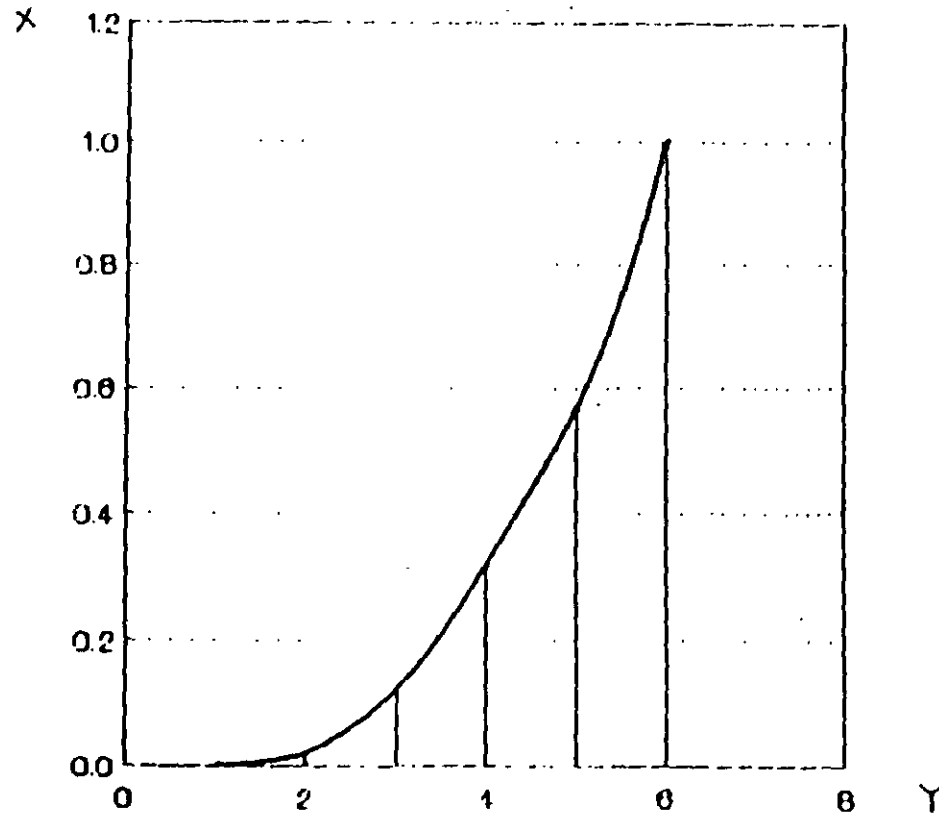
DE TIPO NORMALIZADO DE SE's

Y

X

TIPO DE SUBESTACION	NUMERO DE IDENTIFICACION	FRECUENCIA HISTORICA	FRECUENCIA RELATIVA	FRECUENCIA ACUMULADA
3 x 750	1	0	0	0
3 x 500	2	0	0	0
2 x 750	3	2	0.153	0.153
2 x 500	4	3	0.230	0.383
1 x 750	5	4	0.307	0.69
1 x 500	6	4	0.307	1.00
TOTAL	8	13	1	

TIPO DE S.E. RED VERONICA 23 kV.



Series A

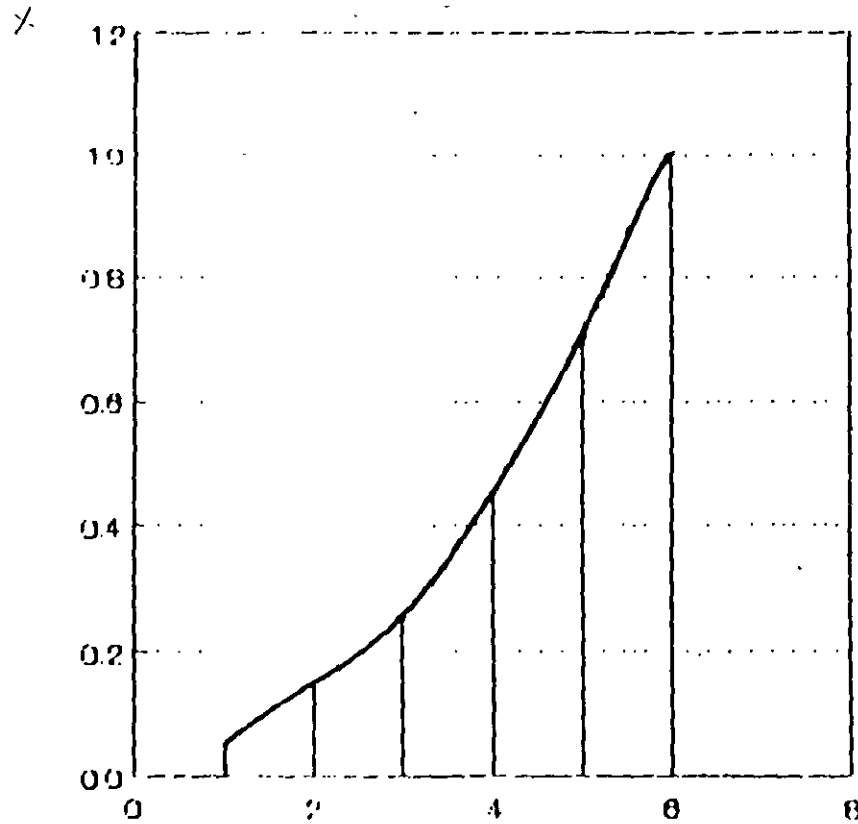
$$f(x) = 0.0062 \cdot x \cdot e^{-(0.3354x)}$$

MODELO PROBABILISTICO DE UTILIZACION DE TIPO DE LOTE

	Y			X
TIPO DE LOTE	N. DE IDENTIFICACION	PESO PROBABILISTICO	FRECUENCIA RELATIVA	FRECUENCIA RELATIVA ACUMULADA
ESTACIONAMIENTO PRIVADO	1	1	0.05	0.05
ESTACIONAMIENTO PUBLICO	2	2	0.10	0.15
TALLER MECANICO	3	2	0.10	0.25
EDIFICIO EN RUINAS	4	4	0.20	0.45
LOTE BALDIO	5	5	0.25	0.70
EDIFICIO EN CONSTRUCCION	6	6	0.30	1.00
TOTAL		20	1	1

LOTES DISPONIBLES RED VERONICA 23 kV.

PROBABILIDAD DE UTILIZACION
DE LOTES



Series A

$$f(x) = 0.30 \cdot x \exp(-0.60)$$

No. IDENTIFICACION

REPORTES DEL PROGRAMA

Al ejecutarse el programa entrega un reporte de la información proporcionada siguiente:

- Los transformadores existentes instalados en la red. Indicando: ubicación geográfica, capacidad nominal, capacidad utilizada actual y alimentador al que está conectado.
- Lotes disponibles. Indicando: ubicación geográfica, índice probabilístico de acuerdo a su clasificación como lote disponible y un número secuencial dentro de esa clasificación.
- Un reporte del estado actual que guarda la red en su conjunto, esto es: se indica cada "ALIMENTADOR" (balance de alimentadores) los "kVA's INSTALADOS", "kVA's UTILIZADOS" (demanda) y "FACTOR DE UTILIZACION", estos mismos datos se dan para toda la red (balance de red).

PROCESO DE SIMULACION

DATOS INICIALES

Se proporciona los datos iniciales en el año que se simula, el balance de los alimentadores al inicio de ese año, indicando "ALIMENTADOR", "kVA's INSTALADOS", "kVA's UTILIZADOS", y "FACTOR DE UTILIZACION".

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION

Se reportan las subestaciones de probable aparición, en donde el "NO. DE R.T." es el número secuencial del transformador a partir del total de los existentes, las "COORDENADAS" de su ubicación topográfica de acuerdo con el Lote Disponible seleccionado, "kVA's NOMINALES" en base al tipo de subestación seleccionada, "kVA's UTILIZADOS" tomando en forma aleatoria los factores de utilización de los alimentadores de la red para estimar la utilización de cada transformador simulado y el "NO. DE ALIMENTADOR" al que estará conectado el nuevo transformador simulado, en base al balance de los kVA's instalados del alimentador con menor capacidad instalada.

DATOS FINALES

En este reporte se indica el estado final de los alimentadores para el año simulados, teniéndose: "ALIMENTADOR", "kVA's INSTALADOS", "kVA's UTILIZADOS", "FACTOR DE UTILIZACION", debe notarse que los kVA's instalados han sido modificados por incluir los transformadores nuevos simulados, al igual los kVA's utilizados debido a el efecto de la tasa de crecimiento natural de la red, asi como los kVA's demandados por cada transformador simulado. Esto origina la correspondiente modificación del factor de utilización por alimentador.

REPORTE ADICIONAL

Es un reporte final se proporciona el estado en que se encuentran los transformadores iniciales y simulados al final del cálculo. En el se indica: "NO." secuencial del transformador, "COORDENADAS" de la ubicación geográfica, "ALIMENTADOR" al que esta o estara conectado el transformador, "kVA's NOMINALES" de cada transformador, "kVA's UTILIZADOS POR AÑO" incluyendo el año inicial hasta el año de la ultima simulación.

Conviene hacer notar que todos los transformadores existentes y los simulados a partir de su aparición son afectados por la tasa de crecimiento natural de la red.

| RED AUTOMATICA VERONICA 23 kv. .

AÑO EN QUE SE INICIA LA SIMULACION 1|

|NUMERO DE AÑOS A CALCULAR 5

NUMERO DE ALIMENTADORES EN LA RED 6|

|CAPACIDAD DE CADA ALIMENTADOR 10000 kVA.

NUMERO DE TRANSFORMADORES AL INICIO DE LA SIMULACION 166|

|TASA DE CRECIMIENTO 2.550

NUMERO DE LOTES DISPONIBLES 93|

|NUMERO DE INTERVALOS PARA LOS LOTES DISPONIBLES 6

MAXIMO NUMERO DE LOTES POR INTERVALO 36|

|NUMERO DE SUBESTACIONES TIPO 6

|NUMERO DE INTERVALOS PARA SUBESTACIONES TIPO 6

DATOS PARA EL AÑO 0

NO.	COORDENADAS	kVA's.NOMINALES	kVA's.UTILIZADOS	NO.ALIM.
1	4782 7761	750	262	2
2	4782 5574	500	198	6
3	4782 6765	500	217	4
4	0 6548	750	206	4
5	4782 7651	500	110	1
6	0 0	500	205	5
7	4883 4209	500	156	3
8	4883 4210	500	175	6
9	4783 4	300	8	3
10	4782 5254	500	232	4
11	4782 5542	500	137	2
12	4782 5541	500	129	3
13	4782 7643	500	160	6
14	4782 8178	500	270	2
15	4782 7666	500	255	6
16	4782 6546 <	750	329	5
17	4782 6437	750	251	6
18	4782 6436	750	262	4
19	4782 8682	500	354	5
20	4783 1	750	176	3
21	4782 9300	750	213	1
22	4782 8729	750	262	5
23	4782 8728	750	191	2
24	4782 5180	500	144	1
25	4782 5181	500	141	5
26	4883 2018	500	152	4
27	4782 7241	500	141	3
28	4782 7242	500	148	6
29	4781 3159	300	152	6
30	4781 3059	300	140	3
31	4782 6384	500	201	3
32	4782 6785	500	202	5
33	4782 5574 <	750	168	6
34	4782 5575	750	150	5
35	4782 5576	750	172	4
36	4782 5460	750	284	1
37	4782 5464	750	143	2
38	4782 5466	750	281	6
39	4782 7487	750	236	1
40	4782 7488	750	239	3
41	4782 7489	750	198	6
42	4882 1682	500	274	2
43	4782 771	750	382	5
44	4782 6834	500	304	4
45	4782 6835	500	190	6
46	4782 6562	750	239	6
47	4782 6563	750	232	5
48	4782 4637	500	163	2
49	4782 4219	500	122	1
50	4782 4013	500	173	6
51	4883 610	500	171	3
52	4782 9589	750	191	4
53	4782 9590	750	198	1
54	4782 7696	500	251	4
55	4883 186	500	250	2
56	4883 3823	300	102	6
57	4883 3723	300	95	2
58	4883 3314	750	198	3
59	4883 3413	750	213	2
60	4883 3512	750	213	1
61	4883 1204	500	129	6

62	4883	1404	500	129	5
63	4882	1987	500	217	3
64	4882	1681	750	228	5
65	4882	1883	750	228	4
66	4882	3209	750	247	1
67	4882	1875	750	131	2
68	4882	1875	750	202	5
69	4782	9974	750	367	3
70	4782	9874	750	363	4
71	4882	1164	750	183	4
72	4882	562	500	144	5
73	4782	9262	300	274	6
74	4882	1056	500	202	5
75	4882	956	500	202	2
76	4782	8963	750	120	5
77	4782	8964	750	74	4
78	4782	1	750	116	3
79	4882	653	750	198	2
80	4882	654	750	209	3
81	4882	553	750	228	4
82	4882	554	750	247	5
83	4781	7726	750	59	3
84	4782	7648	750	37	6
85	4782	7647	750	26	4
86	4782	8729	750	228	4
87	4782	8730	750	224	2
88	4782	7332	750	322	1
89	4782	7331	750	322	3
90	4782	8320	750	131	1
91	4782	8319	750	135	5
92	4782	6923	500	144	2
93	4782	8013	750	419	4
94	4782	8013	750	607	2
95	4782	8015	750	0	6
96	4782	7018	750	359	2
97	4782	7019	750	404	5
98	4782	7020	750	445	6
99	4782	7021	750	378	1
100	4782	7708	500	122	2
101	4782	7607	750	117	3
102	4782	7606	750	138	5
103	4781	6970	500	312	1
104	4781	6888	500	274	2
105	4781	6989	500	289	3
106	4781	5792	750	206	6
107	4781	5793	750	187	3
108	4781	4074	300	99	4
109	4781	4464	750	296	1
110	4781	4265	750	284	2
111	4781	4565	750	303	4
112	4781	5257	750	243	4
113	4781	5258	750	206	5
114	4782	8446	500	198	3
115	4781	8730	750	74	1
116	4781	8729	750	0	5
117	4782	9743	750	479	1
118	4782	9742	750	389	3
119	4782	9644	750	442	4
120	4782	9645	750	427	5
121	4782	5322	500	123	1
122	4782	4725	500	118	6
123	4782	4427	500	160	4
				100	3

125	4882	2386	500	259	2
126	4882	3185	500	236	1
127	0	0	750	292	3
128	0	0	750	307	2
129	0	0	750	311	1
130	4781	7583	750	322	6
131	4781	7582	750	299	3
132	4781	7581	750	303	2
133	4781	7675	500	163	4
134	4781	6265	500	167	6
135	4782	8923	750	202	5
136	4782	7494	500	156	5
137	4782	2797	750	371	4
138	4882	2796	750	352	3
139	4882	2695	750	356	2
140	4882	2595	750	363	1
141	4782	9510	500	95	2
142	4782	9410	500	95	6
143	4781	8890	500	122	5
144	4781	8285	500	202	1
145	4883	2707	750	284	4
146	4781	8485	750	89	2
147	4781	8285	750	104	5
148	4781	7495	500	186	6
149	4883	2703	500	190	6
150	4782	8307	500	152	1
151	4781	5753	300	96	1
152	4882	1164	500	160	1
153	4882	330	500	247	3
154	4782	9633	500	208	1
155	4782	9534	500	198	2
156	4782	5701	500	198	4
157	4782	5007	500	152	2
158	4782	6111	750	206	5
159	4782	6111	750	194	1
160	4781	3081	500	148	3
161	4781	4791	500	167	1
162	4782	7427	500	190	5
163	4782	6932	500	177	2
164	4781	6989	750	270	3
165	4782	4745	500	91	3
166	4782	4645	500	110	6

[DATOS PARA EL AÑO 0

DATOS DE LOS ALIMENTADORES]

ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17050	5971	0.350
2	17800	6479	0.364
3	17850	5914	0.331
4	17050	5999	0.352
5	18500	5819	0.315
6	15400	4969	0.323

DATOS DE LA RED]

kVA.'s INSTALADOS	103650
kVA.'s UTILIZADOS	35151
F.U.	0.339

LOTES DISPONIBLES

NO.	COORDENADAS	PESO PROBABILISTICO	NO. SECUENCIAL
1	4882 3082 - 4	1	1
2	4781 8295 - 1	2	1
3	4882 1968	3	1
4	4782 9831 - 1	4	1
5	4782 8908 - 1	5	1
6	4882 3698 - 4	1	2
7	4882 2191 - 3	2	2
8	4782 5508	3 <	2 <
9	4882 2470 - 2	4	2 <
10	4782 9015 - 4	5	2
11	4882 2268	1	3
12	4782 7884	2	3
13	4882 1867	4	3
14	4782 9820 - 5	5	3
15	4782 8602	1	4
16	4782 8092	2	4
17	4882 2379	4	4
18	4782 8111	5	4
19	4782 9209	1	5
20	4882 493	2	5
21	4782 7778	4	5
22	4782 8716	5	5
23	4882 1357	1	6
24	4782 9596	2	6
25	4782 9989	4	6
26	4882 956	5	6
27	4882 1663	1	7
28	4782 9690	2	7
29	4882 191	4	7
30	4782 8049	5	7
31	4782 9889	2	8
32	4782 9793	4	8
33	4882 996	5	8
34	4882 1064	1	9
35	4781 5754	2	9
36	4782 9993	4	9
37	4882 996	5	9
38	4882 1879	1	10
39	4781 5458	2	10
40	4883 406	4	10
41	4882 997	5	10
42	4882 2589	1	10
43	4781 3675	2	11
44	4883 1203	4	11
45	4882 1097	5	11
46	4883 3010	1	11
47	4782 5001	2	12
48	4782 5201	4	12
49	4883 900	5	12
50	4782 7751	1	12
51	4781 4696	2	13
52	4782 3804	4	13
53	4883 1002	5	13
54	4883 102	1	13
55	4782 3805	2	14
56	4782 3703	4	14
57	4883 1104	5	14
58	4781 6357	1	14
59	4782 4412	2	15
60	4782 5070	4	15
61	4883 1005	5	15

62	4781	5598	1	16
63	4782	4539	2	16
64	4782	7476	4<	16<
65	4883	905	5	16
66	4781	3992	1	17
67	4782	6453	2<	17<
68	4883	806	5	17
69	4781	3283	1	18
70	4883	806	5	18
71	4782	4305	1	19
72	4883	706	5	19
73	4782	6102	1	20
74	4883	208	5	20
75	4782	6511	1	21
76	4883	107	5	21
77	4782	4951	1<	22<
78	4783	9905	5	22
79	4883	204	5	23
80	4883	301	5	24
81	4883	501	5	25
82	4882	598	5	26
83	4882	698	5	27
84	4882	798	5	28
85	4882	897	5	29
86	4781	6986	5	30
87	4782	4109	5	31
88	4782	4010	5	32
89	4782	3909	5	33
90	4782	4421	5	34
91	4782	4523	5	35
92	4782	5226	5<	36<

S.E. TIPO

NO.DE TRANSF.	CAPACIDAD EN kVA.	INTERVALO PROB.
3	750	1
3	500	2
2	750	3
2	500	4
1	750	5
1	500	6

*****SIMULACION PARA EL AÑO 1 *****

ALIMENTADOR	DATOS INICIALES		F.U.
	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	
1	17050	5971	0.350
2	17800	6479	0.364
3	17850	5914	0.331
4	17050	5999	0.352
5	18500	5819	0.315
6	15400	4969	0.323

NO. RT	COORDENADAS	SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION		NO. ALIM.
		kVA's. NOMINALES	kVA's. UTILIZADOS	
167	4781	8296	500	6
168	4781	8297	500	1
169	4782	9832	750	6
170	4782	8909	750	6

ALIMENTADOR	DATOS FINALES		F.U.
	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	
1	17550	6304	0.359
2	17800	6644	0.373
3	17850	6065	0.340
4	17050	6152	0.361
5	18500	5967	0.323
6	17400	5787	0.333

*****SIMULACION PARA EL AÑO 2 *****

DATOS INICIALES			
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6304	0.359
2	17800	6644	0.373
3	17850	6065	0.340
4	17050	6152	0.361
5	18500	5967	0.323
6	17400	5787	0.333

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION				
NO. RT	COORDENADAS	kVA's. NOMINALES	kVA's. UTILIZADOS	NO. ALIM.
171	4882 2471	750	276	4

DATOS FINALES			
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6464	0.368
2	17800	6814	0.383
3	17850	6219	0.348
4	17800	6585	0.370
5	18500	6120	0.331
6	17400	5934	0.341

*****SIMULACION PARA EL AÑO 3*****

DATOS INICIALES			
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6464	0.368
2	17800	6814	0.383
3	17850	6219	0.348
4	17800	6585	0.370
5	18500	6120	0.331
6	17400	5934	0.341

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION				NO. ALIM.
NO. RT	COORDENADAS	kVA's. NOMINALES	kVA's. UTILIZADOS	
172	4882 2192	750	283	6

DATOS FINALES			
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6629	0.378
2	17800	6987	0.393
3	17850	6378	0.357
4	17800	6753	0.379
5	18500	6276	0.339
6	18150	6369	0.351

*****SIMULACION PARA EL AÑO 4*****

DATOS INICIALES			
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6629	0.378
2	17800	6987	0.393
3	17850	6378	0.357
4	17800	6753	0.379
5	18500	6276	0.339
6	18150	6369	0.351

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION				
NO. RT	COORDENADAS	kVA's. NOMINALES	kVA's. UTILIZADOS	NO. ALIM.
173	4882 3083	500	201	1
174	4882 3084	500	180	2
175	4782 9016	750	275	4
176	4882 3699	750	275	3

DATOS FINALES			
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	18050	7000	0.388
2	18300	7345	0.401
3	18600	6816	0.366
4	18550	7200	0.388
5	18500	6436	0.348
6	18150	6531	0.360

*****SIMULACION PARA EL AÑO 5 *****

DATOS INICIALES			
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	18050	7000	0.388
2	18300	7345	0.401
3	18600	6816	0.366
4	18550	7200	0.388
5	18500	6436	0.348
6	18150	6531	0.360

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION				
NO. RT	COORDENADAS	kVA's. NOMINALES	kVA's. UTILIZADOS	NO. ALIM.
177	4782 9821	500	188	1
178	4782 9822	500	178	6

DATOS FINALES			
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	18550	7366	0.397
2	18300	7533	0.412
3	18600	6989	0.376
4	18550	7384	0.398
5	18500	6600	0.357
6	18650	6876	0.369

NO.	COORDENADAS		ALIM.	KVA'S.NOM.						
KVA'S.UTILIZADOS POR AÑO										
1	4782	7761	2	750	262	269	276	283	290	297
2	4782	5574	6	500	198	203	208	214	219	225
3	4782	6765	4	500	217	223	228	234	240	246
4	0	6548	4	750	206	211	217	222	228	234
5	4782	7651	1	500	110	113	116	119	122	125
6	0	0	5	500	205	210	216	221	227	233
7	4883	4209	3	500	156	160	164	168	173	177
8	4883	4210	6	500	175	179	184	189	194	198
9	4783	4	3	300	8	8	8	9	9	9
10	4782	5254	4	500	232	238	244	250	257	263
11	4782	5542	2	500	137	140	144	148	152	155
12	4782	5541	3	500	129	132	136	139	143	146
13	4782	7643	6	500	160	164	168	173	177	181
14	4782	8178	2	500	270	277	284	291	299	306
15	4782	7666	6	500	255	262	268	275	282	289
16	4782	6546	5	750	329	337	346	355	364	373
17	4782	6437	6	750	251	257	264	271	278	285
18	4782	6436	4	750	262	269	276	283	290	297
19	4782	8682	5	500	354	363	372	382	392	401
20	4783	1	3	750	176	180	185	190	195	200
21	4782	9300	1	750	213	218	224	230	236	242
22	4782	8729	5	750	262	269	276	283	290	297
23	4782	8728	2	750	191	196	201	206	211	217
24	4782	5180	1	500	144	148	151	155	159	163
25	4782	5181	5	500	141	145	148	152	156	160
26	4883	2018	4	500	152	156	160	164	168	172
27	4782	7241	3	500	141	145	148	152	156	160
28	4782	7242	6	500	148	152	156	160	164	168
29	4781	3159	6	300	152	156	160	164	168	172
30	4781	3059	3	300	140	144	147	151	155	159
31	4782	6384	3	500	201	206	211	217	222	228
32	4782	6785	5	500	202	207	212	218	223	229
33	4782	5574	6	750	168	172	177	181	186	191
34	4782	5575	5	750	150	154	158	162	166	170
35	4782	5576	4	750	172	176	181	185	190	195
36	4782	5460	1	750	284	291	299	306	314	322
37	4782	5464	2	750	143	147	150	154	158	162
38	4782	5466	6	750	281	288	296	303	311	319
39	4782	7487	1	750	236	242	248	255	261	268
40	4782	7488	3	750	239	245	251	258	264	271
41	4782	7489	6	750	198	203	208	214	219	225
42	4882	1682	2	500	274	281	288	296	303	311
43	4782	771	5	750	382	392	402	412	422	433
44	4782	6834	4	500	304	312	320	328	336	345
45	4782	6835	6	500	190	195	200	205	210	215
46	4782	6562	6	750	239	245	251	258	264	271
47	4782	6563	5	750	232	238	244	250	257	263
48	4782	4637	2	500	163	167	171	176	180	185
49	4782	4219	1	500	122	125	128	132	135	138
50	4782	4013	6	500	173	177	182	187	191	196
51	4883	610	3	500	171	175	180	184	189	194
52	4782	9589	4	750	191	196	201	206	211	217
53	4782	9590	1	750	198	203	208	214	219	225
54	4782	7696	4	500	251	257	264	271	278	285
55	4883	186	2	500	250	256	263	270	276	284
56	4883	3823	6	300	102	105	107	110	113	116
57	4883	3723	2	300	95	97	100	102	105	108
58	4883	3314	3	750	198	203	208	214	219	225
59	4883	3413	2	750	213	218	224	230	236	242
60	4883	3512	1	750	213	218	224	230	236	242

62	4883	1404	5	500	129	132	136	139	143	146
63	4882	1987	3	500	217	223	228	234	240	246
64	4882	1681	5	750	228	234	240	246	252	259
65	4882	1883	4	750	228	234	240	246	252	259
66	4882	3209	1	750	247	253	260	266	273	280
67	4882	1875	2	750	131	134	138	141	145	149
68	4882	1875	5	750	202	207	212	218	223	229
69	4782	9974	3	750	367	376	386	396	406	416
70	4782	9874	4	750	363	372	382	391	401	412
71	4882	1164	4	750	183	188	192	197	202	208
72	4882	562	5	500	144	148	151	155	159	163
73	4782	9262	6	300	274	281	288	296	303	311
74	4882	1056	5	500	202	207	212	218	223	229
75	4882	956	2	500	202	207	212	218	223	229
76	4782	8963	5	750	120	123	126	129	133	136
77	4782	8964	4	750	74	76	78	80	82	84
78	4782	1	3	750	116	119	122	125	128	132
79	4882	653	2	750	198	203	208	214	219	225
80	4882	654	3	750	209	214	220	225	231	237
81	4882	553	4	750	228	234	240	246	252	259
82	4882	554	5	750	247	253	260	266	273	280
83	4781	7726	3	750	59	61	62	64	65	67
84	4782	7648	6	750	37	38	39	40	41	42
85	4782	7647	4	750	26	27	27	28	29	29
86	4782	8729	4	750	228	234	240	246	252	259
87	4782	8730	2	750	224	230	236	242	248	254
88	4782	7332	1	750	322	330	339	347	356	365
89	4782	7331	3	750	322	330	339	347	356	365
90	4782	8320	1	750	131	134	138	141	145	149
91	4782	8319	5	750	135	138	142	146	149	153
92	4782	6923	2	500	144	148	151	155	159	163
93	4782	8013	4	750	419	430	441	452	463	475
94	4782	8013	2	750	607	622	638	655	671	688
95	4782	8015	6	750	0	0	0	0	0	0
96	4782	7018	2	750	359	368	378	387	397	407
97	4782	7019	5	750	404	414	425	436	447	458
98	4782	7020	6	750	445	456	468	480	492	505
99	4782	7021	1	750	378	388	398	408	418	429
100	4782	7708	2	500	122	125	128	132	135	138
101	4782	7607	3	750	117	120	123	126	129	133
102	4782	7606	5	750	138	142	145	149	153	157
103	4781	6970	1	500	312	320	328	336	345	354
104	4781	6888	2	500	274	281	288	296	303	311
105	4781	6989	3	500	289	296	304	312	320	328
106	4781	5792	6	750	206	211	217	222	228	234
107	4781	5793	3	750	187	192	197	202	207	212
108	4781	4074	4	300	99	102	104	107	109	112
109	4781	4464	1	750	296	304	311	319	327	336
110	4781	4265	2	750	284	291	299	306	314	322
111	4781	4565	4	750	303	311	319	327	335	344
112	4781	5257	4	750	243	249	256	262	269	276
113	4781	5258	5	750	206	211	217	222	228	234
114	4782	8446	3	500	198	203	208	214	219	225
115	4781	8730	1	750	74	76	78	80	82	84
116	4781	8729	5	750	0	0	0	0	0	0
117	4782	9743	1	750	479	491	504	517	530	543
118	4782	9742	3	750	389	399	409	420	430	441
119	4782	9644	4	750	442	453	465	477	489	501
120	4782	9645	5	750	427	438	449	461	472	484
121	4782	5322	1	500	123	126	129	133	136	140
122	4782	4725	6	500	118	121	124	127	131	134
123	4782	4427	4	500	160	164	168	173	177	181

125	4882	2386	2	500	259	266	272	279	286	294
126	4882	3185	1	500	236	242	248	255	261	268
127	0	0	3	750	292	299	307	315	323	331
	0	0	2	750	307	315	323	331	340	348
	0	0	1	750	311	319	327	335	344	353
128	4781	7583	6	750	322	330	339	347	356	365
131	4781	7582	3	750	299	307	314	322	331	339
132	4781	7581	2	750	303	311	319	327	335	344
133	4781	7675	4	500	163	167	171	176	180	185
134	4781	6265	6	500	167	171	176	180	185	189
135	4782	8923	5	750	202	207	212	218	223	229
136	4782	7494	5	500	156	160	164	168	173	177
137	4782	2797	4	750	371	380	390	400	410	421
138	4882	2796	3	750	352	361	370	380	389	399
139	4882	2695	2	750	356	365	374	384	394	404
140	4882	2595	1	750	363	372	382	391	401	412
141	4782	9510	2	500	95	97	100	102	105	108
142	4782	9410	6	500	95	97	100	102	105	108
143	4781	8890	5	500	122	125	128	132	135	138
144	4781	8285	1	500	202	207	212	218	223	229
145	4883	2707	4	750	284	291	299	306	314	322
146	4781	8485	2	750	89	91	94	96	98	101
147	4781	8285	5	750	104	107	109	112	115	118
148	4781	7495	6	500	186	191	196	201	206	211
149	4883	2703	6	500	190	195	200	205	210	215
150	4782	8307	1	500	152	156	160	164	168	172
151	4781	5753	1	300	96	98	101	104	106	109
152	4882	1164	1	500	160	164	168	173	177	181
153	4882	330	3	500	247	253	260	266	273	280
154	4782	9633	1	500	208	213	219	224	230	236
155	4782	9534	2	500	198	203	208	214	219	225
156	4782	5701	4	500	198	203	208	214	219	225
157	4782	5007	2	500	152	156	160	164	168	172
158	4782	6111	5	750	206	211	217	222	228	234
159	4782	6111	1	750	194	199	204	209	215	220
160	4781	3081	3	500	148	152	156	160	164	168
161	4781	4791	1	500	167	171	176	180	185	189
162	4782	7427	5	500	190	195	200	205	210	215
163	4782	6932	2	500	177	182	186	191	196	201
164	4781	6989	3	750	270	277	284	291	299	306
165	4782	4745	3	500	91	93	96	98	101	103
166	4782	4645	6	500	110	113	116	119	122	125
167	4781	8296	6	500	0	165	170	174	178	183
168	4781	8297	1	500	0	180	185	190	195	200
169	4782	9832	6	750	0	255	261	268	275	282
170	4782	8909	6	750	0	271	278	285	292	299
171	4882	2471	4	750	0	0	276	283	291	298
172	4882	2192	6	750	0	0	0	283	291	298
173	4882	3083	1	500	0	0	0	0	201	206
174	4882	3084	2	500	0	0	0	0	180	185
175	4782	9016	4	750	0	0	0	0	275	282
176	4882	3699	3	750	0	0	0	0	275	282
177	4782	9821	1	500	0	0	0	0	0	188
178	4782	9822	0	500	0	0	0	0	0	178

ANALISIS PREVIO DE RESULTADOS

El utilizar métodos probabilísticos con Sistemas de Distribución Subterráneos es totalmente novedoso en Luz y Fuerza. Es necesario por tanto, verificar sus resultados y establecer valores lo más cercano posible a la realidad; sin embargo, es una herramienta valiosa de planeación ya que proporciona no sólo un REPORTE DE LAS CONDICIONES ACTUALES de operación de la red sino las posibles NECESIDADES DE INVERSIONES en equipo y material para los próximos años.

Del ejemplo seleccionado se puede resumir que en los próximos 5 años se tendrán las siguientes necesidades:

	12 TRANSFORMADORES
	6 son de 750 kVA
DE LOS CUALES:	6 son de 500 kVA

Todos ellos en los Lotes Disponibles indicados por sus coordenadas y conectados a los alimentadores con mejor capacidad instalada, los cuales conllevan a un mejor balance de la red. La cantidad de metros de cable necesario se puede obtener directamente de los planos de la red.

Por otra parte se puede observar que los Factores de Utilización son muy bajos, así por ejemplo: si a un transformador de 750 kVA tiene un F.U. de 0.33 (F.U. de la red) en condiciones normales, al considerar una primera contingencia llegaría al 0.66, por tanto:

$$750 \text{ kVA} * 0.66 = 500 \text{ kVA}$$

Esto significa que probablemente convenga que todos los transformadores existentes y futuros no sobrepasen la capacidad de 500 kVA, ya que en condiciones normales el transformador estará trabajando al 50% de su capacidad (con máxima eficiencia) y para la primer contingencia está al 100% por un período corto.

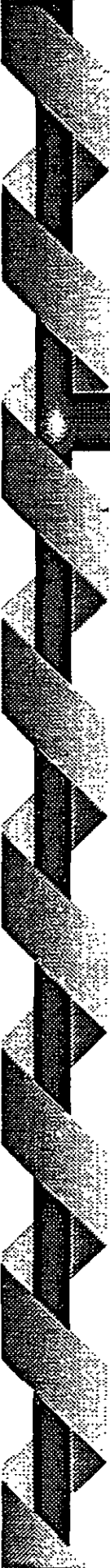
Es posible también observar los kVA's UTILIZADOS en la red son 35.15 MVA. en la red y dado que cada alimentador es de 10 MVA se tiene:

NO. ALIMENTADORES: $\frac{35.15 \text{ MVA. en la red}}{10 \text{ MVA./alimentador}} = 3.515$ alimentadores

Por tanto la carga de toda la red podría ser llevada con cuatro (4) alimentadores, sin disminución de continuidad, y los alimentadores restantes dedicarlos a usuarios de Media Tensión con cargas puntuales elevadas.

Esto conlleva una disminución de inversiones en instalaciones, las cuales prácticamente no serán recuperadas en corto tiempo ya que como se mencionó la saturación de la red con la tasa de crecimiento actual de 2.55 será hasta el año 2011.

Es claro que este proceso de simulación es dinámico al igual que las necesidades de carga de los usuarios, por lo que se recomienda sea ejecutado una vez por año o cada vez que se prevean cambios importantes de las condiciones técnico-económicas en la red.



**LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
SUBDIRECCION DE CONSTRUCCION
Gerencia de Proyectos**

**LA TEORIA DE LA CONFIABILIDAD
APLICADA A LOS SISTEMAS ELECTRICOS**

■ **Módulo II. Tópicos avanzados de la teoría de la confiabilidad.**

Expositores:

*Ing. Pelayo Fernández Villalobos
Subdirección de Distribución y Comercialización*

*Ing. Felipe Martínez Cruz
Subdirección de Construcción*

*Ing. Alberto Esquivel Reyes
Subdirección de Construcción*

*Ing. Pedro Téllez Rodríguez
Subdirección de Construcción*

*Ing. Telésforo Trujillo Sotelo
Subdirección de Distribución y Comercialización*

*Ing. Miguel Ángel Flores Rangel
Subdirección de Construcción*

Tipografía:

*Patricia Vázquez Calderón
Alma Leticia Reyes Sosa
Elizabeth Avila Lechuga
Adrian Suárez Quiñonez*

Junio de 1999

1 LA FUNCIÓN DE CONFIABILIDAD

1.1 TASA DE FALLAS O DE RIESGO.

1.2 MADURACIÓN VIDA ÚTIL Y ENVEJECIMIENTO.

**1.3 TASA DE FALLAS EN LOS PERIODOS DE
MADURACIÓN Y ENVEJECIMIENTO EVALUADA
MEDIANTE LA DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL.**

1.4 TIPO DE COMPONENTES.

**1.5 CICLO DE OPERACIÓN - FALLA - REPARACIÓN -
OPERACIÓN**

*Pedro Téllez Rodríguez
Alberto Esquivel Reyes
Junio de 1999*

1.1 TASA DE FALLAS O DE RIESGO

Los parámetros que están asociados con el cálculo de confiabilidad se describen mediante distribuciones de probabilidad.

- *¿Como determinar la distribución de probabilidad adecuada?*
 - *Pruebas de muestreo.*
 - *Comportamiento estadístico (base de datos).*
 - *Experiencia en el conocimiento del componente o sistema.*

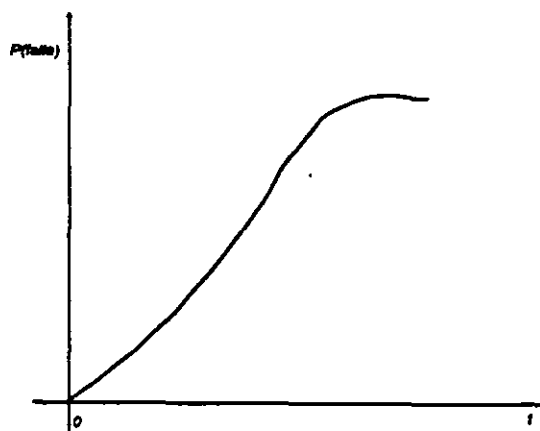
- *¿Como evaluar la confiabilidad de un componente o sistema?*
 - *mediante las distribuciones de probabilidad.*
 - *propiedades de las funciones de probabilidad.*
 - *funciones de densidad de probabilidad.*
 - *funciones de probabilidad acumulada.*
 - *valor medio o esperado.*
 - *varianza y desviación estándar.*

- *En Confiabilidad la variable aleatoria es generalmente el tiempo.*

Si $t = 0 \Rightarrow$ Sistema operando $\Rightarrow P(\text{falla}) = 0$

Si $t > 0 \Rightarrow P(\text{falla}) \rightarrow 1 \Rightarrow$ Sistema fallará

Esta característica es equivalente a la función de probabilidad acumulada y es una medida de la probabilidad de falla como una función del tiempo (o de otra variable aleatoria que se considere).



En términos de Confiabilidad, esta función se conoce como la "Distribución acumulada de falla" o "Probabilidad de falla" o "Función de inconfiabilidad", y se designa por $Q(t)$.

La función complementaria de $Q(t)$ es la "Función de Supervivencia" o la "Función de Confiabilidad" o la "Probabilidad de supervivencia", y se designa por $R(t)$:

$$R(t) = 1 - Q(t) \dots \dots \dots (1)$$

$$f(t) = \frac{dQ(t)}{dt} = - \frac{dR(t)}{dt} \dots \dots \dots (2)$$

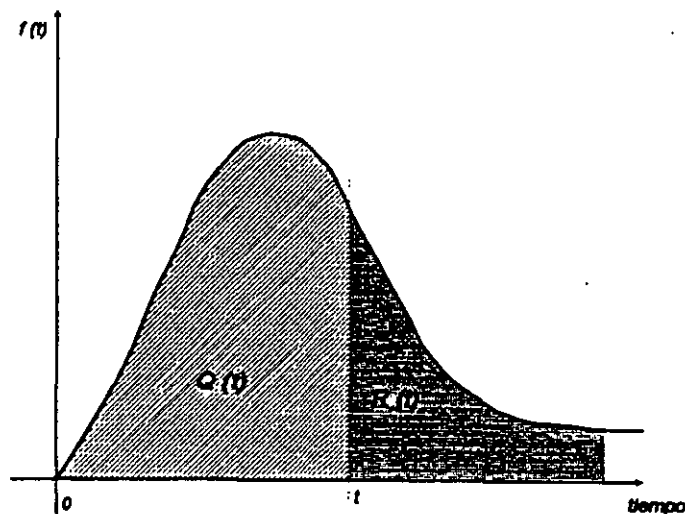
$$Q(t) = \int_0^t f(t) dt \dots \dots \dots (3)$$

donde $f(t)$ = función de densidad de falla

$$R(t) = 1 - \int_0^t f(t) dt \dots \dots \dots (4)$$

El área total bajo la curva de densidad de falla, debe ser la unidad y entonces la ecuación (4) puede escribirse como:

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(t) dt \dots \dots \dots (5)$$



Una función adicional, de las más usadas en confiabilidad, es la que se conoce como: "tasa o función de riesgo" (hazard rate); "tasa o función de falla"; "tasa o función de reparación"; "fuerza de mortalidad"; etc.

En términos de falla, la tasa de riesgo es una medida de la frecuencia con que ocurren las fallas.

El número de fallas depende del tamaño de la población considerada, es decir: Para un mismo periodo de tiempo:

$$A : 1000 \Rightarrow N^{\circ} \text{ de fallas} = X$$

$$B : 100 \Rightarrow N^{\circ} \text{ de fallas} < X$$

si $A \equiv B$; la tasa de riesgo debe ser la misma

Similarmente: para un mismo periodo de tiempo

$$\left. \begin{array}{l} A : 1000 \\ B : 100 \end{array} \right\} \Rightarrow N^{\circ} \text{ de fallas} = X$$

Podemos afirmar que:

$$A \neq B$$

y por lo tanto:

*B es más propenso a fallar que A
y consecuentemente:*

la tasa de riesgo de A < tasa de riesgo de B

Por lo anterior, deducimos que:

La tasa de riesgo depende de:

- *Nº de fallas en cierto periodo*
- *Nº de componentes expuestos a la falla.*

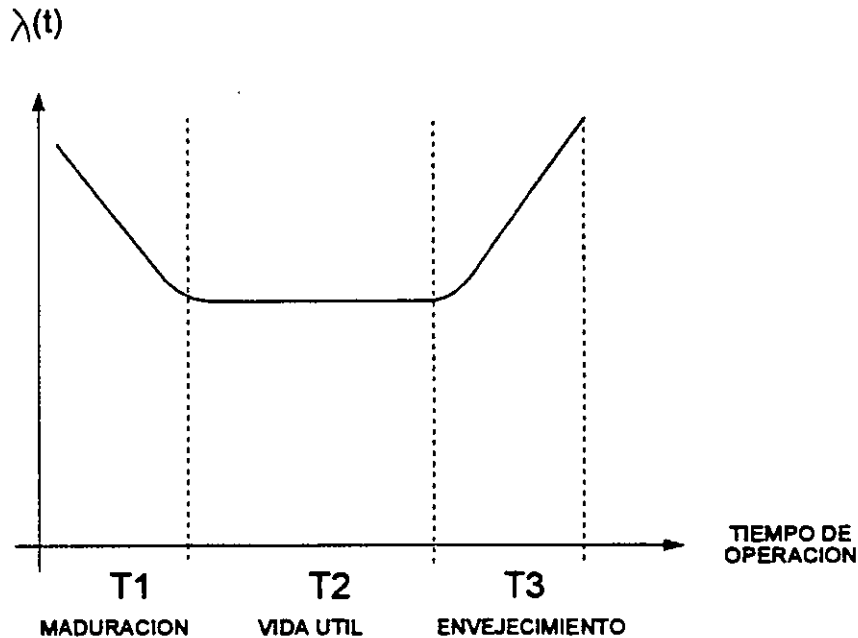
Por lo tanto:

$$\lambda(t) = \frac{\text{Numero de fallas por unidad de tiempo}}{\text{Numero de componentes expuestos a fallar}} \dots\dots\dots(6)$$

1.2 MADURACIÓN, VIDA ÚTIL Y ENVEJECIMIENTO

TIEMPO DE VIDA

La curva de la tasa de riesgo tiene una forma que es característica de diversos componentes físicos. Esta forma puede ser dividida en 3 regiones distintas.



Para componentes no reparables si T_i es la variable aleatoria que describe los tiempos de vida al término del i -ésimo tipo de distribución utilizada ($i=1,2,3$), el tiempo de vida resultante T del dispositivo en cuestión es una variable aleatoria definida por $T=\min(T_1, T_2, T_3)$.

Región I.- Nombres: Fase de depuración

Región de maduración

Periodo de mortalidad infantil.

Característica: La tasa de riesgo decrece en función del tiempo

Tipos de fallas típicos: errores en el diseño, falta de cuidado en la fabricación

Modo de evaluación: Distribución exponencial.

Región II.- Nombres: *Periodo de vida útil*
Fase de operación normal.

Característica: La tasa de riesgo permanece constante.

Tipo de falla típicas: Fallas que ocurren puramente al azar.

Modos de evaluación: Distribución exponencial.

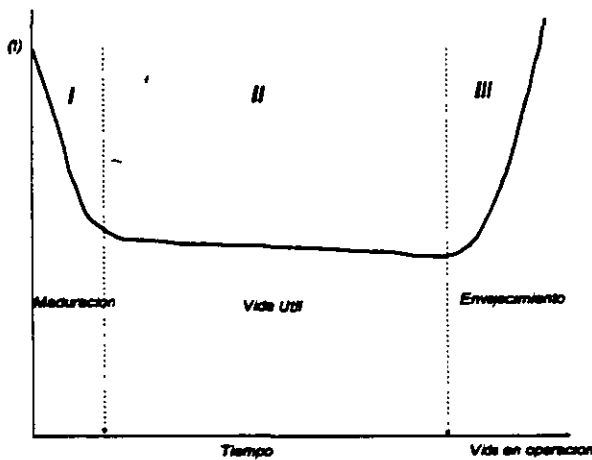
Región III.- Nombres: *Fase de desgaste*
Fase de fatiga.
Periodo de envejecimiento.

Característica: Tasa de riesgo que se incrementa rápidamente con el tiempo.

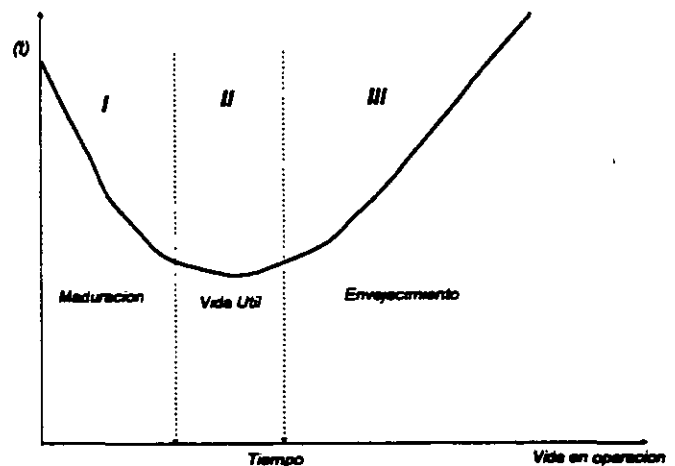
Tipo de fallas típicas: Fallas por envejecimiento.

Modo de evaluación: Distribución de Weibull o Distribución Normal.

EJEMPLOS:



Curva típica de tasa de riesgo para componentes electrónicos.



Curva típica de tasa de riesgo para componentes mecánicos.

En estos dos ejemplos se cubren los casos extremos en cuanto al periodo de vida útil de los componentes. En el caso de los electrónicos, se asocian usualmente con una vida útil relativamente larga y los componentes mecánicos con una vida útil muy breve.

Muchos componentes y sistemas, incluyendo los componentes de sistemas de potencia y dispositivos mecánicos, pueden mantenerse dentro de su vida útil, mediante un constante y cuidadoso mantenimiento preventivo. De esta manera se les impide entrar a la etapa de envejecimiento antes de que sean sustituidos.

1.4 TIPOS DE COMPONENTES.

Se pueden clasificar en 3 grupos generales:

1. **COMPONENTES NO REPARABLES.**- *Son los que son observados solo hasta que fallan, debido a que no pueden ser reparados, la reparación es muy costosa ó solamente es de interés su vida útil hasta la primera falla. Sus fallas son llamadas catastróficas.*
2. **COMPONENTES REPARABLES.**- *Son aquellos que son reparados hasta que fallan y por lo tanto su vida operativa consiste en periodos alternados de operación y reparación.*
3. **COMPONENTES IDEALES O CON TIEMPO DE REPARACIÓN CERO.**- *Es un grupo de componentes en el que su vida útil es muy larga, sin fallas que obliguen al sistema completo a salir de operación, pero cuando ocurre una falla se considera que el tiempo de reparación, comparado con el de operación, es prácticamente despreciable.*

1.5 CICLO DE OPERACIÓN - FALLA -REPARACIÓN - OPERACIÓN

- *Análisis de modelos simples basados en Componentes Reparables.*
- *Para analizar y evaluar la confiabilidad es necesario conocer las formas en que los equipos y sistemas fallan a lo largo de su tiempo de operación.*
- *Observaciones hechas a las fallas que ocurren frecuentemente en el área industrial, dan como resultado que la gran mayoría de las fallas se sitúan en los siguientes grupos:*

Tipo 1.- Fallas que se presentan en la fase de maduración, debidas a la condición de ajuste de los componentes nuevos a las condiciones de operación del sistema.

Tipo 2.- Fallas naturales de los componentes durante su vida útil.

Tipo 3.- Fallas debidas a alteraciones de las condiciones de operación preestablecidas.

Tipo 4.- Fallas debidas a errores en el diseño original ó por fabricarse con partes defectuosas.

Tipo 5.- Fallas debidas al envejecimiento natural de los componentes donde algunos dispositivos del sistema van acumulando daños por fatiga y/o desgaste y no pueden seguir funcionando correctamente.

- *Proceso de Renovación.- Se aplica unicamente a un sistema con componentes reparables durante su vida útil.*

*Tipo de operación continua
(Sistema de Servicio Público
de Energía)*

- *Mantenimiento preventivo*
- *Tasa de falla baja*
- *Reparaciones rápidas*
- *Respaldos o redundancia.*

Para analizar la "Confiabilidad" de un sistema con Operación del tipo continuo, es necesario establecer un modelo del ciclo "Operación - Falla - Operación".

Si un componente es observado por un intervalo de tiempo en el que ocurren N ciclos de fallas y de reparaciones, definimos lo siguiente:

m_1 = tiempo a la falla para el primer ciclo.

Y

r_1 = tiempo de reparación para la primera falla.

Similarmente:

m_i y r_i son los tiempos observados a la falla y a la reparación para el i ésimo ciclo, respectivamente.

Entonces:

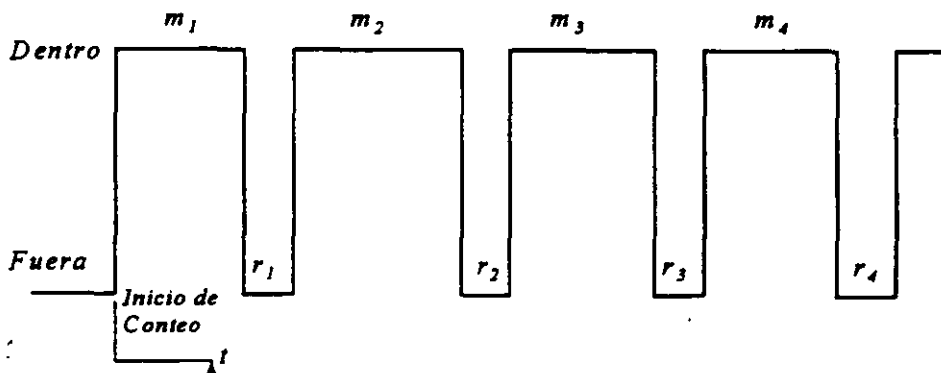
$$\bar{m} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N m_i \quad (\text{Tiempo promedio a la falla MTTF})$$

$$\bar{r} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N r_i \quad (\text{Tiempo promedio de reparación MTTR})$$

El ciclo promedio del proceso Operación - Falla, está dado por:

$$\bar{T} = \bar{m} + \bar{r}$$

Debe notarse que $MTBF \neq MTTF$. La diferencia numérica dependerá del tiempo promedio de reparación $MTTR$.



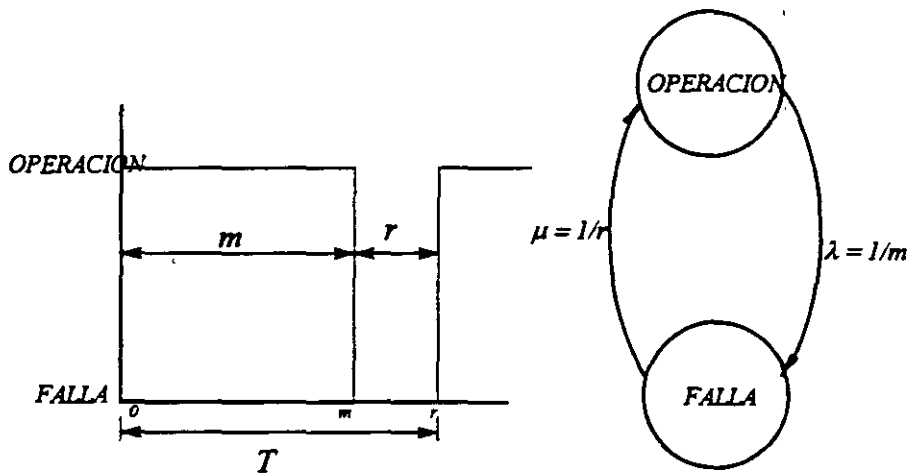
El recíproco de \bar{m} se designa usualmente como la Tasa de falla "λ":

$$\lambda = \frac{1}{\bar{m}} = \frac{1}{E(x)} = \frac{1}{MTTF}$$

Similarmente, el recíproco de \bar{r} se designa como la Tasa de reparación "μ":

$$\mu = \frac{1}{\bar{r}} = \frac{1}{E(y)} = \frac{1}{MTTR}$$

De lo anterior resulta el "Modelo de dos estados" que se ilustra de la siguiente forma:



Del estudio de la distribución exponencial, sabemos que la probabilidad de falla esta dada por la siguiente expresión:

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

Expandiendo la expresión de Q(t), mediante la serie de Taylor¹:

$$Q(t) = 1 - \left[1 - \lambda t + \frac{(-\lambda t)^2}{2!} + \frac{(-\lambda t)^3}{3!} + \dots \right]$$

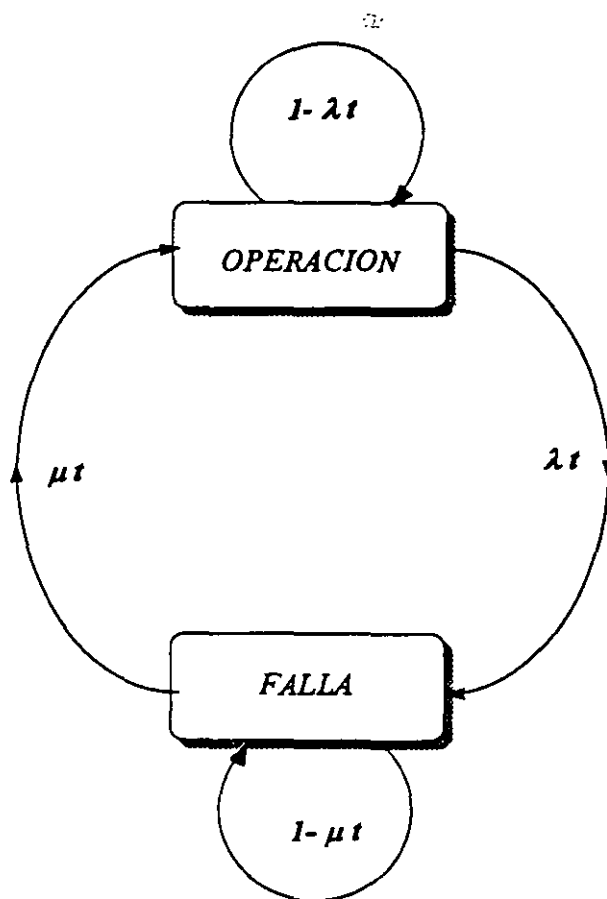
$$Q(t) = \lambda t - \frac{(\lambda t)^2}{2!} + \frac{(\lambda t)^3}{3!} - \dots$$

Si $\lambda t \ll 1$, entonces:

$$Q(t) \cong \lambda t \quad y$$

$$R(t) \cong 1 - \lambda t$$

Regresando al diagrama de dos estados, pero ahora aplicando las funciones de probabilidad, queda:



donde:

$\lambda t = Q(t) =$ Probabilidad de falla

$1 - \lambda t = R(t) =$ Probabilidad de sobrevivencia.

$\mu t =$ Probabilidad de reparación

$1 - \mu t =$ Probabilidad de que no se repare.

4 EVALUACION APROXIMADA DE LA CONFIABILIDAD

4.1 *Sistemas Serie.*

4.2 *Sistemas Paralelo.*

4.3 *Técnicas de Reducción de Redes.*

4.4 *Método de cortes y conexiones mínimos*

4.5 *Inclusión de mantenimiento programado*

4.6 *Fallas con causa común.*

Ing. Alberto Esquivel Reyes
Junio de 1999

EJEMPLO.- Se ha observado el comportamiento de un circuito alimentador de 23 kV de 2 km de longitud, por un periodo de tiempo dado, dando como resultado que falla a razón de 0.1 veces por km. Al año y el tiempo promedio de reparación de esas fallas es de 12 horas.

Calcule:

- El MTTF.
- La probabilidad de que falle en las próximas 2 horas.
- La probabilidad de que se repare en 8 horas una falla.

SOLUCIÓN:

Datos: $l = 2 \text{ km}$
 $\lambda = 0.1 \text{ fallas / km-año}$
 $r = 12 \text{ hr.}$

$$a) \lambda = 0.1 \text{ fallas / km-año} \times 2 \text{ km} = 0.2 \text{ fallas / año}$$

El tiempo promedio a la falla (MTTF) esta dado por:

$$\bar{m} = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{0.2} = 5 \text{ años / falla}$$

b) Haciendo uso de la aproximación de $Q(t)$:

$$Q(t) \cong \lambda t \quad \text{si } t = 2 \text{ hr} = 2.283 \times 10^{-4}$$

$$Q(t) \cong 0.2 \times 2.283 \times 10^{-4} = 4.56 \times 10^{-5}$$

Por el método exacto:

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} = 1 - e^{-4.56 \times 10^{-5}} = 4.56 \times 10^{-5}$$

c) Primero calculamos la tasa de reparación " μ ":

$$\mu = \frac{1}{r} = \frac{1}{12} = 0.0834$$

es: entonces la probabilidad de que se repare una falla en el alimentador en 2 hrs.

$$\mu t = 0.0834 \times 2 = 0.1668 \quad (16.68\%)$$

4. EVALUACION APROXIMADA DE LA CONFIABILIDAD.

Introducción.

Como se ha discutido en capítulos anteriores, la técnica de Markov y la aproximación de frecuencia y duración hacen un modelo preciso y seguro en los métodos de evaluación de la confiabilidad. Sin embargo, estas técnicas son menos amigables para cálculos a mano y aún en soluciones por medios digitales para sistemas muy grandes, resultan muy complejas.

En tales casos, se cuenta con métodos alternativos que se basan en la aproximación de Markov y en las que se usa un conjunto de ecuaciones aproximadas. La esencia de esta técnica de aproximación es deducir un conjunto de ecuaciones apropiadas. Para un sistema serie en el cual todos los componentes deben operar para que todo el sistema funcione y para un sistema paralelo en donde solo se necesita que un componente opere para que todo el sistema funcione satisfactoriamente.

Estas ecuaciones pueden usarse con las técnicas de modelado de redes vistas en otro capítulo de este curso, de tal modo que se puedan obtener resultados suficientemente exactos para un amplio rango de sistemas.

En este capítulo las ecuaciones básicas inicialmente se deducen para posteriormente usarse en algunos ejemplos.

4.1 Sistemas series

Consideremos el caso de dos componentes conectados en serie, el diagrama de estado para este sistema se muestra en la figura 1, asumiendo que pueden existir todos los estados:

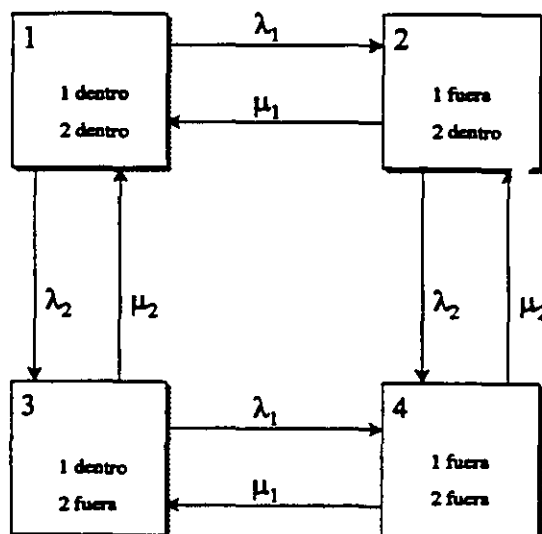


Figura 1

La probabilidad de tener los 2 componentes dentro, esta dada por la ecuación:

$$P_{(\text{dentro})} = \frac{\mu_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (1)$$

donde λ_1, λ_2 y μ_1, μ_2 son las tasas de falla y de reparación de los 2 componentes, respectivamente.

Es necesario encontrar las tasas de falla y reparación λ_s y μ_s de un solo componente que sea equivalente a los 2 componentes en serie. Esto se muestra en la fig. 2. La probabilidad de que los 2 componentes estén dentro o que el sistema completo este dentro es:

$$P_{(\text{dentro})} = \frac{\mu_s}{\lambda_s + \mu_s} \quad (2)$$

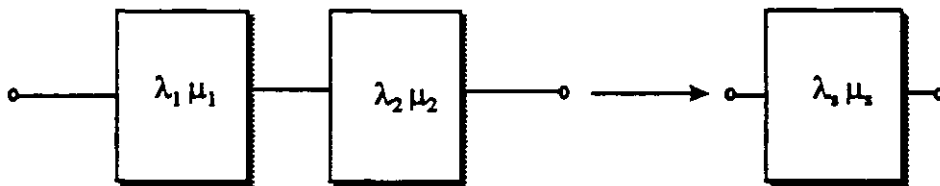


Figura 2.

Para que un solo componente sea equivalente a los 2 componentes en serie, las ecuaciones (1) y (2) deben ser idénticas;

$$\frac{\mu_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{\mu_s}{\lambda_s + \mu_s} \quad (3)$$

También, ya que la tasa de falla para el sistema en estado "dentro", para un solo componente equivalente, es λ_s , y para los 2 componentes del sistema serie, es $(\lambda_1 + \lambda_2)$, entonces:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (4)$$

Substituyendo la ecuación (4) en la (3) y reemplazando las tasas de reparación, μ_i , por el recíproco del tiempo promedio de reparación r_i , nos queda:

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 + \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2}{\lambda_s} \quad (5)$$

En muchos sistemas el producto $(\lambda_i r_i)$ es muy pequeño y por lo tanto $\lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \ll \lambda_1 r_1$ y $\lambda_2 r_2$. En tales casos la ecuación (5) se reduce a:

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_s} \quad (6)$$

Debe hacerse notar que, aunque la ec. (6) es una aproximación para 2 componentes en un sistema serie en el que los 4 estados de la figura 1 existen, es una expresión exacta para la situación en la que el estado 4 de la figura 1 no existe, es decir, cuando un componente ha fallado, el segundo componente no puede fallar. Esto ocurre en la práctica cuando, después de la falla del primer componente, las tasas de falla para los componentes que quedan operativos, pero trabajando, decrecen a cero o se convierten en despreciables.

Usando la lógica de las expresiones 4 y 5, la tasa de falla y la duración promedio de la salida de un sistema serie general de "n" componentes puede deducirse como:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (7)$$

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_s} \quad (8)$$

La probabilidad del sistema estando en el estado "fuera", es decir, la indisponibilidad U_s , puede relacionarse con r_s y la frecuencia de encontrar el estado "fuera" f_s , usando los conceptos de frecuencia y duración establecidos con anterioridad.

$$U_s = f_s r_s \quad (9)$$

Como se ha discutido anteriormente, $MTTF \left(\frac{1}{\lambda} \right)$ y $MTBF \left(\frac{1}{f} \right)$ son conceptualmente diferentes, aunque para muchos sistemas prácticos son numéricamente casi idénticos. En todos los casos, la ecuación (9) puede aproximarse a:

$$U_s = \lambda_s r_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (10)$$

Si las unidades de tiempo para λ_s y r_s son las mismas, el valor de U_s es estrictamente una probabilidad. Si las unidades son diferentes, es decir, λ_s está expresada en fallas por año y r_s está expresada en horas, el valor de U_s tiene unidades dimensionales asociadas con ello, es decir, horas por año. (Esta forma dimensional, es una forma útil de representar el tiempo de salidas esperado).

En suma, las ecuaciones usadas para un sistema serie son:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i, \quad r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_s}, \quad U_s = \lambda_s r_s$$

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} \quad U_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (11)$$

Deben hacerse notar los tres puntos siguientes:

- Antes de usar estas ecuaciones es necesario establecer si son válidas para el sistema que se está analizando, por ejemplo, checar si el modelo en el que se está basando es el apropiado.
- Las ecuaciones únicamente dan el valor promedio o esperado de los parámetros evaluados. Además hay una distribución asociada con estos valores que no es exponencial aún si los índices del componente fueran distribuidos exponencialmente.
- Aunque las ecuaciones fueron deducidas a partir del conocimiento de los procesos de Markov y la acepción fundamental de la distribución exponencial, son igualmente apropiadas para evaluar valores promedio a largo plazo de otras distribuciones.

Ejemplo 1

Las tasas de falla para 3 componentes son 0.05 f/año, 0.01 f/año y 0.02 f/año respectivamente y sus tiempos promedio de reparación son de 20 hr, 15 hr y 25 hr respectivamente. Determine la tasa de falla, el tiempo promedio de reparación y la indisponibilidad del sistema si todos los componentes deben de operar para que el sistema funcione adecuadamente.

4.2 SISTEMAS PARALELO.

4.2.1 Sistema de dos componentes.

Inicialmente se considerará el caso de un sistema de dos componentes del cual el diagrama de estados se muestra en la figura 1. La probabilidad de que el sistema este fuera esta dado por la ecuación:

$$P_{fuera} = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (12)$$

En este caso se requiere que la tasa de falla λ_p y la tasa de reparación μ_p de un solo componente, sea equivalente a los dos componentes en paralelo. Esto se ilustra en la figura 3.

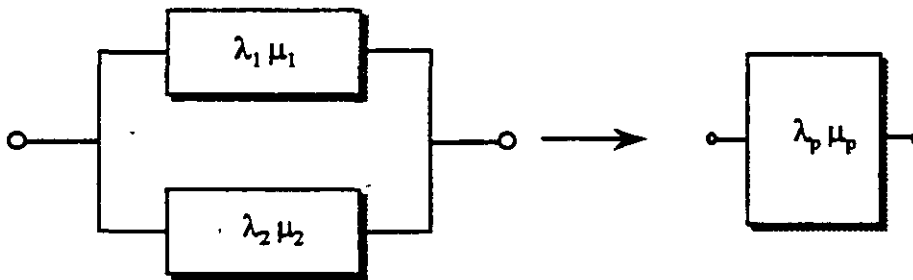


Figura 3.

La Probabilidad de que un solo componente este en el estado "fuera" es:

$$P_{fuera} = \frac{\lambda_p}{\lambda_p + \mu_p} \quad (13)$$

Puesto que las ecuaciones (12) y (13) deben ser idénticas:

$$\frac{\lambda_p}{\lambda_p + \mu_p} = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (14)$$

La tasa de transición del estado "fuera" del sistema de dos componentes es $\mu_1 + \mu_2$ y este debe ser equivalente a μ_p , es decir,

$$\mu_p = \mu_1 + \mu_2 \quad (15 a)$$

o bien,

$$\frac{1}{r_p} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \quad (15 b)$$

resultando:

$$r_p = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (15 c)$$

Este valor de r_p representa el periodo de tiempo promedio en que ambos componentes coinciden en estar fuera de servicio, es decir, representa el periodo durante el cual las dos fallas se traslapan. Por esta razón r_p es conocida generalmente como de reparación traslapada o tiempo fuera de los componentes 1 y 2. El evento de falla causado por la falla de los componentes 1 y 2 se conoce generalmente evento de falla traslapada.

Sustituyendo la ecuación (15) en la (14):

$$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2} \quad (16)$$

Si, como es frecuente en la práctica, $(\lambda_1 r_1)$ y $(\lambda_2 r_2)$ son mucho menores que la unidad, entonces:

$$\lambda_p \approx \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (17)$$

Finalmente:

$$U_p = \lambda_p r_p = \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \quad (18)$$

Ejemplo 2. Un sistema que consiste de 2 componentes, uno de los cuales debe operar para que el sistema funcione. Si las tasas de falla son, 0.05 f/año y 0.02 f/año respectivamente y los tiempos promedio de reparación son 20 hr y 25 hr respectivamente, determine la tasa de falla, el tiempo promedio de reparación y la indisponibilidad del sistema.

4.3 Técnicas de reducción de redes.

La mayoría de los sistemas no solo consisten en configuraciones de cadenas en serie o en paralelo sino más frecuentemente en una combinación de ambos. Un método para resolver este tipo de redes es reducir secuencialmente la red usando las ecuaciones apropiadas para combinaciones serie y paralelo hasta que la red se reduzca a un solo componente equivalente. Este método conocido como reducción de redes ya ha sido descrito anteriormente y los parámetros de confiabilidad del componente equivalente son los parámetros del sistema completo.

El siguiente ejemplo ilustra la aplicación de las ecuaciones serie y paralelo en la técnica de reducción de redes.

Ejemplo 3.

Considere el sistema de la figura 4 y evalúe la tasa de falla del sistema, el tiempo de reparación promedio y la indisponibilidad si todos los componentes son idénticos y tienen una tasa de falla de 0.05 f/año y un tiempo de reparación promedio de 20 horas.

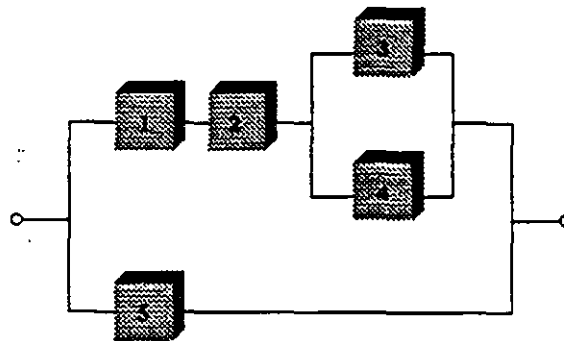
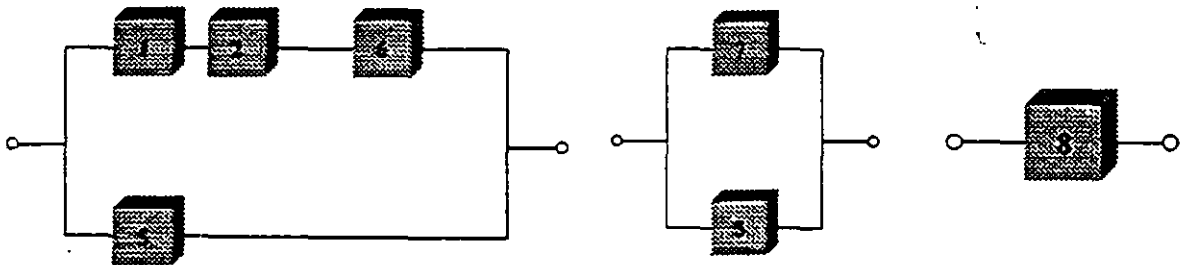


Figura 4



La primera reducción requiere que los componentes 3 y 4 se combinen en paralelo para dar el componente equivalente 6. Usando las ecuaciones (15) y (18):

$$\lambda_p = \frac{0.05 \times 0.05(20 + 20)}{8760} = 1.14 \times 10^{-5} \text{ fallas / año}$$

$$r_6 = \frac{20 \times 20}{20 + 20} = 10 \text{ horas}$$

La segunda reducción requiere combinar en serie los componentes 1, 2 y 6 para obtener el componente equivalente 7, usando la ecuación (11):

$$\lambda_7 = 0.05 + 0.05 + 1.14 \times 10^{-5} = 0.1 \text{ fallas / año}$$

$$r_7 = \frac{0.05 \times 20 + 0.05 \times 20 + 1.14 \times 10^{-5} \times 10}{0.1} = 20 \text{ horas}$$

La reducción final requiere combinar en paralelo los componentes 5 y 7 para obtener el componente equivalente 8 que representa el índice del sistema.

$$\lambda_8 = \frac{0.05 \times 0.1(20 + 20)}{8760} = 2.28 \times 10^{-5} \text{ fallas / año}$$

$$r_8 = \frac{20 \times 20}{20 + 20} = 10 \text{ horas}$$

$$U_8 = 2.28 \times 10^{-4} \text{ horas / año}$$

El ejemplo anterior muestra como un sistema serie-paralelo puede evaluarse aplicando secuencialmente las ecuaciones serie y paralelo. Sin embargo, este método no se puede usar directamente si el sistema es más complejo, es decir, una configuración no-serie/paralelo tal como una red puente. Algunos autores sugieren que este tipo de redes pueden transformarse en una conteniendo solo ramas series/paralelo usando el método conocido como transformación estrella-delta. Este método puede resultar un tanto tedioso y la técnica de cortes mínimos es preferible. Las ventajas de la aproximación por cortes mínimos son que elimina la necesidad de transformaciones complicadas e indica directamente la falla predominante en el sistema. La importancia de conservar una apreciación física del sistema y sus tipos de falla es un requerimiento fundamental en la evaluación total de la confiabilidad del sistema.

4.4 Método de Cortes y Conexiones Mínimos.

El método de cortes y conexiones mínimos ya ha sido descrito en detalle anteriormente y no se discutirá mucho en este capítulo. Sin embargo, debe recordarse que este método permite deducir la confiabilidad de una red, expresada en términos de cortes mínimos, a partir del diagrama lógico operacional del sistema. Esta confiabilidad consiste de un número de cortes mínimos conectados en serie y cada corte consiste de un número de componentes conectados en paralelo. Por lo anterior, resulta que las ecuaciones serie/paralelo deducidas en las secciones anteriores, pueden aplicarse directamente a los diagramas de cortes mínimos. El procedimiento es aplicar las ecuaciones para sistemas en paralelo en cada corte para evaluar los índices equivalentes en cada corte y entonces combinar estos índices usando las ecuaciones para sistemas serie y así obtener los índices de confiabilidad de todo el sistema.

Para ilustrar la aplicación de estas ecuaciones en el método de cortes y conexiones mínimos, reconsidere el ejemplo 3 anterior.

Una inspección visual de la figura 4 de ese ejemplo permite identificar dos cortes de segundo orden y uno de tercer orden. Ellos son (1 y 5), (2 y 5), (3 y 4 y 5). Las ecuaciones (15) a (18) pueden aplicarse a los primeros dos cortes y las ecuaciones (20) a (22) al tercer corte. De esta manera se obtienen los resultados que se muestran en la tabla 1.

Después de evaluar los índices de confiabilidad para cada corte, la ecuación (11) puede usarse para evaluar los índices del sistema. Esto se complementa sumando los valores de λ para obtener λ_s , sumando los valores de U para obtener U_s y entonces evaluar r_s dividiendo el valor de U_s entre λ_s . Estos índices del sistema se muestran también en la tabla 1 y puede compararse con los obtenidos previamente en el ejemplo 1, usando la técnica de reducción de redes.

Tabla 1. Análisis de cortes mínimos del Ejemplo 1

Corte	λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)
1 y 5	1.14×10^{-5}	10	1.14×10^{-4}
2 y 5	1.14×10^{-5}	10	1.14×10^{-4}
3 y 4 y 5	1.95×10^{-9}	6.67	1.3×10^{-8}
Total	2.28×10^{-5}	10	2.28×10^{-4}
	$= \lambda_s$	$= r_s$	$= U_s$
	$= \Sigma \lambda$	$= U / \lambda_s$	$= \Sigma U$

De los resultados obtenidos y el análisis usado para conseguirlos se pueden hacer los siguientes comentarios:

- a) Los índices del sistema son dominados generalmente por cortes de bajo orden que, en el caso del ejemplo anterior, son dos cortes de segundo orden. Por lo tanto se consigue generalmente suficiente precisión ignorando los cortes que

son más de uno o dos ordenes superiores al corte de orden más bajo que exista. Debe recalcar que esta acepción puede no ser tan válida si los componentes que forman los cortes de más bajo orden son muy confiables y los componentes que forman los cortes de más alto orden son muy inconfiables.

- b) *Los cortes mínimos del sistema definen directamente los tipos de falla del sistema. El sistema del ejemplo anterior fallará si los componentes 1 y 5 fallan o si 2 y 5 fallan o si 3 y 4 y 5 fallan. Además, el método cuantifica el impacto de cada falla en el sistema en términos de λ , r y U . Por lo tanto, es posible determinar de este análisis no solamente los índices de confiabilidad del sistema, sino también las contribuciones hechas a los índices del sistema por los diferentes tipos de fallas. Esta información es muy importante en cualquier evaluación de confiabilidad debidamente estructurada, ya que identifica áreas críticas en sistemas débiles y sugiere donde reforzarlos y donde se debe hacer una inversión. Nada de esta información se obtiene del método de reducción de redes.*
- c) *De una evaluación de este tipo, puede decidirse si se debiesen hacer reforzamientos o inversiones para mejorar la confiabilidad. Esta inversión podría ser en la calidad de los componentes o la redundancia en el sistema, reduciendo de esta manera la tasa de falla, o en la disponibilidad de los repuestos y facilidades para la reparación, disminuyendo así el tiempo promedio de reparación. Hay muchas posibles alternativas y cada una puede estudiarse para identificar su efecto en el comportamiento del sistema. La evaluación de λ , r y U en los tipos de falla y el análisis de efecto, sin embargo, es de un beneficio enorme poder decidir que componentes y que área necesita las consideraciones debidas, y que alternativas pueden dar el mejor resultado.*



LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

Gerencia de Ingeniería

Gerencia de Proyectos

OBJETIVO ETAPA II

EVALUAR LA CONFIABILIDAD Y COSTO GLOBAL DE DIFERENTES ARREGLOS Y TECNOLOGIAS EN LAS TRES PARTES DE QUE SE COMPONE UNA SUBESTACION (ALTA TENSION, TRANSFORMACION Y MEDIA TENSION).

EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE UNA SUBESTACION DE DISTRIBUCION POR EL METODO DE CORTES MINIMOS

Método de cortes Mínimos.

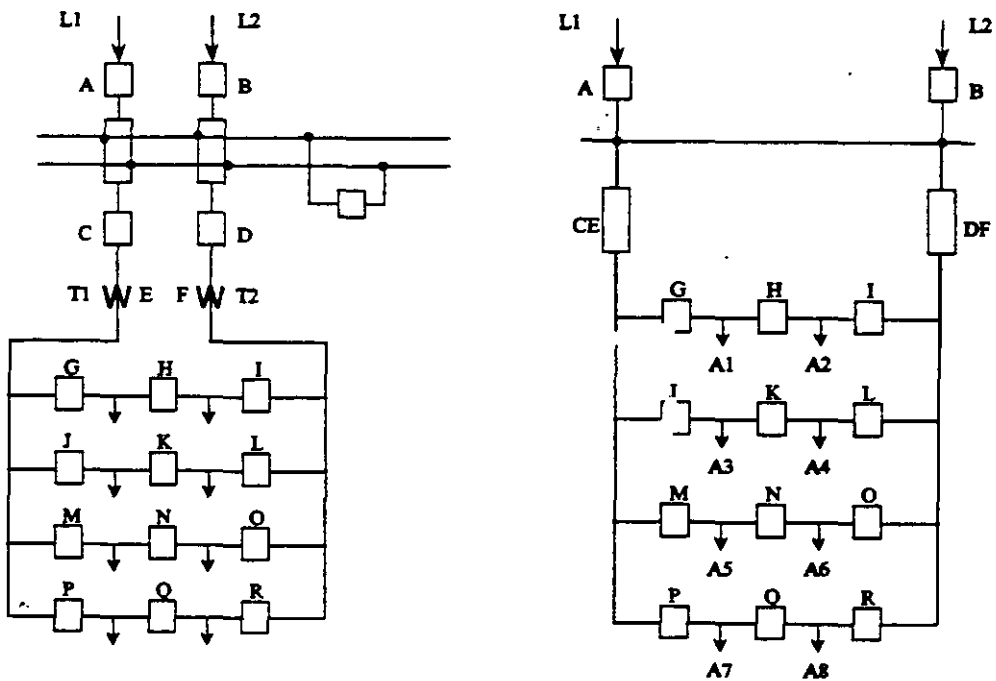
Un corte mínimo es un subconjunto de componentes tales que, cuando fallan, causan la falla del sistema, pero cuando cualquiera de esos componentes no ha fallado, el sistema está en funcionamiento normal.

El método consiste en determinar, para el estado de falla que se defina en el sistema, el (los) subconjunto(s) mínimo(s) de componentes, que al fallar, provocan o conducen al estado de falla definido.

Consideraciones:

- Se desprecian las intersecciones entre cortes.
- Se omiten los cortes de orden 3 y mayores.

Arquitectura de la Subestación.





DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

FACULTAD DE INGENIERIA

U.N.A.M.



**SISTEMAS DE DISTRIBUCION
ELECTRICA CA-235**

**PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES Y
COORDINACION DE FUSIBLES, RELEVADORES,
RESTAURADORES Y SECCIONADORES.**

ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA Y PATIÑO

SEPTIEMBRE 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	MULTIPLIO 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

CATEGORIA	CAPACIDAD (KVA)	
	MONOFASICO	TRIFASICO
1	5-500	15-500
2	501-1667	501-5000
3	1668-10000	5001-30000
4	Arriba de 10000	Arriba de 30000

Dependiendo de la categoría se obtienen los valores de tiempo y corriente de acuerdo a la tabla 4, aplicando un factor de multiplicación según la conexión de los devanados del transformador (Factor ANSI, tabla 5).

TABLA 4

PUNTO	CATEGORIA DEL TRANSFORMADOR	TIEMPO (SEG)	CORRIENTE (AMP)
1	I	$T1 = 1250 Z_T^2$	$I_1 = F_{ANSI}(I_{nom}/Z_T)$
	II	$T1 = 2$	$I_1 = F_{ANSI}(I_{nom}/Z_T)$
	III, IV	$T1 = 2$	$I_1 = F_{ANSI}(I_{nom}/Z_T + Z_S)$
2	II	$T2 = 4.08$	$I_2 = 0.7 I_1$
	III, IV	$T2 = 8.00$	$I_2 = 0.5 I_1$
3	II	$T3 = 2551 Z_T^2$	$I_3 = I_2$
	III, IV	$T3 = 5000 (Z_T + Z_T)$	$I_3 = I_2$
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 R	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 acometida o alimentador con cargas diversas (que puede incluir uno o más motores), se recomienda el mínimo ajuste para los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo y debe estar arriba de la carga pico esperada en el circuito, que generalmente será el total de la corriente de arranque del motor de mayor capacidad más la suma de la corriente nominal de los demás motores o

circuitos. (Esta consideración es válida siempre y cuando los motores no arranquen simultáneamente).

Cuando relevadores de este tipo protejan a transformadores, los ajustes se harán con las mismas recomendaciones planteadas anteriormente.

* Protección contra fallas a tierra (50/51N)

Este tipo de relevador es energizado por la corriente residual de tres transformadores de corriente (uno por fase) y recibe solamente el flujo de corriente residual desbalanceada al ocurrir alguna falla a tierra. Se puede ajustar a niveles de corriente bajos, para ofrecer una buena sensibilidad durante condiciones de falla a tierra.

2.4 MARGENES DE COORDINACION

Al graficar las curvas de los dispositivos de protección para realizar la coordinación, debe tenerse presente que éstos no van a operar todos al mismo tiempo, sino que van a seguir una determinada secuencia de operación, en intervalos previamente establecidos. Estos márgenes de tiempo se requieren debido a las características de operación de cada una de las protecciones para asegurar su correcta operación secuencial.

Siguiendo las recomendaciones de la Norma IEEE Std. 242-1986, para coordinar los disparos de las protecciones en serie usualmente deberá considerarse un margen de tiempo de 0.3 segundos.

Si se coordinan relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo, el intervalo podrá distribuirse en la siguiente forma:

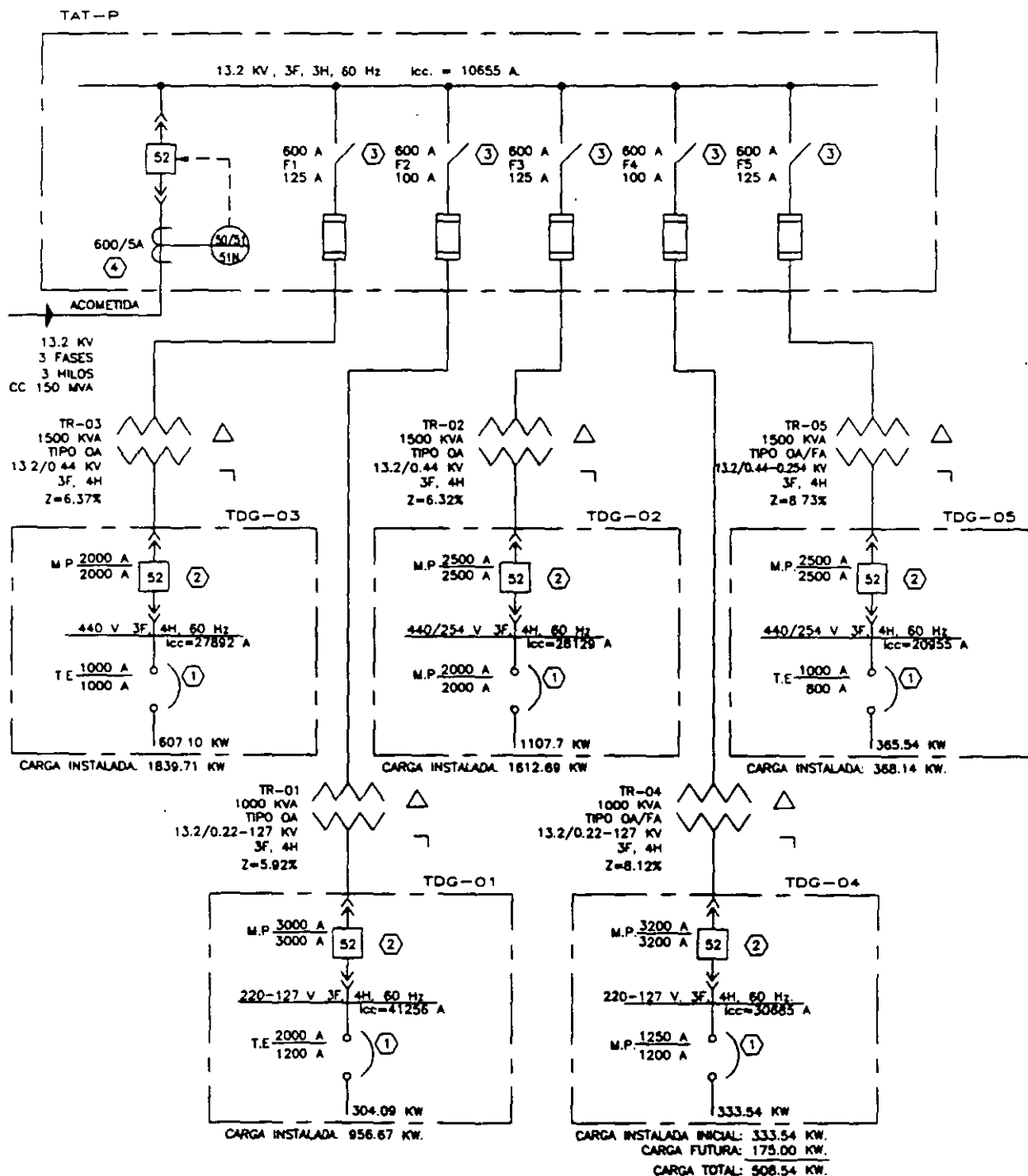
- | | |
|---|------------------|
| • Tiempo de apertura del interruptor (5 ciclos) | 0.08 seg. |
| • Sobrecarrera | 0.10 seg. |
| • Factor de seguridad | 0.12 a 0.20 seg. |

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 Icc	27892 mín.
=	CCM-04 y CCM-06-H1-PRO
Datos:	607.10 KW
Carga instalada:	424.97 KW
Carga en operación:	V
Icc = 27892 A en 440	
$I_{EO} = 656$ 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
Icc = 27892 A en V	
440	
$I_{EO} = 1987.9$ A	(MUY BAJA) Ver punto 2 en conclusiones
$I_{REFORZADA} = 726$ A	y recomendaciones.

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

Interrupor Termomagnético .	
Marco:	2000 A
Disparo:	1200 A
Marca :	SQUARE "D"
Voltaje:	220 V
Similar al tipo:	PA36000
C. I. Standard	65 KA
Adecuado para lcc =	41256 mín.
Datos:	Tablero de Distribución TD-01 de producción.
Carga instalada:	304.09 KW
Carga en operación:	212.86 KW
$I_{CC_{220}} = 41256$ A en 220 V	$I_{CC_{440}} = 20628$ A en 440 V
$I_{EO_{220}} = 657$ A	$I_{EO_{440}} = 328.5$ A
$I_{SC_{EO_{440}}} = 820$ A	

2

Interrupor 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
$I_{CC_{220}} = 41256$ A	$I_{EO_{220}} = 2067$ A
$I_{CC_{440}} = 20628$ A	$I_{EO_{440}} = 1033.5$ A
	$I_{SC_{440}} = 1292$ A

Falla a tierra aprox. 25 % I_n (3000 A)

3

Fusible Limitador de corriente.	
Marca :	Elmex
Clave:	FE15100-L
Capacidad	1500 MV A
interruptiva:	In = 100 A
Corriente nominal:	
	TR-01, 1000 KVA, 13.2/0.22-0.127
Datos:	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 interruptiva:	1500 MV A In = 125 A
Corriente nominal:	
Datos:	TR-02, 1500 KVA, 13.2/0.44-0.254 KV Icc = 10655 A en 13.2 KV

4

Idem al 4 de la ruta N° 1

Ruta de coordinación N° 4

D.- Hoja N° 4

I.- Voltaje Base: 440 Volts.

II - Ajuste de Dispositivos de Protección.

1

Interruptor automático BT Masterpact.	
Marco:	1250 A, sensor 1200 A
Marca :	Merlin Gerin.
Voltaje:	220 V
Datos:	Tablero de distribución línea de prod. KHS
Carga instalada:	333.54 KW
Carga en operación:	233.47 KW
I _{cc} = 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

Interruptor automático BT Masterpact.	
Marco:	3200 A, sensor 3200 A
Marca :	Merlin Gerin.
Voltaje:	220 V
Datos:	TGD-04
Carga instalada:	508.54 (incluye futura) en KW
Carga en operación:	355.97
I _{cc} = 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:	
Datos:	TR-04, 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° 5

E.- Hoja N° 5

I.- Voltaje Base: 440 Volts.

II.- Ajuste de Dispositivos de Protección.

1

Interrupor termomagnético.	
Marco:	1000 A
Disparo:	800 A
Marca :	SQUARE "D"
Voltaje:	440 V
Similar al tipo:	MA361000
C. l. Standard	30 KA
Adecuado para lcc =	20955 A min.
Datos:	CCM-07 de Amoniaco Segunda etapa.
Carga instalada:	365.54 KW
Carga en operación:	255.87 KW
lcc = 20955 A en 440 V	
$I_{EO} = 395$ A	
$I_{SC} = 493$ A	

2

Interrupor 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
lcc = 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

$I_{n\ 13.2\ k.} = 43.73\ A$

$I_{n\ Ref.\ 440\ v} = 1312\ A$

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

$I_{n \text{ } 13.2 \text{ KV}} = 65.60 \text{ A}$ $I_{n \text{ Ref } 440 \text{ V}} = 1968 \text{ A}$

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	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

$I_n_{13.2 \text{ KV}} = 65.6 \text{ A}$

$I_n_{\text{Ref. 440 V}} = 1968 \text{ A}$

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:	OA/FA Factor : 1.15
Elev. de temp:	55° C Factor : 1.0
Impedancia:	8.12 %
Conexión:	Delta- Estrella aterrizada.
Categoría:	2

$$I_{n\ 13.2\ KV} = 43.7\ A$$

$$I_{n\ Ref\ 440\ V} = 1312\ A$$

$$I_{n\ OA/FA\ Ref\ 440\ V} = 1.15 \times 1312 = 1508\ A$$

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:	OA/FA Factor : 1.15
Elev. de temp:	55° C Factor : 1.0
Impedancia:	8.73 %
Conexión:	Delta- Estrella aterrizada.
Categoría:	2

$$I_{n_{13.2 \text{ KV}}} = 65.60 \text{ A}$$

$$I_{n_{\text{Ref } 440 \text{ V}}} = 1968 \text{ A}$$

$$I_{n_{\text{OA/FA}}} = 2263 \text{ A}$$
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

Formula para calcular los puntos de la curva.

Para un tiempo $t = 10$ seg.

$$I = A \sqrt{\frac{0.0051767}{t}}$$

$$I = 66360 \sqrt{\frac{0.0051767}{10}}$$

$$I = 1509.84 \text{ A}$$

Para un tiempo $t = 1$ seg.

$$I = 4774.5 \text{ A}$$

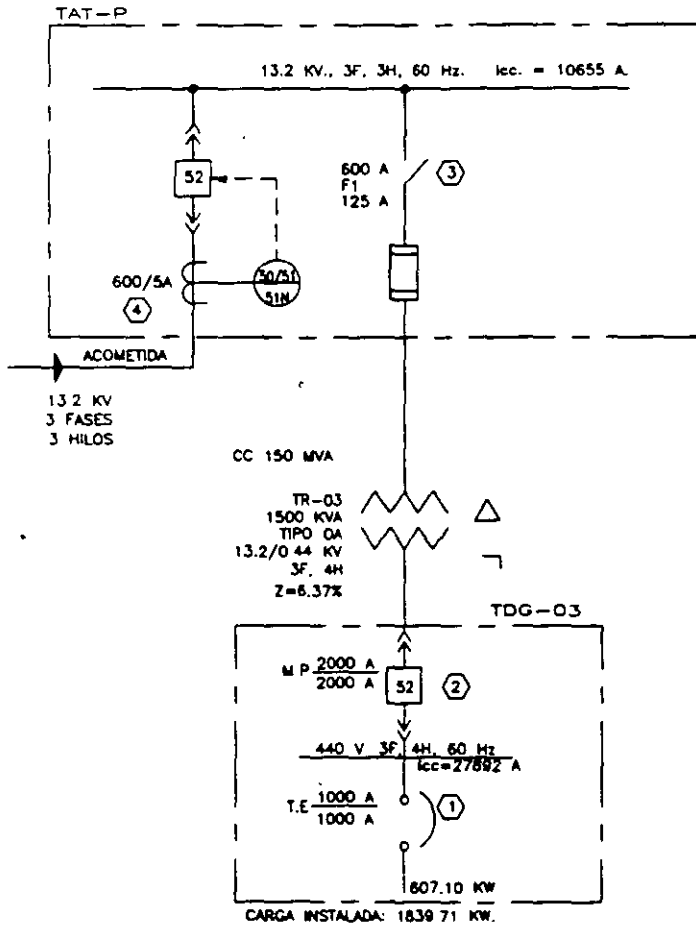
* **Alimentador al Transformador TR-05.**

- Existe acoplamiento directo con barras de cobre en 13.2 KV.

4.0 Gráficas de Coordinación y ajustes.

R-1	GERENCIA/DISCIPLINA: INGENIERIA ELECTRICA	D.U. SIMP. RUTA 1	HOJA: 1 DE 5
	DESCRIPCION: DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO RUTA 1	PROY. No.: S/N	REVISO: R.E.P
		CALCULO: TRC	FECHA: 07 FEB 05

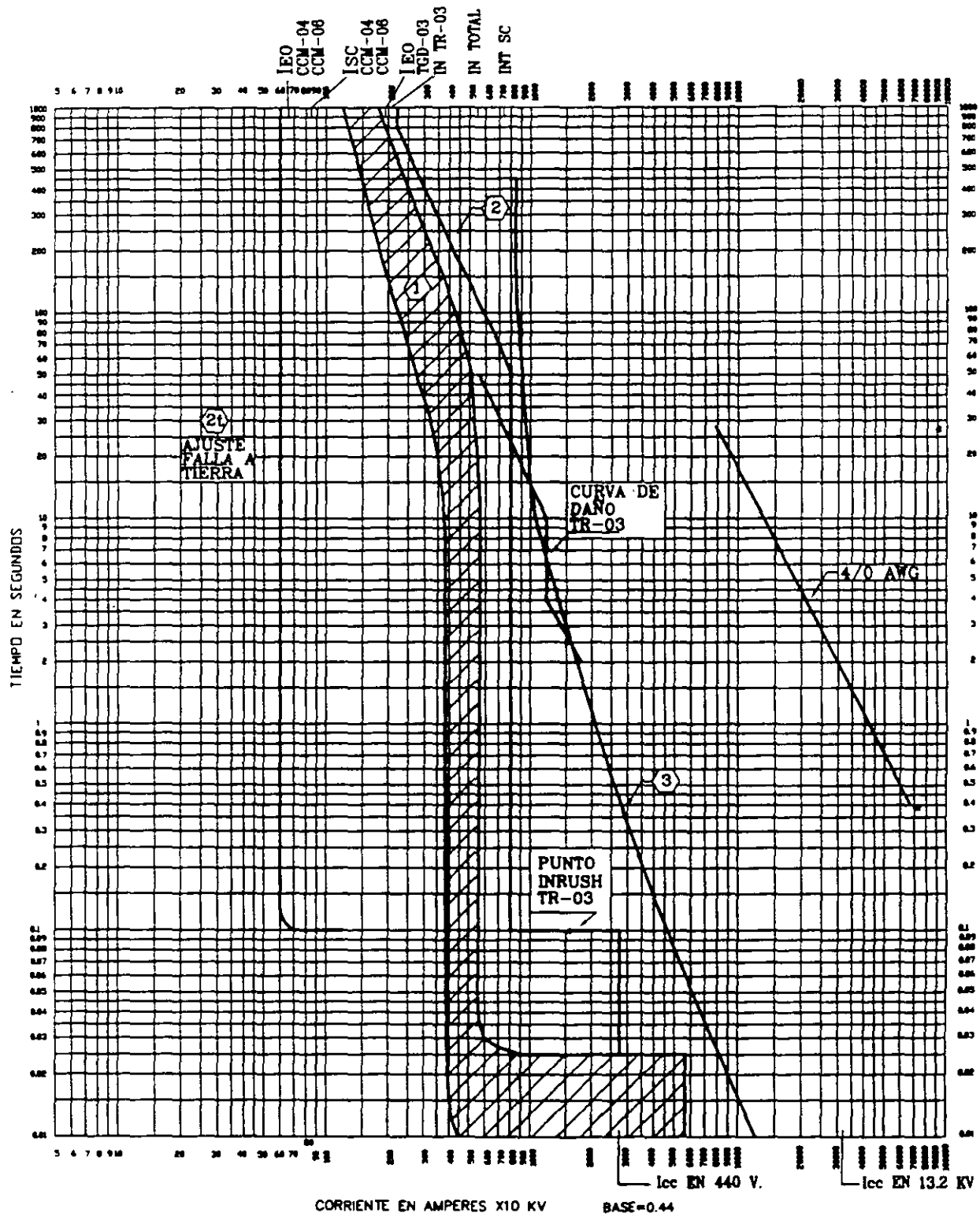
DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO PARA EL ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES ELECTRICAS
RUTA No. 1



RUTA No. 1

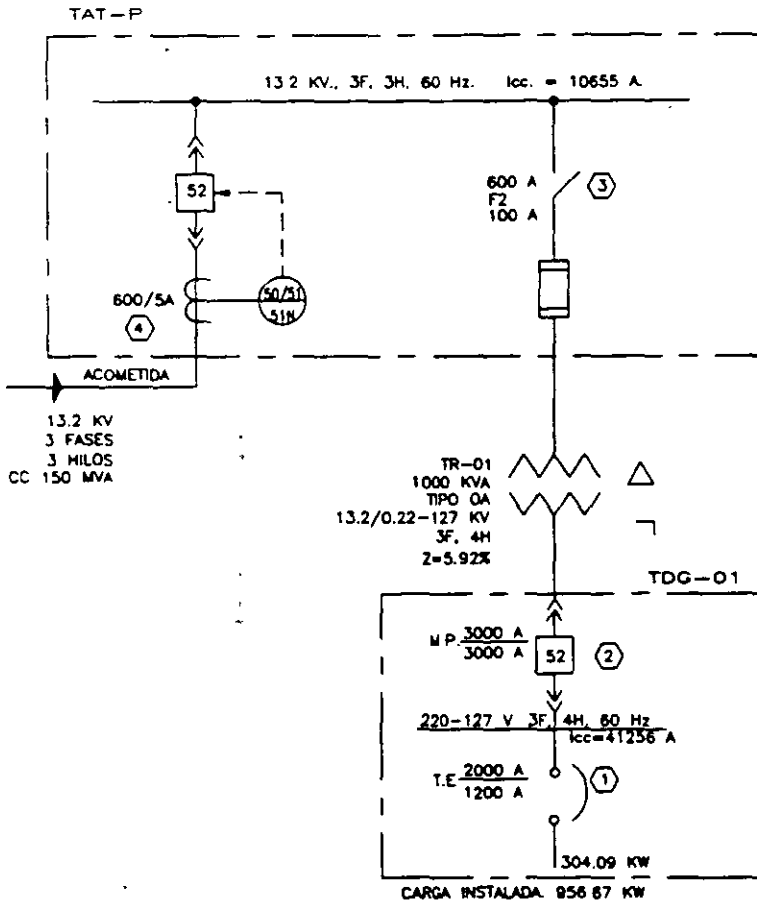
CAPACIDADES Y AJUSTES						
VER DIAGRAMA UNIF. SIMPLIFICADO			SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		SOBRECORRIENTE A TIERRA	VER APENDICE
DISPOSITIVO No	INTERRUPTOR (MARCO) O DISPARADOR	CORRIENTE DEL SENSOR (AMP)	AJUSTES		AJUSTE INSTANTANEO	CURVA DE REFERENCIA
			LARGO	CORTO		
(1)	TERMOELECTRICO MARCO MA DE 1000 A	$I_m = 1000$ AJUSTE MAG=0.40 A 5 VECES LA I_m	-	-	-	BOLEIN 7 FEB 84 CLASE 0.5 MA-1000 SQUARE D
(2)	ELECTROELECTRICO TIPO M20 MARCO 2000 A	TIPO 58 U 2000 A	$I_{m1} = 1$ $I_{m2} = 1$ $I_r = 480$	$I_{m1} = 4$ $I_{m2} = 0.1$ OFF	BLOQUEO	INTERRUPTOR MASTER FACT MERLIN GERIN 1994
(3)	FUSIBLE FE-125 A	125 A	-	-	-	FUSIBLES TIPO FE ELMOX
(4)	RELEVADOR 50/5I/51N	-	-	-	-	SERVICE MANUAL FOR OVERCURRENT AND RELAYS GEI 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: INGENIERIA ELECTRICA	D.U. SIMP. RUTA 2	HOJA: <u>2</u> DE <u>5</u>
	DESCRIPCION: DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO RUTA 2	PROY. No.: S/N	REVISO: REP
		CALCULO: TRC	FECHA: 07 FEB 05

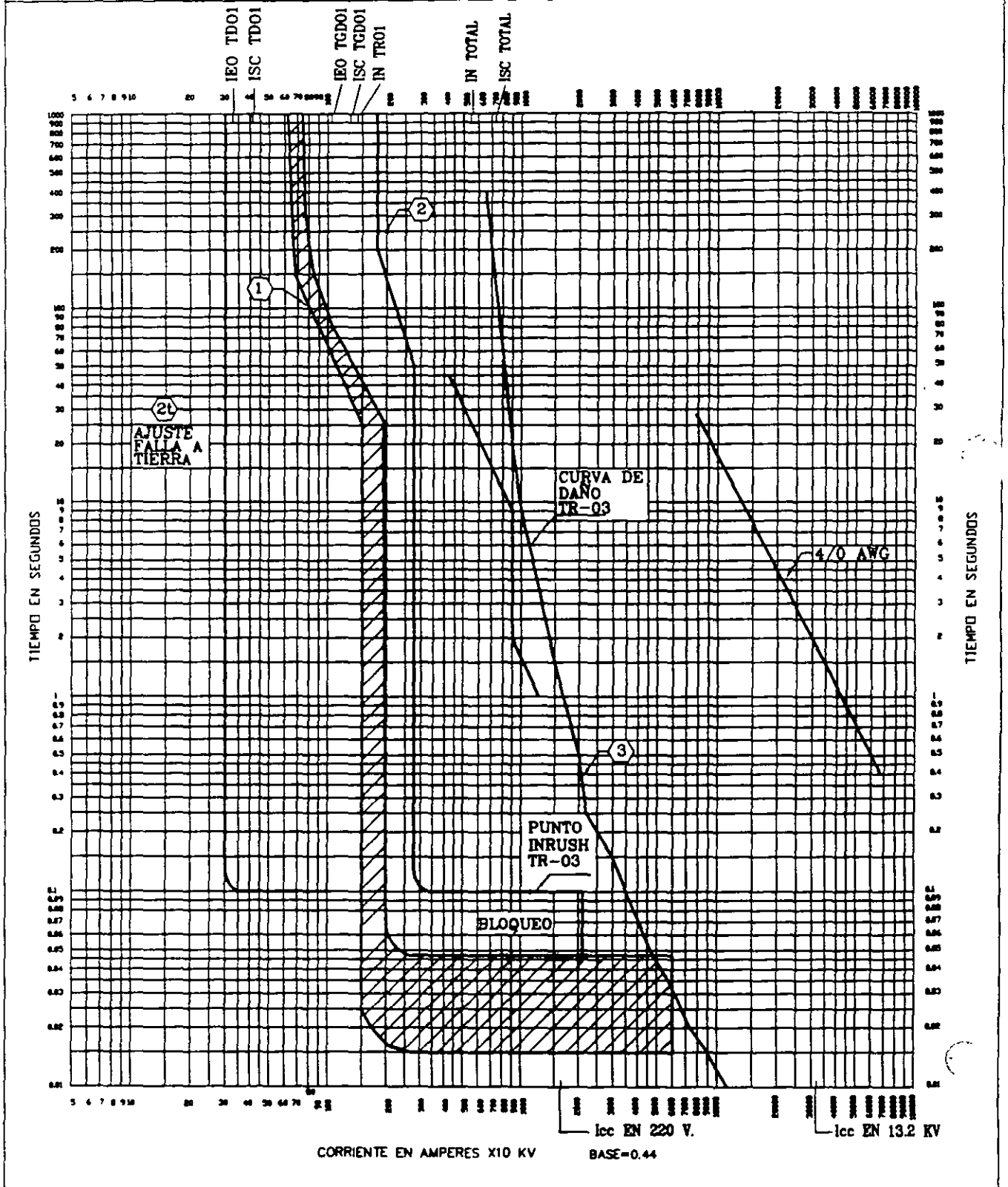
DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO PARA EL ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES ELECTRICAS
RUTA No 2



RUTA No. 2

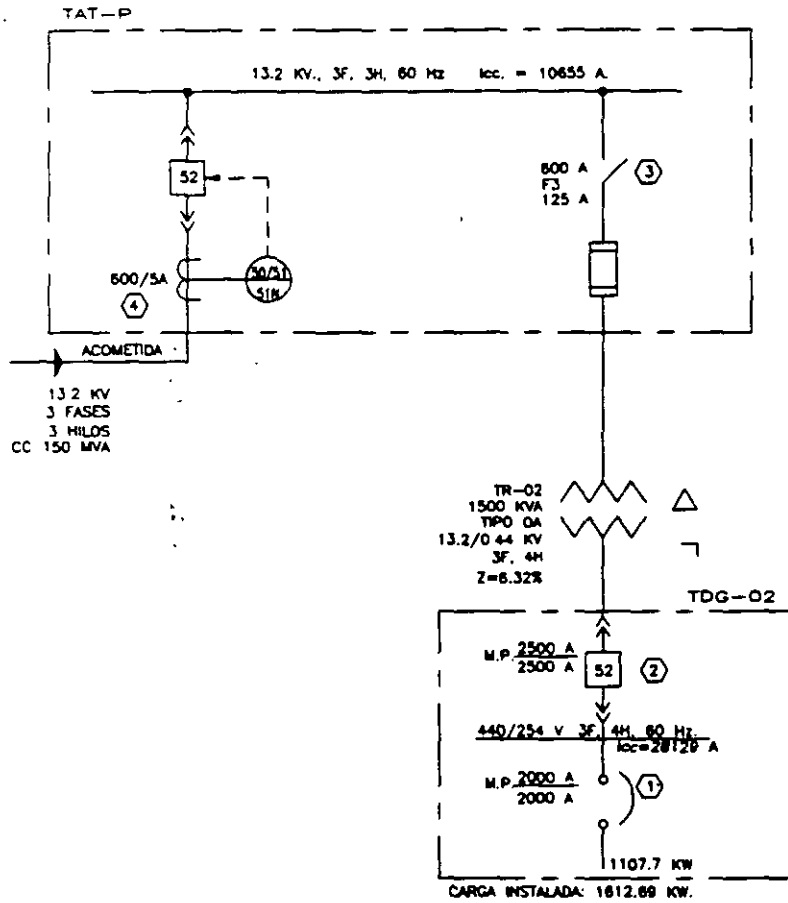
CAPACIDADES Y AJUSTES						
VER DIAGRAMA UNIF. SIMPLIFICADO			SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		SOBRECORRIENTE A TIERRA	VER APENDICE
DISPOSITIVO No	INTERRUPTOR (MARCO) O DISPARADOR	CORRIENTE DEL SENSOR (AMP)	AJUSTES		AJUSTE INSTANTANEO	CURVA DE REFERENCIA
			LARGO	CORTO		
①	TERMOMAGNETICO MARCO PA DE 2000 A	$I_p=1200$ A AJUSTE MAG-4L MIMD 2- MEDS LA $I_p=3500$	-	-	-	BOLETIN 2 FEB 84 CLASE 675 PA-3000 SENSIT 3
②	ELECTROMAGNETICO TIPO M32 DE 3000 A	3000 A	$I_p=1$ $I_r=0.06$ $I_r=120$	$I_m=2$ $I_m=0.1$ OFF	BLOCKED	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1994
③	FUSIBLE FE-100 A	100 A	-	-	-	FUSIBLES TIPO FE (LMD)
④	RELEVADOR 50/51/51N	-	-	-	-	SERVICE MANUAL FOR OVERCURRENT AND RELAYS GEI A SHON
OBSERVACIONES. VER CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES						

R-2	GERENCIA/DISCIPLINA: INGENIERIA ELECTRICA	TR-01	HOJA: <u>2</u> DE <u>5</u>
	DESCRIPCION: COORDINACION DE PROTECCIONES RUTA 2	PROY. No.: S/N	REVISO: R.E.P.
		CALCULO: TRC	FECHA:



R-3	GERENCIA/DISCIPLINA: INGENIERIA ELECTRICA	D.U. SIMP. RUTA 3	HOJA: <u>3</u> DE <u>5</u>
	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



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	CURVA DE REFERENCIA
			LARGO	CORTO	AJUSTES	
(1)	ELECTROMAGNETICO TIPO 820 MARCO 2000 A	TIPO 58 U 2000 A	I _{sc} =1 I _r =0.8 I _{tr} =15	I _{sc} =1.5 I _r =0.1 OFF	I _r =17	INTERRUPTOR MASTER PACT MERA 800V 125H
(2)	ELECTROMAGNETICO TIPO 825 MARCO 2500 A	TIPO 58 U 2500 A	I _{sc} =0.8 I _r =0.85 I _{tr} =30	I _{sc} =3 I _r =0.2 OFF	BLOCKED OFF	INTERRUPTOR MASTER PACT MERA 800V 125H FUSIBLES TIPO FE ELIMEX
(3)	FUSIBLE FE-125 A	125 A	-	-	-	-
(4)	RELEVADOR 50/51/51R	-	-	-	-	REFER. MANUAL FOR OVERCURRENT AND RELAYS SET ALARM
OBSERVACIONES: VER CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES						

R-3

GERENCIA/DISCIPLINA:

INGENIERIA ELECTRICA

DESCRIPCION:

COORDINACION DE PROTECCIONES
RUTA 3

TR-02

PROY. No.:

S/N

CALCULO:

TRC

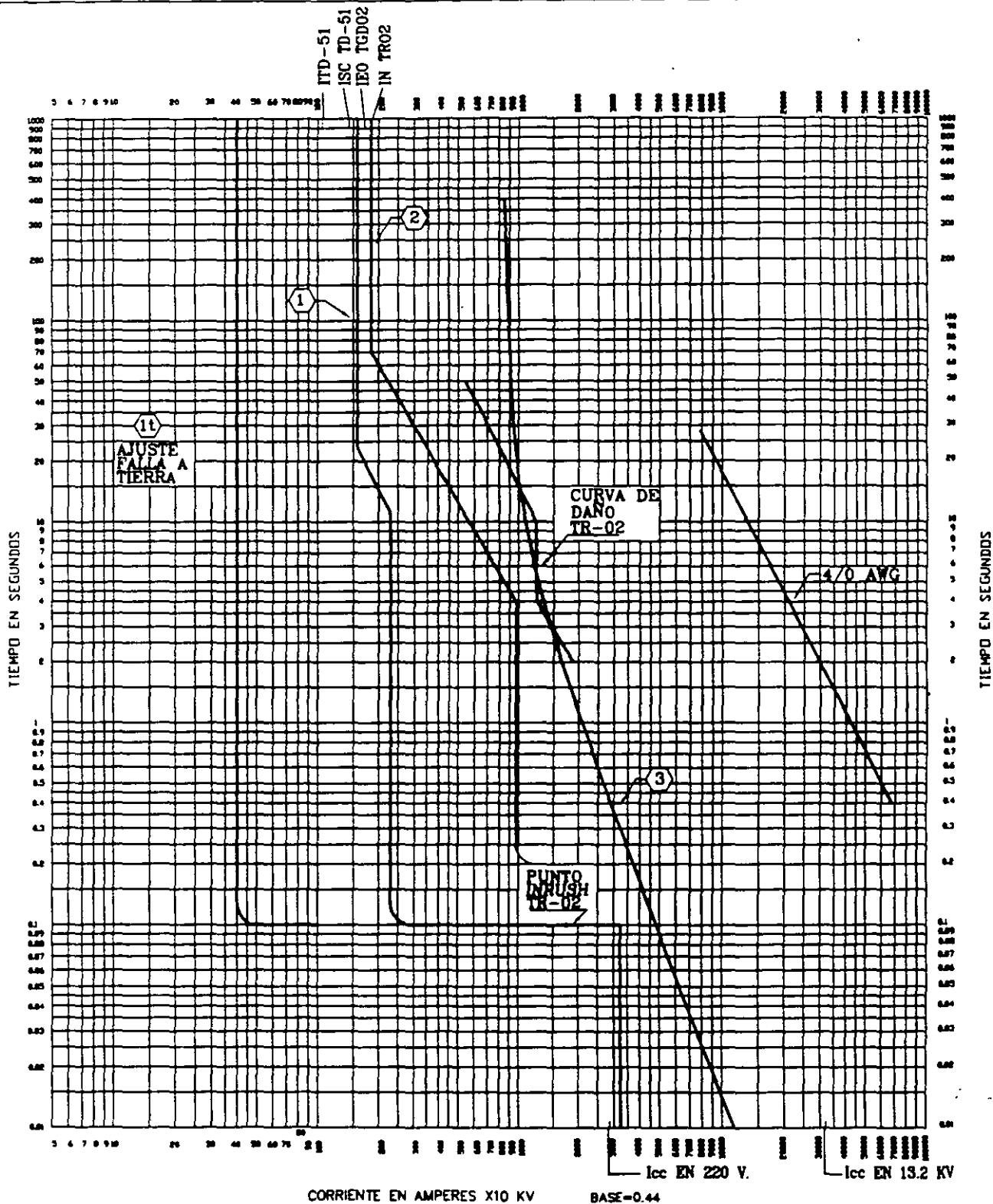
HOJA: 3 DE 5

REVISO:

R.E.P.

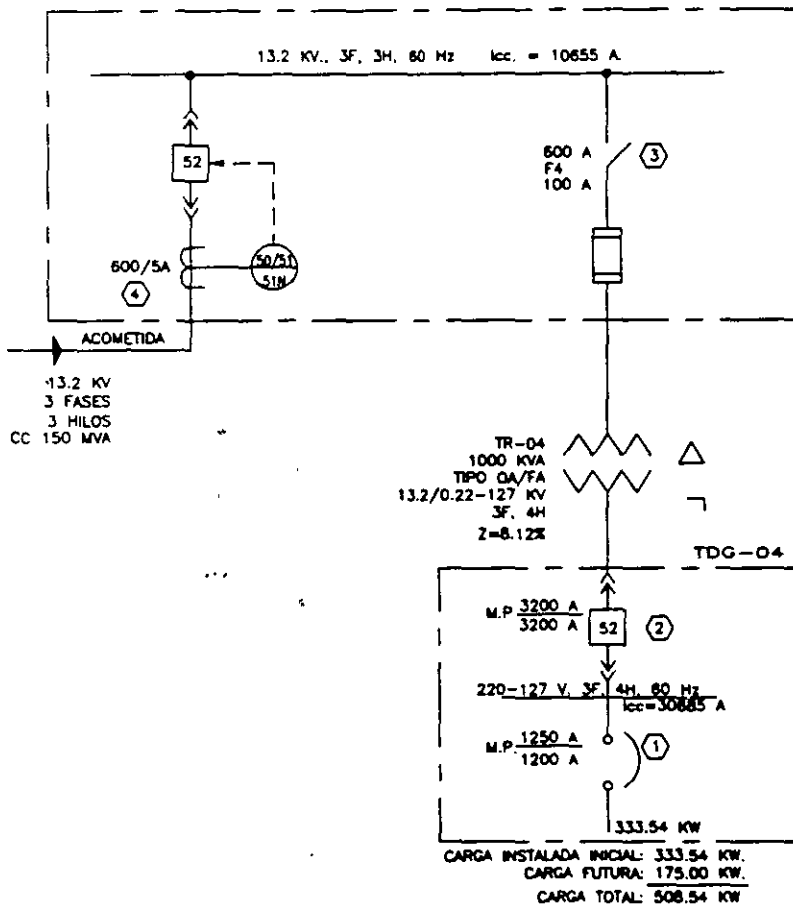
FECHA:

07 FEB 05



R-4	GERENCIA/DISCIPLINA: INGENIERIA ELECTRICA	D.U. SIMP. RUTA 4	HOJA 4 DE 5
	DESCRIPCION: DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO RUTA 4	PROY. No.: S/N	REVISO: R.E.P.
		CALCULO: TRC	FECHA: 07 FEB 05

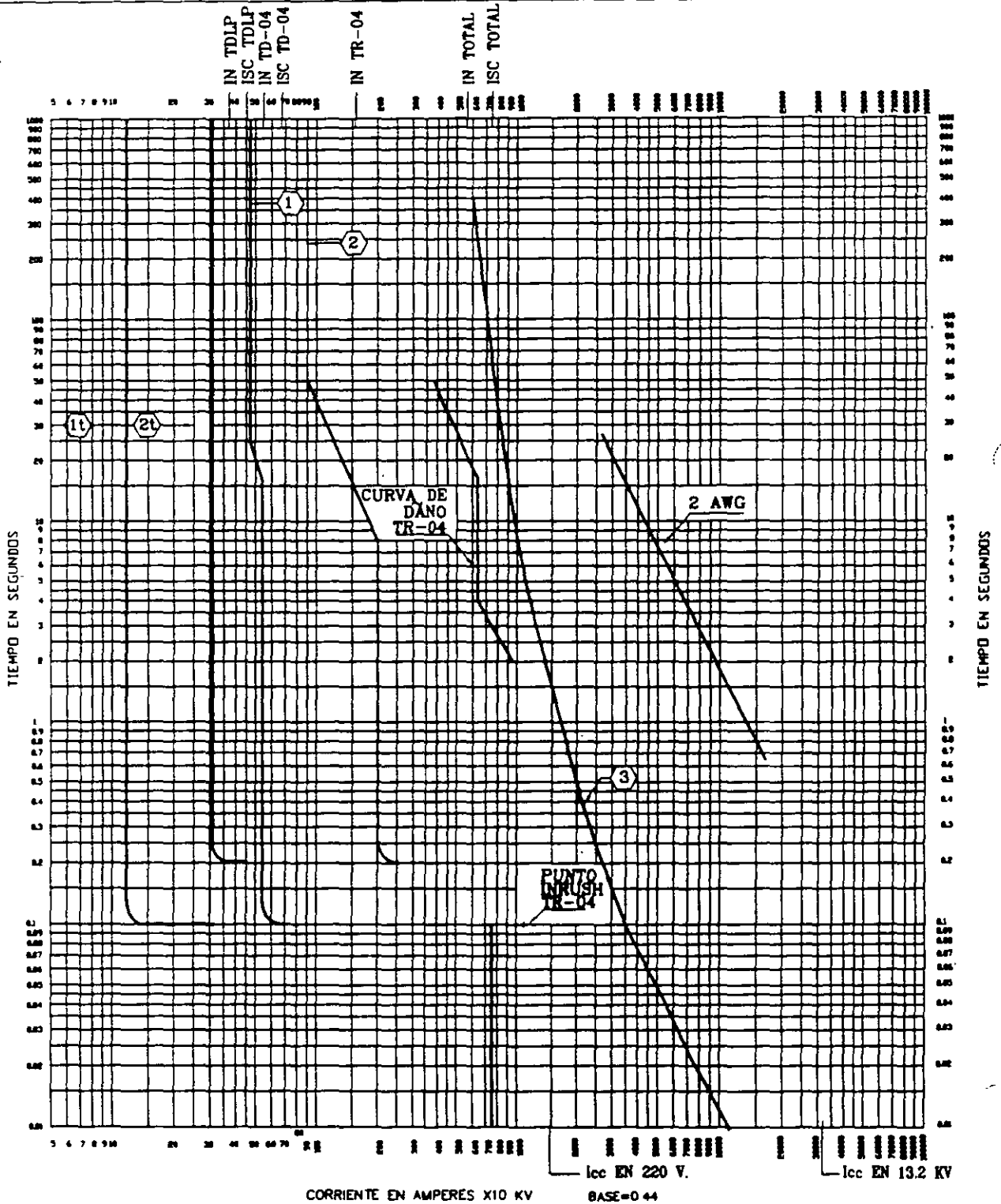
DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO PARA EL ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES ELECTRICAS
RUTA No. 4
TAT-P



RUTA No. 4

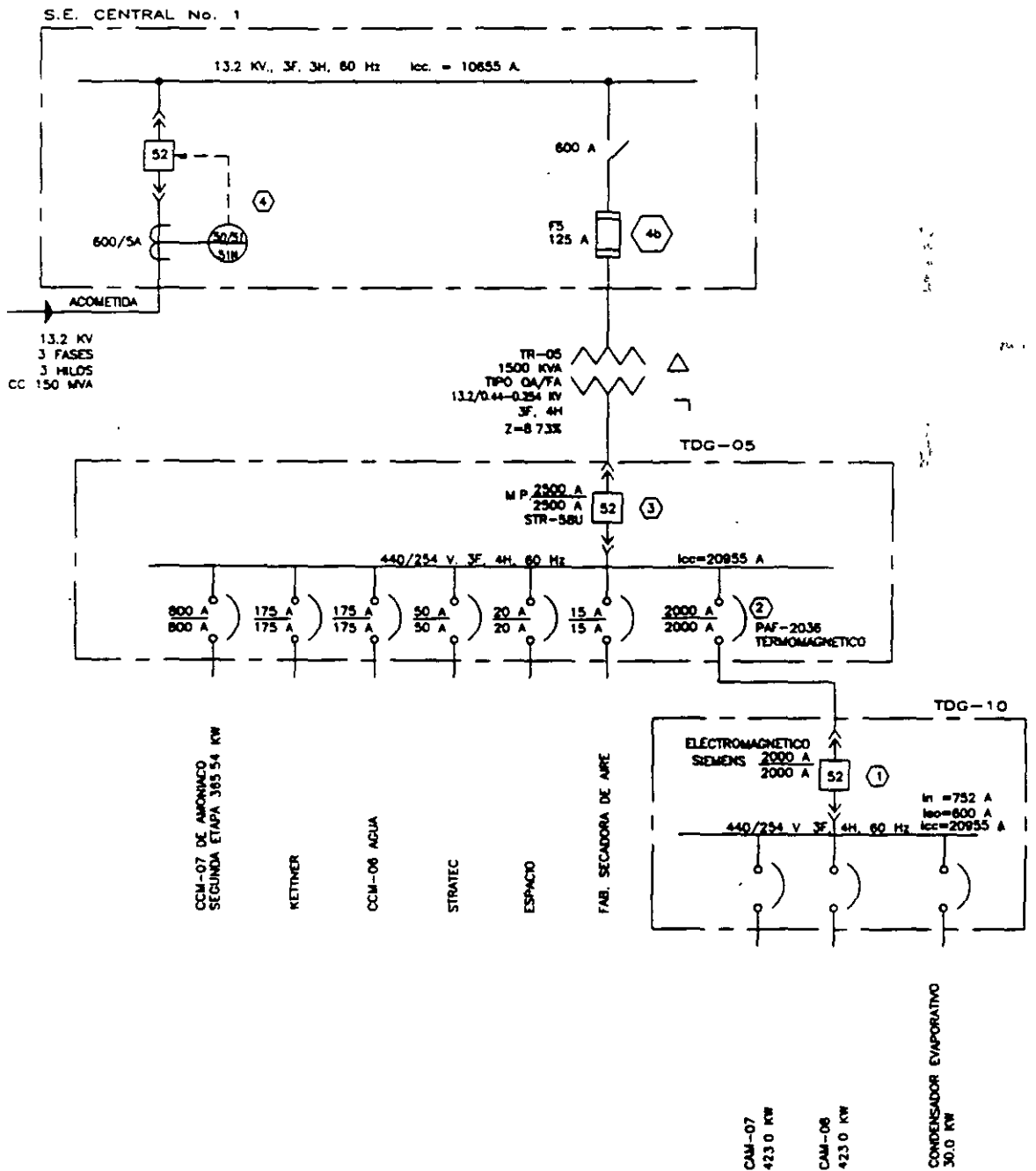
CAPACIDADES Y AJUSTES							
VER DIAGRAMA UNIF SIMPLIFICADO			SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		SOBRECORRIENTE A TIERRA	VER APENDICE	
DISPOSITIVO No	INTERRUPTOR (MARCO) O DISPARADOR	CORRIENTE DEL SENSOR (AMP)	AJUSTES		AJUSTE INSTANTANEO	AJUSTES	
			LARGO	CORTO			
(1)	ELECTROMAGNETICO TIPO M12 MARCO 1250 A	1200 A	Is=0.8 Ir=0.8 Ic=10	Ims=1.8 Irs=0.1 OFF	I=12	Ib=0.8 Ic=0.1 OFF	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1994
(2)	ELECTROMAGNETICO TIPO M32 MARCO 3200 A	3200 A	Is=0.8 Ir=0.8 Ic=30	Ims=3 Irs=0.8 OFF	BLOQUEO OFF	Ib=0.8 Ic=0.8 OFF	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1994
(3)	FUSIBLE FE-100 A	100 A	-	-	-	-	FUSIBLES TIPO FE 51M2
(4)	RELEVADOR 50/51/51N	-	-	-	-	-	SERVICE MANUAL FOR OVERCURRENT AND RELAYS REC. 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

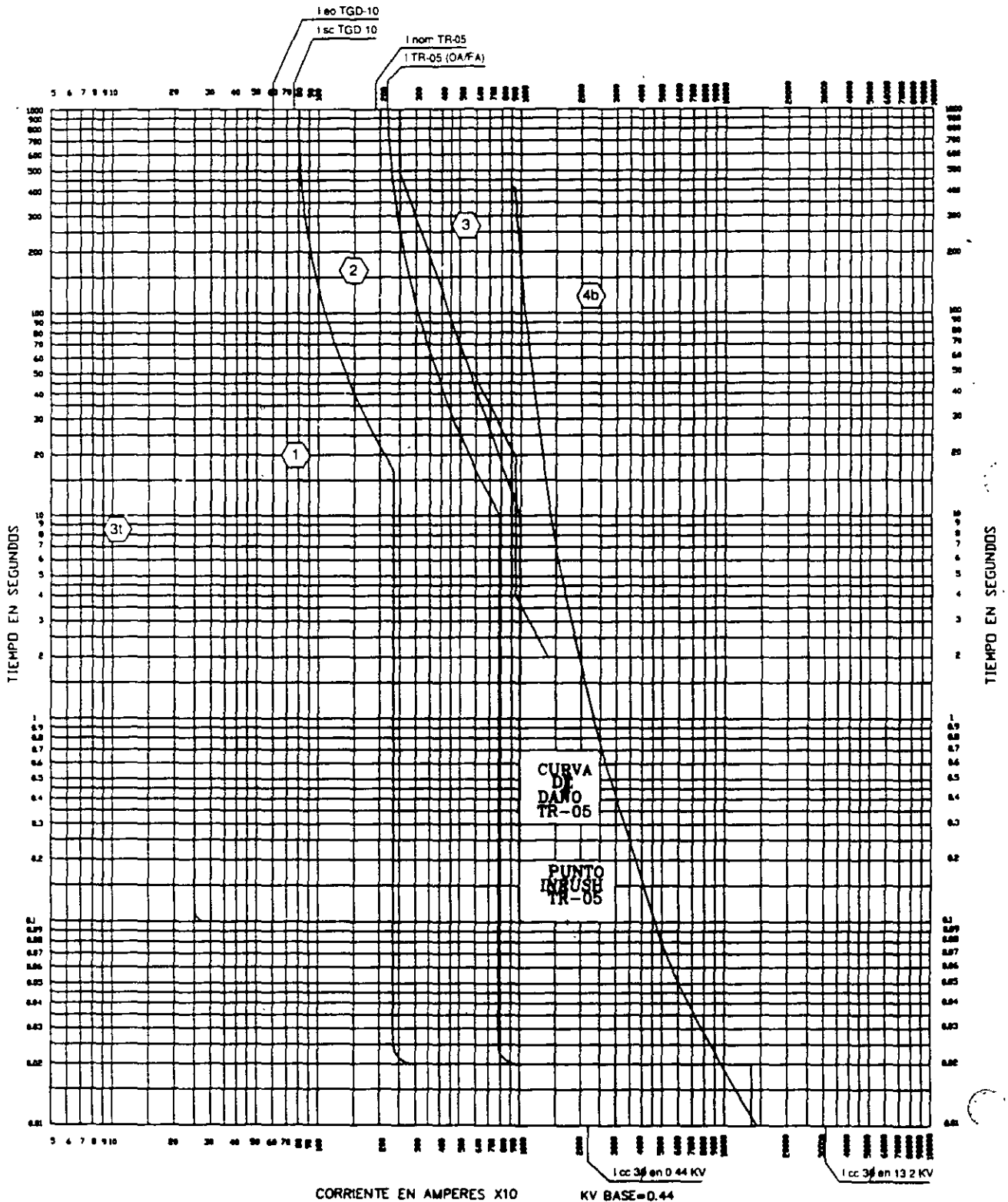


R-5 ACTUALIZACIÓN AL 15.01.99	GERENCIA/DISCIPLINA: INGENIERIA ELECTRICA	D.U. SIMP. RUTA 5	HOJA: <u>5</u> DE <u>5</u>
	DESCRIPCION: DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO RUTA 5	PROY. No.: S/N	REVISO R.E.P
		CALCULO: REP	

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.: _____ CALCULO: R.E.P.	REVISO: _____ FECHA: 07 FEB 05



RUTA N° 1

CAPACIDADES Y AJUSTES							
VER DIAG. UNIF. SIMPLIFICADO			SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		SOBRECORRIENTE A TIERRA	VER APENDICE	
DISPOSITIVO N°	INTERRUPTOR (MARCO) O DISPARADOR	CORRIENTE DEL SENSOR (AMPS)	AJUSTES		AJUSTE INSTANTANEO	AJUSTES	CURVA DE REFERENCIA
			LARGO	CORTO			
1	TERMOMAGNETICO MARCO MA DE 1000 A	In = 1000 AJUSTE MAG BAJO A 5 VECES LA In	_____	_____	_____	_____	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 I _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 >> 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			
1	TERMOMAGNETICO MARCO PA DE 2000 A	$I_n = 1200$ AJUSTE MAG. AL MINIMO $2.1 \text{ VECES } I_n$	_____	_____	_____	_____	BOLETIN 2 FEB 84 CLASE 675 PA-2000 SQUARE "D"
2	ELECTROMAGNETICO TIPO M32 MARCO 3000 A	3000 A	$I_o = 1$ $I_r = 0.95$ $t_r = 120$	$I_m = 2$ $t_m = 0.1$ OFF	BLOQUEO	$I_h = 0.2$ $t_h = 0.1$ OFF	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1994
3	FUSIBLE FE-100A	100 A	_____	_____	_____	_____	FUSIBLES TIPO FE ELMEX
4	RELEVADOR 50/51/51N (1)	_____	_____	_____	_____	_____	SERVICE MANUAL FOR OVERCURRENT AND DIRECTIONAL RELAYS GEL ALSTHOM

OBSERVACIONES: VER CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
(1) VER AJUSTE RUTA 1

RUTA Nº 3

CAPACIDADES Y AJUSTES							
VER DIAG. UNIF. SIMPLIFICADO			SOBRECORRIENTE ENTRE FASES			SOBRECORRIENTE A TIERRA	VER APENDICE
DISPOSITIVO Nº	INTERRUPTOR (MARCO) O DISPARADOR	CORRIENTE DEL SENSOR (AMPS)	AJUSTES		AJUSTE INSTANTANEO	AJUSTES	CURVA DE REFERENCIA
			LARGO	CORTO			
	ELECTROMAGNETICO TIPO M20 MARCO 2000 A	TIPO 58 U 2000 A	lo = 1 lr = 0.8 tr = 15	lm = 1.5 tm = 0.1 OFF	I = 17	lh = 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	lm = 2 tm = 0.2 OFF	BLOQUEO OFF	lh = 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			
1	ELECTROMAGNETICO TIPO M12 MARCO 1250 A	1200 A	I _o = 0.8 I _r = 0.8 I _r = 15	I _m = 1.5 I _m = 0.1 OFF	I = 12	I _h = 0.2 I _h = 0.1 OFF	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1994
2	ELECTROMAGNETICO TIPO M32 MARCO 3200 A	3200 A	I _o = 0.5 I _r = 0.9 I _r = 30	I _m = 3 I _m = 0.2 OFF	BLOQUEO OFF	I _h = 0.2 I _h = 0.12 OFF	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1994
3	FUSIBLE FE-100A	100 A	_____	_____	_____	_____	FUSIBLES TIPO FE ELMEX
4	RELEVADOR 50/51/51N (1)	_____	_____	_____	_____	_____	SERVICE MANUAL FOR OVERCURRENT AND DIRECTIONAL RELAYS GEL ALSTHOM

OBSERVACIONES: VER CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
(1) VER AJUSTE RUTA 1)

RUTA Nº 5

CAPACIDADES Y AJUSTES							
VER DIAG. UNIF. SIMPLIFICADO			SOBRECORRIENTE ENTRE FASES			SOBRECORRIENTE A TIERRA	VER APENDICE
DISPOSITIVO Nº	INTERRUPTOR (MARCO) O DISPARADOR	CORRIENTE DEL SENSOR (AMPS)	AJUSTES		AJUSTE INSTANTANEO	AJUSTES	CURVA DE REFERENCIA
			LARGO	CORTO			
1	TERMOMAGNETICO MARCO MA DE 1000 A	$I_n = 800$ A AJUSTE MAG BAJO A 5 VECES LA I_n	_____	_____	_____	_____	BOLETIN 2 FEB 84 CLASE 665 MA-1000 SQUARE "D"
2	ELECTROMAGNETICO TIPO M25 MARCO 2500 A	2500 A	$I_o = 0.8$ $I_r = 0.8$ $I_r = 480$	$I_m = 3$ $I_m = 0.1$ OFF	BLOQUEO OFF	$I_h = 0.1$ $I_h = 0.1$ OFF	INTERRUPTOR MASTER PACT MERLIN GERIN 1994
3	FUSIBLE FE-125A	125 A	_____	_____	_____	_____	FUSIBLES TIPO FE ELMEX
4	RELEVADOR 50/51/51N (1)	_____	_____	_____	_____	_____	SERVICE MANUAL FOR OVERCURRENT AND DIRECTIONAL RELAYS GEL ALSTHOM

OBSERVACIONES: VER CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
(1) VER AJUSTE RUTA 1

NOMENCLATURA

KV BASE	TENSION BASE PARA HOJAS DE GRAFICACION.
INOM	CORRIENTE NOMINAL A PLENA CARGA EN AMPERES
ISENSOR	CORRIENTE NOMINAL DEL SENSOR.
IMAG	CORRIENTE DE MAGNETIZACION O INRUSH DE TRANSFOR
IREF	CORRIENTE REFERIDA A LA TENSION BASE
Icc	CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO SIMETRICA EN AMP.
ISC	CORRIENTE DE SOBRECARGA
F P	FACTOR DE POTENCIA.
R T.C	RELACION DE TRANSFORMACION DEL TRANSF. DE CORRIENTE
Icc	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_b , I_s

Se considera el ajuste a partir del 125 % de la Carga en operación.

$$Carga_{EO+SC} = 4625 \text{ KW}$$

$$I_{EO+SC} = 237.9 \text{ A en } 13.2 \text{ KV}$$

$$I = 7137 \text{ A en } 440 \text{ V}$$

$$RTC = 120$$

$$I_s = I_{EO+SC} / RTC \times 5 = 0.395 \text{ In}$$

$$I_s = 0.4 \text{ de donde } I_s = 0.4 \times 5 \times 120 = 240$$

Por requerimientos de coordinación se elige $I_s = 0.56 \text{ In}$

$$\text{de donde } I_s = 0.56 \times 5 \times 120 = 336$$

Graficando la curva característica 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_{o+sc} .

$$I_s = 59.475 / (120 \times 5) = 0.099 \Rightarrow 0.10 \text{ In}$$

$$\text{de donde } I_o = 0.10 \times 120 \times 5 = 60$$

Graficando se elige:

$$\text{Ajuste } I_o >> \approx 0.10$$

$$t_o >> \approx 1.0$$



DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

FACULTAD DE INGENIERIA

U.N.A.M.



**SISTEMAS DE DISTRIBUCION
ELECTRICA CA-235**

**CABLES DE ENERGIA EN LOS SISTEMAS
DE DISTRIBUCION**

ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA Y PATIÑO

SEPTIEMBRE 2005

1.0 DESCRIPCIÓN DE LOS CONDUCTORES

1.1 DEFINICIÓN

CONDUCTORES ELÉCTRICOS SON AQUELLOS MATERIALES QUE PERMITEN EL PASO CONTINUO DE LA CORRIENTE ELÉCTRICA, A TRAVÉS DE ELLOS. CON POCA RESISTENCIA

1.2 NORMA APLICABLE

LA SELECCIÓN Y LOS MÉTODOS DE INSTALACIÓN DE LOS CONDUCTORES DEBEN CUMPLIR CON LA NORMA OFICIAL MEXICANA

NOM-001-SEMP-1994 RELATIVA A LAS INSTALACIONES DESTINADAS AL SUMINISTRO Y USO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

EXPEDIDA POR LA SECRETARIA DE ENERGÍA, MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL AHORA SECRETARIA DE ENERGÍA

LOS ARTÍCULOS, SECCIONES Y/O TABLAS QUE SE MENCIONEN SERÁN REFERIDAS A ESTA NORMA

NOTA

EL DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN PUBLICÓ EL DÍA 27 DE SEPTIEMBRE DE 1999 LA **NOM-001-SEDE-1999 INSTALACIONES ELÉCTRICAS (UTILIZACIÓN)**

EXPEDIDA POR LA SECRETARIA DE ENERGÍA

ESTA NORMA ENTRARA EN VIGOR SEIS MESES DESPUÉS DE SU PUBLICACIÓN EN EL DIARIO OFICIAL (27 DE MARZO DE 2000)

1.3 MATERIALES

LOS MATERIALES MAS USADOS PARA LA FABRICACIÓN DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS SON EL COBRE Y EL ALUMINIO

<u>CARACTERÍSTICAS</u>		<u>COBRE</u>	<u>ALUMINIO</u>
PESO ESPECÍFICO	(g/cm ³)	8.8	2.7
CONDUCTIVIDAD ELÉCTRICA	(%)	100	61
RESISTIVIDAD A 20 °C	(ohm-mm ² /m)	0.0172	0.03
TENSIÓN DE RUPTURA	(kg/mm ²)	31 (100 %)	16 (40 %)
TEMPERATURA DE FUSIÓN	(°C)	1.083	660
COEF. DE DILATACIÓN LINEAL POR °C		16.22x10 ⁻⁶	23 x10 ⁻⁶

1.4 CONFIGURACIÓN FÍSICA

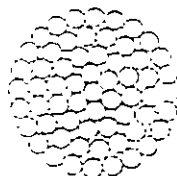
LOS CONDUCTORES SE FABRICAN EN ALGUNA DE LAS SIGUIENTES FORMAS:

ALAMBRE FORMADO POR UN HILO SÓLIDO DE SECCIÓN CIRCULAR

CABLE FORMADO POR VARIOS HILOS REUNIDOS EN FORMACIÓN GEOMÉTRICA (CABLE REDONDO CONCÉNTRICO O COMPACTO, CABLE SECTORIAL)



Cable redondo compacto



Cable concéntrico



Cable sectorial

CORDÓN FORMADO POR VARIOS HILOS REUNIDOS AL AZAR

SOLERA FORMADO POR UNA BARRA SÓLIDA DE SECCIÓN RECTANGULAR

- DESNUDO ES EL QUE NO TIENE CUBIERTA NI AISLAMIENTO ELÉCTRICO DE NINGUNA ESPECIE NORMALMENTE SE UTILIZAN EN LÍNEAS AERIAS O ENTERRADOS PARA SISTEMAS DE TIERRAS
- AISLADO ES EL QUE ESTA AISLADO CON UN MATERIAL DE COMPOSICIÓN Y ESPESOR ACEPTADO POR LA NOM-001-SEMP-1994 SE UTILIZAN PARA INSTALACIONES EN EL INTERIOR DE LOS EDIFICIOS
- CUBIERTO ES EL QUE ESTA CUBIERTO CON UN MATERIAL DE COMPOSICIÓN Y ESPESOR. NO ACEPTADO COMO AISLAMIENTO ELÉCTRICO POR LA NOM-001-SEMP-1994

1.5 TAMAÑO DE LOS CONDUCTORES

EL TAMAÑO DE LOS CONDUCTORES SE DEFINE POR EL ÁREA DE SU SECCIÓN TRANSVERSAL EN mm^2

TAMBIÉN SE DEFINE POR:

- CALIBRE AWG, NOMENCLATURA DE LA AMERICAN WIRE GAUGE
- CALIBRE EN CM (CIRCULAR MILLS), PARA DESIGNAR EL ÁREA TRANSVERSAL QUE TIENE UN CIRCULO CUYO DIÁMETRO SEA UNA MILÉSIMA DE PULGADA

$$0.001' = 0.0254 \text{ mm}$$

$$\text{CM} = 0.0005067 \text{ mm}^2$$

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

$$= 1.9735 \text{ KCM}$$

LOS CONDUCTORES SE FABRICAN DE DIFERENTES SECCIONES TRANSVERSALES EN FUNCIÓN DE SU APLICACIÓN VER TABLAS DE CONDUCTORES ANEXAS

2.0 AISLAMIENTO DE LOS CONDUCTORES

EL AISLAMIENTO SIRVE PARA CONFINAR LA CORRIENTE Y EL CAMPO ELÉCTRICO EN LA MASA DEL CONDUCTOR DEBE SER UN MATERIAL DE MUY BAJA CONDUCTIVIDAD.

LOS PARÁMETROS QUE CARACTERIZAN A LOS AISLAMIENTOS ELÉCTRICOS SON LOS SIGUIENTES:

2.1 MATERIALES AISLANTES

LOS MATERIALES AISLANTES MAS USADOS ACTUALMENTE PARA CONDUCTORES, INSTALADOS EN EDIFICIOS, SON LOS SIGUIENTES

MATERIAL	TENSIÓN MAX. kV	TEMPERATURA MÁXIMA	
		OPERACIÓN °C	CIRC. CORTO °C
1- TERMOFIJOS			
EP (ETILENO PROPILENO)	150	90	250
XLP (POLIETILENO DE CA- DENA CRUZADA)	220	90	250
2.- TERMOPLÁSTICOS			
PVC (POLICLORURO DE VINILO)	HASTA 1 kV	105	250

2.2.- CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS AISLAMIENTOS

A CONTINUACIÓN SE ENUMERAN LAS CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS MAS IMPORTANTES

a) RIGIDEZ DIELECTRICA

REPRESENTA LA CANTIDAD DE VOLT NECESARIOS PARA PERFORARLO. ES LA RELACIÓN ENTRE LA TENSIÓN Y EL ESPESOR DEL AISLAMIENTO (kV/mm)

b) RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO

ES LA RESISTENCIA MEDIA ENTRE EL CONDUCTOR Y UN ELECTRODO QUE SE ENCUENTRE ENVOLVIENDO LA SUPERFICIE EXTERIOR DEL AISLAMIENTO.

c) FACTOR DE POTENCIA O FACTOR DE PERDIDAS DE AISLAMIENTO.

FACTOR QUE PERMITE RELACIONAR Y CALCULAR LAS PERDIDAS DEL DIELECTRICO DE LOS CABLES DE ENERGÍA

d) GRADIENTE DE OPERACIÓN

e) TAN δ

2.2.- CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

SE PUEDEN ENUMERAR:

- RESISTENCIA A LA TRACCIÓN (CARGA DE ROTURA Y ALARGAMIENTO)
- RESISTENCIA A LA ABRASIÓN
- RESISTENCIA AL ENVEJECIMIENTO
- FLEXIBILIDAD

2.2.- OTRAS CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y QUÍMICAS

SE PUEDEN ENUMERAR

- RESISTENCIA A LA HUMEDAD
- RESISTENCIA AL FRÍO Y AL CALOR
- RESISTENCIA A LA INTEMPERIE
- RESISTENCIA A LA LUZ SOLAR
- RESISTENCIA AL OZONO
- RESISTENCIA A LOS PRODUCTOS QUÍMICOS
- RESISTENCIA AL FUEGO

2.3.- SELECCIÓN DE LOS AISLAMIENTOS

LA SELECCIÓN DE LOS AISLAMIENTOS SE HACE EN FUNCIÓN DE LOS DIFERENTES FACTORES QUE PUÉDAN INFLUIR EN SU APLICACIÓN, TALES COMO

LA TENSIÓN DE OPERACIÓN,

LA TEMPERATURA AMBIENTE,

LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN,

LAS CONDICIONES MECÁNICAS DE INSTALACIÓN,

EL MEDIO AMBIENTE (HUMEDAD, INTEMPERISMO, PRESENCIA DE PRODUCTOS QUÍMICOS)

COMPARACIÓN DE AISLAMIENTOS

TABLA 2.1 Propiedades de los aislamientos más comúnmente usados en cables de energía (5-35 kV)

Características	SINTENAX	VULCANEL XLP	VULCANEL EP	Papel impregnado
Rigidez dieléctrica, kV/mm, (corriente alterna, elevación rápida)	18	25	25	28
Rigidez dieléctrica, kV/mm, (impulsos)	47	50	50	70
Permitividad relativa SIC. (60 ciclos, a temp. de op.)	7	2.1	2.6	3.9
Factor de potencia, % máx. (a 60 ciclos, a temp. de op.)	9	0.1	1.5	1.1
Constante K de resistencia del aislamiento a 15.6°C. (megohm-km) mín.	750	6100	6100	1000
Resistencia a la ionización	buena	buena	muy buena	buena
Resistencia a la humedad	buena	muy buena	excelente	mala
Factor de pérdidas	mala	buena	excelente	buena
Flexibilidad	regular	mala	excelente	regular
Facilidad de instalación de empalmes y terminales (problemas de humedad o ionización):	excelente	regular	muy buena	regular
Temperatura de operación normal (°C)	hasta 6 kV, 80 más de 6 kV, 75	90	90	hasta 9 kV, 95
Temperatura de sobrecarga (°C)	100	130	130	100
Temperatura de cortocircuito (°C)	160	250	250	200
Principales ventajas	Bajo costo, resistente a la ionización, fácil de instalar.	Factor de pérdidas bajo	Bajo factor de pérdidas, flexibilidad, resistencia a la ionización.	Bajo costo, experiencia de años, excelentes propiedades eléctricas.
Principales inconvenientes	Pérdidas dieléctricas comparativamente altas.	Rigidez. Baja resistencia a la ionización	Es atacable por hidrocarburos a temp. superiores a 60°C.	Requiere tubo de plomo y terminales herméticas.

3.0- USO Y APLICACIÓN DE LOS CONDUCTORES

LOS CONDUCTORES SON LAS VENAS O CAMINOS. INSTALADOS EN LOS EDIFICIOS. PARA HACER LLEGAR LA ENERGÍA ELÉCTRICA A LOS PUNTOS DE UTILIZACIÓN. TALES COMO ALUMBRADO, CONTACTOS, ELEVADORES. EQUIPOS DE BOMBEO. EQUIPOS DE COMPUTO. ETC

3.1- TENSIONES MANEJADAS EN EDIFICIOS

EN LOS EDIFICIOS. LOS EQUIPOS OPERAN, NORMALMENTE, A CUALQUIERA DE LAS SIGUIENTES TENSIONES

120 V, 1 F, 2 H, C A., 60 Hz

220 V, 1 F, 3 H, C A 60 Hz

220 V, 3 F 3 ó 4 H, C A., 60 Hz

LOS USUARIOS PUEDEN CONTRATAR CON LAS COMPAÑÍAS SUMINISTRADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA LUZ Y FUERZA DEL CENTRO Ó COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD EN CUALQUIERA DE LAS TENSIONES ANTERIORES

EN LOS EDIFICIOS QUE. POR EL TAMAÑO DE SU CARGA, CONVenga LA INSTALACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, PUEDE CONTRATARSE EL SUMINISTRO EN MEDIA TENSIÓN:

25 kV, 3 F, 3 H, (NOMINAL) CON LUZ Y FUERZA DEL CENTRO (LYFC)

15 kV, 3 F, 3 H, (NOMINAL) CON COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD (CFE)

3.2- CONDUCTORES EMPLEADOS

LOS CONDUCTORES DE INSTALADOS EN EL INTERIOR DE LOS EDIFICIOS, NORMALMENTE SON DE COBRE CON AISLAMIENTO TIPO THW. LS, 75 °C DE OPERACIÓN, PARA 600 V

LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS QUE REQUIERAN LA CONSTANCIA DE UNA UNIDAD VERIFICADORA DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS DEBEN EJECUTARSE CON MARCAS Y TIPOS CERTIFICADOS POR LA ASOCIACIÓN NACIONAL DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO, A.C (ANCE)

SE ANEXA INFORMACIÓN REFERENTE A CONDUCTORES CONTENIDA EN LA NOM

a) SECCIONES DEL ART. 310 - CONDUCTORES PARA INSTALACIONES DE USO GENERAL

b) TABLA 310-13 CONDUCTORES - AISLAMIENTOS Y USOS

c) TABLAS 310-16. Y 17 CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE

d) NOTAS A LAS TABLAS ANTERIORES

e) CONDUCTORES PARA CIRCUITOS DE MOTORES

f) TABLAS 430-147, 148 Y 150. CORRIENTES A PLENA CARGA DE MOTORES DE CORRIENTE DIRECTA, DE MOTORES MONOFASICOS Y DE MOTORES TRIFASICOS RESPECTIVAMENTE

ARTICULO 310 - CONDUCTORES PARA INSTALACIONES DE USO GENERAL

310-1 Alcance. Este Artículo establece los requisitos generales para los conductores y designación de tipo, aislamientos, marcados, resistencia mecánica, capacidades de corriente y usos. Estos requisitos no se aplican a los conductores que forman parte integral de equipos tales como motores, control de motores y equipo similar o conductores indicados específicamente en otras partes de esta Norma

310-2 Conductores

(a) **Aislados.** Los conductores deben estar aislados.

(b) **Material del conductor.** Los conductores de este Artículo deben ser de aluminio, aluminio con recubrimiento de cobre, o de cobre, a menos que se especifique otra cosa.

310-3 Conductores cableados. Cuando se instalan en canalizaciones, los conductores de un área de la sección transversal de 8.367 mm² (8 AWG) y mayores deben ser cableados.

310-4 Conductores en paralelo. Los conductores de aluminio, de aluminio con recubrimiento de cobre, o de cobre de un área de sección transversal de 53.48 mm² (1/0 AWG) o mayor, incluyendo los de cada fase, neutro o conductores de puesta a tierra, pueden conectarse en paralelo (eléctricamente unidos en ambos extremos para formar un solo conductor).

Los conductores en paralelo de cada fase, neutro o circuito de puesta a tierra deben.

- (1) Tener la misma longitud.
- (2) Ser del mismo material conductor.
- (3) Ser de la misma área de sección transversal o calibre
- (4) Tener el mismo tipo de aislamiento.
- (5) Ser terminados en la misma forma.

Cuando los conductores en paralelo estén tendidos en canalizaciones o cables diferentes, estas canalizaciones o cables deben tener las mismas características físicas.

Cuando se usan conductores para la puesta a tierra de equipos, con conductores en paralelo, éstos deben cumplir con los requisitos de esta Sección, exceptuando el área de la sección transversal o calibre, el cual debe determinarse de acuerdo con la Sección 250-95.

Los conductores instalados en paralelo deben cumplir con el Artículo 310. *Nota: 8 (a), Notas a las Tablas de capacidad de corriente de 0 a 2 000 V*

310-7 Conductores directamente enterrados. Los conductores para ser instalados directamente enterrados, deben ser de un tipo certificado para ese uso. Los cables utilizados para sistemas de más de 2 000 V deben llevar pantalla

La pantalla metálica, cubierta o armadura debe ser puesta a tierra por medio de un sistema efectivo según los requisitos de la Sección 250-51.

310-8 Instalaciones en lugares mojados.

(a) **Conductores aislados.** Los conductores aislados empleados en lugares mojados deben ser :

- 1) Con cubierta de plomo.
- 2) Del tipo RHW, TW, THW, THW-LS, THHW, THHW-LS, THWN y XHHW:
- 3) De otro tipo certificado para uso en lugares mojados.

Nota: En instalaciones interiores, en lugares cerrados, donde se requieran mejores características de comportamiento en caso de incendio, se recomienda emplear cables con sufijo LS. Véase la Tabla

310-13.

(b) Cables. Los cables de uno o más conductores usados en lugares mojados deben ser del tipo certificado para uso en lugares mojados.

Los conductores para aplicaciones directamente enterradas deben ser de un tipo aprobado para ese uso.

310-9 Condiciones corrosivas. Los conductores expuestos a aceites, grasas, vapores, gases, humos, líquidos u otras sustancias que produzcan un efecto perjudicial sobre el conductor o el aislamiento, deben ser de un tipo certificado para tales condiciones.

310-10 Limitación por temperatura de los conductores. Ningún conductor debe usarse en condiciones tales que su temperatura de operación exceda la temperatura designada para el tipo de conductor aislado involucrado. En ningún caso deben agruparse conductores de tal forma que pueda excederse el límite de temperatura de cualquiera de los conductores por el tipo de circuito, el método de alambrado o el número de conductores.

La temperatura máxima de operación de un conductor (Véanse las Tablas 310-13 y 310-61) es la máxima temperatura en cualquier punto a lo largo de su longitud, que el conductor puede soportar en un periodo de tiempo prolongado sin degradación.

Las Tablas de capacidad de conducción de corriente del Artículo 310, así como los factores de corrección y las *Notas* a dichas tablas son una guía para la selección y coordinación del área de la sección transversal o calibre de los conductores, los tipos, capacidad de conducción de corriente permisible, temperaturas ambiente y el número de conductores que se pueden agrupar.

Los principales factores determinantes de la temperatura de operación son:

- 1 -Temperatura ambiente. La temperatura ambiente puede variar a lo largo de la longitud del cable así como en el tiempo.
- 2 -El calor generado internamente en el conductor, como resultado del flujo de la corriente.
- 3 -La rapidez con que se disipa en el medio ambiente el calor generado. La resistencia térmica de los materiales alrededor de los conductores afecta directamente a la disipación de calor.
- 4 -Conductores adyacentes. Los conductores adyacentes presentan el doble efecto de incrementar la temperatura ambiente y dificultar la disipación del calor.

310-12 Identificación de los conductores de puesta a tierra.

(a) Conductores de puesta a tierra. Los conductores aislados con área de sección transversal de 13.30 mm² (6 AWG) o menores, destinados a ser usados como conductores para conexión a tierra de un circuito, deben tener una identificación externa de un color blanco o gris natural. Los cables multiconductores planos con área de sección transversal de 21.15 mm² (4 AWG) o mayores, pueden llevar una ceja externa continua sobre el conductor de puesta a tierra.

Para cables aéreos, la identificación se hará como se indicó anteriormente, o por medio de una ceja continua localizada en la parte exterior del cable, de tal manera que identifique al conductor.

Los alambres que tienen su cubierta exterior blanca o de color gris natural, pero tienen hilos de color en la malla que identifiquen al fabricante, se pueden considerar que cumplen con lo estipulado en esta Sección.

Para los requisitos de identificación de conductores con área de sección transversal mayor de 13.30 mm² (6 AWG), véase la Sección 200-6.

(b) Conductores para la puesta a tierra de equipos. Se permite el uso de conductores desnudos, cubiertos o aislados, para la puesta a tierra de equipos. Estos conductores deben tener acabado exterior continuo de color verde o color verde con una o más franjas amarillas.

Excepción No.1: Se permite que un conductor aislado mayor de 13.30 mm² (6 AWG), sea identificado de manera permanente, en el momento de su instalación, tanto en sus extremos como en cualquier punto donde sea accesible por medio de uno de los siguientes medios:

- a -Quitando el aislamiento o la cubierta en la longitud expuesta.
- b -Coloreando de verde el aislamiento descubierto.
- c -Marcando el aislamiento descubierto con cintas de color verde o con etiquetas adhesiva: este color.

(c) **Conductores activos.** Los conductores destinados a ser usados como conductores activos, tanto en cables monoconductores como multiconductores, deben tener un acabado que los distinga de los conductores de puesta a tierra. Los conductores activos deben identificarse con colores que no sean blanco, gris natural o verde, o con una combinación de colores, más un marcado distintivo. Este marcado debe ser de un color diferente del blanco, gris natural o verde, y debe consistir en una banda o bandas o una serie de marcas idénticas espaciadas uniformemente. Las marcas no deben interferir de ninguna forma con los marcados superficiales contenidos en la Sección 310-11^(nc) (b)(1)

310-13 Construcción y uso de los conductores. Los conductores aislados deben cumplir con las disposiciones indicadas en una o más de las Tablas siguientes: 310-13 y 310-61.

Nota:

Los aislamientos termoplásticos (PVC) pueden endurecerse a temperaturas menores de -10°C y requieren un especial cuidado durante su instalación a esas temperaturas. Los aislamientos pueden deformarse a temperaturas normales cuando se les somete a presiones y en consecuencia requieren cuidado durante su instalación y en los puntos de apoyo. En ciertos aislamientos termoplásticos (PVC), cuando se usan en circuitos de corriente directa en lugares mojados, puede ocurrir electroendósmosis entre el conductor y el aislamiento.

Tabla 310 - 13 Conductores - Aislamientos y Usos

Nombre genérico	Tipo	Temperatura máxima de operación °C	Usos permitidos	Tipo de aislamiento	Area de la seccion transversal mm2 (AWG-kCM)	Espesor nominal de aislamiento mm		Cubierta exterior	
Etileno Propileno Fluorado	FEP	90	Lugares secos o húmedos	Etileno Propileno Fluorado	2 082 - 5 260 (14 - 10)	0.51		Ninguna	
	FEPB	0				8.367 - 33 620	0.76		
		200	Lugares secos - Aplicaciones especiales #	Etileno Propileno Fluorado	2 082 - 8 367 (14 - 8) 13.300 - 33 620 (6 - 2)	0.36 0.36	Malla de fibra de vidrio Malla de material adecuado		
Termoplástico resistente a la humedad, al calor, al aceite y a la propagación de la flama	MTW ##	60	Alambrado de máquinas herramientas en lugares mojados (Véase Artículo 670)	Termoplastico resistente a la humedad, al calor, al aceite y a la propagación de la flama	0 32 - 3 307 (22 - 12)	(A)	(B)	(A) Ninguna.	
						0.76	0.38		
		90	Alambrado de maquinas herramientas en lugares secos (Vease Artículo 670)	13.30 (6)	21.5 - 33.62 (4 - 2)	42 41 - 107.2 (1 - 4/0)	1.52	0.76	(B) Cubierta de nylon o equivalente
							1.52	1.02	
							2 03	1.27	
							2 41	1.52	
							2.79	1.78	

^a Algunos aislamientos no requieren cubierta exterior
 # Cuando las condiciones ambientales requieren temperaturas máximas de operación mayores de 90°C.
 ## Cuando el aislamiento y la cubierta exterior cubren los requerimientos de no propagación de incendio, de emisión reducida de humos y gas ácido, se permite agregar a la denominación del Tipo el sufixo LS. (Debe cumplir con la Norma NOM - J - 10)

Norma Oficial NOM-001-SEMP-1994

Tabla 310 - 13.-Conductores - Aislamientos y Usos (Continuación 1)

Nombre genérico	Tipo	Temperatura máxima de operación °C	Usos permitidos	Tipo de aislamiento	Area de la sección transversal mm ² (AWG-kCM)	Espesor nominal de aislamiento mm	Cubierta exterior
Polímero Sintético o de cadena cruzada resistente al calor	RHH ##	90	Lugares secos o húmedos	Polímero sintético o de cadena cruzada resistente al calor.	2.082 - 3 307 (14 - 12)	0.76 **	Cubierta no metálica resistente a la humedad y a la propagación de la flama. ^a
					5.26 (10)	1.14	
					8.367 - 33 62 (8 - 2)	1.52	
					42.41 - 107.2 (1 - 4/0)	2.03	
					126.7 - 253.4 (250 - 500)	2.41	
					304.0 - 506.7 (600 - 1 000)	2.70	
					633.3 - 1 013.6 (1 250 - 2 000)	3.18	

^a Algunos aislamientos no requieren cubierta exterior

** Para el Tipo RHH en áreas de secciones transversales de 2.082 a 3 307 mm² (14 - 12), el espesor nominal de aislamiento debe ser de 1.14 mm.

Cuando el aislamiento y la cubierta exterior cubren los requerimientos de no propagación de incendio, de emisión reducida de humos y gas ácido, se permite agregar a la denominación del Tipo el sufijo LS. (Debe cumplir con las pruebas correspondientes de la Norma NOM - J - 10)

Tabla 310 - 13.-Conductores - Aislamientos y Usos (Continuación 2)

Nombre genérico	Tipo	Temperatura máxima de operación °C	Usos permitidos	Tipo de aislamiento	Area de la sección transversal mm ² (AWG-kCM)	Espesor nominal de aislamiento mm	Cubierta exterior
Polímero sintético o de cadena cruzada resistente al calor y humedad.	RHW ##	75	Lugares secos y húmedos (Para más de 2 000 V. el aislamiento debe ser resistente al ozono)	Polímero sintético o de cadena cruzada resistente al calor y humedad	2.082 - 5 260 (14 - 10)	1.14	Cubierta no metálica resistente a la humedad y a la propagación de la flama. ^a
					8.367 - 33 62 (8 - 2)	1.52	
					42.41 - 107.2 (1 - 4/0)	2.03	
					126.7 - 253.4 (250 - 500)	2.41	
					304 - 506.7 (600 - 1 000)	2.79	
					633.3 - 1 013.6 (1 250 - 2 000)	3.18	
					Polímero sintético o de cadena cruzada resistente al calor y humedad.	RHW - 2 ## ††	
				8.367 - 33 62 (8 - 2)	1.52		
				42.41 - 107.2 (1 - 4/0)	2.03		
				126.7 - 253.4 (250 - 500)	2.41		
				304 - 506.8 (600 - 1 000)	2.79		
				633.3 - 1 013.6 (1 250 - 2 000)	3.18		

^a Algunos aislamientos no requieren cubierta exterior

Cuando el aislamiento y la cubierta exterior cubren los requerimientos de no propagación de incendio, de emisión reducida de humos y gas ácido, se permite agregar a la denominación del Tipo, el sufijo LS. (Debe cumplir con las pruebas correspondientes de la Norma NOM - J - 10)

†† Los Tipos designados con el sufijo "-2" por ejemplo THW-2, se permite que sean usados a una temperatura de operación continua de 90° C en ambiente mojado o seco

Norma Oficial NOM-001-SEMP-1994

Tabla 310 - 13.-Conductores - Aislamientos y Usos (Continuación 3)

Nombre genérico	Tipo	Temperatura máxima de operación °C	Usos permitidos	Tipo de aislamiento	Area de la sección transversal mm ² (AWG-kCM)	Espesor nominal de aislamiento mm	Cubierta exterior
Silicon-FV	SA	90	Lugares secos y húmedos	Hule Silicón	2 082 - 5.260 (14 - 10)	1 14	Malla de fibra de vidrio u otro material equivalente
					8 367 - 33 62 (8 - 2)	1 52	
					42.41 - 107.2 (1 - 4/0)	2.03	
		125	Aplicaciones especiales #		126 7 - 253 4 (250 - 500)	2 41	
					304 0 - 506 7 (600 - 1 000)	2 79	
					633 3 - 1 013 6 (1 250 - 2 000)	3 18	
Polimero sintético resistente al calor	SIS ##	90	Alambrado de tableros	Polimero sintético de cadena cruzada resistente al calor	2 082 - 5.260 (14 - 10)	0 76	Ninguna
					8.367 (8)	1 14	
					13.30 - 33.62 (6 - 2)	1 52	
					42 41 - 107.2 (1 - 4/0)	2.03	
Termoplastico para tableros	TT	90	Alambrado de tableros	Termoplastico resistente a la humedad, al calor, a la propagacion de incendio y de emision reducida de humos y gas ácido	0.5191 - 5.260 (20) - 10)	0 76	Ninguna.
Politetra - fluoroetileno	TFE	250	Lugares secos Solo para conexiones dentro de aparatos o en canalizaciones conectadas a aparatos (Conductor de Niquel o Cobre cubierto de Niquel)	Politetra - fluoroetileno	2 082 - 5 260 (14 - 10)	0 51	Ninguna.
					8 367 - 33.62 (8 - 2)	0 76	
					42 41 - 107.2 (1 - 4/0)	1 14	
#	Cuando las condiciones ambientales requieren temperaturas maximas de operacion mayores de 90°C						
##	Cuando el aislamiento y la cubierta exterior cubren los requerimientos de no propagación de incendio, de emisión reducida de humos y gas ácido, se permite agregar a la denominación del Tipo el sufijo LS. (Debe cumplir con las pruebas correspondientes de la Norma NOM - J - 10)						

Norma Oficial NOM-001-SEMP-1994

Tabla 310 - 13.-Conductores - Aislamientos y Usos (Continuación 4)

Nombre genérico	Tipo	Temperatura máxima de operación °C	Usos permitidos	Tipo de aislamiento	Area de la sección transversal mm2 (AWG-kCM)	Espesor nominal de aislamiento mm	Cubierta exterior
Termoplástico resistente a la humedad y a la propagación de incendio	TW *	60	Lugares secos y mojados	Termoplástico resistente a la humedad y a la propagación de incendio	2 082 - 5 260 (14 - 10)	0 76	Ninguna
					8.367 (8)	1 14	
					13 30 - 33.62 (6 - 2)	1 52	
					42 41 - 107 2 (1 - 4/0)	2 03	
					126 7 - 253.4 (250 - 500)	2 41	
304 0 - 506.7 (600 - 1 000)	2 79						
Termoplástico resistente a la humedad al calor y a la propagación de incendio	THW * &	75	Lugares secos y mojados	Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendio	2.082 - 5.26 (14 - 10)	0 76	Ninguna
					8.367 (8)	1 14	
		90	Aplicaciones especiales dentro de equipo de alumbrado por descarga eléctrica Restringido a 1 000 V o menos en circuito abierto y a áreas de secc transversales de 2.082 a 8 367 mm2 (14 - 8AWG)		13.30 - 33.62 (6 - 2)	1 52	
					42 41 - 107 2 (1 - 4/0)	2 03	
					126.7 - 253 4 (250 - 500)	2 41	
304.0 - 506 7	2 79						
Termoplástico resistente a la humedad al calor y a la propagación de incendio y de emisión reducida de humos y gas ácido	THW - LS * &	75	Lugares secos y mojados	Termoplástico resistente a la humedad, al calor, a la propagación de incendio, y de emisión reducida de humos y gas ácido	2.082 - 5.260 (14 - 10)	0 76	Ninguna
					8.367 (8)	1 14	
		90	Aplicaciones especiales dentro de equipo de alumbrado por descarga eléctrica. Restringido a 1 000 V o menos en circuito y a áreas de las secciones transversales de 2 082 a 8.367 mm2 (14 - 8)		13.30 - 33.62 (6 - 2)	1 52	
					42 41 - 107.2 (1 - 4/0)	2 03	
					126.7 - 253 4 (250 - 500)	2 41	
304.0 - 506.7 (600 - 1 000)	2 79						

* Debe cumplir con la Norma NOM - J - 10.

& Los Tipos designados con el sufijo "- 2" por ejemplo THW - 2, se permite que sean usados a una temperatura de operación continua de 90 °C, en ambiente mojado o seco

Norma Oficial NOM-001-SEMP-1994

Tabla 310 - 13.-Conductores - Aislamientos y Usos (Continuación 5)

Nombre genérico	Tipo	Temperatura máxima de operación °C	Usos permitidos	Tipo de aislamiento	Area de la sección transversal mm ² (AWG-kCM)	Espesor nominal de aislamiento mm	Cubierta exterior
Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendio.	THHW &	75	Lugares secos y mojados	resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendio.	2.082 - 5.260 (14 - 10)	0.76	Ninguna
					8.367 (8)	1.14	
					13.30 - 33.62 (6 - 2)	1.52	
					42.41 - 107.2 (1 - 4/0)	2.03	
					126.7 - 253.4 (250 - 500)	2.41	
304.0 - 506.7 (600 - 1.000)	2.79						
Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendio, y de emisión reducida de humos y gas ácido.	THHW-LS &	75	Lugares mojados	Termoplástico resistente a la humedad, al calor, a la propagación de incendio, y de emisión reducida de humos y gas ácido	2.082 - 5.260 (14 - 10)	0.76	Ninguna.
					8.367 (8)	1.14	
					13.30 - 33.62 (6 - 2)	1.52	
					42.41 - 107.2 (1 - 4/0)	2.03	
					126.7 - 253.4 (250 - 500)	2.41	
304.0 - 506.7 (600 - 1.000)	2.79						
Termoplástico con cubierta de nylon, resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama	THWN &	75	Lugares secos y mojados	Termoplástico con cubierta de nylon, resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama	2.082 - 3.307 (14 - 12)	0.38	Cubierta de nylon o equivalente
					5.26 (10)	0.51	
					8.367 - 13.30 (8 - 6)	0.76	
					21.15 - 33.62 (4 - 2)	1.02	
					42.41 - 107.2 (1 - 4/0)	1.27	
					126.7 - 253.4 (250 - 500)	1.52	
					304.0 - 506.7 (600 - 1.000)	1.78	

* Debe cumplir con la Norma NOM - J - 10

& Los Tipos designados con el sufijo "- 2", por ejemplo THW - 2 se permite que sean usados a una temperatura de operación continua de 90 °C, en ambiente mojado o seco

Norma Oficial NOM-001-SEMP-1994

Tabla 310 - 13.-Conductores - Aislamientos y Usos (Continuación 6)

Nombre genérico	Tipo	Temperatura máxima de operación °C	Usos permitidos	Tipo de aislamiento	Area de la sección transversal mm ² (AWG-kCM)	Espesor nominal de aislamiento mm	Cubierta exterior
Termoplastico con cubierta de nylon, resistente al calor y a la propagacion de la flama	THHN &	90	Lugares secos	Termoplastico con cubierta de nylon, resistente al calor y a la propagacion de la flama	2.082 - 3.307 (14 - 12)	0.38	Cubierta de nylon o equivalente
					5.26 (10)	0.51	
					8.367 - 13.30 (8 - 6)	0.76	
					21.15 - 33.62 (4 - 2)	1.02	
					42.41 - 107.2 (1 - 4/0)	1.27	
					126.7 - 253.4 (250 - 500)	1.52	
					304.0 - 506.7 (600 - 1 000)	1.78	
Cable monoconductor para circuitos alimentadores o derivados, subterranos.	UF	60	Circuitos alimentadores o derivados, subterranos. Vease Artículo 339	Resistente a la humedad	2.082 - 5.260 (14 - 10)	1.52	Cubierta integral con el aislamiento
					8.367 - 33.62 (8 - 2)	2.03	
					42.41 - 107.2 (1 - 4/0)	2.41	
		75	Para cables Tipo UF DE más de un conductor vease Artículo 339.	Resistente al calor y humedad		Nota: Incluye la cubierta integral	
Cable monoconductor para acometida subteranea	USE	75	Acometida subteranea. Ver Artículo 338.	Resistente al calor y humedad	3.307 - 5.260 (12 - 10)	1.14	Cubierta no metálica, resistente al calor y humedad. Vease la Sección 338-1(b).
					8.367 - 33.62 (8 - 2)	1.52	
					42.41 - 107.2 (1 - 4/0)	2.03	
					126.7 - 253.4 (250 - 500)	2.41	
					304 - 506.7 (600 - 1 000)	2.79	

* Debe cumplir con la Norma NOM - J - 10

& Los Tipos designados con el sufijo "- 2", por ejemplo THW - 2, se permite que sean usados a una temperatura de operación continua de 90 °C. en ambiente mojado o seco

Norma Oficial NOM-001-SEMP-1994

Tabla 310 - 13.-Conductores - Aislamientos y Usos (Continuación 7)

Nombre genérico	Tipo	Temperatura máxima de operación °C	Usos permitidos	Tipo de aislamiento	Area de la sección transversal mm ² (AWG-kCM)	Espesor nominal de aislamiento mm	Cubierta exterior
Polímero sintético de cadena cruzada resistente a la humedad y al calor	XHHW-2 ##	90	Lugares secos o húmedos	Polímero sintético de cadena cruzada resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama.	2 082 - 5 260 (14 - 10)	0.76	Ninguna.
					8 367 - 33 62 (8 - 2)	1.14	
		75	Lugares mojados	42 41 - 107 2 (1 - 4/0)	1.4		
				126.7 - 253.4 (250 - 500)	1.65		
Polímero sintético de cadena cruzada resistente a la humedad y al calor.	XHHW-2 ##	90	Lugares secos y mojados	Polímero sintético de cadena cruzada resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama.	2.082 - 5.260 (14 - 10)	0.76	Ninguna
					8 367 - 33.62 (8 - 2)	1.14	
		75	Lugares mojados	42 41 - 107 2 (1 - 4/0)	1.4		
				126.7 - 253.4 (250 - 500)	1.65		
					304.0 - 506.7 (600 - 1 000)	2.03	

.. — ## Cuando el aislamiento y la cubierta exterior cubren los requerimientos de no propagación de incendio, de emisión reducida de humos y gas ácido, se permite agregar a la denominación del Tipo el sufijo LS. (Debe cumplir con las pruebas correspondientes de la Norma NOM - J - 10)

310-15 Capacidad de conducción de corriente. La capacidad de conducción de corriente de los conductores puede ser determinada por los incisos a), o b) siguientes :

Nota: La capacidad de conducción de corriente dada en esta Sección no toma en consideración la caída de tensión. Los conductores de circuitos definidos en el Artículo 100, están calculados para evitar que la caída de tensión exceda del 5% y ofrecen una razonable eficiencia de operación.

(a) Caso general. La capacidad de conducción de corriente para conductores de 0 a 2 000 V, debe ser la especificada en las Tablas de capacidad de conducción de corriente 310-16 hasta la 310-19 y sus correspondientes *Notas*.

Las capacidades de conducción de corriente para conductores aislados con dieléctrico sólido, de 2 000 a

35 000 V, deben ser las especificadas en las Tablas de capacidad de conducción de corriente 310-67 hasta la 310-84 y sus correspondientes *notas*.

Nota: Las Tablas 310-16 hasta la 310-19, son utilizadas para determinar el área de la sección transversal de los conductores para las cargas calculadas de acuerdo con el Artículo 200.

Las capacidades de conducción de corriente permisible resultan de una o más de las siguientes consideraciones :

- 1 Temperatura compatible con la del equipo conectado, especialmente en los puntos de conexión.
- 2 Coordinación de las protecciones contra sobrecorrientes del circuito y del sistema.
- 3 De acuerdo con los requerimientos de productos aprobados o certificados. Véase la Sección 110-3(b).
- 4 Observar las prácticas de seguridad establecidas en la industria y seguir los procedimientos normalizados.

(c) **Selección de la capacidad de corriente.** Cuando se tiene más de una capacidad de conducción de corriente calculada o tabulada, aplicable a una determinada longitud de circuito debe tomarse el menor valor de ellos.

Excepción: Si la parte del circuito afectada por menor capacidad de conducción de corriente no es mayor de 3 m o no mayor del 10% de la longitud total del circuito (considerar la menor de éstas), puede tomarse para todo el circuito la capacidad de conducción de corriente mayor.

Nota: Véase la Sección 110-14(c) para limitaciones de temperatura de conductor debido a limitaciones de temperatura de los accesorios terminales.

(d) **Ductos eléctricos.** El término ducto(s) eléctrico(s) como se indica en el Artículo 310, debe incluir cualquiera de los tubos conduit eléctricos incluidos en el Capítulo 3 y que sean adecuados para uso subterráneo, u otras canalizaciones de sección transversal redonda, aprobadas para uso subterráneo, embebidas en concreto.

Norma Oficial NOM-001-SEMP-1994

Tabla 310-16 Capacidad de conducción de corriente en amperes de conductores aislados de 2 000 V, 60°C a 90°C. No más de 3 conductores en un cable, en una canalización o directamente enterrados y para una temperatura ambiente de 30°C.

Area de la sección transversal (mm ² (AWG -kCM))	Temperaturas máximas de operación (Véase Tabla 310 - 13)					
	60°C	75°C	90°C	60°C	75°C	90°C
	TIPOS	TIPOS	TIPOS	TIPOS	TIPOS	TIPOS
	TW *	FHW *	SA, SIS FEP *	TW *	RHW *	SA, SIS.
	UF *	THW, THHW *	FEPB *	UF *	THW, THHW *	RHH, RHW-2
		THW-LS, THHW-LS	RHH, RHW-2		THW-LS, THHW-LS	THW-2, THHW *
		THWN, XHHW *	THW-2, THHW *		THWN, XHHW *	THHW-LS
		USE *	THHW-LS TT		USE *	THWN-2, THHN *
			THWN-2, THHN *			USE-2, XHHW *
			USE-2, XHHW *			XHHW-2
			XHHW-2			
	C O B R E			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE		
0.8235 (18)	14
1.307 (16)	18
2.082 (14)	20*	20*	25*
3.307 (12)	25*	25*	30*	20*	20*	25*
5.260 (10)	30	35*	40*	25*	30*	35*
8.367 (8)	40	50	55	30	40	45
13.30 (6)	55	65	75	40	50	60
21.15 (4)	70	85	95	55	65	75
33.62 (2)	95	115	130	75	90	100
42.41 (1)	110	130	150	85	100	115
53.48 (1/0)	125	150	170	100	120	135
67.43 (2/0)	145	175	195	115	135	150
85.01 (3/0)	165	200	225	130	155	175
107.2 (4/0)	195	230	260	150	180	205
126.7 (250)	215	255	290	170	205	230
152.0 (300)	240	285	320	190	230	255
177.3 (350)	260	310	350	210	250	280
202.7 (400)	280	335	380	225	270	305
253.4 (500)	320	380	430	260	310	350
304.0 (600)	355	420	475	285	340	385
380.0 (750)	400	475	535	320	385	425
506.7 (1 000)	455	545	615	375	445	500
FACTORES DE CORRECCION						
Temperatura ambiente °C	Para temperatura ambiente diferente de 30 °C, multiplique las capacidades de corriente de la tabla mostradas arriba por el factor de corrección correspondiente en esta tabla.					
21 - 25	1.08	1.05	1.04	1.08	1.05	1.04
26 - 30	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
31 - 35	0.91	0.94	0.95	0.91	0.94	0.96
36 - 40	0.82	0.88	0.91	0.82	0.88	0.91
41 - 45	0.71	0.82	0.87	0.71	0.82	0.87
46 - 50	0.58	0.75	0.82	0.58	0.75	0.82
51 - 55	0.41	0.67	0.76	0.41	0.67	0.76
56 - 60	0.58	0.71	0.58	0.71
61 - 70	0.33	0.58	0.33	0.58
71 - 80	0.41	0.41

* La protección para sobrecorriente para conductores de cobre, aluminio o aluminio recubierto de cobre, en Los Tipos marcados con un asterisco *, no debe exceder de 15 A para 2.082 mm² (14), 20 A para 3.307 mm² (12) y 30 A para 5.260 mm² (10) para conductores de cobre, 15 A para 3.307 mm² (12), y 25 A para 5.260 mm² (10) para conductores de aluminio o aluminio recubierto de cobre, después de que se han aplicado los factores de corrección por temperatura ambiente y agrupamiento de conductores.

Norma Oficial NOM-001-SEMP-1994

Tabla 310-17 Capacidad de conducción de corriente en amperes de cables mono- conductores aislados 0 a 2 000 V, al aire libre y para una temperatura ambiente de 30 °C.

Area de la sección transversal mm2 (AWG -kCM)	Temperaturas máximas de operación (Véase Tabla 310 - 13).											
	60°C		75°C		90°C							
	TIPOS	TIPOS	TIPOS	TIPOS	TIPOS	TIPOS						
	TW *	RHW *	SA. SIS	FEP *	TW *	RHW *	SA. SIS.					
	UF *	THW *, THHW *	FEPB *	UF *	THW *, THHW *	RHH *, RHW-2						
		THW-LS THHW-LS	RHH *, RHW-2		THW-LS THHW-LS	THW-2 THHW *						
		THWN *, XHHW *	THW-2 THHW *		THWN *, XHHW *	THHW-LS						
			THHW-LS TT			THWN-2 THHN *						
			THWN-2 THHN *			USE-2 XHHW *						
			USE-2 XHHW *			XHHW-2						
			XHHW-2									
	C O B R E						ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE					
0 8235 (18)					18							
1 307 (16)					24							
2 082 (14)	25*	30*			35*							
3 307 (12)	30*	35*			40*	25*	30*		35*			
5.260 (10)	40*	50*			55*	35*	40*		40*			
8.367 (8)	60	70			80	45	55		60			
13.30 (6)	80	95			105	60	75		80			
21 15 (4)	105	125			140	80	100		110			
33 62 (2)	140	170			190	110	135		150			
42.41 (1)	165	195			220	130	155		175			
53 48 (1/0)	195	230			260	150	180		205			
67.43 (2/0)	225	265			300	175	210		235			
85 01 (3/0)	260	310			350	200	240		275			
107 2 (4/0)	300	360			405	235	280		315			
126 7 (250)	340	405			455	265	315		355			
152 0 (300)	375	445			505	290	350		395			
177.3 (350)	420	505			570	330	395		445			
202 7 (400)	455	545			615	355	425		480			
253 4 (500)	515	620			700	405	485		545			
304.0 (600)	575	690			780	455	540		615			
380.0 (750)	655	785			885	515	620		700			
506 7 (1 000)	780	935			1055	625	750		845			
	FACTORES DE CORRECCION											
Temperatura ambiente °C	Para temperatura ambiente diferente de 30 °C, multiplique las capacidades de corriente de la tabla mostradas arriba por el factor de corrección correspondiente en esta tabla.											
21 - 25	1 08	1 05	1 04	1 08	1 05	1 04						
26 - 30	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00						
31 - 35	0 91	0 94	0 96	0 91	0 94	0 96						
36 - 40	0 82	0 88	0 91	0 82	0 88	0 91						
41 - 45	0 71	0 82	0 87	0 71	0 82	0 87						
46 - 50	0 58	0 75	0 82	0 58	0 75	0 82						
51 - 55	0 41	0 67	0 76	0 41	0 67	0 76						
56 - 60	0 58	0 71	0 58	0 71						
61 - 70	0 33	0 58	0 33	0 58						
71 - 80	0 41	0 41						

* La protección contra sobrecorriente para conductores de cobre, aluminio o aluminio recubierto de cobre, en Los Tipos marcados con un asterisco * , no debe exceder de 15 A para 2 082 mm2 (14), 20 A para 3.307 mm2 (12) y 30 A para 5.260 mm2 (10) para conductores de cobre. 15 A para 3 307 mm2 (12), y 25 A para 5.260 mm2 (10) para conductores de aluminio o aluminio recubierto de cobre,

NOTAS A LAS TABLAS 310-16 a 310-19 DE CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE DE 0 A 2 000 V.

1.- Explicación de las tablas. Para la explicación de las letras de los tipos de cables y para las áreas de las secciones transversales de los conductores para los diversos aislamientos véase la Sección 310-13.

Para los requisitos de instalación véanse las Secciones 310-1 a la 310-10 y otros artículos de esta Norma.

Para cordones flexibles véanse las Tablas 400-4, 400-5(A) y 400-5(B).

3.- Acometidas y alimentadores monofásicos de 3 hilos, 127/220 V, para viviendas. Para unidades de vivienda se permite el empleo de los conductores de la tabla siguiente para ser utilizados en circuitos monofásicos: de 3 hilos 127/220 V, como conductores de acometida y alimentadores para abastecer la carga total de una vivienda, instalados en canalización o sin ella y con conductor de puesta a tierra. Se permite que el conductor de puesta a tierra sea de un área de sección transversal correspondiente a no menos de dos calibres que el de los conductores de fase, siempre y cuando se cumpla con las Secciones 215-2, 220-22 y 230-42.

**TIPOS Y SECCIONES DE LOS CONDUCTORES
DE COBRE
THHW, THW, THW-LS, THHW-LS**

Area de la sección transversal mm ² (AWG-kCM)	Capacidad de conducción de corriente A
21.15 (4)	100
33.62 (2)	125
42.41 (1)	150
53.48 (1/0)	175
67.43 (2/0)	200
85.01 (3/0)	225
107.20 (4/0)	250
126.70 (250)	300
177.30 (350)	350
202.70 (400)	400

5.- Conductores desnudos. Cuando se emplean conductores desnudos junto con conductores aislados, la capacidad de corriente debe limitarse a la que se permite para los conductores aislados adyacentes

6.- Cables con aislamiento mineral y cubierta metálica. Las limitaciones de temperatura que se toman como base para determinar la capacidad de corriente de los cables con aislamiento mineral y cubierta metálicas, están determinadas por el material aislante que se usa en los sellos terminales. Los accesorios de terminación que incorporan materiales aislantes orgánicos no impregnados están limitados a operar a 90°C, como máximo.

B. Conductores para circuitos de motores.

430-21. Disposiciones generales. En esta Parte, se especifican las secciones de los conductores con capacidad para alimentar un motor, conduciendo la corriente necesaria sin presentar sobrecalentamiento, bajo las condiciones especificadas.

430-22. Un solo motor.

(a) **General.** Los conductores derivados para alimentar un solo motor, deberán tener capacidad no menor al 125% de la corriente nominal del motor a plena carga.

Tabla 430-22 (a) Porcentajes para la seleccion de conductores alimentadores a motores que no operen en servicio continuo

Clasificación del Servicio:	Por ciento de la corriente nominal indicada en la placa.			
	Régimen de trabajo de diseño del motor:			
	5 minutos	10 minutos	30 y 60 minutos	Servicio continuo
De corto tiempo :				
Accionamiento de válvulas, ascenso y descenso de rodillos	110	120	150	
Servicio Intermitente :				
Ascensores y montacargas, máquinas -herramientas, bombas, puentes levadizos, mesas giratorias, etc. para soldadoras de arco, ver Sección 630-21	85	85	90	140
Servicio Periódico:				
Rodillos, equipos para manejo de minerales y carbón, etc.	85	90	95	140
Trabajo variable	110	120	150	200

Cualquier motor puede considerarse en trabajo continuo, a menos que la naturaleza del aparato que accione, no trabaje continuamente con carga, bajo ninguna condición durante su operación.

Tabla 430.147 Corriente a plena carga en amperes, de motores de corriente directa

		Tensión Nominal de armadura		
KW	(C.P.)	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	
1.49	(2)	17.0	8.5	13.6
2.23	(3)	25.0	12.2	18.0
3.73	(5)	40.0	20.0	27.0
5.60	(7 1/2)	58.0	29.0	34.0
7.46	(10)	76.0	38.0	43.0
11.19	(15)		55.0	51.0
14.92	(20)		72.0	67.0
18.65	(25)		89.0	83.0
22.38	(30)		106.0	99.0
29.84	(40)		140.0	123.0
37.3	(50)		173.0	164.0
44.76	(60)		206.0	205.0
55.95	(75)		255.0	246.0
74.60	(100)		341.0	330.0
93.25	(125)		425.0	
119.90		(150)		506.0
149.20	(200)		675.0	

Los valores dados en esta tabla son para motores funcionando a su velocidad normal.

Los siguientes valores de corriente a plena carga son para motores que funcionen a velocidades normales 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 indicada en la placa de datos.

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

W	C.P.	127 V.	220 V.
124.33	1/6	4.0	2.3
186.5	1/4	5.3	3.0
248.66	1/3	6.5	3.8
373	1/2	8.9	5.1
559.5	3/4	11.5	7.2
746	1	14.0	8.4
1119	1 1/2	18.0	10.0
1492	2	22.0	13.0
2238	3	31.0	18.0
3730	5	51.0	29.0
5595	7 1/2	72.0	42.0
7460	10	91.0	52.0

Tabla 430.150.-Corriente a plena carga de motores trifásicos de corriente alterna

kW	(C.P.)	Motor de inducción de jaula de ardilla y rotor devanado (A)			Motor sincrónico, con factor de potencia unitario (A)		
		220 V.	440 V.	2 400 V.	220 V.	440 V.	2 400 V.

0.373	(1/2)	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				
1.49	(2)	7.1	3.6				
2.23	(3)	10.0	5.0				
3.73	(5)	15.9	7.9				
5.60	(7 1/2)	23.0	11.0				
7.46	(10)	29.0	15.0				
11.19	(15)	44.0	22.0				
14.92	(20)	56.0	28.0				
18.65	(25)	71.0	36.0		54	27	
22.38	(30)	84.0	42.0		65	33	
29.84	(40)	109.0	54.0		86	43	
37.3	(50)	136.0	68.0		108	54	
44.76	(60)	161.0	80.0	15	128	64	11
55.95	(75)	201.0	100.0	19	161	81	14
74.60	(100)	259.0	130.0	25	211	106	19
93.25	(125)	326.0	163.0	30	264	132	24
119.90	(150)	376.0	188.0	35	-	158	29
149.20	(200)	502.0	251.0	47	-	210	38

Estos valores de corriente a plena carga son para motores que funcionen 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 indicada en la placa de datos.

4.0 SELECCION DE LOS CONDUCTORES

LOS PASOS QUE DEBEN SEGUIRSE SON LOS SIGUIENTES:

- PASO 1. CALCULO DE LA CORRIENTE DE LA CARGA
- PASO 2. FACTORES DE CORRECCION
- PASO 3. SELECCION DEL CONDUCTOR Y DEL AISLAMIENTO
- PASO 4. REVISION POR CAIDA DE TENSION.
- PASO 5. REVISION POR CORRIENTE DE CIRCUITO CORTO.
- PASO 6. CALCULO DEL CALIBRE ECONOMICO

PASO 1. CORRIENTE DE LA CARGA

PUEDE OBTENERSE POR MEDIO DE:

- PLACA DE DATOS DE LOS EQUIPOS
- INFORMACIÓN DE LOS FABRICANTES.
- LAS TABLAS 430.147, 430.148 Y 430.150 DE LA NOM-001-SEMP-1994 CONTIENEN CORRIENTES DE MOTORES A PLENA CARGA.
- FÓRMULAS

FÓRMULAS USUALES:

a) UNA FASE, DOS HILOS.

$$I = VA / V$$
$$I = W / (V \times fp)$$
$$I = (746 \text{ hp}) / (V \times fp \times e)$$

b) TRES FASE, TRES HILOS

$$I = VA / (1.732 \times V)$$
$$I = W / (1.732 \times V \times fp)$$
$$I = (746 \text{ hp}) / (1.732 \times V \times fp \times e)$$

DONDE:

I	CORRIENTE EN AMPERES
V	TENSION ENTRE LÍNEAS EN VOLTS
hp	POTENCIA EN CABALLOS
W	POTENCIA EN WATTS
VA	POTENCIA EN VOLT-AMPERES
fp	FACTOR DE POTENCIA
e	EFICIENCIA

PASO 2. FACTORES DE CORRECCIÓN

LA CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES, DEBE AFECTARSE POR:

FT	FACTOR DE CORRECCION POR TEMPERATURA (VER TABLAS 310-16 A 310-19)
FAC	FACTOR DE CORRECCION POR AGRUPAMIENTO DE CONDUCTORES (VER NOTAS DE LAS TABLAS ANTERIORES, PÁRRAFO 8.-)
FM	CAPACIDAD MÍNIMA DE LOS CONDUCTORES QUE ALIMENTAN MOTORES (430-22a: 430-24)

PASO 3. SELECCIÓN DEL CONDUCTOR Y DEL AISLAMIENTO

LOS CONDUCTORES ALIMENTADORES DEBEN TENER SUFICIENTE CAPACIDAD DE CONDUCCION PARA ALIMENTAR LAS CARGAS CONECTADAS (220-10 a)

PARA EVITAR TEMPERATURAS DE OPERACION SUPERIORES A LA PERMITIDA POR EL AISLAMIENTO, LOS CONDUCTORES DEBEN TENER CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE MAYOR QUE LA DEMANDADA POR LA CARGA SERVIDA.

SE SELECCIONARA EL TIPO DE AISLAMIENTO EN FUNCION DE LA TENSION DE OPERACION Y DE LAS CONDICIONES AMBIENTALES

LAS TABLAS 310-13 Y 310-16 A 310-19 REFERENTES A LA CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE DE CONDUCTORES AISLADOS DE 0 - 2 000 V, NOS SIRVEN PARA SELECCIONAR EL TAMAÑO DEL CONDUCTOR

PASO 4. REVISIÓN POR CAÍDA DE TENSIÓN.

LAS SECCIONES 215 - 2 Y 210 -19 ESTABLECEN LAS CAÍDAS DE TENSION PERMISIBLES PARA CIRCUITOS ALIMENTADORES Y DERIVADOS

SI LA TENSION DE SUMINISTRO ES MENOR QUE LA TENSÓN DE UTILIZACIÓN DE LOS APARATOS ELECTRICOS, ESTOS PUEDEN DAÑARSE Y NO OPERAR ADECUADAMENTE A MENOR TENSION RESULTA MAYOR CORRIENTE PARA UNA MISMA CARGA

LA CAÍDA TOTAL, EN CIRCUITOS ALIMENTADORES MAS DERIVADO NO DEBE EXCEDER DEL 5%, SIN EXCEDER EN NINGUNO DE ELLOS DEL 3%.

LA CAÍDA DE TENSION ES FUNCION DE LAS SIGUIENTES VARIABLES:

- a) CORRIENTE QUE FLUYE POR EL CONDUCTOR
- b) TENSÓN DE OPERACIÓN
- c) LONGITUD DEL CONDUCTOR
- d) SECCIÓN TRANSVERSAL
- e) RESISTENCIA Y MATERIAL DEL CONDUCTOR

PARA EL CALCULO DE LA CAÍDA DE TENSION PUEDEN UTILIZARSE LAS SIGUIENTES FORMULAS:

SISTEMA	CAÍDA (e %)
1 F, 2 H	$200 I L (R \cos \theta + X \operatorname{sen} \theta) / 1000 V_{fn}$
1 F, 3 H	$100 I L (R \cos \theta + X \operatorname{sen} \theta) / 1000 V_{fn}$
3 F, 4 H	$173 I L (R \cos \theta + X \operatorname{sen} \theta) / 1000 V_{ff}$
3 F, 3 H	$173 I L (R \cos \theta + X \operatorname{sen} \theta) / 1000 V_{ff}$

DONDE.

I	A	CORRIENTE A PLENA CARGA
L	km	LONGITUD DEL CONDUCTOR
R	ohm/km	RESISTENCIA
X	ohm/km	RESISTENCIA INDUCTIVA
θ		FACTOR DE POTENCIA
V_{fn}	V	TENSIÓN ENTRE FASE Y NEUTRO
V_{ff}	V	TENSION ENTRE FASES

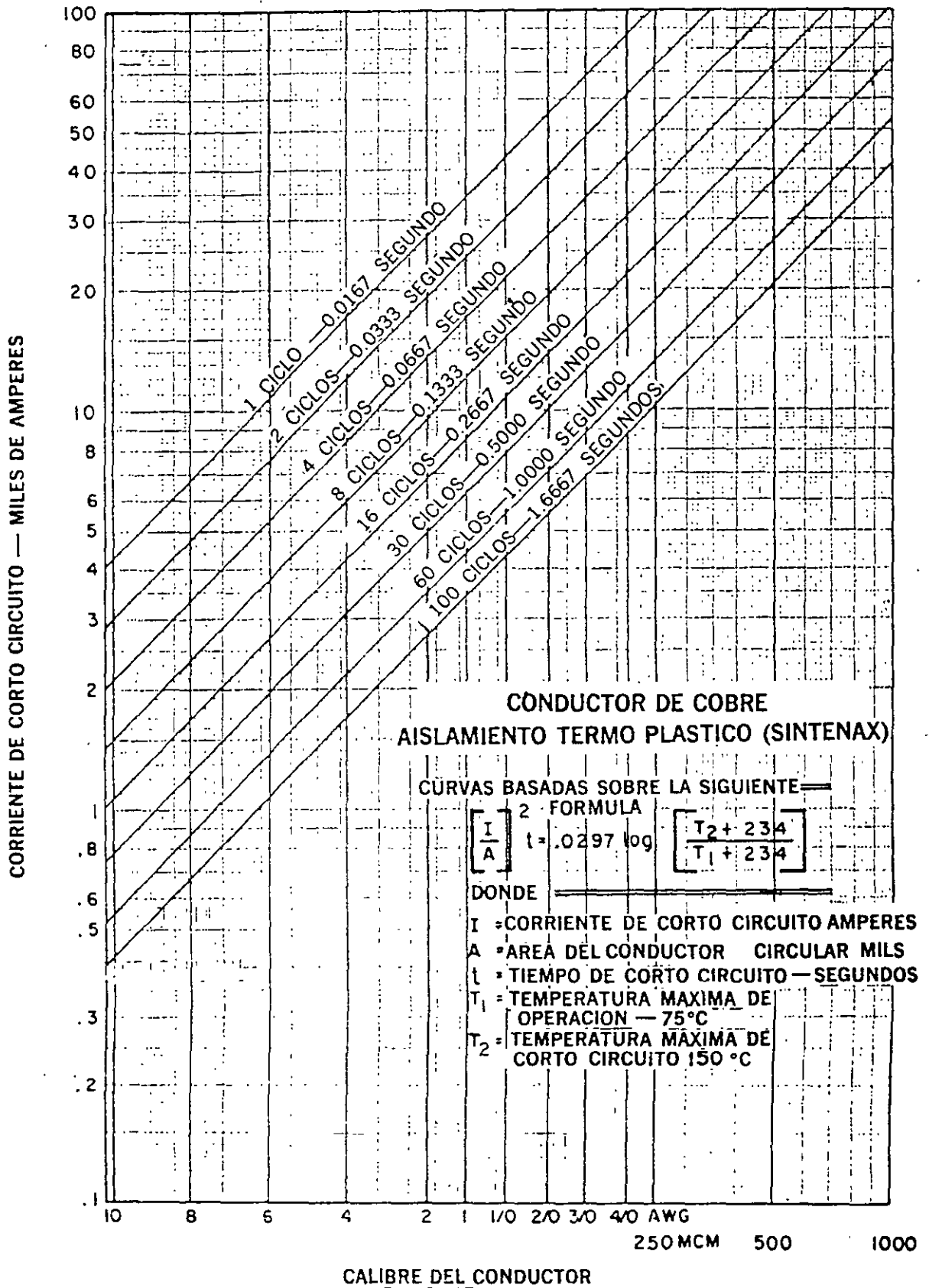
FORMULAS SIMPLIFICADAS PARA EL CALCULO DE LA CAÍDA DE TENSION (NO SE CONSIDERA EL VALOR DE LA REACTANCIA)

SISTEMA	FORMULA GENERAL	FORMULA COND. COBRE
127 V, 1 F	$e \% = 200 p I L / 127 S$	$4 I L / 127 S$
220 V, 1 F	$e \% = 200 p I L / 220 S$	$4 I L / 127 S$
220 V, 3 F	$e \% = 173 p I L / 220 S$	$2 I L / 127 S$
440 V, 3 F	$e \% = 173 p I L / 440 S$	$2 I L / 254 S$

DONDE:

e %		CAÍDA DE TENSION EN POR CIENTO
I	A	CORRIENTE A PLENA CARGA
L	m	LONGITUD DEL CONDUCTOR EN UN SOLO SENTIDO
p	ohm-mm ² / m	RESISTIVIDAD DEL CONDUCTOR (Cu 0.02 A 75 °C)
S	mm ²	SECCIÓN TRANSVERSAL DEL CONDUCTOR
$R = p L / S$	ohm	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES AISLADOS CON CONDUCTOR DE COBRE



PASO 5. REVISION POR CORRIENTE DE CIRCUITO CORTO.

LOS CONDUCTORES AISLADOS DEBEN SOPORTAR, SIN DAÑARSE; EL CALOR PRODUCIDO POR LA CORRIENTE DE CIRCUITO CORTO SIN DAÑARSE.

EL VALOR OBTENIDO CON LA FORMULA DEBE SER MENOR AL INDICADO EN LA GRÁFICA

LAS GRÁFICAS SON ELABORADAS POR ASOCIACIONES DE FABRICANTES

$$I_{cc} = (330 S / Vt) V \log((234.5 + T_f) / (234.5 + T_i))$$

DONDE:

I_{cc}	A	CORRIENTE MÁXIMA DE CIRCUITO CORTO
S	mm ²	SECCIÓN TRANSVERSAL DEL CONDUCTOR
t	s	DURACIÓN DEL CORTO CIRCUITO
234.5	° C	TEMPERATURA BAJO CERO A LA CUAL LA RESISTENCIA ES CERO
T_f		TEMPERATURA MAX. DEL CONDUCTOR DURANTE EL C.C. 150°C PARA AISLAMIENTOS TERMOPLÁSTICOS (PVC) 250°C PARA AISLAMIENTOS ELASTOMEROS (EP, XLP)
T_i		TEMPERATURA INICIAL DEL CONDUCTOR (°C)

PASO 6. CALCULO DEL CALIBRE ECONÓMICO

LA CAPACIDAD DE CONDUCCION DE LOS CONDUCTORES AISLADOS ESTA EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA QUE PUEDA SOPORTAR SU AISLAMIENTO SIN DAÑARSE

POR EJEMPLO: LA CAPACIDAD DE CORRIENTE DE UN CONDUCTOR AISLADO DE 21 mm² (4 AWG) PUEDE SER DE 70, 85 O 95 A, SI LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN DEL AISLAMIENTO ES RESPECTIVAMENTE DE 60, 75 O 90°C

AL AUMENTAR LA CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN PUEDE REDUCIRSE EL COSTO INICIAL DE LAS INSTALACIONES; PERO, ES NECESARIO CONSIDERAR QUE EL COSTO DE OPERACION SE INCREMENTA AL DISIPARSE MAYOR CANTIDAD DE ENERGÍA EN FORMA DE CALOR

LEY DE JOULE: $W = I^2 R$

LA SIGUIENTE FORMULA CONTIENE PARAMETROS QUE PUEDEN USARSE PARA CALCULAR EL CALIBRE MAS ECONOMICO, COMPARANDO LOS COSTOS DE INSTALACION Y DE OPERACION DURANTE UN DETERMINADO PERIODO DE VIDA DEL CONDUCTOR

$$C_p = l \times L \times h \times d \times C_k \times (R_1 - R_2) / 1000$$

$$C_f = L \times i \times (M_2 - M_1)$$

SI $C_p > C_f$ CONVIENE INSTALAR EL CABLE DE MAYOR CALIBRE

DONDE:

EJEMPLO DE CALCULO

DATOS:

P	CARGA	10 hp
Vff	TENSION	220 V. 3 F. 60 Hz
F.P.	FACTOR DE POTENCIA	0,85
e	EFICIENCIA	0,8
FM	FACTOR PARA MOTORES	1,25
	CONDUCTOR THW.LS,	COBRE
L	LONGITUD DEL CIRCUITO	100 m
Ta	TEMP. AMBIENTE	35°C
	CONDUCTORES/TUBO	3

PASO 1. CORRIENTE DE LA CARGA

CORRIENTE A PLENA CARGA =

APLICANDO LA FORMULA $I = (746 \text{ hp}) / (1.732 \text{ V} \times \text{fp} \times e)$

$$I = 28,79 \text{ A}$$

SEGUN TABLA 430-150 $I = 29,00 \text{ A}$

PASO 2. FACTORES DE CORRECCIÓN

FT	POR TEMPERATURA :	TABLA 310-16,	PARA 35 °C,	FT = 0,94
FAC	POR AGRUPAMIENTO DE CONDUCTORES		3 COND.	FAC = 1
FM	PARA MOTOR			FM = 1,25

$$I \text{ corregida} = 29 \times 1,25 / 0,94 =$$

38,56 A (CAPACIDAD MÍNIMA DE CONDUCCIÓN QUE DEBE TENER EL CONDUCTOR)

PASO 3. CAPACIDAD DE CONDUCCION DEL CONDUCTOR

SE SELECCIONARA UN CONDUCTOR DE COBRE CON AISLAMIENTO TIPO THW.LS, 75 °C
EL CONDUCTOR DE 8.36 mm² (8 AWG) TIENE UNA CAPACIDAD DE
CONDUCCIÓN DE CORRIENTE DE:

50 A para aisl. de 75°C

40 A para aisl. de 60°C

(110-14 c)(1) TEMP. DE OPERACION DE CONEXIONES ELECTRICAS)

PASO 4. REVISION POR CAIDA DE TENSION.

PARA: 3 F. 3 H,

$$e \% = 173 I L (R \cos \theta + X \sin \theta) / 1000 Vff$$

	mm ²	8,37	13,3	21,15
	AWG	<u>CAL. 8</u>	<u>CAL. 6</u>	<u>CAL. 4</u>
I	A	29	29	29
L	m	100	100	100

R	ohm/km	2,5500	1,6100	1.0100
X	ohm/km	0,2133	0,2100	0,1969
COS 0		0.9000	0.9000	0.9000
SEN 0		0.4359	0.4359	0.4359
ANG 0	°	25.8419	25.8100	25.8100
V ff	V	220	220	220
e %		<u>5.45</u>	<u>3.51</u>	<u>2.27</u>
		> 5 %	< 5 %	< 5 %

SELECCIONAREMOS CABLE CAL. 6 AWG

PASO 5. REVISIÓN POR CORRIENTE DE CIRCUITO CORTO.

$$I_{cc} = (330 S / V t) V \log((234.5 + T_f) / (234.5 + T_i))$$

DONDE:

S	13.3 mm ² (6 AWG)	21,15 mm ² (4 AWG)
t	0.1	0.1 s (6 ciclos)
T _f	150	150 °C AISL. TERMOPLASTICOS (PVC)
T _i	75	-75 °C
I _{cc}	4.260,62	6.775,35 A



CONDUMEX

SELECCION DE CABLES DE ENERGIA

Son cuatro los principales factores que deben ser considerados en la selección de conductores:

- 1.1 Materiales
- 1.2 Flexibilidad
- 1.3 Forma
- 1.4 Dimensiones

En las páginas que siguen se analizan estos factores en forma más detallada.

1.1 Materiales

Los materiales más usados como conductores eléctricos son el cobre y el aluminio, aunque el primero es superior en características eléctricas y mecánicas (la conductividad del aluminio es aproximadamente el 60% de la del cobre y su resistencia a la tensión mecánica el 40%), las características de bajo peso del aluminio han dado lugar a un amplio uso de este metal en la fabricación de cables aislados y desnudos.

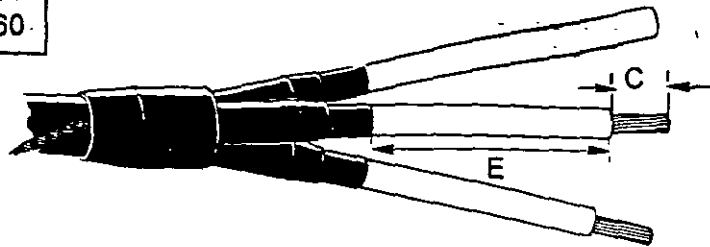
En la tabla 1.1 se comparan en forma general las propiedades principales de los metales usados en la manufactura de cables. Se han incluido en esta tabla metales que no se utilizan directamente como conductores, v.gr. el plomo, usado para asegurar la impermeabilidad del cable, y el acero, que se emplea como armadura para protección y como elemento de soporte de la tensión mecánica en instalaciones verticales.

3 cables conductores aislados

378:1 en

8.

	E
APIC 10-15 kV	160
APIC 20-25 kV	260



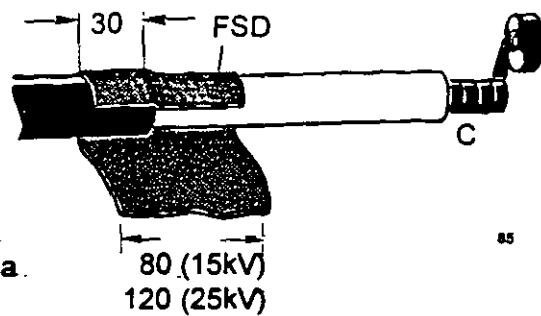
Quite la cinta de cobre de la marca en el extremo del cable.
Quite la pantalla de aislamiento para la distancia E.
Quite la capa de aislamiento a la distancia C.

9.

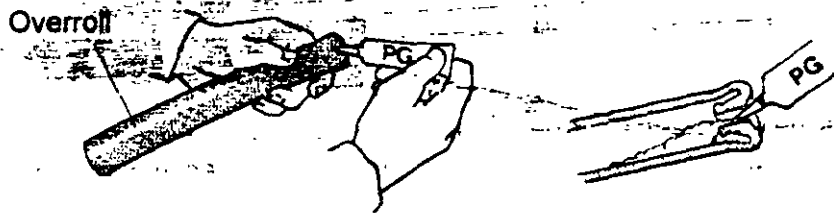
Asegúrese de que el aislamiento del cable y la pantalla de aislamiento estén totalmente limpias, secas y libres de grasa.

Aplique la pasta FSD sobreponiendo la pantalla de aislamiento.

Al aplicar la pasta FSD, comience por presionar ligeramente de manera que se pegue al aislamiento y a la pantalla. Estire ligeramente la pasta FSD durante la aplicación.

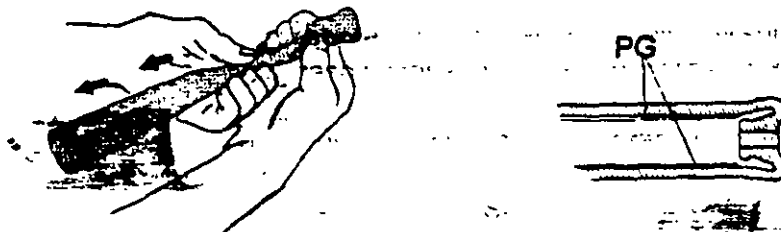


10.



Presione la grasa PG en el Overroll.

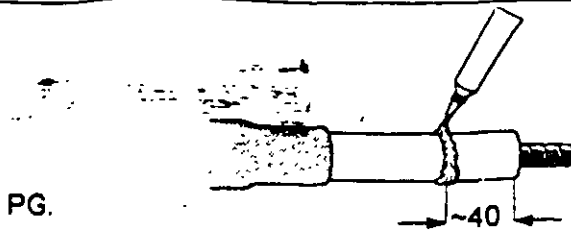
11.



Presione el Overroll en forma conjunta para esparcir la grasa. Quite la grasa del exterior.

12.

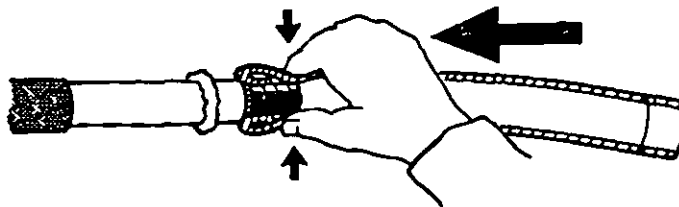
Aplique un anillo de grasa PG.



34

Cuando aplique un anillo de grasa PG alrededor del aislamiento del cable, debe utilizarse más grasa si el diámetro de aislamiento está cerca de la tolerancia máxima del tubo de Overroll más que si el diámetro estuviera cerca a la tolerancia mínima del tubo.

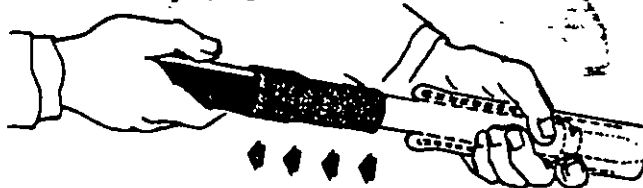
13.



38

Empuje el Overroll hasta la orilla del aislamiento sin que comience a enrollarse.

14.

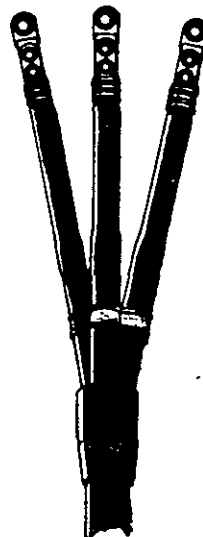


66

Jale el Overroll enrollándolo en la capa de aislamiento y de la pasta FSD. Deje que el Overroll descance 2-3 veces durante la instalación. Limpie el Overroll con un pedazo de tela (TD)

15.

Quite la cinta del conductor y coloque los conectores del cable.



1508

TABLA 1.1 Propiedades comparativas de materiales empleados en la fabricación de cables eléctricos

Metal	Densidad	Temperatura de fusión	Coefficiente lineal de dilatación	Resistividad eléctrica a 20°C	Coefficiente térmico de resistividad eléctrica a 20°C	Conductividad eléctrica
	g/cm ³	°C	× 10 ⁻⁶ /°C	ohm-mm ² /km	1/°C	% IACS*
Acero	7.90	1400	13	575-115	0.0016-0.0032	3-15
Aluminio	2.70	660	24	28.264	0.00403	61.0
Cobre duro	8.89	1083	17	17.922	0.00383	96.2
Cobre suave	8.89	1083	17	17.241	0.00393	100.0
Plomo	11.38	327	29	221.038	0.00410	7.8
Zinc	7.14	420	29	61.138	0.00400	28.2

* IACS = International Annealed Copper Standard.

En el cobre usado en conductores eléctricos se distinguen tres temple o grados de suavidad del metal: suave o recocido, semiduro y duro; con propiedades algo diferentes, siendo el cobre suave el de mayor conductividad eléctrica y el cobre duro el de mayor resistencia a la tensión mecánica.

El cobre suave tiene las aplicaciones más generales, ya que su uso se extiende a cualquier conductor, aislado o no, en el cual sea de primordial importancia la alta conductividad eléctrica y la flexibilidad.

La principal ventaja del aluminio sobre el cobre es su peso menor (densidad 2.70 g/cm³ contra 8.89 g/cm³ del cobre).

En la tabla 1.2, que se presenta a continuación, se comparan algunas de las características más importantes en conductores fabricados con cobre y aluminio.

TABLA 1.2 Comparación de características entre cobre y aluminio

Características	Cobre	Aluminio
Para igual volumen:		
relación de pesos	1.0	0.3
Para igual conductancia:		
relación de áreas	1.0	1.64
relación de diámetros	1.0	1.27
relación de pesos	1.0	0.49
Para igual ampacidad:		
relación de áreas	1.0	1.39
relación de diámetros	1.0	1.18
relación de pesos	1.0	0.42
Para igual diámetro:		
relación de resistencias	1.0	1.61
capacidad de corriente	1.0	0.78

SELECCION DE CABLES DE ENERGIA

TABLA 1.3 Temples de cobre y aluminio

a) Temples de cobre

Ej. Calibre 10 AWG.

Temple	Conductividad % IACS*	Esfuerzo de tensión a la ruptura kgf/mm ²
Cobre suave	100	25
Cobre semiduro	96.66	35.4 a 40.3
Cobre duro	96.16	45.6

b) Temples de aluminio

Temple	Conductividad % IACS*	Esfuerzo de tensión a la ruptura kgf/mm ²
H19	6.10 min	6.1 — 9.7
HF	61.3 min	11.7 — 15.3
HD	61.4 min	10.7 — 14.3
O	61.8 min	16 — 19

* IACS "International Annealed Copper Standard".

Patrón Internacional para Cobre Recocido, igual a 100% de conductividad.

c) Equivalencias entre designaciones del temple de aluminio

Nombre descriptivo del temple	Clave internacional (ISO)	Clave EUA (ANSI)
3/4 duro	HF	H16 y H26
1/2 duro	HD	H14 y H24

El significado de las letras empleadas para denotar los temples que aparecen en esta tabla es el siguiente:

H; endurecido por tensión mecánica Se aplica al aluminio cuyo esfuerzo es incrementado por endurecimiento mecánico, con o sin tratamiento térmico suplementario. Después de la letra H se coloca una letra en la clave internacional (ISO) o por dos o más dígitos en la clave de EUA (ANSI).

HG, HD y HF La segunda letra indica, en orden alfabético progresivo, el grado ascendente del esfuerzo de ruptura, desde el HA hasta el HH.

1.2 Flexibilidad

La flexibilidad de un conductor se logra de dos maneras, recociendo el material para suavizarlo o aumentando el número de alambres que lo forman.

A la operación de reunir varios conductores se le denomina cableado y da lugar a diferentes flexibilidades, de acuerdo con el número de alambres que lo forman, el paso o longitud del torcido de agrupación y el tipo de cuerda.

El grado de flexibilidad de un conductor, como función del número de alambres del mismo, se designa mediante letras que representan la clase de cableado. Las primeras letras del alfabeto se utilizan para las cuerdas más rígidas y las últimas para cuerdas cada vez más flexibles.

No hay regla fija para decidir cuál grado de flexibilidad es el más adecuado para una determinada aplicación ya que, con frecuencia, 2 o 3 clases de cableado pueden ser igualmente satisfactorias para cierto cable. En la tabla siguiente se dan recomendaciones de carácter general, tomadas de las normas ASTM.

TABLA 1.4 Clases de cableado

Clase	Aplicación	Clase	Aplicación
AA	Cable desnudo, generalmente para líneas aéreas.	I	Cables para aparatos especiales
A	Cable aislado, tipo intemperie, o cables desnudos que requieran mayor flexibilidad que la de la clase AA.	J	Cordones para artefactos eléctricos.
B*	Cable aislado con materiales diversos tales como papel, hule, plástico, etc., o cables del tipo anterior que requieran mayor flexibilidad	K	Cables portátiles y para soldadoras.
C y D	Cables aislados que requieran mayor flexibilidad que la clase B.	L	Cordones portátiles y para artefactos pequeños que requieran mayor flexibilidad que los de las clases anteriores.
G	Cables portátiles con aislamiento de hule, para alimentación de aparatos o similares.	M	Cables para soldadoras (portaelectrodos), para calentadores y para lamparas.
H	Cables y cordones con aislamiento de hule que requieran mucha flexibilidad. Por ejemplo, cables que tengan que enrollarse y desenrollarse continuamente y tengan que pasar sobre poleas.	O	Cordones pequeños para calentadores que requieran mayor flexibilidad que los anteriores.
		P	Cordones mas flexibles que en las clases anteriores.
		Q	Cordón para ventiladores oscilantes, flexibilidad máxima.

* Los cables de media tensión objeto de este manual utilizan en su construcción Conductores Clase B.

1.3 Forma

Las formas de conductores de uso más general en cables aislados de media tensión son:

1. Redonda
2. Sectorial

SELECCION DE CABLES DE ENERGIA

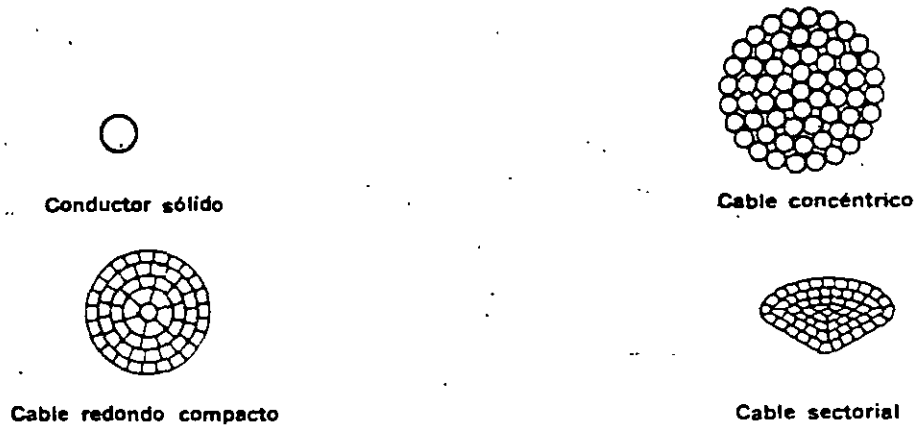


Fig. 1.1 Forma de conductores.

Un conductor redondo es un alambre o cable cuya sección transversal es sustancialmente circular. Se utiliza tanto en cables monoconductores como en cables multiconductores con cualquier tipo de aislamiento. Los conductores de calibres pequeños (8AWG y menores) suelen ser alambres sólidos, mientras que los calibres mayores generalmente son cables.

Cuando los alambres son de mayor diámetro, el torcido de los mismos se efectúa generalmente en capas concéntricas alrededor de un núcleo central de 1 o más alambres. El cable resultante recibe el nombre de "cable concéntrico". Este cable es el más usado, empleándose para las clases AA, A, B, C y D.

Con frecuencia es conveniente reducir el diámetro de un cable concéntrico (sobre todo en calibres grandes) para disminuir sus dimensiones y obtener una superficie cilíndrica uniforme lo cual representa ventajas eléctricas. Esto puede lograrse comprimiendo el cable a través de un dado. El resultado es el "Cable Redondo Compacto".

Un conductor sectorial es un conductor formado por un cable cuya sección transversal es sustancialmente un sector de círculo. Se utilizan principalmente en cables de energía trifásicos, en calibres superiores a 1/0 AWG. En estos cables, los conductores sectoriales implican una reducción en la cantidad de rellenos y el diámetro sobre la reunión de las tres almas, permitiendo reducciones sustanciales en el plomo y revestimientos de protección.

Comparando los cables con conductores sectoriales, con los equivalentes de conductores redondos, encontramos que los primeros presentan las siguientes ventajas:

1. Menor diámetro
2. Menor peso
3. Costo más bajo

pero tienen en cambio estas desventajas:

1. Menor flexibilidad
2. Mayor dificultad en la ejecución de las uniones

La experiencia demuestra, sin embargo, que los cables sectoriales se pueden manejar e instalar sin dificultades.

1.4 Dimensiones

Calibres

Escala AWG

Desde hace años las dimensiones de los alambres se han expresado comercialmente por números de calibres, en especial en Estados Unidos. Esta práctica ha traído consigo ciertas confusiones, debido al gran número de escalas de calibres que se han utilizado.

En Estados Unidos, la escala más usada para alambres destinados a usos eléctricos es la "American Wire Gage" (AWG), misma que ha sido ya adoptada en México.

La "American Wire Gage" también conocida como la "Brown and Sharpe Gage" fue ideada en 1857 por J.R. Brown. Esta escala de calibres, así como algunas otras de las escalas usadas, tiene la propiedad de que sus dimensiones representan aproximadamente los pasos sucesivos del proceso de estirado del alambre. Sus números son regresivos: un número de mayor valor absoluto representa un alambre de menor diámetro y corresponde a los pasos de estirado del mismo.

A diferencia de otras escalas, los calibres del "American Wire Gage" no se han escogido arbitrariamente, sino que están relacionados por una ley matemática. La escala se formó fijando dos diámetros y estableciendo una ley de progresión geométrica para diámetros intermedios. Los diámetros base seleccionados son 0.4600 pulgadas (calibre 4/0) y 0.0050 pulgadas (calibre 36), y hay 38 dimensiones entre estos dos. Por lo tanto, la razón entre un diámetro cualquiera y el diámetro siguiente en la escala está dada por la expresión

$$\sqrt[39]{\frac{0.4600}{0.0050}} = \sqrt[39]{92} = 1.1229$$

Esta progresión geométrica puede expresarse como sigue:

La razón entre dos diámetros consecutivos en la escala es constante e igual a 1.1229.

Para secciones superiores a 4/0 se define el cable directamente por su diámetro o área. Las unidades adoptadas en Estados Unidos con este fin son:

Mil, para diámetros, siendo una unidad de longitud igual a una milésima de pulgada.

Circular mil, para áreas, unidad que representa el área del círculo de un mil de diámetro. Tal círculo tiene un área de 0.7854 mils cuadrados. Para secciones mayores se emplea la unidad designada por las siglas KCM o MCM, que equivale a mil circular mils.

SELECCION DE CABLES DE ENERGIA

Escala milimétrica IEC

La escala de la "International Electrotechnical Commission" es la más usada en la actualidad, con excepción de Estados Unidos y la mayor parte de los países latinoamericanos. En sí, la escala consiste en proporcionar la medida directa de las áreas transversales de los calibres, en milímetros cuadrados.

En las tablas siguientes se muestran los valores correspondientes de la escala AWG, su equivalente en mm² y el calibre en la escala milimétrica IEC.

Escala AWG

Reglas prácticas

Hay una serie de reglas aproximadas útiles que deben recordarse y aplicables a la escala de calibres AWG:

1. El incremento de tres números en el calibre (verbigracia del 10 al 7) duplica el área y el peso, por lo tanto, reduce a la mitad la resistencia a la corriente directa
2. El incremento en seis números de calibre (verbigracia del 10 al 4) duplica el diámetro
3. El incremento en 10 números de calibre (verbigracia del 10 al 1/0) multiplica área y peso por 10 y divide entre 10 la resistencia

TABLA 1.5 Construcciones preferentes de cable de cobre con cableado redondo compacto (clase B)

Designación		Área de la sección transversal, mm ²	Número de alambres	Diámetro exterior nominal, mm	Peso nominal kg/km
mm ²	o MCM				
—	8	8.37	7	3.40	75.9
—	6	13.30	7	4.29	120.7
—	4	21.15	7	5.41	191.9
—	2	33.6	7	6.81	305
—	1	42.4	19	7.59	385
50	—	48.3	19	8.33	438
—	1/0	53.5	19	8.53	485
—	2/0	67.4	19	9.55	612
70	—	69.0	19	9.78	626
—	3/0	85.0	19	10.74	771
—	4/0	107.2	19	12.06	972
—	250	126.7	37	13.21	1149
150	—	147.1	37	14.42	1334
—	300	152.0	37	14.48	1379
—	350	177.3	37	15.65	1609
—	400	203	37	16.74	1839
240	—	239	37	18.26	2200
—	500	253	37	18.69	2300
—	600	304	61	20.6	2760
—	750	380	61	23.1	3450
—	800	405	61	23.8	3680
—	1000	507	61	26.9	4590

**TABLA 1.6 Construcciones preferentes de cable de aluminio
con cableado redondo compacto**

Designación AWG o MCM	Área de la sección transversal, mm ²	Número de alambres	Diámetro exterior nominal, mm	Peso nominal kg/km
2	33.6	7	6.81	92.6
1/0	53.5	19	8.53	147.5
2/0	67.4	19	9.55	185.8
3/0	85.0	19	10.74	234.4
4/0	107.2	19	12.06	296
250	126.7	37	13.21	349
350	177.3	37	15.65	489
400	203	37	16.74	559
500	253	37	18.69	698
600	304	61	20.6	838
750	380	61	23.1	1050
900	456	61	25.4	1259
1000	507	61	26.9	1399

**TABLA 1.7 Construcciones preferentes de los conductores de cobre
con cableado concéntrico normal y comprimido**

Clase B

mm ²	Área de la sección (mm ²)	Número de alambres	Diámetro de cada alambre, mm	Diámetro del conductor, mm	
				Normal	Comprimido
35	34.4	7	2.5	7.6	7.28
70	69.0	19	2.15	10.75	10.43
150	147.1	37	2.25	15.75	15.28
240	242.5	37	2.87	20.10	19.49



CONDUMEX

COMPARACIÓN DE AISLAMIENTOS

Función

La función del aislamiento es confinar la corriente eléctrica en el conductor y contener el campo eléctrico dentro de su masa.

En principio, las propiedades de los aislamientos son con frecuencia más que adecuadas para su aplicación, pero los efectos de la operación, medio ambiente, envejecimiento, etc., pueden degradar al aislamiento rápidamente hasta el punto en que llegue a fallar, por lo que es importante seleccionar el más adecuado.

De manera similar al caso de los conductores, existen factores que deben ser considerados en la selección de los aislamientos, como son sus

Características eléctricas
Características mecánicas

2.1 Materiales

Dada la diversidad de tipos de aislamiento que hasta la fecha existen para cables de energía, el diseñador deberá tener presentes las características de cada uno de ellos, para su adecuada selección tanto en el aspecto técnico como en el económico.

Tradicionalmente, el papel impregnado ha sido el aislamiento que por su confiabilidad y economía se empleaba en mayor escala; sin embargo, la aparición de nuevos aislamientos tipo seco aunado al mejoramiento de algunos ya existentes, obligan al ingeniero de proyectos a mantenerse actualizado respecto a las diferentes alternativas disponibles.

Los aislamientos se pueden dividir en dos grupos principales:

- A) De papel impregnado Emplea un papel especial obtenido de pulpa de madera, con celulosa de fibra larga.

El cable aislado con papel sin humedad se impregna con una sustancia para mejorar las características del aislante. Las sustancias más usuales son los compuestos que se listan a continuación, y la que se elija dependerá de la tensión y de la instalación del cable.

1. Aceite viscoso
2. Aceite viscoso con resinas refinadas
3. Aceite viscoso con polímeros de hidrocarburos
4. Aceite de baja viscosidad
5. Parafinas microcristalinas del petróleo

El compuesto ocupa todos los intersticios, eliminando las burbujas de aire en el papel y evitando así la ionización en servicio. Es por esto que el papel es uno de los materiales más usados en cables de alta tensión y en cables de extra alta tensión.

El compuesto podrá ser migrante o no migrante, de acuerdo al tipo de instalación del cable: con poco desnivel (hasta 10 m) para el primer tipo y con desniveles mayores para el segundo.

Sus propiedades, ventajas y desventajas en comparación con los aislamientos secos, aparecen en la tabla 2.1.

- B) Aislamientos de tipo seco A excepción hecha del hule natural (ya en desuso), los aislamientos secos son compuestos cuya resina base se obtiene de la polimerización de determinados hidrocarburos. Según su respuesta al calor se clasifican en dos tipos:

1. 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.
2. Termofijos A diferencia de los anteriores, después de un proceso inicial similar al anterior, los subsiguientes calentamientos no los reblanecen.

2.2 Características eléctricas

A continuación se presentan las definiciones y conceptos relativos de las principales características que identifican a los aislamientos. La comprensión de estas definiciones permitirá hacer una selección más adecuada. En la tabla 2.1 se muestran los valores típicos de estas características para los diferentes aislamientos.

Rigidez dieléctrica

La rigidez dieléctrica de un material aislante es el valor de la intensidad del campo eléctrico al que hay que someterlo para que se produzca una perforación en el aislamiento. Normalmente, este valor es cercano al del gradiente de prueba y de 4 a 5 veces mayor que el gradiente de operación normal. Las unidades en que se expresa este valor por lo común es kV/mm.

Gradiente de operación

El gradiente, esfuerzo de tensión de operación de un cable en cualquier punto "X" del aislamiento, se calcula con la siguiente expresión:

$$G = \frac{0.869 V_0}{dx \log_{10} \frac{d_a}{d_p}} \text{ kV/mm} \quad (2.1)$$

donde:

- V_0 = tensión al neutro del sistema (en kV)
 d_a = diámetro sobre el aislamiento (en mm)

d_p = diámetro sobre la pantalla semiconductora que está sobre el conductor (en mm)

d_x = diámetro correspondiente al círculo que pasa por un punto "x" del aislamiento al que se desea conocer el valor del gradiente (en mm).

De la fórmula anterior se puede obtener el gradiente máximo que se presenta en la superficie interna del aislamiento.

$$G_{\text{máx}} = \frac{0.869 V_o}{d_p \log_{10} \frac{d_a}{d_p}} \text{ kV/mm} \quad (2.2)$$

y el gradiente mínimo que se presenta en la superficie externa del aislamiento.

$$G_{\text{mín}} = \frac{0.869 V_o}{d_a \log_{10} \frac{d_a}{d_p}} \text{ kV/mm} \quad (2.3)$$

Resistencia del aislamiento

La diferencia de potencial entre el conductor y la parte externa del aislamiento hará circular una pequeña corriente llamada de fuga, a través del mismo; y la resistencia que se opone al paso de esta corriente se conoce como resistencia del aislamiento (R_a). El aislamiento perfecto sería entonces el que tuviera una resistencia de valor infinito y que, por tanto, inhibiría por completo el paso de esta corriente. El valor de R_a está dado por la siguiente expresión, por lo común en megohms por kilómetro

$$R_a = K \log_{10} d_a/d_p \text{ M}\Omega\text{-km} \quad (2.4)$$

donde:

K = un valor constante característico del material aislante.

Factor de potencia

Este factor nos permite relacionar y calcular las pérdidas del dieléctrico de los cables de energía.

Tan δ

Es también un factor que permite relacionar y calcular las pérdidas en el dieléctrico de los cables de energía y corresponde a la tangente del ángulo δ complementario del ángulo θ .

Se puede observar de las definiciones anteriores que para ángulos cercanos a 90° que, en general, es el caso de los aislamientos, el valor del factor de potencia y la tan δ son prácticamente el mismo, por lo que ambos factores se utilizan indistintamente para definir las pérdidas en el aislamiento.

COMPARACIÓN DE AISLAMIENTOS

TABLA 2.1 Propiedades de los aislamientos más comúnmente usados en cables de energía (5-35 kV)

Características	SINTENAX	VULCANEL XLP	VULCANEL EP	Papel impregnado
Rigidez dieléctrica, kV/mm, (corriente alterna, elevación rápida)	18	25	25	28
Rigidez dieléctrica, kV/mm, (impulsos)	47	50	50	70
Permitividad relativa SIC. (60 ciclos, a temp. de op.)	7	2.1	2.6	3.9
Factor de potencia, % (a 60 ciclos, a temp. de op.)	1	0.1	1.5	1.1
Constante K de resistencia del aislamiento a 15.6°C. (megohm-km)	750	6100	6100	1000
Resistencia a la ionización	buena	buena	muy buena	buena
Resistencia a la humedad	buena	muy buena	excelente	mala
Factor de pérdidas	mala	buena	excelente	buena
Flexibilidad	regular	mala	excelente	regular
Facilidad de instalación de empalmes y terminales (problemas de humedad o ionización):	excelente	regular	muy buena	regular
Temperatura de operación normal (°C)	hasta 6 kV, 80 más de 6 kV, 75	90	90	Hasta 9kV: 95 Hasta 29kV: 90 Hasta 35kV: 80
Temperatura de sobrecarga (°C)	100	130	130	Hasta 9kV: 115 Hasta 29kV: 110 Hasta 35kV: 100
Temperatura de cortocircuito (°C)	160	250	250	200
Principales ventajas	Bajo costo, resistente a la ionización, fácil de instalar.	Factor de pérdidas bajo	Bajo factor de pérdidas, flexibilidad, resistencia a la ionización.	Bajo costo, experiencia de años, excelentes propiedades eléctricas.
Principales inconvenientes	Pérdidas dieléctricas comparativamente altas.	Rigidez. Baja resistencia a la ionización	Es atacable por hidrocarburos a temp. superiores a 60°C.	Requiere tubo de plomo y terminales herméticas.

2.3 Características mecánicas

El esfuerzo inicial aplicado durante el desarrollo de compuestos aislantes fue dirigido a las características eléctricas. Las características mecánicas jugaban

un papel secundario, y estaban definidas por las propiedades intrínsecas de los materiales con que se había logrado la eficiencia máxima en las propiedades eléctricas. Tradicionalmente la protección mecánica está dada por las cubiertas metálicas y termoplásticas o termofijas.

Los desarrollos recientes realizados con base en las causas prevalecientes de fallas en cables, han sido enfocados a hacer resaltar las características mecánicas de los aislamientos, considerándolas junto con las de la cubierta. A continuación se mencionan algunas de las más importantes:

Resistencia a la humedad

Los cables de energía frecuentemente entran en contacto con humedad y el cable absorbe agua a una velocidad que queda determinada por las temperaturas del medio ambiente, temperatura en el conductor, temperatura en el aislamiento y la permeabilidad del aislamiento y cubierta.

El método usual para cuantificar la resistencia a la penetración de humedad es la medición gravimétrica de la cantidad de agua absorbida por los aislamientos después de sumergirlos en agua caliente durante un cierto periodo.

Los aislamientos de papel resultan los más sensibles a la absorción de humedad, por lo que es prácticamente imposible utilizarlos sin cubierta metálica adecuada, con las consecuentes desventajas de manejo e instalación.

Para el caso de los aislamientos sólidos que se encuentran en contacto con agua, el valor gravimétrico de absorción de humedad no es por sí solo un índice para calificar el comportamiento del material en presencia de humedad, sobre todo cuando al mismo tiempo se tiene un potencial aplicado en el mismo. La evidencia muestra que la absorción de humedad es causa de fallas, que se presentan en forma de ramificaciones conocidas como arborescencias. Sin embargo, es difícil explicar por qué hay aislamientos más resistentes que otros a las mismas, a pesar del contenido de agua. Esto es particularmente cierto al comparar el VULCANEL EP con el VULCANEL XLP. Las mediciones muestran que el agua penetra con mayor rapidez en el EP. Sin embargo, con un potencial aplicado en presencia del agua, el XLP muestra una probabilidad mayor de falla, por lo que en lugares húmedos el VULCANEL EP resulta la mejor alternativa.

Flexibilidad

Por supuesto que las características de flexibilidad del aislamiento deben ser compatibles con los demás elementos del cable. Por lo tanto, los conceptos que se mencionan a continuación son aplicables al cable en general.

La flexibilidad de un cable es una de las características más difíciles de cuantificar. De hecho, es uno de los conceptos comúnmente usados para describir la construcción de un cable; sin embargo, por sorprendente que parezca, no existe un estándar de comparación. No existe a la fecha ningún método de prueba para medir el grado o magnitud de la flexibilidad.

Sin embargo, la mejor base para evaluar la flexibilidad es a través de las ventajas a que da lugar en los cables de energía, la cual, en última instancia, es una manera de apreciarla. A continuación se enuncian las ventajas de la flexibilidad:

COMPARACIÓN DE AISLAMIENTOS

1. Mayor facilidad para sacar o meter el cable en el carrete, lo que minimiza la probabilidad de daño al momento de instalar.
2. Mayor facilidad para colocar en posición en la instalación, especialmente en lugares estrechos.
3. La construcción del cable que permite dobleces y cambio de dirección en general, sin menoscabo de la integridad del mismo, conduce evidentemente a una instalación confiable.
4. Un manejo sencillo de un material contribuye a que los instaladores trabajen con más rapidez y menos esfuerzo, evitando que pongan en práctica métodos que resultarían perjudiciales, como calentar el cable para permitir dobleces, etc.

2.4 Nivel del aislamiento

Una vez seleccionado el material apropiado para el aislamiento del cable, es necesario determinar el espesor de acuerdo con el fabricante, tomando como base la tensión de operación entre fases y las características del sistema, según la clasificación siguiente:

CLASE 1. NIVEL 100% Quedarán incluidos en esta clasificación los cables que se usen en sistemas protegidos con relevadores que liberen fallas a tierra lo más rápido posible, en un tiempo no mayor a un minuto. Este nivel de aislamiento es aplicable a la mayoría de los sistemas con neutro a tierra y puede también aplicarse a otros sistemas (en los puntos de aplicación del cable) donde la razón entre la reactancia de secuencia cero y de secuencia positiva (X_0/X_1) no esté en el intervalo de -1 a -40 y que cumplan la condición de liberación de falla, ya que en los sistemas incluidos en el intervalo descrito pueden encontrarse valores de tensión excesivamente altos en condiciones de fallas a tierra.

CLASE 2. NIVEL 133% Anteriormente, en esta categoría se agrupaban los sistemas con neutro aislado. En la actualidad, se incluyen los cables destinados a instalaciones en donde las condiciones de tiempo de operación de las protecciones no cumplen con los requisitos del nivel 100%, pero que, en cualquier caso, se libera la falla en no más de una hora.

El nivel 133% se podrá usar también en aquellas instalaciones donde se desee un espesor del aislamiento mayor al 100%. Por ejemplo, cables submarinos, en los que los esfuerzos mecánicos propios de la instalación y las características de operación requieren un nivel de aislamiento mayor.

CLASE 3. NIVEL 173% Los cables de esta categoría deberán aplicarse en sistemas en los que el tiempo para liberar una falla no está definido. También se recomienda el uso de cables de este nivel en sistemas con problemas de resonancia, en los que se pueden presentar sobretensiones de gran magnitud.



CONDUMEX

FUNCIONES DE LAS PANTALLAS ELÉCTRICAS

Cuando se aplica una tensión entre un conductor eléctrico y el plano de tierra (o entre dos conductores), el dieléctrico intermedio se somete a esfuerzos eléctricos. Estos esfuerzos, si son de magnitud elevada, pueden producir deterioro del material del dieléctrico y producir otros efectos indeseables al no controlarse en forma adecuada. El control de estos esfuerzos se logra gracias a las pantallas eléctricas.

Una definición ampliamente aceptada de la función de las pantallas es la siguiente:

Se aplican las pantallas eléctricas en los cables de energía con el fin de confinar en forma adecuada el campo eléctrico a la masa de aislamiento del cable o cables.

Las pantallas usadas en el diseño de los cables de energía tienen diferentes funciones. Dependiendo del material y su localización, pueden ser:

- Pantalla semiconductor sobre el conductor
- Pantalla sobre el aislamiento

3.1 Pantalla semiconductor sobre el conductor

En circuitos con tensiones de 2 kV y mayores se utiliza la pantalla semiconductor a base de cintas o extruida. Los materiales usados en la fabricación de estas pantallas dependen del diseño mismo del cable: en cables con aislamiento de papel impregnado se usan cintas de papel CB (Carbon Black), en

cables con aislamiento sólido se utilizan pantallas extruidas de material compatible con el utilizado en el aislamiento.

La función básica de este tipo de pantallas es la de evitar concentraciones de esfuerzos eléctricos que se presentan en los intersticios de un conductor cableado, a consecuencia de la forma de los hilos (Fig. 3.1). La inclusión de este elemento en el diseño del cable es con el fin de obtener una superficie equipotencial uniforme, a la cual las líneas de fuerzas del campo eléctrico sean perpendiculares.

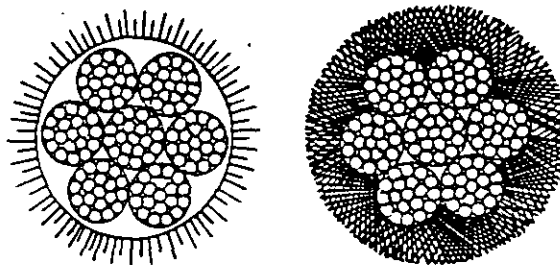


Fig. 3.1 Concentración de esfuerzos eléctricos en los intersticios de un conductor cableado.

Otra función es evitar ionización en los intersticios entre el conductor y el aislamiento. Si el aislamiento fuera extruido directamente sobre el conductor, la curvatura de los alambres de la corona superior darían lugar a la formación de hoquedades o burbujas de aire (Fig. 3.2a) que, al estar sujetas a una diferencia de potencial, provocaría la ionización del aire, con el consiguiente deterioro del aislamiento. La situación anterior se elimina al colocar la pantalla semiconductora, la cual presenta una superficie uniforme (Fig. 3.2b).

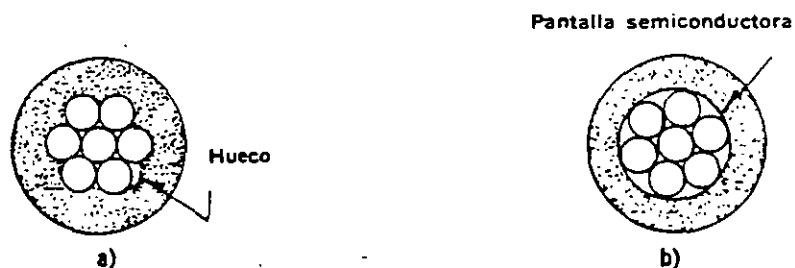


Fig. 3.2 a) Aislamiento directamente extruido sobre el conductor. b) Pantalla semiconductora.

Las pantallas sobre el conductor sirven también como elemento de transición entre aquél y el aislamiento. En cables con aislamiento de papel, el impregnante en contacto con el cobre da lugar a compuestos químicos denominados jabones metálicos, que degradan las características dieléctricas en este tipo de cables. Las pantallas evitan la formación de estos compuestos nocivos a los aislamientos.

3.2 Pantalla sobre el aislamiento

En circuitos de 5 kV (ver excepciones, sección 3.4) y mayores se utilizan pantallas sobre el aislamiento que, a su vez, se subdividen en:

FUNCIONES DE LAS PANTALLAS ELÉCTRICAS

- Pantalla semiconductor
- Pantalla metálica

En conjunto, las funciones de las pantallas sobre el aislamiento son:

A) Crear una distribución radial y simétrica de los esfuerzos eléctricos en la dirección de máxima resistencia del aislamiento.

Los cables de energía, bajo el potencial aplicado, quedan sometidos a esfuerzos eléctricos radiales, tangenciales y longitudinales.

Los esfuerzos radiales están siempre presentes en el aislamiento de los cables energizados. El aislamiento cumplirá su función en forma eficiente si el campo eléctrico se distribuye uniformemente. Una distribución no uniforme conduce a un incremento de estos esfuerzos en porciones del cable, con el consecuente deterioro.

En la figura 3.3a se ilustra una distribución desigual de esfuerzos; incluso en este ejemplo, los rellenos de los intersticios del cable quedan sometidos a esfuerzos eléctricos para los que no están diseñados.

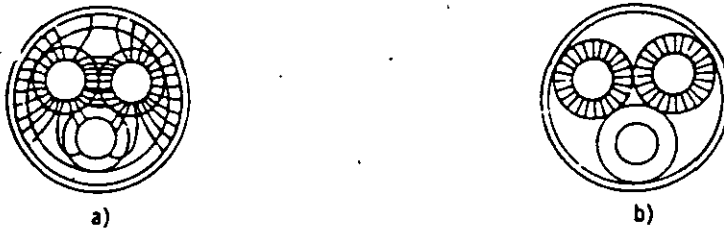


Fig. 3.3 a) Cable sin pantalla. b) Cable con pantalla.

Esfuerzos tangenciales y longitudinales Ahora bien, uno de los principios básicos de los campos eléctricos es que al aplicar una tensión a dieléctricos colocados en serie, con diferente permitividad relativa, $K_1 \neq K_2$, se dividirá en razón inversa a las permitividades relativas de ambos materiales.

En el caso de cables de energía desprovistos de pantalla, la cubierta y el medio que rodean al cable forman un dieléctrico en serie con el aislamiento. Una porción de la tensión aplicada se presentará en este dieléctrico, la cual será igual al potencial que se presentará en la superficie del aislamiento. Esta tensión superficial podría alcanzar el potencial del conductor, si el del dieléctrico, cubierta y medio ambiente es de gran magnitud, y/o el potencial de tierra, cuando la superficie del aislamiento esté cerca de secciones aterrizadas.

Las diferentes tensiones superficiales que se presentarían a lo largo del aislamiento incrementan los esfuerzos tangenciales y longitudinales que afectan la operación del cable.

Los esfuerzos tangenciales están asociados con campos radiales no simétricos y ocurren en cables multiconductores, cuando cada uno de los conductores no está apantallado, y en cualquier cable monopolar sin pantalla.

Los esfuerzos longitudinales no necesariamente están asociados con campos radiales asimétricos y siempre lo están con la presencia de tensiones superficiales a lo largo del cable.

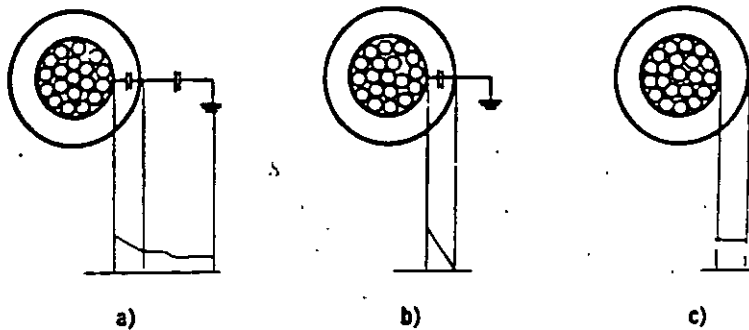


Fig. 3.4 a) Cable sin pantalla. b) Cable con pantalla aterrizada. c) Cable con pantalla no aterrizada.

El contacto íntimo de la pantalla semiconductor con el aislamiento, la conexión física adecuada de la pantalla metálica a tierra y, en general, la correcta aplicación de las pantallas sobre el aislamiento asegura la eliminación de los esfuerzos longitudinales y tangenciales.

B) Proveer al cable de una capacitancia a tierra uniforme.

Los cables que se instalan en ductos o directamente enterrados, por lo general pasarán por secciones de terreno húmedo y seco o ductos de características eléctricas variables. Esto da como resultado una capacitancia a tierra variable y, como consecuencia, una impedancia no uniforme.

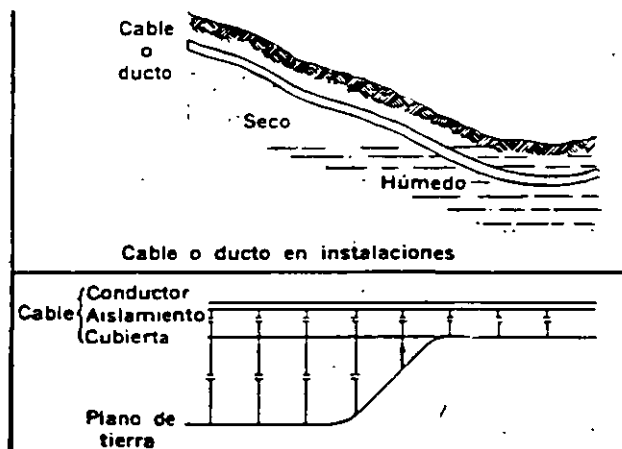


Fig. 3.5 Capacitancia variable a tierra debido a una impedancia no uniforme.

Cuando se presentan en el sistema ondas de tensión debidas a descargas atmosféricas y operaciones de maniobra, viajan a través del cable produciéndose reflexiones en los puntos de variación de impedancia, lo que da lugar a ondas de sobretensión que producirán fallas en el cable.

Al colocar las pantallas sobre el aislamiento, se tendrán las siguientes ventajas en el cable:

FUNCIONES DE LAS PANTALLAS ELÉCTRICAS

- a) Presentar una impedancia uniforme, evitando reflexiones y eliminando la posibilidad de producir sobretensiones dañinas al aislamiento.
- b) Proveer al cable de la máxima capacitancia del conductor a tierra y, consecuentemente, reducir al mínimo las ondas de sobretensión.
- c) Absorber energía de las ondas de sobretensión al inducir en la pantalla una corriente proporcional a la del conductor.
- d) Reducir el peligro de choque eléctrico al personal y proveer un drenaje adecuado a tierra de las corrientes capacitivas.

C) Reducir el peligro de descargas eléctricas al personal o en presencia de productos inflamables.

Como se explicó con anterioridad, cuando la superficie externa del aislamiento de los cables (exenta de las pantallas) no está en contacto con tierra a lo largo de la trayectoria de instalación, se puede presentar una diferencia de potencial considerable entre la cubierta del cable y tierra. Este fenómeno es una situación peligrosa, debido a las siguientes razones:

I. El contacto del personal con la cubierta puede dar lugar a un choque eléctrico que pudiera incluso causar la muerte, si las corrientes de carga de una longitud considerable de cable se descargaran súbitamente en el punto de contacto. La pantalla aterrizada de modo adecuado proporciona la trayectoria necesaria para estas corrientes capacitivas.

II. Aunque el contacto que se tuviera con la cubierta no fuera letal, el choque eléctrico puede dar lugar a caídas y accidentes de gravedad.

III. La diferencia de potencial pudiera superar la rigidez dieléctrica del aire y producir descargas, que en presencia de materiales combustibles o explosivos fueran de características desastrosas.

Por otra parte, cuando se tiene el sistema adecuado de pantallas, se deberá buscar siempre que operen a los potenciales lo más cercanos a tierra como se pueda. Las situaciones de peligro que se derivan de no observar esta práctica resultan aún más críticas desde el punto de vista seguridad, que las que ocasionan los cables sin pantalla. El potencial que se induce en la pantalla en longitudes considerables puede alcanzar valores muy cercanos al potencial del conductor, lo que da lugar a una condición más peligrosa.

Por lo tanto, la conexión física a tierra de las pantallas, en dos o más puntos, es una práctica que deberá observarse con especial cuidado.

3.2.1 Pantalla semiconductor sobre el aislamiento

La pantalla semiconductor sobre el aislamiento se encuentra en contacto inmediato con éste. Está formada por un material semiconductor compatible con el material del aislamiento. En adición a las funciones descritas, esta pantalla asegura el contacto íntimo con el aislamiento, aun en el caso de movimiento de la pantalla metálica.

La pantalla semiconductor sobre el aislamiento, para cables con aislamiento seco, puede estar constituida por una capa de material termoplástico o termofijo semiconductor, o bien, por cinta semiconductor y/o barniz semiconductor. Para cables aislados con papel impregnado en aceite se emplean cintas de papel CB (Carbon Black) semiconductoras.

3.2.2 Pantalla metálica

La pantalla metálica puede constar de alambres, cintas planas o corrugadas o combinación de alambres y cinta. En el caso de cables aislados con papel, la cubierta de plomo hace las veces de la pantalla. El diseño de la pantalla metálica se debe efectuar de acuerdo al propósito de diseño, que puede ser:

- a) Para propósitos electrostáticos
- b) Para conducir corriente de falla
- c) Como pantalla neutro

3.3 Selección de la pantalla metálica

A continuación se presentan las características de selección de acuerdo a cada propósito de diseño:

a) Pantalla para propósitos electrostáticos Estas pantallas deben ser en general de metales no magnéticos y pueden estar constituidas de cintas, alambres o bien pueden ser cubiertas metálicas (plomo o aluminio).

Las pantallas constituidas a base de cintas o de alambres son generalmente de cobre normal, aunque pueden utilizarse en ambos casos cobre estañado; éstas últimas se utilizan donde se pudiera prever problemas graves de corrosión derivados de las condiciones de instalación. En la tabla 3.1 se presenta el cuadro comparativo de pantallas a base de cintas con las de alambres.

b) Pantallas para conducir corriente de falla En la pantalla metálica se puede requerir una conductancia adicional para conducir corriente de falla, dependiendo de la instalación y características eléctricas del sistema, particularmente con relación al funcionamiento de dispositivos de protección por sobrecorriente, corriente prevista de falla fase a tierra y la manera en que el sistema puede ser aterrizado.

c) Pantalla neutro Con las dimensiones apropiadas se puede diseñar la pantalla, para que en adición a las funciones descritas opere como neutro; por ejemplo, sistemas residenciales subterráneos.

En lo referente a las cubiertas metálicas, estas proporcionan al cable una pantalla electrostática adecuada, además de la hermeticidad que se deriva de tener una cubierta continua. Esta última característica es particularmente necesaria para los cables aislados con papel impregnado o con aislamiento sólido, que operan en lugares contaminados. Por otra parte, la cubierta de plomo, por los espesores que se requieren desde el punto de vista mecánico proporciona una conductancia adicional aprovechable para conducir corriente de falla.

FUNCIONES DE LAS PANTALLAS ELÉCTRICAS

TABLA 3.1 Pantalla de cintas vs pantalla de alambres

Tipo de pantalla	Ventajas	Desventajas
1. A base de cintas	<ul style="list-style-type: none"> — Proporciona una pantalla electrostática adecuada. — Reduce el ingreso de humedad en el aislamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> — Propiedades eléctricas inconsistentes, debido a que en el manejo se afecta el traslape. — Requiere de radios de curvatura mayores que para cables con pantalla de alambres. — Construcción vulnerable durante la instalación. — En empalmes y terminales se requiere de mayor tiempo y habilidad para ejecutar adecuadamente los cortes.
2. A base de alambres	<ul style="list-style-type: none"> — Proporciona una pantalla electrostática adecuada. — Las características eléctricas de la pantalla son consistentes y controlables. — Fácilmente se incrementa la capacidad modificando el número de alambres. — No requiere de gran destreza para realizar cortes en empalmes y terminales. — Son menos vulnerables durante la instalación. 	<ul style="list-style-type: none"> — Permite el paso de la humedad libremente. — Requiere precauciones para evitar desplazamiento de los alambres durante la instalación.

3.4 Aplicaciones de las pantallas

Como se mencionó es necesaria la pantalla sobre el conductor en cables de 2 kV y mayores. Para tensiones menores no se requiere; también se mencionó que cables de 5 kV y mayores requieren de pantallas sobre el aislamiento.

Esto significa que dentro de los límites de 2 kV a 5 kV inclusive, se puede no utilizar pantallas sobre aislamiento, de aquí que interviene una gran dosis de sentido común para considerar la aplicación de las pantallas. Es innegable que un cable con pantalla, instalado en forma apropiada, ofrece las condiciones óptimas de seguridad y confiabilidad. Sin embargo, un cable con pantalla es más costoso y más difícil de procurar e instalar.

A continuación se resumen las recomendaciones de aplicaciones en que se deberá usar o prescindir de las pantallas de acuerdo con las normas ICEA.

Las pantallas sobre aislamiento deben ser consideradas para cables de energía arriba de 5000 Volts, cuando existan cualquiera de las siguientes condiciones:

- a) Conexiones a líneas aéreas
- b) Transición a ambiente de diferente conductancia
- c) Transición de terrenos húmedo o seco
- d) Terrenos secos, de tipo desértico
- e) Conduits anegados o húmedos

- f) En donde se utilizan compuestos para facilitar el jalado de los cables
- g) Donde fácilmente se depositen en la superficie del cable materiales conductores tales como hollín, sales, etc.
- h) Donde pudieran presentarse problemas de radiointerferencia.
- i) Donde se involucre la seguridad del personal

Existen situaciones donde se debe considerar el uso de cables sin pantalla, ya que el caso contrario crea graves situaciones de peligro. Ejemplo:

- a) Cuando las pantallas no se pueden aterrizar adecuadamente
- b) Cuando el espacio es inadecuado para terminar correctamente la pantalla.
- c) En cables monopolares:
 1. Cuando se tienen cables sin empalmes en conduit metálico aéreo, en interiores y en lugares secos
 2. Instalados sobre aisladores en ambientes no contaminados
 3. Cables aislados en instalaciones aéreas sujetas a un mensajero aterrizado
- d) En cables triplex:
 1. Instalados en conduit aéreo o charolas, en interiores y lugares secos
 2. Cables aislados en instalaciones aéreas sujetas a un mensajero aterrizado

Conexión a tierra y terminación de las pantallas

En todas las terminaciones de los cables se deben remover completamente las pantallas y sustituir por un cono de alivio de esfuerzos adecuado. Si las pantallas no se retiran, se presentarán arqueos superficiales del conductor a los puntos de menor potencial, carbonización a lo largo de la pantalla y deterioro del aislamiento.

El cono de alivio es importante ya que siempre se forma al final de la pantalla aterrizada (ver sección de accesorios) un área de esfuerzos concentrados.

La pantalla metálica debe operar todo el tiempo, cerca de, o al potencial de tierra. La pantalla que no tiene la conexión adecuada a tierra es más peligrosa, desde el punto de vista seguridad, que el cable sin pantalla. Además del peligro para el personal, una pantalla "flotante" puede ocasionar daños al cable. Si el potencial de dicha pantalla es tal que perfore la cubierta, la descarga resultante producirá calor y quemaduras al cable.

Las pantallas deben conectarse preferentemente en dos o más puntos. En caso de que se conecten en un solo punto, se deberán tomar precauciones especiales.

Se recomienda aterrizar la pantalla en ambas terminales y en todos los empalmes. La mayor frecuencia de conexiones a tierra reduce la posibilidad de secciones de pantalla "flotantes" y aumenta la probabilidad de una adecuada conexión a tierra de todo el cable instalado.

Todas las conexiones de la pantalla se deberán realizar de tal manera que se provea al cable de una conexión segura, durable y de baja resistencia eléctrica.



CONDUMEX

PROPIEDADES DE LAS CUBIERTAS

La función básica de los cables de potencia puede resumirse en dos palabras "transmitir energía". Para cubrir esta función en forma efectiva las características del cable deben preservarse durante el tiempo de operación.

La función primordial de las cubiertas en sus diferentes combinaciones es la de proteger al cable de los agentes externos del medio ambiente que lo rodea, tanto en la operación, como en la instalación.

4.1 Selección de las cubiertas

La selección del material de la cubierta de un cable dependerá de su aplicación y de la naturaleza de los agentes externos contra los cuales se desea proteger el cable.

Las cubiertas pueden ser principalmente de los siguientes materiales:

- I. Metálicas
- II. Termoplásticas
- III. Elastoméricas
- IV. Textiles

I. Cubiertas metálicas El material normalmente usado en este tipo de cubiertas es el plomo y sus aleaciones. Otro metal que también se emplea, aunque en menor escala, es el aluminio.

II. Cubiertas termoplásticas Las más usuales son fabricadas con PVC (cloruro de polivinilo) y polietileno de alta y baja densidad.

III. Cubiertas elastoméricas Básicamente se utiliza el neopreno (policloropreno) y el Hypalon (polietileno clorosulfonado).

TABLA 4.1 Propiedades de las cubiertas

Características	PVC	Poliétileno baja densidad	Poliétileno alta densidad	Neopreno	Poliétileno clorosulfonado HYPALON	Plomo
Resistencia a la humedad	B	E	E	B	MB	E
Resistencia a la abrasión	B	B	E	MB	MB	M
Resistencia a golpes	B	B	MB	E	E	M
Flexibilidad	B	B	R	E	E	R
Doble en frío	R	E	MB	B	R	—
Propiedades eléctricas	MB	E	E	R	B	—
Resistencia a la intemperie	MB	E ⁺	E ⁺	B	E ⁺	MB
Resistencia a la flama	MB	M	M	B	B	B
Resistencia al calor	B	M	R	MB	E	MB
Resistencia a la radiación nuclear	R	B	B	B	MB	E
Resistencia a la oxidación	E	R	R	MB	E	B
Resistencia al ozono	E	E	E	B	E	E
Resistencia al efecto corona	E	B	B	R	B	E
Resistencia al corte por compresión	B	B	B	MB	B	M
Resistencia a ácidos:						
— Sulfúrico al 30%	E	E	E	R	R	E
— Sulfúrico al 3%	E	E	E	R	R	E
— Nítrico al 10%	R	E	E	R	R	M
— Clorhídrico al 10%	B	E	E	R	R	R
— Fosfórico al 10%	E	E	E	R	R	B
Resistencia a álcalis y sales:						
— Hidróxido de sodio al 10%	E	E	E	M	R	B
— Carbonato de sodio al 2%	B	E	E	R	R	B
— Cloruro de sodio al 10%	E	E	E	B	B	B
Resistencia a agentes químicos orgánicos:						
— Acetona	M	B	B	B	B	E
— Tetracloruro de carbono	B	B	B	M	M	E
— Aceites	E	B	B	B	B	E
— Gasolina	B	B	B	B	B	E
— Creosota	R	B	B	M	M	—
Límites de temperatura de operación (°C)	MIN. - 55 MAX. + 75	MIN. - 60 MAX. + 75	MIN. - 60 MAX. - 75	MIN. - 30 MAX. + 90	MIN. - 30 MAX. + 105	
Densidad relativa	1.4	0.9	1.0	1.3	1.2	11.3
Principales aplicaciones:	Uso general, cables para interiores y exteriores cubiertos	Cables a la intemperie. Cubiertas sobre plomo	Idem, pero cuando se requiere mayor resistencia a la abrasión.	Cables flexibles. Cables para minas	Cables flexibles de alta calidad.	Cables con aislamiento de papel impregnado. Cables para refineries de petróleo y plantas petroquímicas
<p>E = Excelente MB = Muy buena B = Buena R = Regular M = Mala + Sólo en color negro, conteniendo negro de humo.</p>						

PROPIEDADES DE LAS CUBIERTAS

IV. Cubiertas textiles En este tipo de cubiertas se emplea una combinación de yute impregnado en asfalto y recubierto con un baño final de cal y talco, con el fin de evitar que se adhieran las capas adyacentes.

Para definir los límites de aplicación de los materiales de las cubiertas o sus combinaciones, es necesario conocer las exigencias a que pueden quedar expuestos los cables de energía por el medio ambiente de la instalación, exigencias que se pueden dividir de la siguiente manera:

1. **Térmicas** La temperatura de operación en la cubierta es de vital importancia, al igual que en el de los aislamientos. Sobrepasar los límites establecidos conduce a una degradación prematura de las cubiertas.
2. **Químicas** Los componentes de los cables son compuestos o mezclas químicas y, como tales, su resistencia ante ciertos elementos del medio donde se instalen son previsible y muy importantes de considerar para la selección del material de la cubierta.
3. **Mecánicas** Los daños mecánicos a que pueden estar sujetos los cables de energía se deben, para cables en instalaciones fijas, a los derivados del manejo en el transporte e instalación como son: radios de curvatura pequeños, tensión excesiva, compresión, cortes, abrasión, etc., los cuales reducen la vida del cable completo.

4.2 Propiedades

En la tabla 4.1 se presentan las propiedades de las cubiertas en cuanto a los requisitos antes mencionados.

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 ve en el cuadro 1

CUADRO 1

Conductores de baja tensión para la industria de la construcción:

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

En el cuadro 2 se clasifican los conductores del cuadro 1 por su temperatura de operación, y se indica el producto que Condumex ofrece en cada línea.

CUADRO 2

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

Nota:

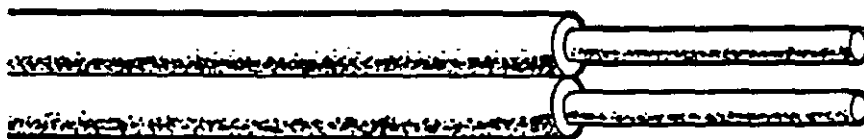
- (1) Estos productos se pueden ofrecer en grupos de tres conductores más un conductor neutro desnudo, dentro de una armadura engargolada de acero galvanizado o aluminio. El producto Vinanel 2000[®] THW-LS THHW puede ofrecerse en construcción trifásica

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. Por tal razón, estos últimos conducen la misma corriente que los THW, pero sus aislamientos pueden ser más delgados. además de tener otras propiedades adicionales que no tienen los THW, como veremos más adelante.

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 mordirse y provocar una falla en el conductor. Cuide además que las grapas o cinchos se coloquen a distancias adecuadas, para que el conductor no se cuelgue.

Aislamientos

Los aislamientos de los alambres y cables para la industria de la construcción, como se vio en los cuadros 1 y 2, 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 subsecuentes calentamientos no los reblandecen, sino que los degradan.

En el siguiente cuadro se muestra la clasificación para los conductores con aislamiento termoplástico, de acuerdo con la norma NMX-J-10 y sus correspondientes notas. Cabe destacar que nuestros productos cumplen con lo establecido por el National Electrical Code (NEC) de los EUA.

CUADRO3: Clasificación de los conductores con aislamiento termoplástico

Tipo	Temperatura máxima de operación	Descripción
TW	60°C	Conductor con aislamiento de PVC. Resistente a la humedad y a la propagación de incendio.
THW	75°C ⁽¹⁾	Conductor con aislamiento de PVC. Resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendio.
THWN	75°C	Conductor con aislamiento de PVC y cubierta de nylon. Resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama.
THHW	75°C en húmedo	Conductor con aislamiento de PVC. Resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendio.
	90°C en seco	
THHN	90°C	Conductor con aislamiento de PVC y cubierta de nylon, para instalarse sólo en seco. Resistente al calor y a la propagación de la flama.

Notas: Cualquier tipo de conductores eléctricos LS —no especificados dentro de esta tabla— deberá cumplir como mínimo con las pruebas de seguridad que le sean aplicables, en tanto se revisan e incluyen en la norma los requisitos específicos para esos conductores.

- (1) En aplicaciones especiales dentro de equipo de alumbrado por descarga eléctrica, la temperatura de operación máxima para los cables tipo THW es de 90°C. Esto queda restringido a circuitos abiertos de 1,000 Volts como máximo, y a secciones transversales de 2.082 a 8.367 mm² (14 a 8 AWG).

Las pruebas de seguridad a las que se hace mención en la tabla 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.*

La norma NOM-EM-002-SCFI-1994 clasifica los conductores con aislamiento a base de etileno-propileno (EP), o de polietileno de cadena cruzada (XLP) para instalaciones de hasta 600 Volts, de acuerdo con el siguiente cuadro:

CUADRO 4: Clasificación de los cables con aislamiento termofijo

Tipo ⁽¹⁾	Temperatura máxima	Descripción
XHHW	75°C ⁽²⁾	Conductor con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP). Resistente a la presencia de agua y al calor.
	90°C ⁽³⁾	
RHW	75°C ⁽²⁾	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 aislamientos con EP deben llevar cubierta termoplástica o termofija)
RHH	90°C ⁽³⁾	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 aislamientos con EP deben llevar cubierta termoplástica o termofija)

Notas:

- (1) Los tipos de conductores cubiertos en esta tabla pueden clasificarse como resistentes a la propagación de la flama, si cumplen con lo establecido en la NMX-J-192.
- (2) Para instalaciones en presencia de agua.
- (3) Para instalaciones en ambiente seco o húmedo.



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 es posible advertir 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 esten 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 de cables de baja tensión:

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

CUADRO 5: 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:

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

6

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

Construcción normal de cables concéntricos de cobre

Designación del conductor		Clase B		Diámetro exterior nominal del cable mm	Masa kg/km
Area de la sección transversal nominal mm ²	Calibre AWG/kCM	Núm. 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

Características dimensionales del alambre de cobre suave

Designación del conductor		Diámetro nominal mm	Masa kg/km
Area 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

Resistencia eléctrica de conductores de cobre suave cableado Clase B

Designación del conductor		Resistencia eléctrica Ω/km		
Area de la sección transversal nominal mm ²	Calibre AWG/CM	Corriente directa		Corriente alterna
		20°C	75°C	90°C
0.519	20	33.900	41.210	43.200
0.823	18	21.400	25.990	27.250
1.307	16	13.500	16.360	17.160
2.082	14	8.4500	10.270	10.770
3.307	12	5.3200	6.4700	6.7800
5.260	10	3.3400	4.0650	4.2600
8.367	8	2.1000	2.5600	2.6800
13.300	6	1.3200	1.6200	1.7000
21.140	4	0.8220	1.0200	1.0700
33.620	2	0.5230	0.6380	0.6700
51.780	1/0	0.3290	0.4020	0.4220
67.430	2/0	0.2610	0.3200	0.3350
85.010	3/0	0.2070	0.2540	0.2660
107.210	4/0	0.1640	0.2010	0.2110
126.700	250	0.1390	0.1710	0.1790
152.000	300	0.1160	0.1420	0.1490
177.300	350	0.0992	0.1220	0.1280
202.700	400	0.0865	0.1070	0.1110
253.400	500	0.0694	0.0862	0.0900
304.100	600	0.0574	0.0720	0.0750
370.000	750	0.0462	0.0586	0.0610
456.700	1000	0.0352	0.0452	0.0470



Resistencia eléctrica de alambres de cobre suave

Designación del conductor		Resistencia eléctrica Ω/km		
		Corriente directa	Corriente alterna	
Área de la sección transversal nominal mm^2	Calibre AWG	20°C	75°C	90°C
		13.30	6	1.30
8.367	8	2.06	2.5437	2.675
5.260	10	3.28	4.0500	4.260
3.307	12	5.21	6.4330	6.767
2.082	14	8.28	10.224	10.754
1.307	16	13.20	16.300	17.145
0.823	18	21.00	25.931	27.270
0.519	20	33.22	41.020	43.140

Proceso de fabricación y pruebas de aseguramiento de calidad

Es común que quien maneje conductores eléctricos no sepa ver un conductor. 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 o a la Dirección General de Normas (DGN).

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 de pruebas de calidad

Prueba	Producto de buena calidad	Razón	Producto de mala calidad	Causa	Consecuencias
Color del cobre	Rosa o naranja claro	Cobre de 99.9% de pureza	Naranja oscuro o café tenue	Cobre reprocesado y con impurezas	Mayor resistencia eléctrica que provoca calentamiento y disminuye la vida útil del conductor
Tersura del conductor de cobre	Sin rayones ni impurezas	Proceso de estrado adecuado Cobre de buena calidad	Con rayones e impurezas	Cobre de mala calidad y/o mal procesado	Mayor resistencia eléctrica en algunos puntos del conductor, que puede provocar fallas
Diámetro del conductor	Acorde con las normas	Cumplir con los reglamentos del país	Diámetro menor al especificado en normas	Reducir el costo del producto	Los conductores con sección menor a la adecuada son un engaño al cliente y no dan el servicio porque se sobrecalientan
Número de hilos del cable o cordón	Acorde con las normas	Cumplir con los reglamentos del país	Menor número de hilos	Reducir el costo del producto	Disminuye la sección real del conductor, provocando fallas, calentamiento y desgaste prematuro
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 esté bien aislada	Menor espesor de aislamiento	Reducir el costo del producto	La instalación tendrá un alto riesgo de falla, porque la corriente no está aislada correctamente
Centrado del conductor	Igual espesor de aislamiento en todo el conductor	Aislamiento bien aplicado	Menor espesor en algunas zonas del conductor	Mal proceso de fabricación	Posibilidad de falla o atornillaje 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 atornillaje por aislamiento deficiente, sobre todo en lapsos de sobrecarga
Suavidad del producto	Facilidad de manejo pero no muy blando	Materia prima de calidad y bien procesada	Conductores muy duros o tener plásticos 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 empacada	Lo especificado en el empaque	Medidores de longitud correctos	Reellos de 95 m en cajas de 100 m por ejemplo	Reducir costo del producto o maquinaria en mal estado	Pagar por un producto incompleto

Nota: Estas normas se comentan más adelante.

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



Quando 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 23 de febrero de 1994 en el Diario Oficial de la Federación —con carácter de emergencia— la norma NOM-EM-002-SCFI-1994: *Productos eléctricos. Conductores, alambres y cables. Especificaciones de seguridad y métodos de prueba.*

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.

Actualmente se trabaja en la elaboración de la Norma Oficial Mexicana NOM-J-63 para fijar los criterios de fabricación de conductores eléctricos; ésta sustituirá a la norma NOM-EM-002-SCFI-1994.

2.

Reglamentación para instalaciones eléctricas

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

- Facilidad y rapidez de instalación
- Operación eficiente del circuito
- Seguridad durante la instalación y operación de las líneas eléctricas
- 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-1994, 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, el 10 de octubre de 1994, la norma NOM-001-SEMP-1994: *Instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica*. Esta sustituye 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. *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-1994

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 idóneo.

A continuación se presentan los artículos que forman la norma NOM-001-SEMP-1994

Especificaciones

90 Introducción

Primera parte

Capítulo 1

Disposiciones generales

100 Definiciones

110 Requisitos para instalaciones eléctricas

Capítulo 2

Diseño y protección de las instalaciones eléctricas

200 Uso e identificación de los conductores puestos a tierra

210 Circuitos derivados

215 Alimentadores

220 Cálculo de circuitos derivados y alimentadores

- 225 Circuitos exteriores derivados y alimentadores (índice)
- 230 Acometidas
- 240 Protección contra sobrecorriente
- 250 Puesta a tierra
- 280 Apartarrayos

Capítulo 3

Métodos de instalación y materiales

- 300 Métodos de instalación
- 305 Alambrado provisional
- 310 Conductores para instalaciones de uso general
- 318 Charolas para cables
- 320 Alambrado visible sobre aisladores
- 321 Alambrado soportado por un mensajero
- 324 Instalaciones ocultas sobre aisladores
- 326 Cables de media tensión tipo MV
- 328 Cable plano tipo FCC
- 330 Cables con aislamiento mineral y cubierta metálica: tipo MI
- 331 Tubería eléctrica no metálica
- 333 Cables con armadura tipo AC
- 334 Cables con armadura metálica tipo MC
- 336 Cable con cubierta no metálica, tipos NM y NMC
- 337 Cable con pantalla y cubierta no metálica tipo SNM
- 338 Cable para acometida
- 339 Cables subterráneos para alimentadores y para circuitos derivados tipo UF
- 340 Cables de energía y control tipo TC para charolas
- 342 Extensiones no metálicas
- 343 Cable preensamblado en tubo conduit no metálico
- 344 Extensiones bajo el repello
- 345 Tubo conduit metálico semipesado
- 346 Tubo conduit metálico tipo pesado
- 347 Tubo rígido no metálico
- 348 Tubo conduit metálico tipo ligero
- 349 Tubería metálica flexible
- 350 Tubo conduit metálico flexible
- 351 Tubo conduit flexible hermético a los líquidos metálico y no metálico (*liquidtight*)
- 352 Canalizaciones metálicas y no metálicas de superficie
- 353 Multicontacto
- 354 Ductos bajo el piso

- 356 Canalizaciones en pisos celulares metálicos
- 358 Canalizaciones en pisos de concreto celular
- 362 Ductos metálicos y no metálicos con tapa
- 363 Cables planos tipo FC
- 364 Ductos con barras (electroductos)
- 365 Canalizaciones prealambradas
- 370 Registros de salida, de dispositivos, de empalme o de tiro, cajas de registro ovaladas y accesorios
- 373 Gabinetes, cajas y gabinetes para enchufe de medidores
- 374 Canales auxiliares
- 380 Desconectores
- 384 Tableros de distribución y gabinetes de control

Capítulo 4

Equipos de uso general

- 400 Cordones y cables flexibles
- 402 Alambres para aparatos
- 410 Luminarios, equipo de alumbrado, portalámparas, lámparas y receptáculos o contactos
- 422 Aparatos eléctricos
- 424 Equipo eléctrico fijo para calefacción de ambiente
- 426 Equipo eléctrico fijo para descongelar y derretir nieve
- 427 Equipo eléctrico fijo para calentamiento de tuberías para líquidos y recipientes
- 430 Motores, circuitos de motores y sus controles
- 440 Equipos de aire acondicionado y de refrigeración
- 445 Generadores
- 450 Transformadores y bóvedas de transformadores
- 455 Convertidores de fases
- 460 Capacitores
- 470 Resistencias y reactores
- 480 Acumuladores

Capítulo 5

Ambientes especiales

- 500 Lugares clasificados como peligrosos
- 501 Lugares clase I
- 502 Lugares clase II
- 503 Lugares clase III
- 504 Sistemas intrínsecamente seguros
- 510 Lugares clasificados como peligroso-específicos
- 511 Cocheras de servicio, de reparación y almacenamiento
- 513 Hangares de aviación
- 514 Surtidores (dispensarios) y estaciones de servicio y autoconsumo
- 515 Plantas de almacenamiento
- 516 Procesos de acabado
- 517 Instalaciones en lugares de cuidados de la salud
- 518 Lugares de concentración pública
- 520 Areas de audiencia en teatros, cines, estudios de televisión y lugares similares
- 530 Estudios de cine, televisión y lugares similares
- 540 Proyectores de cine
- 545 Inmuebles prefabricados
- 547 Construcciones agrícolas
- 550 Viviendas móviles y sus estacionamientos
- 551 Vehículos de recreo y sus estacionamientos
- 553 Construcciones flotantes
- 555 Marinas y muelles

Capítulo 6

Equipos especiales

- 600 Anuncios luminosos y alumbrado de realce
- 604 Sistemas de alambrado 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 estructura 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



CONDUMEX

RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

Introducción

Los parámetros de operación de los cables aislados son de utilidad para el diseñador de sistemas de distribución de energía eléctrica, ya que el conocimiento de dichos parámetros permite el estudio técnico-económico que sirve de base para la selección correcta del calibre del conductor, con base en la caída de tensión, pérdidas de energía en el conductor, etc. También permite determinar, para un cable ya seleccionado, el valor de la impedancia (Z) que es tan necesario en los análisis de cortocircuito del sistema así como en el comportamiento del cable en regímenes transitorios y al efectuar las pruebas de campo y el mantenimiento correspondiente.

1. Resistencia a la corriente directa

La resistencia a la corriente directa de un conductor eléctrico, formado por un alambre de cualquier material, está expresada por la fórmula:

$$R_{cd} = \rho \cdot \frac{L}{A} \text{ ohms} \quad (1)$$

en donde:

L = longitud del conductor

A = área de la sección transversal del conductor

ρ = resistividad volumétrica del material del conductor en unidades compatibles con L y A

El valor de la resistividad por unidad de masa, para el cobre, que ha normalizado la IACS a 20°C y 100% de conductividad es 0.15328 ohm-gram⁻¹cm². Para su aplicación práctica, la resistividad se suele dar por volumen. Los valores, en diferentes unidades usadas en los cálculos de ingeniería, son:

- 1.7241 microhm-cm
- 0.67879 microhm-pulgada
- 10.371* ohm-cmil/pie
- 17.241* ohm-mm²/km

Los valores para el aluminio grado EC con 61% de conductividad a 20°C según IACS, son:

- 2.828 microhm-cm
- 1.1128 microhm-pulgada
- 17.002* ohm-cmil/pie
- 28.28* ohm-mm²/km

Los valores marcados con un asterisco (*) son los más comúnmente usados para el cálculo de resistencias de conductores eléctricos.

Efecto de cableado

Cuando se trata de conductores cableados, su resistencia es igual a la resistencia de cada uno de los alambres dividida entre el número de ellos.

$$R_{ca} = \frac{R'}{n} = \frac{\rho}{n} \times \frac{L}{A'} \quad (2)$$

en donde R' y A' son la resistencia y el área de la sección transversal de cada alambre, respectivamente. Sin embargo, esta fórmula sería válida sólo si todos los alambres tuviesen la misma longitud. Como en realidad esto no es exacto ya que las longitudes de los alambres de las capas superiores tienen una longitud mayor, el incremento de la resistencia por efecto de cableado, para fines prácticos, se puede suponer:

$$R_{ca} = \rho \frac{L}{A} (1 - k_c) \quad (3)$$

en donde:

k_c es el "factor de cableado" y los valores correspondientes para diversos tipos de cuerdas se encuentran en la tabla 5.1, y en las tablas 5.2a y b se encuentran los valores de la resistencia a la corriente directa de los conductores usuales.

RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

TABLA 5.1 Incremento de la resistencia por efecto de cableado

Tipo de cableado	k _c
Redondo normal	0.020
Redondo compacto	0.020
Sectorial	0.015
Segmental	0.020

TABLA 5.2a Resistencia a la corriente directa a 20°C en conductores de cobre con cableado concéntrico normal, comprimido y compacto

mm ²	AWG MCM	Área de la sección (mm ²)	Resistencia eléctrica nominal a la cd (20°C) (Cu suave) Ω/km
	8	8.37	2.10
	6	13.30	1.322
	5	16.77	1.050
	4	21.15	0.832
	3	26.70	0.660
35	2	33.60	0.523
		34.89	0.504
	1	42.41	0.415
50		48.30	0.364
	1/0	53.50	0.329
	2/0	67.43	0.261
70		69.00	0.255
	3/0	85.00	0.207
	4/0	107.21	0.164
	250	126.70	0.139
150	300	152.01	0.116
	350	177.34	0.0992
	400	202.70	0.0867
240		242.50	0.0726
	500	253.4	0.0694
	600	304.02	0.0578
	700	354.70	0.0496
	750	380.02	0.0463
	800	405.36	0.0434
	1000	506.7	0.0347

TABLA 5.2b Resistencia a la corriente directa a 20°C en conductores de aluminio con cableado concéntrico normal, comprimido y compacto

Designación AWG MCM	Área de la sección transversal (mm ²)	Resistencia eléctrica nominal a la cd ohm/km a 20°C
2	33.6	0.860
1/0	53.5	0.539
2/0	67.4	0.428
3/0	85.0	0.3391
4/0	107.2	0.269
250	126.7	0.228
350	177.3	0.163
500	253.4	0.114
600	304.0	0.0948
700	354.7	0.0813
1000	506.7	0.0569

2. Efecto de la temperatura en la resistencia

Dentro de los límites normales de operación de los conductores eléctricos, los únicos cambios apreciables en los materiales usados son los incrementos en la resistencia y la longitud que estos sufren, en virtud de cambios en su temperatura. El más importante (para los cables aislados) es el cambio en el valor de la resistencia, ya que el incremento en la longitud sólo es importante en el caso de líneas aéreas con grandes tramos entre postes.

En cables aislados bastará con usar una técnica adecuada de instalación que permita absorber el cambio en las dimensiones del conductor.

Si efectuáramos mediciones de la resistencia en un conductor, a distintas temperaturas, y situáramos los valores obtenidos en una gráfica, obtendríamos la curva ilustrada en la figura 5.1.

La resistencia (R_2), a una temperatura cualquiera T_2 , en función de la resistencia (R_1), a una temperatura T_1 , distinta de cero, estaría dada por:

$$R_2 = R_1 [1 - \alpha (T_2 - T_1)] \quad (4)$$

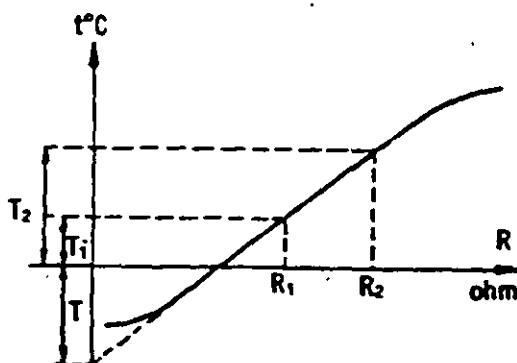


Fig. 5.1 Variación de la resistencia de un conductor eléctrico metálico con la temperatura.

RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

en donde α se denomina "coeficiente de corrección por temperatura" y sus dimensiones son el recíproco de grados centígrados. El valor de la resistividad se expresa generalmente a una temperatura estándar de 20°C (68°F).

El punto de intersección de la prolongación de la parte rectilínea de la curva de la figura con el eje t (temperaturas) es un valor constante para cada material; en esta temperatura, el valor teórico de la resistencia del material es nula. A continuación se dan valores de T en °C, para los materiales comúnmente usados en la fabricación de conductores eléctricos:

|T| = 234.5°C para cobre recocido estirado en frío con 100% de conductividad, según IACS.

|T| = 241°C para cobre semiduro estirado en frío con 97.3% de conductividad, según IACS.

|T| = 228°C para aluminio estirado en frío con 61% de conductividad, según IACS.

De la figura 5.1 se deduce que:

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T_2 + T}{T_1 + T} \quad (5)$$

expresión útil para cálculos prácticos de ingeniería (véase tabla 5.3). Asimismo es fácil demostrar que si:

$$\alpha = \frac{1}{234.5} = 0.00427, \text{ a } 0^\circ\text{C}$$

entonces:

$$\alpha = \frac{1}{234.5 - x^\circ\text{C}}, \text{ a } x^\circ\text{C} \quad (6)$$

Los factores de corrección para cobre de 100% de conductividad IACS se obtuvieron de la siguiente fórmula:

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{234.5 + 20}{234.5 + T} = \frac{254.5}{234.5 + T} \quad (7)$$

Los factores de corrección para aluminio de 61% de conductividad IACS se obtuvieron de la siguiente fórmula:

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{228 + 25}{228 + T} = \frac{253}{228 + T} \quad (8)$$

en donde:

R_1 = resistencia a 20°C

R_2 = resistencia medida a la temperatura de prueba

T = temperatura de prueba

TABLA 3 Factores de corrección por temperatura para cálculo de resistencias de conductores eléctricos de cobre y aluminio

Temperatura del conductor en °C	Factor de corrección a 20°C	
	Cobre	Aluminio
0	1.085	1.088
5	1.062	1.064
10	1.040	1.042
15	1.020	1.020
20	1.000	1.000
25	0.980	0.980
30	0.962	0.961
35	0.944	0.943
40	0.927	0.925
45	0.910	0.908
50	0.894	0.892
55	0.879	0.876
60	0.869	0.861
65	0.850	0.846
70	0.836	0.832
75	0.822	0.818
80	0.809	0.805
85	0.796	0.792
90	0.784	0.780

3. Resistencia a la corriente alterna

La resistencia de un conductor eléctrico por el que circula corriente alterna es mayor que la resistencia que presenta el mismo conductor a la corriente directa. Este incremento es ocasionado por dos efectos.

- El efecto superficial o de piel y
- El efecto de proximidad

por lo que la resistencia a la corriente alterna se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$R_{ca} = R_{cd} (1 + Y_s + Y_p)$$

donde:

- R_{ca} = resistencia a la corriente alterna
- R_{cd} = resistencia a la corriente directa
- Y_s = factor debido al efecto de piel
- Y_p = factor debido al efecto de proximidad

Si se hace circular una corriente alterna por un conductor, las pérdidas de energía por resistencia resultan algo mayores que la pérdida que se produce cuando circula una corriente directa de magnitud igual al valor eficaz de la corriente alterna.

Para explicar este fenómeno podemos imaginar el conductor compuesto por una serie de filamentos paralelos al eje del mismo, todos ellos de la misma sección y de la misma longitud y consecuentemente de la misma resistencia.

Al circular corriente directa por el conductor, tendremos que la diferencia de potencial aplicada a cada filamento es la misma y, ya que la resistencia de todos los filamentos es igual, la corriente en cada filamento será igual a la de los demás y se tendrá una densidad de corriente uniforme en toda la sección del conductor.

Cuando circula una corriente alterna, el flujo magnético que producirá esta corriente cortará los filamentos de que hemos considerado compuesto el conductor. Los filamentos de la parte central del conductor se eslabonan con más líneas de fuerza de otros filamentos que los que se eslabonan con los filamentos externos del conductor; por lo tanto, la fuerza contraelectromotriz inducida en los filamentos centrales será mayor que la inducida en los filamentos superficiales.

Como la diferencia de potencial entre los extremos de todos los filamentos tiene que ser igual, ya que están conectados en paralelo, tendrá que verificarse que las caídas de potencial sean iguales y, por lo tanto, las corrientes en los filamentos centrales en los que la fuerza contraelectromotriz inducida es mayor tendrán que ser menores que las corrientes en los filamentos superficiales, o sea que la densidad de corriente es mayor en la superficie del conductor que en el centro.

A este fenómeno también se le conoce como "efecto pelicular" o "efecto Kelvin".

El factor Y_s del efecto de piel se calcula por medio de:

$$Y_s = \frac{X_s^4}{192 + 0.8 X_s^4} \quad (10)$$

con

$$X_s^2 = \frac{8\pi f}{R'} \times 10^{-4} k_s \quad (10')$$

donde:

f = frecuencia del sistema, Hz

R' = resistencia del conductor a la c.d. corregida a la temperatura de operación, ohm/km.

En la tabla 5.4 se dan algunos valores de k_s .

Efecto de proximidad

Cuando un conductor por el que fluye una corriente eléctrica de variación alterna se encuentra cercano a otro que transporta un flujo de iguales caracte-

TABLA 4

Factores k_s y k_p	k_s	k_p
Conductor redondo compacto	1.0	1.0
Conductor redondo	1.0	1.0
Conductor compacto segmental	0.435	0.37

rísticas pero de sentido contrario, crea una resta vectorial de densidad de flujo originando una reducción en la inductancia en las caras próximas y un aumento en las diametralmente opuestas, dando por resultado una distribución no uniforme de la densidad de corriente y un aumento aparente de la resistencia efectiva, la cual se calcula afectando la resistencia original por un factor (k_p)

Esto es válido para cables paralelos que alimentan cargas monofásicas trifásicas. La fórmula siguiente da el valor de Y_p :

$$Y_p = \frac{X_p^4}{192 + 0.8 X_p^4} \left(\frac{d_c}{s} \right)^2 \left[0.312 \left(\frac{d_c}{s} \right)^2 + \frac{1.18}{\frac{X_p^4}{192 + 0.8 X_p^4} + 0.27} \right] \quad (1)$$

con:

$$X_p^2 = \frac{8\pi f}{R'} \times 10^{-4} k_p$$

donde:

d_c = diámetro del conductor (cm)

s = distancia entre ejes de los conductores (cm)

En el caso de cables tripolares con conductor segmental, el valor de Y_p obtenido se deberá multiplicar por 2/3, para obtener el factor de proximidad. También se deberá sustituir en la fórmula original:

$d_c = d_x$, que es el diámetro de un conductor redondo de la misma área que el conductor sectorial.

$s = d_x + t$

donde t es el espesor del aislamiento.

TABLA 5 | Razón de resistencias, c.a./c.d., para conductores de cobre y aluminio a una frecuencia de 60 cps. Cableado concéntrico normal

Calibre conductor AWG o MCM	Para cubiertas no metálicas. Véase nota 1		Para cables con cubiertas metálicas. Véase nota 2	
	1		2	
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
3 y menores	1.000	1.000	1.00	1.00
2	1.000	1.000	1.01	1.00
1	1.000	1.000	1.01	1.00
1/0	1.001	1.000	1.02	1.00
2/0	1.001	1.001	1.03	1.00
3/0	1.002	1.001	1.04	1.01
4/0	1.004	1.001	1.05	1.01
250	1.005	1.002	1.06	1.02
300	1.006	1.003	1.07	1.02
350	1.009	1.004	1.08	1.03
400	1.011	1.005	1.10	1.04
500	1.018	1.007	1.13	1.06
600	1.025	1.010	1.16	1.08
750	1.039	1.015	1.21	1.11
1000	1.067	1.026	---	1.19
1250	1.102	1.040	---	1.27
1500	1.142	1.058	---	1.36
1750	1.185	1.079	---	1.46
2000	1.233	1.100	---	1.56
2500	1.326	---	---	---

Nota 1. Úsese la columna 1 para la razón c.a./c.d. para:

- A) Conductor monofásico con cubierta no metálica, instalado en aire o en ducto no metálico
- B) Conductor monofásico con cubierta metálica, instalado con las cubiertas aisladas en aire o en ductos no metálicos separados

La columna 1 incluye únicamente el efecto de piel (skin). Por lo general, pueden despreciarse los factores de proximidad que varían con el espaciamiento, para instalaciones espaciadas en forma uniforme.

Nota 2. Úsese la columna 2 para la razón c.a./c.d. para:

- A) Cables multiconductores con cubierta metálica
- B) Cables multiconductores con cubierta no metálica en conduit metálico
- C) Dos o múltiplo de dos conductores monofásicos con cubierta no metálica, instalados en el mismo conduit metálico
- D) Cables multiconductores con cubiertas no metálicas, instalados al aire o en conduit no metálico

La columna 2 incluye la corrección por efecto superficial (skin), de proximidad y todas las otras pérdidas inductivas de corriente alterna.

4 Ejemplo

Como se podrá apreciar en las tablas que complementan los enunciados, pueden efectuar cálculos aproximados de la resistencia efectiva del conductor que en ocasiones, por brevedad, son tan necesarios en cálculos de ingeniería. Se presenta a continuación, a manera de ejemplo, el cálculo y resultados, siguiendo las fórmulas presentadas, y la secuencia utilizando las aproximaciones de las tablas.

Ejemplo: Se desea conocer la resistencia efectiva de un cable VULCANEL monopolar con conductor compacto de cobre suave, calibre 500 MCM, bajo las siguientes condiciones de instalación:

1. Separación mantenida entre centros, 20 cm
2. Temperatura de operación del conductor, 90°C
3. Frecuencia del sistema, 60 Hz

Mediante fórmulas

La secuencia de los cálculos es:

1. Cálculo de la resistencia a la c.d. a una temperatura de 20°C (Fórmulas 5.1 y 5.3)
2. Corregir la resistencia calculada a la temperatura de operación
3. Calcular el efecto superficial (Fórmulas 5.10 y 5.10')
4. Calcular el efecto de proximidad (Fórmulas 5.11 y 5.11')
5. Aplicar la fórmula

Así entonces, en el ejemplo se tiene:

$$1. R_{cd(20^{\circ}\text{C})} = \frac{17.241}{253.4} = 0.06804 \text{ ohm/km (Fórmula 5.1)}$$

Corrección por cableado

$$R_{cd(20^{\circ}\text{C})} = 0.0680 \times 1.02 = 0.0694 \text{ ohm/km (Fórmula 5.3)}$$

2. A la temperatura de operación:

$$\alpha = \frac{1}{234.5 + 20} = 0.003929/^{\circ}\text{C (Fórmula 5.6)}$$

$$R_{cd(90^{\circ}\text{C})} = 0.0694 [1 + 0.00393 (90 - 20)] = 0.0885 \text{ ohm/km (Fórmula 5.4)}$$

La inductancia de un cable está dada por la suma de la inductancia propia o interna L_o (ya que parte del flujo generado corta al conductor mismo) más la externa o mutua L_m .

$$L = L_o + L_m \quad (1)$$

La inductancia propia (L_o) de un conductor es constante, dependiendo únicamente de su construcción; esto es, si es sólido o cableado. Matemáticamente se puede demostrar que podemos considerar un conductor imaginario que no es cortado por el flujo generado, afectando el radio (r) de la sección conductora por una constante (véase tabla 6.1); así se obtiene el radio de un conductor imaginario para el que todo el flujo es externo. Al radio así calculado se le conoce como radio medio geométrico del conductor (RMG) y la ecuación 6.1 se puede expresar en función del RMG según se indica en la tabla 6.2.

TABLA 6.1 Radio medio geométrico de conductores usuales

Construcción del conductor	RMG
Alambre sólido	0.779r
Cable de un solo material	
7 hilos	0.726r
19 hilos	0.758r
37 hilos	0.768r
61 hilos	0.772r
91 hilos	0.774r
127 hilos	0.776r
r = Radio del conductor	

La inductancia mutua depende de la separación y disposición de los cables, de la construcción del cable en cuanto al conductor y si está provisto o no de pantallas o cubiertas metálicas y conexión a tierra de las mismas.

En el cálculo de la inductancia total (incluidos los efectos de la inductancia mutua y propia) se pueden distinguir los siguientes casos:

1. Cables sin pantalla o cubierta metálica, o bien, los cables que provistos de pantallas o cubiertas metálicas éstas se encuentren conectadas a tierra de tal forma que no existen corrientes a través de las mismas.
2. Cables con pantallas¹ o cubiertas metálicas que se encuentren conectadas a tierra de tal forma que permiten corrientes a través de las mismas.

¹ Para efectos prácticos, los cables con pantalla a base de cintas metálicas o equivalente, con conexión a tierra de ésta en dos o más puntos y que, por lo tanto, fomentan el paso de corrientes a través de ella, pueden ser considerados dentro del primer caso, para calcular la inductancia total, ya que la sección de estas pantallas es muy pequeña, dando lugar a una resistencia eléctrica tan elevada que limita tales corrientes a valores depreciables.

2 Reactancia inductiva

El valor de la reactancia inductiva depende de la frecuencia del sistema y del valor de la inductancia total (suma de la inductancia propia y mutua) del cable y se obtiene de la siguiente expresión:

$$X_L = 2\pi f L \text{ ohm/km} \quad (2)$$

donde:

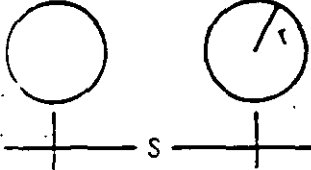
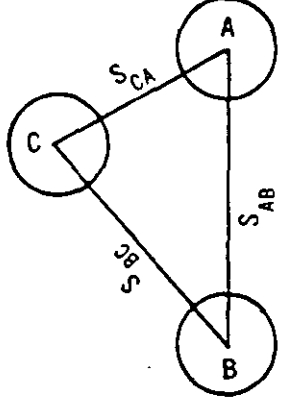
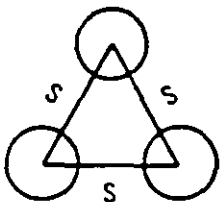
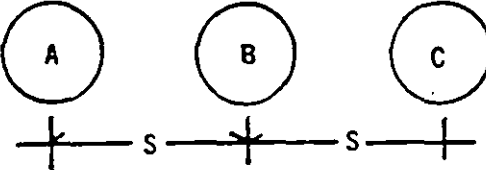
- f = frecuencia del sistema en Hz
- L = inductancia en henry/km

Formulas de cálculo de la inductancia total (H/km)

Caso 1

Las fórmulas para el cálculo de la inductancia total, para diversas disposiciones de los cables, se resumen en la tabla 6.2.

TABLA 2 Caso 1 Fórmulas de cálculo de la inductancia total (H/km)

 $L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{S}{RMG} \quad (6.3)$	 <p>El valor medio de la inductancia total del sistema es:</p> $L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{DMG}{RMG} \quad (6.5)$ <p>donde DMG es la distancia media geométrica y queda definida como:</p> $DMG = \sqrt[3]{S_{AB} \times S_{BC} \times S_{CA}} \quad (6.5')$ <p>$S_{AB} \neq S_{BC} \neq S_{CA}$ Formación triangular</p>
<p>Formación triangular equidistante</p>  $L = L_A = L_B = L_C$ $L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{S}{RMG} \quad (6.4)$	 <p>El valor medio de la inductancia total es:</p> $L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{DMG}{RMG}$ <p>donde $DMG = \sqrt{2} \times S \quad (6.6)$</p> <p>Formación plana</p>

3. Por efecto de piel

$$X_s^2 = \frac{8 \pi}{0.0885} (60) \times 10^{-4} (1.0) = 1.704$$

$$Y_s = \frac{(1.704)^2}{192 + 0.8(1.704)^2} = 0.015$$

4. Por efecto de proximidad:

$$X_p^2 = \frac{8 \pi}{0.0885} (60) \times 10^{-4} (1.0) = 1.704$$

$$Y_p = 0.0005$$

5. Finalmente,

$$R_{ca(90^\circ\text{C})} = 0.0885 (1 + 0.015 + 0.0005) = 0.0899 \text{ ohm/km}$$

Por tablas (aproximaciones)

La secuencia a seguir es:

1. Resistencia a la c.d. a 20°C (Tabla 5.2a)
2. Dividir entre el factor correspondiente de la tabla 5.3
3. y 4. Aproximar los efectos de proximidad y superficial multiplicando por el factor de la tabla 5.5

Cálculos

De la tabla 5.2a. da

$$R_{cd(20^\circ\text{C})} = 0.0694$$

Tomando el valor de corrección de la tabla 5.3

$$R_{ca(90^\circ\text{C})} = \frac{0.0694}{0.784} = 0.0885$$

Con el factor de corrección de la tabla 5.5 incluimos el efecto de piel y de proximidad.

$$R_{ca(90^\circ\text{C})} = 0.0885 \times 1.018 = 0.0901 \text{ ohm/km}$$

Se puede observar que los resultados son muy similares, con un error mínimo, por lo que en algunos cálculos pudiera aplicarse el método corto con aproximaciones dadas por las tablas.

INDUCTANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA

1 Inductancia

Cuando en un conductor eléctrico circula una corriente de magnitud variable en el tiempo se crea un flujo magnético variable, el cual se enlaza con los demás conductores del circuito (por los que también circulan corrientes de naturaleza análoga), a la razón de la variación del flujo magnético a la variación de la corriente en el tiempo se le conoce como inductancia:

$$L \propto \frac{\text{Variación del flujo magnético en el tiempo}}{\text{Variación de la corriente en el tiempo}}$$

en donde la inductancia L se da en henrys.

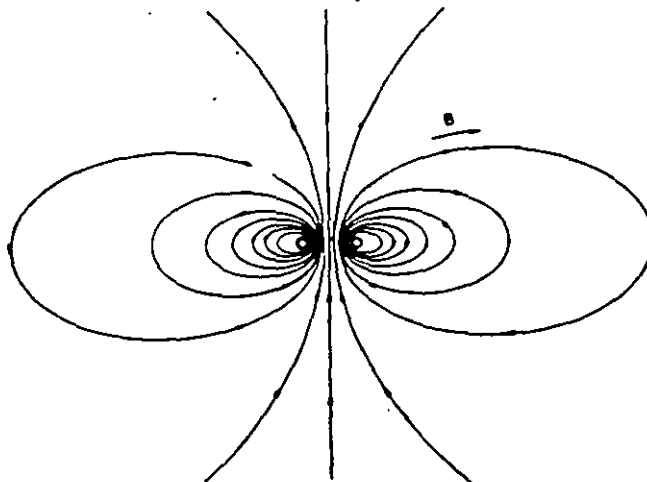


Fig. 6.1 Flujos magnéticos que rodean a conductores por los que circulan corrientes variables.

4. Inducción de cables en paralelo

En ocasiones, las conexiones de los sistemas deben de realizarse a través de más de un cable por fase, dando lugar a sistemas con dos o más cables en paralelo.

La inducción y, consecuentemente, la reactancia inductiva de cables en paralelo de una misma fase debe ser igual para todos, puesto que de ello depende la distribución de la corriente en ellos; por ejemplo: en un sistema con dos cables en paralelo es de esperarse que cada uno conduzca la mitad de la carga; si el sistema no tiene una reactancia inductiva uniforme esto ocasionará que uno de los cables conduzca una carga mayor que la proyectada, ocasionando envejecimiento prematuro de los aislamientos y, como consecuencia, fallas.

Se obtiene una distribución completamente uniforme de la corriente sólo cuando se utilizan cables de tres conductores, puesto que de esa forma se elimina la influencia inductiva de los cables próximos.

En el caso de cables monopolares en paralelo que estén dispuestos en configuración plana, si los cables de una misma fase están agrupados y tendidos uno junto al otro (Fig. 6.3a) se obtiene un coeficiente de inducción muy irregular. Es mejor agrupar los cables de distintas fases en sistemas, y hacer que las separaciones entre los cables (d) pertenecientes a un sistema sea menor que las distancias (D) entre los propios sistemas.

El orden de las fases dentro de un sistema es igualmente de gran importancia. En concordancia con el número de sistemas trifásicos se recomienda la sucesión de fases de la figura 6.2b. Con esta disposición, los coeficientes de inducción de los cables paralelos en una fase son prácticamente iguales, mientras que las fases A, B y C difieren entre sí. Sin embargo, esto es menos perjudicial que la diferencia en inducción de cables de la misma fase.

En la figura 6.2c tenemos un ejemplo de distribución que cumple con las condiciones de agrupar cables de distintas fases en sistemas y también conserva la separación entre sistemas ($D \gg d$) mayor que la que existe entre cables pero es desfavorable pues, en este caso, difieren no sólo los coeficientes de inducción entre las fases ABC, sino también los de los cables paralelos en un misma fase.



a) Posición incorrecta; cables de la misma fase contiguos



b) Posición correcta; cables de distintas fases formando sistemas



c) Posición incorrecta; cables con una mala secuencia de fases

Fig. 3 Agrupación de cables monopolares en paralelo.

INDUCTANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA

En el caso de cables en charolas, puede suceder que, además de tener cables en configuración plana, se tengan más charolas en posición vertical. En esta situación se recomienda agrupar a los cables como se muestra en la Fig. 6.4.

El coeficiente de inducción de los cables conectados en paralelo es prácticamente uniforme si se adopta esta disposición. Los coeficientes de inducción de las distintas fases son diferentes, lo cual no tiene importancia, ya que en la mayoría de los casos los circuitos son de poca longitud.

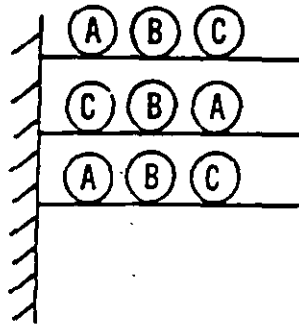
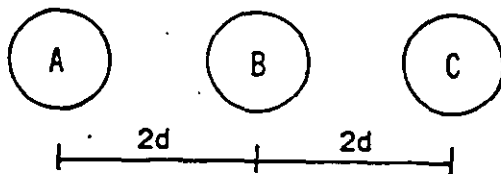


Fig. 4 Cables dispuestos en charolas.

Calcular la inductancia y reactancia inductiva de un sistema trifásico 60 Hz, con cables VULCANEL XLP, 15 kV, 250 MCM, conductor de cobre, 37 hilos, en formación plana y separados una distancia igual a dos veces su diámetro. Las pantallas están conectadas de un solo lado a tierra por lo que no hay corrientes inducidas a través de ellas.



I. Búsqueda de datos para calcular la inductancia total, en la tabla 6.2.

donde:

$$DMG = \sqrt{2} \times S$$

S = distancia entre centros de cables.

El RMG depende de la construcción del conductor que, en este caso, es de 37 hilos; por lo tanto, en la tabla 6.1 vemos que

$$RMG = 0.768 r$$

donde:

r = radio del conductor

El cable VULCANEL XLP. 15 kV. conductor de cobre, calibre 250 MCM tiene las siguientes dimensiones:

$$\text{Diámetro del conductor} = 13.7 \text{ mm}$$

$$\text{Diámetro total} = 28.1 \text{ mm}$$

II. Solución numérica

$$RMG = 0.768 \times \frac{13.7}{2} = 5.261 \text{ mm}$$

$$DMG = \sqrt{2} \times 2 \times 25.1 = 70.81 \text{ mm}$$

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{70.81}{5.261}$$

$$L = 0.520 \frac{\text{mH}}{\text{km}}$$

La reactancia inductiva está dada por:

$$X_L = 2 \pi fL \frac{\text{ohm}}{\text{km}}$$

$$X_L = 2 \pi (60) (0.520 \times 10^{-3})$$

$$X_L = 0.196 \frac{\text{ohm}}{\text{km}}$$

CAPACITANCIA Y REACTANCIA CAPACITIVA

La capacitancia entre dos conductores se define como la razón de la carga entre los conductores a la diferencia de potencial aplicada entre ellos y que en forma de ecuación se expresa como

$$C = q/v \quad (1)$$

donde:

q = carga entre los conductores en coulombs por kilómetro
 v = diferencia de potencial.

En el caso de cables aislados, el cálculo de la capacitancia depende de su construcción; si es monopolar o tripolar, provisto o no de pantallas; así como del material y espesor del aislamiento.

Para efectos de este manual se presenta el cálculo para dos tipos de cables:

Cable monopolar con cubierta o pantalla metálica

Cable tripolar con cubierta común

1 Cable monopolar con cubierta o pantalla metálica

En este caso, el cable representa un capacitor en el que el conductor, que se encuentra al potencial de línea, constituye una de las placas y la pantalla o cubierta metálica, que está a tierra, constituye la otra placa. Por último, el dieléctrico lo constituye el propio aislamiento.

En términos de la definición de capacitancia dada en la ecuación (1), se puede demostrar que para este tipo de cables la capacitancia queda dada por:

$$C = \frac{0.0241 \text{ SIC}}{\log \frac{d_a}{d_c}} \times 10^{-6} \text{ farad/km} \quad (2)$$

donde:

SIC = constante inductiva específica del aislamiento

d_a = diámetro sobre el aislamiento

d_c = diámetro bajo el aislamiento

2 Cable tripolar con cubierta común

La capacitancia para este tipo de cables se da en función del llamado factor geométrico, G, de la siguiente manera:

$$C = \frac{0.166 \text{ SIC}}{G} \times 10^{-6} \text{ F/km} \quad (3)$$

El factor geométrico G lo determina la construcción del cable, es adimensional y depende únicamente de la relación entre conductores y aislamiento. Los valores adecuados para G pueden tomarse en la gráfica de la figura 7.1.

En el caso de conductores sectoriales, el factor geométrico es menor que para un conductor redondo de la misma sección y espesor de aislamiento; el valor correspondiente se obtiene al considerar al conductor sectorial en términos de su equivalente redondo y multiplicando por el factor de reducción también indicado en la gráfica de la figura 7.1.

3. Reactancia capacitiva

La reactancia capacitiva queda definida por la siguiente ecuación:

$$X_c = \frac{1}{2 \pi f C} \quad (4)$$

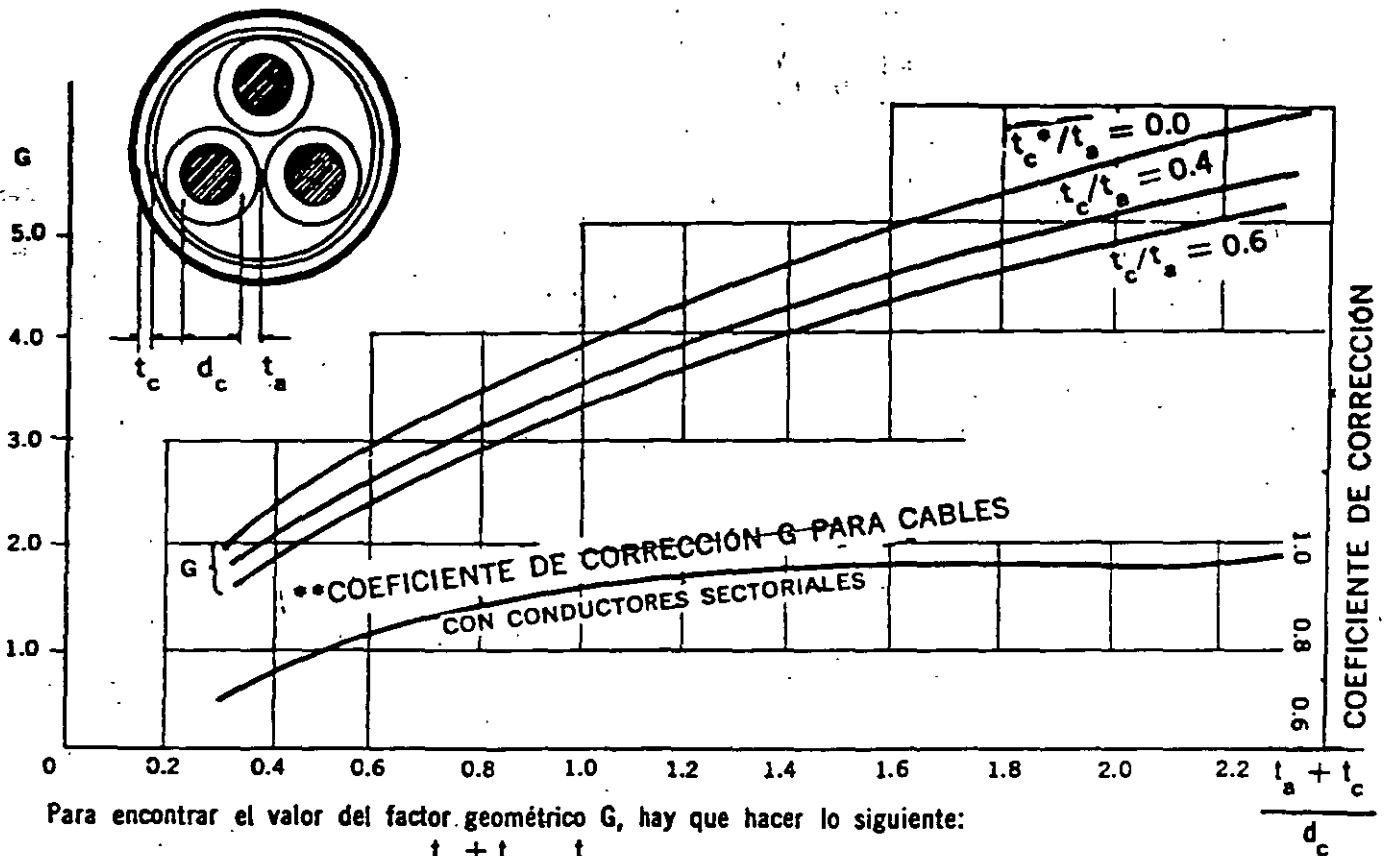
donde:

X_c = reactancia capacitiva en Mohm/km

C = capacitancia en farad/km, calculada en los incisos anteriores

f = frecuencia del sistema

CAPACITANCIA Y REACTANCIA CAPACITIVA



- 1o. Calcular las relaciones $\frac{t_a + t_c}{d_c}$ y $\frac{t_c}{t_a}$
- * 2o. Encontrar el valor de G de la gráfica. El valor de $\frac{t_c}{t_a} = 0$ se utiliza para cables sin cintura.
- ** 3o. Si el cable es sectorial, multiplicar el factor geométrico G por el valor correspondiente del factor de corrección, utilizando como entrada a la gráfica la relación $\frac{t_a + t_c}{d_c}$

Fig. .1 Coeficiente geométrico G empleado en el cálculo de la capacitancia.

4. Ejemplo

Calcular la capacitancia y reactancia capacitiva de un cable de energía VULCANEL EP, 15 kV, calibre 500 MCM.

Características del cable y del sistema:

Diámetro sobre aislamiento = 29.43 mm

Diámetro bajo aislamiento = 20.19 mm

Constante inductiva específica EP = 2.6, tabla 9.2. La frecuencia de operación del sistema es 60 Hz.

De la ecuación (2),

$$C = \frac{0.0241 \cdot (2.6)}{\log \left[\frac{29.43}{20.19} \right]} \left[\frac{\mu F}{km} \right] = 3.829 \times 10^{-1} \frac{\mu F}{km}$$

Por la ecuación (4),

$$X_c = \frac{1}{2 \pi f C} \text{ Mohm} \cdot \text{km}$$

$$X_c = \frac{1}{2 \pi (60) (3.829 \times 10^{-1})} = 0.00692 \text{ M}\Omega \cdot \text{km}$$



CONDUMEX

TERMINALES

Generalidades

Como parte complementaria de los cables utilizados en la distribución de energía eléctrica se encuentran los accesorios, los cuales harán posible efectuar las transiciones entre líneas de distribución aéreas a subterráneas; de cable a equipo (ya sean transformadores, interruptores, seccionalizadores, etc.), o bien simplemente entre dos cables.

Ya que los accesorios formarán parte de las mismas redes de distribución que los cables y equipo periférico y dada la importancia que tiene la continuidad del servicio, los accesorios deben estar diseñados, fabricados e instalados haciendo uso de tecnología y calidad suficientes, para asegurar un largo periodo de vida con el mínimo de problemas.

La idea de esta sección (Caps. 13 a 17) es la de mostrar un panorama general de lo relativo a la tecnología utilizada para el diseño, la calidad que deben tener los materiales empleados en la manufactura y generalidades sobre instalación de diversos accesorios; con el único fin de que el usuario pueda utilizar o especificar con mayor certeza aquellos accesorios que satisfagan ampliamente sus necesidades.

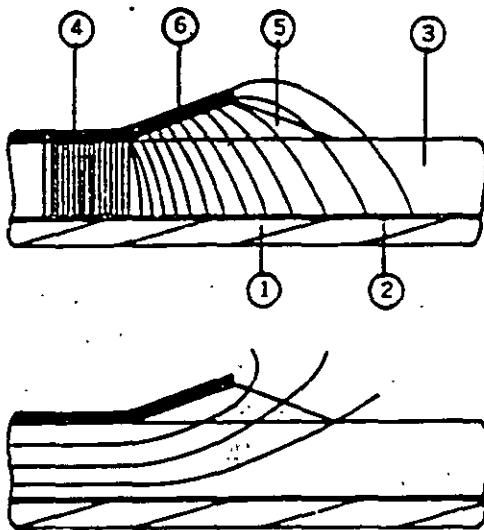
Principios de operación

La utilización de terminales en los sistemas de distribución subterránea tiene como objetivo primario el reducir o controlar los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable, al interrumpir y retirar la pantalla sobre el aislamiento, y como objetivos secundarios se encuentran el proporcionar al cable una distancia de fuga aislada adicional y hermeticidad. Dependiendo de los elementos funcionales que proporcionen, la clasificación de acuerdo con la Norma NOM 199 es de la siguiente manera:

A continuación se describirán brevemente las características más sobresalientes de las técnicas utilizadas para reducir el esfuerzo eléctrico producido sobre el aislamiento del cable, en la sección en donde se retira el blindaje electrostático:

a) Método geométrico (cono de alivio)

El método del cono de alivio consiste en formar una continuación del blindaje electrostático con el diámetro ampliado; esta configuración puede ser obtenida por medio de aplicación de cintas, elastómero preformado o metálico preformado. La figura 13.2 ilustra la distribución de los esfuerzos eléctricos cuando el control de éstos es a base de cono de alivio. La expansión en diámetro dependerá de la clase de aislamiento del sistema que se utilice.



1. Conductor
2. Pantalla sobre conductor
3. Aislamiento
4. Pantalla sobre aislamiento
5. Base del cono de alivio
6. Plano de tierra

Fig. 13.2 Control de esfuerzos eléctricos por medio del cono de alivio.

b) Método de la resistividad variable

El método de la resistividad variable consiste en una combinación de materiales resistivos y capacitivos que amortiguan los esfuerzos al cortar la pantalla, obteniendo la reducción del esfuerzo sobre el aislamiento del cable. Los materiales utilizados para lograr este control de esfuerzos son: cintas, pastas o materiales termocontráctiles. La figura 13.3 muestra la distribución de los esfuerzos eléctricos utilizando este método.

c) Método capacitivo

El método capacitivo consiste en el control de esfuerzos por medio de materiales aislantes con una alta constante dieléctrica y que, conservando sus características aislantes, refractan las líneas del campo en la región adyacente al corte de la pantalla del cable. Los materiales con que se obtiene este resultado son: cintas y elastómero moldeado. La figura 13.3 muestra la distribución de los esfuerzos eléctricos utilizando este medio de control.

a) Terminal clase 1

Es aquella que "Proporciona control de los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable al interrumpir y retirar la pantalla; proporciona distancia de fuga aislada externa entre los conductores del cable y tierra, y proporciona un sello de hermeticidad, manteniendo la presión, si la hay, del sistema del cable". Las terminales disponibles que cumplen con estas características contienen un aislador de porcelana y el dispositivo para el control de esfuerzos puede ser del tipo interconstruido o elastomérico o encintado.

b) Terminal clase 2

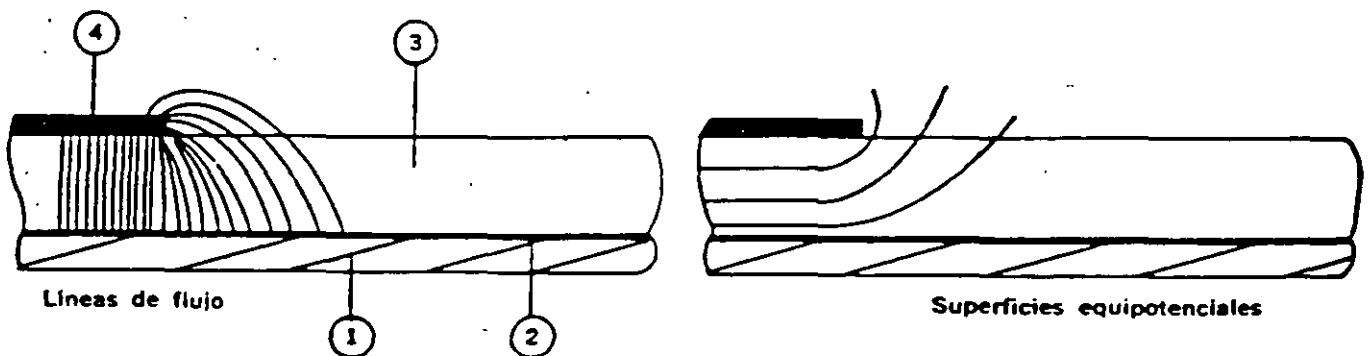
Es aquella que "Proporciona control de los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable al interrumpir y retirar la pantalla y proporciona distancia de fuga aislada externa entre los conductores del cable y tierra". Los tipos de terminales disponibles son premoldeada, termocontráctil y encintada.

c) Terminal clase 3

Es aquella que "Proporciona únicamente control de los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable al interrumpir y retirar la pantalla". Los tipos de estas terminales disponibles son premoldeadas a base de pastas o barnices, encintadas y termocontráctiles.

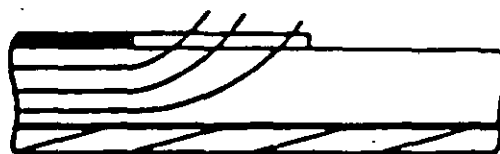
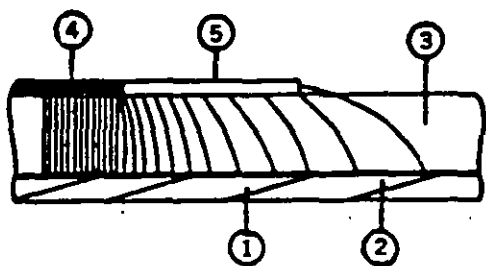
Existen dos formas básicas para efectuar el alivio de los esfuerzos eléctricos en la terminación de la pantalla electrostática; estos son: método resistivo y método capacitivo; dentro de estos dos métodos se encuentran contenidos todos los métodos de alivio con diferentes técnicas y materiales. De esta manera se pueden dividir en tres tipos básicos los cuales son: método geométrico (cono de alivio), método de la resistividad variable y método capacitivo (logrados con diversos materiales sin conformar el cono de alivio).

La figura 13.1 muestra los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable al retirar la pantalla electrostática, sin utilizar ningún método de alivio de esfuerzos.



1. Conductor
2. Pantalla sobre conductor
3. Aislamiento
4. Pantalla sobre aislamiento

Fig. 13.1 Esfuerzos eléctricos en la terminación de la pantalla sin usar ningún método de alivio.



1. Conductor
2. Pantalla sobre conductor
3. Aislamiento
4. Pantalla sobre aislamiento
5. Material con resistividad variable con el gradiente

Fig. 13.3 Control de esfuerzos eléctricos por los métodos de resistividad variable y capacitivo.

Tipos de terminales

Con el propósito de ejemplificar cada una de las clases de terminales descritas en la sección de clasificación, a continuación se analizarán diversas terminales y con ello se definirá la clase a la que corresponden.

Terminal clase 1

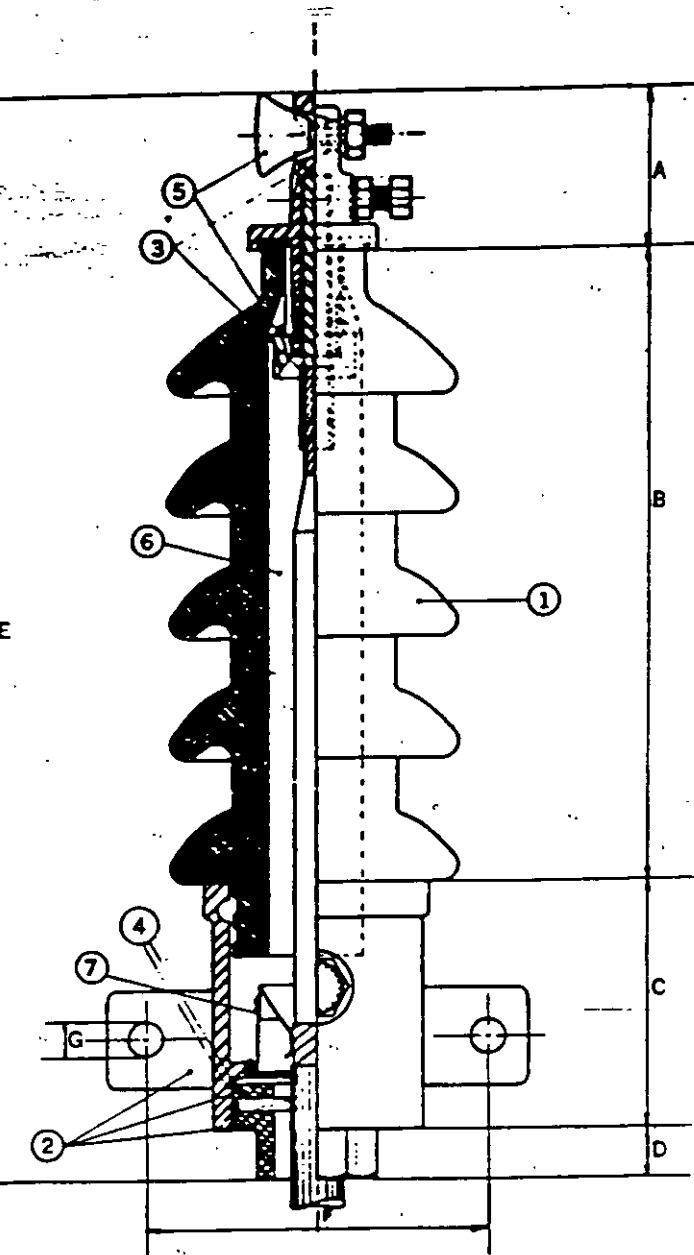
En la figura 13.4 se ilustra una terminal de porcelana (terminal tipo bayoneta) la cual contiene como elementos funcionales, considerados para la clasificación, los siguientes:

- Cono de alivio metálico preformado. Su función es la de controlar el esfuerzo eléctrico que se presenta sobre el aislamiento del cable en la zona donde se retira el blindaje electrostático. En la terminal en cuestión, este cono de alivio está integrado al cuerpo de la terminal, logrando contacto eléctrico y soporte mecánico, adecuados para cumplir su función satisfactoriamente.
- Aislador de porcelana. Una de sus principales funciones es la de brindar al cable una distancia adicional de fuga aislada y, por el material con que está hecho, es utilizable en lugares de ambiente altamente contaminado.
- Base y elementos de sello. La función primordial que tienen estos materiales es la de proporcionar al sistema cable-terminal una hermeticidad total, con el objeto de que el fluido aislante contenido dentro de la terminal no fluya hacia el exterior, ni exista la posibilidad de ingreso de humedad al interior de la terminal.

Con las tres características antes referidas, esta terminal tipo bayoneta (TTB) posee las características para ser clasificada como clase 1; pero además de los elementos mencionados, cuenta también con algunos otros para lograr un conjunto integral, además de tener la posibilidad de instalación en cables con aislamientos extruidos (EX, XLP, etc.). En la figura 13.4 se describen con todo detalle todos los compuestos con los cuales se integra la terminal en cuestión.

Cabe hacer mención que esta terminal se entrega para su instalación conteniendo dentro de ella todos los elementos, a excepción del conector interior que habrá de instalarse en el conductor del cable, antes de hacer la inserción de éste en la terminal.

TERMINALES

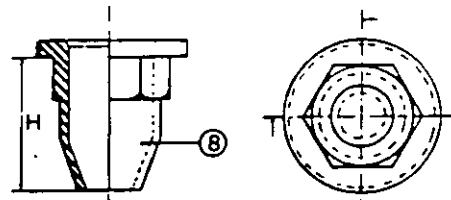


LISTA DE MATERIALES:

1. Aislador de porcelana
2. Base, tapa y contratapa de aluminio
3. Conectores interior y exterior de cobre
4. Empaque y diafragma de EPT
5. Conector de ojo y anillo de cierre de bronce
6. Compuesto aislante
7. Cono de alivio
8. Boquilla de bronce

NOTAS:

- Para cables con aislamiento laminar y cubierta de plomo; úsese boquilla de bronce
- Para cable con aislamiento extruido, úsese contratapa



TTB	Dimensiones,* mm							
	A	B	C	D	E	F	G	H
TTB-15-1	65	165	113	20	363	140	14	—
TTB-15-2	79	165	113	20	377	140	14	—
TTB-25-1	65	259	113	20	457	140	14	65
TTB-25-2	79	257	150	20	506	140	14	84
TTB-25-3	90	257	150	20	517	140	14	—
TTB-35-1	79	347	150	20	596	140	14	—
TTB-35-2	112	347	162	20	641	146	14	—

* Dimensiones sujetas a tolerancias normales de manufactura.

Fig. 13.4 Detalle constructivo de la terminal tipo bayoneta instalada en cable con aislamiento extruido (TTB).

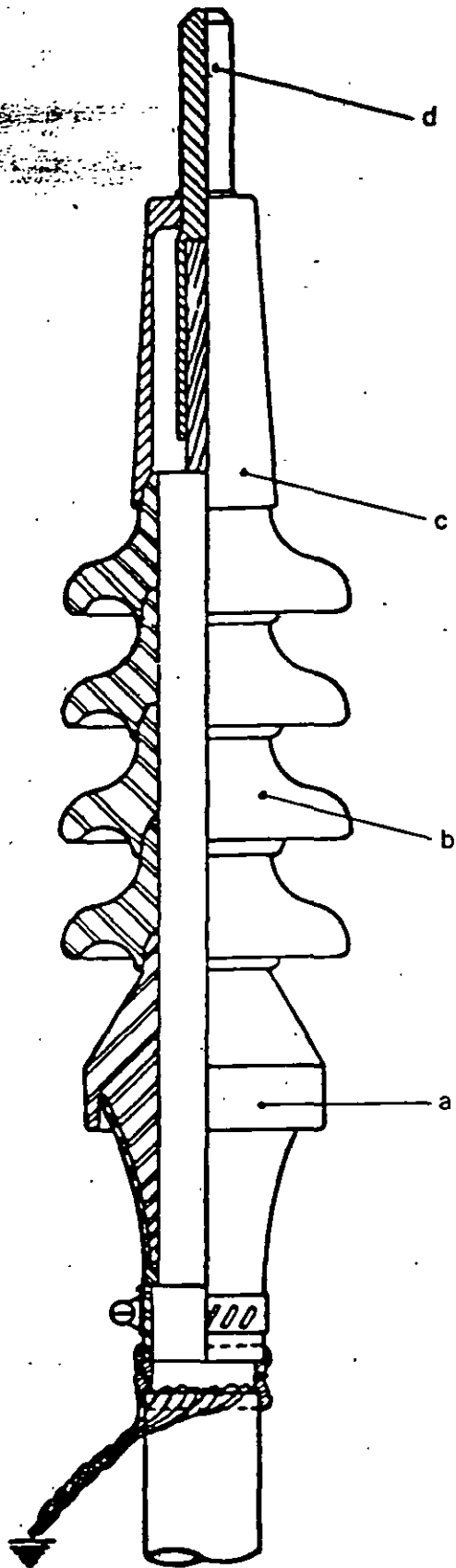
Terminal clase 2

En la figura 13.5 se muestran los detalles constructivos de una terminal premoldeada para utilización en intemperie (TMI), la función de cada uno de sus elementos se define a continuación:

- **Cono de alivio premoldeado** Consta de dos materiales elastoméricos, uno de características aislantes y el otro de características semiconductoras; unidos en el proceso de fabricación por medio de la aplicación de presión y temperatura, con lo que se asegura una adhesión total y se elimina la posibilidad de burbujas de aire ocluidas en el cuerpo aislante y la unión entre dos piezas. La función que desempeña este cono premoldeado es la de controlar los esfuerzos que se presentan sobre el aislamiento del cable al retirar el blindaje electrostático.
- **Campanas premoldeadas** Constan de módulos de material elastomérico aislante, el cual tiene entre sus propiedades más sobresalientes una alta resistencia a la formación de trayectorias carbonizadas (tracking), asimismo una alta resistencia a las diferentes radiaciones solares a las que estará expuesto el material cuando se encuentre operando a la intemperie. La función que tienen estas piezas modulares en la terminal es la de proporcionar una distancia adicional de fuga aislada, cuya magnitud estará basada en la clase de aislamiento del sistema en el que se instale y se logrará colocando un número determinado de campanas para la clase de aislamiento en cuestión; así entonces, para sistemas de 8.7 kV, 15 kV, 25 kV y 34.5 kV, el número de campanas será 3, 4, 6 y 8, respectivamente. Con el propósito de evitar el ingreso de humedad a la interfase campana-cable, cada uno de los módulos se ensambla y traslapa con el complementario una distancia de magnitud suficiente como para evitar la posibilidad de deterioro del aislamiento del cable por la acción de agentes del medio ambiente.

Con los elementos antes descritos, esta terminal TMI queda clasificada como terminal clase 2. Además de los referidos elementos cuenta también con dos partes que desempeñan un papel importante cuando las terminales se utilizan a la intemperie, éstas son:

- **Conector universal** El cual se instala en el cable conductor y formará parte del enlace entre el cable aislado y la conexión al equipo o línea aérea. Al diseño de esta pieza se le ha integrado un pequeño reborde que evitará que el capuchón semiconductor se deslice y abandone su lugar.
- **Sello semiconductor** Corresponde a una pieza elastomérica premoldeada cuyas funciones son eléctricas y mecánicas. La función eléctrica es la de homogeneizar el campo eléctrico presente en el extremo del conductor-conector y elimina la necesidad de dar la forma de punta de lápiz al aislamiento; la función mecánica corresponde a proporcionar un sello contra el ingreso de humedad a la región en donde se retira el aislamiento, impidiendo así que esta humedad pueda causar deterioro al aislamiento del cable y, por lo tanto, a la integridad del sistema de distribución.



- a) Cono premoldeado
- b) Campana terminal para intemperie en las siguientes cantidades:
 3 para sistemas de 5-8.7 kV
 4 para sistemas de 15 kV
 6 para sistemas de 25 kV
 8 para sistemas de 34.5 kV
- c) Sello terminal para intemperie
- d) Conector universal

Fig. 13.5 Arreglo descriptivo de la terminal modular para intemperie (TMI).

Terminal clase 3

La figura 13.6 ilustra el detalle de instalación de una terminal interior pre-moldeada (TIP), en un cable con aislamiento extruido. El elemento funcional de esta terminal es básicamente el cono de alivio, el cual está constituido de materiales elastoméricos premoldeados; uno de estos materiales elastoméricos es de características aislantes y el otro es semiconductor (dentro de los límites establecidos en la norma IEEE No. 592-1977), y se unen perfectamente durante el proceso de fabricación, aplicando presión y temperatura. El cono de alivio proporcionará al cable en que se instale únicamente el control de los esfuerzos que se presentan al retirar el blindaje electrostático sobre aislamiento, y la distancia de fuga necesaria para la terminal se obtiene con el espacio libre de aislamiento entre el conductor y el corte de la pantalla; precisamente por esta razón, este tipo de terminales está limitada a utilizarse en interiores, esto es, que no esté en contacto con las radiaciones solares directas, ni en contacto directo con precipitaciones pluviales.

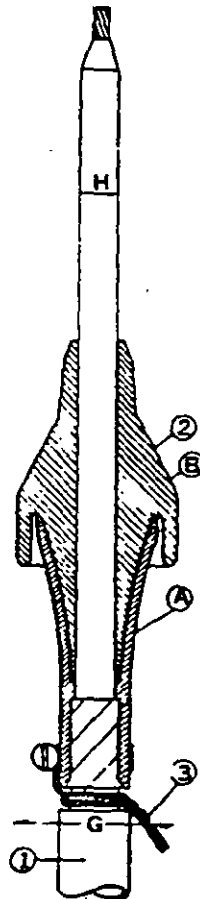


Fig. 13.6 Detalle constructivo de la terminal para uso en interiores (TIP).

Selección e instalación

Terminales TTB

Las terminales tipo bayoneta (TTB), como ya se indicó, pueden ser instaladas tanto en cable con aislamiento extruido (EP, XLP, etc.), como en cables con aislamiento laminar (papel impregnado, cambray barnizado, etc.); asimismo, pueden ser instaladas en cables con conductor de cobre o de aluminio. Los parámetros que limitan la instalación de este tipo de terminales son:

- a) El gradiente de esfuerzos que proporciona el cono de alivio, el cual estará en función de diseño del cono y del diámetro sobre aislamiento del cable;
- b) La distancia de fuga, función del diseño del aislador y
- c) La ampacidad, la cual será función de los conectores de la terminal.

Considerando los parámetros mencionados, y auxiliándose de información de características de los cables en los que se utilizan estas terminales, se ha elaborado la tabla 13.1 para la selección del tamaño de la terminal; debiendo adicionarse al código obtenido una letra S cuando se trate de cable con aislamiento extruido, o una letra P, cuando el cable sea con aislamiento laminar; y, de igual manera, indicar el calibre y el material del conductor del cable:

Cada uno de los estuches de este tipo de terminales contiene un instructivo de instalación en el que se describe paso a paso la secuencia de instalación. En la figura 13.7, de manera general, se indican las distancias de preparación en las construcciones de cables más comúnmente empleadas y en la figura 13.8 se describen algunas de las operaciones a efectuar para la instalación de las terminales.

TABLA 13.1 Terminales de bayoneta

Calibre	Clase de aislamiento			
	5 - 8.7 (kV) (Máx. tensión a tierra = 5.5 kV)	15 (kV) (Máx. tensión a tierra = 9.6 kV)	25 (kV) (Máx. tensión a tierra = 16 kV)	35 (kV) (Máx. tensión a tierra = 22 kV)
4 AWG 2 AWG 1 AWG 1/0 AWG	TTB-15-1 (13.0-23.0)*		TT-25-1 (20.0-29.0)*	TTB-35-1 (28.0-40.0)*
2/0 AWG 3/0 AWG 4/0 AWG	TTB-15-2 (19.0-30.0)*			
250 MCM 300 MCM 350 MCM 400 MCM 500 MCM 750 MCM 1000 MCM	TT-25-3 (30.0-42.0)*		TTB-35-2 TTB-35-2	

* Diámetro sobre aislamiento (mm).

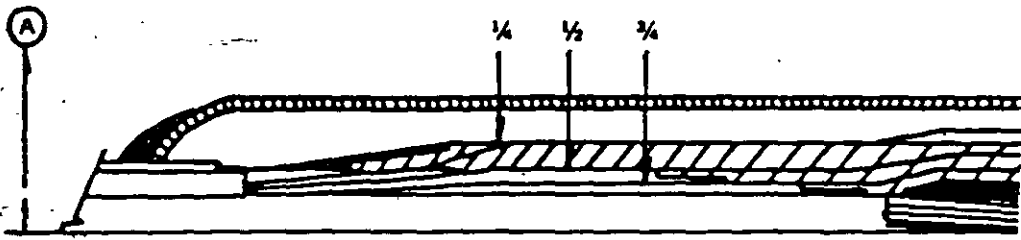


Fig. 14.2 Líneas equipotenciales en empalme encintado.

Una vez calculados los gradientes que se presentan en la unión, se comprueba que estén dentro de los límites permitidos; y debe verificarse la bondad del diseño y de los materiales, siguiendo los lineamientos establecidos en algunas normas como la NOM J-158, IEEE-404.

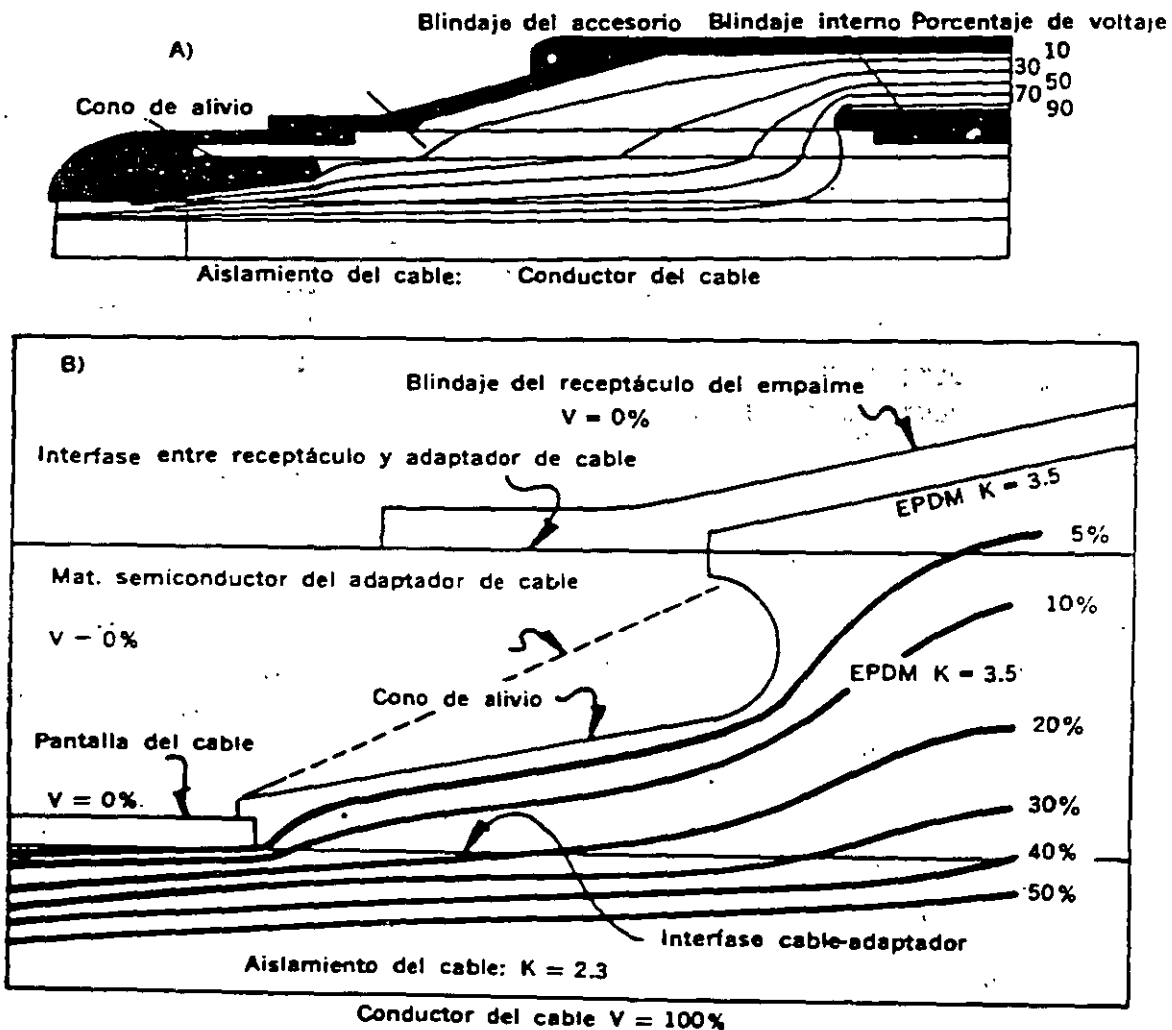


Fig. 14.3 Líneas equipotenciales en una unión premoldeada: A) en la sección del blindaje del conductor y B) en la sección de interfase con el aislamiento del cable y partes del ensamblaje de la unión.

Clasificación y tipos

Existen varios tipos de empalmes, los cuales son identificables considerando los materiales utilizados y la forma en que se aplican para restituir el aisla-

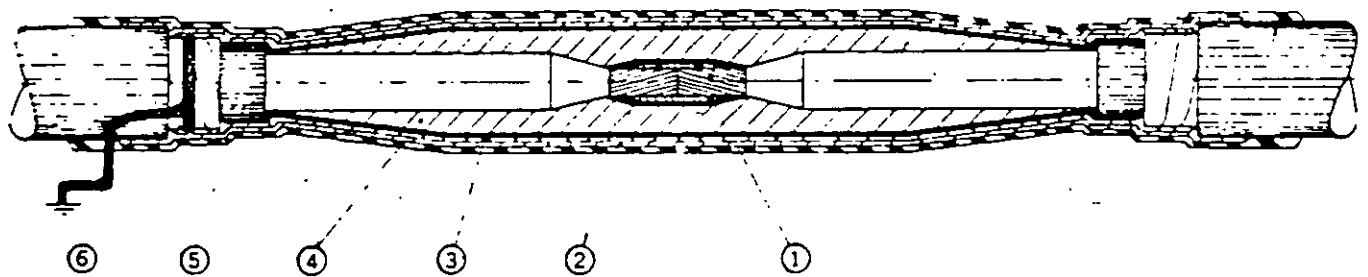
miento de los cables por unir, de esta manera se conocen los siguientes tipos de empalmes:

- a) Encintados
- b) Moldeados en fábrica
- c) Moldeados en el campo
- d) Termocontráctiles

a) Encintados

Son aquellos en que la restitución de los diferentes componentes del cable, a excepción del conductor, se lleva a cabo aplicando cintas en forma sucesiva, hasta obtener todos los elementos del cable; las cintas aislantes aplicadas para obtener un nivel de aislamiento adecuado pueden ser del tipo autovulcanizable o del tipo no vulcanizable, las cuales tampoco contienen adhesivo. Dependiendo del elemento a restituir, se determinarán las características físicas y químicas que tendrán las cintas utilizadas en la elaboración de un empalme completamente encintado.

Existen algunos diseños en los cuales, por sus condiciones de servicio, se hace necesario proporcionarles encapsulados de sistemas epóxicos o compuestos fluidos, para lograr una mejor operación del sistema cable-empalme; tal es el caso en uniones para cables con aislamiento de papel impregnado en aceite, o algún cable de construcción similar, en el que se hace necesario que el empalme esté provisto de un compuesto compatible con el aceite de impregnación y que proporcione al cable en el tramo del empalme, la función que desempeña el aceite. En la figura 14.4 se muestran los detalles constructivos de un empalme encintado.



Descripcion de componentes

1. Conector	4. Cinta aislante
2. Cinta conductora No. 17	5. Cinta vinilica con adhesivo
3. Malla de cobre	6. Trenza plana estañada

Fig. 14.4 Detalles constructivos de empalmes encintados en cable monofásico con aislamiento extruido.



CONDUMEX

EMPALMES

Principios de operación

Por definición (según norma NOM J-158-1978) se entiende por empalme: "La conexión y reconstrucción de todos los elementos que constituyen un cable de potencia aislado, protegidos mecánicamente dentro de una misma cubierta o carcasa."

La confiabilidad de un empalme para cables con aislamiento extruido o laminar depende de varios factores, entre los que destacan la calidad de los materiales empleados, el diseño y la mano de obra de instalación. La selección de los materiales debe estar apoyada en pruebas de evaluación para incorporarlos a la geometría del diseño y hacer que los esfuerzos dieléctricos presentes sean de magnitudes tolerables.

Es necesario que en el diseño de empalmes se considere que los materiales utilizados deben ser compatibles con los elementos constitutivos del cable que se unirá, y que estos materiales deben efectuar satisfactoriamente la función que desempeñan sus homólogos en el cable.

Uno de los factores que, sin duda, tiene gran importancia en el diseño de empalmes es asegurar que los gradientes de esfuerzos presentes en el empalme sean soportables por los materiales utilizados.

En tanto que el cable no pierda su continuidad, los gradientes de tensión típicos en su aislamiento son los indicados en la tabla 14.1, y las superficies equipotenciales y líneas de fuerza se pueden representar como se ilustra en la figura 14.1; sin embargo, en la unión, el electrodo de alta tensión (conductor-conector) presenta un contorno que produce cambios en el campo eléctrico.

TABLA 14.1 Gradientes de tensión en cables con aislamiento extruido

Sección transversal del conductor		Gradiente de tensión máximo en el aislamiento (volts/mm)*		
		(1)		
		15 kV (t = 4.45 mm)	25 kV (t = 6.60 mm)	35 kV (t = 8.76 mm)
35 mm ²	(2 AWG)	2717	3583	
50 mm ²	(1/0 AWG)	2520	3268	3898
	(4/0 AWG)	2283	2992	3425
240 mm ²	(500 MCM)	2087	2638	2874
500 mm ²	(1000 MCM)	1969	2441	2795
		(2)		
		15 kV (t = 4.45 mm)	25 kV (t = 6.60 mm)	35 kV (t = 8.76 mm)
35 mm ²	(2 AWG)	1142	1220	
50 mm ²	(1/0 AWG)	1181	1299	1299
	(4/0 AWG)	1299	1417	1471
240 mm ²	(500 MCM)	1417	1535	1437
500 mm ²	(1000 MCM)	1457	1654	1693

(1) Sobre el conductor.

(2) Bajo la pantalla electrostática.

t = Espesor del aislamiento.

Existen gradientes radiales, como en el cable; pero, además, se presentan gradientes axiales que no se tienen en el cable.

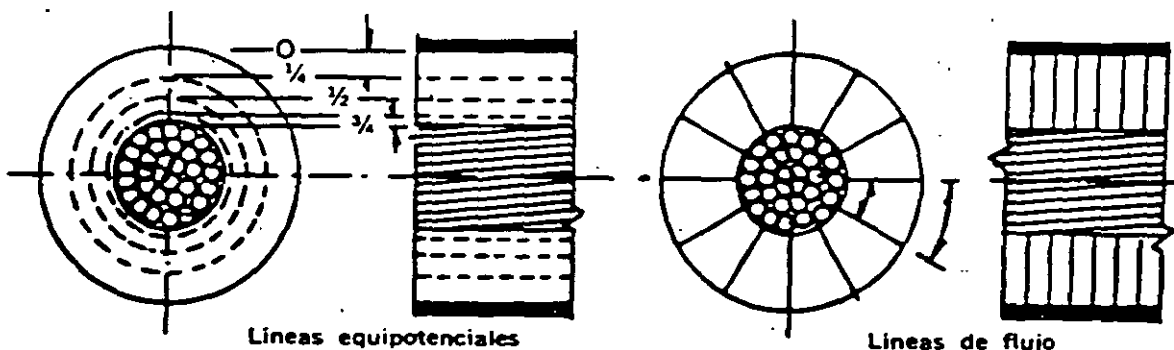
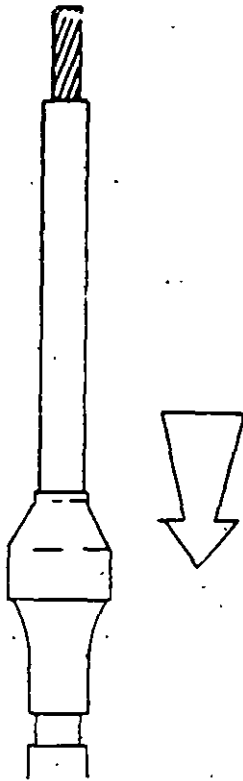


Fig. 14.1 Líneas de flujo en cables blindados.

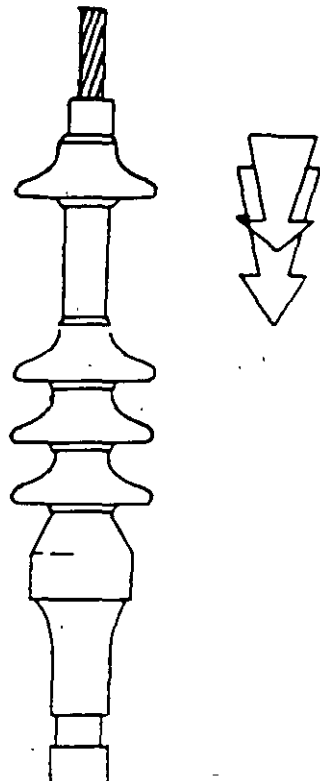
Los puntos en que se concentran más los esfuerzos en la unión son el hombro del conector, la base de la punta de lápiz del aislamiento y la sección cónica del aislamiento repuesto.

Los gradientes en la unión están relacionados por el logaritmo de las razones entre los diámetros de los materiales y las constantes dieléctricas de éstos.

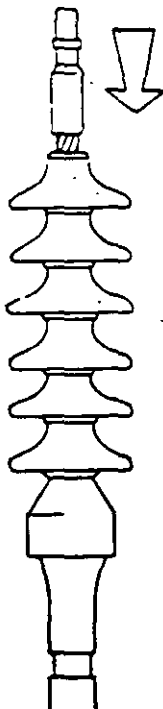
En la figura 14.2 se muestra la distribución de las líneas equipotenciales en una unión encintada y, en la figura 14.3, en una unión premodelada.



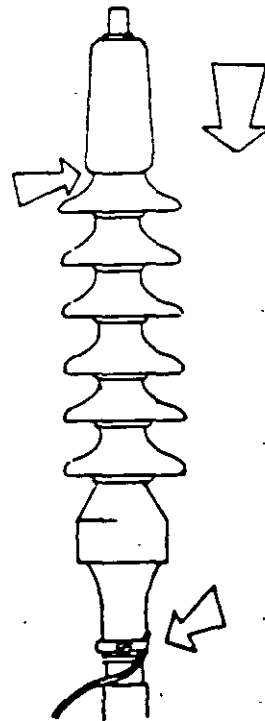
1. Prepare el cable e instale el cono de acuerdo con el instructivo incluido en cada estuche.



2. Instale una a una las campanas en el número necesario, según la tensión del sistema (véase tabla de selección). Cuide que cada campana embone perfectamente con la anterior.



3. Corte a ras de la última campana el aislamiento del cable. Instale el conector universal a compresión.



4. Instale el sello semiconductor STI hasta que embone con la última campana y debajo del tope del conector. Aterrice la pantalla.

Fig. 13.10 Proceso de instalación de la TMI.

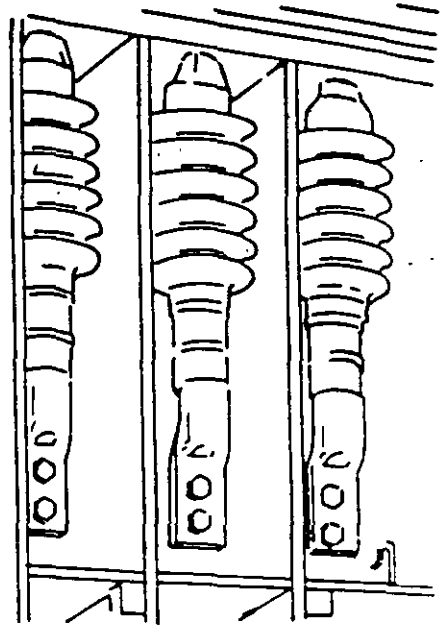


Fig. 13.11 Instalaciones en intemperie e interiores de terminales TMI.

Las terminales TIP están diseñadas para controlar los esfuerzos presentes en cables de 5 kV hasta 34.5 kV con blindaje electrostático, su aplicación es exclusivamente en interiores, por lo cual no será necesario agregar ningún otro elemento para protección del cable. Los cables en los que se pueden instalar serán siempre del tipo de aislamiento extruido. Para seleccionar este tipo de terminales únicamente será necesario conocer el diámetro real sobre el aislamiento del cable (figura 13.12) y, de esta manera, localizar en la tabla 13.4 el tamaño de la TIP apropiada, seleccionando aquel intervalo en el que quede comprendido el diámetro sobre aislamiento del cable en cuestión.

Como una guía general para la selección del tamaño de la TIP, se ha preparado la tabla 13.5, en la que se lista el calibre del cable con la clase de aislamiento del mismo (nivel 100%) y la determinación de la TIP correspondiente.

El tamaño seleccionado de este tipo de terminales deberá utilizarse únicamente en cables que queden comprendidos dentro de los límites del diámetro sobre aislamiento correspondiente, porque, de lo contrario, la terminal no podrá dar el servicio esperado.

Como guía general para seleccionar el tamaño básico de la terminal, se ha preparado la tabla 13.3, en la que se ilustra la selección con base en el calibre del conductor y la clase de aislamiento.

TABLA 13.3 Selección del tamaño básico de la terminal *

Tensión	Calibre (AWG o MCM)															
	6	4	2	1	1/0	2/0	3/0	4/0	250	300	350	400	500	600	750	1000
5 kV	RR		R			1			2			3	4		5	
8 kV	RR		R			1			2			3	4	5		
15 kV			1			2			3	4			5		6	
25 kV	—		2	3			4			5		6		7		
34.5 kV	—		4			5			6			7	8			

* Esta tabla de selección es solamente una guía, basada en las dimensiones de los cables, según norma. La selección debe llevarse a cabo según el diámetro real sobre aislamiento del cable.

Ejemplo de selección

Seleccionar una terminal para cable con aislamiento de etileno-propileno 13.2 kV entre fases del sistema, calibre 1/0 AWG, conductor de aluminio.

El diámetro sobre aislamiento del cable es 18.95 mm. En la tabla 2 vemos que le corresponde una "X" = 1.

La tensión de 13 200 volts corresponde a una clase de aislamiento de 15 kV de donde, "Y" = 15.

Por lo tanto, la terminal se ordena como sigue:

TMI-1-15-1/0 AWG, Al

Instalación

Cada uno de los estuches de este tipo de terminales contiene el instructivo de instalación correspondiente, en el que se describen con amplitud las operaciones a seguir para el montaje correcto de ellas.

Como particularidades importantes de estas terminales conviene hacer mención que no es necesario rebajar como punta de lápiz el aislamiento, y que las características elásticas de los componentes asegurarán el contacto y presión interfacial entre cable y terminal, durante el servicio del sistema.

En las figuras 13.9 a 13.11 se muestran las distancias de preparación en algunas de las construcciones de cable más comunes; asimismo se muestra el proceso de instalación general de este tipo de terminales y vistas de instalación en intemperie e interiores.

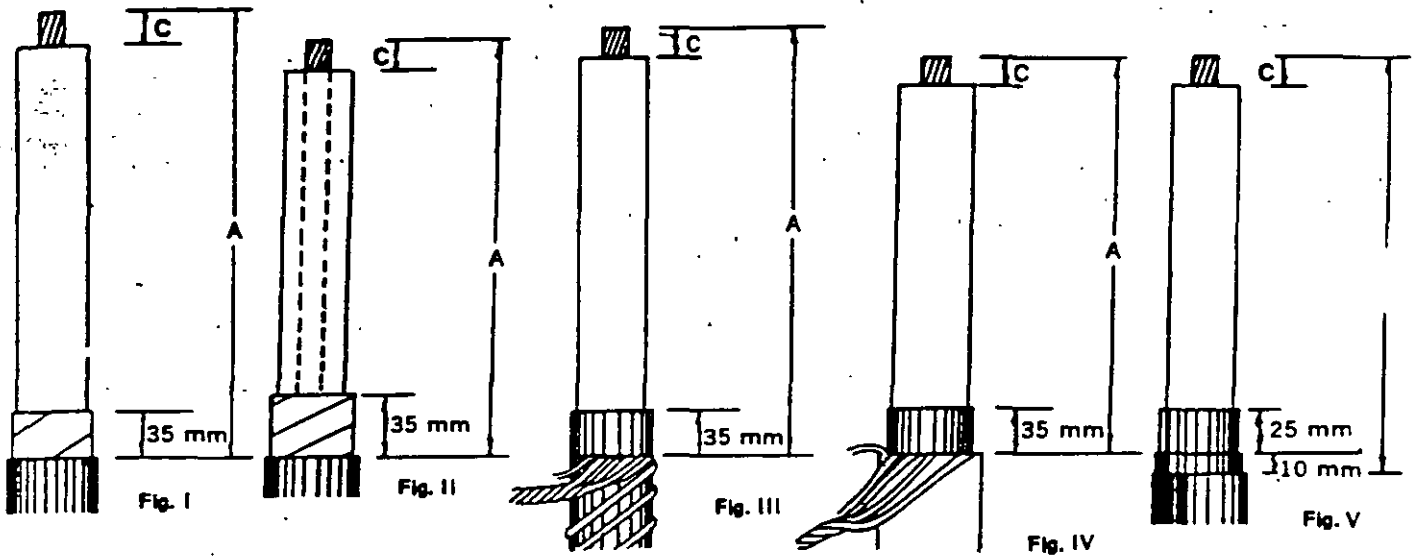


Tabla de dimensiones

Dimensiones (mm)	Clase de aislamiento (kV)			
	Hasta 8.7	15	25	34.5
A	250 + B	289 + B	363 + B	437 + B
B*	Profundidad del barril del conector más 10.0 mm			
C**	Profundidad del barril del conector más 8.0 mm			
Número de campanas	3	4	6	8

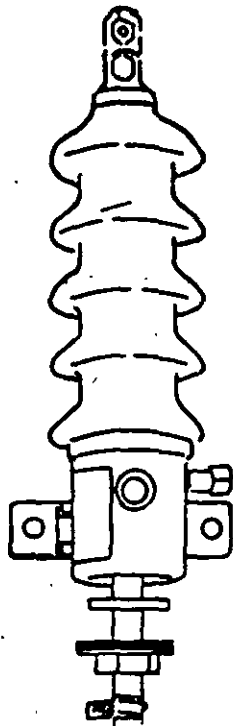
* La dimensión "B" se mide a partir del último módulo o campana y se retira el excedente de aislamiento y conductores.

** La dimensión "C" se marca sobre el aislamiento a partir de la punta del cable y se retira éste, dejando al descubierto el conductor.

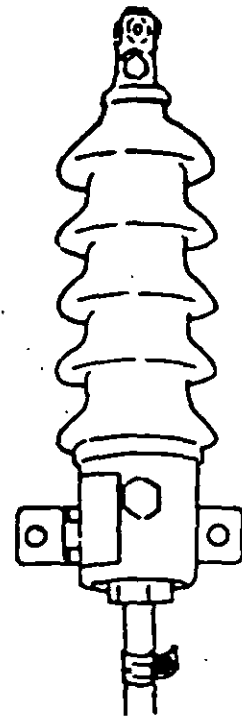
Tipos de cable:

- I Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de cinta semiconductor, y cinta de cobre; y cubierta protectora.
- II Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de material semiconductor extruido, y cinta de cobre; y cubierta protectora.
- III Cable de energía para distribución residencial subterránea (DRS), con pantalla semiconductor extruida que es al mismo tiempo cubierta protectora y neutro formado por hilos de cobre estañado colocados en forma helicoidal sobre la cubierta.
- IV Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de material semiconductor extruido, e hilos de cobre dispuestos helicoidalmente; y cubierta protectora.
- V Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de material semiconductor extruido, y forro de plomo; y cubierta protectora.

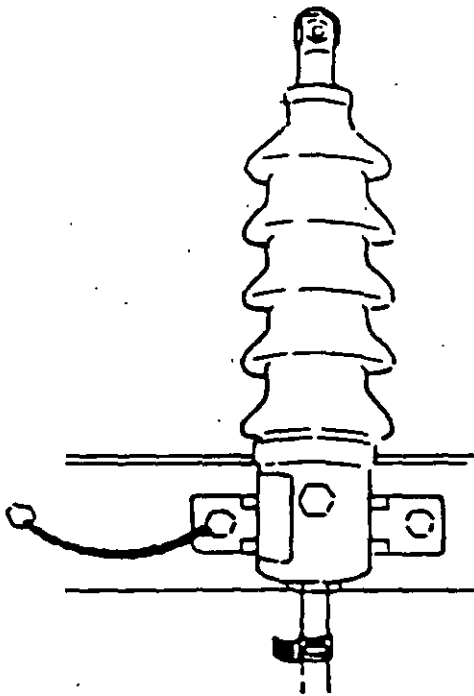
Fig. 13.9 Distancias de preparación para TMI en diversas construcciones de cables extruidos. 79



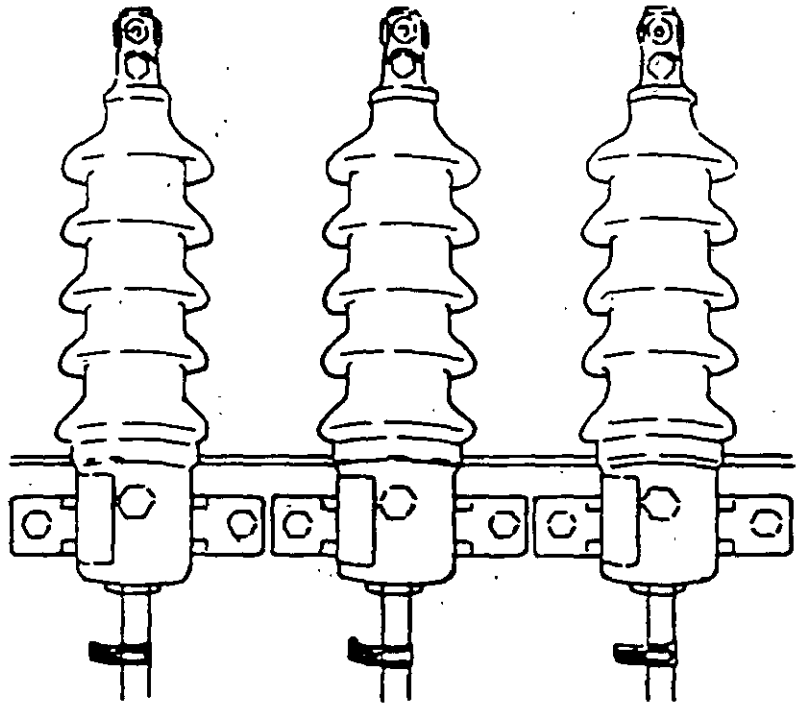
5. Quite la botella y coloque el tapón. Apriete el tornillo del conector exterior.



6. Coloque el empaque inferior y apriete la contratapa. Apriete la abrazadera sobre la cubierta del cable.



7. Coloque la terminal en su posición final y atornillela a la cruzeta o medio de soporte. Haga la conexión a tierra.



8. Conecte a la línea por medio de un conductor atornillado al conector exterior. Vista final.

Fig. 13.8 (Continuación).

Terminales TMI

Las terminales TMI podrán ser utilizadas exclusivamente en cables con aislamiento extruido (EP, XLP, etc.) y están especialmente diseñadas para uso en intemperie; pero, en instalaciones en las cuales se tengan limitaciones de espacio para la colocación de terminales TIP, puede utilizarse la TMI, para la cual incluso no se requerirá del capuchón semiconductor y, posiblemente, la conexión del conductor del cable no requiera tampoco del conector universal.

Estas terminales modulares podrán ser utilizadas en aislamiento que varíe desde el clase 5 kV hasta el 34.5 kV, y calibres de conductores de cobre o aluminio, desde 6 AWG hasta 1000 MCM, mediante la aplicación de 8 tamaños básicos diferentes correspondiendo a 8 intervalos de valores del diámetro sobre aislamiento de los cables, y agregando campanas de acuerdo con la clase de aislamiento.

Para seleccionar el estuche apropiado con el fin de satisfacer las necesidades del sistema en la expresión siguiente se sustituye la literal por el concepto que corresponda:

$$TMI - "X" - "Y" - "C" - "M"$$

en donde:

TMI = prefijo que indica terminal modular intemperie

"X" = tamaño básico determinado en función del diámetro sobre aislamiento del cable

"Y" = clase de aislamiento del sistema cable-accesorio en kV

"C" = calibre del conductor indicando si es AWG, MCM o mm²

"M" = material del conductor: Cu, para cobre o Al, para aluminio

La tabla 13.2 muestra la designación que deberá indicarse en lugar de la letra "X". Es importante considerar que, si el intervalo de valores del diámetro sobre aislamiento correspondiente al tamaño básico seleccionado no cubre el diámetro en cuestión, la terminal no podrá cumplir su función de manera adecuada.

TABLA 13.2 Sustitución de la letra "X" en función del diámetro sobre aislamiento del cable

Diámetro sobre aislamiento (mm)	"X"
11.5 - 14.0	RR
13.8 - 16.5	R
16.3 - 20.0	1
19.8 - 23.5	2
23.3 - 27.0	3
26.8 - 31.0	4
30.8 - 35.0	5
34.8 - 40	6

Selección e instalación

Selección

Para seleccionar adecuadamente el juego de empalme encintado que cumpla con amplitud la necesidad de restituir cada uno de los elementos del cable, será necesario conocer la construcción de éste y hacer mención a ella en el momento de solicitar el estuche de empalme requerido.

Los datos básicos para la selección son:

- a) Empalme recto o derivación
- b) Clase de aislamiento del sistema
- c) Cable monofásico o trifásico
- d) Calibre del conductor indicando si es redondo normal o redondo compacto
- e) Material del conductor (cobre o aluminio)
- f) Construcción del blindaje del cable sobre aislamiento
- g) Si requiere protección exterior adicional

Respecto al inciso f), diversas formas del blindaje del cable son:

1. Semiconductor extruido y neutro concéntrico
2. Semiconductor extruido y cintas de cobre traslapadas
3. Semiconductor extruido, cintas de cobre y forro de plomo
4. Semiconductor a base de cinta y cintas de cobre traslapadas

Instalación

Cada uno de los estuches de empalme encintado viene provisto del material suficiente para llevar a cabo desde las operaciones de preparación y limpieza de los cables por unir, hasta la reconstrucción total de todos los elementos de dichos cables; además se proporciona un instructivo de instalación, el cual es una guía útil para conocer las dimensiones de preparación o retirado de cada uno de los elementos de los cables por unir.

En las figuras 14.7 y 14.15 se muestran las características de varios empalmes encintados, en diversas construcciones de cables.

La figura 14.14 ilustra, de manera general, la secuencia de instalación de un empalme encintado, en cables con aislamiento extruido.

En la figura 14.15 se muestra un resumen de las fallas de preparación de cables más comunes; es aconsejable que al preparar el cable no se incurra en estos errores, ya que, de lo contrario, se disminuirá la vida del empalme efectuado.

A continuación se dan ejemplos de selección de empalmes para cables con blindaje sobre aislamiento, a base de material semiconductor y cintas de cobre traslapadas:

El nombre de este empalme se forma con el prefijo CPM, que quiere decir "Cable con pantalla metálica", seguido del número 1 o 3, lo cual indica si el cable es monofásico o trifásico; a continuación aparece el calibre del cable en AWG, MCM o mm²; posteriormente Cu o Al, según se trate de conductor de cobre o de aluminio; por último, la clase de aislamiento del cable, quedando:

$$\text{CPM [1 o 3]} \times [\text{Cal. AWG, MCM o mm}^2], [\text{Cu o Al}], [5 \text{ a } 138] \text{ kV (1)}$$

Cuando se desee realizar una derivación en T, se agregará esta inicial al prefijo y, en la sección del calibre, se indicará primero el calibre del cable troncal y después de éste, separado por un guión, el calibre del cable en derivación; con lo cual la descripción será:

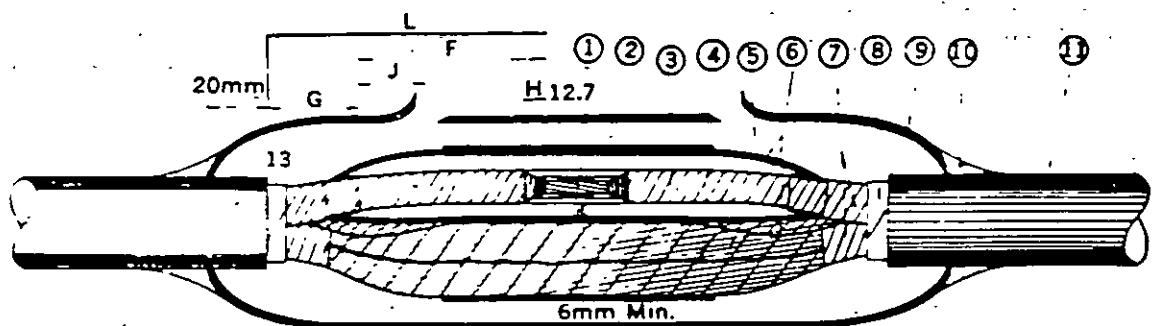
$$\text{TCPM} - [1 \text{ o } 3] \times [\text{Cal. AWG, MCM o mm}^2] -$$

$$- [1 \text{ o } 3] \times [\text{Cal. AWG, MCM o mm}^2] - [\text{Cu o Al}], [5 \text{ a } 138] \text{ kV (2)}$$

Ejemplo

Para hacer un empalme recto en un cable de energía con aislamiento extruido, calibre 250 MCM, conductor de cobre, 34.5 kV, monofásico, el estuche a seleccionar será:

$$\text{CPM 1} \times 250 \text{ MCM, Cu, 34.5 kV.}$$



Voltaje kV	Dimensiones en mm					
	** L	** G	F	H	J	E
15	205-256	50-100	155	19	50	8
23	236-287	50-100	186	38	64	11
35	320-370	50-100	242	*38	100	17.5

NOTAS

** La medida mayor se aplica en cables mayores de 250 MCM.

• En 35 kV, puede hacerse en el aislamiento una punta de lápiz, o bien, escalonarse. Esto último es preferible, y el detalle del escalonamiento se muestra a la derecha.

1. Conector
2. Amarre con cinta teraglas
3. Cinta teraglas
4. Soldadura (1 cordón)
5. Compuesto aislante
6. Malla de cobre
7. Pantalla individual
8. Pantalla general
9. Tubo de plomo
10. Soldadura de plomo-estaño
11. Cubierta de plomo

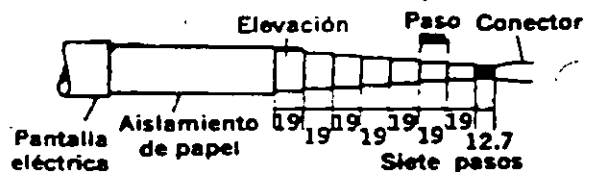
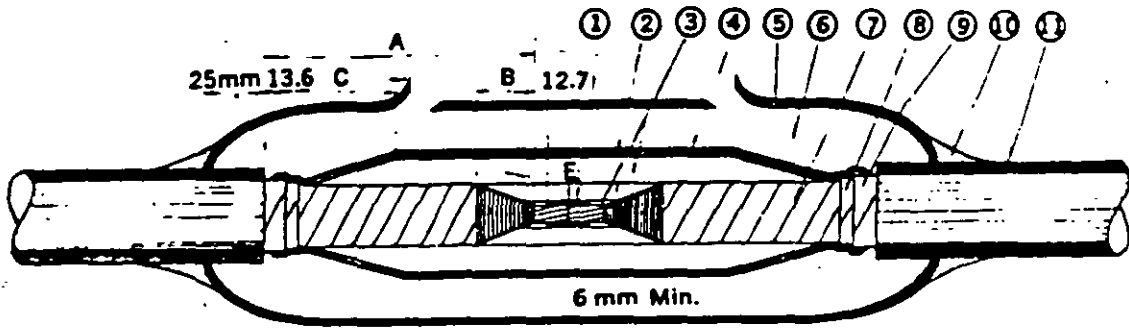


Fig. 14.7 Construcción de un empalme recto en dos cables de potencia monopulares o tripolares 13 000. a 35 000 Volts con pantalla eléctrica. "Empalme de bala."



Voltaje kV	Dimensiones en mm			
	A	B	C	E
15	155	19	50	8
23	187	38	64	11
35	242	*38	100	17.5

1. Conector
2. Malla de cobre
3. Cinta teraglas
4. Soldadura (1 cordón)
5. Tubo de plomo
6. Compuesto aislante

7. Aislante del cable
8. Cinta semiconductor
9. Pantalla de cobre
10. Soldadura de plomo-estaño
11. Cubierta de plomo

NOTA

En 35 kV, puede hacerse en el aislamiento una punta de lápiz, o bien, escalonarse. Esto último es preferible, y el detalle del escalonamiento se muestra a la derecha.

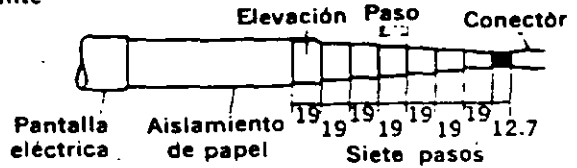
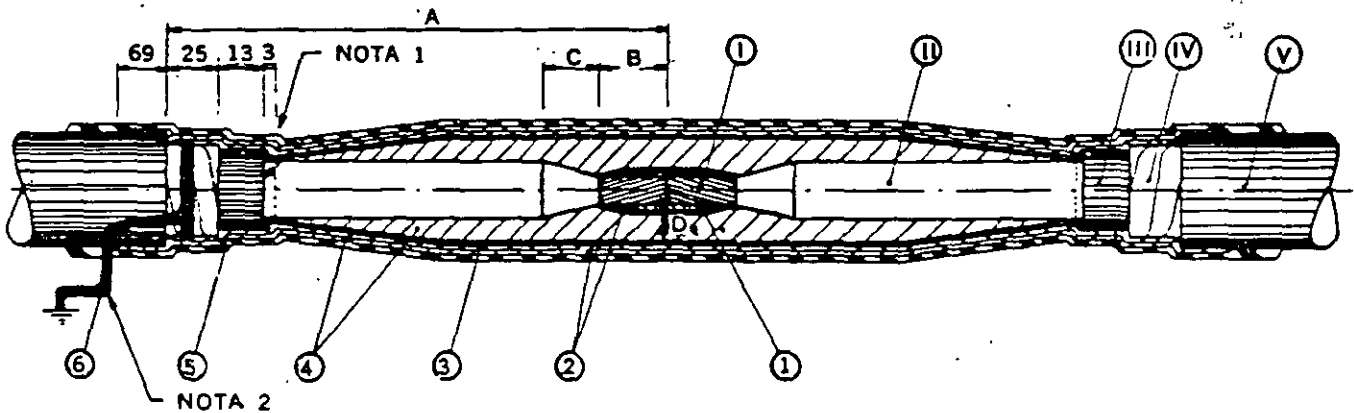


Fig. 14.7 (Continuación).



Descripción del cable

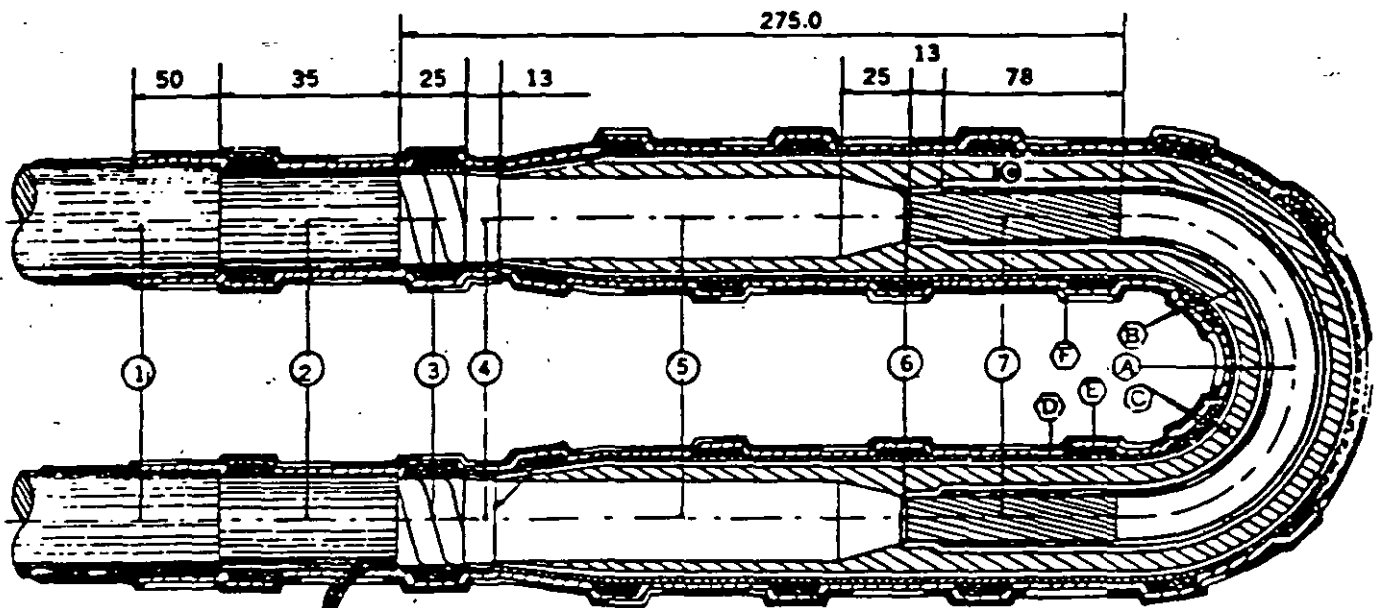
- I. Conductor
- II. Aislamiento
- III. Cubierta semiconductor
- IV. Pantalla de cobre
- V. Cubierta de PVC

Material por orden aproximado de colocación

1. Conector de compresión
2. Cinta conductora No. 17
3. Malla de cobre
4. Cinta BI-SEAL
5. Cinta vinilica con adhesivo
6. Trenza plana estañada

Dimensiones del empalme	Voltaje de operación N.A.T.			
	5	15	23	35
A	Mitad del largo del conector más 153 mm 210 mm 260 mm 330			
B	Mitad del largo del conector más 13 mm 13 mm 13 mm 13			
C	19 mm	25 mm	51 mm	77
D	1.5 veces el espesor del aislamiento del cable			

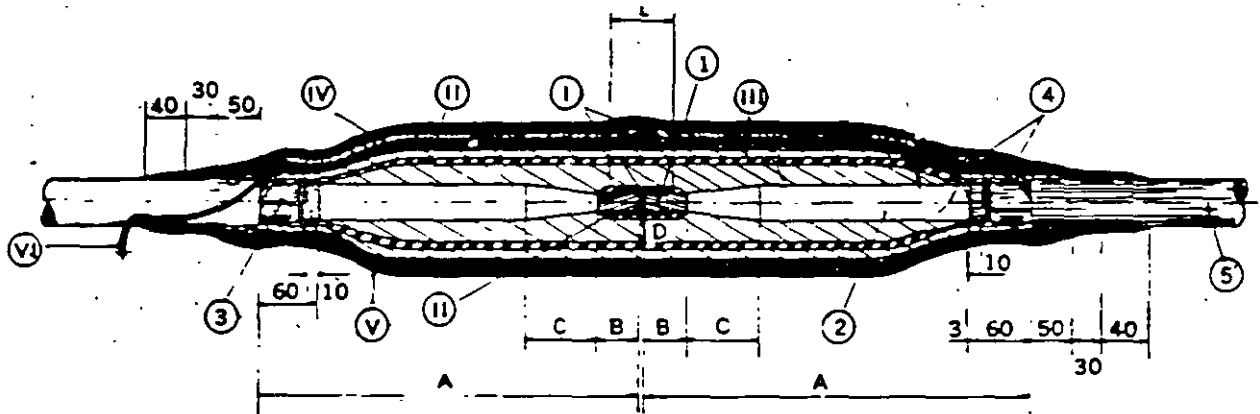
Fig. 14.8 Empalme CPM recto.



Acotaciones mm.

- | | |
|--|--|
| 1. Cubierta exterior | a) Conector |
| 2. Cubierta de Pb | b) Cinta semiconductor |
| 3. Pantalla de Cu | c) Cinta aislante autovulcanizable |
| 4. Semiconductor | d) Malla de cobre estañada |
| 5. Aislamiento | e) Trefia de cobre estañada No. 4 AWG |
| 6. Semiconductor sobre conductor *1.5 veces el espesor de aislamiento del cable. | f) Cinta de fibra de vidrio impregnada con epoxi |
| 7. Conductor | |

Fig. 14.9 Empalme UCPM IX500 MCM, Cu, 15 kV.



Dimensiones del empalme (mm)	Clase de aislamiento kV			
	5	15	23	35
A	Mitad del largo del conector mas			
	175	235	285	355
B	Mitad del largo del conector mas			
	13	13	13	13
C	19	25	51	77
D	1.5 veces el espesor del aislamiento del cable			

L = Largo del conector.

Componentes del cable

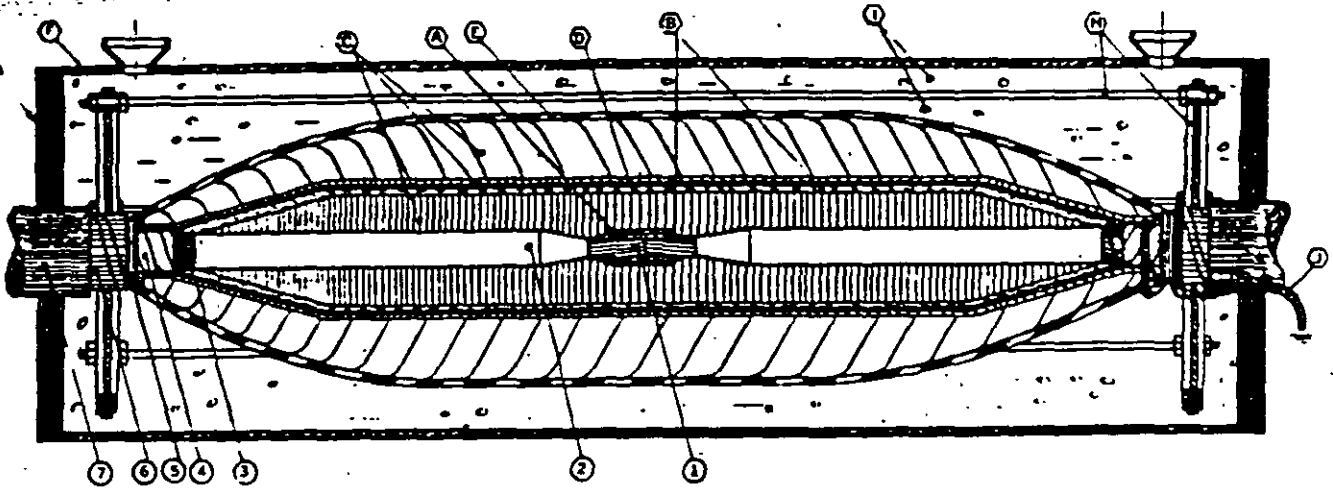
1. Conductor
2. Aislamiento del cable
3. Pantalla semiconductor extruida
4. Neutro concéntrico
5. Cubierta exterior

Componentes del empalme

- I. Conector
- II. Cinta conductora No. 17
- III. Cinta BI-SEAL
- IV. Cinta vinilica con adhesivo
- V. Cinta P.V. impregnada con resina epóxica
- VI. Trefia plana

Fig. 14.10 Empalme encintado para cable con aislamiento extruido, neutro concéntrico y cubierta exterior.

EMPALMES

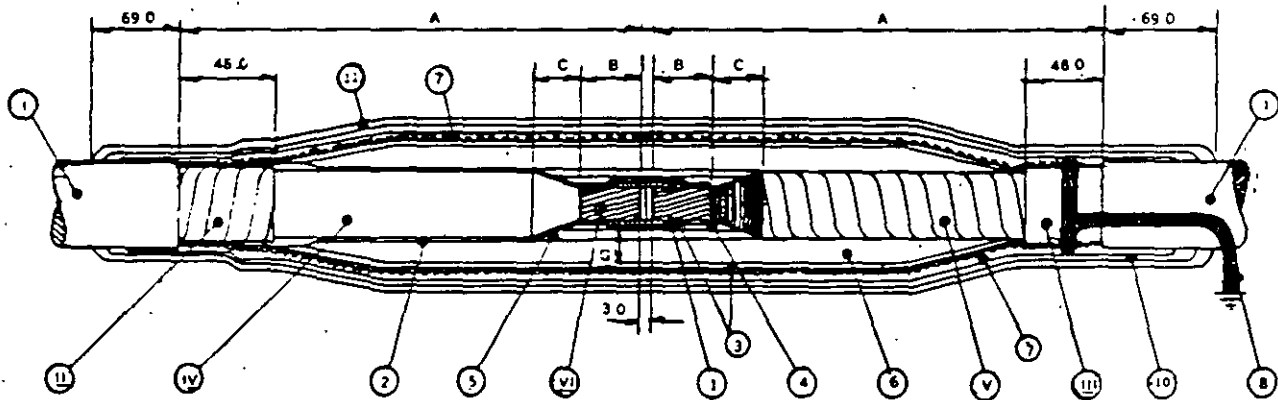


Lista de materiales

1. Conductor
2. Aislamiento
3. Cinta semiconductor
4. Pantalla metálica individual
5. Cubierta reunidora
6. Fleje de acero
7. Cubierta exterior

- A) Conector cobre
- B) Cinta semiconductor No. 17
- C) Cinta BI-SEAL No. 3
- D) Malla de cobre estañada
- E) Cinta de F.V. con epoxi
- F) Tubo de PVC
- G) Tacón de neopreno
- H) Protección mecánica de empalme para cable armado
- I) Compuesto asfáltico
- J) Trenza plana

Fig. 14.11 Empalme CPM trifásico para cable armado con fleje de acero.



Descripción del cable

- I. Cubierta exterior
- II. Pantalla de cobre
- III. Cubierta de plomo
- IV. Aislamiento extruido
- V. Aislamiento laminar
- VI. Conductor

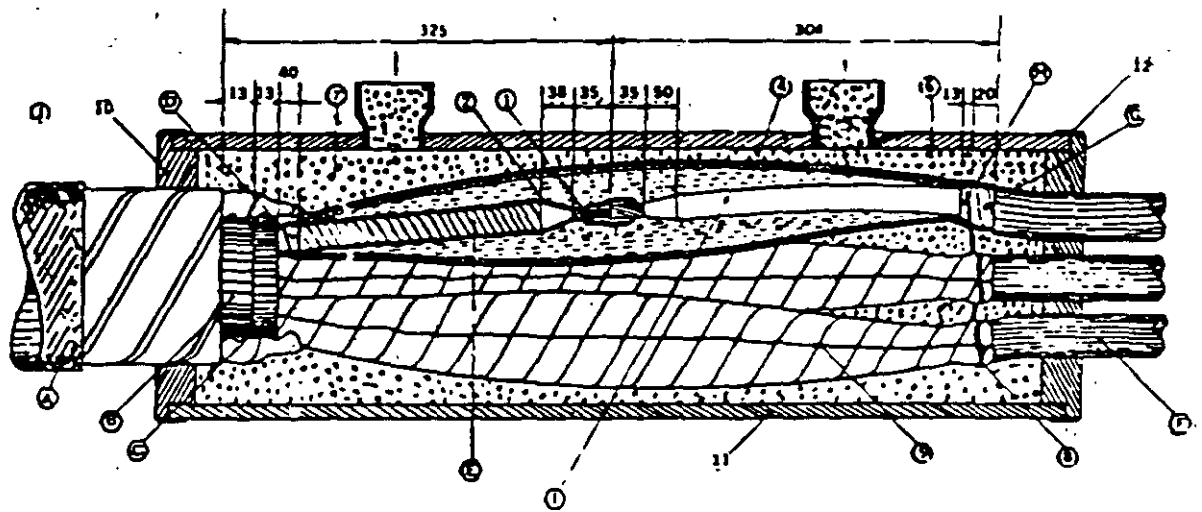
Materiales

1. Conector
2. Cinta TRI-SIL
3. Cinta semiconductor
4. Teraglas de 6.3 mm de ancho
5. Teraglas de 12.7 mm de ancho
6. Teraglas de 25.4 mm de ancho
7. Malla de cobre
8. Trenza plana estañada
9. Cinta BI-SEAL (autovulcanizable)
10. Fibra de vidrio con epoxi
11. Cinta de PVC sin adhesivo

Tabla de dimensiones (mm)

Referencia	Clase de aisl. kV			
	5	8.7	15	23
A	Mitad del largo del conector más			
	163.0	163.0	220.0	270.0
B	Mitad del largo del conector + 13.0			
C	19.0	19.0	25.0	51.0
G	1.5 veces el espesor máximo del aislamiento del cable			

Fig. 14.12 Unión mixta en cables PILC-extruido.

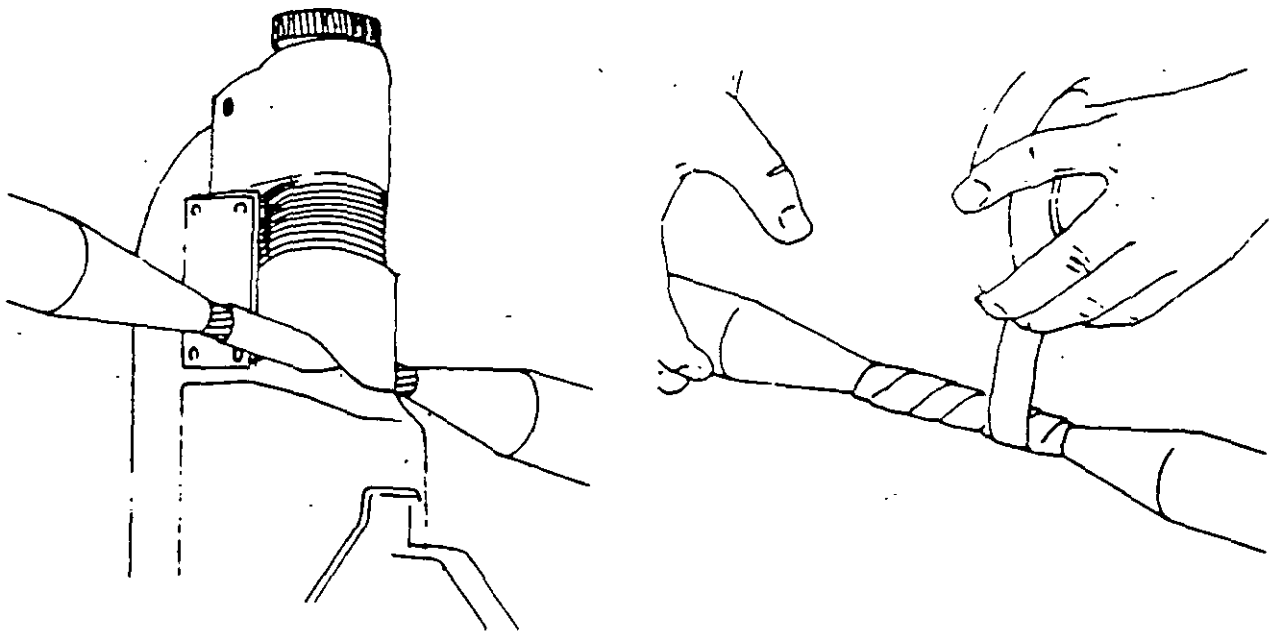


Identificación de materiales

- 1. Conector
- 2. Cinta TRI-SIL
- 4. Cinta BI-SEAL No. 3
- 6. Cinta semiconductor No. 17
- 7. Malla de cobre estañada
- 8. Trenza plana estañada
- 9. Cordon de soldadura
- 10. Tacones de neopreno
- 11. Moide de PVC
- 12. Cinta de PVC con adhesivo

- A) Cubierta protectora de yute
- B) Cubierta de PVC
- C) Pantalla general de cobre
- D) Pantalla individual de cobre
- E) Aislamiento laminar
- F) Cubierta exterior
- G) Pantalla de cobre
- H) Cubierta semiconductor
- I) Aislamiento extruido
- J) Fleje de acero

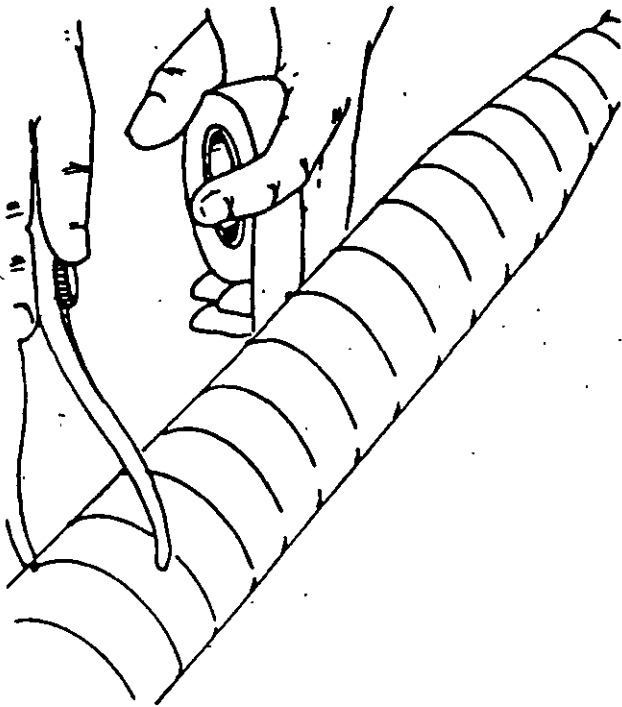
Fig. 14.13 Empalme mixto PILC-extruido 25 kv.



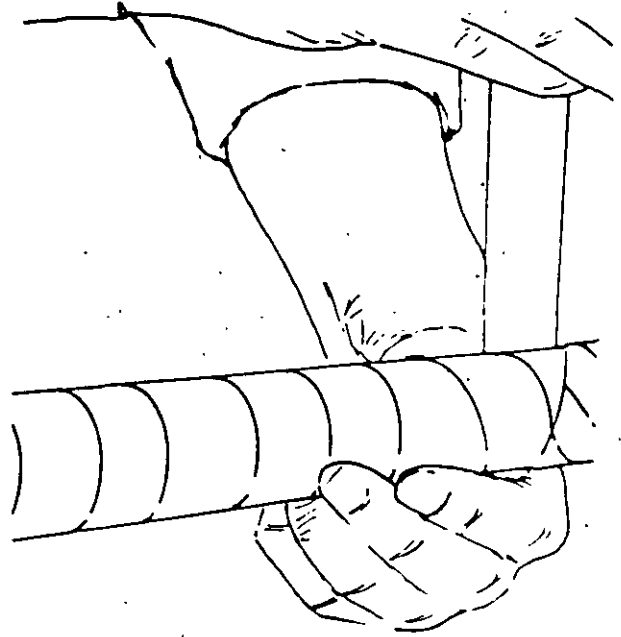
1. Prepare las puntas por unir, de acuerdo con el instructivo incluido en el estuche, e instale el conector, preferentemente de compresión para cables con aislamiento seco.

2. Rellene las indentaciones producidas por las pinzas en el conector y cubra el mismo y conductor desnudo con cinta conductora Bish o. 17, a fin de uniformar el perfil.

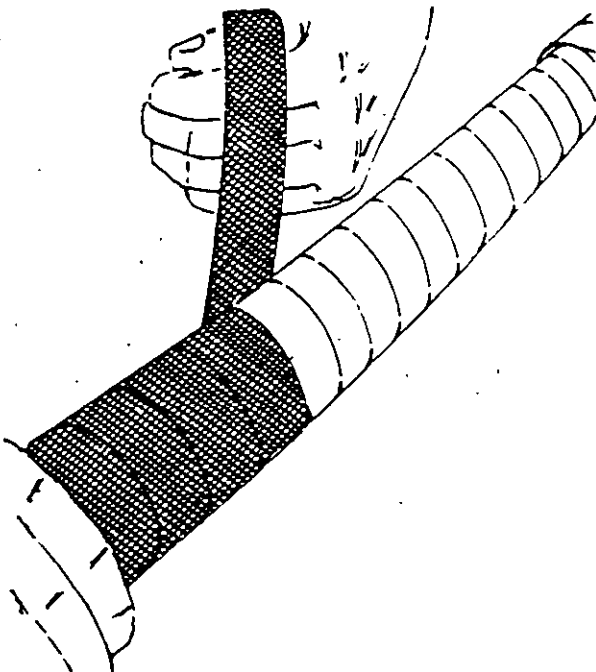
Fig. 14.14 Proceso de elaboración del empalme encintado.



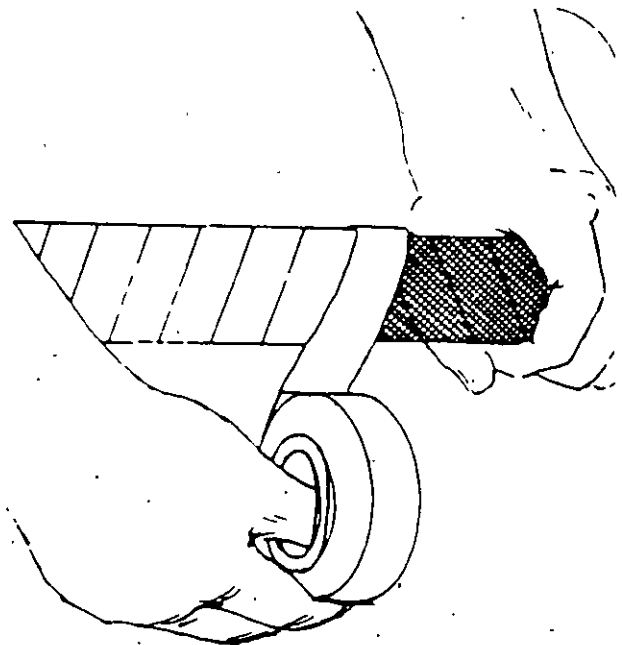
3. Restituya el aislamiento con cinta autovulcanizable BISHOP BI-SEAL No. 3, hasta obtener un espesor igual a $1\frac{1}{2}$ veces el del aislamiento original del cable.



4. Restituya el primer elemento conductor de la pantalla del cable con cinta conductora Bishop No. 17, encintando a medio traslape y con tensión uniforme. Esta cinta vulcanizada con la BI-SEAL No. 3.

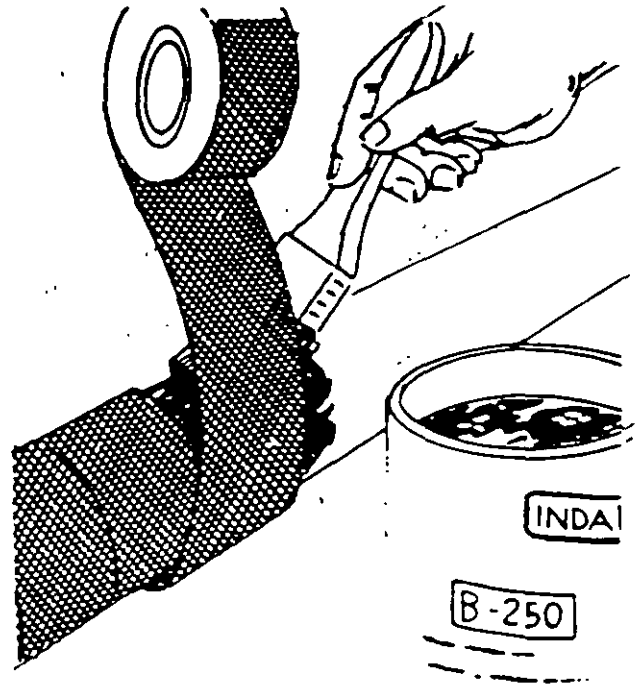
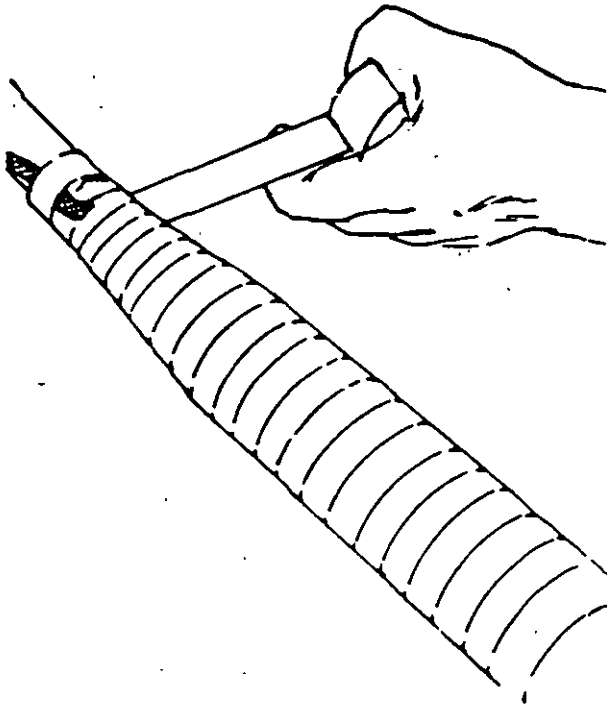


5. La continuidad metálica se consigue dando un encintado a medio traslape, con malla de cobre estañada INDAEL. Es necesario soldar a la pantalla original, tanto la malla como la trenza para conectar a tierra.



6. El empalme está ahora eléctricamente terminado, falta proporcionar la protección necesaria. Esta se logra con cinta BI-SEAL No. 3, aplicada sobre la malla de cobre, y...

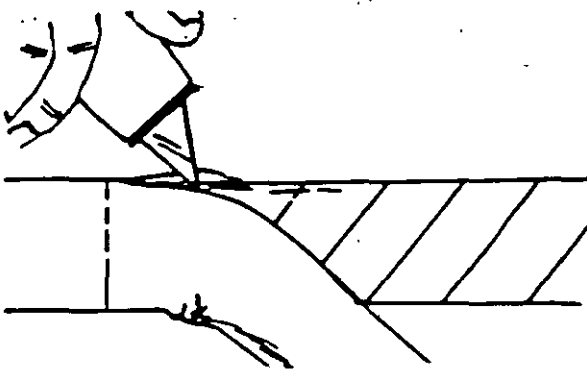
Fig. 14.14 (Continuación).



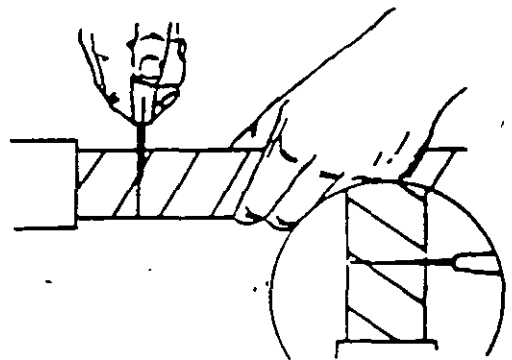
7. Restituyendo la cubierta externa original del cable con cinta de neopreno BISHOP BI-RENE, o vinilica, según sea el material original.

8. Si la cubierta del cable es de plomo, o si se desea protección para enterrar directamente en registros inundados, dé una cubierta de fibra de vidrio impregnada en resina epoxi.

Fig. 14.14 (Continuación).

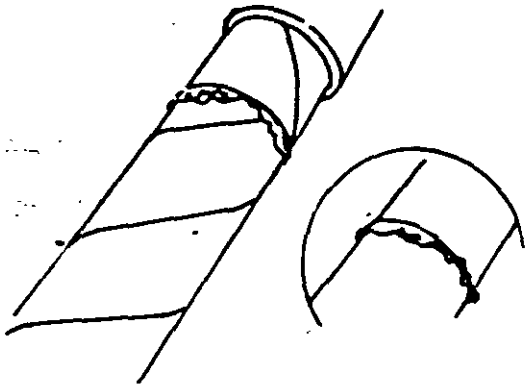


1. Al cortar la cubierta protectora del cable, no dañar la pantalla electrostática, sobre todo cerca de donde se inició el corte.

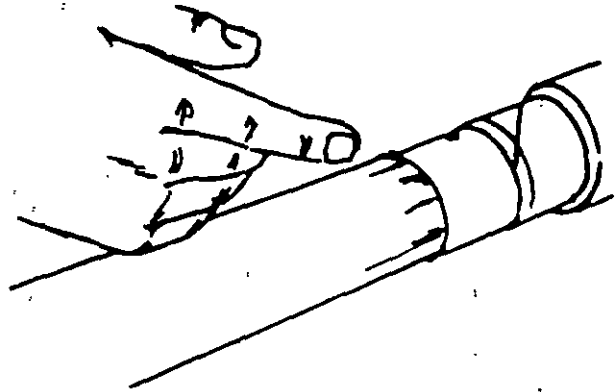


2. Al efectuar el corte de la pantalla, no lastimar el aislamiento, ya que esto equivald dejar una burbuja ocluida.

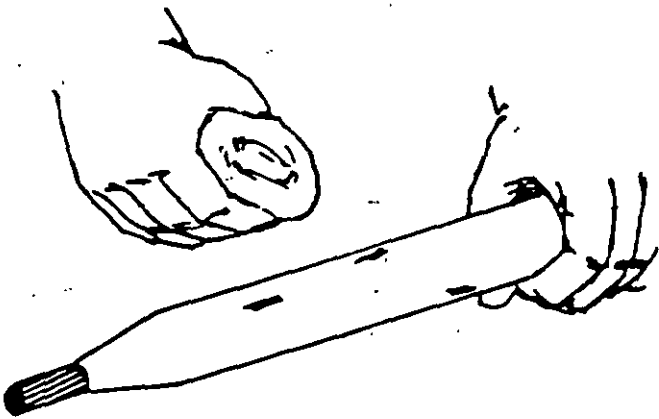
Fig. 14.15 Fallas más comunes en su elaboración.



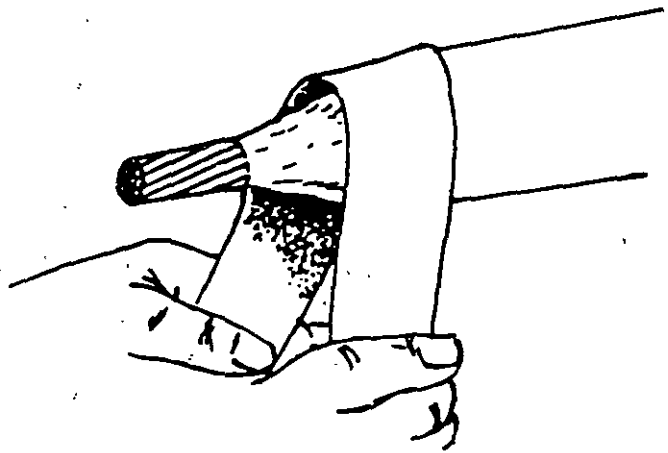
3. La terminación de la pantalla metálica no debe dejar rebabas, ya que producen concentraciones peligrosas de esfuerzos.



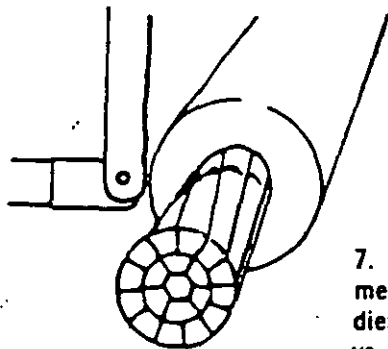
4. Al hacer el corte en la cinta semiconductor original del cable, éste debe ser uniforme y no dejar manchas o hilos.



5. La permanencia de materiales semiconductores sobre el aislamiento propicia la falla de fase a tierra. Debe limpiarse perfectamente con solvente y trapo.



6. La mala hechura de la punta de lápiz en el aislamiento produce el mismo efecto que si permanecieran burbujas ocluidas. Es necesario dejarla tersa, haciendo uso de una lija.



7. Al cortar el aislamiento, no debe lastimarse o mellarse alguno de los conductores. Si esto sucediere, equivaldría a una reducción del área efectiva del conductor.

Fig. 14.15 (Continuación).

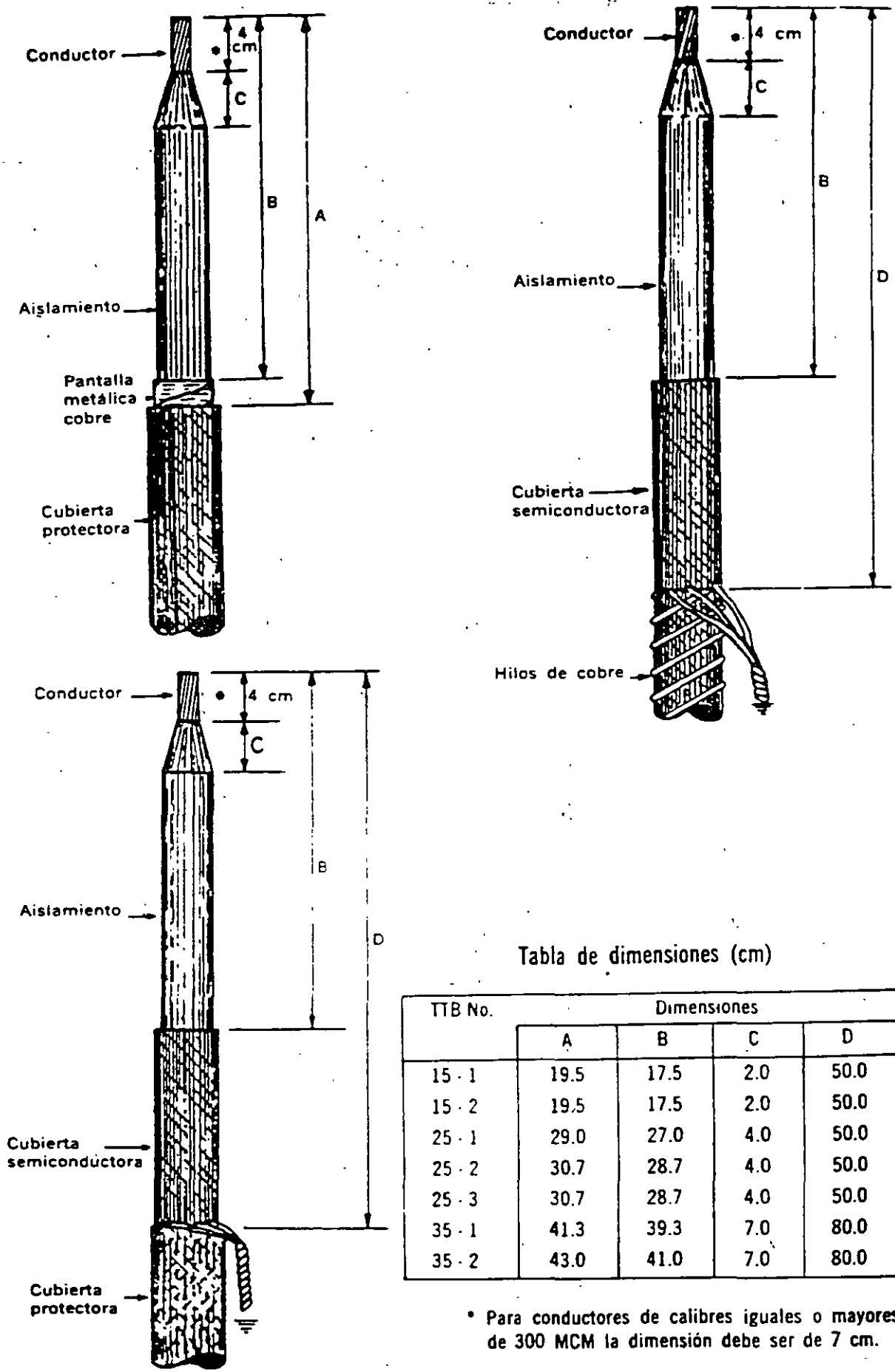
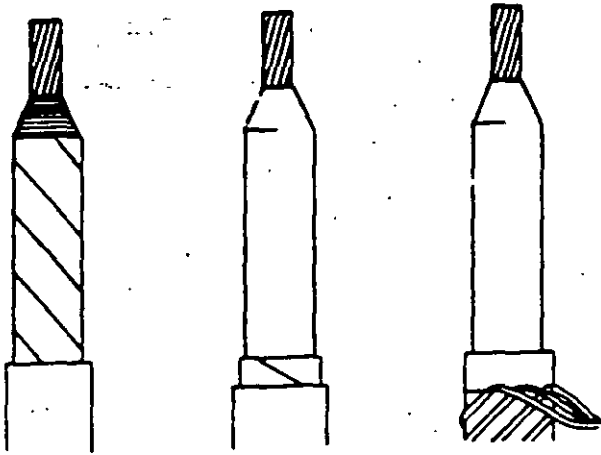


Tabla de dimensiones (cm)

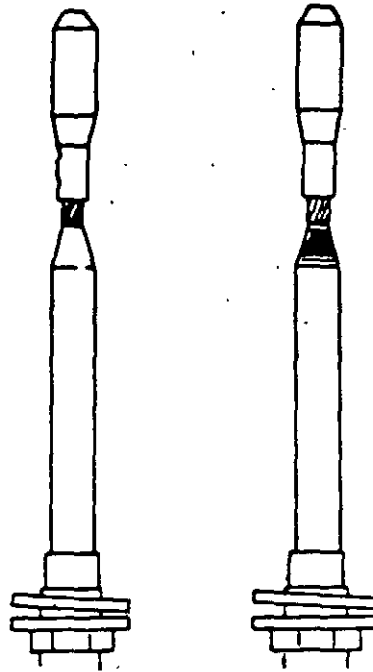
TTB No.	Dimensiones			
	A	B	C	D
15 - 1	19.5	17.5	2.0	50.0
15 - 2	19.5	17.5	2.0	50.0
25 - 1	29.0	27.0	4.0	50.0
25 - 2	30.7	28.7	4.0	50.0
25 - 3	30.7	28.7	4.0	50.0
35 - 1	41.3	39.3	7.0	80.0
35 - 2	43.0	41.0	7.0	80.0

* Para conductores de calibres iguales o mayores de 300 MCM la dimensión debe ser de 7 cm.

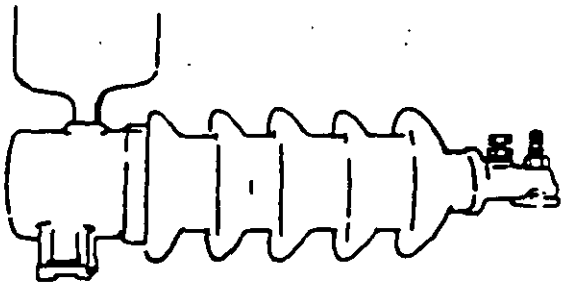
Fig. 13.7 Distancias de preparación para TTB en las construcciones de cables más empleadas.



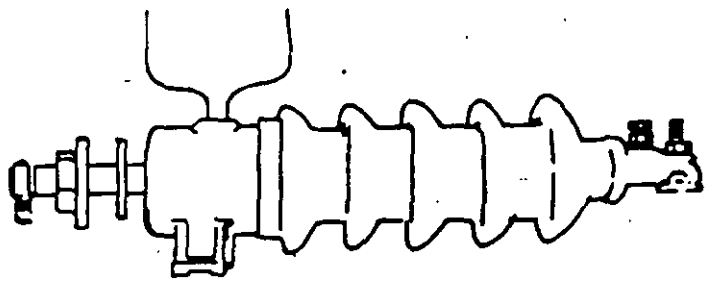
1. Prepare la punta del calibre respetando las dimensiones estipuladas en los instructivos.



2. Coloque el conector, "ponchándolo" o soldándolo, e introduzca la abrazadera, la contratapa y el empaque, en este orden, sobre el cable.



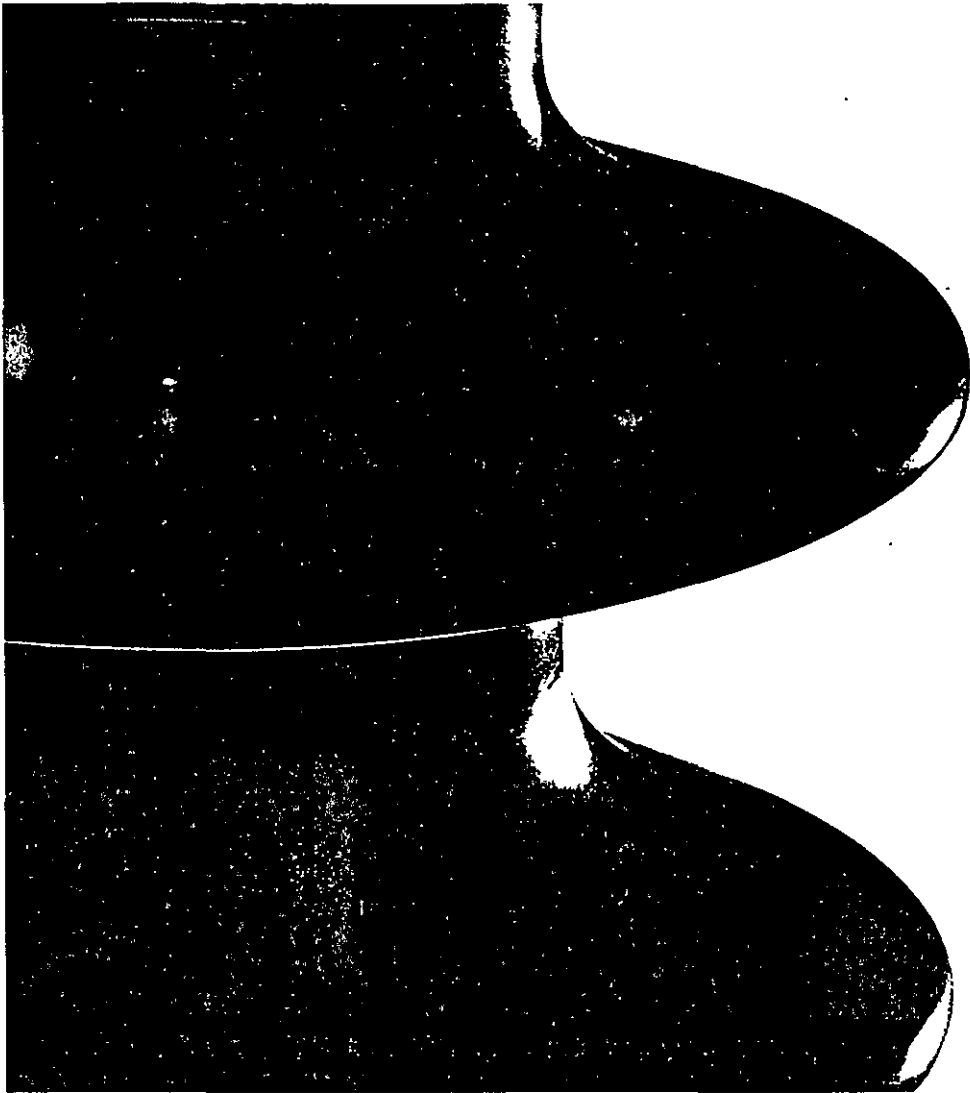
3. Quite el tapón de la terminal y, en su lugar, coloque la botella de plástico. Afloje el tornillo del conector exterior para que pase libremente el conector interior.



4. Introduzca el cable hasta que el conector interior embone con el exterior.

Fig. 13.8 Proceso de instalación de TTb.

OverRoll



**Terminales de fácil instalación
para cables XLPE de 15–25 kV.
Uso interior y exterior.**

ABB Kabeldon



OverRoll. Con presión activa para

Usted no requiere de experiencia ni de conocimientos especiales para colocar una terminal de cables OverRoll. La preparación del cable es muy simple. No necesita preocuparse con el aislamiento. Usted solamente tiene que remover el forro necesario del cable.

Sin Herramientas

Sólo se requieren unas pocas operaciones sencillas para colocar el OverRoll, y para las cuales, no se requieren ni herramienta ni calor.

Primero, enrolle cinta de almáciga impermeable alrededor de la pantalla de alambre. Enseguida, enrolle un atenuador de sobrecarga de flujo frío alrededor del borde de la pantalla aislante. Los atenuadores de sobrecarga de flujo frío sirven para rellenar cualquier irregularidad en la superficie, y de esta manera, eliminan el

riesgo de las bolsas de aire y las descargas parciales.

Después, sólo gire el tubo de hule de silicón OverRoll hasta que este quede en su posición. Si la instalación es a la intemperie, se le ajustan faldas de protección (de dos a cuatro, según el voltaje), colectores inferiores de fugas de corriente, y sellos superiores. Los conectores para cable se piden por separado.

El OverRoll tipo APIC, está especialmente diseñado para uso en interiores húmedos.

Presión Activa

Mundialmente, los distribuidores de electricidad han seleccionado las terminales OverRoll como su componente estándar tanto para proyectos normales como para proyectos especiales. Y OverRoll es fácil de tener en inventario —

APIC 15 kV
para uso
interior.



APIC 25 kV
para uso
interior.

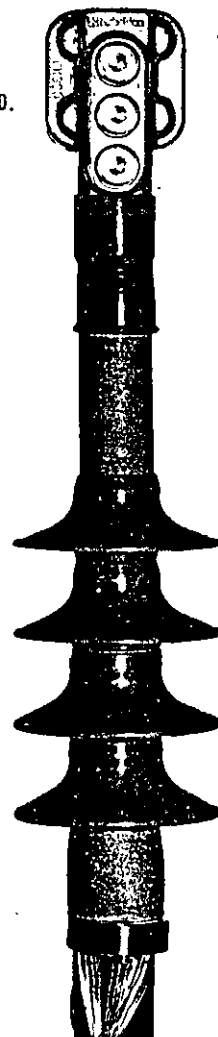


APSC 15 kV
para uso
exterior.



Abrazadera
aérea FK 300.

APSC 25 kV
para uso
exterior.



años de funcionamiento seguro.

Tabla de recomendaciones				
Nivel de aislamiento	Diámetro sobre aislamiento (mm)	Calibre AWG o MCM	OVERROLL	
			Designación Uso interior	Designación Uso exterior
15kV	12-17	8-2	APIC 121 SL	APSC 121 SL
	16-23	2-4/0	APIC 122 SL	APSC 122 SL
	21-32	4/0-500	APIC 123 SL	APSC 123 SL
	31-46	600-1500	APIC 124 SL	APSC 124 SL
25kV	12-17		APIC 241 SL	APSC 241 SL
	16-23	2-1/0	APIC 242 SL	APSC 242 SL
	21-32	1/0-400	APIC 243 SL	APSC 243 SL
	31-46	400-1250	APIC 244 SL	APSC 244 SL

con sólo cuatro variantes es suficiente para cubrir todas las dimensiones de cables hasta 630mm² (800 mm² para 15 kV). La flexibilidad y alta elasticidad del hule silicón, proporcionan una presión activa que garantiza un sello ajustado entre la terminal y el aislamiento del cable, aun cuando la carga hiciera que el cable se expandiera.



La terminal de cable OverRoll resiste las temperaturas más extremas - del frío Ártico, al calor tropical.

Faldas de protección de hule silicón, resistentes a las fugas de corriente. Se utilizan para terminales exteriores.

Atenuador de sobrecarga de corriente de flujo frío. Distribuye el campo de voltaje, rellena irregularidades, y elimina el riesgo de las descargas parciales.

OverRoll se adapta a los cables, ya sean redondos o en forma de sector.

Cumple con los requerimientos de: VDE 0278
IEEE 48-1990.

Conector de cable atornillable SKSA 95-13.

Sello superior. Sella contra agua y funciona como válvula de escape en el caso de exceso de presión en el cable.

Presión activa. Asegura que el tubo de hule silicón OverRoll mantenga la terminal fuertemente ajustada a la pantalla aislante.

Colector inferior de fugas de corriente. Exteriores e interiores húmedos.

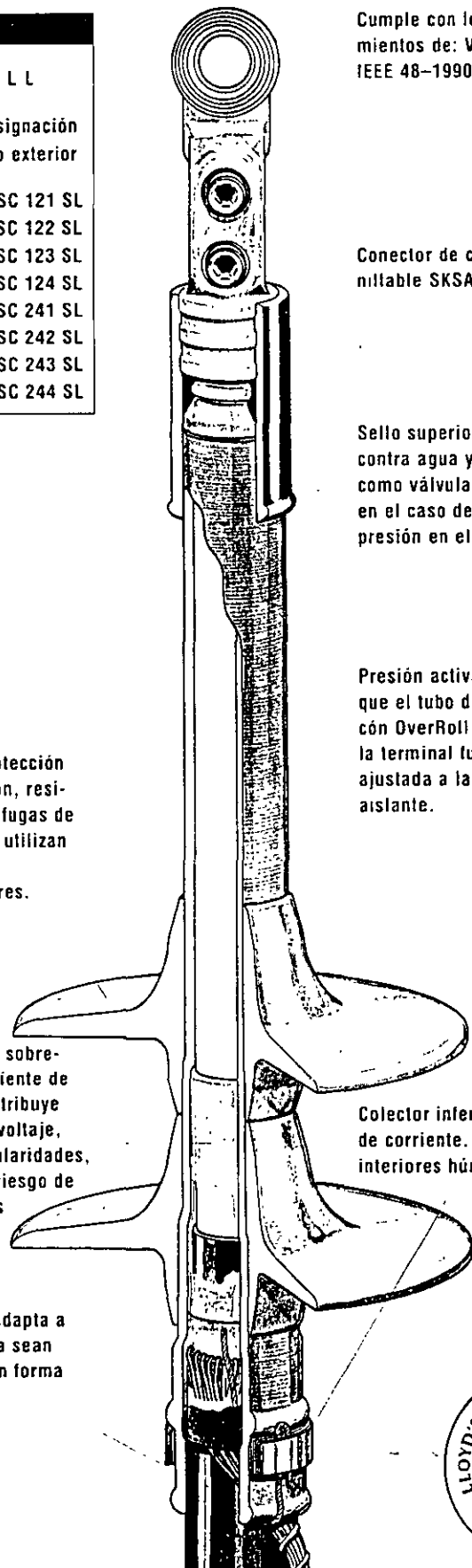




ABB Equipos y Sistemas S.A. de C.V.
P.O. Box 10726
06000 México, D.F.
México

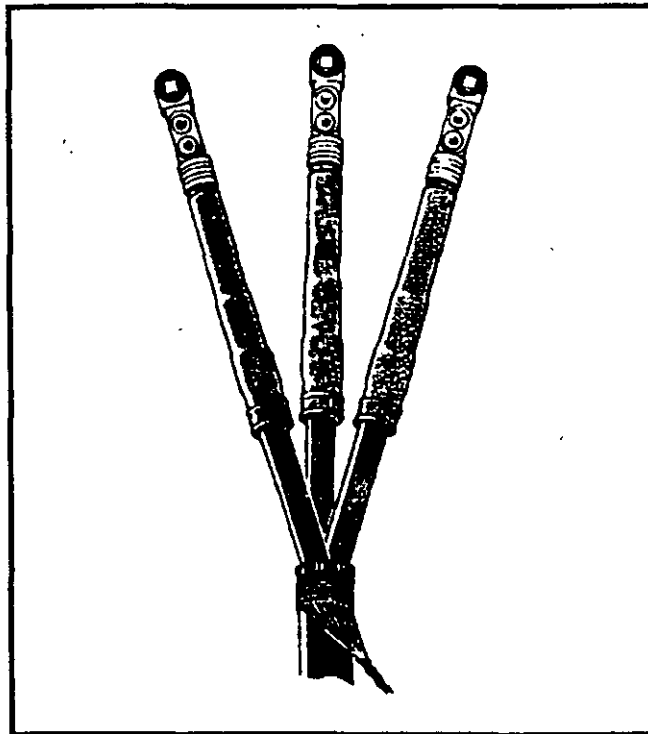


4290.3781-10

OVERROLLTYPE APIC-SL

**Terminal premoldeada
para cables aislados XLPE
10-15 kV, 16-800 mm²
20-25 kV, 10-630 mm²
Aplicaciones tipo Intetior**

**Cables con pantalla de alambre de
cobre, consultar las páginas 2-5
Cables con pantalla en cinta de
cobre, consultar las páginas 6-12**



1.

A	
10-15 kV	190
20-25 kV	290

Desmonte la cubierta de acuerdo a la figura. Quite la pantalla de aislamiento desde la pantalla de tierra.
¡NO DAÑE LA CAPA DE AISLAMIENTO!

2.

Quite la capa de aislamiento C. Cubra los cables de la pantalla con pasta HL alrededor de los cables de la pantalla. Cubra el conductor con cinta.

3.

Asegúrese de que el cable, aislamiento y la pantalla de aislamiento estén absolutamente limpias, secas y sin grasa.

Aplique la pasta FSD sobreponiendo la pantalla de aislamiento

Cuando aplique pasta FSD inicie presionando un poco el extremo para que se pegue al aislamiento y a la pantalla subyacente. Estire la pasta FSD un poco al girar

4. OVERROLL

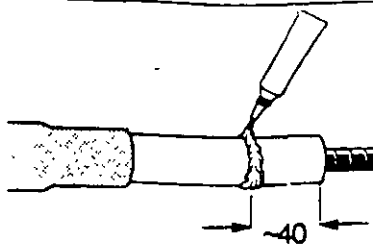
Presiona la grasa PG en el Overroll

5.

Presione el Overroll para esparcir la grasa. Elimine la grasa del exterior.

6.

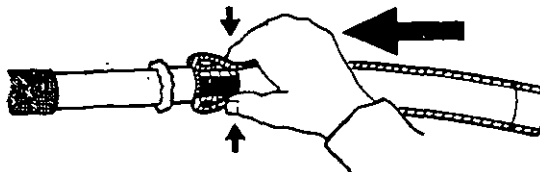
Aplique un amplio anillo de grasa



34

Cuando aplique un anillo de grasa PG alrededor del aislamiento del cable, debe utilizarse más grasa si el diámetro de aislamiento está cerca de la tolerancia máxima del tubo de Overroll más que si el diámetro estuviera cerca a la tolerancia mínima del tubo.

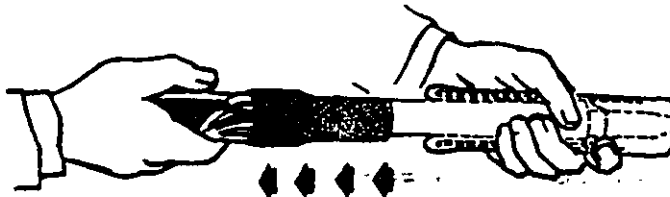
7.



38

Empuje el Overroll hacia la orilla del aislamiento sin comenzar a enrollar.

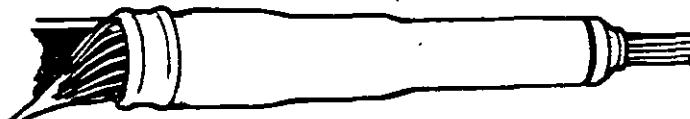
8.



92

Jale el Overroll enrollándolo sobre el aislamiento y la pasta FSD. Deje que el Overroll descansa 2-3 veces durante la instalación. Límpielo con tela (TD).

9.

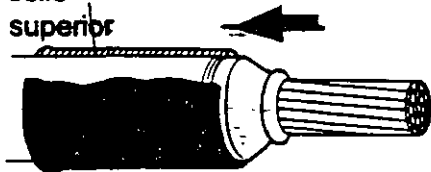


1503

Retire la cinta alrededor del conductor. El tubo del Overroll se traslapará en la cubierta exterior aproximadamente 40 mm.

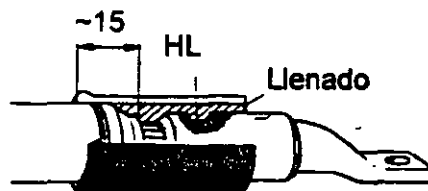
OPCION - sello de agua

sello superior

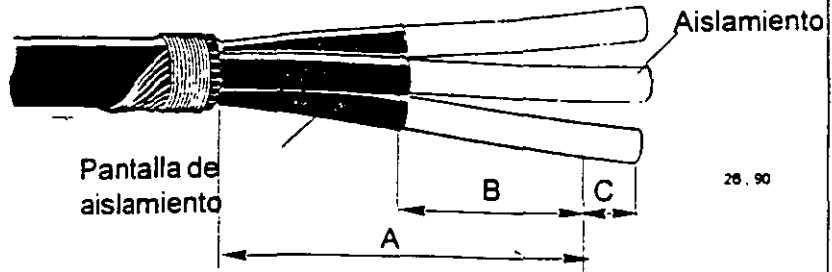
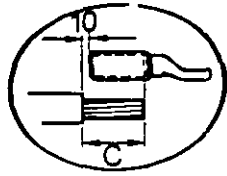


Retire el sello superior del Overroll.

Presione el conector. Limpie la terminal y asegúrese de que no tenga grasa PG.



Engrase ligeramente en el llenado HL y retire el sello superior.



28. 90

	A	B
10-15 kV	min 300	160
20-25 kV	min 400	260

Descubra el cable de acuerdo con la figura. (para conductores cruzados: más de 100 mm).
¡NO DAÑE LA CAPA DE AISLAMIENTO!

Haga un amarre de 30mm. en la horquilla.

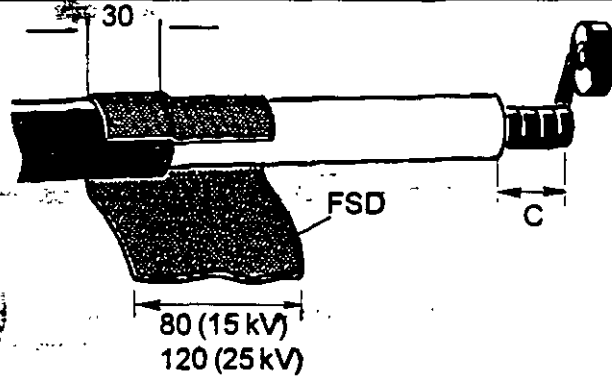
2.

Quite el aislamiento C.

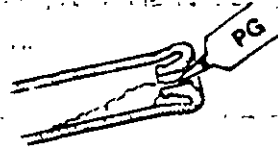
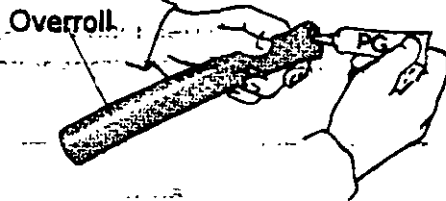
Asegúrese de que el cable, aislamiento y la pantalla de aislamiento estén absolutamente limpias, secas y sin grasa.

Aplique pasta FSD sobre la pantalla de aislamiento.

Cuando aplique la pasta FSD inicie presionando un poco el extremo para que se pegue al aislamiento y a la pantalla subyacente. Estire la pasta FSD durante la aplicación. Cubra el conductor con cinta PVC. Aplique bastante **grasa PG**.



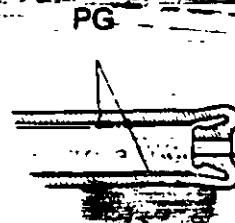
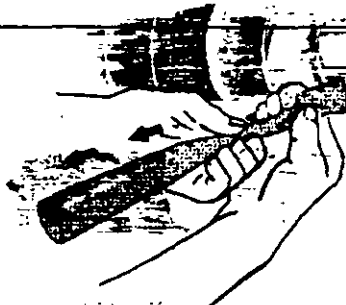
3.



Presione la grasa PG en el Overroll.

38

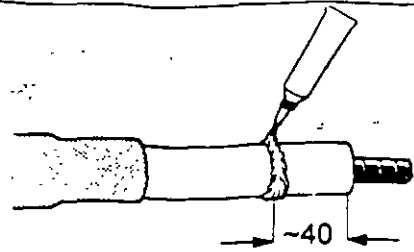
4.



39

Presione el Overroll en forma conjunta para esparcir la grasa. Limpie la grasa restante

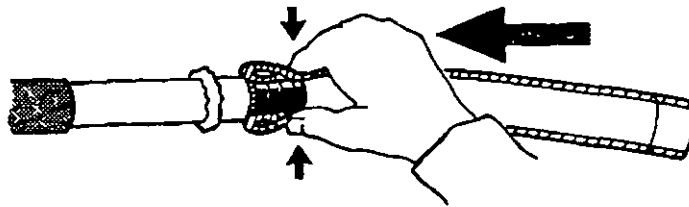
5.



34

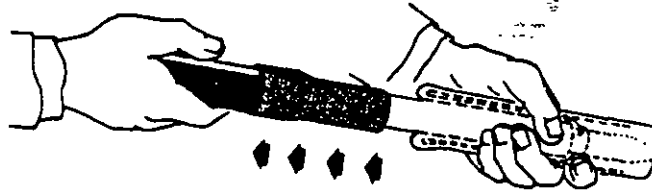
Cuando aplique un anillo de grasa PG alrededor del aislamiento del cable, debe utilizarse más grasa si el diámetro de aislamiento está cerca de la tolerancia máxima del tubo de Overroll, más que si el diámetro estuviera cerca a la tolerancia mínima del tubo.

6.



Empuje el Overroll hasta la orilla del aislamiento sin que comience a enrollarse.

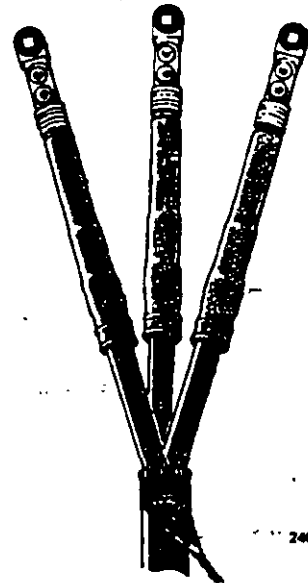
7.



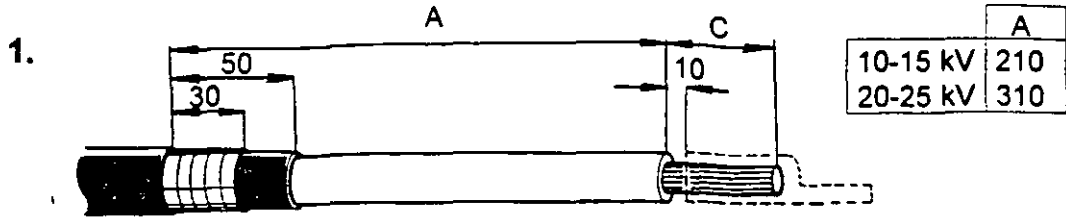
Jale el Overroll enrollándolo sobre la capa de aislamiento y la pasta FSD. Permita que el Overroll descanse 2-3 veces durante la instalación. Limpie con un pedazo de tela (TD).

8.

Quite la cinta alrededor del conductor.



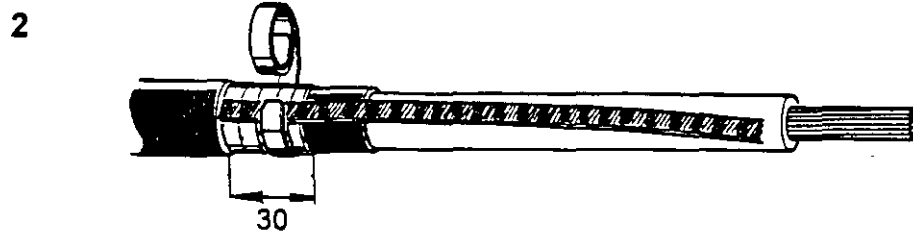
248



Quite la cubierta exterior de acuerdo con la tabla al final del cable. Quite la pantalla de la cinta de cobre a un punto de 30mm. desde la cubierta exterior, quite la pantalla de aislamiento a un punto de 50mm. desde la cubierta exterior. ¡NO DAÑE LA CAPA DE AISLAMIENTO!

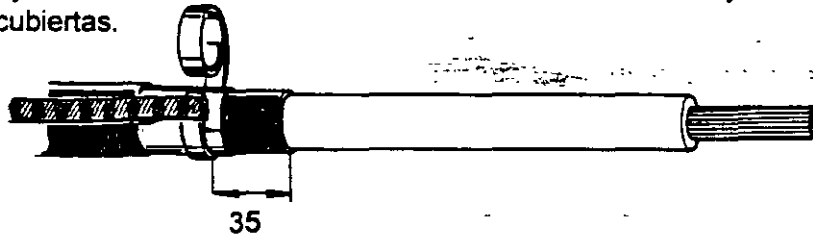
1242

Quite el aislamiento central desde una distancia C mm.



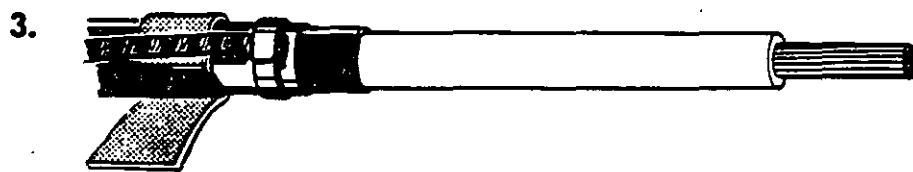
1243

Ajuste la cinta de tierra con el resorte de fuerza constante y enrolle dos cubiertas.



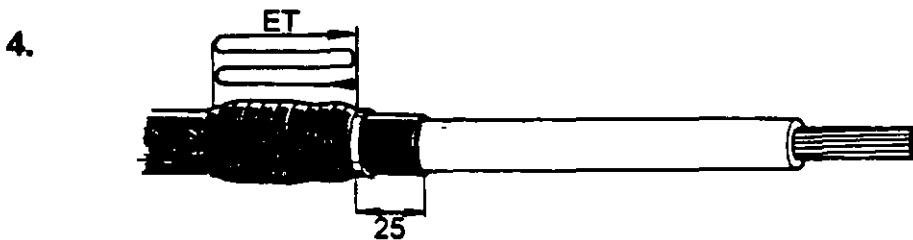
1244

Doble la cinta y enrolle el resorte que queda.



1245

Enrolle la pasta HL alrededor de la cubierta del cable, incluyendo la cinta con la pantalla de tierra.

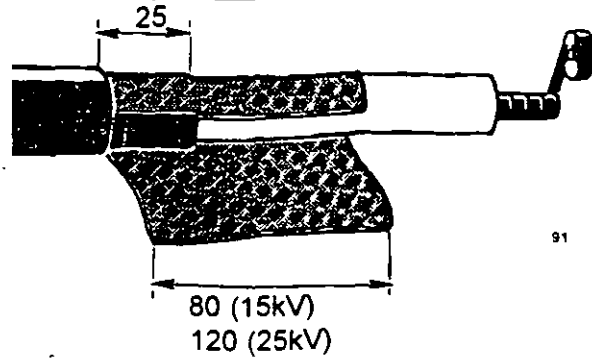


1246

Enrolle la cinta ET 4 veces sobre la pasta HL y en la conexión que hace la pantalla de tierra de 10 mm. en los extremos.

5.

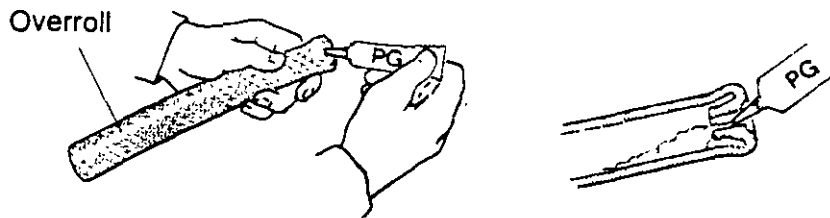
Asegúrese de que el cable de aislamiento y la pantalla de aislamiento están absolutamente limpias, secas y sin grasa.



Aplique la pasta FSD traslapando la pantalla de aislamiento.

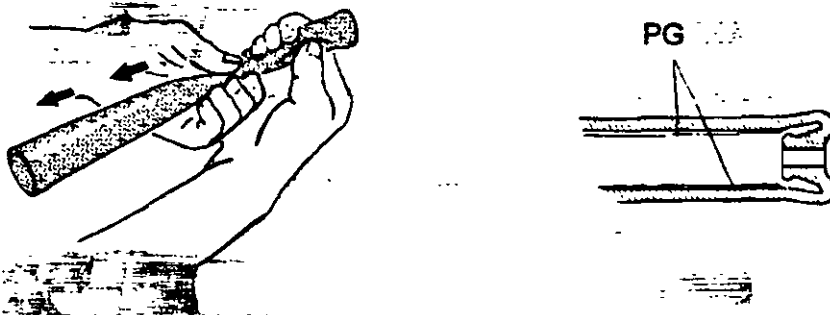
Cuando aplique la pasta FSD, inicie presionando un poco el extremo para que se pegue al aislamiento y a la pantalla subyacente. Estire la pasta FSD durante la aplicación.

6.



Lubrique el Overroll al presionar la mitad de la cantidad de la grasa PG en el tubo Overroll.

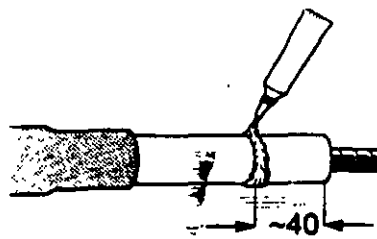
7.



Presione el Overroll conjuntamente para esparcir la grasa. Limpie la grasa del exterior.

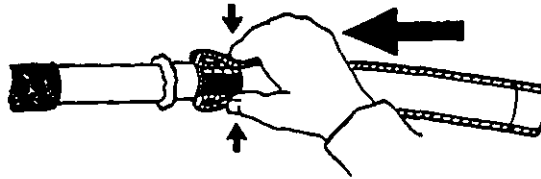
8.

Aplique un anillo de grasa PG.



Cuando aplique un anillo de grasa PG alrededor del aislamiento del cable, debe utilizarse más grasa si el diámetro de aislamiento está cerca de la tolerancia máxima del tubo de Overroll más que si el diámetro estuviera cerca a la tolerancia mínima del tubo.

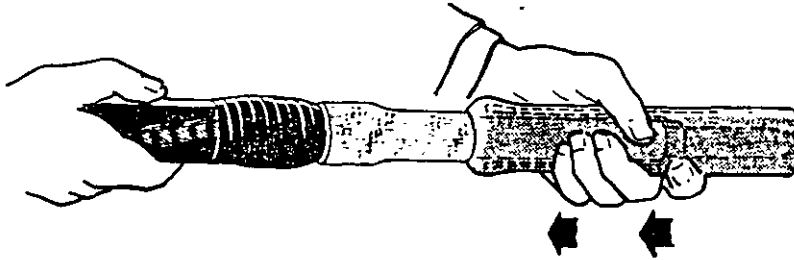
9.



38

Empuje el overroll hacia la orilla del aislamiento sin comenzar a enrollar.

10.



1247

Jale el Overroll enrollándolo en el aditamento de aislamiento y la pasta FSD. Permita que el Overroll se relaje 2-3 veces durante la instalación. Limpie el Overroll con un pedazo de tela (TD).

11.

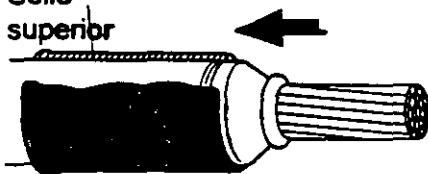


1248

Retire la cinta alrededor del conductor y coloque el conector.

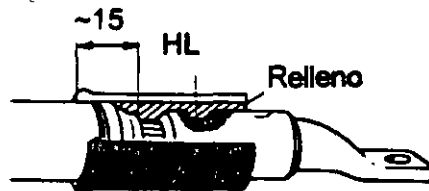
OPCION - sello de agua

Sello superior



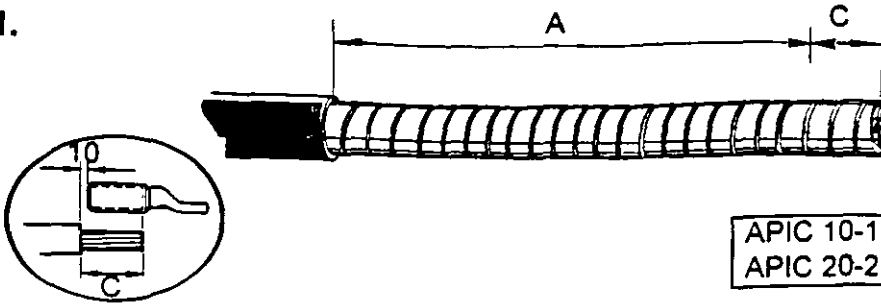
Quite el sello negro superior del Overroll.

Presione el conector. Limpie el extremo de grasa PG. Rellene las irregularidades con la cinta negra HL.



Engrase ligeramente el relleno HL y gire el sello superior.

1.



1479.20

	A
APIC 10-15 kV	370
APIC 20-25 kV	470

Retire la cubierta exterior para una distancia de $A + C$ ($C =$ profundidad del conector + 10 mm). Si se requieren conductores con una distancia de aislamiento mayor, los tubos protectores tipo SSC pueden ser pedidos por separado.

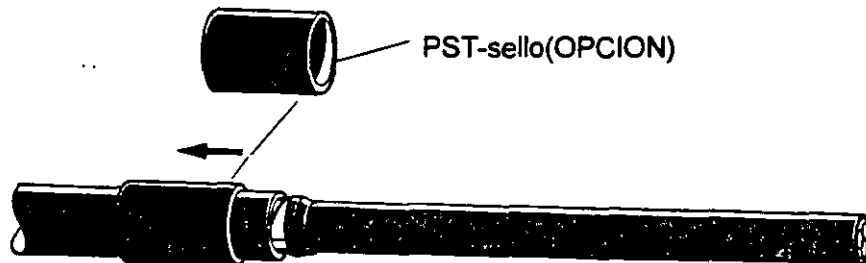
2.



1480

Retire la armadura (si la hay) hasta 30 mm. de la orilla de la cubierta exterior, aplique cinta ET sobre el extremo de la armadura para proteger sus orillas.

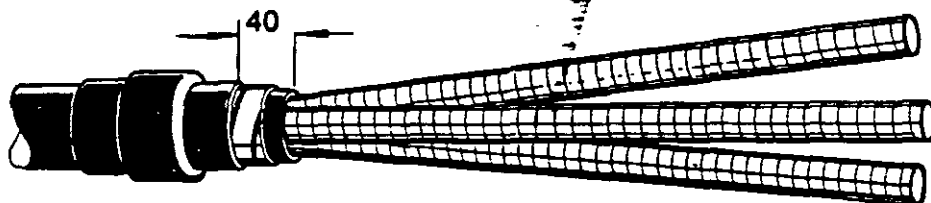
3.



1481

Opción: Empuje el sello PST en la cubierta exterior.

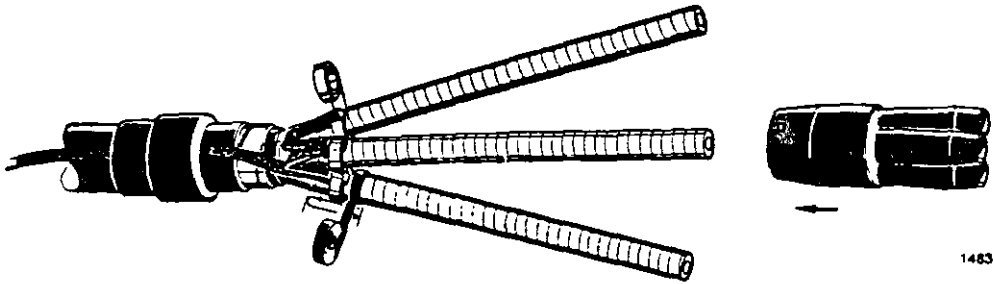
4.



1482

Doble el sello PST sobre sí mismo (si lo hay). Retire la cubierta interior 40mm. de la cubierta exterior. Corte la porción entre los cables.

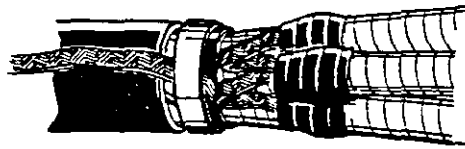
5.



Conecte la cinta de tierra (incluido en el kit de tierra JXT) con los resortes de fuerza constante, de acuerdo con la figura.

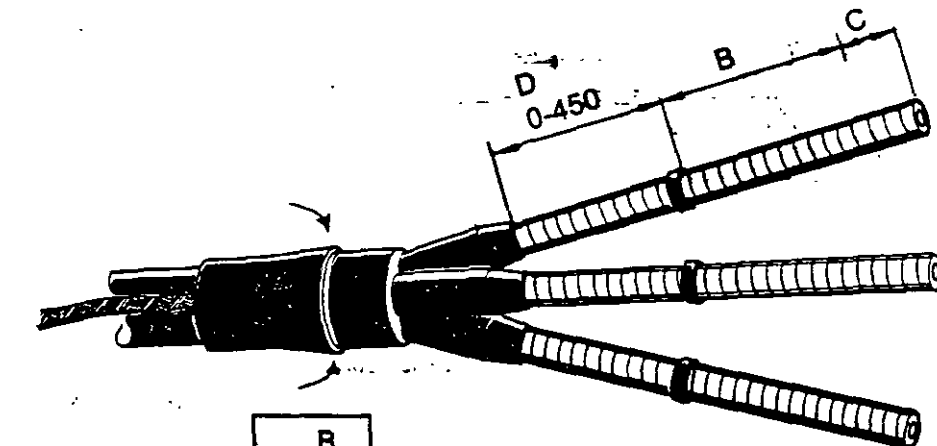
Coloque la cinta de tierra debajo del sello PST (si lo hay). Cubra los resortes de fuerza constante cuatro veces con cinta ET.

6.



Aplique el resorte de fuerza constante sobre la armadura. Como alternativa, puede utilizar un alambre que una puntas o una abrazadera.

7.



	B
APIC 10-15 kV	200
APIC 20-25 kV	300

Empuje el sello PST (si lo hay) sobre el soporte. Las porciones cónicas del sello PST del soporte pueden ser cortadas, en caso necesario.

Doble el sello PST (si lo hay) sobre la parte inferior del sello del soporte. Ajuste la longitud de los cables, en caso necesario. Haga una marca en B+C en el extremo del cable.

Si la medida D es igual o menor que 450 mm se deberán solicitar por separado tubos SSC extra.

Para $D > 0 - 450$ mm se requiere un tubo SSC.

Para $D > 450 - 900$ mm se requieren dos tubos SSC, etc.



DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

FACULTAD DE INGENIERIA

U.N.A.M.



**SISTEMAS DE DISTRIBUCION
ELECTRICA CA-235**

**AHORRO DE ENERGIA EN LOS SISTEMAS
DE DISTRIBUCION**

ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA Y PATIÑO

SEPTIEMBRE 2005

AHORRO DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

1.- INTRODUCCIÓN

La operación de toda industria tiene como base la disponibilidad de varios tipos de materias primas, incluidos los energéticos (petróleo, gas, agua, electricidad, etc.). El incremento de los costos de los energéticos ha provocado que los costos del producto se incrementen debido a que una gran parte del total de los gastos son atribuidos al uso de los mismos, el industrial, ante este constante incremento puede reducir sus gastos implementando medidas para evitar el desperdicio y uso innecesario de ellos.

El uso racional de los energéticos ha sido una meta importante del Gobierno Mexicano los últimos 3 lustros, creando para ello algunos organismos (CONAE, FIDE) con la finalidad de generar una conciencia de uso racional de la energía, tanto calorífica como eléctrica, enfocada a consumidores industriales y comerciales.

En los sistemas de distribución se pueden aplicar los conceptos de uso racional de energía, siendo en el sector industrial donde se han presentado las mayores oportunidades de ahorro, ya que generalmente en el diario vivir de una empresa, el administrador o los empleados de la misma no se preocupan de un factor importante que influye directamente en el costo de producción, el desperdicio de energía eléctrica. La finalidad de este tema es fomentar el uso eficiente y racional de la energía eléctrica en los sistemas de distribución de los consumidores grandes y medios, dando para ello algunas medidas básicas de ahorro en los sistemas de distribución de energía eléctrica industriales y para edificios.

A través del organismo encargado en apoyar el programa de ahorro de energía del sector eléctrico, el sector privado puede asesorarse para mejorar la eficiencia del uso de la energía eléctrica, incorporando para ello nuevas tecnologías y técnicas ahorradoras comprobadas, en las instalaciones eléctricas de la industria y el comercio, con la finalidad de hacer más competitivos sus productos.

Con estas acciones se obtienen beneficios tales como:

- + Elevar su productividad y competitividad.
- + Reducir el importe de sus consumos de energía eléctrica.
- + Disminuir el impacto ambiental.
- + Aumentar la disponibilidad de energía eléctrica.
- + Preservar o mejorar niveles de bienestar.
- + Crear una cultura energética.

Como todo tipo de acciones para poder obtener beneficios de los programas de ahorro de energía, es necesario realizar inversiones de capital, las cuales deben ser recuperables a medio o corto plazo.

2.- TARIFAS

Una de las medidas básicas para el ahorro de la energía eléctrica es la administración de la misma. Para determinar la forma en que la energía eléctrica repercute en la economía de una empresa y posteriormente tomar las acciones pertinentes, es necesario conocer cual es su costo, para lograr esto, el industrial debe conocer las "Tarifas para el Suministro y Venta de Energía", que de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica compete a la Secretaria de Hacienda y Crédito Público, con la participación de las de Comercio y Fomento Industrial, de la Energía, y de la Comisión reguladora de Energía, y a propuesta del suministrador (CFE y LyF), fijar las tarifas eléctricas, así como su ajuste; que para evitar un mayor deterioro financiero de la Comisión Federal de Electricidad y de Luz y Fuerza del Centro, es fundamental mantener la política de deslices mensuales equivalentes a la inflación esperada para las tarifas de los sectores de servicios y agrícolas.

A partir del primero de enero del 2001, se continuará con la aplicación de un factor de ajuste mensual acumulativo a los cargos de las tarifas para servicio doméstico de 1,00682; para el servicio de riego agrícola, para el servicio de alumbrado público y para el servicio de bombeo de aguas negras y potables el factor será de 1,00526.

El Sector Eléctrico requiere de cuantiosos recursos financieros, los cuales deben ser cubiertos en mayor medida con ingresos propios de las empresas suministradoras, por tal motivo se requieren ajustar las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica periódicamente.

Las tarifas se pueden clasificar dentro de dos grandes grupos:

- + Tarifas de uso general.
- + Tarifas de uso específico.

Dentro del primer grupo se consideran:

- | | |
|-----------------|---|
| Tarifa 2 | Servicio general en baja tensión hasta 25 kW de demanda. |
| Tarifa 3 | Servicio general en baja tensión para más de 25 kW de demanda. |

Tarifa OM	Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 100 kW
Tarifa HM	Tarifa horaria para servicio general en mediana tensión, con demanda de 100 kW o más
Tarifa HS	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión nivel subtransmisión
Tarifa HS-L	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, para larga utilización
Tarifa HT	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión nivel transmisión
Tarifa HT-L	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, para larga utilización

A su vez, son tarifas de uso específico:

Tarifa 1,1A, 1B, 1C y 1D.	Servicio doméstico.
Tarifa 5	Servicio para alumbrado público.
Tarifa 6.	Servicio para bombeo de aguas potable o negras.
Tarifa 9	Servicio para bombeo de agua para riego agrícola.

Dentro de este tema solo serán analizadas por ser de competencia industrial o comercial, los elementos de facturación de las tarifas de uso general (exceptuando la tarifa 2), en las que el cobro depende de cuatro factores:

- a).- El consumo de energía útil. Es aquella que se entrega al usuario en un determinado periodo, esta expresado en kW-h (kilowatt-hora).**
- b).- La demanda máxima medida. Esta se determina 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.**
- c).- El factor de potencia (FP). Se obtiene mediante la relación aritmética entre la energía útil suministrada y la energía total requerida. Solo conlleva costo cuando es menor a**

90 %. El factor de potencia está dado por la naturaleza de la carga del usuario y afecta a la adecuada utilización de la capacidad del sistema eléctrica.

- d).- **Medición en baja tensión.** En los servicios que se proporcionen en media tensión, cuando la medición de la energía eléctrica consumida se realice en el lado secundario motivado por una demanda contratada menor a 200 kW, las facturaciones aumentarán en un 2 % sobre el total de la suma del costo por consumo más el costo por demanda. Este cargo se establece previendo las pérdidas inherentes en el transformador.

Para una mejor interpretación de estas tarifas, se enmarcan a continuación sus enunciados de aplicación:

Tarifa No. 3.- Servicio general en baja tensión para más de 25 kW de demanda.

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.

Tarifa O-M.- Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 100 kW.

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

- 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 10 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 tomara como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de potencia de 90 % (noventa por ciento).

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, notificándole al usuario.

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

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

- + 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 tomara como demanda contratada la capacidad de dicha subestacion a un factor de potencia de 90 % (noventa por ciento).

A continuación se presentan los horarios correspondientes al Periodo de Punta, Intermedio y Base.

Primer domingo de mayo,
al sábado anterior al último
domingo de septiembre

Último domingo de septiembre,
al sábado anterior al primer
domingo de mayo

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00-6:00	6:00-20:00 22:00-24:00	20:00-22:00	0:00-6:00	6:00-18:00 22:00-24:00	18:00-22:00
Sábado	0:00-7:00	7:00-24:00		0:00-8:00	8:00-19:00 21:00-24:00	19:00-21:00
Domingos y días festivos	0:00-19:00	19:00-24:00		0:00-18:00	18:00-24:00	

Tarifa H-S.- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión nivel subtransmisión.

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión.

Tarifa H-SL.- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, para larga utilización.

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.

Tarifa No. H-T.- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión nivel transmisión.

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión nivel transmisión, el cual tendrá una vigencia mínima de un año.

Tarifa No. H-TL.- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, para larga utilización.

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 una vigencia mínima de un año.

Tarifa No. I-15.- Tarifa para servicio interrumpible.

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 Periodo de Punta, Semipunta, Intermedio o Base, mayor o igual a 10,000 kilowatts durante los tres meses previos a la solicitud de inscripción. La inscripción de este servicio tendrá una vigencia mínima de un año.

Tarifa No. I-30.- Tarifa para servicio interrumpible.

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 Periodo de Punta, Semipunta, Intermedio o Base, mayor o igual a 20,000 kilowatts durante los tres meses previos a la solicitud de inscripción. La inscripción de este servicio tendrá una vigencia mínima de un año.

2.1.- Reducción del costo por consumo de energía eléctrica. El conocimiento del sistema tarifario le dará en principio al usuario una herramienta para disminuir el monto que por concepto de consumo de energía eléctrica deberá pagar, debiendo seleccionar para esto la tarifa adecuada a su demanda.

Como un ejemplo real de esta reducción, se muestra en la tabla 2.1 la facturación de Liverpool México, S.A. de C.V. de Venustiano Carranza No. 92 y en la tabla 2.2 la correspondiente a Bancomer, S.N.C. de Bolivar No. 38, donde se considera un periodo anual del 24 de Julio de 1998 al 24 de Junio de 1999. Con la finalidad de ilustrar esto, se considera el primer periodo de ambos servicios (24 de Julio de 1998), mostrando en la tabla 2.3 los importes correspondientes a tarifa 3.

TABLA 2.1
LIVERPOOL MEXICO, S.A. DE C.V.
VENUSTIANO CARRANZA No. 92

PERIODO	TARIFA 3 \$	DEM. kW.	CONSUMO kWh	TARIFA OM \$	DIFERENCIA T 3 - OM \$
980724	245,458.45	768	259,200.00	125,319.68	120,138.77
980824	258,675.30	768	268,800.00	130,733.27	127,942.03
980923	251,648.55	792	254,400.00	123,490.41	128,158.14
981022	246,116.35	768	252,000.00	125,486.56	120,629.79
981125	302,459.00	744	300,000.00	148,649.79	153,809.21
981224	265,421.55	792	249,600.00	137,340.88	128,080.67
990126	266,494.70	720	244,800.00	132,395.97	134,098.73
990224	240,912.60	720	213,600.00	119,137.33	121,775.27
990325	254,266.75	720	235,200.00	127,378.96	126,887.79
990427	278,481.20	744	242,400.00	130,980.85	147,500.35
990526	263,309.75	768	237,600.00	130,056.48	133,253.27
990624	266,639.85	792	237,600.00	133,517.43	133,122.42
RECUPERACION TOTAL=					1,575,396.44

AHORRO DE ENERGIA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

TABLA 2.2
BANCOMER, S.N.C
BOLIVAR No. 38

PERIODO	TARIFA 3 \$	DEM. kW.	CONSUMO KWh	TARIFA OM \$	DIFERENCIA T 3 - OM \$
980724	657.557.05	1.780	712,000	328,975.11	328,581.94
980824	652.024.45	1.760	684,000	323,524.77	328,499.68
980923	628.288.15	1.760	646,000	302,330.97	325,957.18
981022	592.158.40	1.760	596,000	294,137.12	298,021.28
981125	614.009.65	1.580	602,000	302,622.59	311,387.06
981224	605.548.25	1.380	480,000	267,575.16	337,973.09
990126	560.589.50	1.380	512,000	270,370.93	290,218.57
990224	539.947.70	1.590	458,000	257,828.40	282,119.30
990325	606.489.55	1.580	556,000	294,844.31	311,645.24
990427	623.216.75	1.590	524,000	282,204.85	341,011.90
990526	637.475.45	1.780	558,000	304,227.48	333,247.97
990624	607.709.05	1.590	548,000	295,640.56	312,068.49
RECUPERACION TOTAL=					3,800,731.70

AHORRO DE ENERGIA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

**TABLA 2.3
IMPORTES EN TARIFA 3**

USUARIO	KW	Kwh	IMPORTE (\$)
LIVERPOOL	768	259 200	245 458,45
BANCOMER	1 780	712 000	657 557,05

Si dichos servicios se contrataran en tarifa O-M, considerando la misma demanda y consumo, se obtienen los costos mostrados en la tabla 2.4.

**TABLA 2.4
IMPORTES EN TARIFA O-M**

USUARIO	KW	kW h	IMPORTE (\$)
LIVERPOOL	768	259 200	125 319,68
BANCOMER	1 780	712 000	328 975,11

Como se observa en este ejemplo, la tarifa O-M proporciona un ahorro del 49 y 50 % para Liverpool y Bancomer respectivamente. Aunque la inversión inicial requerida para contratar en esta tarifa es importante, en menos de dos años se amortizará.

En las figuras 2.1 y 2.2 se muestran las curvas comparativas de importes facturados para estos usuarios.

" PICOS DE DEMANDA "
LIVERPOOL MEXICO , S.A. DE C.V.

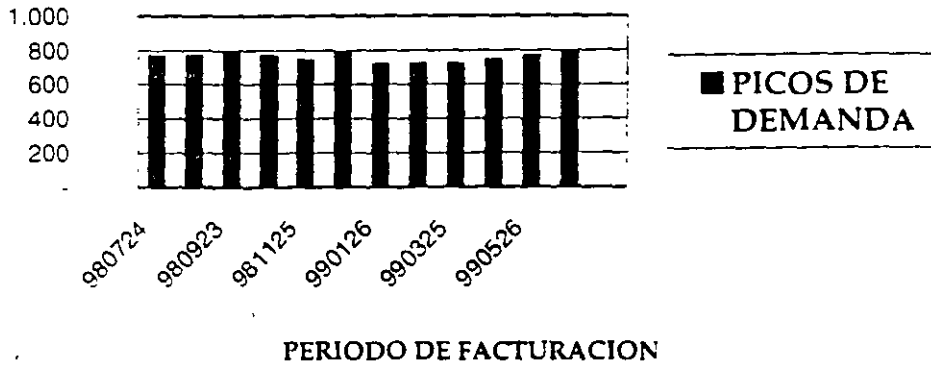
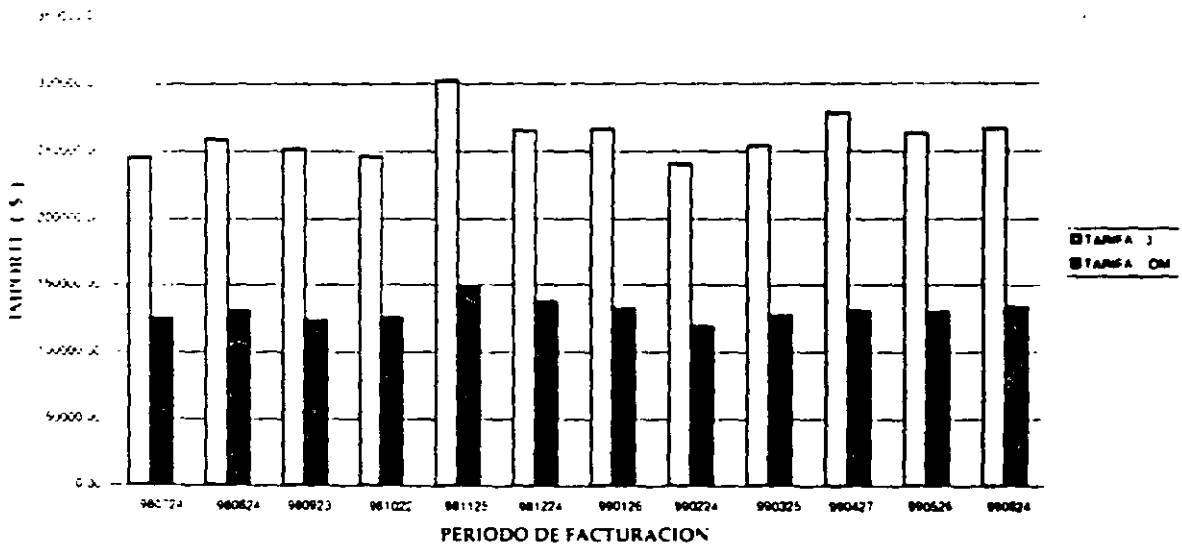


FIGURA 2.1

" IMPORTE FACTURADO "
LIVERPOOL MEXICO S.A. DE C.V.



AHORRO DE ENERGIA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

" IMPORTE FACTURADO "
BANCOMER, S.N.C.

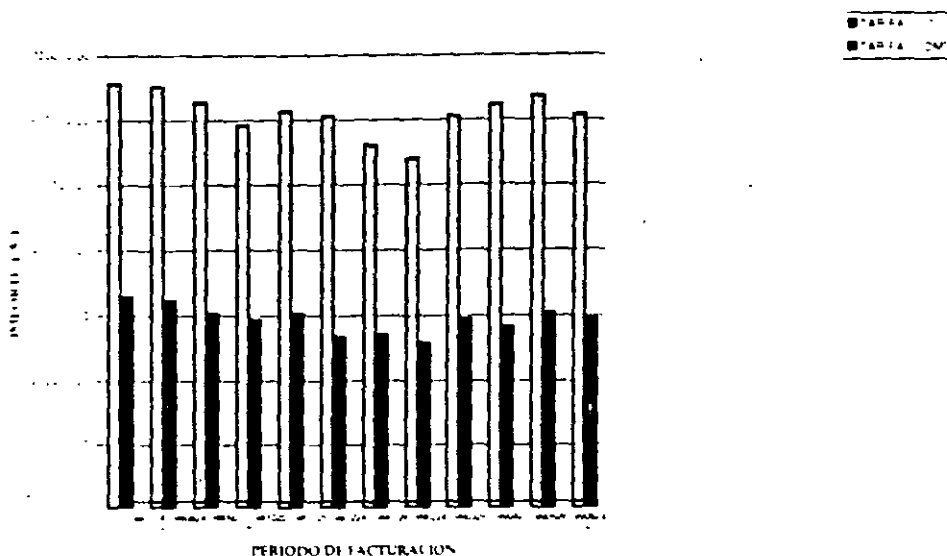
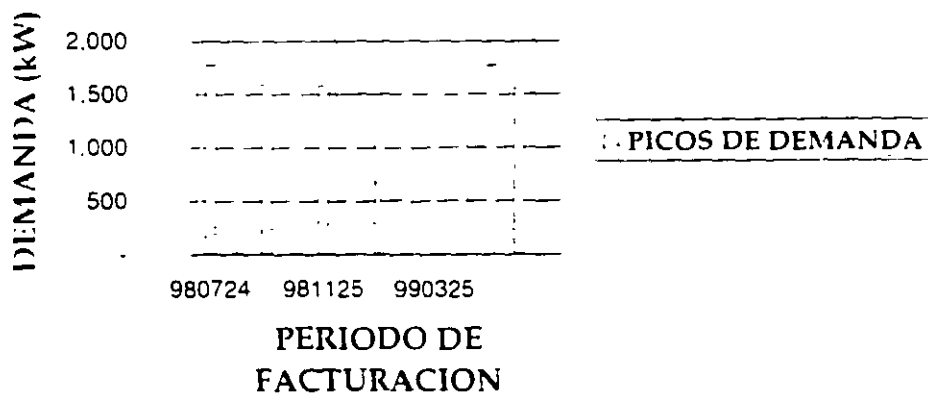


FIGURA 2.2

" PERFIL DE DEMANDA "
BANCOMER, S.N.C.



2.2.- Factor de potencia

Para compensar los perjuicios ocasionados a las empresas suministradoras de energía eléctrica por el bajo factor de potencia que adquieren las redes de distribución, en el ajuste y reestructuración para suministro y venta de energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación del día 10 de noviembre de 1991, se establece:

El usuario procurará mantener un factor de potencia (FP) tan aproximado al 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 métodos aprobados por la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, el suministrador tendrá derecho a cobrar al usuario la cantidad que resulte de aplicar el monto de la facturación el porcentaje de recargo que se determine según la fórmula que se señala. En el caso de que el factor de potencia tenga un valor superior al 90 % (noventa por ciento), el suministrador tendrá la obligación de bonificar al usuario la cantidad que resulte de aplicar a la factura el porcentaje de bonificación según la fórmula que también se señala.

Fórmula de Recargo:

$$\text{Porcentaje de Recargo} = 3/5 \times ((90/\text{FP}) - 1) \times 100; \text{FP} < 90 \%$$

$$\text{Porcentaje de Bonificación} = 1/4 \times (1 - (90/\text{FP})) \times 100; \text{FP} > \text{ó} = 90 \%$$

Donde FP, es el factor de potencia expresado en por ciento.

2.3.- Factor de carga del servicio

Se define como la relación existente entre la demanda media y la demanda máxima en un intervalo de tiempo dado y se puede calcular en base a los valores registrados en la facturación de energía eléctrica de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$\text{FC} = \text{Dm}/\text{D}_\text{M}$$

$$\text{Dm} = \text{kWh} / \text{h}$$

$$\% \text{FC} = \frac{\text{kW-h}}{\text{h} \times \text{D}_\text{M}} \times 100$$

siendo;

- FC = Factor de carga
- D_m = Demanda media
- D_M = Demanda máxima en el periodo
- kWh= Energía consumida en el periodo
- h = Número de horas del periodo

El factor de carga relaciona la energía que se utiliza durante un periodo de facturación con respecto a la energía que el suministrador debe proporcionar a razón de la demanda máxima medida durante ese mismo periodo.

Para apreciar en forma práctica lo que representa el factor de carga, se presenta el siguiente:

Ejemplo

Se tienen dos industrias de las mismas características, cuya contrato esta realizado en tarifa O-M, tienen un factor de potencia de 90 %.

La industria No. 1 demanda 720 kW y consume en el periodo del 99/07/01 al 99/07/30 (siendo 29 días de facturación) y un consumo de 276 000 kWh. Esta industria labora 16 horas al día.

La industria No. 2, en el mismo periodo de facturación, tiene una demanda 500 kW y consum 276 000 kWh. Esta industria labora 24 horas al día.

Para este periodo el cargo por demanda es de \$ 53,266 y el cargo por consumo es de \$ 0,39821, ambas industrias se encuentran ubicadas en la región centro, por lo que se tiene lo siguiente:

INDUSTRIA N. 1		
Cargo por demanda	53,266 x 720	\$ 38 351,52
Cargo por consumo	0,39821 x 276 000	\$ 109 905,96
Importe facturado		\$ 148 257,48

$$\text{FACTOR DE CARGA} = (276\ 000 \times 100) / (464 \times 720) = 55,08 \%$$

COSTO MEDIO DEL kWh = \$ 148 257,48/ 276 000 = \$ 0,53

I N D U S T R I A N . 2		
Cargo por demanda	53,266 x 500	\$ 26 633,00
Cargo por consumo	0,39821 x 276 000	\$ 109 905,96
Importe facturado		\$ 136 538,96

FACTOR DE CARGA = (276 000 x 100) / (696 X 500) = 79,31 %

COSTO MEDIO DEL kWh = \$ 136 538,96/ 276 000 = \$ 0,49

Como se observa, a mayor factor de carga, el costo por kWh es menor.

3.- AUDITORIA HISTÓRICA

Una auditoria histórica identifica los consumos y costos de energía empleada para elaborar una cierta cantidad de producto terminado y así poder establecer comportamientos, tendencias y resultados.

Para realizar una auditoria histórica se requiere de poco tiempo y los resultados pueden ser extremadamente valiosos para puntualizar en elementos individuales de la industria a la que se le realiza dicha auditoria.

Hay que identificar y cuantificar los consumos y costos mensuales que ha tenido la industria durante por lo menos 2 años; esta información se puede obtener fácilmente a través de los recibos de pago efectuados. Con lo cual se puede determinar cuanta energía se consume por unidad de producto, a esto se le denomina consumo específico.

Para elaborar una auditoria de este tipo, se puede utilizar como auxiliar la tabla 3.1.

Mediante el análisis de este registro se podrá establecer tanto la tendencia histórica como el impacto de cualquier ahorro de energía eléctrica.

TABLA 3.1

AUDITORIA HISTORICA

PERIODO	kw	kw - h	FACTOR CARGA %	DEMANDA \$	CONSUMO \$	BAJO FACTOR POTENCIA \$	TOTAL (SIN IVA) \$	COSTO kw - h \$

3.1.- Índices

Cuando el uso de la energía eléctrica se puede relacionar a un producto o a una actividad, se genera un índice que mostrará la mejor manera de comparar sus comportamientos o tendencias. Por esta razón, es importante tener las cantidades producidas en cada periodo de facturación y con esto determinar el uso de la energía eléctrica por unidad de producto o servicio. Es conveniente que al analizar estas variaciones no se tomen en cuenta los consumos fuertes de energía en las oficinas administrativas de la industria. Si se gráficán los índices energéticos contra el tiempo, se tendrá un indicador de la eficiencia energética a través de los años.

4.- AUDITORÍA DE RECORRIDO

Una vez que se analizó el historial de consumos de energía, se deben obtener los datos específicos de operación e iluminación, realizando para ello la auditoría de recorrido. Observando cuidadosamente aspectos tales como:

- + Revisión de planos de ubicación de maquinaria y equipo.
- + Levantamiento del censo de cargas eléctricas.
- + Consumos estimados por equipos y/o áreas.
- + Determinar la distribución porcentual de carga.
- + Detección de oportunidades de ahorro obvias.

Si la empresa tiene planos con la ubicación de las cargas, habrá que identificar en ellos:

- + Grupos de máquinas para un mismo proceso
- + Alimentadores principales y derivados
- + Oficinas administrativas
- + Almacenes
- + Iluminación de la planta
- + Talleres
- + Voltajes de operación de equipos

De la misma manera que los planos, el censo de carga nos permitirá conocer en forma más objetiva que aparatos o equipos se usan, cuanta energía consumen en forma individual y su frecuencia de operación.

En la auditoría de recorrido se tomará nota de los puntos obvios con pérdidas de energía. Estos puntos son los que presentan oportunidad de ahorro inmediatos y con poca inversión. Posteriormente se analizarán aquellos que requieran una gran inversión. Esta auditoría puede ser tan simple o compleja dependiendo de la complejidad o tamaño mismo de la industria en análisis.

4.1.- Censo de carga

Motores

Para obtener el censo de carga se puede utilizar la tabla 4.1. Con estos datos se puede estimar la demanda de cada motor y conforme a su uso obtener el consumo aproximado por mes.

Debido a que la gran mayoría de los motores no se utilizan a su potencia nominal, existe un Factor de Carga el cual se define con la siguiente relación:

$$\text{Factor de Carga} = \frac{\text{Carga típica}}{\text{Carga Nominal}} = \frac{\text{Corriente real}}{\text{Corriente nominal}}$$

Este factor de carga sirve para determinar cual es la potencia real en el eje.

$$\text{Pot. real en el eje} = \text{CPnom.} \times 0,746 \times \text{F.C.} \text{ — (kW)}$$

TABLA 4.1

CENSO DE CARGA

TIPO DE MAQUINA	No. DE MOTOR	EFICIENCIA	FASES	C.P.	kW	CORRIENTE NOMINAL	CORRIENTE REAL	HORAS DE USO	DIAS POR SEMANA	CONSUMO MENSUAL APROX.

Iluminación

Durante el recorrido, deberán anotarse las condiciones actuales de la iluminación y la potencia de cada uno de los equipos incluyendo el alumbrado de seguridad, así como el horario en que se encuentra encendido.

Debe considerarse la posibilidad de reducir el número de luminarias encendidas durante el día mediante el uso de láminas translúcidas. Asimismo, anotar los equipos que por descuido están encendidos durante el día y/o los que desde el punto de vista operacional no requieran estar encendidos. Por otra parte, se debe investigar si todos los circuitos están debidamente identificados y si existe un interruptor general para todo el alumbrado.

5.- OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGÍA

Dentro de las oportunidades de ahorro de energía eléctrica en los sistemas de distribución en edificios o industrias, se tienen las siguientes:

- * Alumbrado
- * Administración de la demanda
- * Corrección de bajo factor de potencia
- * Aire acondicionado
- * Programa para la administración de la energía

En virtud de que cada uno de los puntos anteriores son por si solos muy extensos y complejos, solamente se indicarán para cada uno de ellos una serie de recomendaciones a fin de que se pueda identificar fácilmente cuales pueden ser las expectativas de ahorro de energía en los mismos.

5.1.- Alumbrado

Uno de los desperdicios más comunes de energía se da en la iluminación de plantas industriales y oficinas de las empresas.

Los tres enfoques principales para iluminar un área específica son:

- + Iluminación general
- + Alumbrado del área de labor
- + Iluminación decorativa

Si la iluminación general se diseña para niveles de labores visuales que requieren alta iluminación, esta resultará una práctica costosa e innecesaria.

El alumbrado exclusivo del área de labor es más eficiente, ya que se tendrán los niveles de iluminación requeridos de acuerdo con las necesidades de la labor desarrollada.

Es conveniente que el alumbrado decorativo sea analizado ya que este puede encarecer el mantenimiento y operación del sistema.

REDUCCIÓN DE POTENCIA SIN MODIFICAR EL NIVEL DE ILUMINACIÓN.

Existen algunas formas sencillas para reducir los consumos por concepto de iluminación:

Lámparas eficientes.

En el mercado existe una gran variedad de lámparas fluorescentes que pueden sustituir directamente a los tradicionales focos incandescentes, ya que para un mismo flujo luminoso consumen aproximadamente 75 % menos energía, duran 10 veces más y emiten una luz agradable.

En la tabla 5.1 se muestra el cuadro comparativo de las características físicas y técnicas de diferentes lámparas fluorescentes

Reflectores ópticos

Una manera simple de reducir los consumos y el número de lámparas, consiste en la utilización de reflectores. Esto implicará utilizar superficies reflejantes en los gabinetes de las lámparas fluorescentes. La reflexión lograda permite eliminar aproximadamente el 50 % de lámparas y balastos, lo que significa un ahorro similar en el consumo por iluminación.

Controladores de alumbrado.

Son utilizados en zonas donde se tiene tiempo de desocupación de labores. Esto se puede realizar con la instalación de controladores de tiempo. Otro control sencillo lo representan las foto celdas que harán el apagado o encendido según los niveles de iluminación en el ambiente, estos pueden ser utilizados en áreas de oficinas para disminuir el uso del alumbrado artificial y aprovechar la luz del sol en las áreas cercanas a las ventanas. La utilización de estos controladores mejora la eficiencia del sistema de alumbrado.

TABLA 5.1
CUADRO COMPARATIVO DE LAS CARACTERISTICAS
FÍSICAS Y TECNICAS DE LAMPARAS

WATTS	ACABADO	ARRANQUE	VIDA APROX. HORAS	LUMENES APROX.
39	LUZ DE DIA	INSTANTÁNEO	9,000	2,500
39	BLANCO FRIO	INSTANTÁNEO	9,000	3,000
32	BLANCO LIGERO *	INSTANTÁNEO	12,000	2,700
40	LUZ DE DIA	RAPIDO	12,000	2,650
40	BLANCO FRIO	RAPIDO	12,000	3,150
34	BLANCO LIGERO *	RAPIDO	20,000	2,925
75	LUZ DE DIA	INSTANTANEO	12,000	5,450
75	BLANCO FRIO	INSTANTANEO	12,000	6,300
75	BLANCO LIGERO *	INSTANTANEO	12,000	6,000
110 H.O.	BLANCO FRIO	RAPIDO	12,000	9,200
95 H.O.	BLANCO LIGERO *	RAPIDO	12,000	9,100
215 V.H.O.	BLANCO FRIO	RAPIDO	10,000	15,000
195 V.H.O.	BLANCO LIGERO *	RAPIDO	10,000	14,900

* LAMPARAS SUPER SAVER II

Uso de alumbrado natural

La utilización de la luz solar es una gran ventaja, lo que puede realizarse instalando tragaluces, los cuales tienen un efecto en la calidad de luz, según sea la elección mismo, lo cual depende de su construcción, color y transmisión. Los tragaluces no recomendables para labores donde se requiera buena visibilidad son los blancos.

AHORRO DE ENERGIA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

El inconveniente de los tragaluces es la transmisión de calor a través de ellos, por lo que es recomendable la utilización de tragaluces de capa doble y aire encerrado, los que reducen sustancialmente este problema; en otros casos la polarización del tragaluz servirá para el mismo propósito.

Alumbrado de seguridad

El alumbrado de seguridad es útil para desanimar a los ladrones, pero es necesario verificar si la cantidad de luminarias es adecuada para realizar el rondin del vigilante o si se puede reducir.

Uso decorativo

Es recomendable la instalación de controladores de tiempo en anuncios luminosos y tener la certeza que la eficiencia de las lámparas son las adecuadas.

Es obvio decir que cualquier disminución en el consumo de energía eléctrica redundará en un beneficio económico, tanto en el aspecto de energía consumida como en la reducción de la curva de demanda y por consiguiente en la demanda pico. Esto nos produce un doble ahorro económico (energía facturada y reducción de kW de demanda máxima). Ver figura 5.1.

5.2.- Administración de la demanda

Como ya se explicó, las tarifas eléctricas aplicables a este tipo de servicios no solo contemplan el cobro de la energía consumida por un usuario en un intervalo de tiempo, sino también la forma en que está siendo requerida durante el periodo de consumo. Esto viene definido por el Factor de Carga del servicio, de manera que mientras más cercano esté de la unidad, el costo medio del kW-h será menor.

El factor de carga se puede mejorar de 2 formas:

- a).- Reduciendo la demanda máxima.
- b).- Incrementando el tiempo laboral de la empresa.

a).- Disminución de la demanda

La mayoría de las medidas de conservación de energía aplicadas a dispositivos eléctricos disminuyen el consumo global y pueden disminuir la demanda máxima si se encuentran operando durante el intervalo crítico. Algunas son; el uso de motores más eficientes,

conversiones a equipos de gas y sistemas de alumbrado más eficaces. Sin embargo estas medidas pueden tener poca relevancia en la disminución de la demanda máxima.

Por consiguiente, resulta necesario modificar la forma en que el usuario utiliza la energía, para ello se requiere redistribuir la operación de los equipos de tal manera que el uso de la electricidad no esté concentrado durante el intervalo de demanda máxima. Esta no es una técnica de ahorro de energía, ya que no tiene la finalidad de reducir el consumo de la misma, pero si tendrá un fuerte impacto en el valor de la demanda máxima y por consiguiente la reducción en el pago por este concepto.

Administrar la demanda de energía eléctrica en un sistema es organizar la operación de las cargas con el fin de evitar grandes picos en la misma. Todo esto debe hacerse sin afectar la calidad o productividad de la empresa.

Para poder administrar la demanda se requiere conocer:

- + Auditoria histórica
- + Perfil de demanda
- + Proceso de fabricación
- + Tipos de cargas
- + Censo de carga

Un análisis de estas características en conjunto nos podrá indicar cual es la demanda objetivo y las cargas susceptibles de controlar.

Auditoria histórica

La auditoria histórica nos servirá para conocer; el factor de carga con que generalmente trabaja la empresa, una primera apreciación de la cantidad de kW de demanda factible de reducir y una estimación aproximada del beneficio obtenido.

El cálculo para detallar la mejora económica al aumentar el factor de carga se realiza de la siguiente manera:

$$(\$ \text{ kW-h})_m = \frac{(\$/\text{kW}) + (\$/\text{kW-h}) (\text{FC}) (h)}{(\text{FC}) (h)}$$

donde

$(\$ \text{ kW-h})_m$ = Costo medio del kilowatt-hora
 $(\$/\text{kW})$ = Costo por kilowatt de demanda máxima
 $(\$/\text{kW-h})$ = Costo del kilowatt-hora
 (FC) = Factor de Carga
 (h) = horas facturadas

Perfil de la demanda

La herramienta mas importante para determinar la viabilidad de administrar la demanda, es obtener el perfil de la misma durante las 24 horas de cuando menos un día que se considere representativo. Obviamente, un perfil de demanda semanal o mensual ofrecerá mejores perspectivas de análisis.

Debe observarse que cualquier intento realizado sin considerar el perfil de demanda resultará infructuoso, ya que solo de esta manera se puede estar en condiciones de hacer un diagnóstico más real.

Proceso de fabricación

Uno de los puntos importantes en toda auditoría energética es el conocer el proceso de fabricación y tratar de conjuntarlo por áreas específicas. Sin embargo, la finalidad de la auditoría no implica que se deba ser un experto en el giro de la empresa auditada.

Para determinar la forma en que la demanda puede controlarse, se han de agrupar las cargas eléctricas según su operación y también distinguir si:

- + Son cargas productivas o de servicio.
- + Únicamente pueden estar totalmente encendidas o apagadas.
- + Se dispone de un medio para limitar la potencia entregada a la carga, es decir si se pueden fijar momentáneamente niveles mas bajos de potencia.

Censo de carga

Con el censo de carga es posible:

- + Conocer el uso de energía por área o departamento y poder ponderar un estimado posible de comparar con el real.
- + Discernir cuales cargas son propensas y por cuanto tiempo a la administración de la demanda .

Equipos automáticos de control de demanda máxima.

Existen en el mercado nacional empresas que distribuyen equipos para controlar en forma automática la demanda máxima de un servicio, proporcionando asimismo apoyo técnico y de mantenimiento de los mismos.

Estos equipos son sistemas con microprocesadores, los cuales toman el control total de las cargas susceptibles de controlar, tales como:

- + Alumbrado
- + Aire acondicionado y calefacción
- + Compresores
- + Ventiladores y extractores
- + Cargadores de baterías
- + Cargas de talleres, etc.

Cuyos módulos programados previamente conectan o desconectan equipos de acuerdo a una demanda fijada con anticipación, disminuyendo de esta forma los grandes picos; a efecto de mejorar el factor de carga y evitar costos elevados en la facturación por este concepto.

Antes de poner en práctica esta o cualquier otra medida de ahorro, se requiere establecer previamente el costo beneficio de la implantación correspondiente, a fin de determinar el tiempo de recuperación de la inversión.

Independientemente, cuando el proceso lo admita, podrán efectuarse pequeños cambios en la operación de las cargas para obtener reducciones en los picos de demanda y así disminuir la facturación por kW de demanda máxima sin realizar inversión alguna.

b).- Incremento del tiempo laboral de la empresa

Los turnos de operación de una empresa determinan el valor máximo del factor de carga a que pueden aspirar. Esto se comprende considerando que el suministrador está en posibilidad de proporcionar el servicio durante la 24 horas del día, pero es el usuario el que decide el horario para hacer uso intensivo de la energía.

Esto es, si una empresa trabaja los tres turnos durante todo el año con una demanda bien administrada, podrá tener un factor de carga muy cercano al 100 % y su perfil de demanda será parecido al de la figura 5.1.

Por otro lado hay empresas que trabajan 1 ó 2 turnos, descansan 1 ó 2 días por semana y días festivos, estas podrán tener curvas de demanda parecidos a las figuras 5.2 y 5.3. Obviamente los factores de carga para estas empresas será menor que la anterior.

Evaluación económica

Una empresa trituradora de piedra produce materiales para construcción y tiene en su proceso maquinaria eléctrica cuya demanda se establece en el orden de los 700 kW, con consumos de 291,000 kW-h al mes (figura 5.4).

Trabajan 2 turnos, 6 días por semana y producen 40,000 ton. al mes. Como se puede ver, si llega a fallar el motor de 170 kW se detiene todo el proceso. No siempre funciona este motor ya que el apilamiento que forma es superior en volumen al que pueden moler los motores de 140 kW. Es decir, no siempre está funcionando el equipo de 170 kW.

¿Como administrar la demanda?

Se propone diferir el horario de trabajo del motor de 170 kW y de sus bandas transportadoras (3x17 kW) a un tercer turno. Para esto el tercer turno requiere de 5 kW de alumbrado, dadas la características de operación de este equipo. Esto es posible ya que los apilamientos que efectúa este motor son grandes y los motores de 140 kW no logran terminarlo en los dos turnos.

Al diferir la operación de estos equipos, se demandará:

Tercer turno : $226 \text{ kW} \times 8 \text{ horas} \times 26 \text{ días al mes} = 47,088 \text{ kWh}$

Primer turno : $498 \text{ kW} \times 8 \text{ horas} \times 26 \text{ días al mes} = 103,584 \text{ kWh}$

Segundo turno : $498 \text{ kW} \times 8 \text{ horas} \times 26 \text{ días al mes} = 103,584 \text{ kWh}$

T o t a l 254,176 kWh

Ahora bien, si por alguna causa se requiere mayor apilamiento de producto del motor de 170 kW en el 1er. o 2do. turno, se propone como opción dejar de operar un motor de 140 kW con su correspondiente banda y operar en su lugar el motor de 170 kW. Esta opción dará una demanda máxima de 558 kW.

En el primer caso, en lugar de 700 kW la demanda máxima será de 498 kW, con una disminución de 202 kW. Para la segunda opción se demandará como máximo 558 kW, con un ahorro de 142 kW.

La cantidad en pesos del beneficio económico será:

Primera opción : $202 \times 53,266 = \$ 10 759,73$

Segunda opción : $142 \times 53,266 = \$ 7 563,77$

Es necesario aclarar que la producción no se verá afectada, tampoco se aumentará la plantilla de personal, sin embargo el pago a los trabajadores aumentará un poco por el cambio de turno, siendo este punto en contra el que habrá de compararse con el beneficio económico y tomar una decisión adecuada.

5.3.- Corrección del factor de potencia

La forma más adecuada para corregir el factor de potencia en una industria, es mediante la instalación de capacitores.

Los motores al operar, toman de la fuente de alimentación una determinada corriente, parte de la cual está destinada a lograr la magnetización del motor, esta se llama corriente inductiva.

Un capacitor conectado a la misma fuente del motor también provoca la circulación de una corriente cuya finalidad es la de mantener un campo electrostático entre las placas del dispositivo, la cual se conoce como corriente capacitiva. Estas corrientes, la inductiva y capacitiva se encuentran defasadas 180° y por consiguiente se contrarrestan, de tal forma que ya no será necesario que la fuente suministre toda la corriente magnetizante del motor, ya que el capacitor se encarga de proporcionarle una buena parte de ella.

Además de evitarse el cargo por bajo factor de potencia, la corrección del mismo trae como consecuencia las siguientes ventajas:

- 1.- Cuando se mejora el factor de potencia en el punto donde se origina, los alimentadores tendrán más disponibilidad para aumentos de carga.
- 2.- Al disminuir la corriente en los circuitos de distribución y en los transformadores, se reducen las pérdidas por efecto Joule (I^2R), disminuyendo la temperatura de operación de la instalación y los equipos. Además del ahorro de energía obtenido al disminuir las pérdidas, se aumenta la eficiencia de los equipos y sus aislamientos.
- 3.- Al mejorar la regulación de Voltaje, se alargará la vida útil de los equipos.

La capacidad del banco de capacitores necesario para pasar de un factor de potencia a otro nuevo viene dado por:

$$kVAR = kW \times (\text{Factor de corrección})$$

El valor del factor de corrección se obtiene de las tablas proporcionadas por el fabricante.

Para calcular el banco de capacitores:

- a).- Tómese el factor de potencia más bajo y su demanda máxima correspondiente, registrados en los recibos de consumo de energía eléctrica de un año.
- b).- Determine el factor de corrección de la tabla y calcule la capacidad del banco de capacitores.
- c).- Observe si satisface todos los demás periodos donde se anotaron factores de potencia menores a 90 %. En caso negativo, corrija a un valor superior hasta que satisfaga el resto de los periodos.

5.4.- Aire acondicionado

Para entender como se comporta la temperatura en un local cerrado, hay que analizar las fuentes de cambio de temperatura:

- + El calor transferido por conducción de la parte caliente a la parte fría a través de losas, paredes y pisos (Q_1).
- + El calor transferido por la energía solar (Q_2).
- + El calor filtrado a través de aberturas de puertas y ventanas (Q_3).
- + El calor que emanan los equipos, las lámparas y motores de las empresas (Q_4).
- + El calor que desprende la gente (Q_5).
- + En verano la ganancia de calor es $Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5$.

En la medida en que se controlen estas variables (Q) se estará en capacidad de ahorrar energía por concepto de aire acondicionado.

Por ejemplo, si las losas y paredes carecen de aislamiento térmico, se tendrá un alto valor de Q_1 . Problema que se puede evitar de manera radical si se aplican materiales aislantes a techos y paredes.

Al entrar menos calor del exterior en verano y escapar menos calor del interior en invierno, los equipos de aire acondicionado trabajan menor tiempo.

La energía solar Q_2 , puede controlarse a través de la orientación de oficinas y naves industriales, minimizando las áreas de exposición directa al sol.

El calor transferido por puertas y ventanas abiertas o con sello defectuoso (Q_3), obliga a los equipos de aire acondicionado a trabajar con más frecuencia, ocasionando un consumo

innecesario de energía. Enfatice entre el personal la necesidad de no dejar puertas o ventanas abiertas. La revisión de los sellos será también importante.

El calor generado por los equipos es inevitable en muchos casos, sin embargo las lámparas incandescentes generan más calor que las fluorescentes además de consumir mucha más energía. Controlando estos elementos se reducen los consumos.

Existen una serie de recomendaciones que de seguir las aumentarán favorablemente la relación entre el confort y el ahorro de energía:

- 1.- Comprar equipos con la más alta relación de eficiencia energética del mercado.
- 2.- Mantenga la temperatura del termostato en 25 °C en verano, En invierno fije el termostato a 18 °C.
- 3.- Limpie los filtros de aire regularmente (una vez por semana). Trate de tener el equipo en óptimas condiciones de funcionamiento, realizando una revisión técnica especializada del equipo de aire acondicionado cada que comience la temporada de frío o calor.
- 4.- No enfrie ni caliente áreas donde no hay nadie. Apague sus equipos cuando no haya gente que aproveche el confort que brindan.

5.5.- Programa para la administración de la energía

Para realizar un programa de administración de energía, hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:

Elegir una política administrativa en energía.

Se debe preparar una política con objetivos generales bien detallados, metas específicas, límites presupuestales, métodos a emplear y los recursos de administración requeridos para la organización. Los objetivos deben incluir entre otros:

- + Minimizar los desperdicios de energía, como es la prevención de fugas de aire comprimido y vapor, pérdidas de calor y combustible.
- + Mejorar la eficiencia de utilización de la energía mediante la utilización de equipo más eficiente.

AHORRO DE ENERGIA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

- + Siempre y cuando sea factible y económicamente justificable, reemplazar combustibles caros y escasos, con combustibles baratos y fácilmente disponibles.
- + Identificar áreas que requieren un estudio más detallado.
- + Proveer de manuales al personal sobre el buen uso de energía.
- + Proveerse de asesores especializados en compras, planeación, producción y otros departamentos, sobre los proyectos a largo plazo de administración de demanda eléctrica.

Conducir una auditoria de energía detallada.

Se requiere de una base de información bien detallada, la cual se obtiene de la auditoria histórica y de recorrido, para proponer los cursos de acción y evaluar sus consecuencias.

Esta información por si sola no dará la respuesta final al problema de ahorro, pero si indicará donde se presentan los mayores potenciales de mejora y por consiguiente, donde habrán de concentrarse los esfuerzos de administración de energía.

Formular un plan de acción.

El plan de acción debe observar, los siguientes aspectos:

- + La conservación.- La cual engloba la reducción del consumo a través de minimizar desperdicio y mejorar eficiencia.
- + La sustitución.- La cual denota el reemplazo de combustibles caros y escasos con baratos y más fáciles de disponer.

El plan de acción debe promover el programa de administración de energía a través de los empleados. El éxito dependerá del apoyo y colaboración de todos ellos, los cuales pueden ser una fuente potencial de ideas para medidas de conservación posteriores.

Este plan de acción debe extenderse hacia el medio doméstico y personal. La costumbre doméstica del ahorro de energía no solo generará buena voluntad y ahorro económico de los empleados, sino también desarrollará buenos hábitos que probablemente adopten en el ámbito laboral.

Evaluar y mantener el programa de administración de energía.

El programa de administración de energía será económicamente más efectivo si se desarrolla como un programa continuado, sus resultados han de ser revisados anualmente, revalorando la política y el plan de acción.

La revisión debe determinar si los objetivos han sido alcanzados y si se justifica el costo de continuar el programa por el ahorro esperado. Una re-evaluación será necesaria debido a que los costos de energía se incrementan y la producción puede modificarse.

Es recomendable llevar a cabo regulares inspecciones al equipo y planta para detectar los principales desperdicios de energía, caídas de producción o deterioros perjudiciales. Un buen programa de mantenimiento provee una industria tranquila, segura y energéticamente más eficiente.

6.- RESUMEN DE OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGÍA

Finalmente, es importante elaborar un formato de resultados que contenga:

- a).- Mención o concepto de la oportunidad de ahorro de energía.
- b).- Inversión estimada.
- c).- Ahorro mensual estimado, tanto de energía como económico.
- d).- Periodo de recuperación de la inversión.
- e).- Observaciones.

Han de ordenarse las oportunidades de ahorro de energía según el orden creciente del tiempo de reembolso, es decir, primero las que requieren nula o baja inversión y posteriormente aquellas con mayor inversión.

INDICE

- 1.- Introducción
- 2.- Programas de conservación de la energía
- 3.- Inicio del programa de conservación de la energía
- 4.- Tarifas eléctricas
 - I Cargos por tipo de tarifa
 - II Consumo de energía
 - III Conceptos que integran la facturación eléctrica
- 5.- Instrumentos necesarios para realizar diagnósticos energéticos
- 6.- Medidas de ahorro de energía
- 7.- Técnicas para el ahorro de energía en transformadores
 - I Clasificación
 - II Eficiencia
 - III Especificaciones internacionales
 - IV Efectos del color del tanque
 - V Vida del aislamiento
 - VI Evaluación de las pérdidas
- 8.- El factor de potencia y el ahorro de energía
 - I Métodos de corrección
 - II Beneficios energéticos por la instalación de capacitores
- 9.- Técnicas de ahorro de energía en motores
 - I Los motores y el factor de potencia
 - II Los motores de alta eficiencia y la evaluación de los ahorros

10.- Técnicas de ahorro de energía en iluminación

- I Ahorro de energía en sistemas incandescentes
- II Ahorro de energía en sistemas fluorescentes
- III Ahorro de energía en sistemas de alta intensidad de descarga
- IV Ahorro de energía por aprovechamiento de la iluminación natural o diurna
- V Ahorro de energía en balastos
- VI Ahorro de energía en difusores acrílicos
- VII Ahorro de energía por administración de la demanda

11.- Conclusiones

1.- INTRODUCCIÓN:

Los principales problemas a los que se enfrenta la industria actualmente para elevar los niveles de productividad y competitividad en los mercados, es el uso racional y eficiente del consumo de sus energéticos, para poder disminuir los costos de producción de bienes y servicios.

En la mayoría de las empresas el consumo de energía ocupa el primer lugar, por lo que la atención se debe de centrar al ahorro y uso racional de la energía de todos sus insumos.

La solución para disminuir sus costos no siempre requieren de realizar grandes inversiones, en la mayoría de los casos las acciones encaminadas al uso de la energía para procesos productivos, viene dada por el aprovechamiento de todos los recursos disponibles de manera eficiente.

El establecimiento de un programa de ahorro de energía, depende del interés pleno y del esfuerzo de quienes ocupan los niveles directivos, así como los planes y programas formulado por las compañías, encaminadas tanto al ahorro de energía como a la reducción de costos ó ahorro económico.

El concepto **industria** implica necesariamente energía, ya que cualquiera consume cuando menos de forma directa e indirecta algún tipo de energía, siendo básicas la eléctrica y térmica

Las técnicas para la conservación de la energía, permite reducir el consumo de estos energéticos, sin embargo esto no implica necesariamente una disminución de la producción. Los programas de conservación a implantarse deberán ser seleccionados y analizados de que sean realizables así como justificables técnica y económicamente, la disminución del consumo de energía es conveniente, pero existen beneficios adicionales no solo para la empresa sino para el país, estos **BENEFICIOS** son los beneficios ambientales ya que cada KW que no se consuma, representa una disminución **NOx, SOx Y CO2** que se evita se agreguen al medio ambiente, y prolongar la duración de las fuentes no renovables dentro del ámbito nacional.

Con el fin de lograr mantener el proceso de crecimiento económico de la empresa con un menor consumo de energía, se requiere implantar programas de ahorro de energía, que deberá necesariamente considerar cambios en la organización, incluso pensar en establecer un **Comité de Ahorro de Energía**, que se sugiere este compuesto por personal de alta dirección con cierto perfil de las áreas de Ingeniería, Compras, Mantenimiento, Contabilidad y finanzas etc.; cuya responsabilidad será :

- Establecer metas, planes y programas.
- Establecer criterios mutuamente acordados.
- Difundir los resultados a todas las áreas involucradas.

2.- PROGRAMAS DE CONSERVACIÓN DE LA ENERGIA

Para implantar un programa de conservación de la energía es importante realizar un diagnóstico energético a la instalación, esto permitirá determinar el grado de eficiencia con que es utilizada la energía, el como ?, cuando ?, donde ? y por que ? se consume la energía, además que permite ubicar e identificar aquellas áreas donde el consumo puede ser reducido, al especificar cuanta es desperdiciada, realizando estudios de todas las fuentes y formas de energía mediante un análisis energético detallado de todos los consumos y las pérdidas, cumpliendo con el único objetivo de evidenciar las áreas de mayor consumo y desperdicio de energía, y evaluar técnica y económicamente las medidas de conservación y ahorro de energía.

Los diagnósticos energéticos en una empresa pueden ser realizados por el mismo personal de la planta, dependiendo del nivel de conocimientos y experiencia, de la profundidad que se requiera del estudio y la disponibilidad del tiempo, en caso contrario se sugiere se contrate alguna empresa consultora que trabaje de tiempo completo y con conocimientos profundos sobre los procesos y estudios a realizar.

Se pueden definir 3 grados o niveles para la conservación de la energía. En primer lugar podemos describir las acciones cuya aplicación son inmediatas y con inversiones marginales mínimas, utilizando las instalaciones existentes. Consiste en la inspección visual de las instalaciones, análisis de los registros de operación y mantenimiento, identificando las oportunidades obvias de ahorro.

En segundo lugar corresponde a un estudio general, de áreas y equipos de uso intensivo, cuya aplicación requieran de un estudio más detallado de sus registros históricos, de las condiciones de operación de los equipos, realizar balances de energía, actualizar planos eléctricos y diagramas unifilares, para establecer la distribución de la energía eléctrica, pérdidas, desperdicios globales, potenciales de ahorro y reducción de costos por proyectos alternativos de conservación de la energía y así poder fijar metas más específicas y reales para la empresa, lo cual implicará la modificación de las instalaciones y un nivel de inversión medio.

El tercero corresponde a un estudio exhaustivo de las instalaciones, mediante el uso de equipo especializado de medición y control. Se pueden emplear técnicas de simulación de procesos, para estudiar diferentes esquemas de funcionamiento, con cambios de condiciones de operación, en donde las recomendaciones e implantaciones generalmente son de aplicación a mediano y largo plazo, resultando ser el más costoso de los tres niveles, por los requerimientos de adquisición de instrumentación, adquisición de datos y estudios de ingeniería y las altas inversiones involucradas.

3.- INICIO DEL PROGRAMA DE CONSERVACION DE LA ENERGÍA.

Es importante desde diversos puntos de vista, establecer el patrón existente de energía eléctrica e identificar aquellas áreas donde el consumo de energía puede ser reducido. Una manera sencilla de referencia, evaluación y análisis, esta disponible en el recibo de consumo eléctrico, que facilita el registro histórico de su información, en donde se deberán anotar los parámetros más representativos como son:

- Periodo de lectura
- Días del periodo de pago (días)
- Kilowatts hora (kw/h)
- Kilovars (kVAR)
- Kilovars hora (kVARh)
- Kilowatts real demandado (kWrd)
- Factor de potencia (%)
- Factor de carga
- Tarifa contratada
- Pago por consumo mensual (\$)
- Dias con calefacción o refrigeración
- Una lista de volumen de producción
- Equipo instalado

Estos datos proporcionarán una base para evaluar mejoras futuras. La comparación y análisis de esta información con respecto al consumo de los energéticos, es parte del diagnostico energético, ya que en general las oportunidades de ahorro de energía pueden ser medidas fácilmente ejecutables y de muy bajo costo, como puede ser.

- El apagar o encender motores y compresores o ventiladores de manera programada y escalonada.
- Aprovechar al máximo la iluminación natural sin disminuir los niveles requeridos y de confort visual.

3.- TARIFAS ELECTRICAS

Es de primordial importancia identificar los diferentes tipos de tarifas eléctricas debido a que el costo por consumo de energía eléctrica, es el parámetro principal para evaluar la rentabilidad de oportunidades de ahorro de energía, por lo tanto en los siguientes incisos se describen los términos más empleados, así como concepto y aplicación de las tarifas.

I.- CARGOS POR TIPO DE TARIFA

- a) Cargos por consumo y cargos fijos 1,2, 5, 5a, 6 y 9
- b) Cargos por consumo y demanda máxima ordinaria 3,7 y OM.
HM, HS, HSC, HT, HTC, I-30

II.-CONSUMO DE ENERGIA

a) Promedio diario (PD) = $\frac{\text{consumo total (kw/h)}}{\text{periodo de fact (días)}}$

b) PD x No días x costo (mes)
PD x No días x costo (mes) = Bimestre

- c) Facturación por consumo de demanda máxima medida o demanda facturable

$\frac{\text{kW} \times \text{costo}}{\text{días del mes}} \times \text{días facturados} = \text{"\$"}$

III.- CONCEPTOS QUE INTEGRAN LA FACTURACION :

- a) Cargos por consumo de energia
 - 1.- Energía consumida (total)
 - 2 - Energía facturable de punta
Energía facturable de base
 - 3.- Energía facturable de punta mínima
Energía facturable de punta excedente
Energía facturable de base
- b) Cargos por consumo de demanda
 - 1 - Demanda máxima medida
 - 2.- Demanda facturable
- c) Facturación básica
- d) Cargo o bonificación por F.P. (%)

- e) Facturación neta
- f) Bonificación o penalización por concepto de demanda ininterrumpible
- g) Facturación neta bonificada o penalizada
- h) Cargo por mantenimiento
- i) IVA

5.- INSTRUMENTOS NECESARIOS PARA REALIZAR DIAGNOSTICOS ENERGETICOS

Para poder determinar la eficiencia con la que es utilizada la energía, es necesario realizar diversas actividades previas tal es el caso de las mediciones, el registro de las condiciones de operación y hasta cantidad de equipos, así como tipos de instalación o de procesos.

La ayuda de los instrumentos portátiles para realizar esta actividad es de suma importancia, que dependiendo de las lecturas y registros a realizar pueden ser necesarios instrumentos tales como :

- Vólmetros
- Wattmetro
- Factorímetro
- Amperímetros de gancho
- Luxómetros
- Termómetros
- Registradores gráficos
- Analizador de redes
- Medidores de velocidad de aire

Las áreas de aplicación pueden variar dependiendo del tipo de giro:

Para el área Industrial

- Sistemas eléctricos
- Compresores
- Motores
- Bombas
- Sistemas de refrigeración

En Edificios

- Equipos consumidores eléctricos
- Iluminación
- Aire acondicionado

6.- MEDIDAS PARA EL AHORRO DE ENERGIA

La implantación de medidas de ahorro de energía (MAE 's) no se concreta solo a la conservación de la energía, sino que requiere de realizar un análisis del comportamiento de la empresa después de haber adoptado las medidas mencionadas, planeando y participando en las inspecciones energéticas, además elaborando gráficas de uso de la energía por unidad de producción para cada departamento y de la planta en conjunto.

Por lo anterior en ésta parte se hará una descripción de las oportunidades de medidas de ahorro de energía, enfocando en primer lugar al aspecto eléctrico, dado que la electricidad tiene un lugar importante en las actividades de la industria, siendo los principales distribuidores, los transformadores y los conductores eléctricos, para posteriormente ser utilizada por motores, equipos de iluminación, aire acondicionado, equipos de instrumentación y de proceso entre otros.

7.- MEDIDAS DE AHORRO DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES :

El transformador, dispositivo descubierto en 1831 por Michel Faraday, vino a solucionar las caídas de voltaje en las líneas de transmisión, ya que se requería que las líneas fueran cortas a fin de aprovechar al máximo la energía generada y que además las fuentes estuvieran realmente cerca de los puntos de consumo.

El transformador es un dispositivo que recibe energía eléctrica de una fuente a determinado voltaje, y entrega prácticamente la misma energía con un voltaje diferente, que puede ser mayor o menor que el primero y que funciona bajo el principio de inducción electromagnética de Faraday, y su acoplo es de un circuito a otro inductivamente sin conexión eléctrica física entre ellos, como se puede observar en la figura siguiente:

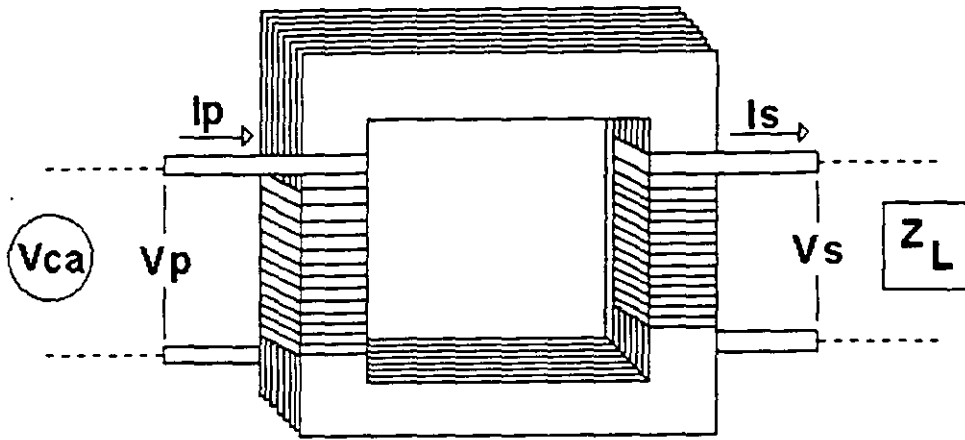


Figura No - 1 Diagrama eléctrico de un transformador

I.- CLASIFICACION

Para propósitos de comprensión del cálculo de las pérdidas en transformadores, es necesario realizar la siguiente clasificación:

La clasificación de transformadores de potencia se hace en función de los sistemas de disipación de calor, así como su clasificación internacional según normas IEC (Comisión Eléctrica Internacional).

TABLA No. 1.- CLASIFICACION DE TRANSFORMADORES

Por tipo de enfriamiento y circulación	Clasificación IEC
Agua	W
Aceite mineral	O
Aire	A
Forzada	F
Natural	N

Además de la clasificación por tipo de enfriamiento existen otras maneras generales como son :

Por su número de fases :

- Monofásicos
- Trifásicos

Por su regulación :

- Fija
- Variable
- Con o sin carga
- Automática y manual

Por su capacidad :

- Utilización (200 KVA ; 15 KV)
- Distribución (de 200-500 KVA ; 69 KV)
- Potencia:
 - pequeña (de 501-10000 KV ; 69 KV)
 - mediana (60 MVA ; 230 KV)
 - alta (400 MVA ; 400 KV)
- Instrumentos

La eficiencia de un transformador es importante definirla al igual que para todas las máquinas, y se expresa por la relación :

$$\text{Eficiencia } \tau = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de entrada}}$$

Pero además se deben considerar para este tipo de máquinas las pérdidas eléctricas y magnéticas, de las cuales las eléctricas son debidas a efecto Joule y las magnéticas, son debidas a la calidad de fabricación del núcleo, y que las podemos describir con más detalle a continuación :

TABLA No. 2 TIPO DE PERDIDAS EN TRANSFORMADORES

PERDIDAS ELECTRICAS		PERDIDAS MAGNETICAS	
TIPO DE EFECTO	QUE LAS PRODUCE	TIPO DE EFECTO	QUE LAS PRODUCE
JOULE ($I^2 R$)	Tipo de material	EDDY	Volumen de núcleo
	Calibre de devanados	FOULCAULT	Frecuencia
	Temperatura ambiente	HISTERESIS	Densidad magnética
	Frecuencia		Temperatura ambiente
	Temperatura de elevación.		Calidad del material
	Calidad del material		Espesor del material

A fin de reducir las pérdidas originadas en el transformador, existen métodos de reducción como se describe a continuación :

- Adicionar a los núcleos materiales de alta resistividad como el silicio, para reducir las corrientes parásitas.
- Utilizar materiales "ahorradores "como el acero amorfo, para ciertas densidades y volúmenes de energía.
- Laminar los núcleos y aislar las láminas entre si para evitar la circulación de corrientes altas.

A diferencia de las pérdidas magnéticas que son casi constantes durante todo el rango de cargas del transformador, las eléctricas dependen de la magnitud de la carga (Índice de carga), el cual podemos definirlo como:

$$I_c = \frac{\text{kVA entregados}}{\text{kVA nominales}}$$

Este índice de carga influye directamente en la eficiencia, ya que se alcanza la máxima eficiencia cuando las pérdidas magnéticas y eléctricas se igualan.

III.-ESPECIFICACIONES INTERNACIONALES

Es deseable que la relación de pérdidas eléctricas y pérdidas magnéticas sea igual o cercana a 5, según las especificaciones de otros países. Se requiere además que para transformadores secos se debe tener un aislamiento clase 220° C y que la temperatura de elevación no debe ser mayor a 80°C con enfriamiento natural.

La norma ANSI C.57.12.80 define los kVA, voltaje de terminales y las corrientes, se basa principalmente en los voltajes nominales de los devanados con carga.

REQUERIMIENTO DE TEMPERATURA

La mayoría de los transformadores modernos tienen sistemas de aislamiento diseñados para operación a 65°C de elevación media en los devanados por encima de la temperatura ambiente y 80°C en la zona más caliente, anteriormente se diseñaban a 55°C, lo que limitaba la capacidad de la carga a servir.

REQUERIMIENTOS A MAYOR ALTITUD

La norma ANSI C.57-80, especifica una corrección por compensación de 0.4% de los KVA nominales para transformadores con auto enfriamiento y de 0.5% kVA nominales para transformadores con enfriamiento forzado con aceite para cada 100 m por encima de 1000 m.s.n.m, ya que la operación a una mayor altitud incrementa la elevación de temperatura del aceite efectivo en los transformadores.

IV.- EFECTOS DEL COLOR DEL TANQUE

Las pinturas empleadas en transformadores tienen la característica de una emisividad a baja temperatura de 0.95, las superficies metálicas en particular las superficies pulidas tienen menor emisividad a bajas temperaturas y producen una elevación de la temperatura del aceite mayor, característica similar la tienen las pinturas de aluminio o de bronce.

Para transformadores expuestos a la luz solar intensa, la elevación de temperatura adicional que resulta por el uso de pintura de aluminio se compensa en gran medida por el hecho de que la pintura de aluminio absorbe solo al rededor del 55% de la radiación solar incidente, mientras que las pinturas de uso más común absorben alrededor del 95%, como se observa en la tabla siguiente :

TABLA No. 3 CARACTERISTICAS DE EMISIVIDAD A BAJA TEMPERATURA DE DIFERENTES METALES.

MATERIAL	EMISIVIDAD
▪ Aluminio con alto pulido	0.08
▪ Cobre	0.15
▪ Hierro fundido	0.25
▪ Pintura de aluminio	0.55
▪ Cobre oxidado	0.60
▪ Acero oxidado.	0.70
▪ Pintura de bronce	0.80
▪ Pintura brillante negra	0.90
▪ Laca blanca	0.95
▪ Barniz blanco	0.95
▪ Pintura gris	0.95
▪ Negro de humo	0.95

V.- VIDA DEL AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR:

En seguida que se ha desconectado un transformador como resultado de la operación de los relevadores, siempre es conveniente ponerlos en operación tan pronto como sea posible.

El riesgo que se corre por la reconexión de un transformador con una falla (dañado), es que si vuelve a presentarse la falla será mayor-el daño que éste sufra y posiblemente los equipos que estén directamente relacionados.

Por lo que es recomendable que bajo ninguna circunstancia se reconecte al sistema un transformador, sin antes realizar un estudio y análisis completo de las causas de la operación de las protecciones.

VI.- EVALUACION DE LAS PERDIDAS

Esta evaluación es un procedimiento por medio del cual el comprador y el vendedor llegan a un balance económico en que se ha de agregar material al diseño del transformador para reducir las pérdidas, se logra al establecer un valor en dólares por kilowatt para la pérdida con carga y un valor similar para la pérdida sin carga.

Se requiere una inversión incremental en la capacidad para generar la energía, suplir las pérdidas y llevarla al transformador. Adicionalmente existe un gasto continuo por combustible para generar la energía perdida. Este gasto se convierte a valor presente y se agrega a la inversión incremental para obtener el valor presente de total de las pérdidas.

Este valor presente de un kilowatt de pérdidas es naturalmente más alto para pérdida sin carga, la cual es continua, que para la pérdida con carga, y el valor es más alto mientras más lejos esté el transformador del generador. Por supuesto, los valores dependerán de las reglas y los procedimientos contables en vigor en cada lugar en particular.

ECUACIONES PARA LA EVALUACION DE LAS PERDIDAS

Se emplean comúnmente las siguientes ecuaciones para establecer las evaluaciones de las pérdidas:

$$VL = S + 8760E FL /R$$
$$VN = S + 8760E FN /R$$

En donde:

E = Costo de la energía en dólares por kilowatt hora (éste puede ser muy bajo para una planta hidroeléctrica pero puede llegar hasta 0.02 o más para las plantas accionadas por combustible, dependiendo del costo del combustible y por supuesto, la cifra será aún mayor en lugares alejados de la planta generadora).

FL = Razón de la pérdida promedio con carga a la pérdida nominal con carga

FN = Razón de la pérdida promedio sin carga a la pérdida nominal sin carga (1.00 para operación continua).

R = Cargo anual aplicado por unidad (%/100) en inversión del sistema (cubre seguro, impuestos, depreciación y rendimiento sobre la inversión).

S = Inversión en el sistema, dólares por kilowatt (200 o más dependiendo de la inversión que se haga en el sistema hasta el sitio del transformador).

VL = Dólares por kilowatt de evaluación de la pérdida nominal sin carga.

Como las pérdidas con carga de un transformador varían en razón directa del cuadrado de la carga, es importante establecer la capacidad en MVA a la que habrán de evaluarse las pérdidas con carga. En vista de que es costumbre de la mayoría de los fabricantes de transformadores optimizar el diseño del transformador a su capacidad con autoenfriamiento, el valor de las pérdidas en dólares para la pérdida con carga debe especificarse a la capacidad de autoenfriamiento. Si se especifica este valor a alguna otra carga diferente de la capacidad con autoenfriamiento, puede ajustarse a dicha capacidad, multiplicando el valor en dólares por el cuadrado de la razón de la carga a la que se evaluarán las pérdidas y la capacidad con autoenfriamiento.

También es importante que el fabricante del transformador sepa si el comprador utiliza el método de evaluación del valor presente, el costo anual nivelado o el costo capitalizado.

Si se usa el método del valor presente, debe mencionarse el multiplicador del valor presente; si es el método del costo anual nivelado el que se aplica, debe mencionarse el cargo que se aplica para que el fabricante sepa, en cualquiera de los dos casos, cómo comparar los valores de las pérdidas en dólares con el costo inicial del transformador.

IMPORTANCIA DE LA EVALUACION DE LAS PERDIDAS

La evaluación de las pérdidas es un factor importante en la compra de transformadores nuevos, ya que en muchos casos la evaluación de las pérdidas totales es igual ó mayor que el precio del transformador.

8.- EL FACTOR DE POTENCIA Y EL AHORRO DE ENERGIA

Operar con bajo factor de potencia una instalación eléctrica, además del impacto en el pago de facturación eléctrica, tiene otras implicaciones de igual o mayor significado, principalmente en la relación con la capacidad de los equipos de transformación y distribución de la energía eléctrica y con el uso deficiente de las máquinas y aparatos que funcionan con la electricidad.

La explicación del porque nos interesa el factor de potencia en nuestras plantas? que causa el bajo factor de potencia? y como se puede mejorar? es el objetivo principal para todo ingeniero.

En primer lugar debemos analizar los efectos en la operación en una planta con bajo F. P.

- Aumento considerable de las pérdidas por calentamiento en el cobre
- Disminución de la cantidad de la iluminación
- Aumento de costo de energía (penalización por disminución por bajo F.P.)

- Sobre carga (calentamiento) en transformadores y conductores eléctricos
- Disminución de su capacidad.

Ahora bien que lo produce ? ,

La principal fuente es debida a la operación de motores de inducción, ya que frecuentemente son operados a baja carga, debido a que es común seleccionar un motor para mejorar la máxima carga y en la operación real, es menor que la carga total.

Otro factor que contribuye a un bajo F.P. es debido: al simple remplazo de lámparas compacto fluorescentes en general de bajo o normal F.P. en lugar de incandescentes, el uso de rectificadores estáticos para las fuentes de corriente directa, gran cantidad de dispositivos con características inductivas, equipos eléctricos y unidades acondicionadoras de aire. En la mayoría de los casos anteriormente expuestos se ha hecho pensando principalmente en el confort humano y bajo costo de los materiales. A medida que la planta va creciendo se hace más crítico los efectos por bajo F.P., que de no tomar acciones para corregir estos problemas, repercutirá el altos costos por consumo eléctrico.

Si bien existen causas de bajo F.P., existen también razones para mejorarlo, entre las cuales están el de aumentar la capacidad de los elementos del sistema eléctrico, y aprovechar que existe una bonificación por mejorar el F.P., en lugar de pagar una penalización. La primera razón es de mayor importancia que la segunda que es de aspecto puramente económico, ya que como es sabido la capacidad eléctrica liberada es valuada varias veces más que el costo de los capacitores.

Ecuaciones empleadas para calcular bonificación y la penalización

$$\frac{1}{4} \left[1 - \frac{90}{FP} \right] \times 100$$

$$\frac{3}{5} \left[\frac{90}{FP} - 1 \right] \times 100$$

Las cargas eléctricas pueden consumir potencia reactiva en tal magnitud que afectan el F.P. de la instalación. Si en la corriente reactiva (IL) es mayor el ángulo, también el F.P. será más bajo, lo anterior se puede apreciar en la siguiente figura.

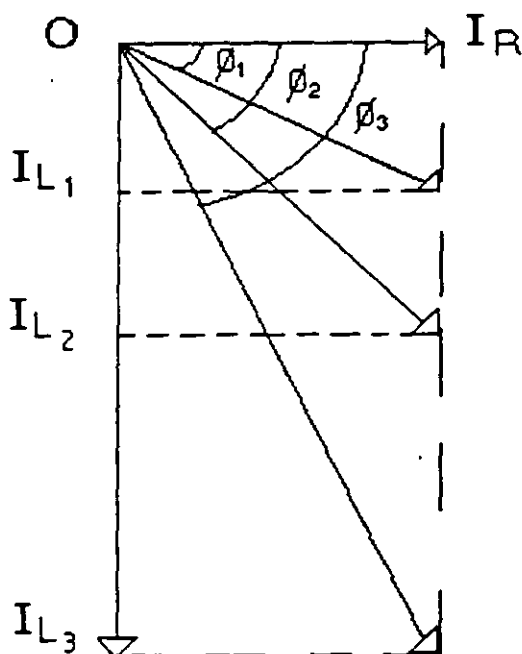


Figura No. 2.- Aumento de la corriente reactiva (I_L) disminución del F.P.

Como se había mencionado anteriormente uno de los principales inconvenientes de tener un bajo F.P. se refleja en una disminución de la capacidad de los equipos de generación, distribución y maniobra de la energía eléctrica, por lo que el tamaño de los conductores y otros componentes se diseñan para un cierto valor de corriente y capacidad para no dañarlos. Se deben operar sin que este se rebase, con riesgo de sufrir algún desperfecto, ya que el exceso de corriente debido al bajo F.P., puede obligar a emplear conductores de una capacidad y calibre mayor, elevando con esto el costo de la instalación y en el peor de los casos, requerir equipo de transformación de mayor capacidad, ya que la capacidad depende directamente del factor de potencia.

Dado que el bajo F.P. implica una mayor corriente total, debido al aumento de componente reactivo, ocasionara un aumento en las pérdidas por calentamiento debido al efecto JOULE o $I^2 R$ de conductores bobinados de motores, transformadores, así como en generadores, representando además una caída de tensión en la alimentación de las cargas eléctricas, que repercuten en una menor potencia de salida, ocasionada principalmente por la corriente de exceso que circula por ellos.

Un bajo F.P. significa energía desperdiciada y afecta a la adecuada utilización de la instalación, es por esto que las empresas suministradoras ofrecen un incentivo si se corrige este valor a un 90% o mayor aplicable a los cargos por consumo y demanda máxima de energía, y que no exceda de 125% como porcentaje máximo de penalización.

Para poder entender que es el F.P., se puede hacer uso de una analogía mecánica en donde la potencia o razón de trabajo P es igual a la fuerza (F) por la velocidad (V) esto es:

$$P = F \times V$$

Donde:

P = Potencia en Watts (W)

F = Fuerza en Newton (N)

V = Velocidad en metros por segundos (m/s)

Del cual, si la fuerza y la velocidad están en la misma dirección (carga resistiva), por ejemplo, de la figura 3 para que el cuerpo alcance una velocidad de 1 [m/s], se requiere aplicar una fuerza de 1000 [N]; por lo tanto la potencia es igual a $P = 1000 [N] \times 1 [m/s] = 1000 \text{ Watts}$.

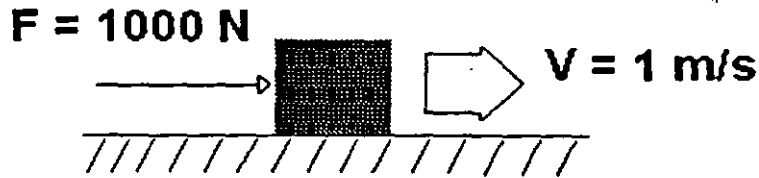


Figura No. 3.- Analogía aplicación de fuerza y velocidad en la misma dirección (Carga Resistiva).

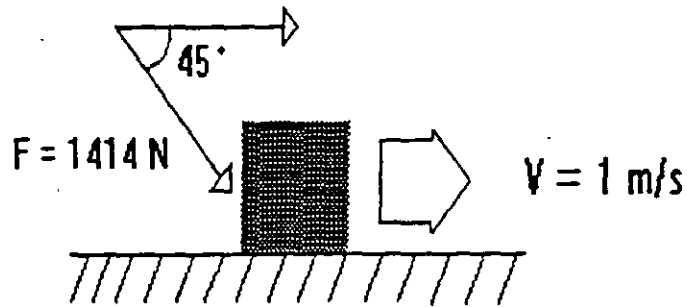


Figura No. 4.- Fuerza y velocidad con diferente dirección (Carga Inductiva)

Pero cuando la fuerza y la velocidad no son en la misma dirección o colineales (carga inductiva) como se indica en la figura.4, se requiere realizar una corrección al aplicarlo a la fórmula anterior, por lo que para una misma velocidad de 1 [m/s] y la misma potencia de 1000 [W] , la fuerza requerida es ahora de 1414 [N] . El producto directo de esta fuerza es:

$$P = 1414 \text{ [N]} \times 1 \text{ [m/s]} = 1414 \text{ [W]}$$

que designaremos como "potencia aparente" ya que no es la potencia real realizada y cuya componente se observa en la figura siguiente:

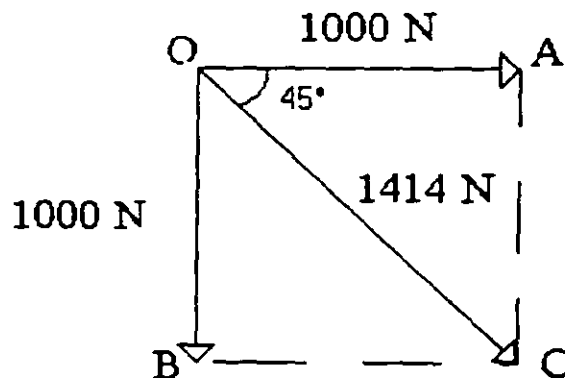


Figura No. 5.- Relación Vectorial de fuerzas.

El vector OA actúa en dirección del movimiento y el vector OB actúa perpendicularmente a éste, no efectuando ningún trabajo.

Para éste caso la relación entre la potencia real y la aparente es de $1000/1414 = 0.7072 = \cos \theta = \cos 45^\circ$, el cual es el ángulo que forma la fuerza y la dirección del movimiento, que precisamente es el factor por el que hay que multiplicar el producto de fuerza por la velocidad para obtener la "potencia real".

Aplicando la definición de factor de potencia, como la relación de KW o potencia de trabajo entre KVA totales o potencia aparente, así como la potencia mecánica se expresa por.

$$P = F \times v \times \text{factor de corrección}$$

Y la potencia real eléctrica como.

$$P = V \times I \times \cos \theta$$

Donde :

V = Voltaje [V]

I = Corriente [A]

V x I = potencia aparente [VA]

θ = Angulo de fase [°] = factor de potencia o F.P.

L- METODOS DE CORRECCION DEL BAJO F.P.

Ahora bien suponiendo que debido al incremento en la demanda de sus productos, una empresa se ve en la necesidad de aumentar la producción y planea expandirse, esto implica la instalación de motores nuevos, aumento en la carga de iluminación. Si los transformadores y la instalación eléctrica esta trabajando a plena carga, cualquier aumento implicara una sobrecarga y esto ocasionara un bajo F.P.

El primer paso para corregir el bajo F.P. es el de prevenirlo para lo cual se debe evitar en lo posible la demanda excesiva de potencia reactiva, esto es considerando la capacidad de los transformadores y motores a sus cargas reales, pero en la mayoría de las ocasiones esto no es posible, por lo que se hace necesario emplear otro tipo de equipos para corregir este problema, mediante el empleo de capacitores de potencia, capacitores sincronos o motores sincronos.

Estos equipos de naturaleza CAPACITIVA, adelantan la corriente con respecto al voltaje, en el caso ideal a 90° , que al combinarse con la corriente inductiva, ocasionaría la reducción del ángulo y la corriente total, como se aprecia en la figura siguiente.

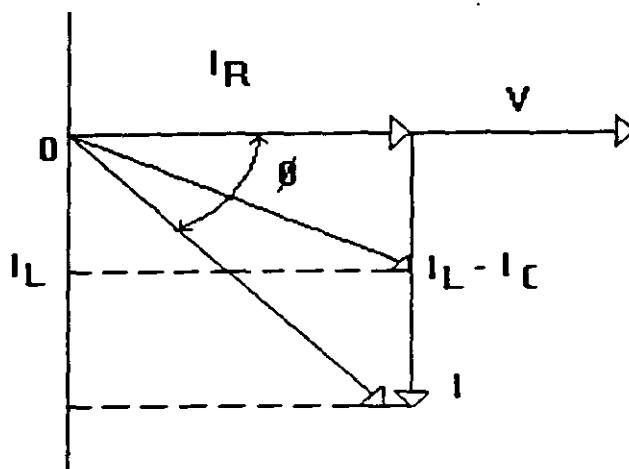


Figura No. 6.- Efecto de la corriente capacitiva (I_c) sobre la corriente inductiva (I_L).

La característica de los equipos empleados para compensar la potencia reactiva como es el caso de los capacitores de potencia, son de los más prácticos y económicos, debido a su bajo costo, fácil instalación, mantenimiento casi nulo y facilidad de combinaciones que se pueden ensamblar.

Otro tipo de capacitores llamados SINCRONOS, son motores diseñados exclusivamente para corregir el F.P., sin embargo son de gran tamaño y por lo tanto implican una gran inversión inicial y por tanto un mantenimiento costoso, por lo que rara vez son empleados en plantas industriales.

Existen también motores SINCRONOS, cuyo uso se justifica cuando se requiere sustituir motores nuevos, ya que pueden proporcionar al mismo tiempo trabajo mecánico y comportarse como una carga capacitiva en caso de operarse sobreexcitado. Aunque ayuda a mejorar el F.P. no constituye en sí una forma común para compensarlo.

II.- BENEFICIO POR LA INSTALACION DE CAPACITORES

El instalar capacitores independientemente de corregir el F.P. nos sirve también para aumentar la capacidad útil de nuestro sistema eléctrico.

Suponiendo el caso de una planta con una carga instalada de 400 KW y trabaja con un F.P. de 77%, el cual tiene una penalización por bajo F.P., se requiere corregirlo a 0.95%, pero además por proyectos de expansión pretenda crecer y esto implica un 20% de aumento de carga.

Por lo tanto para una carga de 400 KW y corregir el F.P. DE 0.77 a 0.95, se requerirán 200 KVAR que tendrían un costo aproximado de \$ 28,000.00 ya instalados, y además nos liberan una carga para el actual sistema de 80 KW, aproximado al 20 % del aumento de carga

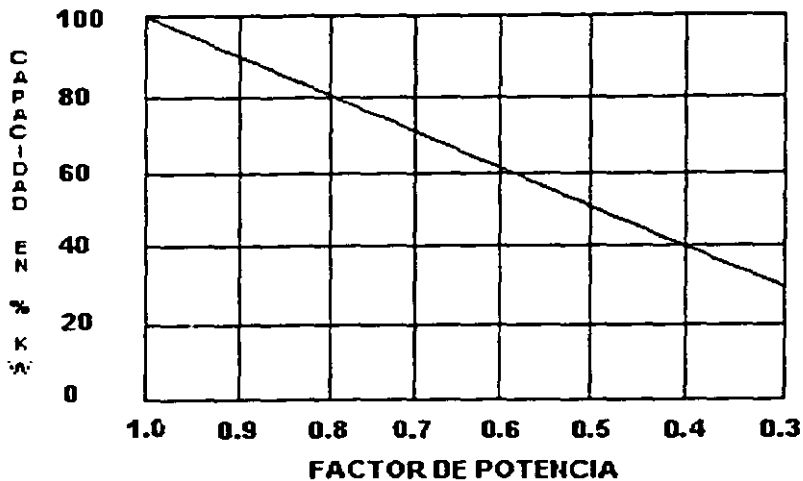


Figura No. 7.- Capacidad de kw x mayor F.P.

Sin considerar la instalación de capacitores, se tendría que adquirir un transformador e instalar nuevos circuitos y alimentadores. El hecho de que solo se necesitan capacitores con un total de 200 KVAR es de suma importancia ya que en casos críticos puede ser muy difícil conseguir transformadores y material en cuyo caso excedan a los \$ 28,000.00 que cuestan los capacitores. El aumento de capacidad útil debe sumarse a la reducción de los costos de energía eléctrica por penalización, en el cual el ahorro mensual podría llegar a \$ 5,200.00 que se obtiene cada año además del aumento del 20% de la capacidad útil.

Otra ventaja adicional por la instalación de bancos de capacitores se refleja en las caídas de tensión excesivas, las cuales en los motores los afectan haciendo que funcionen inadecuadamente y se calienten, en iluminación la baja tensión también tiene sus repercusiones, así como en los equipos de control de instrumentos electrónicos.

Los capacitores elevan el nivel de voltaje en todos los alimentadores hasta el punto de las cargas más apartadas, con ello el funcionamiento es mejorado, y se obtiene aumento considerable de la producción, el cual se puede calcular por la siguiente expresión.

$$\text{Incremento de voltaje } [\%] = \frac{\text{KVARc} \times \% \text{ reactancia del transformador}}{\text{KVA}_T}$$

Además otro factor que se reduce es la corriente que circula por los conductores, pues se sabe que las pérdidas en sistema de distribución son proporcionales al cuadrado de la corriente, esto es que si se reduce un 20% la corriente total, las pérdidas de energía disminuirán en un 36% , por lo que los ahorros anuales pueden fácilmente llegar a un 15% de la inversión en capacitores.

9.- AHORRO DE ENERGIA EN MOTORES

El ahorro de energía comienza desde la selección adecuada de los motores, ya que siempre encontraremos uno adecuado a las necesidades de la carga, dependiendo de:

- Condiciones ambientales de operación.
- Arranque
- Regulación de la velocidad.
- Tamaño y potencia

La experiencia nos indica que los mayores ahorros se obtienen al operarlos a su máxima eficiencia.

Es sabido que el 60% del consumo de la energía eléctrica en la industria se debe a operación de motores eléctricos, esto es un hecho relevante ya que son las principales áreas para las oportunidades de ahorro de energía, que se traducen en una reducción en los costos de producción y una mayor competitividad.

Considerando un rendimiento medio del orden del 80% de los motores en aplicaciones industriales, cerca del 15% de la energía eléctrica industrial se convierte en pérdidas en los motores eléctricos, además si analizamos que en México se utilizan más de 350 millones de motores eléctricos y que un alto porcentaje son del tipo de jaula de ardilla, cuyas capacidades van desde 1 a 200 CP, precisamente se encuentran oportunidades de ahorro de energía debido al avance en el diseño y construcción de motores de alta eficiencia.

Eficiencia, palabra que usualmente es una consideración importante en la aplicación de accionamiento de motores eléctricos, especialmente en aquellos con una gran cantidad de horas de servicio, donde el costo de operación del motor llega a ser en muchos superior al precio de la adquisición, es expresada generalmente en un porcentaje que relaciona la potencia mecánica y la potencia eléctrica de la siguiente forma:

$$\text{Eficiencia } W = \frac{\text{Potencia mecánica de salida}}{\text{Potencia eléctrica de entrada}} \times 100$$

Dado que no toda la energía eléctrica que se consume se transforma en energía mecánica, la eficiencia no será nunca igual al 100%, debido a las pérdidas debidas a las condiciones de operación, en algunos casos las pérdidas pueden superar las de diseño.

Debido a que la potencia eléctrica esta dada en Kilowatts (KW) y la mecánica en caballos de potencia (CP ó HP), como la diferencia de unidades no permite realizar un cálculo directo, se requiere emplear constantes de equivalencia para la conversión de unidades, las más empleadas en nuestro caso serán:

$$\text{Para 1 CP} = 0.746 \text{ KW}$$

$$\text{Para 1 kW} = 1.34 \text{ CP}$$

Emplear motores de mayor eficiencia, reduce las pérdidas y los costos de operación, por ejemplo si un motor viejo se sustituyera por otro de eficiencia mayor o igual a 90%, la potencia ahorrada (PA) se puede calcular aplicando la formula siguiente:

$$PA = 0.746 \times CP \frac{100}{E_1} \frac{100}{E_2} \text{ [KW]}$$

Donde:

CP = Potencia del motor

E₁ = Eficiencia del motor de rendimiento menor

E₂ = Eficiencia del motor de rendimiento mayor

Esta potencia ahorrada (PA) al multiplicarla por las horas de uso nos dan los KWH, que al considerar el costo del KWH según el tipo de tarifa obtenemos el ahorro monetario al emplear motores de alta eficiencia, ejercicio útil para un estudio técnico-económico.

El constante cambio e incremento de los energéticos a nivel mundial, han forzado a los fabricantes de motores a diseñar motores de alta eficiencia, con rendimientos que alcanzan fácilmente el 95% de rendimiento y con costos competitivos con los convencionales, es factible analizar la inversión de una manera rápida, con los ahorros que se tienen en el consumo. Un ahorro importante de energía eléctrica también se puede obtener mediante la reducción de las pérdidas, por lo que los fabricantes se han dedicado a mejorar el diseño y manufactura, utilizando para esto. Acero de propiedades magnéticas mejores. Reducción del espesor de la laminación y el entrehierro. Calibre de conductores mayores, así como la utilización de. Sistemas de enfriamiento más eficientes. Mejores materiales aislantes. Dando por resultado motores con perdidas menores de 45% con respecto a motores normales, pero estos beneficios se traducen en un mayor costo, el sobreprecio que se tiene va desde un 15% a un 30% , pero sin embargo este sobre precio puede ser recuperado en un periodo razonablemente corto, en nuestro país éste tipo de motores no han tenido un mercado atractivo, dado que el mayor costo inicial, así como el desinterés de los usuarios por ahorrar cuando su costo por facturación eléctrica no es tan relevante, aunado a una desinformación.

Como se ha mencionado con anterioridad los motores operan a una mayor eficiencia cuando trabajan cerca de su potencia nominal, la sobrecarga no solo representa mayores pérdidas, si no que el deterioro se da más rápido tanto a los aislantes, como a sus cojinetes y en el peor de los casos hasta pueden quemarse, pero salvo algunos casos, la mayoría de las veces se operan más con baja carga que sobrecargados ya que con frecuencia son mal seleccionados, desde su inicio, hasta la sustitución por otro de potencia mayor cuando llegan a fallar, al tenerlo a la mano mas fácilmente y pensando que con esto, ya no se va a volver a quemar.

1.- EL FACTOR DE POTENCIA Y LOS MOTORES

Otros de los inconvenientes del uso de motores aun de los que se encuentran en optimas condiciones es el consumo de potencia reactiva (KVAR), por lo son una de las principales causas del bajo factor de potencia. Como el factor de potencia es indicativo de la eficiencia con que se ésta utilizando la energía eléctrica para producir un trabajo útil , un bajo F.P. significa energía desperdiciada. Como los motores de inducción son una de las causas principales del bajo F.P. en base a ellos se puede tomar medidas generales para corregirlo y operarlos correctamente como son:

- 1.- Hacer una selección justa de la potencia y velocidad de los motores a instalar, si la carga lo permite se preferirá motores de alta velocidad por su alta eficiencia.
- 2.- Emplear motores trifasicos en lugar de los monofasicos, en motores de potencia equivalente, su eficiencia es de 3 a 5% mayor.
- 3.- Mantener la carga de los motores a su potencia nominal.
- 4.- En caso de reparación que sea correcta y de alta calidad.
- 5.- Preferir motores de alta eficiencia.
- 6.- Evitar trabajarlos en vacio, seleccionando los ciclos de trabajo ya que la operación intermitente de arranque ocasiona un desgaste acelerado de sus características de operación y eficiencia.
- 7.- Instalar capacitores en los puntos cercanos a las concentraciones o a los motores de mayor capacidad.
- 8.- Seleccionar la carcaza del motor de acuerdo al ambiente en que se va a trabajar, los motores abiertos son más económicos y operan con un alto F.P.

9.- Estudiar la aplicación de otros tipos de arrancadores. Cuando la carga impulsada no requiere un alto par de arranque es recomendable el uso de arrancadores estrella-delta ó devanado partido. Son más económicos y consumen menos energía que los de tensión reducida, aunque tienen el inconveniente de que el par de arranque se reduce notablemente.

10.- Usar reguladores de velocidad electrónicos para motores de inducción. En los motores de rotor devanado se llega a consumir hasta 20% de la energía total tomada de la red en los resistores para control de velocidad. Los modernos reguladores electrónicos son mucho más eficientes.

11.- Usar arrancadores electrónicos. El uso de arrancadores electrónicos en lugar de reóstatos convencionales para motores de corriente continua, permiten importantes ahorros de energía en el arranque.

12.- Usar controladores de velocidad para aplicaciones de velocidad variable. Los controladores estáticos de velocidad permiten eliminar engranes, poleas, bandas y otros tipos de transmisión que producen pérdidas importantes al variar la velocidad y en general son aplicables en aquellos sistemas donde la carga se pueda variar con la velocidad, como en sistemas de bombeo o compresión.

13.- Administrar los sistemas de ventilación. Conectar la ventilación solamente durante las bajas velocidades, en aquellos motores de velocidad ajustable y separada, provista por equipos auxiliares.

14.- Preferir el acoplamiento individual. En accionamiento con grupos de motores se consigue más fácilmente que cada motor trabaje a máxima eficiencia si el acoplamiento es individual.

15.- Preferir el acoplamiento directo. Siempre que el accionamiento lo permita es preferible acoplar la carga directamente al motor, ya que se reducen las pérdidas en el mecanismo de transmisión.

16.- Usar acoplamientos flexibles. En motores sometidos a un número elevado de arranques súbitos es recomendable usar acoplamientos flexibles para atenuar los efectos de una alineación defectuosa, reducir los esfuerzos de torsión la flecha y disminuir las pérdidas por fricción.

17.- Instalar controles de temperatura. En motores de gran capacidad es conveniente controlar la temperatura del aceite de lubricación de cojinetes, a fin de minimizar las pérdidas por fricción.

18.- Mantener ajustado el equipo de protección. Los equipos de protección evitan los daños mayores a los motores producidos por sobrecalentamientos o sobrecargas, evitando que operen con baja eficiencia.

19.- Revisar periódicamente las conexiones. Las conexiones flojas o mal realizadas originan con frecuencia un mal funcionamiento del motor, además de ocasionar pérdidas por disipación de calor.

20.- Efectuar mantenimiento a motores que requieran escobillas y anillos rozantes. Los motores de corriente directa, síncronos y de rotor devanado requieren de un buen contacto entre las escobillas y los anillos rozantes. Un asentamiento incorrecto, suciedad o una deficiente presión de contacto provocan sobrecalentamiento y pérdidas de energía.

21.- Mantener ajustado el interruptor centrífugo en motores monofásicos. El mal funcionamiento del interruptor centrífugo en motores monofásicos de fase hendidada y de arranque por capacitor provoca sobrecalentamiento en los conductores con la consiguiente pérdida de energía, y en caso extremo, la falla del motor.

22.- Verificar periódicamente la alineación. Una alineación defectuosa entre el motor y la carga impulsada incrementa las pérdidas por rozamiento y puede ocasionar daños al motor y la carga.

23.- Reemplazar ejes dañados. Si los ejes del motor o de la transmisión se han doblado o dañado, las pérdidas por fricción se incrementan y pueden causar daños severos a los cojinetes.

24.- Dar mantenimiento al sistema de transmisión. Mantener en buen estado las poleas, engranes, bandas y cadenas o corregir la instalación puede evitar daños al sistema, reduciendo una carga inútil para el motor.

25.- Mantener en óptimas condiciones los cojinetes del motor. Si los cojinetes se encuentran en mal estado o si su lubricación es inadecuada, las pérdidas de energía pueden ser considerables. Repárelos o sustitúyalos si tienen algún desperfecto y siga las instrucciones del fabricante para lograr una correcta lubricación.

26.- Monitorear periódicamente los parámetros más importantes. Es recomendable verificar periódicamente las condiciones de operación y eficiencia a través de la medición de los parámetros más importantes, y tomar acciones correctivas cuando sean requeridas.

27.- Efectuar limpieza general rutinariamente. Con el propósito de eliminar la suciedad, el polvo y objetos extraños, se debe efectuar una limpieza periódica a todos los componentes. La periodicidad depende de las horas de uso y de las condiciones de operación en general.

28.- Evitar el funcionamiento en vacío. Cuando un motor eléctrico trabaja en vacío opera prácticamente con el factor de potencia más bajo y con eficiencia cero, porque en esas condiciones toma energía de la red pero no produce ningún trabajo útil en la flecha. Es una situación que debe detectarse y evitarse oportunamente.

29.- Evitar el uso de motores de frecuencia nominal diferente a la frecuencia de la red. Operar motores de 50 Hz en redes de 60 Hz produce cambios en las reactancias de los devanados y aumento en la velocidad del campo rotario. Estas situaciones provocan que los motores trabajen con eficiencia muy inferior a la nominal.

30.- Establecer un programa de mantenimiento completo y vigilar su observancia. Es conveniente elaborar un programa de mantenimiento que considere acciones preventivas así como pruebas que permitan conocer las condiciones exactas en que se encuentra el equipo, con lo cual se pueden tomar las medidas correctivas pertinentes.

31.- Mantener actualizados los manuales de operación. Mantener actualizados los manuales de operación es una acción que permite establecer instrucciones concretas para los operarios, con lo que los motores trabajan con la mayor seguridad y eficiencia.

II.- MOTORES DE ALTA EFICIENCIA Y LA ESTIMACION DE LOS AHORROS.

Como se ha analizado, la selección apropiada de un motor eléctrico debe considerar sus condiciones de desempeño, así como de su costo de su adquisición y operación sin embargo la selección de un motor de alta eficiencia puede convertirse en la mejor alternativa, sin embargo debido a su costo inicial mayor en comparación con un convencional, hace necesario realizar un análisis más detallado de los beneficios no sólo de operación sino económicos, para asegurar que la inversión sea la decisión más viable.

Para poder calcular la factibilidad económica para elegir un motor de alta eficiencia es necesario analizar conceptos tales como: el Factor de Carga, las horas de operación, tarifa eléctrica y costo, costo de adquisición, factores primordiales ya que el factor de carga nos indica el valor de la potencia que demanda el motor en relación con sus valores nominales o de placa y se determina por la siguiente expresión:

$$L = \frac{NS - Nr}{NS - Nn}$$

donde :

NS = Velocidad de sincronismo (RPM)
Nr = Velocidad real de la fecha (RPM)
Nn = Velocidad nominal (RPM).

Las horas de operación, es el tiempo de uso del motor. El tiempo empleado para realizar un estudio serio será de un año, ya que en este concepto recae el principal peso para evaluar los ahorros y la factibilidad de utilizar motores de alta eficiencia, así también conceptos tales como:

- La tarifa eléctrica.

Para este concepto requiere sean lo más actuales, para el caso de instalaciones industriales y comerciales, se pueden considerar de mayor peso el costo del cargo por energía consumido en un periodo. el cual varía de acuerdo a la región donde se tenga contratado el suministro, la época del año y la hora del día a la que se consuma.

- El cargo por demanda

Es otro concepto que no hay que perder de vista, este cargo se factura como la demanda máxima de un periodo y se compone principalmente por la medición de la demanda media en un periodo de quince minutos y se registra el consumo de energía eléctrica mayor en este periodo.

- El Factor de Potencia.

Otro concepto y que se ha estado manejando con gran frecuencia en este trabajo, es el cargo por bajo F.P., que como se ha dicho anteriormente representa un cargo por el factor de potencia durante el periodo de facturación que en promedio fue menor que el 90%.

- El costo de adquisición.

Por último el costo de adquisición, ya que la diferencia en el precio es un dato primordial para el análisis, se pueden tener diferentes precios en el mercado, debido que los distribuidores ofrecen descuentos variados incluso de la misma marca.

Independientemente de los factores anteriormente descritos, solo sirven como herramienta de análisis ya que cada usuario tiene múltiples necesidades y requerimientos a satisfacer, por lo que se deben considerar sus propias necesidades para decidirse a emplear motores de alta eficiencia, existiendo sin

embargo situaciones que lo justifican plenamente como es el caso de: las instalaciones nuevas, para locales donde se hagan modificaciones mayores y cambios de procesos, cuando se reemplazan motores que operan sobrecargados o que bien aquellas han sido reembobinados y cuando se desea reducir los costos de operación sustituyendo los motores viejos u obsoletos.

Finalmente podemos dar las recomendaciones generales para asegurar una correcta operación de nuestros motores, esperando con esto elevar la eficiencia de nuestra instalación, cuando no se tiene la posibilidad de realizar inversiones inmediatas para la adquisición de nuevos motores de alta eficiencia y si tener ahorros a corto plazo, para lo cual es primordial:

1.- Preferir los motores de inducción jaula de ardilla.

Para casos en que se requiera tener un control de la velocidad actualmente es más conveniente el uso de variadores estáticos aplicados a motores con rotula de ardilla, en lugar de tipo rotor devanado.

2.- Emplear motores síncronos.

Además de ser altamente eficiente, puede contribuir a mejorar el F.P. de la planta.

3.- Usar preferentemente motores de inducción trifásicos en lugar de monofásicos.

En motores de potencia equivalente, la eficiencia de éstos motores es de 3 a 5% mayor que los monofásicos además de requerir circuitos más simples, vibración mecánica menor, así como corrientes de operación menores y un alto F.P.

4.- Balanceo de voltaje en bornes de alimentación, vigilando que el balanceo entre fases no exceda en ningún caso el 5% como lo establece las normas de instalación, asegurando un correcto funcionamiento y obtener la máxima eficiencia.

5 - Evitar caídas de tensión severas.

Una caída de tensión en las terminales, provocaran incrementos de la corriente, sobre calentamiento disminución de la eficiencia, por lo que es preferible mantenerlo en valores menores o igual 1% (las normas permiten 3%, o 5% para alimentadores y circuitos derivados respectivamente).

6.- No operar simultáneamente motores de grandes capacidades, se debe evitar hasta donde sea posible el operar motores de mediana y gran capacidad para evitar lecturas de demanda máxima procurando planear una operación escalonada, y en motores donde se deba realizar por necesidades del proceso, arranques y poco intermitentes, utilizar arrancadores a tensión reducida, para evitar además calentamiento excesivos a los conductores.

7.- Sustituir motores viejos.

El operar motores viejos, encarece los costos de operación y mantenimiento debido a que las características de sus componentes ya se han degradado, hasta el punto en que la sustitución de motores de alta eficiencia se justifican.

8.- Asegurar una buena conexión a tierra.

Una mala conexión a tierra, además de ocasionar corrientes de fuga que elevan las pérdidas, en caso de una falla pone en peligro la vida de los operadores o usuarios.

10.- TECNICAS DE AHORRO DE ENERGIA EN ILUMINACION

Dado que el consumo de energía en un edificio depende de varios factores como son la localización geográfica, los usos, el mantenimiento y materiales de construcción entre otros. Entre las características más relevantes que deben considerarse para cualquier sistema, la eficiencia es la más importante, desde el punto de vista ahorro de energía, aunque todos los factores afectan en mayor o menor grado.

La selección de un sistema de iluminación, es de suma importancia debido a que la relación entre los niveles de iluminación y la productividad van íntimamente ligados, siendo necesario evaluar la cantidad de iluminación necesaria para ahorrar energía y no afectar la productividad del personal.

Para poder evaluar la aplicación de sistemas de iluminación existentes como son el incandescentes, el fluorescente, vapor de mercurio, sodio o aditivos metálicos, es necesario evaluar el horario de operación, dado que es frecuente que los niveles de iluminación sean elevados, tanto en áreas comunes como áreas específicas y que existan periodos de tiempo en que no es necesario mantener estos niveles ya que no están ocupadas las áreas, en cuyo caso se debe disponer de iluminación de seguridad, o para aseo de estas áreas, además se deben devaluar las condiciones y características físicas de los equipos de alumbrado, que en el caso de equipos sucios, difusores rotos o en el peor de los casos luminario al final de su vida útil, reduce la eficiencia de éstos sistemas.

Las características de los luminarios afectan de forma directa al sistema de alumbrado, dado que cada uno de este tipo tienen características propias que las hace más o menos adecuadas para una aplicación en particular, en caso de que los niveles de iluminación sean los adecuados, entonces es recomendable utilizar lámparas que proporcionen la misma cantidad de lúmenes pero con menor consumo de watts.

Actualmente en el mercado se cuenta con una gran variedad de equipos de iluminación, de marcas. Y precios variados que es difícil decidir cual seleccionar. Las principales alternativas para el ahorro de energía en cuanto a equipos se refiere, se pueden seleccionar lámparas y balastros ahorradores y electrónico, lámparas incandescentes de alto rendimiento, instalación de reflectores especulares,

sensores de presencia y de luz natural (fotocensores) así como controladores centrales y hasta temporizadores.

I.- AHORRO CON SISTEMAS INCANDESCENTES

Aunque los sistemas incandescentes son los menos eficaces (de 17 a 24 lúmenes por watt) ya que su operación se basa en el calentamiento del filamento hasta el rojo blanco, y del cual solo el 5% es de luz y el 95% es calor, en estos sistemas tienen diversas alternativas de ahorro tales como:

- El uso de lámparas de menor potencia (w). Donde se requiera menor cantidad de luz, o iluminación para pequeña área.
- Uso de lámparas reflectoras en lugar de las normales.
- El uso de lámparas de bajo voltaje (MR-16) o microicas, dado que son más eficientes que las de voltaje standard, en igual condiciones de horas de vida, además que existen, ciertas condiciones donde éste tipo de lámparas reúne las características de rendimiento de color e iluminación puntual o de acento..

II.- AHORRO CON SISTEMAS FLUORESCENTES

Para el caso de los sistemas fluorescentes, nacieron las llamadas lámparas ahorradoras, de potencia menores a las convencionales, pero las cuales conservan casi el mismo nivel de iluminación, por lo cual las alternativas más interesantes han consistido en la sustitución de lámparas de 32, 34 y 60 por sus equivalentes de 39, 40 y 75 watts además de la simple sustitución, implica el seleccionar lámparas de tonalidad luz de día por blanco frío, por sus niveles de flujo luminoso mayor y la tendencia es hacia el uso de lámparas fluorescentes tipo T8, sin embargo dado que éste tipo de lámparas requieren de un balastro electrónico y cuyos precios son altos, ha impedido que su instalación sea más frecuente.

El índice de rendimiento de calor (CRI) es una medida del cambio de color de los objetos iluminados por una fuente de luz en comparación con una fuente de referencia. Este índice tiene un valor máximo de 100 y mínimo de 0, cuando el CRI se encuentra cercano a 100 se dice que tiene una apariencia casi natural, en cambio si es menor de 100, se aprecia una diferencia de los colores, es por esto que en un objeto se observen diferentes los colores bajo una y otra fuente de luz.

Este parámetro, junto con la eficiencia han servido para especificar los niveles mínimos de desempeño que pueden presentar para su comercialización, por lo cual es más común encontrar estos valores en los catálogos de los diferentes fabricantes.

Para los valores de CRI, y eficiencia mínimos solo en Estados Unidos los ha fijado para comercialización mediante el acatamiento al "National Energy Policy Act 1992", en donde los valores mínimos exigidos dejan obsoletas a la mayoría de las lámparas denominadas convencionales, pudiéndose vender solo algunas pocas de éstas pero alentando con esto la posibilidad de desarrollar productos de potencias iguales a las convencionales, que cumplan con esta disposición.

Alguna de estas lámparas que se vieron afectadas por ésta disposición son las de AR de 40 watts, 122 cm, así como las de 40 w, "U" de 61 cm, las de AI de 75 y 110 watts, y cuyas fechas de entrada de vigor se fijarán a partir de 1994 y 95 como se puede apreciar en las siguientes tablas.

TABLA No. 4 Valores Mínimos de CRI y Eficiencia para Lámparas Fluorescentes.

TIPO DE LAMPARA	POTENCIA DE LAMPARA	C.R.I. MINIMO	PROMEDIO DE EFICACIA LM/W	FECHA
F40	>35	69	75	10/31/95
F40	28-35	45	75	10/31/95
F40U	>35	69	68	10/31/95
F40U	28-35	45	64	10/31/95
F96T12	>65	69	80	04/30/94
F96T12	52-65	45	80	04/30/94
F96T12HO	>100	69	80	04/30/94
F96T12HO	<100	45	80	04/30/94

Como se ha observado precisamente la lámpara que no cumplen o satisfacen éstos requisitos mínimos, son las más populares y vendidas en nuestro país como son las de 75 w (Slime line) y preferidas por los electricistas dada la facilidad para su instalación, ya que solo tienen un solo "pin", aunado a los problemas que se tienen con las bases para encendido rápido (Dos "pines"). En especial los colores CW, WW, WWX de 75 watts, se dejaron de fabricar en E.U. a partir de 1994, sin embargo en México se siguen empleando en forma indiscriminada, siendo que es preferible sustituirlas por las ahorradoras de 60 watts o de 59 watts de mayor flujo luminoso.

TABLA No. 5 Lámparas fluorescentes que no satisfacen los niveles de CRI y de eficiencia.

DESIGNACION DE LAMPARA	POTENCIA DE LAMPARA W	BULBO	LUMENES INICIALES	EFICACIA LM/W	C.R.I
F40CW	40	T-12	3050	76.25	62
F40WW	40	T-12	3100	77.5	53
F40WWX	40	T-12	2150	53.75	79
F40W	40	T-12	3100	77.5	58
F40D	40	T-12	2650	66.25	79
F40WWX/SS	34	T-12	1925	56.61	79
F40D/SS	34	T-12	2350	69.11	79
FB40CW/U3	40	T-12	2825	70.62	62
FB40WW/U3	40	T-12	2800	70	53
FB40CW/U6	40	T-12	2800	70	62
FB40WW/U6	40	T-12	2900	72.5	53
FB40W/6	40	T-12	3050	76.25	58
F96T12CW	75	T-12	6100	81.33	62
F96T12WW	75	T-12	6200	82.66	53
F96T12WWX	75	T-12	4400	58.66	79
F96T12CW/HO	110	T-12	8800	80	62
F96T12WW/HO	110	T-12	8800	80	53

En un tiempo relativamente corto, las lámparas ahorradoras han entrado al 30% del mercado donde encontramos de diversos tipos de 32, 34, 60 y 95 W. en versiones T-12 Y T-8, que sustituyen a sus equivalentes en 39, 40, 75 y 110 watt, así como también podemos encontrar las compact fluorescentes, en versiones autobalastadas de base media, que pueden sustituir a un incandescente propiciando una salida de lumenes equivalente, este tipo de lámpara encuentra su mejor aplicación en el remplazo de lámparas incandescentes, aunque no es recomendable en lugares donde su uso es por intervalos pequeños de tiempo, dado que el ciclo de encendido - apagado afecta de manera significativa las horas de vida.

En la siguiente tabla podemos observar las lámparas desartolladas y los watts que se ahorra respecto a uno convencional.

TABLA No. 6 LAMPARAS FLUORESCENTES AHORRADORAS

AHORRADORAS	CONVENCIONALES	WATTS DE AHORRO
F30T12/RS/ES	F30T12/RS	5
F40/RS/ES	F40/RS	6
F40/PH/ES	F40/PH	6
F90T12/60/ES	F90T12	6
F48T12/ES	F48T12	9
F96T12/ES	F96T12	15
F96T12/HO/ES	F96T12/HO	15
F96T12/VHO/ES	F96T12/VHO	30

Desde el punto de vista ahorro de energía las características de eficacia como hemos venido reiterando, es una de las principales ya que en ésta se relaciona la energía luminosa producida y la eléctrica consumida, esto es:

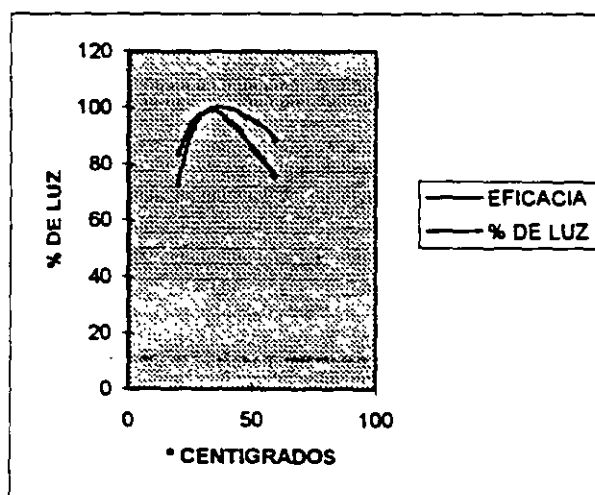
$$\text{Eficacia} = \text{lumenes} / \text{watt}$$

Este valor no se debe confundir con la eficiencia luminosa la cual se da en porcentaje (%) ó en por unidad (p.u.).

Para alcanzar la eficacia máxima se atacan factores de los que ésta depende tales como:

- La calidad y espesor del recubrimiento fosfórico
- Naturaleza y presión de los gases de relleno
- Diámetro del tubo
- Sistema de encendido
- Frecuencia de operación
- Temperatura ambiente y en la pared del tubo

De los factores anteriores, el que podemos nosotros influir es en de la temperatura, dado que el flujo luminoso se reduce considerablemente si se operan a temperaturas menores de 23° C y en general se reduce en 1% de la luz por cada 10° de variación hacia arriba o hacia abajo, como se observa en la figura siguiente:



III.- AHORRO CON SISTEMAS DE DESCARGA DE ALTA INTENSIDAD DE DESCARGA (HID)

La principal recomendación en éste tipo de sistemas se traduce principalmente en reemplazar fuentes de luz de baja eficacia, el sistema mercurial por ejemplo puede ser reemplazado por aditivos metálicos o sodio como se puede apreciar de la tabla No. 7 de eficacia de los principales sistemas de iluminación; siempre y cuando se respete un factor importante que es el color. y el tipo de área en donde se va a emplear.

Además en la siguiente tabla podemos apreciar los posibles reemplazos a efectuar, así como sus características alternativas.

TABLA No. 7 VALORES COMPARATIVOS DE LAMPARAS DE DESCARGA DE ALTA DENSIDAD.

TIPO DE LAMPARA	LUMENES INICIALES	LUMENES MANTENIDOS	PROMEDIO DE VIDA HRS	POSICION DE OPERACION	EFICACIA LUMENES/W	CONTROL OPTICO	CONTROL DE DESEUMBRAM
V DE MERCURIO C/B DE LUJO 400 W	22,500	19,100	24,000	UNIVERSAL	56.2	BUENO	REGULAR
V DE MERCURIO C/B DE LUJO 1000 W.	63,000	47,500	24,000	UNIVERSAL	63	BUENO	REGULAR
ADITIVOS MET. CLARA 400 W	34,000	27,200	12,000	UNIVERSAL	85	EXCELENTE	BUENO
ADITIVOS MET. CLARA 1000 W	100,000	79,000	10,000	UNIVERSAL	100	EXCELENTE	BUENO
SODIO ALTA PRESION 400 W.	50,000	45,000	24,000	UNIVERSAL	125	EXCELENTE	BUENO
SODIO ALTA PRESION 1000 W.	140,000	126,000	24,000	UNIVERSAL	140	EXCELENTE	BUENO

En muchos edificios las lámparas se encuentran mal seleccionadas, dado que en áreas donde no se requiera nitidez de color, como estacionamientos, jardines, plazas etc., pueden ser iluminadas por vapor de sodio de alta presión o baja presión que reducen el consumo eléctrico hasta un 65% en lugar de los reflectores de cuarzo.

La exigencia de alumbrado de grandes espacios, plantea la necesidad de desarrollar cada vez lámparas con mayor flujo luminoso y un menor consumo de energía, además de una mejor reproducción cromática de los objetos a iluminar.

Este tipo de lámparas funcionan generalmente instaladas en luminarias ubicadas en lugares de difícil acceso, estos requerimientos además de una óptima calidad de las lámparas en cuanto a bajos porcentajes de fallos, hace que el concepto de eficacia en iluminación se pueda relacionar con la economía de los costos, tanto de instalación como de mantenimiento.

La relación de alta eficiencia de lúmenes por watts (lm/w), además de su calidad de diseño, hace a esta lámpara tener una amplia gama de aplicaciones, siendo mayor su aplicación para grandes espacios, tales como grandes naves industriales, espacios abiertos, alumbrado vial entre otros.

De acuerdo a la tabla de características mostrada anteriormente por comparación podemos apreciar las diferencias importantes entre la lámpara de vapor de sodio y las otras lámparas, apesar de que las lámparas de sodio tienen un bajo nivel de reproducción cromática, resultan recomendables para algunas aplicaciones especiales dada su excelente eficacia luminosa y buena temperatura de color, que además evita la atracción de insectos, siendo su eficacia 1000% más que las lámparas incandescentes, además tienen una amplia gama que va desde 35 hasta 1000 watts.

Para el correcto funcionamiento, encendido y operación es necesario emplear el ignitor apropiado ya sea remoto o local, ya que dependiendo de esto se asegura una operación correcta y segura, además que el revendido de las lámparas depende del tipo de ignitor usado de tiempos de encendido que varía desde 1 hasta 15 minutos.

Dado que la eficacia de iluminación exige productos de calidad, al comparar las características especiales con otras lámparas, podemos observar las enormes ventajas económicas de utilizar éste tipo, y que el potencial de ahorro energético que se puede alcanzar simplemente decidiendo usar más racionalmente las diferentes fuentes de luz disponibles en nuestras remodelaciones o nuevos proyectos, además de contribuir a la descontaminación de nuestro castigado ambiente.

IV.- AHORRO DE ENERGIA POR CONTROL DE ILUMINACION

Existen varias posibilidades de ahorrar energía mediante el control de la iluminación, la iluminación natural que se percibe en un espacio puede ser analizada en términos no solo de cantidad sino de calidad ya que la iluminación natural de baja calidad puede ocasionar incomodidad y deslumbramientos entre otros, lo cual puede repercutir en el rendimiento y la productividad humana, para lo cual se deberán emplear controles adecuados para optimizar la contribución de la luz de día y utilizar un porcentaje menor de iluminación artificial.

La estrategia para el aprovechamiento de la luz diurna, se realiza en lugares donde se cuenta con gran aportación de luz solar, el aprovechamiento de luz natural reduce los costos de operación y el consumo de energía eléctrica significativamente a través del uso de foto controles. Los factores que intervienen para el aprovechamiento de la luz natural son:

- Horario
- Clima
- Estructura y arquitectura del edificio
- Orientación
- Actividades que se realizan.

Una de las estrategias para aprovechar la luz natural incluye el uso de sensores electrónicos (fotoceldas) que registran la cantidad de luz ambiente y determinan el momento del encendido o apagado de las luminarias que controlan, ya que estos dispositivos cuentan con un sensor o fotocelda que detecta la cantidad de luz incidente y un circuito que manda la señal al luminario.

La etapa inicial del diseño de los sistemas de iluminación representan la mejor oportunidad para el ahorro de energía eléctrica para el alumbrado, desde la distribución y distancia de los luminarios, los elementos que lo integran, hasta la organización de circuitos

Los elementos que integran al luminario se encargan de ahorrar energía por si mismo a través del diseño de tecnologías avanzadas y que reducen el consumo eléctrico, sin embargo el desempeño de un sistema de iluminación no termina con la instalación de sus componentes; es fundamental un adecuado mantenimiento y buen criterio de operación. Para lograr esto último los controles para iluminación ofrecen un ahorro potencial igual o mayor que los luminarios y lámparas eficientes.

Los controladores son dispositivos que proveen la iluminación adecuada en el momento apropiado, al tiempo que reduce el uso de la energía y el costo de operación, logrado obtener hasta un 30% como una estimación conservadora.

Anteriormente los controladores eran utilizados como un sistema primario de encendido y apagado (ON - OFF) o para otros propósitos diferentes a los actuales. Ahora los controladores son una parte complementaria y esencial para un buen diseño y de los programas de la administración de la energía.

Dado que los fotosensores que se emplean en el control de la iluminación requieren para operar balastos electrónicos, en el caso de regular la cantidad de luz, la inversión para éste caso son mayores, por lo que se hace necesario realizar evaluaciones económicas para su empleo.

Cuando se aplican en interiores con el modo ON - OFF, se debe considerar una "banda muerta" es decir utilizar una iluminación mayor que la mínima para encender el alumbrado.

CRITERIOS PARA LA APLICACION DE FOTOSENSORES:

Existen muchas variables a considerar para el diseño apropiado y específico en un edificio, al momento de seleccionar el tipo de sistema local o remoto por lo que se deben considerar los criterios para la aplicación como son:

- Instalar los fotosensores en áreas con suficiente luz, como por ejemplo oficinas, comedores, salas de espera, salas de juntas, escaleras, pasillos, o corredores periféricos y en general áreas aledañas a las ventanas.
- Usar en áreas donde no sea susceptibles a cambios continuos o modificaciones que interpongan muebles o cancelas entre el área de trabajo y la luz natural.
- Los fotosensores no deberán controlar lámparas de emergencia y de seguridad, ya que la finalidad del ahorro de la energía no debe obtenerse con el sacrificio del confort y la seguridad.

El control horario, es otra aplicación realizado mediante la programación del encendido y apagado de los circuitos de iluminación, tomando en cuenta las costumbres de uso del inmueble en cuestión, siendo muy variados los tipos de controladores, desde los muy económicos temporizadores, hasta los altamente sofisticados programadores digitales (PLC's).

Este tipo de sistemas ha sido muy rentable en proyectos donde se controlan todo tipo de cargas además de la iluminación y lo cual depende de la situación económica y flexibilidad deseada.

El control de ocupación, mediante la separación de circuitos, permite separar zonas ó áreas determinadas de manera que cada una cuente con un control de apagado independiente (apagador), sin embargo se ha detectado que es el resultado más económico, pero el factor humano siempre perjudica la obtención de los ahorros pronosticados, por lo que el empleo de sensores de presencia, queda nuevamente dependiendo del presupuesto disponible, así como el grado de control deseado

CONSIDERACIONES PARA EL USO DE SENSORES DE PRESENCIA:

Un problema común en la mayoría de las instalaciones, es su ubicación, ya que de ésta depende la operación incorrecta por encendidos y apagados, por lo que para ajustar la sensibilidad y limitar la zona de operación deseada, requiere de un ajuste minucioso.

Pero por otro lado no es recomendable su instalación en pasillos ó áreas generales muy concurridos ya que el simple paso de una persona es suficiente para hacer operar el equipo,

ocasionando que la vida útil de las lámparas se reduzca drásticamente por los ciclos de encendido y apagado.

Existen para esto 2 tipos básicos de sensores como son los pasivos ó (infrarrojo) y los activos (ultrasónicos), los primeros reaccionan solo a radiaciones de energía como el cuerpo humano, siendo menos sensibles a pequeños movimientos y son ciegos ante cualquier barrera, y cuyo uso es recomendado para áreas pequeñas y de bajo movimiento.

Los activos reaccionan ante ondas sonoras captadas por un transmisor que detecta los más mínimos movimientos, por lo que son capaces de percibir la presencia, aún cuando no es "visto" por el ojo del sensor, y su aplicación es recomendada para oficinas abiertas, salas de conferencias y espacios de poco movimiento.

V.- AHORRO DE ENERGIA EN BALASTROS

Los sistemas de iluminación son uno de los principales rubros dentro del consumo de energía eléctrica, siendo claro ejemplo de la aplicación de adelantos tecnológicos, por lo que otro de los equipos que representan un gran potencial, son los balastros, equipos que es común encontrar operando en vacío esto es, con lámparas falladas, ocasionando un consumo del orden del 20% de la potencia de la lámpara

Los balastros cumplen dos funciones primordialmente como son:

- 1.- Entregar las condiciones de voltaje y corriente que requieren las lámparas para su encendido.
- 2.- Limitar la corriente que alimenta a las lámparas.

Para lo cual podemos emplear, resistencias, bobinas ó capacitores como balastros pero cada una implica una problemática, por lo cual, se requiere una combinación de los tres tipos.

Las técnicas que se emplean para diseñar balastros para el caso de lámparas fluorescentes han sido:

- Arranque instantáneo (Slim line)
- Arranque rápido

Pudiendo encontrar en el mercado de bobina reactancia serie, en adelanto y autotransformador.

Es preferible emplear sistemas de arranque rápido dado que se obtiene una mayor cantidad de lúmenes que el sistema A.I., además que en caso de operar con una lámpara fallada no se corre el peligro de que el compuesto de los balastos se escurra.

Dentro de la familia de balastos ahorradores para lámparas de encendido rápido se tienen éstas opciones.

- Balastos ahorradores magnéticos
- Balastos ahorradores con encendido electrónico (híbrido)
- Balastos ahorradores electrónicos

En la tabla siguiente, podemos observar la comparación de el consumo, ahorro y % ahorro de diferentes sistemas.

Tabla No. 8 Comparación de diferentes sistemas.

SISTEMAS	WATTS DE CONSUMO	WATTS DE AHORRO	% DE AHORRO
MR. 238 I 127 s	93	REFERENCIA	REFERENCIA (0 %)
X BAJA ENERGIA	100	- 7 WATTS	- 1 %
MR. 232 BAI 127 s (LAMP. 38 W)	83	10 WATTS	10 %
MR. 232 BAI 127 s (LAMP. 32 W)	69	24 WATTS	25 %
MR. 238 IE 127 s (LAMP. 38 W)	65	28 WATTS	30 %
MR. 238 IE 127 s (LAMP. 32 W)	60	33 WATTS	35 %

Normalmente los balastos debido a que son construidos a base de circuitos magnéticos, los cuales tienen pérdidas significativas, en el mercado se pueden encontrar balastos ahorradores con un consumo menor de pérdidas, al igual que los electrónicos que son más eficientes, pero de mayor costo, los ahorradores tienen un costo similar que los convencionales, además se deben especificar con termo protector, para evitar que operen con sobrecargas (calentamiento), disminuyendo con

esto las pérdidas por efecto **JOULE**, y preferir los de alto factor de potencia, cuyo beneficio adicional, es el de ayudar a corregir el **F.P.** en nuestra instalación.

El ahorro de los balastos electrónicos se logra fundamentalmente por el manejo de una mayor frecuencia (**25 KHZ**), esto permite reducir las pérdidas magnéticas al emplear núcleos de ferrita, incrementándose el nivel luminoso (**Lúmenes**) a ésta frecuencia que a **60 Hz**.

Resumiendo podemos decir que para ahorrar energía en balastos debemos obtener la misma cantidad de luz con un menor consumo de watts, por lo cual es útil guiarnos por las siguientes recomendaciones.

No confundir los balastos de "baja energía" ya que no son ahorradores, sino al revés consumen más energía por lumen que los balastos normales, por lo que se recomienda evitar en lo posible su uso

El ahorro de energía, mediante el uso de balastos ahorradores es aproximado de **27%** y de **30-37 %** con electrónicos.

Evitar mezclar el uso de balastos ahorradores con lámparas convencionales y viceversa, dado que se producen problemas en el encendido y altas temperaturas en los balastos, así como una reducción de la vida de las lámparas.

Cuando se instalen balastos en paneles remotos, es recomendable:

- Proveer una conexión efectiva a tierra de los equipos.
- Se instalen verticalmente con el capacitor siempre hacia abajo ya que es la causa de falla más común.
- Colocarlos siempre sobre una superficie metálica (radiador) para tener un buen contacto directo al metal y nunca colocarlos uno cerca del otro.
- Conservar siempre un **25%** de la suma de las áreas de los balastos, para el soporte.
- Este metodo se recomienda solo para balastos de encendido instantáneo, en un lugar ventilado y de fácil acceso, de acuerdo a las recomendaciones de fabricantes de calibres y distancias máximas permitidas.

VI.- DIFUSORES ACRILICOS

La función principal de los difusores es la de controlar y dirigir la luz visible que sale en forma vertical y horizontal de manera más uniforme, así como evitar ó disminuir el deslumbramiento por brillantez.

La sustitución de difusores no aporta ahorros en electricidad, incluso los periodos de amortización pueden elevarse a un año adicional al combinarse con otras medidas de ahorro.

Se recomienda que cuando el difusor se encuentra sucio por el polvo acumulado, o bien ha adquirido un tono amarillo debido a la degradación por la radiación ultravioleta, se sustituyan ya que disminuyen el nivel de iluminación, prefiriendo adquirir acrilicos de calidad comprobable y no adquirir laminas de plástico o poliestireno (material de igual apariencia al acrílico), ya que su vida útil se limita a unos doce meses de perder su apariencia. La limpieza periódica de éstos difusores es básica para asegurar el mayor porcentaje de luz sea transmitida hacia las áreas de trabajo.

En la mayoría de los casos se requiere realizar una labor de convencimiento de que no es un gasto más, sino que se trata de mejorar el confort visual principalmente y la estética de las instalaciones.

Actualmente la IESNA, ha realizado trabajos de estudio, de recomendaciones para iluminación en áreas de computo para reducir los deslumbramientos, para elevar la productividad y eficiencia de los trabajos.

VII - LUMINARIOS

Para el caso donde la inversión no es la alternativa adecuada para la sustitución de luminarios cuya vida útil ha llegado a su fin, se recomienda la instalación de reflectores espectaculares de aluminio (bajo diseño específico) que se sobrepone al luminario, logrando con esto una mayor reflexión, además que en la mayoría de los caso permite retirar la mitad de las lámparas de (2 x 34 a 1 x 34), complementándose con la sustitución de balastos y lámparas de mayor flujo luminoso y pintado de paredes, techos y columnas de colores claros, evitando con esto instalar luminarios adicionales a fin de mantener los niveles de iluminación en un punto óptimo.

En algunos otros casos los luminarios se encuentran instalados a alturas tan elevadas que afectan el nivel de iluminación, ya que solo son elementos decorativos, para lo cual si se le quiere dar la función adecuada, será necesario reducir su altura de montaje y rediseñar su instalación.

Dado que la temperatura es un factor que se ha estado hablando durante todo éste trabajo, en nuestro caso el diseño de un buen luminario afecta drásticamente el desempeño de lámparas y balastos, por lo cual es de gran importancia el elegir el tipo de luminario a instalar dado que cada uno refleja diferentes características de operación como se aprecia a continuación.

Tabla No. 9.- Temperaturas para diferentes tipos de luminarios.

TIPO DE LUMINARIO	TEMPERATURA AMBIENTE	TEMPERATURA INTERIOR	TEMPERATURA DE LAMPARA
HERMETICO	25	46	61
CERRADO	25	43	57
PARABOLICA	25	38	52

Se puede apreciar que el parabólico tiene una menor temperatura que el hermético, sin embargo ésta temperatura no es la óptima, ya que cada lámpara tiene diferente temperatura que puede variar, además del diseño térmico del luminario del tipo de montaje (Sobreponer ó embutir) y con el lugar de instalación, siendo necesario contar con luminarias que tengan un buen control térmico, incorporando para esto aletas disipadoras ó un sifón térmico, mejorando con esto el desempeño óptimo de las lámparas incrementando la producción de luz del orden del 90%.

Como se ha mencionado la forma en que se coloque el luminario es importante, por lo que se puede lograr una disminución de hasta 22.5°C si estos los colocamos a 15 cm. del techo, en lugar de instalarlo directamente en el.

Esto ayuda a que en los balastos también se disminuyan las pérdidas por temperatura, ya que por cada grado que incremente el luminario el balastro aumenta su temperatura 0.8°C, incremento que provoca un aumento de la resistencia de los devanados, calor que es incrementado en el interior del luminario y que crea un círculo térmico vicioso entre el luminario y el balastro – lámpara, que se reflejara en una consecuente pérdida de energía y una operación incorrecta del conjunto.

Ante tales circunstancias, se recomienda montar los luminarios permitiendo siempre la mejor refrigeración.

Aunado a esto otro factor de eficiencia, que es considerado para utilizarlo como parámetro de reducción de consumo de energía eléctrica en sistemas de iluminación de edificios es el LER (LUMINAIRE EFFICACY RATING) y el cual relaciona la salida de luz (Entregada por el luminario) entre el consumo en watts de la misma, como se describe en la siguiente expresión:

$$\text{LER} = \frac{\text{Lúmenes nom total de la (s) lámpara (s)} \times \text{Factor de Balastro} \times \text{Eficiencia del gabinete}}{\text{Watts consumidos por el luminario.}}$$

Por lo que involucra tanto eficiencias del conjunto balastro – lámpara (B.F) y la del gabinete.

En donde el factor de balastro (BF), se define como la cantidad promedio de luz que emiten las lámparas de referencia operando con balastro bajo prueba, contra la cantidad de luz promedio que emiten las mismas lámparas operando con el reactor patrón correspondiente, como se describe a continuación:

$$\text{B.F. AR} = \frac{\% \text{ luz promedio de lamp. De ref. con balastro}}{\% \text{ luz promedio de lamp. De ref. con balastro patrón}}$$

VIII.- ADMINISTRACION DE LA DEMANDA

Para los servicios* suministrados en tarifa 3 y en alta tensión, además del cobro por energía eléctrica (KWH), el sector eléctrico hace un cargo por cada kw de demanda (consumo de kw en un periodo de 15 minutos).

La utilización de la energía eléctrica durante un día un mes o un año, se le denomina demanda media y se determina en KW la cual resulta de dividir el consumo de energía en kWH entre el periodo dado en hora. La mayor de todas las demandas ocurridas en el mismo periodo es la demanda máxima, cuando se divide la demanda media entre la demanda máxima se obtiene un valor al que se llama factor de carga (FC) debido a la operación de las instalaciones es común encontrar picos, que entre mas grande sea el pico menor será el factor de carga y mayor será el precio medio de la energía eléctrica, por lo que la presencia de picos es nociva para el usuario.

La administración de la demanda tiene objetivos típicos, como es el caso de la reducción, eliminación, el desplazamiento de picos, llenado de "valles" y elevar la eficiencia energética, esto se logra dejando de operar equipos a la hora pico, para ponerlos a funcionar a la hora del "valle" o de baja carga o bien apagando el alumbrado innecesario a la hora pico, lo anterior tiene mejor resultado si se emplean equipos que controlen las cargas de manera alternativa.

II.- CONCLUSIONES

Dada la experiencia en ahorro de energía a niveles internacionales, México ha sido reconocido como una de las naciones con mas desarrollo en la introducción de programas de ahorro de energía en iluminación, si bien es cierto que se esta en un rezago en cuanto a costo de los sistemas ahorradores, se puede evidenciar sin embargo un alto grado de "ingeniería" para obtención de resultados, no solo en la industria sino que se encaminan también, al aspecto comercial y residencial, desarrollando y adoptándolos para ser utilizados solo en nuestro país, ya que resulta erróneo querer copiar políticas y estrategias de otros países.

En el caso de instalaciones eléctricas existentes, resulta claro que la "ingeniería" aplicada al ahorro de energía no requiere de grandes inversiones como el instalar nuevos transformadores para aplicaciones de tamaño medio, o instalar balastos electrónicos y seguir pagando "pecados" por el bajo F. P., por el contrario, se requiere utilizar el ingenio para evitar grandes inversiones. El instalar bancos de capacitores, seccionar circuitos de la iluminación, seleccionar adecuadamente el tipo de motor de acuerdo a la carga a manejar, cambiar el rumbo para aprovechar la luz natural, ya que actualmente con el horario de verano contamos con una hora mas de sol, son alternativas que se deben analizar a fin de crear nuevas alternativas para obtener ahorros de energía.

Finalmente se les invita a todos los técnicos y consultores a tecnificarse en mayor grado y abandonar cálculos de ahorro hechos con estimaciones poco sustentables, capacitandose y acercándose a organismos como la CONAE, FIDE, ATPAE, etc. como principio fundamental del proceso de transformación de una nueva cultura energética.



DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

FACULTAD DE INGENIERIA

U.N.A.M.



**SISTEMAS DE DISTRIBUCION
ELECTRICA CA-235**

**DISEÑO, FUNCIONAMIENTO Y APLICACIÓN DE
TRANSFORMADORES EN LOS SISTEMAS
DE DISTRIBUCION**

ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA Y PATIÑO

SEPTIEMBRE 2005

SELECCION ECONOMICA DE TRANSFORMADORES ELECTRICOS

I- ANTECEDENTES HISTORICOS

LA BOBINA DE INDUCCIÓN, DESCUBIERTA EN EL AÑO 1831 POR MICHAEL FARADAY, FUÉ EL PRECEDENTE PARA LA CREACIÓN DEL TRANSFORMADOR ELÉCTRICO.

EN SUS PRIMEROS EXPERIMENTOS OBTENÍA CORRIENTES INDUCIDAS EN UN CIRCUITO CERRADO MEDIANTE SUCESIVAS INTERRUPTIONES DE LA CORRIENTE EN UN CIRCUITO INDUCTOR E INDEPENDIENTE DEL PRIMERO. TAMBIÉN OBSERVÓ LA IMPORTANTE INFLUENCIA DEL HIERRO AL CONSTITUIR UN ANILLO EN FORMA DE NÚCLEO, QUE TENÍA DE UN LADO EL CIRCUITO PRIMARIO ALIMENTADO POR UNA PILA Y DE OTRO LADO EL CIRCUITO SECUNDARIO INDUCIDO.

HACÍA EL AÑO 1839, PAGE HIZO CONSTRUIR EN WASHINGTON UNA BOBINA DE CIRCUITO MAGNÉTICO PARTIDO, EMPLEANDO UN HAZ DE ALAMBRES DE HIERRO ABANDONANDO EL CIRCUITO MAGNÉTICO CERRADO. AL IGUAL QUE OTROS INVESTIGADORES DE DIVERSOS PAÍSES, COMPRENDIÓ LA NECESIDAD DE ENTRELAZAR LOS CIRCUITOS ELÉCTRICOS DEL PRIMARIO Y DEL SECUNDARIO PARA REDUCIR AL MÍNIMO LA DISPERSIÓN DEL FLUJO MAGNÉTICO. POCOS AÑOS DESPUÉS REALIZARON MASSON Y BREGUET INTERESANTES TRABAJOS HASTA QUE RUHMKORFF CONSTRUYÓ SU PRIMER CARRETE EN 1851, COMPLETADO POR FOUCAULT EN 1856 CON SU FAMOSO INTERRUPTOR DE MARTILLO.

DURANTE LA EXPOSICIÓN UNIVERSAL DE PARIS, EN 1878, PRESENTABA JABLOCKOFF UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE ALTERNA CON UNA BOBINA DE INDUCCIÓN, CUYO CIRCUITO PRIMARIO ESTABA ALIMENTADO POR UN ALTERNADOR, ASÍ DESAPARECERÍA POR

PRIMERA VEZ LA CORRIENTE PULSATORIA DEL PRIMARIO, PARA SER SUBSTITUÍDA POR UNA CORRIENTE ALTERNATIVA (ALTERNA).

EL CIRCUITO MAGNÉTICO ERA CERRADO DE ACUERDO AL PRINCIPIO DE VARLEY QUE YA EN 1856 EMPLEABA ALAMBRES DE HIERRO ENROLLADOS EN FORMA CIRCULAR.

PERO TODAVÍA NO SE VISLUMBRABA EL INTERÉS DEL TRANSFORMADOR EN LA DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA NI LAS VENTAJAS DE LA ALTA TENSIÓN PARA EL TRANSPORTE DE LA MISMA, HASTA QUE GAULARD Y GIBBS CREARON UN APARATO CUYO ASPECTO NO DIFERÍA MUCHO DEL TRANSFORMADOR ACTUAL

UN NUEVO MEDIO AUXILIAR PARA EL TRANSPORTE DE CORRIENTES ELÉCTRICAS A LARGA DISTANCIA APORTARON LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE ALTERNA, INVENTADO POR GAULARD, PERMITIENDO ESTOS OBTENER CUALQUIER TENSIÓN ELEVADA Y TRANSMITIR LA CORRIENTE A GRANDES DISTANCIAS. CON ESTE SISTEMA SE PUSO EN PRÁCTICA. DURANTE LA EXPOSICIÓN DE TURÍN DEL AÑO 1884, UNA INSTALCIÓN DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA PARA ALUMBRADO Y FUERZA MOTRIZ A 40 KM. DE DISTANCIA, CON UNA TENSIÓN DE 2000 VOLTS.

MEJORAS SUSTANCIALES EN ESTE SISTEMA FUERON APORTADAS POR ZIPERNOWSKY Y SUS COLEGAS BLATHY Y DÉRI, QUIENES PROYECTARON EN 1890 UNA INSTALACIÓN TRANSMISORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE CORRIENTE ALTERNA A 3000 VOLTS, DESDE TIVOLI HASTA ROMA RECORRIENDO UNA DISTANCIA DE 27 KM. PROYECTO QUE SE REALIZO EN 1892.

LOS PRIMEROS TRANSFORMADORES QUE FUERON LANZADOS AL MERCADO TAL COMO LOS CONOCEMOS EN LA ACTUALIDAD, FUERON FABRICADOS POR LA CASA "GANZ Y CIA. DE BUDAPEST (HUNGRÍA) CON EL DISEÑO DE ZIPERNOWSKY, BLATHY Y DÉRI.

EN SEGUIDA SALIERON AL MERCADO LOS WESTINGHOUSE CON DISEÑOS DE STANLEY Y LUEGO LOS FERRANTI, SWINBURNE ETC.

LOS TRANSFORMADORES DE LA CASA GANZ, SE COMPONIAN DE UN NÚCLEO DE HIERRO, CONSTRUIDOS POR DISCOS DE CHAPA AISLADOS Y SUPERPUESTOS QUE RECIBÍA LAS DOS BOBINAS, (ENROLLAMIENTOS), A MODO DE ANILLO GRAMME, POR EL CONTRARIO CON LOS TRANSFORMADORES WESTINGHOUSE LAS CHAPAS ERAN EN FORMA DE "E" Y LAS BOBINAS IBAN MONTADAS SOBRE EL TRAZO HORIZONTAL DEL MEDIO, CERRÁNDOSE EL CIRCUITO MAGNÉTICO CON UNA BARRA VERTICAL, (HOY CONOCIDO COMO YUGO).

CON LAS CORRIENTES POLIFÁSICAS, UNOS AÑOS MÁS TARDE, APARECIÓ LA NECESIDAD DE TRANSFORMADORES BIFÁSICOS Y TRIFÁSICOS, GENERALMENTE MÁS ECONÓMICOS QUE LA COMBINACIÓN DE VARIOS TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS EQUIVALENTES. EN 1891 PRESENTARON MODELOS EN LA EXPOSICIÓN DE FRANCFURT LAS CONOCIDAS FIRMAS BROWN BOVERI, SIEMENS SCHUCKERT ETC.

CABE MENCIONAR QUE LOS PRIMEROS TRANSFORMADORES ERAN DE PEQUEÑA POTENCIA Y DE TENSIONES HASTA 300 VOLTS COMO MÁXIMO

AL AUMENTAR PROGRESIVAMENTE LA CAPACIDAD Y EL VOLTAJE DE LOS

TRANSFORMADORES SE HAN PRESENTADO NUEVOS PROBLEMAS RELATIVOS AL AISLAMIENTO, VENTILACIÓN, ENFRIAMIENTO, REGULACIÓN, ETC.

EL TRANSFORMADOR SUMERGIDO EN ACEITE APARECE EN LA MISMA ÉPOCA QUE EL VENTILADO, AVANTAJÁNDOLO POR DOBLE FUNCIÓN DEL ACEITE MINERAL, COMO ELEMENTO DE TRANSMISIÓN DEL CALOR Y COMO AISLANTE ELÉCTRICO.

DESDE QUE APARECIERON LOS PRIMEROS EQUIPOS, SE HAN REALIZADO PROGRESOS ININTERRUMPIDOS EN LOS MATERIALES CONSTRUCTIVOS, CON VISTA A PROLONGAR LA VIDA ÚTIL DEL EQUIPO, PRINCIPALMENTE EN EL CAMPO DE LOS AISLAMIENTOS Y CHAPAS MAGNÉTICAS. Y A FUTURO ME ATREVERÍA A AFIRMAR, QUE EN ESTOS MISMOS MATERIALES SE TRABAJARÁ CON OBJETO DE TENER AISLAMIENTO QUE SOPORTEN TEMPERATURAS MÁS ELEVADAS, DANDO POR CONSIGUIENTE DISEÑOS CON CONDUCTORES TRABAJADOS A DENSIDADES DE CORRIENTE MÁS ELEVADAS Y POR TANTO USAR MENOS CANTIDAD DE COBRE O ALUMINIO EN LOS DEVANADOS, POR LO QUE RESPECTA A LAS CHAPAS MAGNÉTICAS, LOS FABRICANTES ESTÁN OBTENIENDO CHAPAS DE ACERO AL SILICIO Y/O OTROS ELEMENTOS, ASÍ COMO PROCESOS TÉRMICOS QUE PERMITEN TRABAJAR A DENSIDADES DE FLUJO MAGNÉTICO ELEVADAS, DANDO COMO RESULTADO MENOR PESO EN LOS NÚCLEOS Y POR TANTO MEJORES COSTOS.

LO ANTERIOR TRABAJA EN CONTRA DE LAS PÉRDIDAS (WATTS/KG), DE LOS DEVANADOS Y DE LAS PÉRDIDAS EN LOS NÚCLEOS, POR LO QUE SE DEBE HACER UN BLANCE ECONÓMICO ADECUADO EN LOS DISEÑOS.

SELECCION Y APLICACION DE TRANSFORMADORES ELECTRICOS

SELECCION Y APLICACION DE TRANSFORMADORES ELECTRICOS

II CLASIFICACION DE TRANSFORMADORES

CLASIFICACIÓN SEGÚN NORMAS ANSI Y NACIONALES NOM

A. POR SU CAPACIDAD

POR SU CAPACIDAD SE DIVIDEN EN:

- ✦ TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, CAPACIDAD HASTA 500 KVA, HASTA 67 KV. EN A.T. HASTA 1500 V EN BT (NUEVA NORMA NOM-J-116-1989)
- ✦ TRANSFORMADORES DE POTENCIA, MAYORES DE 500 KVA, ARRIBA DE 67 KV EN AT

LA CAPACIDAD ESTÁ DADA EN VOLTAMPERS O VOLTAMPERIOS Y LO USUAL ES MANEJAR MILES DE VOLTAMPERIO O **KVA** O BIEN MILLONES DE VOLTAMPERIOS O **MVA**, (DE KILO Y MEGA).

LAS CAPACIDADES A TRAVÉS DEL TIEMPO SE HAN ESTANDARIZADO Y TENEMOS LO SIGUIENTE:

TRIFASICOS

DISTRIBUCION: 15, 25, 30, 45, 75, 112.5, 150, 225, 300 Y 500 KVA.

POTENCIA: 500, 750, 1000, 1250, 1500, 2000, 2500, 3000, 4000, 5000, 7500, 10000, 12000, 15000, 16000, 18000, 20000, 24000, 25000, 30000, 40000, 50000, 75000, 100000, 150000 KVA ETC.

MONOFASICOS

5, 10, 15, 25, 37.5, 50, 75, 100, 167, 250, 333, 500 KVA.

LOS SUBRAYADOS SON LOS MAS USUALES.

B. POR SU ENFRIAMIENTO.

POR EL MEDIO QUE LOS ENFRÍA, LOS TRANSFORMADORES SE CLASIFICAN EN:

- 1.- SUMERGIDOS EN LÍQUIDOS (OA)
- 2.- TIPO SECO. (AA)

EN LOS SUMERGIDOS EN LÍQUIDOS, (ACEITE, AZKAREI, LÍQUIDOS SILICONES, RTEMP; ETC.), LAS NORMAS INTERNACIONALES Y NACIONALES LOS DENOMINAN:

OA (SUMERGIDOS EN ACEITE, AUTOENFRIADOS)
FA (ENFRIADOS POR AIRE FORZADO)
OW (SUMERGIDOS EN ACEITE, ENFRIADOS POR AGUA)
FOW (SUMERGIDOS EN ACEITE, ENFRIADOS POR ACEITE FORZADO Y ENFRIADOS POR AGUA)

UN TRANSFORMADOR OA/FA1/FA2, ES UN TRANSFORMADOR SUMERGIDO EN ACEITE, ENFRIADO POR AIRE FORZADO EN DOS PASOS, ESTO ES, AL UTILIZAR UN ENFRIAMIENTO POR AIRE FORZADO INCREMENTA LA CAPACIDAD DEL EQUIPO, DE ACUERDO A LO SIGUIENTE:

- ✦ PARA 2,500 KVA Y MENORES, LA CAPACIDAD CON FA, SE INCREMENTA UN 15%

- ✦ PARA 2,501 A 9,999 KVA MONOFÁSICOS Y 11,999 KVA TRIFÁSICOS, LA CAPACIDAD CON FA SE INCREMENTA UN 25%

69	350	350
115		550
230		1050
400		1550

- ✦ PARA 10,000 KVA MONOFÁSICOS Y 12,000 KVA TRIFÁSICOS Y MAYORES, LA CAPACIDAD CON FA, SE INCREMENTA UN 33.33%

BIL (NIVEL BÁSICO DE IMPULSO)

C. POR LA TEMPERATURA DE SUS AISLAMIENTOS

POR EL AISLAMIENTO QUE UTILIZAN EN SU CONSTRUCCIÓN SE CLASIFICAN EN 55°C Y 65°C PARA LOS SUMERGIDOS EN LÍQUIDOS Y DE 80°C 115°C, 150°C, 180°C, 200°C PARA LOS TIPO SECO.

D. POR EL LUGAR DE INSTALACION (SERVICIO)

POR EL LUGAR DONDE SE INSTALAN LOS TRANSFORMADORES SE CLASIFICAN EN INTERIORES E INTEMPERIE, PUDIENDO SER ESTO ÚLTIMOS: TIPO POSTE, TIPO SUBESTACIÓN, TIPO BÓVEDA O SUMERGIBLE, TIPO PEDESTAL (PAD MOUNTED O TIPO JARDÍN)

E- POR SU TENSION (VOLTAJE)

POR EL VOLTAJE NOMINAL DE OPERACIÓN LOS TRANSFORMADORES SE CLASIFICAN DE ACUERDO A LO SIGUIENTE:

KV	BIL (DIST.)	BIL (POT)	BIL (SECOS)
1.2	30	45	10
2.5	45	60	20
5	60	75	25
8.7	75	95	35
15	95	110	50
25	150	150	110
34.5	200	200	

III SELECCION DE TRANSFORMADORES

EN LA SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES INTERVIENEN VARIOS ASPECTOS QUE NO NECESARIAMENTE SON DEL TIPO ECONÓMICO COMO SON:

- ✦ NORMAS DE SEGURIDAD (SECOS O LÍQUIDOS ESPECIALES)
- ✦ LIMITACIONES DE DIMENSIONES O PESO.
- ✦ INSTALACIÓN CON OTROS EQUIPOS EXISTENTES
- ✦ CONFIABILIDAD, (CONTINUIDAD DEL SERVICIO).

Así como:

- ✦ VALOR TOTAL DE LA CARGA QUE SE PRETENDE ABASTECER
- ✦ DISTRIBUCIÓN DE LA CARGA A TRAVÉS DEL TIEMPO (CURVAS DE CARGA).
- ✦ INCREMENTOS PREVISIBLES DE LA CARGA FUTURA.
- ✦ VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR, (ESTIMADA), Y FECHA PROBABLE DE REPOSICIÓN. 800 A 1000 SEMANAS (15 A 20 AÑOS)
- ✦ PROBABILIDAD DE TENER QUE SOBRECARGAR POR PERÍODOS CORTOS O PROLONGADOS UNO O MAS TRANSFORMADORES.

IV COSTOS

EL COSTO TOTAL DE UN TRANSFORMADOR ESTÁ DADO POR LOS SIGUIENTES ELEMENTOS:

- ✦ **COSTO INICIAL**, (PRECIO DE COMPRA, COSTO DE LA INSTALACIÓN Y EL PRECIO DEL EQUIPO ADICIONAL QUE SE REQUIERA).
- ✦ **COSTO DE OPERACIÓN**, (CONSIDERANDO EL COSTO DE LAS PÉRDIDAS EN EL NÚCLEO Y EN LOS DEVANADOS, CONSUMO DE ENERGÍA PARA LOS AUXILIARES, MANTENIMIENTO, COSTO DEL INVENTARIO DE REPUESTOS ETC.)
- ✦ **COSTO DE LAS FUTURAS AMPLIACIONES**, (EQUIPOS DE EMERGENCIA, REPOSICIÓN DE EQUIPOS, ETC.)

COSTO INICIAL

NO OBSTANTE QUE EL COSTO INICIAL DE UN TRANSFORMADOR YA ESPECIFICADO, DEPENDE DEL FABRICANTE DENTRO DE CIERTOS PARÁMETROS, UNA BUENA SELECCIÓN Y UNA ESPECIFICACIÓN ADECUADA PUEDE CONTRIBUIR A REDUCIRLO. ALGUNOS ELEMENTOS PARA UNA BUENA SELECCIÓN SE MENCIONAN A CONTINUACIÓN:

A) NUMERO DE UNIDADES

DONDE NO SE REQUIERA OTRA COSA POR RAZONES DE LOCALIZACIÓN DE LA CARGA, CONFIABILIDAD O FLEXIBILIDAD EN LA OPERACIÓN, LO MÁS ECONÓMICO ES TENER UNA SOLA UNIDAD TRIFÁSICA. LA GRÁFICA DE LA FIGURA 1A ILUSTRAS LAS VARIACIONES DEL PRECIO POR KVA PARA TRANSFORMADORES DE DISTINTAS CAPACIDADES, EN LA FIGURA 1B SE MUESTRA LA RELACIÓN ENTRE EL PRECIO POR KVA DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS Y LOS PRECIOS DE LOS BANCOS CORRESPONDIENTES DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS.

EN LA FIGURA 1C SE MUESTRA EL COSTO COMPARATIVO PARA UNA CAPACIDAD DE 1,500KVA UTILIZANDO:

- ✦ UN SOLO TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 1,500 KVA.
- ✦ DOS TRANSFORMADORES DE 750 KVA

- ✦ TRES TRANSFORMADORES DE 500 KVA TRIFÁSICOS

B) CAPACIDAD

CUANDO SE HABLA DE CAPACIDAD, ÉSTA VA VINCULADA A LA ELEVACIÓN DE TEMPERATURA EN LA QUE ESTÁ BASADA. LOS AISLAMIENTOS QUE SE UTILIZAN PERMITEN UNA VIDA ÚTIL DE LOS EQUIPOS DE 15 A 20 AÑOS A UNA TEMPERATURA DE 55°C/40°C MAX Ó 65°C/40°C MAX).

APLICACIONES

LOS TRANSFORMADORES QUE SE FABRICAN PUEDEN UTILIZAR LA VENTAJA DE ESTOS AISLAMIENTOS DE TRES FORMAS DIFERENTES.

- A) PARA ALARGAR LA VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR, (SIN EXCEDER 55°C DE ELEVACIÓN, SOBRE UN AMBIENTE MEDIO DE 30°C (ES DISEÑADO EL EQUIPO PARA 55°C DE ELEVACIÓN Y FABRICADO CON AISLAMIENTO DE 65°C.
- B) PARA DISPONER DE UN MARGEN DE SOBRE CARGA PERMANENTE, (12%) ESTO ES DISEÑADO EL EQUIPO PARA 55°C DE ELEVACIÓN Y FABRICARLO CON AISLAMIENTO DE 65°C, SOBRE CARGÁNDOLO, HASTA DARNOS UNA CAPACIDAD 12% MAYOR QUE LA NORMAL.
- C) PARA ADQUIRIR EL TRANSFORMAR A MENOR PRECIO, (-10%)

LA FIGURA 2, ILUSTRAS LAS CARACTERÍSTICAS DE ENVEJECIMIENTO DE LOS AISLAMIENTOS DE 55°C Y LOS DE 65°C.

V CLASE DE ENFRIAMIENTO

CUANDO LOS INCREMENTOS PREVISIBLES DE CARGA EN UN MISMO CENTRO SON PEQUEÑOS

EN COMPARACIÓN CON LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR O SE PRESENTAN CON FRECUENCIA SOBRE CARGAS PEQUEÑAS O DE CORTA DURACIÓN, SE PUEDE OPTAR POR LO SIGUIENTE.

1. ESPECIFICAR UN TRANSFORMADOR DE MAYOR CAPACIDAD.
2. SOBRECARGAR EL TRANSFORMADOR, REDUCIENDOLE LA VIDA ÚTIL DEL MISMO, (POR CADA 8°C DE INCREMENTO EN LA TEMPERATURA DE LOS AISLAMIENTOS, SE REDUCE A LA MITAD LA VIDA DEL TRANSFORMADOR).

EN LA FIGURA 3A, SE COMPARAN LOS COSTOS DE TRANSFORMADORES CON ENFRIAMIENTO NATURAL Y LOS COSTOS DE LOS MISMOS, DOTADOS DEL EQUIPO NECESARIO PARA INCREMENTAR SU CAPACIDAD.

EN LA FIGURA 3B SE COMPARA EL COSTO DE AMBAS OPCIONES POR KVA DISPONIBLE..

LIQUIDO REFRIGERANTE

EN GENERAL, SIEMPRE QUE NO SE INDIQUE LO CONTRARIO POR RAZONES DE SEGURIDAD EN LOS REGLAMENTOS DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS, LA ALTERNATIVA MÁS ECONÓMICA, ES EL TRANSFORMADOR EN ACEITE MINERAL, (OA).

SIN EMBARGO, PARA INSTALACIONES INTERIORES, EL TRANSFORMADOR EN ACEITE REQUIERE UN CUARTO ESPECIAL, VENTILADO ADECUADAMENTE, SISTEMA DE DRENAJE, EQUIPO DE SEGURIDAD. ALTAS PRIMAS EN LOS SEGUROS CONTRA INCENDIOS, QUE LO HACEN MENOS ECONÓMICO CUANDO SE CONSIDERA EL COSTO DE LA INSTALACIÓN COMPLETA. EN ESTOS CASOS, CONVENDRÍA ANALIZAR LA POSIBILIDAD DE UTILIZAR TRANSFORMADORES EN LÍQUIDOS NO INFLAMABLES TALES COMO LOS SILICONES (LOS ANTIGUOS AZKARELES, ESTÁN PROHIBIDOS). ASÍ COMO LA MÁS MODERNA ALTERNATIVA COMO SON LOS TRANSFORMADORES TIPO SECO, ENCAPSULADOS EN RESINA EPÓXICA, CUYO PRECIO DE VENTA ES DE 70 A

80% MAYOR, PERO QUE OFRECEN MÁXIMA SEGURIDAD Y LARGA VIDA.

DIMENSIONES

CON FRECUENCIA EL ESPACIO DISPONIBLE PARA SUBESTACIONES INDUSTRIALES ES RELATIVAMENTE REDUCIDO, EL COSTO DEL TERRENO, LAS DIMENSIONES DE LOS CUARTOS O UMBRALES PARA LA INSTALACIÓN DE ESTOS, LA NECESIDAD DE PREVEER ESPACIO PARA FUTURAS AMPLIACIONES, HACEN POR TANTO REDUCIR AL MÍNIMO LAS DIMENSIONES DEL EQUIPO DE LAS SUBESTACIONES.

LOS TRANSFORMADORES MODERNOS SE CONSTRUYEN CON NÚCLEOS Y BOBINAS DE SECCIÓN RECTANGULAR (PARA SUBESTACIONES COMPACTAS INDUSTRIALES), LO CUAL ADEMÁS DE OTRAS VENTAJAS PERMITEN REDUCIR EL ESPACIO EN 15 A 20% EN EL LARGO DEL TRANSFORMADOR.

LAS FIGURAS 4A Y 4B ILUSTRAN GRÁFICAMENTE ESTE PRINCIPIO PARA MAYOR CLARIDAD.

NORMALIZACION

EN CADA LOCALIDAD, DIVERSOS USUARIOS ESPECIFICAN CASI SIEMPRE, TRANSFORMADORES MUY SIMILARES ENTRE SI CON PEQUEÑAS DIFERENCIAS QUE MUCHAS VECES NO SON ESENCIALES, ESTE HECHO TIENDE A ACENTUARSE CADA VEZ MÁS A MEDIDA QUE SE TRABAJA EN LA NORMALIZACIÓN EN ESCALA NACIONAL, DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

DE ACUERDO A LO ANTERIOR, LOS FABRICANTES DE TRANSFORMADORES HAN DESARROLLADO EQUIPOS QUE SE APEGAN A DICHA NORMALIZACIÓN Y LOS PRODUCEN EN MAYOR ESCALA SATISFACIENDO LOS REQUERIMIENTOS DE LOS USUARIOS.

LO ANTERIOR TRAE COMO CONSECUENCIA:

- + MENOR COSTO DE PRODUCCIÓN SIMPLIFICADA.
- + MENOR COSTO DE PARTES PARA EXISTENCIAS.

- ✦ MENOR COSTO POR MATERIALES NORMALIZADOS EN EXISTENCIA.

UTILIZACION DE LOS AVANCES TECNICOS

LOS FABRICANTES DE TRANSFORMADORES INVIERTEN CONSTANTEMENTE GRANDES SUMAS DE DINERO EN EL DESARROLLO DE MEJORAS PARA SUS EQUIPOS PRINCIPALMENTE EN DOS TERRENOS.

- ✦ INCREMENTAR LA CALIDAD DEL PRODUCTO.
- ✦ REDUCIR COSTOS.

DE AQUÍ LA IMPORTANCIA DE QUE LOS TÉCNICOS QUE SELECCIONAN LOS EQUIPOS, SE ENCUENTREN BIEN INFORMADOS DE LOS PROGRESOS QUE SE REALIZAN EN ESTA ESPECIALIDAD.

ALGUNOS DE ESTOS PROGRESOS RECIENTES SE MENCIONAN A CONTINUACIÓN:

NUCLEOS: NUEVOS ACEROS ORIENTADOS DE BAJAS PERDIDAS Y NUEVOS MATERIALES COMO EL ACERO AMORFO DE GENERAL ELECTRIC.

BOBINAS: UTILIZACIÓN DEL ALUMINIO EN LÁMINAS CON ESPESORES PEQUEÑOS, DANDO CON ELLO ALTA RESISTENCIA MECÁNICA A CORTOS CIRCUITOS RIGUROSOS, UTILIZÁNDOLAS EN BOBINAS RECTANGULARES PARA MEJORAR EL FACTOR DE ESPACIO.

AI SLAMIENTOS: CARTONES Y PAPELES AISLANTES ESTABILIZADOS (65°C), LO QUE PERMITE UTILIZAR MAYORES DENSIDADES DE CORRIENTE EN LOS CONDUCTORES Y OBTENER COSTOS MÁS BAJOS.

BOQUILLAS: (BUSHINGS).

UTILIZACIÓN DE NUEVOS MATERIALES COMO LAS RESINAS EPÓXICAS.

EN LOS VOLTAJES DE 1.2KV SE FABRICAN BLOQUES UNITARIOS CONTENIENDO VARIAS BARRAS DE COBRE ENCAPSULADAS EN RESINA EPOXI.

RADIADORES: UTILIZACIÓN DE RADIADORES DE OBLEAS PLANAS ARREGLADAS EN BANCOS, DESPLAZANDO A LOS ANTIGUOS RADIADORES DE TUBOS REDONDOS U OVALADOS.

TRANSFORMADORES TIPO SECO

FABRICACIÓN DE TRANSFORMADORES TIPO SECO EN BOBINAS ENCAPSULADAS EN RESINA EPÓXICA PARA VOLTAJES EN CLASE 5 Kv, 8.7 Kv, 15 Kv, 25 Kv, Y 34.5 Kv. DESPLAZANDO LOS LÍQUIDOS NO INFLAMABLES CONOCIDOS COMO AZKARELES, LOS CUALES HAN SIDO PROHIBIDOS EN VARIOS PAÍSES, DEBIDO A SU ALTA CONTAMINACIÓN.

LOS TRANSFORMADORES ENCAPSULADOS EN RESINA SE UTILIZAN EN ÁREAS DONDE UN INCENDIO PUEDE CAUSAR GRANDES PÉRDIDAS, TANTO HUMANAS COMO MATERIALES.

TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN LIQUIDOS ESPECIALES.

SE HAN DESARROLLADO LÍQUIDOS NO INFLAMABLES, QUE HAN DESPLAZADO A LOS AZKARELES, DENTRO DE LOS MÁS CONOCIDOS ESTÁN:

- ✦ LÍQUIDO SILICÓN (DOW CORNING)
- ✦ LÍQUIDO RTEMP, (RTE).

COSTO DE OPERACION (EVALUACION DE PERDIDAS)

CONSIDERANDO EL COSTO DEL TRANSFORMADOR COMO LA SUMA DE SU COSTO INICIAL, MÁS TODOS LOS

GASTOS QUE ES NECESARIO HACER PARA MANTENERLOS EN OPERACIÓN A LO LARGO DE SU VIDA ÚTIL, PUEDE DECIRSE SIN EXAGERACIÓN QUE EL COSTO INICIAL ES DE IMPORTANCIA SECUNDARIA.

EN EFECTO, EN VISTA DE LAS LIMITACIONES DE LOS MATERIALES EMPLEADOS, LA TRANSFERENCIA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA A TRAVÉS DEL TRANSFORMADOR NO ES COMPLETA SINO QUE SE REALIZA CONSUMIENDO UNA PEQUEÑA PORCIÓN DE DICHA ENERGÍA, QUE SE DISIPA EN FORMA DE CALOR.

ESTA PÉRDIDA ESTÁ COMPUESTA EN TRES COMPONENTES BÁSICOS:

- A) LA ENERGÍA CONSUMIDA PARA EXCITAR EL NÚCLEO, QUE APARECE SIEMPRE QUE EL TRANSFORMADOR ESTÉ CONECTADO A LA LÍNEA, AUNQUE NO ESTÉ CARGADO. A ESTA ENERGÍA CONSUMIDA EN EL NÚCLEO, SE LE CONOCE COMO "PÉRDIDAS EN VACÍO" O BIEN "PERDIDAS EN EL NÚCLEO".
- B) LA ENERGÍA CONSUMIDA POR LA RESISTENCIA QUE OPONE EL DEVANADO EN LAS BOBINAS (I^2R) Y TAMBIÉN PARCIALMENTE POR DISPERSIÓN A ELEMENTOS METÁLICOS CERCANOS. A ESTA ENERGÍA CONSUMIDA POR LA RESISTENCIA DE LAS BOBINAS, SE LE CONOCE COMO "PERDIDAS CON CARGA", O BIEN "PERDIDAS EN LOS DEVANADOS".

LA SUMA DE LAS PÉRDIDAS EN VACÍO MÁS LAS "PERDIDAS CON CARGA" SE LE DENOMINAN "PERDIDAS TOTALES".

- C) LA ENERGÍA CONSUMIDA, EN CIERTOS EQUIPOS CON ENFRIAMIENTO FORZADO, PARA MOVER VENTILADORES, BOMBAS, CON OBJETO DE AUMENTAR LA EFICIENCIA DE LA DISIPACIÓN DEL CALOR AL AMBIENTE Y CON ELLO INCREMENTAR LA CAPACIDAD DEL EQUIPO

UNA EVALUACIÓN DEL EFECTO DE ESTAS PÉRDIDAS, SOBRE EL COSTO DEL TRANSFORMADOR, (COSTO

COMPENSADO), CALCULADO A LO LARGO DE LA VIDA ÚTIL ESPERADA DEL EQUIPO, (800 A 1000 SEMANAS). NOS DETERMINARÁ EL COSTO DEL APARATO A LO LARGO DE LA VIDA DEL MISMO, USANDO EL PRECIO DEL KILOWATT/HORA AL CUAL SE COMPRA LA ENERGÍA DE LA COMPAÑÍA SUMINISTRADORA.

PARA ELLO SE PUEDE PRESUMIR LAS CURVAS DE DEMANDA Y A PARTIR DE ELLAS HACER ESTIMACIÓN CERCANA DEL CONSUMO PARA ESTE CONCEPTO Y DETERMINAR SU COSTO.

ESPECIFICACION CFE K0000-06

FABRICACIÓN MEXICANA

EN LA EVALUACIÓN DE LAS OFERTAS SE TOMAN EN CUENTA LA FABRICACIÓN MEXICANA SEGÚN LO ESTABLECIDO EN LA ESPECIFICACIÓN CFE L0000-03 COMERCIAL GENERAL (PÁRRAFO 6.4)

FACTORES DE EVALUCIÓN

LAS COTIZACIONES PRESENTADAS POR LOS CONCURSANTES SON EVALUADAS DE ACUERDO CON LA SIGUIENTE FÓRMULA:

$$CA [C + K_{FE} + K_1(PC + PV) + K_2(ZP.U. + IP.U.)(KVA)] Q$$

EN DONDE:

CA = PRECIO EVALUADO, EN PESOS O MONEDA DEL PAÍS DE ORIGEN

C = PRECIO COTIZADO POR TRANSFORMADOR, EN PESOS O MONEDA DEL PAÍS

C_{FE} = PÉRDIDAS EN EL HIERRO, POR TRANSFORMADOR, EN KW

PC = PÉRDIDAS EN EL COBRE, POR TRANSFORMADOR, EN KW

PV = PÉRDIDAS POR ENFRIAMIENTO FORZADO, POR TRANSFORMADOR, EN KW

ZP.U = IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR (POR UNIDAD)

IP.U. = CORRIENTE DE EXCITACIÓN (POR UNIDAD)

KVA = CAPACIDAD NOMINAL EN EL ÚLTIMO PASO DE ENFRIAMIENTO, EN KVA

Q = CANTIDAD DE UNIDADES

PARA TRANSFORMADORES ELEVADORES

$K = 9,570.00 \text{ N\$/KW}$ DE PÉRDIDAS

$K_1 = 9,201.00 \text{ N\$/KW}$ DE PÉRDIDAS

$K_2 = 51.00 \text{ N\$/KVAR}$

PARA TRANSFORMADORES DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION

$K = 11,050.00 \text{ N\$/KW}$ DE PÉRDIDAS

$K_1 = 8,350.00 \text{ N\$/KW}$ DE PÉRDIDAS

$K_2 = 51.00 \text{ N\$/KVAR}$

COSTO DE LAS FUTURAS AMPLIACIONES

EN LAS INSTALACIONES INDUSTRIALES MÁS QUE EN NINGUNAS OTRAS, ES PRECISO DISPONER DE ELEMENTOS QUE GARANTICEN LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO. CUANDO LAS CONSECUENCIAS ECONÓMICAS DE UNA SOLA INTERRUPCIÓN SON DE GRAN IMPORTANCIA, ESTE ELEMENTO DEBE SIN DUDA VALUARSE ANTES DE HACER LA SELECCIÓN DEFINITIVA DEL EQUIPO Y AÑADIRSE AL COSTO TOTAL DE LA INSTALACIÓN UN CARGO PARA PREVER:

- ✦ EL COSTO DE SOBRECARGAR OTROS TRANSFORMADORES DEL SISTEMA DURANTE EL TIEMPO NECESARIO.
- ✦ EL COSTO DE ESPECIFICAR CAPACIDAD ADICIONAL EN PREVISIÓN DE ALGUNA FALLA.
- ✦ EL COSTO DE INTERRUMPIR LA PRODUCCIÓN O TENER QUE REDUCIRLA.
- ✦ EL COSTO DE PONER EN OPERACIÓN DE EMERGENCIA EQUIPO MENOS ADECUADO O EFICIENTE.

ESTOS COSTOS ESTÁN BASADOS EN LA CONFIABILIDAD DEL TRANSFORMADOR, QUE ES LA PROBABILIDAD DE MANTENERSE EN OPERACIÓN NORMAL DURANTE UN TIEMPO DETERMINADO.

POR SUPUESTO, LA CONFIABILIDAD ES MUY DIFÍCIL DE EVALUAR, SOBRE TODO SI SE PRETENDE USARLA COMO ELEMENTO DE DECISIÓN, PERO CONSIDERAMOS

QUE ES INDISPENSABLE TOMARLA EN CUENTA, SOBRE TODO EN LOS CASOS EN QUE LAS INTERRUPCIONES, TENGAN CONSECUENCIAS IMPORTANTES EN ALGUNO DE LOS ASPECTOS ANOTADOS ARRIBA.

MANTENIMIENTO

LO IMPORTANTE EN UNA INSTALACIÓN INDUSTRIAL NO ES "QUE OPERE", SINO QUE SIGA OPERANDO. ESTO IMPLICA LA NECESIDAD DEL MANTENIMIENTO DEL EQUIPO.

DOS SOLUCIONES APARENTEMENTE COMPARABLES AL MISMO PROBLEMA PUEDEN REQUERIR MUY DISTINTAS PROPORCIONES DE MANTENIMIENTO Y ESTO DEBE PREVERSE AL MOMENTO DE HACER LA SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR. ELEMENTOS DE GRAN IMPORTANCIA DE ESTA PARTIDA SON LOS SIGUIENTES.

- ✦ LA SIMPLICIDAD DE LOS ELEMENTOS BÁSICOS Y EL NÚMERO DE PARTES QUE LAS COMPONEN.
- ✦ EL COSTO Y NÚMERO DE PARTES CRÍTICAS QUE SE DEBEN TENER DE EXISTENCIA.
- ✦ LA CANTIDAD DE LÍQUIDO QUE EL TRANSFORMADOR CONTIENE Y QUE PUEDE SER NECESARIO PROCESAR O REPONER EN CASO DADO.

AMPLIACIONES Y REPOSICIONES

UNA DE LAS CARACTERÍSTICAS IMPORTANTES DE UNA BUENA SELECCIÓN DE EQUIPO ES QUE SIGA SIENDO LA MÁS ECONÓMICA AÚN EN EL CASO DE QUE HAYA LA NECESIDAD DE INCREMENTAR LA CAPACIDAD O DE REPONER PARCIAL O TOTALMENTE EL EQUIPO.

DOS ALTERNATIVAS COMPARABLES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL COSTO INICIAL Y DE OPERACIÓN EXCLUSIVAMENTE, PUEDE DIFERIR GRANDEMENTE DE LA FLEXIBILIDAD PARA MANEJAR FUTURAS AMPLIACIONES O REPOSICIONES.

POR ESTO, EN LA SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR, DEBEN TOMARSE EN CUENTA TODAS LAS VARIACIONES PREVISIBLES EN LA CARGA QUE PUEDAN REQUERIR NUEVAS INVERSIONES EN EL FUTURO Y VALUAR TODAS LAS ALTERNATIVAS PARA SATISFACERLAS.

IV. CONCLUSIONES

1. LA SELECCIÓN ECONÓMICA DE TRANSFORMADORES ES UN PROBLEMA COMPLEJO QUE DEBE ESTUDIARSE DESDE TRES PUNTOS DE VISTA BÁSICOS

- ✦ EL COSTO INICIAL, INCLUYENDO EL COSTO DE INSTALACIÓN.
- ✦ EL COSTO DE OPERACIÓN, (COSTO DE LAS PÉRDIDAS), Y MANTENIMIENTO A LO LARGO DE SU VIDA PROBABLE, INCLUYENDO LA CONSIDERACIÓN DE SU PROBABILIDAD DE FALLA
- ✦ EL COSTO DE LAS FUTURAS AMPLIACIONES O REPOSICIONES.

2. CON EL DESARROLLO DE LAS NUEVAS TÉCNICAS DE DISEÑO, NUEVOS MATERIALES Y

PROCESOS DE FABRICACIÓN DE TRANSFORMADORES, LA EVALUACIÓN DE SOLUCIONES Y COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS AL MISMO PROBLEMA, DEBE TOMAR EN CUENTA, TODOS LOS ELEMENTOS MENCIONADOS, SI SE DESEA ASEGURAR QUE SE HARÁ LA SELECCIÓN MÁS ECONÓMICA.

LA SELECCIÓN BASADA EXCLUSIVAMENTE POR EL COSTO INICIAL MÁS BAJO, ES MUY COSTOSA.

3. LA MAYOR PARTE DE LOS ELEMENTOS QUE AFECTAN AL COSTO TOTAL DE LAS INSTALACIONES A LO LARGO DE SU VIDA, SE PUEDEN EVALUAR PARA UNA APLICACIÓN DETERMINADA. NO SE PUEDEN ESTABLECER REGLAS FIJAS RESPECTO AL VALOR ABSOLUTO Y RELATIVO DE CADA ELEMENTO, YA QUE ÉSTA VARÍA DE UN CASO A OTRO, PERO ES INDISPENSABLE QUE SE ANALICEN TODOS PARA BASAR UNA DECISIÓN FIRME, QUE LUEGO PUEDA SERVIR DE FUNDAMENTO PARA OTRAS DECISIONES.

PRINCIPALES ANORMALIDADES CONTRA LO QUE SE DEBE PROTEGER

“Transformadores”

Contenido

- 1.- Generalidades**
- 2.- Necesidad de la Protección**
- 3.- Objetivo de la Protección de Transformadores**
- 4.- Tipos de Transformadores**
- 5.- Sistemas de Preservación**
- 6.- Dispositivos de Protección para los Sistemas de Preservación de Transformadores en líquido**
- 7.- Dispositivos de Protección de Transformadores**
- 8.- Protección de Transformadores contra Disturbios Eléctricos**
- 9.- Protección de Transformadores contra el Ambiente**
- 10.- Conclusiones**
- 11.- Referencias y Bibliografía**

1.- GENERALIDADES

El uso cada vez mayor de la potencia eléctrica en plantas industriales ha estado requiriendo cada vez más grandes y más caros transformadores tanto primarios como secundarios. Estas notas van enfocadas hacia la protección apropiada de las protecciones de este tipo de transformadores.

La capacidad de los transformadores primarios cae en el rango de los 1.000 a los 12.000 kVA con tensiones primarias entre los 2.400 y los 13.800 V. Los transformadores secundarios vienen en capacidades de 300 a 2.500 kVA con tensiones secundarias de 208, 240 o 480 V. Aunque las protecciones que aquí discutiremos también pueden ser aplicadas a transformadores más grandes.

2.- NECESIDAD DE LA PROTECCION

La falla de un transformador puede resultar en la pérdida del servicio. Sin embargo, una desconexión rápida del transformador, además de minimizar el daño y el costo de la reparación, comúnmente minimiza el disturbio del sistema, la magnitud del área sin servicio y la duración de la pérdida del servicio.

El rápido aislamiento de la falla generalmente previene un daño catastrófico. De aquí que sea importante proporcionarle una protección adecuada a los transformadores de cualquier tamaño, aun cuando ellos pueden ser los componentes más sencillos y más confiables del sistema eléctrico de la planta.

Un estudio previo (1) indica que los transformadores de 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 perdida 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.

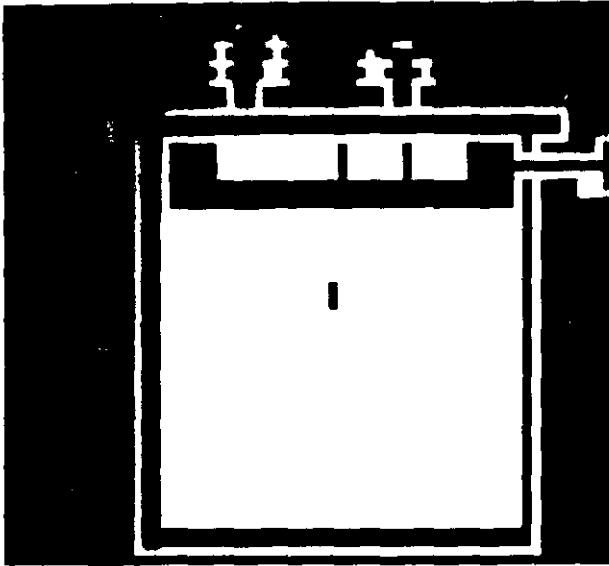
- 1) Tanque sellado.

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.

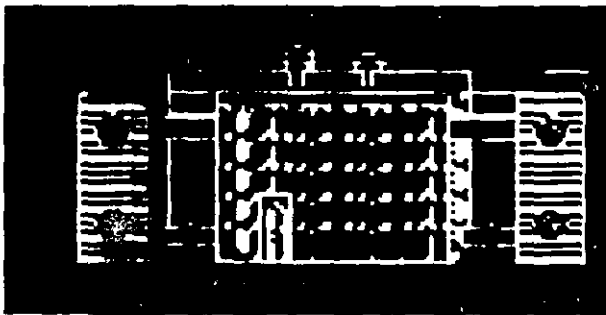
Se puede acoplar al tanque un dispositivo para respirar y medir la presión / vacío y que permita monitorear la presión interna o el vacío y liberar cualquier sobrepresión que se genere internamente y que pueda llevar a dañar el tanque o provocar la operación de la

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.

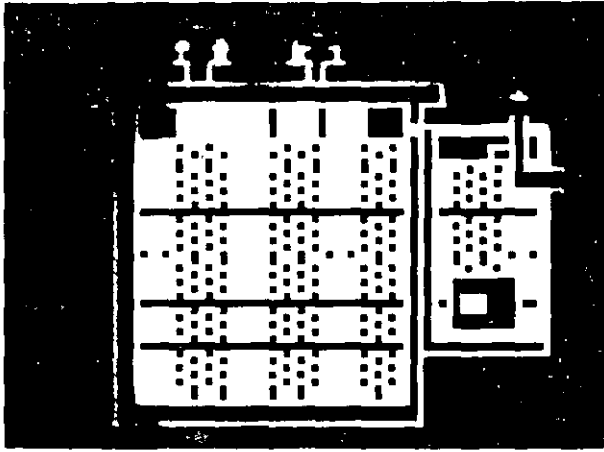
El diseño mostrado en la figura es similar al del tanque sellado con la adición de gas (usualmente Nitrógeno) presurizando el ensamble. Este ensamble proporciona una presión ligeramente positiva en la línea de suministro de gas para prevenir que entre el aire durante cambios de temperatura o diversos 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 está abierto a la atmósfera y proporciona espacio para las expansiones térmicas del volumen del aceite del transformador principal.

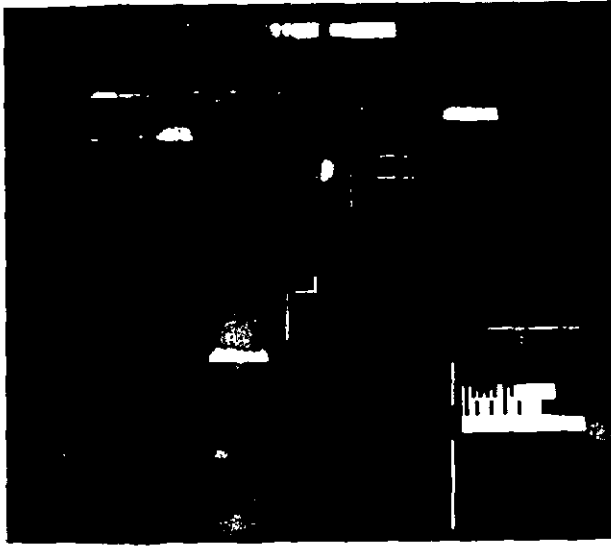
El aceite del tanque principal se expande o se contrae debido a los cambios de temperatura, haciendo que el nivel del tanque auxiliar se eleve o se baje en razón a que el volumen de gas cautivo se vea forzado a salir o a reentrar en el tanque principal. La presión del aceite en el tanque auxiliar sobre el gas cautivo mantiene una presión positiva en el espacio del gas, previniendo la entrada de vapores atmosféricos al tanque principal.



4) Tanque conservador.

El diseño del sistema con tanque conservador se observa en la figura de abajo, no tiene ningún espacio con gas arriba del aceite del tanque principal. Incluye un segundo tanque situado por encima de la cubierta del tanque principal, con un espacio con gas adecuado para absorber la expansión térmica del volumen del aceite del tanque principal. El segundo tanque se conecta al principal a través de una tubería llena de aceite.

En la cubierta del tanque principal se encuentra una tubería de diámetro grande conectada hacia arriba con un ángulo inclinado y terminada en una membrana que se romperá en caso de que se presente una formación muy rápida de grandes volúmenes de gases, liberando la presión interna que haría fallar al tanque.

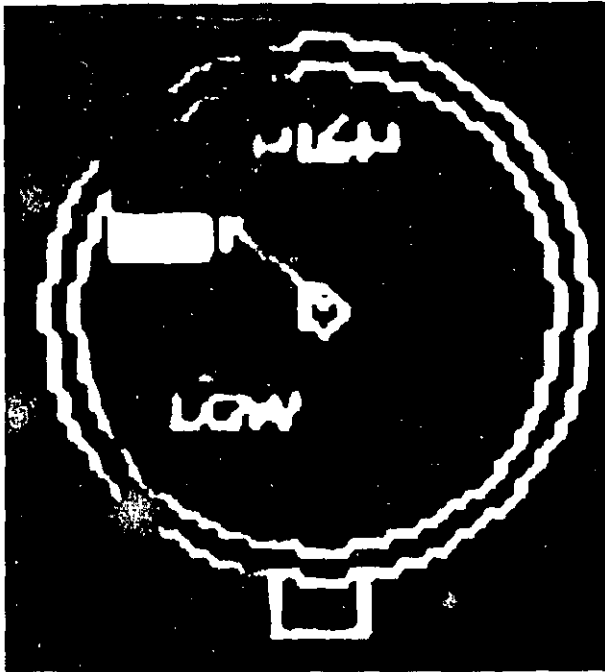


6.- DISPOSITIVOS DE PROTECCION PARA LOS SISTEMAS DE PRESERVACION DE TRANSFORMADORES EN LIQUIDO

- 6.1.- Medidor de nivel del liquido.
- 6.2.- Medidor de presión / vacío.
- 6.3.- Válvula de respiración presión / vacío.
- 6.4.- Dispositivo liberador de presión.
- 6.5.- Relevador de presión súbita.
- 6.6.- Relevador detector de gases.
- 6.7 - Relevador de gas combustible.

6.1.- Medidor de nivel del liquido.

El medidor de nivel mostrado en la figura anexa se usa para medir el nivel del liquido aislante dentro del tanque con respecto a un nivel predeterminado, generalmente indicado al nivel a 25 grados centígrados. Un nivel excesivamente bajo podría indicar la pérdida 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 pérdida 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. \pm 0 - 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.

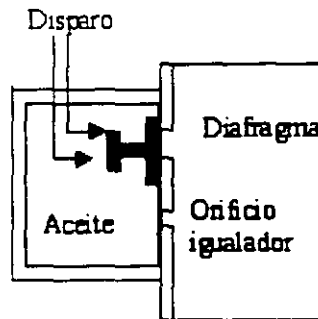
Este dispositivo se monta en la cubierta del transformador y por lo general tiene un indicador tipo visual. El indicador debe reponerse manualmente para indicar la siguiente operación. Cuando esta provisto de contactos de alarma junto con el relevador de autosellado, puede ser utilizado para enviar una 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.

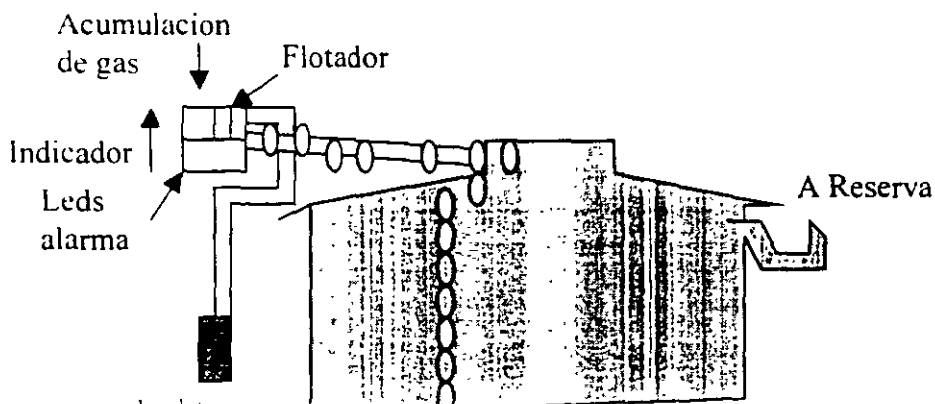


Principio de operación del relevador de presión súbita

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



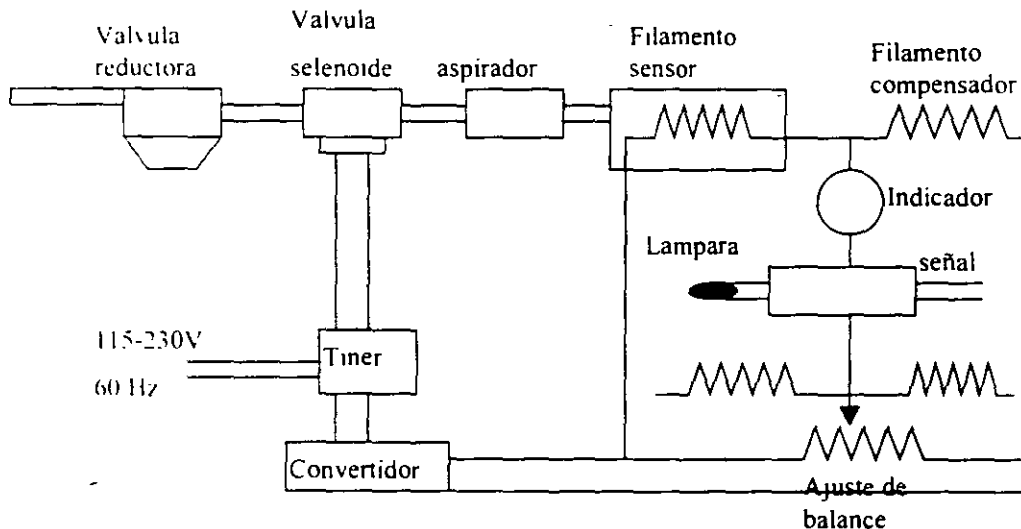
continúa llenándose rápidamente, con la consecuente operación del relevador, el peligro potencial puede justificar la desconexión del transformador para verificarlo.

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 mas 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 aun mas 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 numero 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 podrian, con frecuencia, eliminar la capacidad extra necesaria para lograr esta

protección. Es una buena práctica de ingeniería, dimensionar el transformador con un valor de 125% de la carga actual para permitir el crecimiento del sistema y los cambios en la diversidad de las cargas. La especificación de una menor elevación de temperatura ANSI también permitirá una determinada capacidad de sobrecarga.

La limitación de la carga desconectándole parte de la misma, se puede hacer en forma manual o automática. Sin embargo, los sistemas de corte de carga automáticos, debido a su costo, se restringen a las unidades más grandes. La operación manual se refiere porque da una mayor flexibilidad para seleccionar las cargas a desconectar.

En algunos casos, el crecimiento de la carga se puede acomodar especificando ventiladores para enfriamiento o haciendo los preparativos para instalarlos en un futuro.

El método más adecuado para limitar la carga y que se le puede aplicar apropiadamente a un transformador, es aquel que opere en respuesta a la temperatura. Monitoreando la temperatura del transformador se puede detectar las condiciones de sobrecarga. Un cierto número de dispositivos de monitoreo para montarse en un transformador se tienen disponibles como accesorios estándar u opcionales.

Estos dispositivos se utilizan normalmente para alarma o para iniciar la operación de un dispositivo de protección secundario.

Entre ellos se incluye:

8.1.1.- Indicador de temperatura del líquido.

El indicador de temperatura del líquido, mostrado en la figura siguiente, mide la temperatura del líquido en la parte superior del transformador. Como el líquido más caliente es menos denso y se mueve a la parte de arriba del tanque, la temperatura del líquido de la parte superior refleja parcialmente la temperatura de los devanados del transformador que está relacionado con la carga que lleva el transformador.

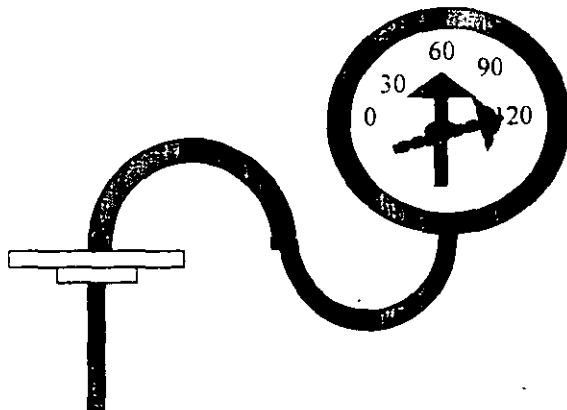
La lectura del termómetro está en relación a la carga del transformador siempre y cuando la carga afecte la elevación de la temperatura del líquido por encima de la del ambiente. El líquido del transformador tiene una constante de tiempo mucho mayor que la del propio devanado, y responde más lentamente a los cambios de pérdidas por carga que afectan directamente a la temperatura del devanado. Así que la advertencia de la temperatura del termómetro variara entre muy conservativa o muy pesimista, dependiendo de la tasa y de la dirección del cambio de la carga. Una temperatura alta podría indicar una condición de sobrecarga.

El indicador de temperatura del líquido normalmente se compra como un accesorio estándar en los transformadores de potencia. Está equipado con una aguja indicadora de la temperatura y una loca que muestra la más alta temperatura alcanzada desde la última vez que se repuso.

Este dispositivo se puede equipar con uno, dos o tres contactos ajustables que operan a temperaturas predefinidas. Un contacto se podrá utilizar para la alarma. Cuando se emplea un enfriamiento por aire forzado, el primer contacto inicia la operación del primer juego de ventiladores. El segundo contacto inicia la operación del segundo juego de ventiladores, si

se tiene o una alarma. Las temperaturas ajustadas pueden variar para diferentes diseños de sistemas de aislamiento.

Dispositivos similares como se describen antes en este documento. están disponibles para responder a temperaturas del aire o del gas en los transformadores tipo seco. En subestaciones no atendidas, estos dispositivos se podrán conectar a alarmas centralizadas.

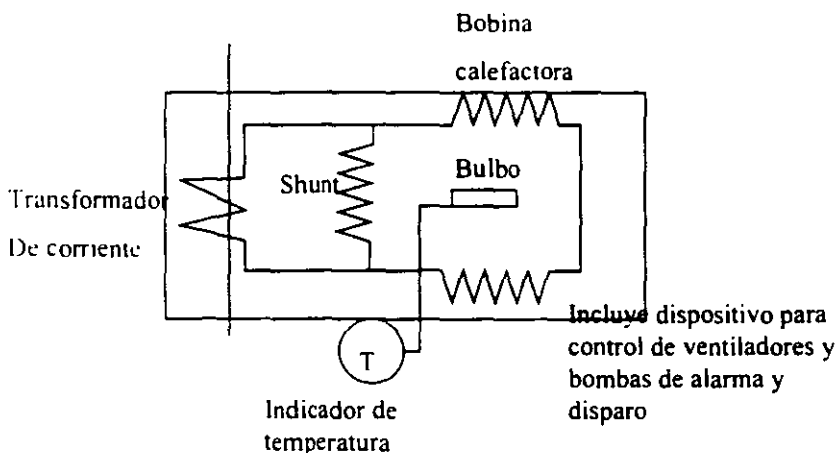


8.1.2.-Relevadores térmicos

Los relevadores térmicos mostrados gráficamente en la siguiente figura se usan para dar una indicación 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



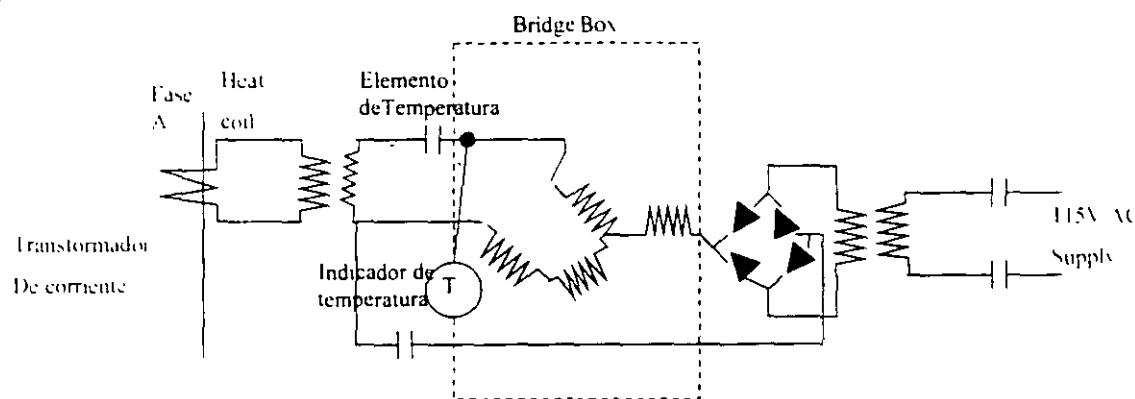
* relevador de imagen térmica (Temperatura de devanado)

Utiliza un elemento calefactor para duplicar el efecto de la

subestación de cualquier tamaño.

8.1.3.-Termómetros para medir puntos calientes.

El equipo para detectar la temperatura de puntos calientes mostrado en la figura que sigue, es similar al equipo del relevador térmico en un transformador ya que indica la temperatura del punto mas caliente del transformador. Mientras que el relevador térmico lo hace con la expansión de un fluido y un instrumento bordón, el equipo de medición de la temperatura mas caliente lo hace utilizando el método del puente de wheatstone midiendo la resistencia de un detector de temperatura tipo resistencia que responde a los cambios de temperatura del transformador, aumentando cuando la temperatura es mas alta. Como esto se puede utilizar con mas de una bobina detectora se pueden verificar las temperaturas de varios puntos dentro del transformador.



El indicador de temperatura de puntos calientes utiliza el método del puente de wheatstone para determinar la temperatura del transformador

8.1.4.-Enfriamiento con aire forzado

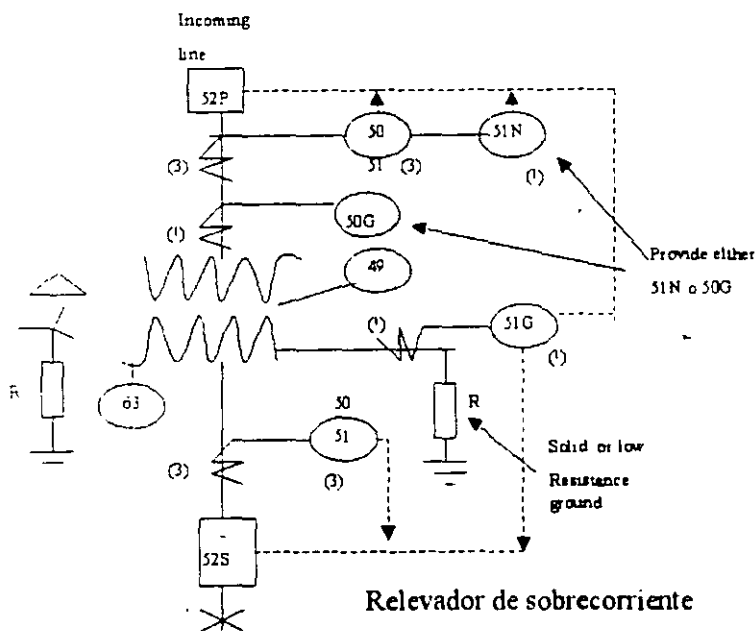
Otro medio de protegerse contra sobrecargas es incrementar la capacidad del transformador con enfriamiento auxiliar a base de ventiladores. La capacidad del transformador se puede incrementar entre un 15 y un 33% de la capacidad nominal, dependiendo del diseño y de la capacidad del transformador. Un enfriamiento dual con un segundo juego de ventiladores de aire forzado o un sistema de aceite forzado dará un segundo incremento en la capacidad y es aplicable a transformadores trifásicos con 12000 Kva. nominales o mas.

El enfriamiento con aire forzado se puede agregar en un fecha posterior para incrementar la capacidad del transformador para que pueda soportar el incremento en la carga, siempre y cuando, el transformador hubiese sido ordenado con las provisiones para llevar enfriamiento por ventiladores en el futuro.

El enfriamiento auxiliar del liquido aislante ayuda a mantener la temperatura de los devanados y otros componentes por debajo de los limites de diseño de temperatura. Por lo general, la 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 thristores, o condiciones de ferresonancia.

8.2.3.-Ferroresonancia

La ferresonancia 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.

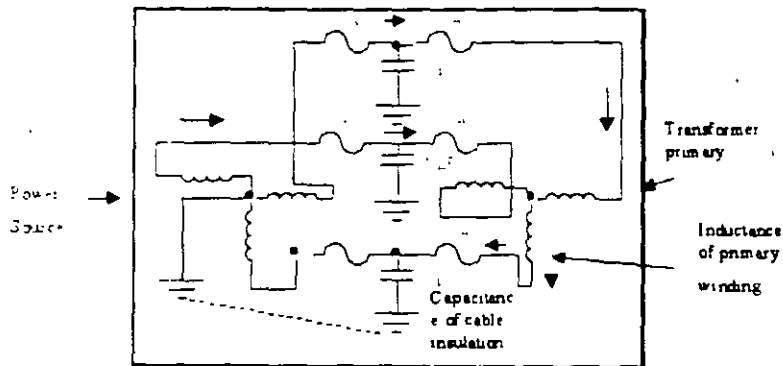


Diagrama unifilar mostrando el flujo de corrientes que puede conducir a ferresonancia

Aunque es mas común en sistemas de distribución subterráneos la ferresonancia puede ocurrir en líneas aéreas, cuando el punto con una fase abierta esta 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 ferresonancia 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 tópicos de la ferresonancia es muy complicado, y la literatura debe ser revisada por personas especializadas para evitar ferresonancia en la operación de interruptores o en el diseño del sistema.

8.3.- Protección contra corrientes de cortos circuitos.

Además del daño térmico que producen las sobrecargas prolongadas, los transformadores se ven también afectados adversamente durante las condiciones de corto circuito externo o interno, que pueden conducir en fuerzas electromagnéticas internas, elevación de temperatura y arcos con liberación de energía.

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 aquí que los transformadores con impedancias desacomodadamente bajas pueden experimentar corrientes de corto circuito extremadamente altas que originan daños mecánicos. El flujo prolongado de una corriente de corto circuito de menor magnitud también puede infringir un daño térmico.

La protección del transformador contra fallas internas y externas debe ser tan rápida como sea posible para reducir el daño a un mínimo. Esta protección sin embargo, puede ser reducida por limitaciones en el diseño de un sistema de coordinación selectiva y por procedimientos de operación.

Existen varios dispositivos sensores disponibles que proporcionan grados variables de protección contra cortos circuito. Estos dispositivos sensan dos aspectos diferentes de un corto circuito. El primer grupo de dispositivos sensa la formación 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 presión, relevadores de presión súbita, 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 descomposición del aislamiento expuesto a alta temperatura en la falla. La detección de la presencia de estos gases puede permitir sacar de servicio el transformador antes de que ocurra la propagación del daño. En algunos casos se puede detectar el gas mucho antes de que la unidad falle. Las corrientes de falla de gran magnitud generalmente serán sensadas por otros detectores, pero el dispositivo sensor de gas responderá 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 máximo grado de protección 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

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.

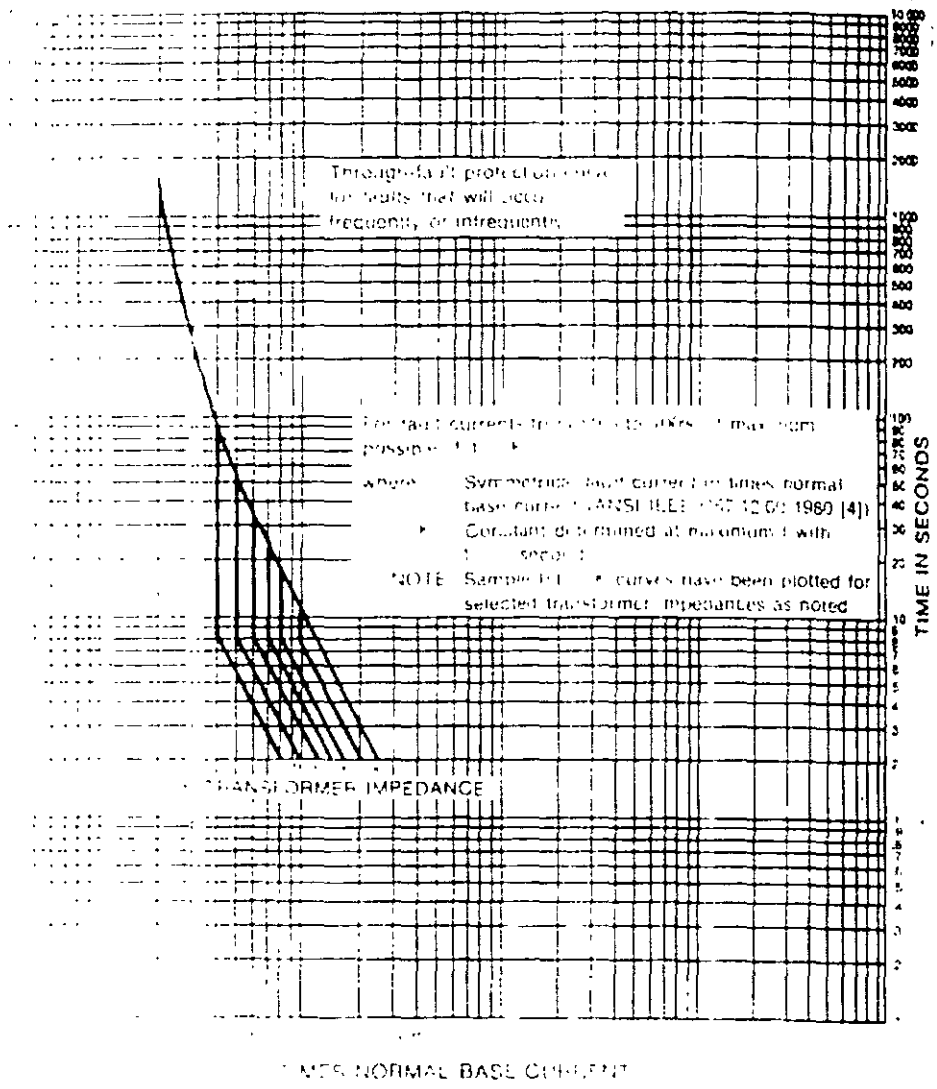
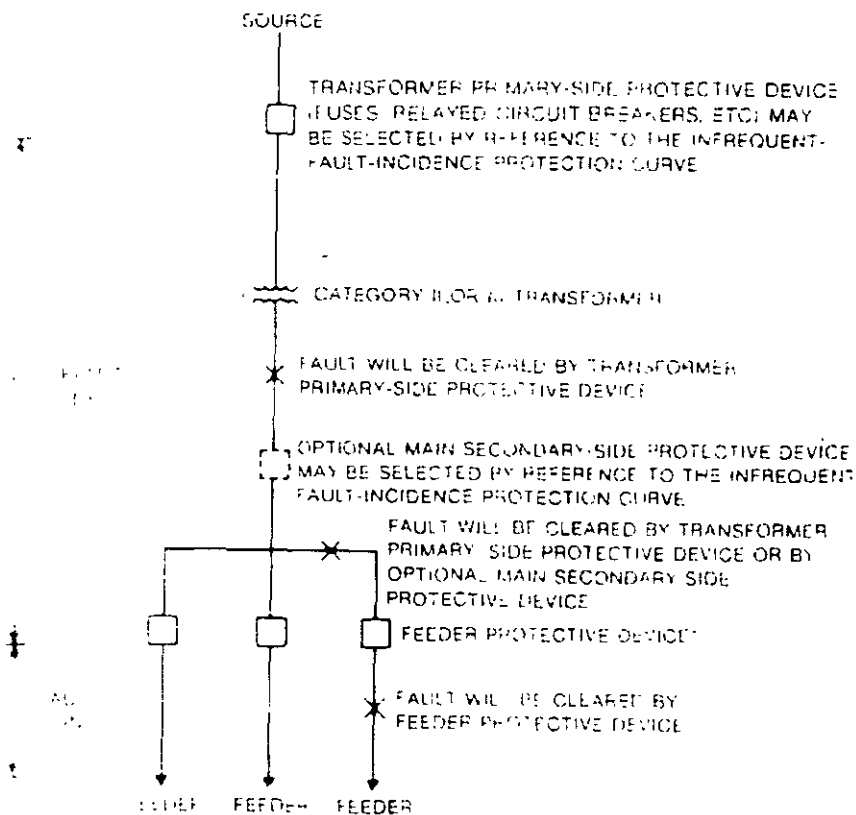


Fig 194

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)



NOTE: For feeders that refer to the frequent fault-incidence protection curve. For transformers and secondary-side conductors enclosed in conduit, bus duct, etc., the feeder protective device is 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.

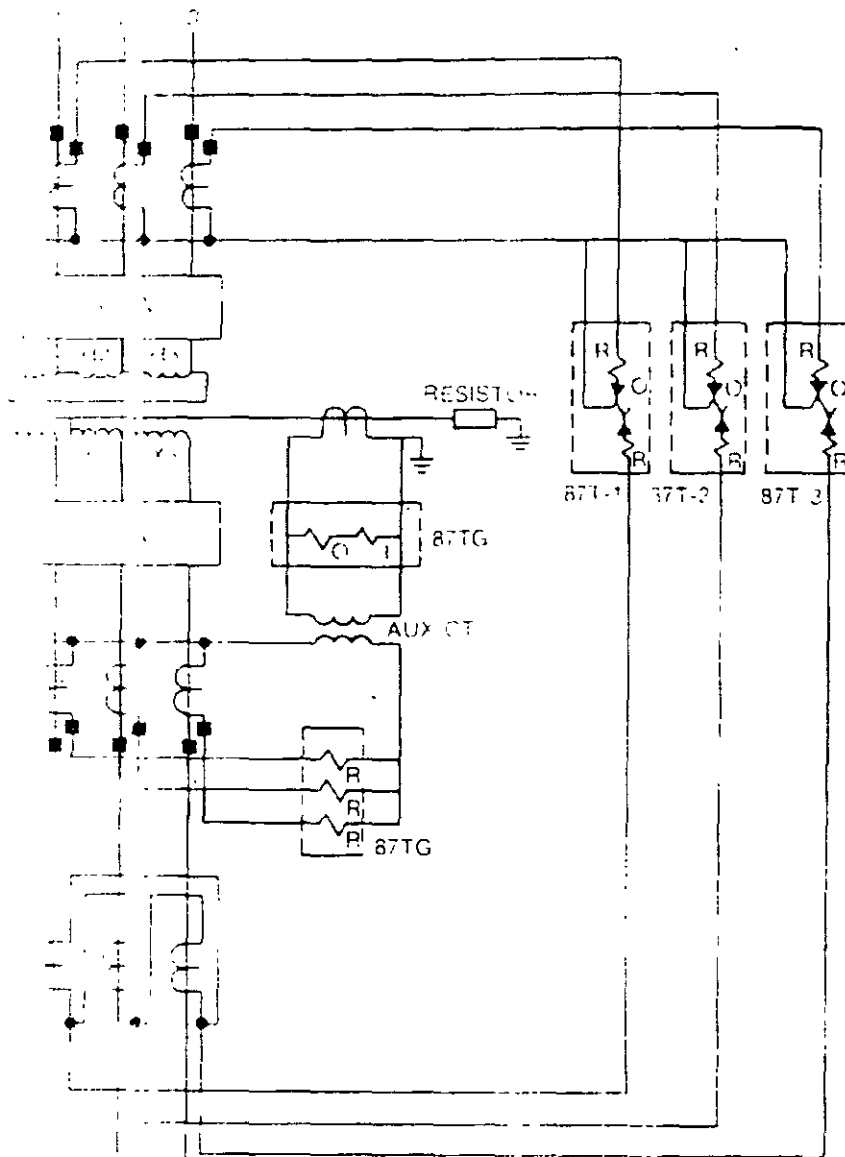
La sensibilidad para la detección de fallas de los relevadores diferenciales queda determinado por la combinación del ajuste del relevador y los parámetros del circuito. Para

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.



- 50 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.

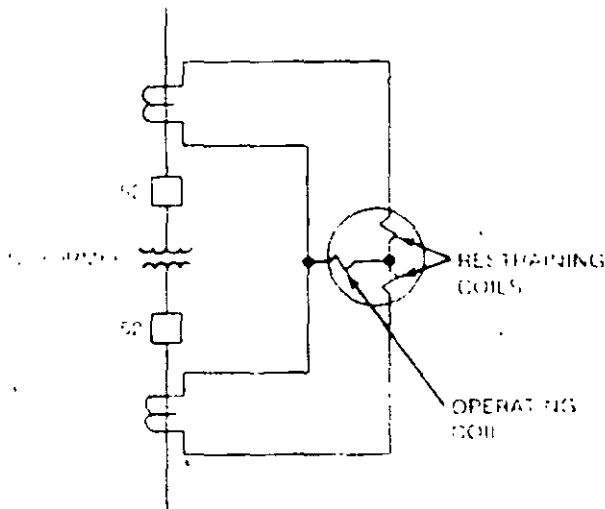


Fig 197

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 se 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.

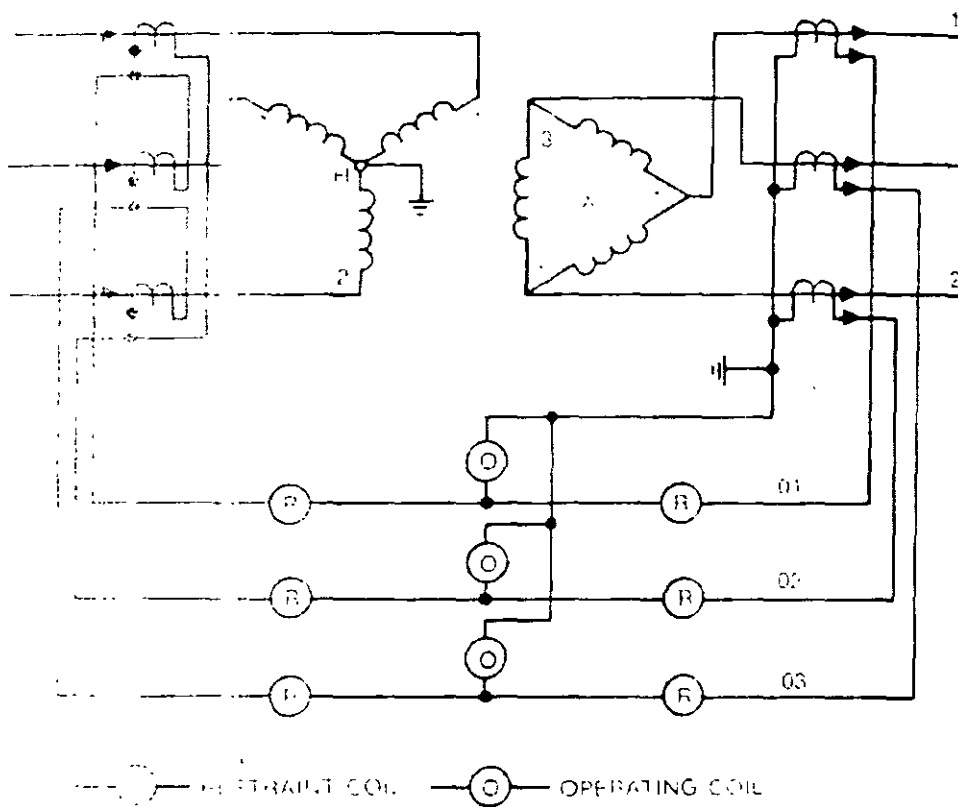


Fig 198

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 resistencia 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.

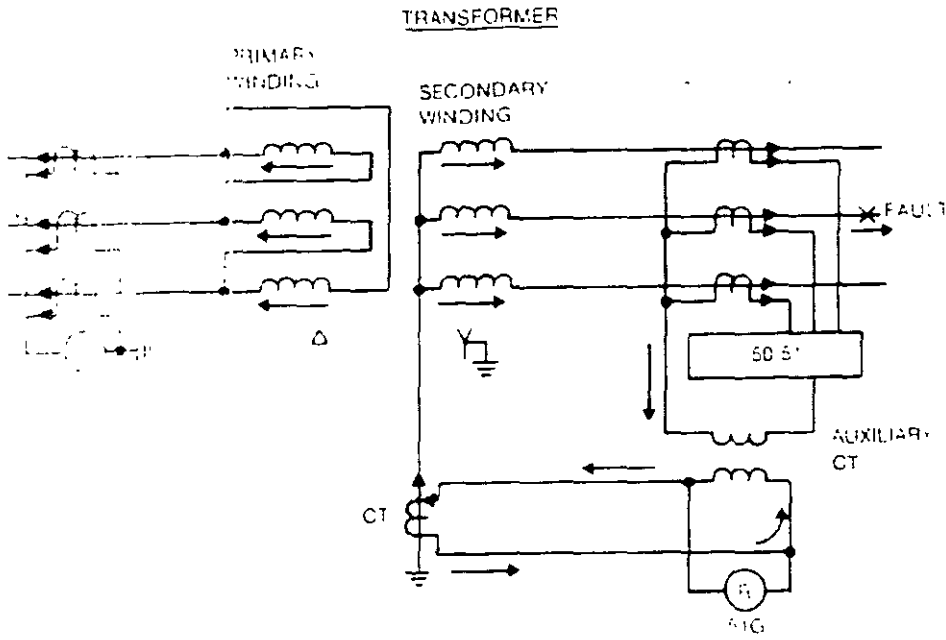


Figura 199

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.

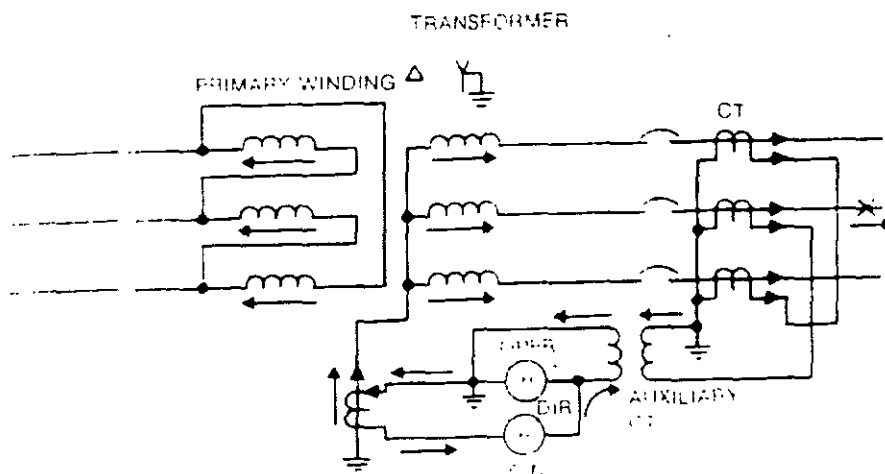


Figura 200

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.



DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

FACULTAD DE INGENIERIA

U.N.A.M.



**SISTEMAS DE DISTRIBUCION
ELECTRICA CA-235**

PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES

ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA Y PATIÑO

SEPTIEMBRE 2005

PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCION
CONTRA SOBRETENSIONES

PROTECCION DE REDES DE DISTRIBUCION CONTRA SOBRETENSIONES

INTRODUCCION

Las sobretensiones en los equipos eléctricos son fenómenos indeseables que dañan o envejecen los aislamientos, provocando pérdidas económicas considerables. Afortunadamente existen diferentes medios de protección siendo los más comunes los que atenúan o reducen la amplitud de la sobretensión drenándola a tierra, en sistemas de distribución para las líneas y equipos en media tensión, es decir hasta 34.5 kV se está imponiendo el uso generalizado de apartarrayos, sin embargo para que la protección sea adecuada se necesita una conexión lo suficientemente buena para drenar las sobretensiones a tierra.

1.- ORIGEN DE LAS SOBRETENSIONES

Las sobretensiones pueden ser de origen externo, es decir producidas por descargas atmosféricas (rayos) o de origen interno, por maniobra de apertura o cierre de interruptores, fallas a tierra, etc.

1.1.- CLASIFICACION DE LAS SOBRETENSIONES

Se pueden clasificar por su duración como transitorias o temporales es decir de corta o larga duración, los principales tipos de sobretensión son producidas por:

a).- Descargas atmosféricas.- Este tipo de fenómenos es la causa del mayor número de fallas en los equipos y circuitos expuestos a la intemperie, como son las líneas aéreas y subestaciones. Se producen generalmente en las tormentas y vienen acompañadas por lluvia y viento, la intensidad de las corrientes del rayo puede llegar hasta 200,000 amperes con un potencial estimado de 10 a 15 millones de volts, el tiempo de duración del rayo varia-

del orden de unos cuantos microsegundos. En la ciudad de México en unas mediciones efectuadas se encontró que el promedio de las descargas va de 8 kA para el Norte, 14 kA para el Centro y 20 kA para el Sur. La longitud de la trayectoria del rayo puede variar alrededor de varios kilómetros, 3.5 en promedio, y puede inducir potenciales en las líneas hasta en 10 km. Las descargas se producen entre nubes, nube y tierra y dentro de la misma nube. La que nos interesa es la de nube a tierra y hay cuatro variantes.

Descendente	Negativo
Descendente	Positivo
Ascendente	Negativo
Ascendente	Positivo

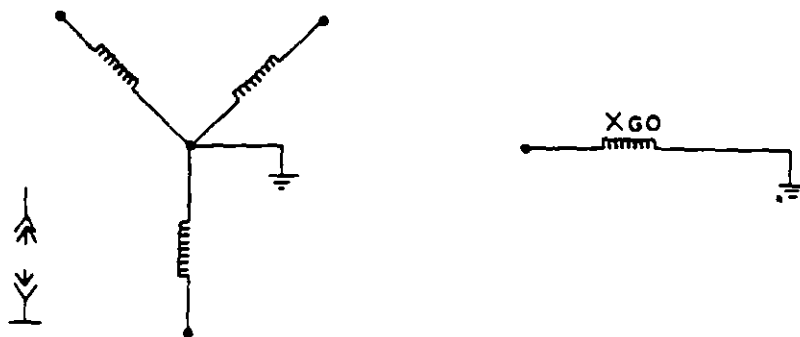
Como se producen los rayos, no está completamente definido, pero tiene que ver con las corrientes de aire ascendentes y descendentes, incluso pueden existir en tormentas de arena, de nieve, de hielo y hasta en explosiones nucleares.

b).- Maniobras de interruptores.- Cuando se abre o cierra un interruptor en un sistema energizado se conectan o desconectan cargas inductivas o capacitivas provocando sobretensiones en el sistema pudiendo durar algunos ciclos es decir del orden de los milisegundos, este tipo de sobretensiones alcanza valores máximos de 3 veces la tensión nominal.

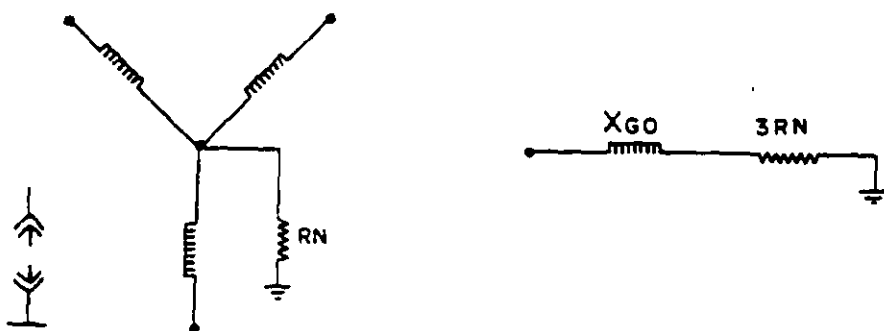
c).- Fallas monofásicas a tierra.- Al presentarse una falla de fase a tierra el voltaje tiende a elevarse en las fases no falladas, a la frecuencia nominal, el valor de la sobretensión depende del tipo de aterrizado del neutro del sistema.

Para que una falla a tierra exista es necesario que el sistema esté aterrizado, es decir que por lo menos un conductor o un punto sea conectado a tierra, lo cual se puede hacer directamente o a través de una impedancia, los tipos de sistema de aterrizado del neutro más comunes son:

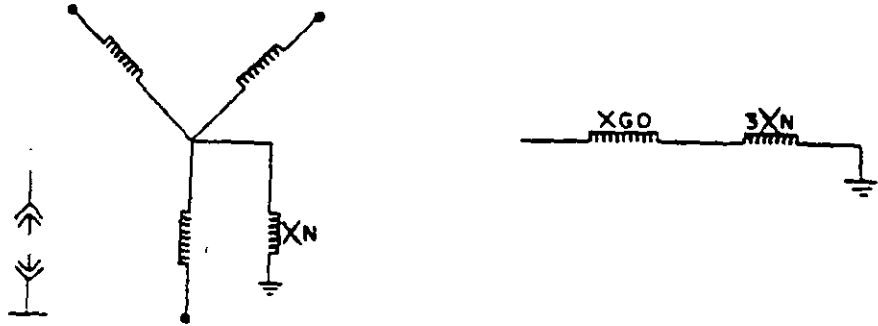
Sólidamente aterrizado.- Este sistema consiste en conectar en forma adecuada el neutro a tierra, sin instalar para ello impedancia alguna.



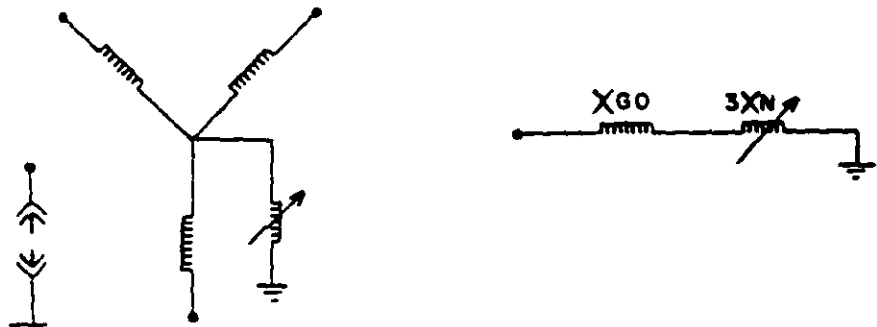
Aterrizado a través de una resistencia.



Aterrizado a través de una reactancia.



Aterrizado a través de un neutralizador de falla a tierra.- El método consiste en instalar un reactor con un valor alto de reactancia entre el neutro del sistema y tierra.



No aterrizado.- Este caso se menciona debido a que es importante enfatizar que para la contingencia de una línea a tierra, ésta tendrá una impedancia muy grande.

En todos los casos anteriores tenemos que:

X_{G0} = Reactancia de secuencia cero del generador o transformador.

X_n = Reactancia de aterrizamiento del generador o transformador.

R_n = Resistencia de aterrizamiento del generador o transformador.

1.2.- CLASIFICACION DE SISTEMAS

De acuerdo con la conexión a tierra del neutro de un sistema y de las sobretensiones que se presentan ante fallas de fase a tierra, se tiene la clasificación mostrada en la tabla siguiente:

SISTEMA CLASE	NEUTRO DEL SISTEMA	RANGO DE LA RELACION DE IMPEDANCIA		COEFICIENTE DE ATERRIZAMIENTO	
		X_0 / X_1	R_0 / X_1	V/E_n	V/E
A	SOLIDAMENTE ATERRIZADO (Sin impedancia entre el neutro y tierra)	—	—	1.31	0.75
B	ATERRIZADO A TRAVES DE UNA IMPEDANCIA	0 ≤ 3	0 ≤ 1	1.40	0.80
C	ATERRIZADO A TRAVES DE UNA IMPEDANCIA	3 ≤ ∞	1 ≤ ∞	1.73	1.00
D	ASLADO (NO ATERRIZADO)	-40 ≤ -∞	—	1.90	1.10
E	ASLADO (NO ATERRIZADO)	0 ≤ -40	—	—	—

CLASIFICACION DE SISTEMAS DE ATERRIZAMIENTO

- X_1 = REACTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA
- X_0 = REACTANCIA DE SECUENCIA CERO
- R_0 = RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO
- V = MAXIMO VOLTAJE DE FASE A TIERRA EN LAS FASES NO FALLADAS, DURANTE UNA FALLA DE FASE A TIERRA
- E = VOLTAJE NORMAL DEL SISTEMA DE FASE A FASE (RMS)
- E_n = $E/1.73$ = VOLTAJE DE FASE A TIERRA

EJEMPLO:

Ocurre una falla en el siguiente sistema:

Estrella con un neutro a tierra a través de una impedancia.

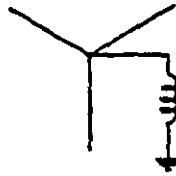
$E = 23 \text{ kV}$ entre fases.

$E_n = 23 / \sqrt{3} \text{ kV}$ fase-tierra.

Tipo C

$X_0/X_1 > 3$

$R_0/R_1 > 1$



El voltaje máximo a la frecuencia del sistema que se presenta en el momento de la falla en las fases falladas será:

De la tabla tenemos:

$V/E = 1.6$ ó $V/E_n = 1.73$

$V = 1 \times E = 23 \text{ kV}$ ó $V = 1.73 \times (23/1.73) = 23 \text{ kV}$

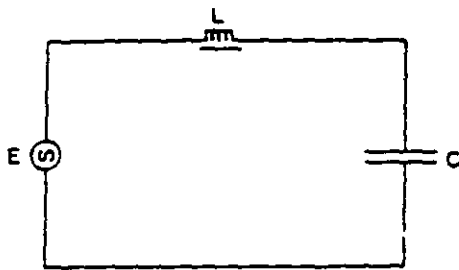
O sea que el voltaje de fase a tierra será en ese momento igual al voltaje entre fases. Por lo que para seleccionar el apartarrayos adecuado se tendrá que escoger un valor nominal superior a 23 kV (24 y 27 kV).

1.3.- FERRORRESONANCIA

Pertenece a las sobretensiones del inciso "b", pero lo tratamos por separado debido a su importancia, es un fenómeno indeseable que provoca sobrevoltajes que pueden dañar los aislamientos, este fenómeno se empieza a mencionar desde 1914, en los treinta se investiga, ya en los sesenta se incrementó la aparición de este tipo de problemas en forma alarmante, debido al empleo de sistemas subterráneos, es decir con el uso de cables conectados a transformadores y operación de interruptores o cuchillas en forma monopolar. O sea que este fenómeno se presenta generalmente al momento de la -- apertura o cierre de la fuente de alimentación al no operar las tres fases al mismo tiempo, debido a la capacitancia de las líneas a tierra y la inductancia no lineal de los devanados del transformador, que forman un circuito serie, el cual puede tener un valor que propicie la falla, este valor se da cuando la reactancia capacitiva iguala a la reactancia inducti--

va, la no linealidad la da el núcleo del transformador de ahí el nombre de ferrorresonancia, los sistemas subterráneos tienen mayor capacitancia a tierra, por lo que son más susceptibles a este tipo de fallas.

El circuito ferrorresonante está caracterizado por un circuito serie, con un núcleo de acero, no lineal, una inductancia, una capacitancia, excitados por una fuente de voltaje alterna, como se muestra en la figura:



CIRCUITO TIPICO FERRORRESONANTE

La reactancia de una inductancia varía como una función del flujo de corriente.

La ferrorresonancia se presenta en diversos aspectos como son:

- Apertura o cierre de interruptores cuando no operan al mismo tiempo sus tres cuchillas.
- Operación de fusibles.

Para prevenir este tipo de problemas existen varios métodos:

- Conectar cargas resistivas al transformador.
- Conectar capacitores.
- Control de las aperturas y cierres de los interruptores.
- Usar transformadores con conexión estrella estrella.
- Incrementar el nivel de aislamiento.
- Limitando la longitud del cable.

1.4.- MEDIDAS DE PROTECCION

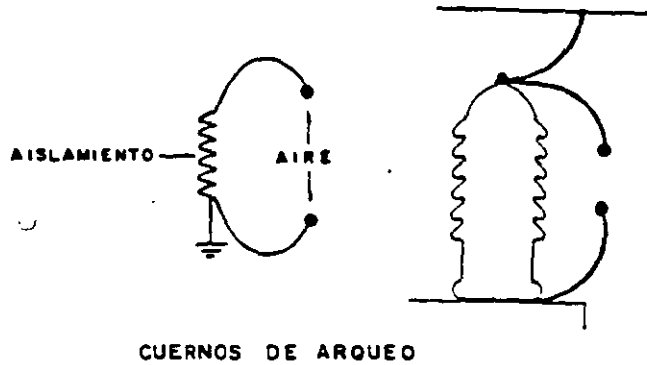
Existen diferentes medios para proteger un sistema eléctrico contra sobretensiones, así tenemos que para descargas directas en las líneas, se pueden proteger en forma adecuada diversificando la energía a través del hilo de guarda y drenándola a tierra.

Cuando la onda de sobretensión se encuentra en la línea se puede reducir en amplitud o también se puede modificar la forma de onda de la sobretensión, a un valor que no dañe a los aislamientos en ambos casos.

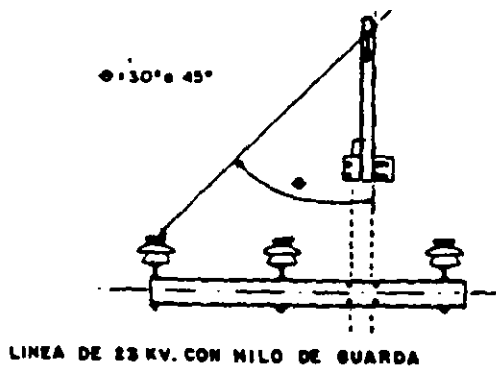
La amplitud de la onda se puede reducir por medio de dos elementos diferentes que son; los apartarrayos y los cuernos de arqueo, los apartarrayos mantienen la continuidad del servicio ya que drenan la sobretensión a tierra sin operación de la protección, los cuernos de arqueo al operar pueden hacer funcionar al fusible o a la protección de respaldo en la subestación. La onda de voltaje se puede modificar por medio de inductancias, capacitancias y resistencias que se colocan en la línea, sin embargo son de poco uso, los equipos de protección más comunes son:

a).- Cuernos de arqueo.- Consiste de dos electrodos, generalmente esféricos que se conectan entre la línea y tierra respectivamente, con una cierta separación donde solo hay aire, al presentarse una sobretensión lo suficientemente grande como para romper el dieléctrico se produce un arco, evitando el daño en los aislamientos. Presenta el inconveniente que al operar, la tensión de la línea va a tierra, lo que requiere una protección de respaldo y cuando opera interrumpe el servicio disminuyendo la confiabilidad del sistema.

La respuesta eléctrica de los cuernos de arqueo es lenta y varía con la forma de onda del voltaje, su calibración presenta muchos problemas y actualmente están cayendo en desuso.



b).- Hilo de guarda.- Consiste de un conductor desnudo que se coloca por arriba de la línea y tiene dos funciones principales, intercepta las descargas directas, drenándolas a tierra y distribuye la corriente producida por la descarga en dos o más trayectorias. La protección del hilo de guarda abarca el espacio comprendido en un prisma triangular cuya arista superior está situada a lo largo del cable. La altura del hilo de guarda que se requiere está en función de la distancia que se quiere proteger y va de 30° a 45° con respecto a la vertical como se muestra en la figura siguiente:

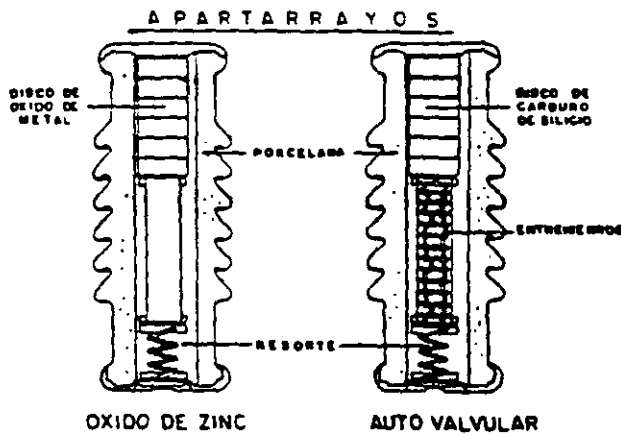


c).- Apartarrayos.- Es un elemento no lineal que a tensiones normales se comporta como un aislador debido a su resistencia variable que a mayor tensión menor resistencia, la función del apartarrayos es drenar las sobretensiones que pueden dañar a los equipos sin interrumpir el servicio, actualmente existen dos tipos de apartarrayos:

Tipo autovalvular.- El elemento no lineal está formado por pastillas de carburo de silicio, también lleva un conjunto de entrehierros en serie.

Tipo óxido metálico.- Está desplazando rápidamente al apartarrayos autovalvular ya que no necesita entrehierros debido a la alta no linealidad de las pastillas de óxido metálico, principalmente óxido de zinc. Su principal aplicación se da en la protección de equipos subterráneos ya que debido a sus cualidades puede protegerlos si se coloca en la transición aéreo-subterráneo, actualmente se instala en fraccionamientos, unidades habitacionales, industrias grandes etc.

Este tipo de apartarrayos siempre está conduciendo ya que no tienen entrehierros pero su corriente es muy pequeña, aproximadamente un miliamper.



1.4.1.- PRINCIPALES CAUSAS DE FALLAS EN LOS APARTARRAYOS

Los apartarrayos como todos los equipos están sujetos a fallas, siendo las principales:

Sobrecorrientes.- Los apartarrayos clase distribución están diseñados para drenar corrientes de 5000 amperes y una corriente mayor puede dañarlos.

Envejecimiento.- Los apartarrayos tienen una vida útil determinada que va a depender del uso y condiciones a que se someta.

Contaminación.- La porcelana está expuesta al medio y cuando este es contaminante puede dañar a los apartarrayos provocando flameos externos.

Vandalismo.- Es común que los apartarrayos reciban impactos en la porcelana siendo mayor la incidencia en áreas rurales.

1.4.2.- SELECCION DE LOS APARTARRAYOS

La selección de los apartarrayos adecuados en un sistema, implica la elección de un voltaje nominal y una clase determinada, el voltaje nominal es un índice de un sobrevoltaje temporal permisible en las terminales del apartarrayos, sin que este opere. Hay cuatro clases de apartarrayos: Estación, Intermedio, Distribución y Secundario.

El de clase estación se usa solamente para subestaciones ya que su costo es muy elevado.

El de clase intermedio tiene su aplicación en zonas con nivel cerámico alto, es decir, donde las descargas atmosféricas son frecuentes y de alta energía, también han encontrado su aplicación para proteger sistemas subterráneos, subestaciones rurales, etc.

El de clase distribución como su nombre lo indica se aplica en sistemas de distribución donde el diseño económico es importante.

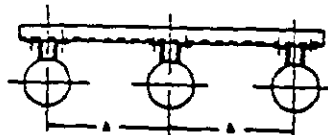
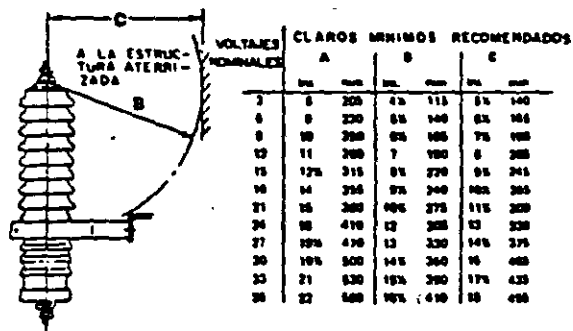
La clase secundaria se usa en tensiones reducidas menores a 1000 Volts y su aplicación no se ha generalizado todavía.

El voltaje adecuado del apartarrayos es aquel que cuando ocurre una falla de fase a tierra, no opera al elevarse la tensión en las fases no falladas. Pero al haber una sobretensión de otro tipo debe operar antes de que el aislamiento sufra algún daño.

1.4.3.- CONEXION

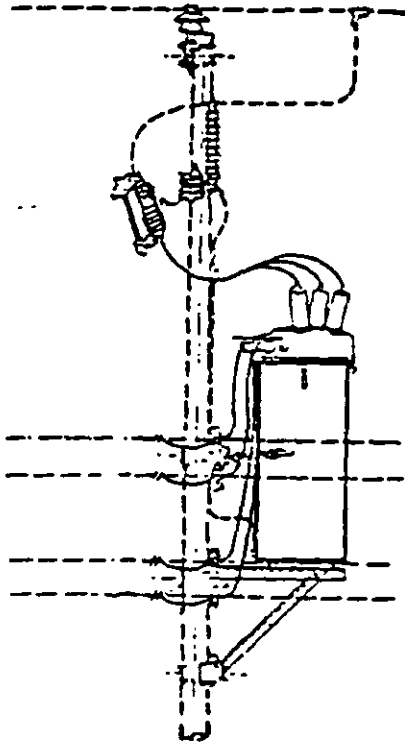
La conexión del apartarrayos es un aspecto muy importante ya que si no es adecuada provoca fallas en el sistema o simplemente no opera cuando se requiere, el apartarrayos debe conectarse a tierra en su base con un valor máximo de 25 Ohms a tierra, en la Compañía de Luz y Fuerza la bajada a tierra del apartarrayos se conecta también al tanque del transformador y al neutro de baja tensión, es decir, se usa el método de los tres puntos.

Las distancias mínimas de separación en las conexiones se dan en la figura siguiente:



CLARO MÍNIMO ENTRE LOS CENTROS DE LAS FASES

Además es importante que el apartarrayos esté ubicado lo más cerca posible al transformador o al equipo que se protege, sin embargo debe colocarse entre el cortacircuitos fusible y la línea para que al drenar las sobretensiones a tierra no opere el fusible ya que además el costo de este y su tiempo de reposición baja la confiabilidad del servicio.



CONEXION DEL TRANSFORMADOR

1.4.4.- APLICACION

Los apartarrayos se deben instalar en sitios donde exista un equipo a proteger tal como:

Salida de alimentadores.

Cables puente.

Línea aérea.

Transformadores.

Seccionadores.

Restauradores.

Capacitores.

Acometidas subterráneas a servicios particulares.

Acometidas subterráneas a redes en anillo abierto.

2.- COORDINACION DE AISLAMIENTOS EN REDES DE DISTRIBUCION

Para dar una protección adecuada a los equipos es necesario evitar que las

sobretensiones alcancen un valor que puedan dañar los aislamientos. La - -
coordinación consiste del proceso de comparación entre el nivel de tensión
que los aislamientos son capaces de resistir sin sufrir daño alguno y el -
voltaje máximo esperado o permitido por los apartarrayos, voltaje de des-
carga al frente de onda y tensión residual, para apartarrayos de óxido de
zinc solo la tensión residual ya que no existe voltaje de descarga.

2.1.- COORDINACION DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADORES DE LINEAS AEREAS DE - DISTRIBUCION

Este tipo de transformadores son los más elementales, generalmente van mon-
tados en postes, no incorpora ningún elemento de protección contra sobre-
tensiones ni contra sobrecorrientes, los elementos de protección de este -
tipo de transformador son externos, básicamente consisten de cortacircui-
tos-fusible, apartarrayos y en algunos casos cuernos de arqueo.

Existe otro tipo de transformadores de distribución, el tipo autoprotegi-
do, que incorpora en la misma unidad los elementos de protección contra so-
brecorrientes y contra sobretensiones, lo cual facilita su instalación, -
dando mayor confiabilidad y mejora su aspecto estético. Su funcionamiento
se basa en el principio de acercar las protecciones lo más posible a los -
aislamientos para su mejor funcionamiento, este tipo de transformadores en
cuentra su principal aplicación en sistemas rurales por lo que en general
son monofásicos.

Los elementos de protección del transformador del tipo poste autoprotegido
son:

Fusible de expulsión en alta tensión.- Montado en la parte interior de la-
boquilla de alta tensión que desconecta al transformador de la línea en el
caso de una falla interna.

Interruptor de baja tensión.- Localizado bajo el nivel de aceite, prote- -

giendo al transformador contra sobrecargas y cortocircuitos en baja tensión, la manija es externa y puede operarse manualmente o con pértiga.

Apartarrayos.- Se conectan al tanque sólidamente, la separación entre el apartarrayos y la boquilla de alta tensión en este tipo de transformadores es mínima.

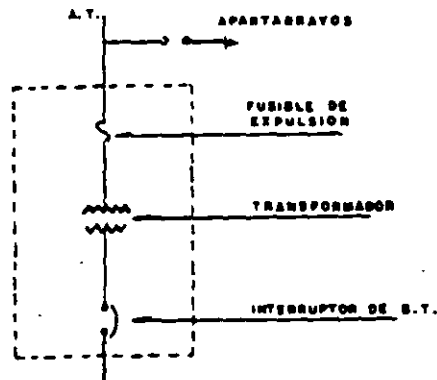


DIAGRAMA DEL TRANSFORMADOR
AUTO PROTEGIDO

2.2.- TRANSFORMADORES USADOS EN CIRCUITOS SUBTERRANEOS DE DISTRIBUCION

Este tipo de transformadores generalmente se encuentran en lugares accesibles al público y personal de mantenimiento, se instalan en jardines, banquetas, estacionamientos, bóvedas, etc. Por lo que representan un peligro si las protecciones no son las adecuadas, por lo que se da mayor cuidado en su instalación, los principales tipos de transformador son:

a).- Tipo pedestal.- Va sobre un pedestal, de ahí su nombre, su apariencia debe ir de acuerdo al lugar donde se instala, generalmente en áreas verdes, zonas residenciales (DRS) y comerciales (DCS), básicamente es un transformador autoprotegido, integrado a un gabinete donde se alojan las terminales de alta y baja tensión, instrumentos y dispositivos de maniobra y protección contra sobrecorrientes.

Se está tratando de integrar la protección contra sobretensiones, es decir colocar apartarrayos dentro del gabinete, con terminales tipo codo y apartarrayos de óxido de zinc, aprovechando el tamaño más corto de este tipo -

de apartarrayos.

Las protecciones que llevan este tipo de transformadores son:

Interruptor secundario de baja tensión y fusible de expulsión con fusible-limitador de corriente de rango parcial en alta tensión.

Fusible de expulsión y fusible limitador de corriente de rango parcial en alta tensión.

Fusible secundario en baja tensión con fusible limitador de rango completo en alta tensión.

Fusible limitador de corriente en alta tensión.

Los dos primeros arreglos son los más comunes, las capacidades son 45, 75, 112.5, 150, 225 y 300 kVA.

b).- Tipo sumergible.- Este tipo de transformador tiene como principal característica el de instalarse en bóvedas bajo el nivel del suelo, por lo que debe trabajar en condiciones críticas de agua y lodo. Por esta característica la tapa, los accesorios, boquillas, registro de mano, manijas de operación, deben estar herméticamente sellados, ser de frente muerto y estar debidamente aislados. Las bóvedas pueden localizarse en banquetas, jardines, plazas, etc., con una rejilla o registro la cual impide el acceso a personas no autorizadas y al mismo tiempo ayuda en la disipación del calor que genera el transformador evitando que se caliente y sufra deterioro o envejecimiento.

Existen dos tipos de transformadores sumergibles, uno del tipo autoprotegido en el que todos los accesorios de seccionalización, protección, cambiador de derivaciones y boquillas de alta y baja tensión se localizan en la cubierta con el fin de facilitar las maniobras de inspección y operación desde la superficie sin que sea necesario entrar a la bóveda. El segundo -

tipo de transformador sumergible es uno que no es autoprotegido que normalmente cuenta con desconetador primario y garganta en baja tensión y es necesario entrar a la bóveda para sus maniobras de inspección y operación. En ambos tipos, no se puede colocar apartarrayos y es necesario protegerlos desde la transición aéreo subterránea, las capacidades son: 300, 500 y 750 kVA en 23 kV y 200, 400 kVA en 6 kV.

c).- Tipo subestación interior.- Tiene gran aplicación en instalaciones donde existe alta densidad de carga y donde hay gran concentración de personas como son: edificios públicos, cines, teatros e industrias en general. Este tipo de transformador se acopla a tableros, formando subestaciones unitarias, lugar donde se instalan las protecciones tanto de sobrecorrientes como de sobretensiones, siendo las más comunes: fusibles limitadores, fusibles de expulsión con silenciador, relevadores de sobrecorriente y - - apartarrayos.

El transformador puede ser alimentado de una red subterránea o de una red aérea a través de una acometida.

2.3.- MARGEN DE PROTECCION

Es la relación entre el nivel de voltaje de los aislamientos y el nivel de voltaje que permite el apartarrayos, para los apartarrayos autovalvulares se calcula en el momento de la descarga y cuando la tensión residual alcanza su valor máximo, en el apartarrayos de óxido de zinc solo se calcula con la tensión residual ya que no tiene tensión de descarga porque siempre está conduciendo. Las fórmulas del margen de protección para circuitos en líneas aéreas son:

$$MP_1 = \frac{1.15 \text{ NBAI} - \text{TD}}{\text{TD}} \times 100$$

$$MP_2 = \frac{\text{NBAI} - (\text{TR} + \text{TC})}{\text{TR} + \text{TC}} \times 100$$

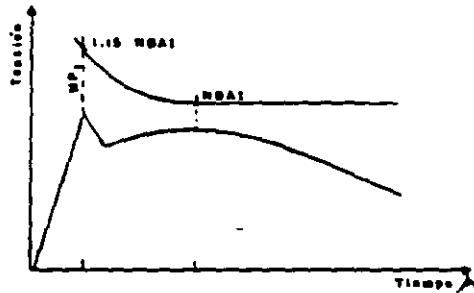
Donde:

NBAI.- Nivel básico de aislamiento al impulso.

TD.- Tensión de descarga del apartarrayos.

TR.- Tensión residual del apartarrayos.

TC.- Tensión en el cable.



CURVA QUE MUESTRA LA COORDINACION DE LOS AISLAMIENTOS Y SU MARGEN DE PROTECCION.

Las fórmulas de margen de protección para circuitos subterráneos son:

$$MP_1 = \frac{1.15 \text{ NBAI} - 2TD}{2TD} \times 100$$

$$MP_2 = \frac{\text{NBAI} - 2(\text{TR} + \text{TC})}{2(\text{TR} + \text{TC})} \times 100$$

Los valores de margen de protección mínimos recomendados son: 20% para líneas aéreas y 10% para instalaciones subterráneas.

Cuando una onda de sobretensión entra al circuito subterráneo y encuentra una impedancia muy alta en su trayectoria, como es el devanado de un transformador, tiende a duplicar su valor. Los diagramas de Lattice son un método gráfico que nos ayuda a demostrar lo anterior, de ahí que las fórmulas del margen de protección para circuitos subterráneos se vean afectadas por un 2. En el siguiente ejemplo se dan valores típicos de impedancias de línea aérea y cable subterráneo así como la velocidad de la onda.

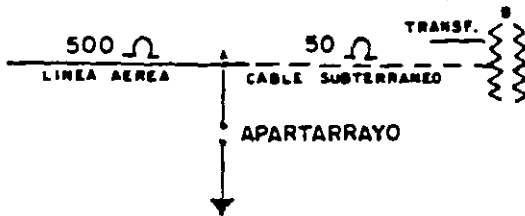
Impedancia de línea aérea de 450 a 500

Impedancia del cable de 25 a 75 Ω

Velocidad en línea aérea 300 m/ μ s

Velocidad en onda en cable 150 m/ μ s

Consideremos el siguiente circuito:



El punto A es el punto de transición entre línea aérea y cable subterráneo, donde generalmente se localizan los apartarrayos. Al llegar una onda de sobretensión el apartarrayos la debe drenar a tierra, quedando un voltaje residual que depende de la energía de la onda a mayor corriente a tierra mayor tensión residual, este voltaje penetra al circuito subterráneo donde queda atrapado y como puede atenuarse y no causar problemas, también puede duplicarse y causar daños a los aislamientos de los cables, transformadores, codos, etc.

Las fórmulas de Lattice son:

$$K_t = \frac{2Z_1}{Z_1 + Z_2} = \frac{2 \times 50}{50 + 500} = 0.18$$

$$K_r = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2} = \frac{500 - 50}{500 + 50} = 0.82$$

COEFICIENTES	PUNTO	
	A	B
Kt	0.18	0
Kr	0.82	1

Desarrollando para un metro de cable:

$$V = 1.3 \mu\text{H/m} \times 4000 \text{ Amp./}\mu\text{s}$$
$$V = 5200 \text{ volts/m} = 5.2 \text{ kV/m}$$

Si la distancia es diferente a un metro basta con hacer la conversión.

2.4.- CALCULOS DE MARGEN DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

2.4.1.- TRANSFORMADOR TIPO POSTE

La protección contra sobretensiones del transformador tipo poste se logra con un juego de apartarrayos, el cual se instala en el mismo poste con una separación de 3 m. y con una tierra efectiva.

Datos del transformador:

Tensión	23000 - 220/127 Volts
Clase	25 kV
NBAI	150 kV

Datos del apartarrayos autovalvular:

Clase	Distribución
Tensión	24 kV
corriente de trabajo	5 kA
TR	Tensión Residual a 10 kA = 80 kV
TD	Tensión de Descarga con frente de onda 1.2 X 50 = 79 kV

Aplicando las fórmulas:

$$Mp_1 = \frac{1.15 \text{ NBAI} - \text{TD}}{\text{TD}} \times 100$$

$$Mp_2 = \frac{\text{NBAI} - (\text{TR} + \text{TC})}{\text{TR} + \text{TC}} \times 100$$

$$Mp_1 = \frac{1.15 \times 150 - 79}{79} \times 100 = 118\%$$

$$Mp_2 = \frac{150 - (80 + 15.6)}{80 + 15.6} \times 100 = 57\%$$

Como podemos apreciar los valores son superiores a 20% por lo que el transformador está protegido para sobretensiones con corrientes de 10 kA.

2.4.2.- TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL

La protección del transformador tipo pedestal se hace con un juego de apartarrayos en la transición, primero veremos el caso de apartarrayos clase - distribución y posteriormente con apartarrayos clase intermedia. Los avances técnicos indican que los transformadores de este tipo se protegerán — con apartarrayos tipo enchufable de ZnO en el transformador.

Datos del transformador:

Tensión	23000 - 220 Y/127 Volts
Clase	25 kV
NBAI	150 kV
Capacidades	45, 75, 112.5, 150, 225, 300 kVA
Distancia entre apartarrayos y-terminal	1 m. (TC = 5.2 kV)

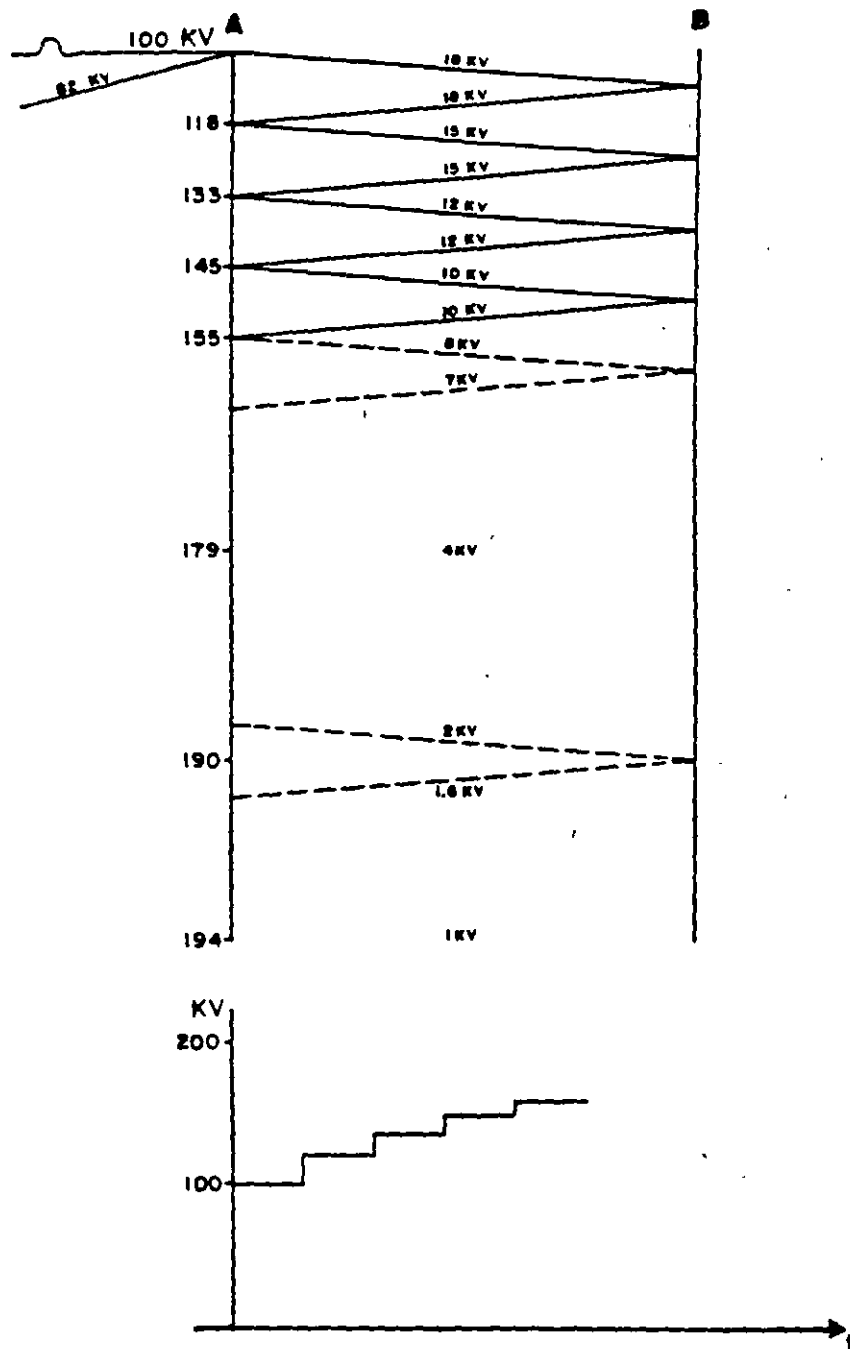


DIAGRAMA DE LATTICE

Ejemplo:

Supongamos que a un circuito subterráneo penetra una onda de sobretensión de 100 kV y la longitud entre A y B es de 150 m tenemos:

$$V = 150 \text{ m}/\mu\text{s}$$

El tiempo en que la onda llega del punto A al B es de 1 μs por lo que la onda se duplica rápidamente.

También la separación entre el transformador o la mufa al apartarrayos afecta el valor de la onda de sobretensión a razón de 5.2 kV por metro.

Cuando ocurre la descarga a tierra de la onda de sobretensión y pasa por los apartarrayos la línea cambia su impedancia de onda característica ya que la capacitancia se afecta en la vecindad de la trayectoria a tierra quedando como una impedancia inductiva.

El voltaje que se desarrolla en el conductor por el flujo de la corriente es igual a:

$$V = LD \quad di/dt$$

Donde:

V = Voltaje del conductor.

L = Inductancia del conductor (puede asumirse 1.3 $\mu\text{H}/\text{m}$).

D = Longitud en metros.

di/dt = Cambio de la corriente de la onda con el tiempo (puede asumirse 4000 Amp./ μs).

Aplicando las fórmulas:

$$Mp_1 = \frac{1.15 \text{ NBAI} - 2 \text{ TD}}{2 \text{ TD}} \times 100$$

$$Mp_2 = \frac{1.15 \text{ NBAI} - 2 (\text{TR} + \text{TC})}{2 (\text{TR} + \text{TC})} \times 100$$

$$Mp_1 = \frac{1.15 \times 150 - 2 (79)}{2 \times 79} \times 100 = -9\%$$

$$Mp_2 = \frac{150 - 2 (80 + 5.2)}{2 (80 + 5.2)} \times 100 = -12\%$$

Los resultados no son aceptables por lo que efectuaremos el cálculo con —
apartarrayos clase intermedia.

Datos del apartarrayos:

Tipo	Oxido de Zinc
Clase	Intermedia
Tensión	24 kV
Corriente	10 kA
Tensión Residual a 10 kA	62 kV
Marca	Westinghouse Type RMX

Para apartarrayos de óxido de zinc la fórmula del cálculo de margen de pro
tección es:

$$Mp = \frac{\text{NBAI} - 2 (\text{TR} + \text{TC})}{2 (\text{TR} + \text{TC})} \times 100$$

$$Mp = \frac{150 - 2 (62 + 5.2)}{2 (62 + 5.2)} \times 100$$

$$M_p = \frac{150 - 134.4}{134.4} \times 100 = + 12\%$$

El resultado es favorable ya que es superior al 10% que se recomienda para sistemas subterráneos.

Esta es la razón por la que se están instalando apartarrayos clase intermedia de óxido de zinc en las transiciones de fraccionamientos, unidades habitacionales, industrias, etc.

2.4.3.- TRANSFORMADOR TIPO SUMERGIBLE

Cuando este tipo de transformadores instalados en bóvedas son alimentados de una red subterránea, la protección contra sobretensiones se efectúa desde la subestación y realmente es difícil que existan sobretensiones inducidas o por descargas atmosféricas sin embargo algunas veces la alimentación viene de una transición por lo que el cálculo para el transformador tipo pedestal es utilizable para este tipo de transformador.

2.4.4.- TRANSFORMADOR TIPO SUBESTACION INTERIOR

En este tipo de transformadores es posible colocar apartarrayos en los gabinetes anexos por lo que la protección contra sobretensiones se logra instalando un juego de apartarrayos en la transición y otro juego de apartarrayos junto al transformador. Si una onda de sobretensión penetra al circuito subterráneo como consecuencia de la descarga del apartarrayos en la transición, tendrá poca energía por lo que la descarga del apartarrayos ubicado en el transformador será de poca energía y por esta razón se pueden instalar apartarrayos para 5 kA y la fórmula del margen de protección-varía:

$$M_p = \frac{NBAI - V_{max}}{V_{max}} \times 100$$

$$V_{max} = TR + 0.5 TD$$

PROTECCION DE ESTRUCTURAS CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS

RESUMEN

Las descargas atmosféricas son fenómenos naturales inevitables, causantes de disturbios y pérdidas irreparables, aunado a esto, el incremento de construcciones elevadas, el uso de equipos de comunicación con antenas, equipos de cómputo, depósitos de combustibles, etc., han creado la necesidad de diseñar mejores protecciones.

En este trabajo se intenta dar una guía de protección contra descargas atmosféricas, abarcando desde diseños elementales para casas de campo hasta diseños especiales para edificios elevados.

INTRODUCCION

Desde hace muchos años, en los inicios de la humanidad, los rayos fueron motivo de temores. En la época del esplendor griego, se creía que el rayo era el arma del Dios Zeus. En este siglo en la década de los 30's, la industria eléctrica empezó a buscar medios de protección con el fin de reducir los efectos dañinos en los sistemas de potencia, y fue a partir de 1960, cuando cobró mayor interés a causa de los accidentes ocurridos en algunas aeronaves.

Las líneas de transmisión y distribución y los equipos eléctricos instalados en ellas no son la excepción y la mayoría de las fallas instantáneas se pueden atribuir a las descargas atmosféricas, siendo además la causa de quemaduras y muertes en personas y animales, incendios en los bosques, daños en equipo de comunicaciones y cómputo, en depósitos de combustible, etc.

La Compañía de Luz y Fuerza del Centro, ha recibido quejas de algunos clientes con servicios en media tensión, (23 kv) que han tenido fallas en sus instalaciones, sugiriendo que ésta ha sido la causante; sin embargo, tras breves análisis, se ha encontrado que el sistema de protección contra descargas atmosféricas de las instalaciones afectadas no es el correcto. Por ejemplo, la falla ocurrida en la Universidad Pedagógica, localizada en la ciudad de México en la Zona Sur. La falla ocurrió en un día de lluvia, escuchándose un estruendo en la subestación del cliente, dañando inclusive las instalaciones telefónicas. Al revisar su sistema de protección contra descargas, se encontró que las puntas y sus conexiones eran adecuadas; sin embargo, la única bajada a tierra había sido cortada. Al ocurrir la descarga, no encontró camino a tierra y brincó de las instalaciones del cliente a las de la Compañía suministradora.

Casos como éste, se han repetido por diferentes razones, frecuentemente.

NATURALEZA DE LAS DESCARGAS

Las descargas atmosféricas popularmente llamadas rayos, representan un peligro para los seres humanos, materiales y equipos en general, y por tanto han sido motivo de amplios estudios ya que por medio de su conocimiento se pueden diseñar mejores protecciones. La fuente más común de las descargas es la separación de la carga eléctrica entre nubes durante las tormentas, iniciando con el rompimiento dentro de la nube. Para que la descarga realice se necesita un gradiente de potencial lo suficientemente grande como para romper el dieléctrico, ya sea entre nubes, o de nube a tierra, formado por una carga estática que oscila entre 5 y 10 kv por metro con una trayectoria de 3.5 Km. en promedio.

La descarga de nube a tierra es la de interés para estos casos, ya que afecta directamente a las instalaciones.

Existen cuatro tipos:

- DESCARGA ASCENDENTE POSITIVA
- DESCARGA ASCENDENTE NEGATIVA
- DESCARGA DESCENDENTE POSITIVA
- DESCARGA DESCENDENTE NEGATIVA

La descarga descendente positiva es de gran energía y se le conoce como superrayo y por lo general se dan en invierno; son de poca frecuencia. Las descargas ocurren durante las tormentas de arena, hielo, nieve, en erupciones volcánicas, en explosiones nucleares, con cielo limpio y azul.

Las nubes llegan a alcanzar hasta 12 km. de altura y la tormenta dura de media a una hora en promedio con 2 ó 3 descargas por minuto. Existen diferentes teorías, por ejemplo la del Dr. Simpson que dice que al elevarse el vapor de agua por el efecto de convección y alcanzar cierta altura donde la temperatura varía entre 0° y -20° C, se forman gotas de agua que al aumentar de tamaño se parten por la acción del viento, dando lugar al proceso de electrificación.

El rayo generalmente se compone por varias descargas sucesivas que pueden alcanzar tiempos hasta de medio segundo; sin embargo, el ojo humano no logra distinguir este fenómeno observándolo como si fuera una sola descarga. Al producirse el trueno, el aire se desplaza súbitamente provocando un ruido característico.

En algunos países como en Estados Unidos y Canadá se tienen mapas cerámicos con datos sobre el número de descargas y sus características; sin embargo, en forma práctica podemos esperar cinco descargas por kilómetro cuadrado - año.

Algunos de los parámetros más comunes de las descargas atmosféricas y que son utilizados en el diseño de las protecciones se dan en la tabla 1:

TABLA 1

CARGA	De décimas a cientos de Coulombs
CORRIENTE	De 20 a 30 kA promedio y hasta 340 kA
POTENCIAL	De 10 a 15 millones de voltios
ANGULO DE INCIDENCIA	De 45° a 90°

Las estructuras elevadas son las más susceptibles para recibir descargas atmosféricas, incluso pueden recibirlas en sus costados cuando superan los 23 metros, debido a esto su protección difiere de las demás.

Los rayos son capaces de originar incendios cuando producen el calor suficiente para generar la ignición de los materiales combustibles o cuando producen un arco en lugares de fácil combustión.

DESCARGAS ARTIFICIALES

Se mencionó con anterioridad que las descargas atmosféricas son fenómenos naturales inevitables, sin embargo, hace muchos años, Benjamín Franklin logró producir una descarga valiéndose de un cometa, por lo que podemos decir que una descarga es artificial si es provocada por el hombre o por algún objeto fabricado por él.

Por medio del radar se detectó que los aviones pueden provocar descargas al introducir un conductor en un campo eléctrico elevado.

Una estructura que tiene 250 m o más tiende a provocar la descarga y a más altura se presentarán mayor número de descargas. Esto quedó demostrado al comparar el número de descargas en dos torres, una de 200 m de altura y otra de 400 m para una misma temporada de lluvias; la primera recibió 2 descargas mientras que la segunda recibió 12 impactos.

En 1963 el vuelo 707 de Boeing a 1,600 m de altura fue impactado por una descarga cerca de ELKTON, MARYLAND causando la muerte de todos sus ocupantes; aparentemente la descarga tocó las alas del avión causando un incendio en el combustible. En 1969 fue lanzado el cohete Apolo 12 en el Centro Espacial Kennedy de Florida. A los 36.5 segundos se provocó una descarga y a los 52 segundos una segunda dañando 9 instrumentos sensores de estado sólido, perdiendo momentáneamente la comunicación, iluminación, etc. En 1987 en Florida, Cabo Cañaveral la nave espacial Atlas Centauro 67 a 4,000 mts. de altura provocó una descarga con sus daños cosecuente. Esto, aunque no es de incumbencia en las estructuras aterrizadas, tiene su importancia debido a la cantidad de recursos económicos que se han destinado al estudio de los fenómenos atmosféricos a partir de estos accidentes.

PROTECCION CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS

Se conoce que la protección contra descargas atmosféricas es necesaria para evitar daños materiales o humanos; sin embargo, las descargas directas no son frecuentes en líneas de distribución o en casas habitación en las ciudades, donde hay edificios elevados que brindan un blindaje natural;

de aquí que hay que hacer una evaluación de la necesidad de protección, tomando en consideración los siguientes parámetros:

- Seguridad del personal
- Ocurrencia de las descargas
- Tipo de construcción
- Contenido
- Riesgo económico
- Grado de blindaje
- Tipo de terreno
- Altura de la estructura
- Exigencias de aseguradoras

La protección contra descargas atmosféricas se logra con dispositivos que captan y derivan los rayos a tierra por una o más trayectorias facilitando el paso de la corriente. Lograr una protección al 100% no es posible, lo ha demostrado la experiencia en líneas de alta tensión. La protección consiste básicamente de tres elementos:

- Punta o electrodo
- Conductor desnudo de bajada
- Electrodo de tierra

Punta o electrodo. Es el elemento encargado de interceptar la descarga ya que se encuentra muy por encima de los objetos a proteger, esta punta es metálica y puede ser hueca o sólida.

Es el único sistema generalmente aceptado por la comunidad científica y los comités de protección contra el rayo, aunque existen otros diseños de electrodos como son: los radiactivos, los activos, etc.

La zona protegida por la punta es en forma de cono, con ligeros arcos de circunferencia de concavidad hacia arriba,

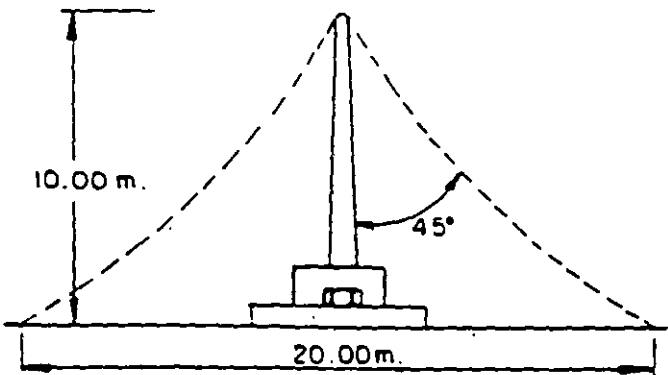


Figura 1 - ZONA DE PROTECCION DE LOS ELECTRODOS

el ángulo de apantallamiento se considera de 45° por la NFPA (National Fire Protection Association) y en el código británico es de 45° para estructuras ordinarias y 30° para casos especiales.

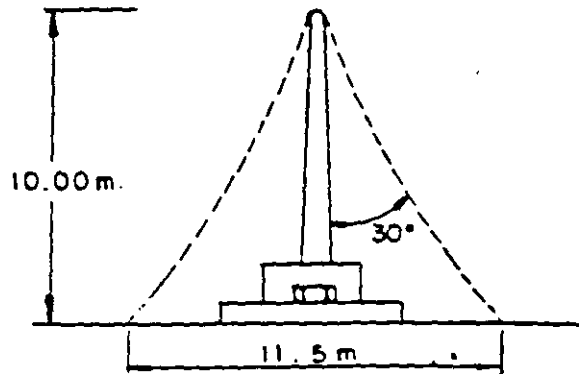


Figura 1A - ZONA DE PROTECCION DE LOS ELECTRODOS

La altura de la terminal aérea no debe ser menor a 25 cm. y con intervalos máximos de 6 m. como se muestra en la figura 2.

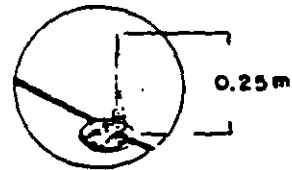
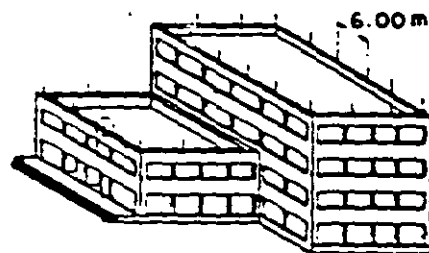


Figura 2 - FORMA DE PROTEGER UN EDIFICIO

La protección se puede colocar de manera que armonice con el perfil y aspecto del edificio.

Conductor de bajada. Es el encargado de conducir la corriente de la descarga a tierra por lo que debe ser un calibre específico, que se verá en detalle para cada caso en particular. La trayectoria a tierra, es por los conductores de bajada, por lo menos deben ser dos.

La conexión de la bajada debe ser buena en ambos extremos, en la punta y en el electrodo de tierra, ya se dan casos en que esta conexión se corroe, se corta ó rompe, etc.

localización de las bajadas depende de la ubicación las terminales aéreas, el tamaño de la estructura protegida, la ruta más directa, la seguridad contra daño o desplazamiento, la localización de cuerpos metálicos, tuberías de agua, el electrodo de tierra y las condiciones del terreno.

La distancia promedio entre bajadas no debe exceder de 30 m. y no deben presentar dobles con ángulos de 90° o menos, esto se ilustra en la fig. 3.

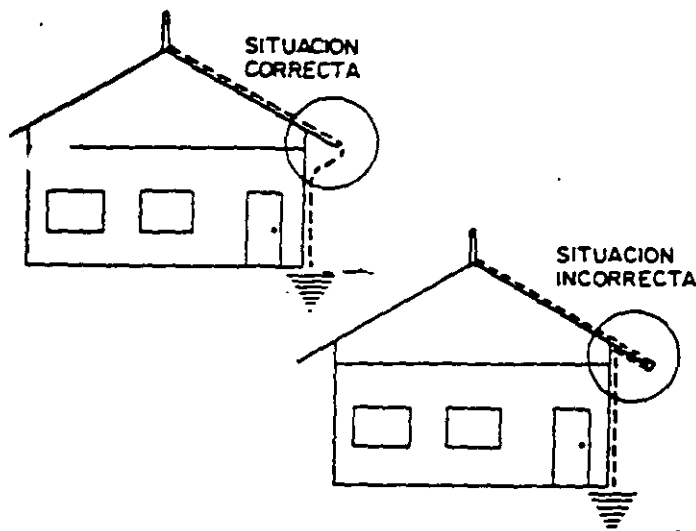


Figura 3 - FORMA DE DAR DOBLES AL CONDUCTOR DE BAJADA

Electrodo de tierra.- Este elemento es tan importante como los anteriores y desgraciadamente no se le da la atención que requiere ya que va enterrado y por tanto, oculto y difícil de revisar, y si a esto le agregamos que en algunos casos existen terrenos de resistividad elevada, el problema se agrava aún más.

El Código Nacional Eléctrico (N.E.C.) recomienda una resistencia a tierra máxima de 25 ohms y el Código Británico 10 ohms como máximo.

Para una resistencia de tierra de 10 ohms, se requieren claros de cerca de 3.3 m. entre el conductor del pararrayos y cualquier tubería de agua u otro servicio. El reglamento N.E.C., no es tan estricto en este aspecto y solo pide 1.83 m.

lograr los valores de resistencia a tierra adecuados en terrenos de alta resistividad. se puede recurrir

A VARIOS METODOS DE BLINDAJE COMO SON:

- Electrodo profundos
- Electrodo múltiples
- Electrodo horizontales
- Electrodo químicos

PROTECCION DE ESTRUCTURAS ORDINARIAS

Las estructuras ordinarias son aquellas que se pueden proteger en forma sencilla como: edificios dedicados a vivienda, casas de campo, comercios, industrias, granjas, residencias, etc. y que no tienen una altura mayor a 23 m.

La protección se logra con un blindaje compuesto por puntas separadas cada 6 m. con una altura de 25 cm. y con dos bajadas a tierra como mínimo.

TERMINAL AEREA	COBRE	Ømm	ALUMINIO	Ømm
SOLIDA	X	9.5	X	12.7
TUBULAR (espesor)	X	15.9 0.8	X	15.9 1.6

CONDUCTOR	COBRE	CALIBRE	ALUMINIO	CALIBRE
PRINCIPAL	X	17 AWG	X	14 AWG
CONEXIONES	X	16 AWG	X	14 AWG

PROTECCION DE ESTRUCTURAS ESPECIALES

Una estructura especial es aquella que requiere de mayores cuidados para su protección, debido a su contenido, uso, altura, etc. tales como: museos, edificios históricos, transmisoras de radio o T.V., antenas de radar, instalaciones de telecomunicaciones, industrias de pintura, papel, textiles, huleras, químicas, refinerías, hospitales, depósitos de combustibles, polvorines, edificios elevados o que en su interior contengan equipos sensibles, etc.

Los edificios que tienen más de 23 metros de altura tienen el riesgo de recibir descargas en sus costados, y los de 250 m. o más propician las descargas.

Los materiales usados en la protección deben cumplir con los siguientes requisitos:

TERMINAL AEREA	COBRE	Ømm	ALUMINIO	Ømm
SOLIDA	X	12.7	X	15.9

CONDUCTOR	COBRE	CALIBRE	ALUMINIO	CALIBRE
IPAL	X	15 AWG	X	13 AWG
CONEXIONES	X	17 AWG	X	14 AWG

PROTECCION DE TORRES DE TELECOMUNICACION

Las torres de telecomunicación son estructuras elevadas por lo que están expuestas con mayor frecuencia a descargas atmosféricas, su protección se logra considerando a la torre como un electrodo en sí, ya que estas se construyen con metal. Las siguientes recomendaciones son necesarias para minimizar los daños.

- Tener baja resistencia en las uniones de las secciones de las torres.
- Los cables deben ir por el centro de la torre ya que la corriente del rayo fluye por la parte externa.
- Cualquier equipo en la base de la torre se debe aterrizar al mismo sistema de la torre.
- La resistencia a tierra de sus electrodos debe ser menor a 10 ohms.

PROTECCION DE GRANDES EDIFICIOS

La protección de estos edificios se logra en forma convencional con una punta colocada en la parte superior y amarrada a la armadura o estructura del edificio, en el momento de la descarga todos los metales se encuentran al mismo potencial evitando gradientes peligrosos. Se deben de conectar a tierra todos los metales tales como tuberías, pantallas de los cables, ductos de ventilación, tierras y carcasas de subestaciones internas, etc.

Cada bajada conductora debe aterrizarse en su base alejada de la construcción y si es posible a mayor profundidad de la cimentación, las zapatas de las columnas suelen ser tierras efectivas.

Debe existir buena continuidad en el armado o en la unión de las viguetas de acero, desde su base hasta la punta. Una de cada dos columnas deben conectarse a tierra y al distancia máxima entre tierras no debe exceder de 18 m.

Valor recomendado de resistencia a tierra para una buena protección es de 10 ohms y si existen equipos que no se pueden o quieren aterrizar, deben tener una

separación a las bajadas de tierra de por lo menos 1.83 m. según la NFPA 78.

Para alturas mayores de 250 m. el número de descargas se incrementa significativamente como se mencionó anteriormente.

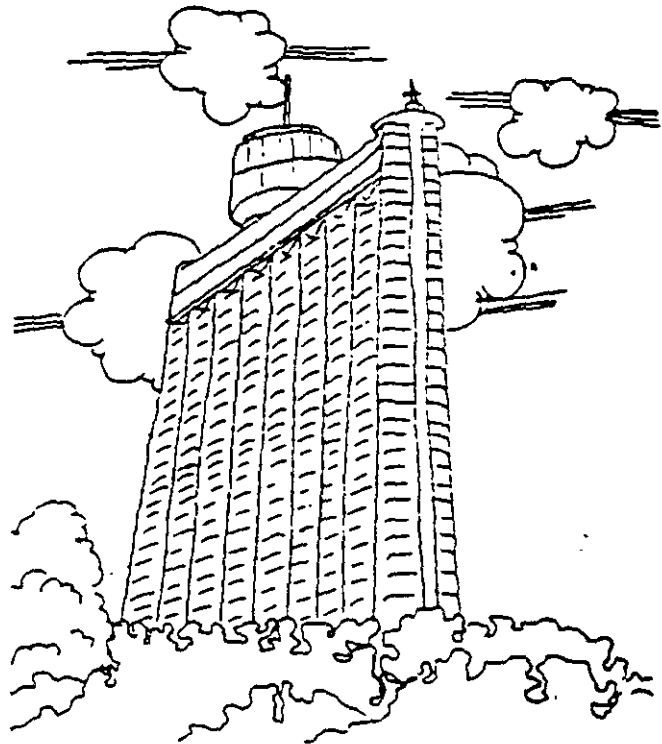


Figura 4 - EDIFICIO ELEVADO

PROTECCION DE DEPOSITOS DE COMBUSTIBLE

La protección adecuada de este tipo de estructuras se puede lograr por dos caminos diferentes: blindando las estructuras para interceptar las descargas y darles un camino a tierra alejado del combustible ó utilizando los propios depósitos metálicos como camino a tierra, ya que se comportan como una jaula de Faraday.

En ambos casos es necesario seguir algunas recomendaciones. A pesar de esto se han presentado accidentes en diferentes partes del mundo y en la mayoría de los casos la causa fué el arqueo en los medidores de temperatura, por lo que hay que poner atención especial en los conductores de control que entran o salen de los depósitos.

Para blindar los depósitos existen dos criterios: el de la NFPA que exige 45° y el Británico que es más exigente con 30°. Otra alternativa es con una separación de 3 m. entre los conductores que forman el blindaje y los

depósitos, como se muestra en la figura 5:

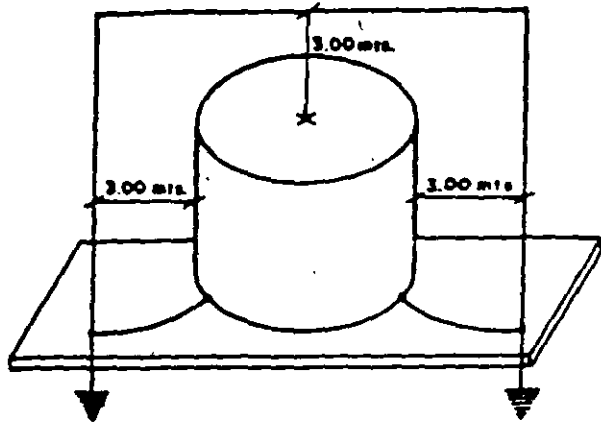


Figura 5 - DEPOSITO DE COMBUSTIBLE CON BLINDAJE

Si no se utiliza el blindaje y se usa el depósito como conductor, debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Espesor máximo de acero de 4.7 mm.
- Las juntas y conexiones de entrada deben tener continuidad eléctrica.
- No debe haber fugas de ningún tipo.
- Debe estar bien aterrizado.

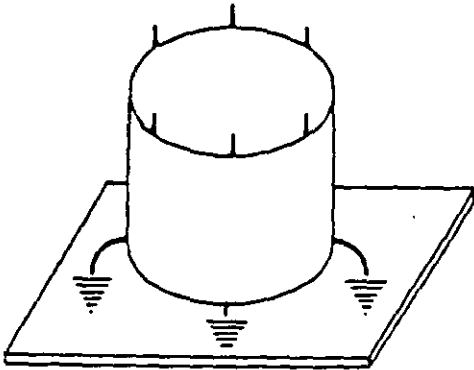


Figura 6 - DEPOSITO DE COMBUSTIBLE QUE UTILIZA EL TANQUE COMO CONDUCTOR

PROTECCION DE ARBOLES

Los árboles son la causa de un gran número de muertes, esto se debe principalmente a las personas que se tratan de proteger de la lluvia. El árbol, al tener mayor altura atrae las descargas, se forma un arco entre las ramas y

pasando la corriente por el cuerpo humano. Es recomendable proteger los árboles cuando estos están por encima de las estructuras que se quieren proteger.

La forma correcta en que se deben proteger se muestra en la figura 7:

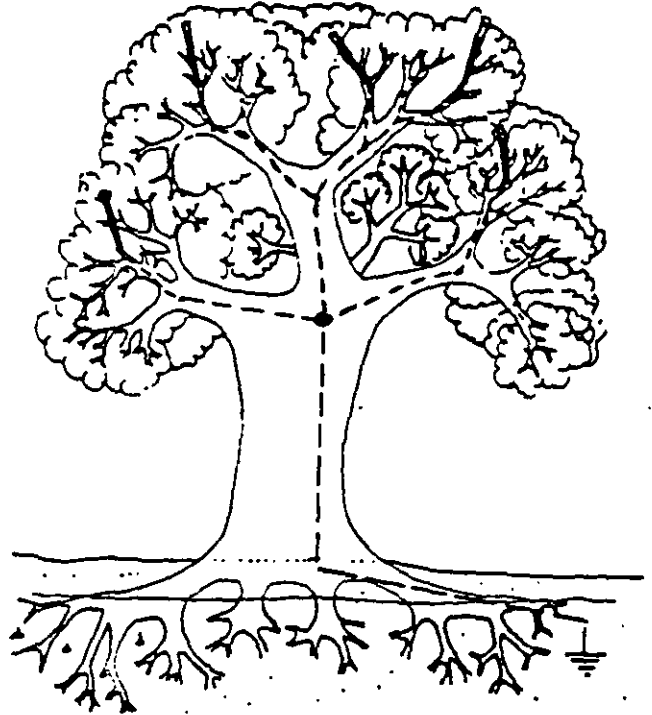


Figura 7 - PROTECCION DE ARBOLES

RECOMENDACIONES

Una protección total es difícil de obtener en la mayoría de los casos; sin embargo, si se siguen las recomendaciones dadas por los reglamentos establecidos, se puede tener la seguridad de que las fallas por efectos de descargas serán mínimas y la protección se puede resumir a tres conceptos básicos:

- Un objeto conductor debe atraer la descarga intencionalmente.
- Se debe establecer una trayectoria con baja impedancia para facilitar el camino de la descarga.
- Se debe garantizar siempre una resistencia de tierra baja.

REFERENCIAS

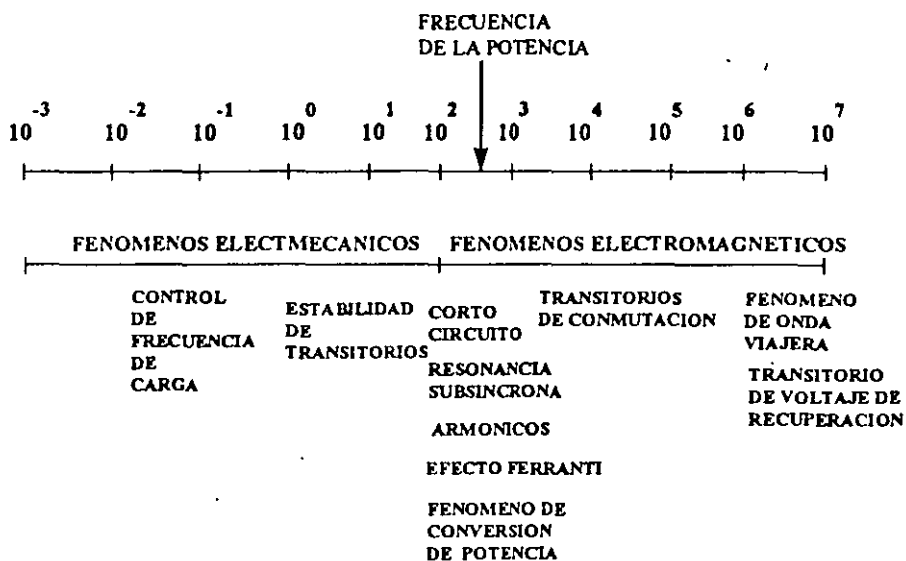
- 1.- DARVENIZA MAT.
"LIGHTNING AND OVERVOLTAGE PROTECTION"
ELECTRICAL ENGINEER
MARCH 1989
- 2.- DARVENIZA MAT.
"LIGHTNING AND OVERVOLTAGE PROTECTION"
ELECTRICAL ENGINEER
MAY 1989
3. LIQUIFIED NATURAL GAS
NFPA 59 A
1985 EDITION
- 4.- LIQUIFIED PETROLEUM GASES
AT UTILITY GAS PLANTS
NFPA 59
1989 EDITION
- 5.- LIGHTNING PROTECTION CODE
NFPA 78
1986 EDITION
- 6.- N E C (National Electrical Code)
1987 EDITION
- 7.- PETER HASSE
PROTECCION DE LAS INSTALACIONES DE B.T.
CON APARATOS ELECTRONICOS FRENTE A SO
BRENSIONES.
- 8.- MARTIN A.
NATURAL AND ARTIFICIALLY INITIATED LIGHT
NING AND LIGHTNING TEST STANDARDS.
- 9.- BALDOMERO GONZALEZ SANCHEZ
TECNICAS DE PROTECCION CONTRA EL RIESGO
ELECTRICO EN INSTALACIONES DE BAJA TEN
SION.
- 10.- A. M. G. MINTO B.
LIGHTNING PROTECTION OF BUILDINGS
ISSUE 16 - 1983
- 11.- RODNEY B. BENT
SURGE AND TRANSIENT PROTECTION AND
LIGHTNING WARNING SYSTEMS.
PARTS I, II, III.
- 12.- GUILLERMO LOPEZ MONROY
APLICACIONES PRACTICAS EN REDES DE
DISTRIBUCION
1 RVP-88-CAP. V CURSO TUTORIAL
"SISTEMAS DE CONEXION A TIERRA EN
SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA".

PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

OBJETIVO

Proteger a los equipos eléctricos contra descargas atmosféricas, limitando para ello la magnitud de las sobretensiones y por lo tanto sobrecorrientes.

ESPECTRO DE FRECUENCIA DE LAS SEÑALES EN UN SISTEMA DE POTENCIA



Los sobrevoltajes pueden deberse a:

- *Descargas atmosféricas*
- *Conmutación*
- *Temporales (problemas de corto circuito)*

Los sobrevoltajes temporales pueden deberse a

- *Fallas de tierra*
- *Cambios repentinos de carga*
- *Efecto Ferranti*
- *Resonancia*
- *Resonancia en circuitos acoplados*
- *Ferroresonancia*
- *Conductores Abiertos*
- *Otros*

Los sobrevoltajes de conmutación se pueden deber a:

- *Energización de una línea*
- *Recierre de una línea*
- *Ocurrencia de falla*
- *Liberación de falla*
- *Conmutación de corrientes capacitivas:*
 - *Bancos de capacitores*
 - *Cables*
 - *Líneas no cargadas*

Voltajes y sobrevoltajes

<i>CATEGORIA:</i>	<i>DURACION:</i>
<ul style="list-style-type: none">• <i>VOLTAJE DE SISTEMA</i>• <i>SOBREVOLTAJE TEMPORAL</i>	<i>CONTINUO MAS GRANDE QUE UN PERIODO DE LA FRE- CUENCIA DEL SISTEMA</i>
<ul style="list-style-type: none">• <i>SOBREVOLTAJE</i>	<i>POCOS MIMISEGUNDOS MENOS.</i>
<ul style="list-style-type: none">• <i>FRENTE SUAVE DE SOBREVOLTAJE</i>	<i>DURACION DEL FRENTE 30 μs A 5000 μs</i>
<ul style="list-style-type: none">• <i>FERNTE RAPIDO DE SOBREVOLTAJE</i>	<i>0.1 μs A 30 μs</i>
<ul style="list-style-type: none">• <i>FRENTE MUY RAPIDO SOBREVOLTAJE</i>	<i>MENOS QUE 0.1 μs</i>

De acuerdo a la forma de onda y duración un Sobrevoltaje Temporal (Temporary Overvoltages (TOV)) es un sobrevoltaje oscilatorio de duración más grande que un período de la frecuencia del sistema, el cual no es amortiguado o ligeramente amortiguado.

El equipo y las cargas deberán estar disponibles para soportar sobrevoltajes temporales esperados, debido a fallas en el sistema.

Los sobrevoltajes temporales debido a fallas en el sistema son una importante consideración en la selección de los valores de los apartarrayos.

A continuación se muestra la tabla que condensa las causas comunes de sobrevoltaje indicando su magnitud aproximada, su duración y el método de control.

Dispositivos de protección

- El apartarrayos
- Hilos de guarda

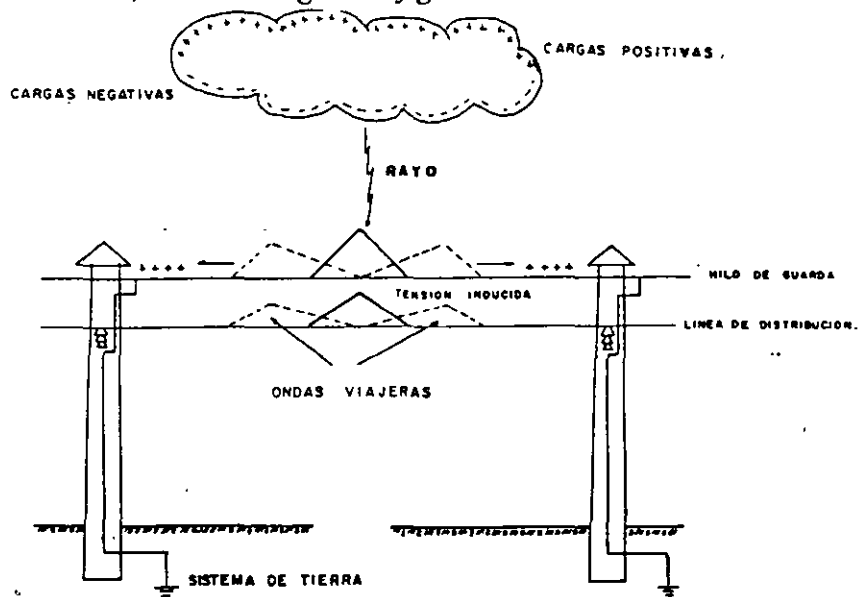
La aparición de la sobretensión por descarga eléctrica se puede deber a

- La incidencia de la descarga atmosférica sobre la línea
- Por inducción electrostática por la presencia de campos electrostáticos.
 - ◆ Entre las nubes y la tierra durante una tormenta
 - ◆ Por la descarga directa sobre el hilo de guarda

Se ha estudiado ampliamente el mecanismo de las descargas atmosféricas y han surgido diversas teorías, de las cuales la mayoría coincide en que la fricción existente entre el viento y la nube (partículas de agua o hielo)

MECANISMO DE DESCARGA SOBRE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Al incidir una descarga eléctrica sobre una línea la onda de sobretensión se subdivide en dos ondas viajeras que se propagan en ambas direcciones a una velocidad cercana a la velocidad de la luz, ver en la siguiente figura:



La sobretensión de cada una de las ondas puede ser expresada como:

$$V = \frac{1}{2} Z I_c \quad (1)$$

donde I_c es el valor de la cresta de corriente del rayo y $Z = \sqrt{\frac{L}{C}}$, es la impedancia característica de la línea.

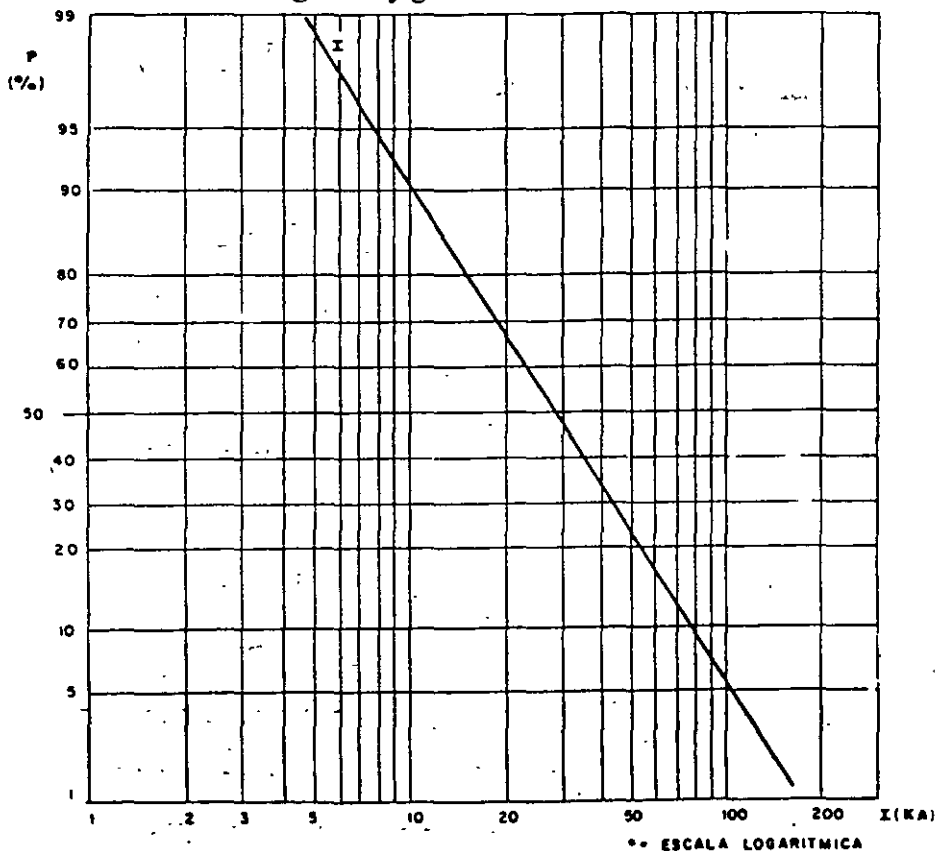
La onda viajera de corriente y voltaje se ve distorsionada por

- Pérdidas en el conductor
- Pérdidas por conducción a tierra
- Pérdidas dieléctricas en los aisladores
- Radiación electromagnética
- Efecto corona

Las descargas atmosféricas directas pueden llegar a producir:

- Sobretensiones del orden de varios millones de volts
- Corrientes de varios miles de amperes.

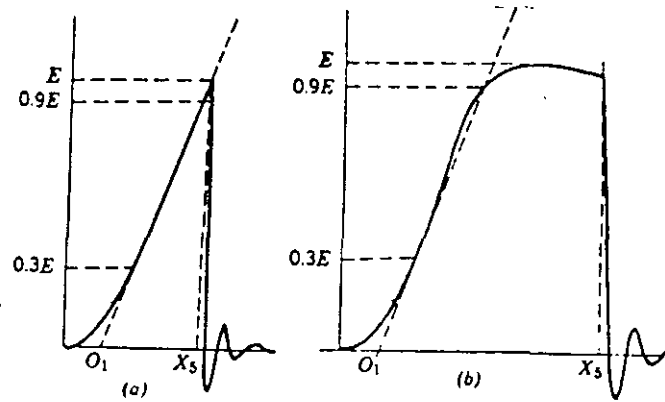
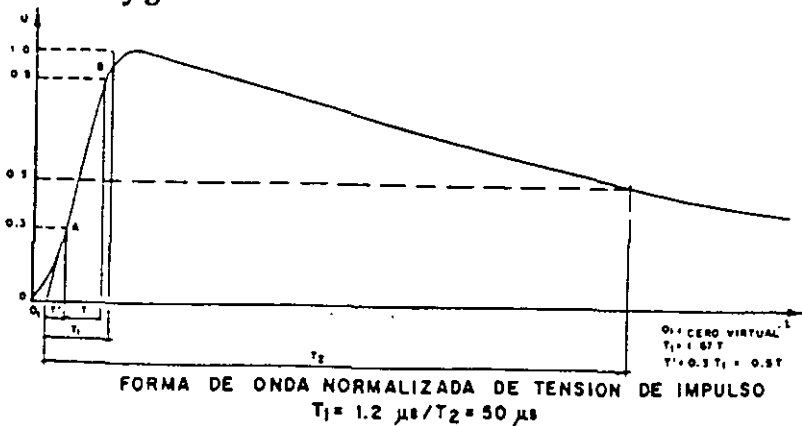
Se ha encontrado que el valor medio de la distribución de corriente medida es de alrededor de 30 kA, ver la siguiente figura:



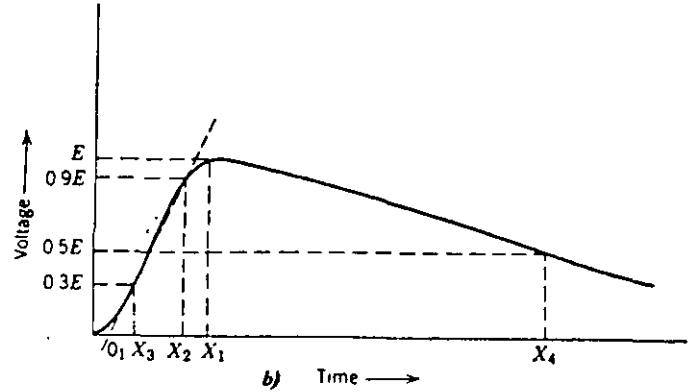
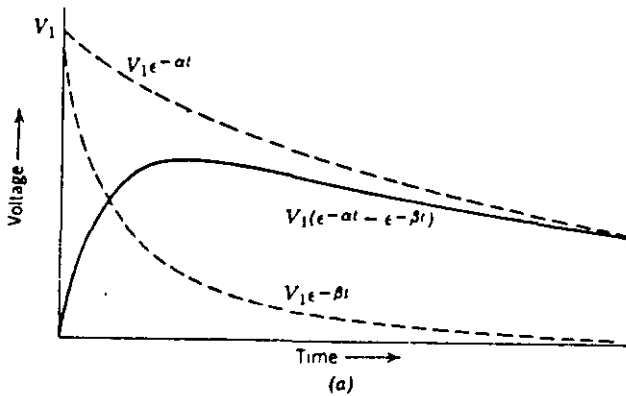
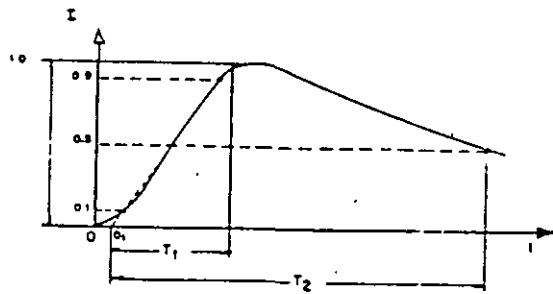
Para el caso de sobretensión por inducción se produce:

- Sobrevoltajes de algunos cientos de volts
- Corrientes de descarga del orden de 50 a 2000 A

La forma normalizada de la onda se expresa como $1.2/50 \mu s$, donde $1.2 \mu s$ es el tiempo de frente de onda y $50 \mu s$ es el tiempo de cola, como se muestra en la siguiente figura:



ONDAS CORTADAS QUE SIMULAN DESCARGAS ELECTRICAS



a) ONDA DOBLE EXPONENCIAL $V(T) = V(e^{-at} - e^{-\beta t})$, b) ONDA DE SOBRETENSION TIPICA PROVENIENTE DE UN GENERADOR DE IMPULSO.

Si una onda llega a través de una línea a las boquillas de un transformador, el comportamiento es de como si fuese un circuito abierto, debido a la alta frecuencia de la onda, en consecuencia la onda se refleja y empieza a viajar de regreso en la línea, dicha onda reflejada se suma a la onda que llega, obteniéndose como resultado una onda que tiende a duplicarse.

Al incidir una onda en una línea, ésta viaja y cuando existen cambios súbitos de impedancia, existe un fenómeno que consiste en que la onda incidente se descompone en dos partes:

- Onda reflejada
- Onda refractada

Los cambios de impedancia implican

- Uniones de cables y líneas
- Corto circuito
- Circuito abierto
- Carga
- Equipo
 - Máquina
 - Transformador
 - Reactor
 - Apartarrayo

COEFICIENTE DE REFLEXION Y REFRACCION:

$$\text{COEFICIENTE DE REFLEXION} = \Gamma = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}, \quad -1 \leq \Gamma \leq 1,$$

$$\text{COEFICIENTE DE REFRACCION} = 1 + \Gamma = \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2}, \quad 0 \leq 1 + \Gamma \leq 2$$

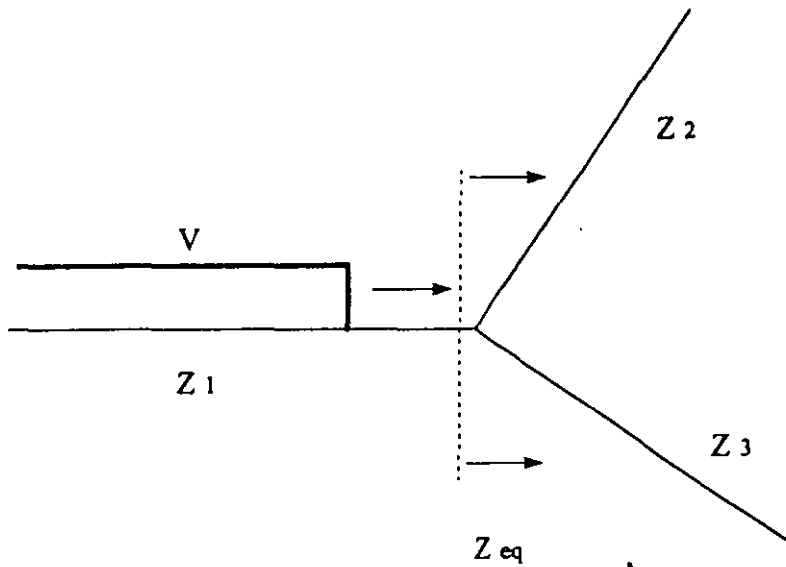
Para una unión si

- $Z_1 < Z_2$, entonces el coeficiente de reflexión es positivo.
- $Z_1 > Z_2$, entonces el coeficiente de reflexión es negativo.
- Un corto circuito tiene un coeficiente de reflexión de -1.
- Un circuito abierto tiene un coeficiente de reflexión de +1.

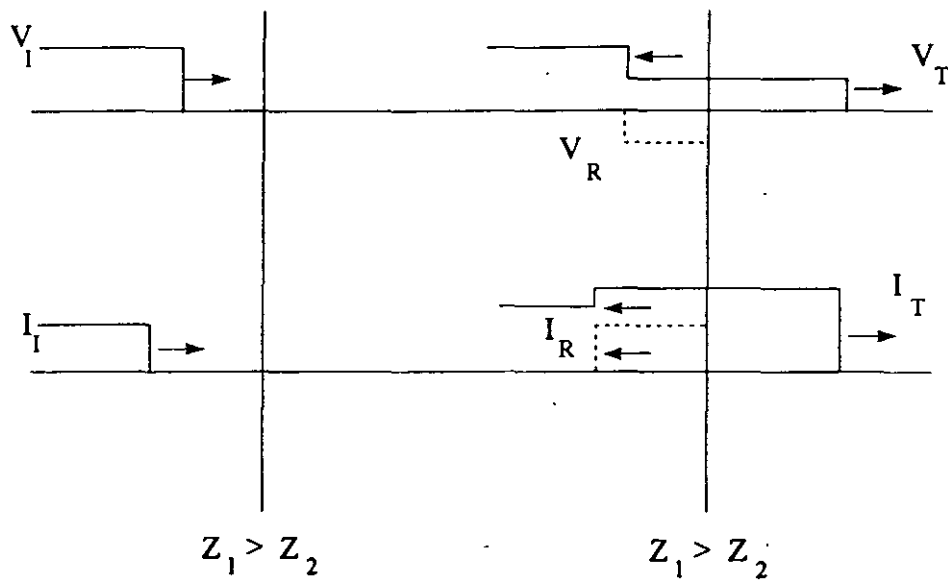
La unión con dos líneas en bifurcación nos produce los siguientes coeficientes de reflexión y refracción:

$$\Gamma = \frac{Z_{eq} - Z_1}{Z_{eq} + Z_1} = \text{COEFICIENTE DE REFLEXIÓN}$$

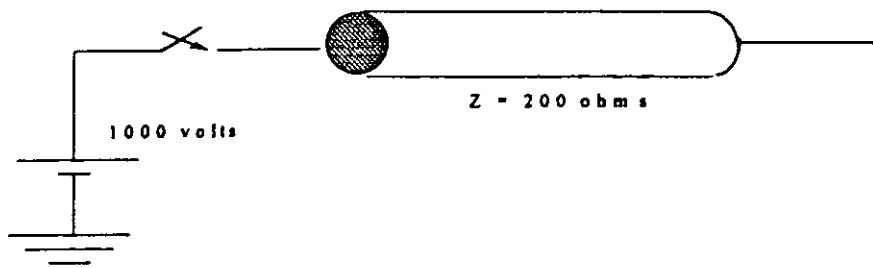
$$Z_{eq} = \frac{Z_2 Z_3}{Z_2 + Z_3}, \quad 1 + \Gamma = \text{COEFICIENTE DE REFRACCION}$$



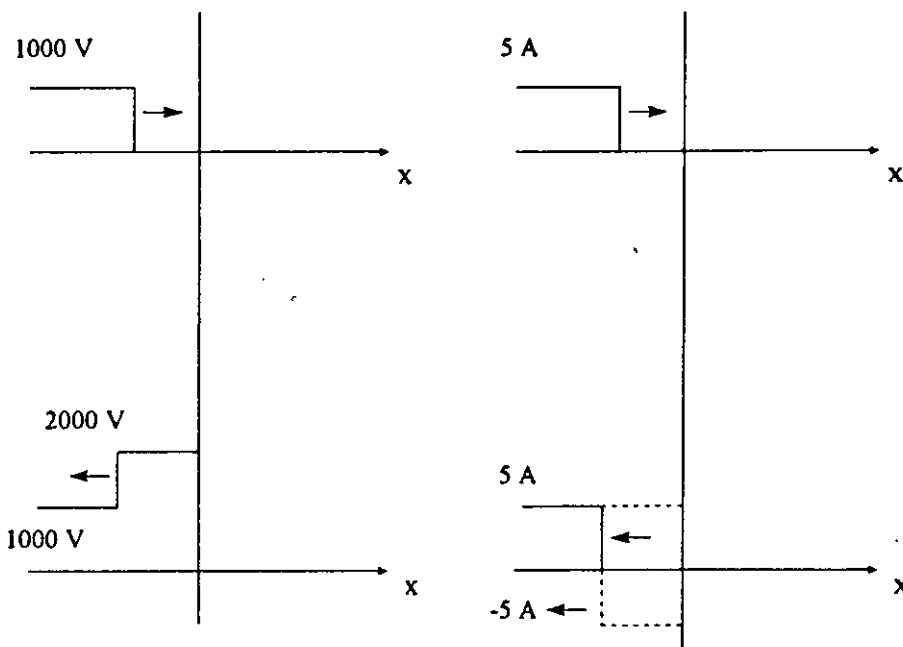
La siguiente figura muestra como se comporta una onda incidente de voltaje y corriente



CASO DE LA LINEA TERMINADA EN UN CIRCUITO ABIERTO



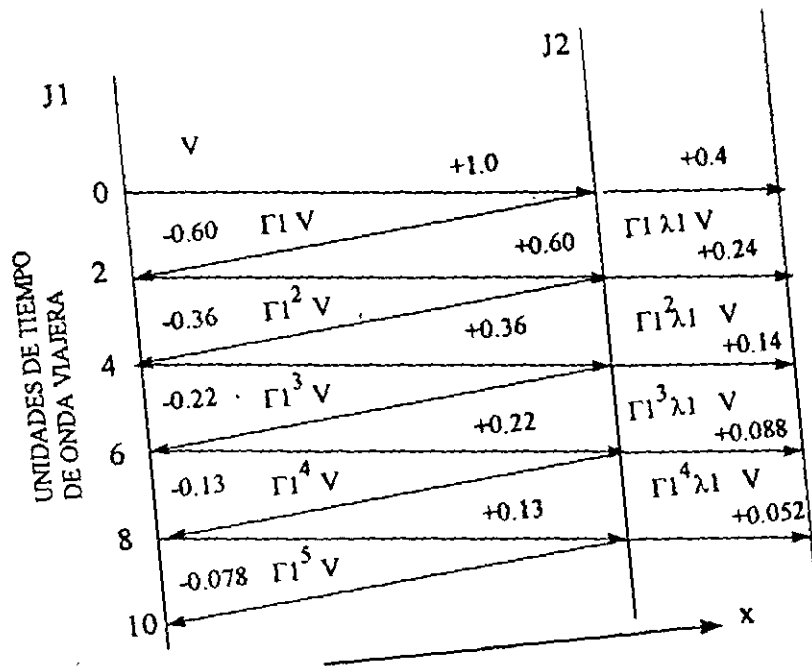
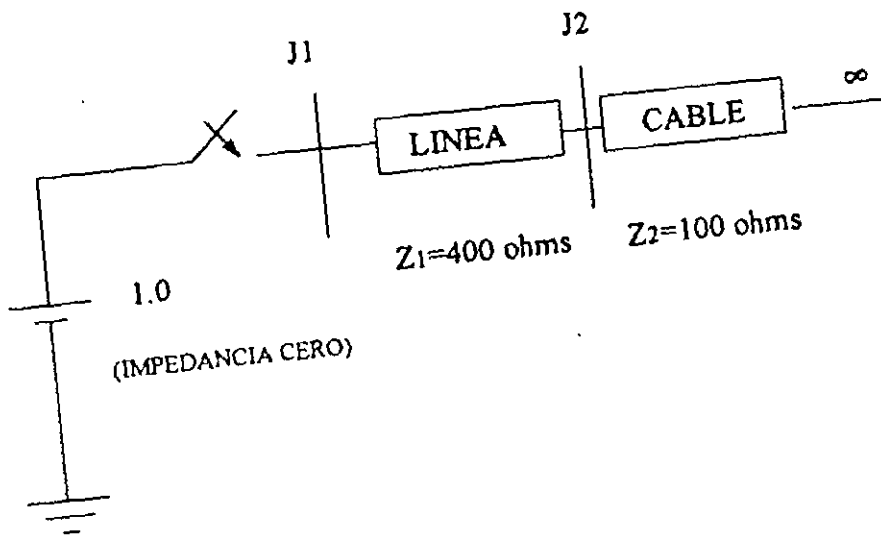
$$\Gamma = \frac{\infty - 200}{\infty + 200} = 1, \quad 1 + \Gamma = 2$$



DIAGRAMAS DE LATTICE

- *Son diagramas de espacio - tiempo*
- *Herramienta para estudio de los efectos de multiples reflexiones*

Considérese el siguiente caso de una línea unido con un cable, tal y como se observa en la siguiente figura



MEDIOS PARA DISMINUIR LOS EFECTOS DE LA SOBRETENSION POR DESCARGAS ATMOSFERICAS

- *Cuernos de arqueo*
- *Apartarrayos basados en explosores*
- *Apartarrayos basados en óxidos de metal (Varistores)*

CUERNOS DE ARQUEO. *Consiste de dos electrodos separados por una distancia dieléctrica de aire, uno de los electrodos esta conectado a la línea y el otro a tierra*

El empleo de los cuernos de arqueo se restringe a

- *Instalaciones donde las descargas no son severas*
- *Sobretensiones de tipo interno bajas*

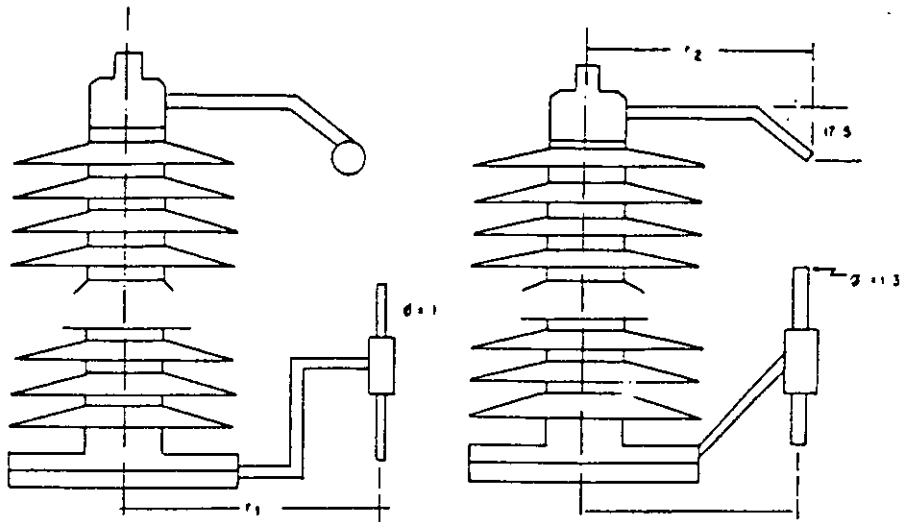
Las condiciones de operación de los cuernos de arqueo dependen de los siguientes factores:

- *Separación de los electrodos*
- *Densidad relativa del aire*
- *Forma de los electrodos*
- *Material de los electrodos*
- *Polaridad de la onda*
- *Posición de los electrodos respecto a sus soportes y objetos conductores y aislantes a su alrededor*
- *Número de operaciones*

Desventajas del uso de los cuernos de arqueo

- *No protege aislamientos reducidos*
- *Permite el corto circuito en el sistema*
- *El interruptor debe liberar la falla*
- *Existe la probabilidad de que opere aún con ondas aceptables para aislamiento*

Las siguientes figuras muestran algunos ejemplos de cuernos de arqueo



CASOS TÍPICOS DE CUERNOS DE ARQUEO EN TRANSFORMADORES.

Sistema kVrms	BIL(kV cresta) EQUIPO	Fig No.	d cm	r ₁ cm	r ₂ cm
24	125	5	10 + 11.5	18	12
36	170	5	14 + 16.5	25	13
52	250	5	22 + 26	32	18
72.5	325	6	30 + 34	38	23

Valores referidos a 760 Hg y 20°C

APARTARRAYOS

EVOLUCION DE LOS APARTARRAYOS

- 1892 EXPLOSORES DE VARILLA
- 1907 MULTIVARILLAS CON RESISTENCIA
- 1920 OXIDO DE PLOMO (LEAD OXIDE)
- 1930 CARBURO DE SILICIO (SILICON CARBIDE)
- 1963 EXPLOSORES LIMITADORES DE CORRIENTE.
- 1976 APARTARRAYOS DE OXIDO DE METAL (METAL OXIDE).

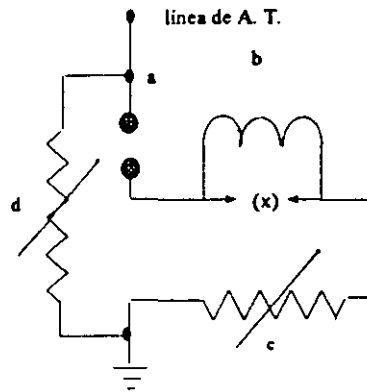
Características

- Actúa como un interruptor muy rápido (cierra y abre cuando el transitorio aparece y desaparece respectivamente), limitando con ello la sobre tensión.

En la siguiente figura se muestra un apartarrayo convencional de explosores limitadores. Las partes que lo constituyen son:

En la siguiente figura se muestra un apartarrayo convencional de explosores limitadores. Las partes que lo constituyen son:

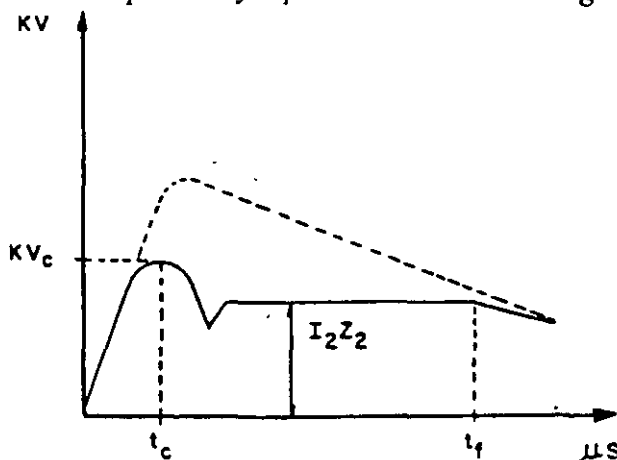
- Explosores de arco
- Sistema de extinción del arco
- Resistencia no lineal limitadora de corriente ($I = k E^n$)
- Resistencia en derivación no lineal.



MECANISMO DE FUNCIONAMIENTO

- Incide una onda de tensión transitoria E_1 , originada por una descarga atmosférica.
- Esta onda origina un flameo en los explosores (a), produciéndose una corriente a través de la bobina (b) y la resistencia (c).
- La resistencia (c) es inversamente proporcional a la tensión aplicada, por lo que la energía disipada será lo mínimo posible.
- La corriente que circula por la bobina (b) produce un campo magnético que desvía el arco de los explosores (a) a una zona de extinción.
- Si la corriente es muy alta, la caída de tensión en la bobina también es alta y operan los electrodos auxiliares (x), permitiendo la operación continua del apartarrayo a lo largo de un transitorio de alta energía.

La operación de un apartarrayo queda resumida en la siguiente gráfica:



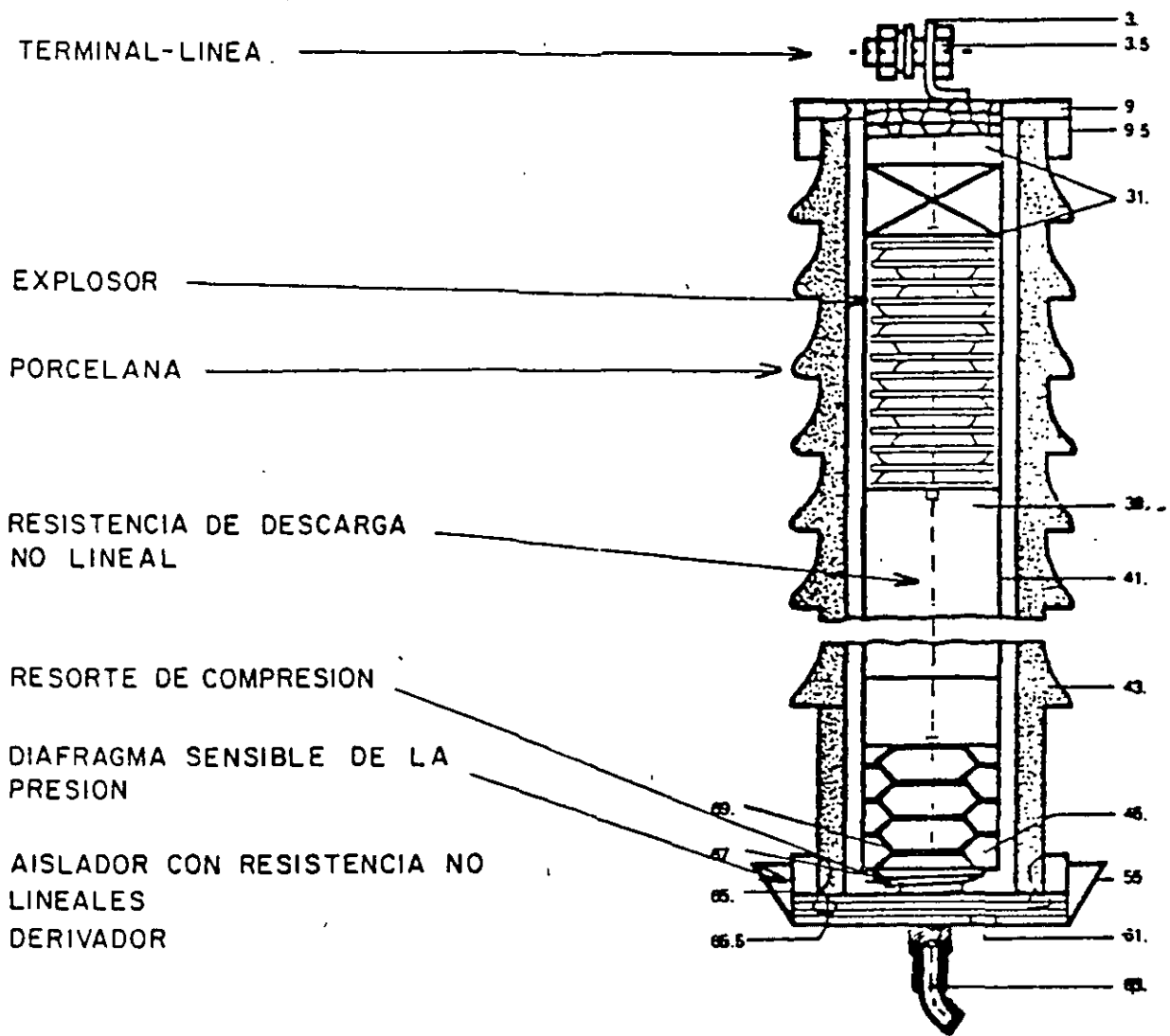
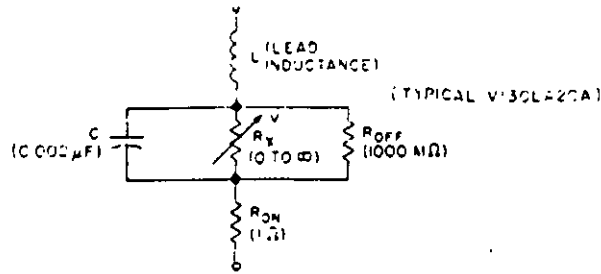


FIGURA. VISTA DE CORTE DE UN APARTARRAYOS.

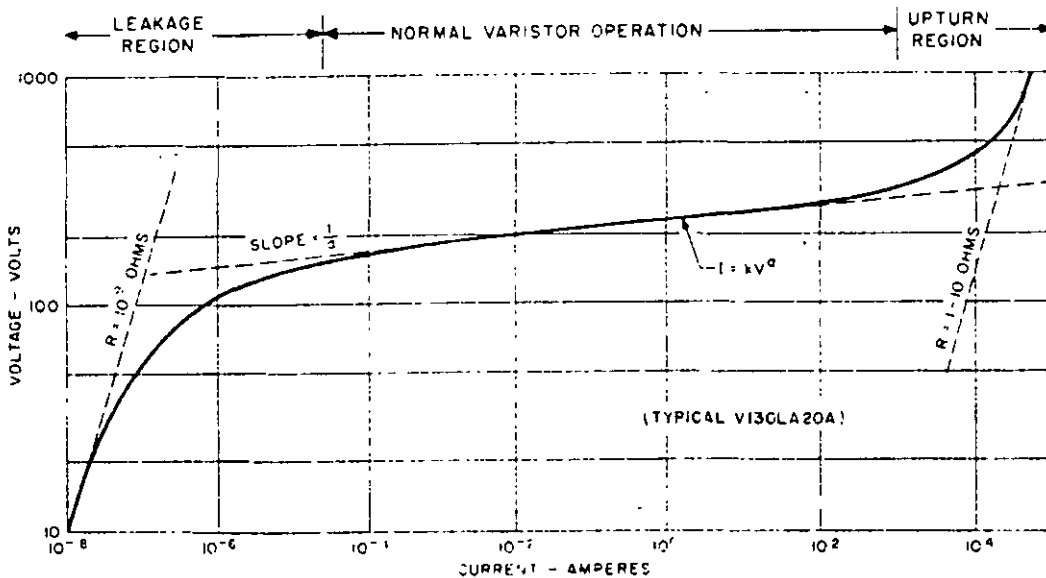
La siguiente figura muestra el modelo electrico equivalente del varistor en forma simplificada.



La siguiente tabla condensa los valores de los diámetros de los discos que componen un varistor de oxido de metal

TIPO DE EMPAQUE	DISC DIAMETER-mm
Molded Axial (MA Series)	3
Radial Lead (LA& ZA Series)	7,10,14 & 20
Power (PA Series)	20
High Energy (HE Series)	32

La siguiente figura muestra la curva típica de un varistor en una escala logarítmica.


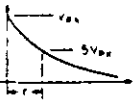
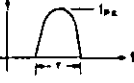
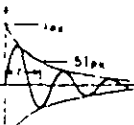
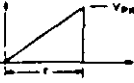
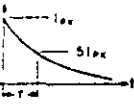
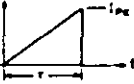
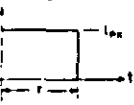


Los varistores son elementos hechos de oxido de metal, siendo éstos elementos similares a los apartarrayos en subestaciones pero para aplicaciones industriales, comerciales, militares o domésticas. La especificación de estos elementos básicamente están relacionados con su voltaje nominal de operación V_N y al valor de su energía de disipación.

El valor de la energía transitoria está dada en joules (Watt-seg) y es el valor máximo de energía que puede disipar el elemento. Cuando un transitorio es generado por la descarga de una inductancia, (motor o transformador), o bien por una inductancia, el contenido de energía puede ser calculado fácilmente. En muchos casos el transitorio es una fuente externa de magnitud desconocida. Para este caso se hace una estimación basada en la siguiente expresión:

$$E = \int_0^t V_C(t) I(t) \Delta t = K V_C I \tau$$

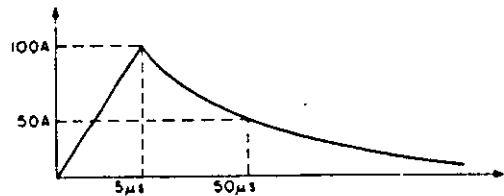
Donde E es la energía absorbida por el varistor, V_C es el voltaje de corte o de cebado, τ es la duración del impulso y K es una constante, cuyos valores pueden ser determinados a partir de la siguiente tabla.

WAVESHAPE	EQUATION	K*	WAVESHAPE	EQUATION	K*
	$V_{PK} \sin\left(\frac{\pi}{\tau} t\right)$	0.15		$V_{PK} e^{-t/1.4\tau}$	0.056
	$I_{PK} \sin\left(\frac{\pi}{\tau} t\right)$	0.637		$I_{PK} \sin(\pi t) e^{-t/\tau}$	0.86
	$V_{PK} \left(\frac{t}{\tau}\right)$	0.038		$I_{PK} e^{-t/1.44\tau}$	1.4
	$I_{PK} \left(\frac{t}{\tau}\right)$	0.5		I_{PK}	1.0

*Based upon alpha of 25 to 40

Ejemplo

Considere un aparato cuyo voltaje de operación nominal es de 127 Volts, al cual se quiere proteger de un sobrevoltaje transitorio cuya forma de onda es exponencial tal y como se muestra en la siguiente figura:



Se tienen dos tipos de varistores:

V130LA1 GE-MOV II, el cual tiene un valor de energía de 4 J a 130 Volts.

V130LA2 GE-MOV II, el cual tiene un valor de energía de 8 J a 130 Volts.

El máximo voltaje a través del V130LA1 a 100 A es de 500 V para ambos tipos de varistores (este dato puede ser obtenido de las curvas características de voltaje - corriente de las hojas de especificaciones del fabricante).

Determine, cuál tipo de varistor empleará.

Solución:

La onda puede ser dividida en dos partes para poder ser tratada en forma independiente para poder aplicar los factores K para poder determinar la energía absorbida por el varistor.

$$E = KV_C I \tau = (0.5)(500)(100)(5)(10^{-6}) = 0.13 \text{ J}$$

$$E = KV_C I \tau = (1.4)(500)(100)(50 - 5)(10^{-6}) = 0.13 \text{ J}$$

3.28 J

De lo anterior se concluye que el modelo V130LA1 es justamente el adecuado para esta aplicación, pero para mayor seguridad se deberá emplear el V130LA2, representando éste una mejor selección.

SELECCIÓN Y MARGENES DE PROTECCION

La selección de los dispositivos de protección contra sobrevoltaje en un sistema representa una decisión compleja de tipo económico.

La coordinación de aislamientos juega un papel muy importante.

El éxito de un estudio de coordinación de aislamientos completo será la selección o especificación de la resistencia eléctrica de aislamiento de todos los aparatos, los espacios entre fase y tierra y fase-fase y la distancia de fuga de porcelanas externas. Los apartarrayos de descargas atmosféricas deberán ser también seleccionados, si es requerido, Hileman sugiere, los siguientes pasos cuando se efectúa un estudio de coordinación de aislamientos en una subestación aislada en aire:

- *Seleccione el valor nominal del apartarrayo*
- *Determine los requerimientos del nivel de aislamiento de los aisladores de porcelana basados sobre condiciones de contaminación y convertir éstos a valores BIL y BSL para la porcelana externa.*
- *Localizar un apartarrayo inmediatamente adyacente a las boquillas del transformador y determine el BIL y BSL del transformador y de las boquillas del transformador, usando las características de los apartarrayos protectores.*
- *Determine el BIL del otro equipo y las distancia de fase a tierra como sea requerido por los sobrevoltajes de descargas atmosféricas asumiendo solamente un apartarrayo en el transformador. Si los BIL's y las distancias son excesivas, sume apartarrayos adicionales y otra vez determine el BIL y las distancias de seguridad.*
- *Determine el BSL del otro equipo, las distancias de fase a tierra y fase-fase como sea requerido por los sobrevoltajes de conmutación.*
- *Determine la necesidad para la protección de interruptores abiertos y si es requerido recomendar el uso de cuernos de arqueo o apartarrayos.*

Para la selección de apartarrayos para proteger transformadores se pueden tomar las siguientes consideraciones:

- **ATERRIZAMIENTO**
- **TENSION NOMINAL**
- **CORRIENTE DE DESCARGA**
- **COORDINACION DE AISLAMIENTOS**

ATERRIZAMIENTO

Para seleccionar la tensión nominal de apartarrayos, los sistemas trifásicos pueden ser clasificados en base al valor de las relaciones X_0/X_1 y R_0/X_1 , Tal y como se muestra en la siguiente tabla

TIPO DE SISTEMA		LIMITE DE LOS VALORES X_0/X_1	LIMITE DE LOS VALORES R_0/X_1	COEFICIENTE DE ATERRIZAMIENTO (C_a)
ATERRIZADO	A	No establecido	No establecido	-
	B	≤ 3	≤ 1	0.8
	C	> 3	> 1	1.0
AISLADO	D	- 40 a - ∞	-	1.1
	E	0 a - 40	-	Requiere tensión nominal especial

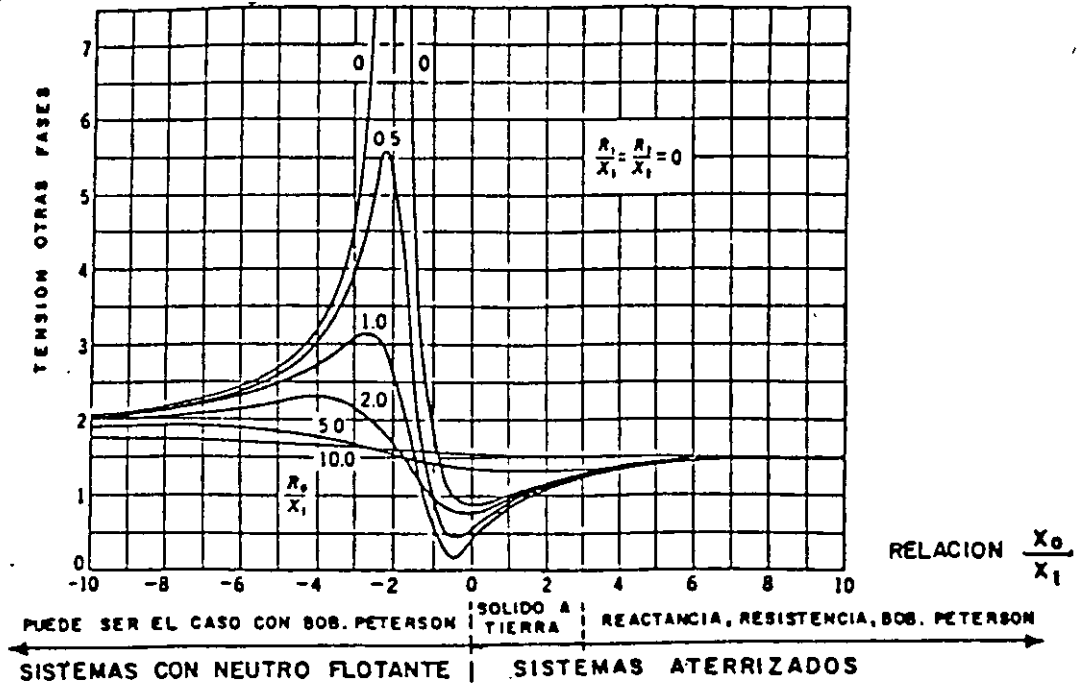
Donde:

- X_0 - Reactancia de secuencia cero
- X_1 - Reactancia de secuencia positiva
- R_0 - Resistencia de secuencia cero
- C_a - Relación de tensión del apartarrayos/tensión del sistema

- Tipo A - Este sistema tiene su neutro conectada en forma efectiva a tierra.
- Tipo B - Este sistema tiene su neutro sólidamente conectado a tierra.
- Tipo C - Este sistema tiene su neutro conectado a través de una resistencia limitadora, reactor, neutralizador de corriente de falla o transformador de tierra.
- Tipo D - Este sistema tiene su neutro aislado de tierra en circuitos de longitud usual.
- Tipo E - Este sistema tiene su neutro aislado de tierra en circuitos de longitud no usual.

El tipo de falla considerado en la anterior tabla se refiere a un sistema en el que se tiene una falla a tierra de una de las fases, por lo que las restantes tenderán a tener una mayor tensión que el valor normal.

En la figura siguiente se muestra una gráfica de la tensión de las otras fases debido a la falla fase a tierra, contra la relación X_0 / X_1 para diferentes valores de R_0 / X_1



Si se supone que $R_1 = R_2 = 0$ entonces: $\frac{R_1}{X_1} = \frac{R_2}{X_2} = 0$ y se puede construir para que la

relación $\frac{X_0}{X_1} = 0$, el cuadro siguiente:

$\frac{X_0}{X_1}$	Vbc
0	$\sqrt{3} / 2$
1	1
3	1.25
10	1.5
-2	∞
-10	2.02
$\pm \infty$	$\sqrt{3}$

TENSIÓN NOMINAL

Una vez que se sabe la forma en que se encuentra conectado al neutro del sistema (coeficiente de aterrizamiento), se debe seleccionar la tensión nominal del apartarrayos; De tal forma que no opere cuando haya una falla de una fase a tierra, sino que opere solamente cuando se deba a una descarga atmosférica de un valor inadmisibles.

La tensión nominal del apartarrayos se obtiene de acuerdo a la siguiente expresión:

$$V_{km} = Ca V_{kvl}$$

donde:

V_{km} Tensión nominal de línea a tierra del apartarrayos

Ca Coeficiente de aterrizamiento

V_{kvl} Tensión nominal de línea a línea del sistema.

CORRIENTE DE DESCARGA

La principal causa de falla de un apartarrayos es la presencia de una excesiva magnitud de corriente, por tal motivo es necesario conocer la forma de onda de corriente (8/20 μ s) y su magnitud, para poder seleccionar en forma adecuada el apartarrayos.

La magnitud de la corriente de descarga depende del grado de blindaje contra descargas atmosféricas.

Las instalaciones se pueden clasificar en dos grupos

- Blindadas efectivamente
- No blindadas efectivamente

INSTALACIONES BLINDADAS EFECTIVAMENTE

El valor cresta de la corriente de descarga depende del nivel aislamiento del sistema (BIL) y la impedancia característica de las resistencias del apartarrayos.

En forma aproximada se puede calcular a través de la siguiente expresión:

$$I_{descarga} = \frac{2.4 (BIL) - V_R}{Z_o}$$

donde:

BIL = Nivel básico de aislamiento de la línea

V_R = Tensión residual del apartarrayos

Z_o = Impedancia característica de la línea.

INSTALACIONES NO BLINDADAS EFECTIVAMENTE

Los sistemas de distribución generalmente pertenecen a esta clase de instalaciones
La selección de la corriente de descarga depende de:

- De la importancia de la instalación
- De la probabilidad de ocurrencia de las más altas corrientes
- Del nivel de aislamiento de la línea

Un criterio conservador consiste en considerar una corriente de descarga de 20 KA, existe otro criterio en considerar una corriente de 10 KA.

La siguiente tabla facilita la selección de un apartarrayos de distribución:

LINEA A TIERRA TENSION NOMINAL kV (rms)	MAXIMA DESCARGA FRENTE ONDA NORMA ANSI		MAXIMA DESCARGA ONDA	MAXIMA DESCARGA ONDA	MINIMA DESCARGA A 60 Hz kV cresta	TENSION MAXIMA DE DESCARGA PARA UNA CORRIENTE DE DESCARGA 8/20 μ S					
	C62.1 1971	C62.1 1974	1.2/50 μ s kV cresta	250/2500 μ s kV cresta		1.5 kA	5.0 kA	10.0 kA	15.0 kA	20.0 kA	40. kA
3	11	11	10	8.25	4.5	5	6.4	7.3	7.8	8.3	10.
4.5	16.5	16.5	15	12.4	6.8	7.4	9.5	10.8	11.6	12.3	15.
6	19	19	16	15.5	9	9.8	12.6	14.3	15.3	16.3	19.
7.5	24	24	20	19.5	11.3	12.2	15.7	17.7	19	20.3	24.
9	28.5	28.5	24	23.5	13.5	14.6	18.8	21.2	22.7	24.3	29.
12	37	37	32	31	18	19.4	24.9	28.1	30.2	32.1	39.
15	46.5	46.5	40	39	22.5	24.2	31	35	37.5	40	48.
18	55.5	55.5	48	46.5	27	28.9	37.1	41.8	44.8	47.8	58.
21	65	65	56	55.5	31.5	33.7	43.2	48.7	52.3	55.5	
24	74	74	64	62	36	38.4	49.2	55.5	59.5	63.5	
27	83	83	72	70	40.5	43.1	55.3	62.5	67	71.2	
30	92	92	80	78	45	47.8	61.5	69.5	74.5	79	96.

COORDINACION DE AISLAMIENTOS

En la práctica por razones de tipo económico, en algunos casos, los sistemas eléctricos tienen el riesgo de que se presente un disturbio por sobretensiones, que puede dañar algunos equipos.

Las técnicas y medidas adoptadas para reducir razonablemente este riesgo se conoce como coordinación de aislamientos.

CRITERIO PARA COORDINACION DE AISLAMIENTOS PARA UNA INSTALACION DE DISTRIBUCION.

Es suficiente con considerar la coordinación de los aislamientos para descargas atmosféricas.

Las tolerancias permitidas en el apartarrayos de distribución son:

Descarga de impulso (T_i) = 0.15 p.u.

Descarga de corriente (T_D) = 0.20 p.u.

Las relaciones de protección se pueden definir como:

$$C_i = \frac{BIL}{V_{km} (1 + 0.66 T_i)} = \frac{BIL}{1.1 V_{km}},$$

$$C_D = \frac{BIL}{V_{kvD} (1 + 0.66 T_D)} = \frac{BIL}{1.3 V_{kvD}}$$

$$1.2 \leq C_i \leq 1.4,$$

$$1.2 \leq C_D \leq 1.4.$$

Donde:

BIL Nivel Básico de impulso que puede soportar el equipo por proteger

V_{kv} Tensión de descarga al impulso, onda 1.2/50 μ s del apartarrayos.

V_{kvD} Tensión de descarga del apartarrayos, para la onda 8/20 μ s del apartarrayos.

Un resumen de las recomendaciones de las características de resistencia a voltajes es encontrado en las normas ANSI C92.2-1976, las cuales muestran los valores preferidos de BIL y BSL para el equipo.

Los valores recomendados aplican cantidades estadísticas y convencionales.

Por ejemplo, para un transformador de 13.8 Kv el BIL es de 95 Kv, aunque valores bajos de 75 Kv y 50 Kv son aplicados a transformadores de tipo seco.

El BLS completo para el transformador de 13.8 Kv es de 75 Kv.

El margen entre el voltaje nominal y el BIL disminuye cuando el valor nominal se incrementa.

El BIL de un equipo con un máximo voltaje de diseño de 362 Kv es de 1,300 Kv.

*Las máquinas rotatorias raramente tienen una exposición directa a descargas atmosféricas, debido a que los generadores por ejemplo están conectados a través del sistema por medio de un transformador; caso similar en los motores dentro de una planta industrial. Por esta razón el BIL es más bajo. La norma ANSI es $1.25(\sqrt{2} * 2 E + 1)$, donde E es el voltaje nominal de línea a línea en KV.*

El BIL de un generador de 23 Kv es 83 Kv.

Considere la siguiente tabla de la respuesta típica de apartarrayos autovalvulares:

LINEA TIERRA TENSION NOMINAL ¹ KV RMS	DESCARGA A 60 Hz KV RMSA	DESCARGA ONDA 1.2/50 ² KV cresta	TENSION DE DESCARGA PARA UNA CORRIENTE CON FORMA DE ONDA 8/20 ³					
			1.5 KA	3 KA	5 KA	10 KA	20 KA	65 KA
			KV cresta	KV cresta	KV cresta	KV cresta	KV cresta	KV cresta
3	11	19	9	11	12	13	15	18
6	22	33	19	22	24	26	30	36
10	27	43	29	33	36	39	44	54
12	36	57	39	44	48	52	59	72
15	44	65	48	55	60	65	74	90
18	50	76	58	65	72	78	88	108
21	56	78	68	75	80	90	103	126

(1) Tensión nominal depende del factor de aterrizamiento (Ca)
El factor de aterrizamiento (Ca) tiene los siguientes valores típicos:

- 0.7 a 0.9 Para sistemas efectivamente aterrizados
- 0.9 a 1.0 Para sistemas aterrizados por reactancia
- 1.1 Para sistemas con neutro flotante

(2) Características de respuesta de las resistencias no lineales de descarga del apartarrayos

(3) Características de respuesta de las resistencias no lineales de descarga del apartarrayos.

Tolerancia de respuesta de los apartarrayos.

Tipo de apartarrayo	Descarga al impulso de onda	descarga de corriente de onda
Distribución	0.15	0.20
Estación	0.10	0.15

Los apartarrayos se deben instalar lo más próximo posible a los aparatos que van a proteger Pero para mantener el margen de protección no debe ser instalado a una distancia mayor que

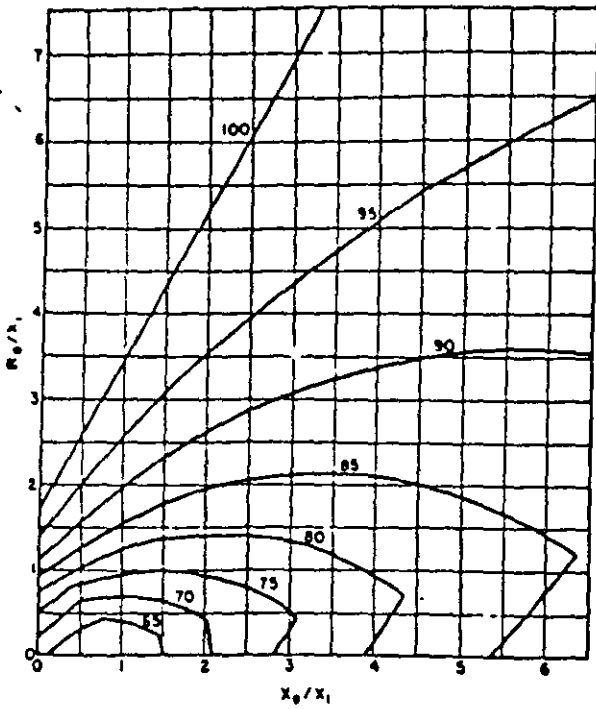
$$S = 150 \frac{V_{KVAP}}{n}$$

En donde:

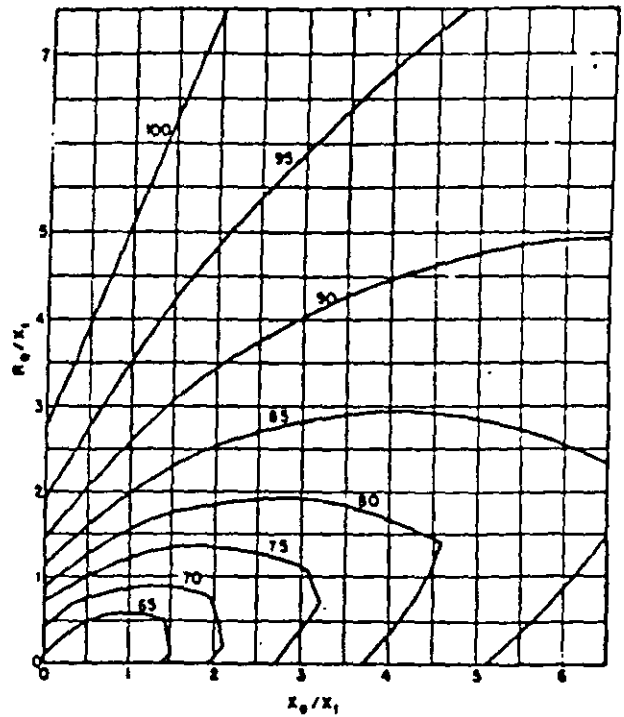
S = Distancia máxima permisible de instalación del apartarrayos con relación al aparato protegido en (m)

V_{KVAP} = Tensión máxima de cresta, onda 1.2/50 ó frente de onda, de operación del apartarrayos.

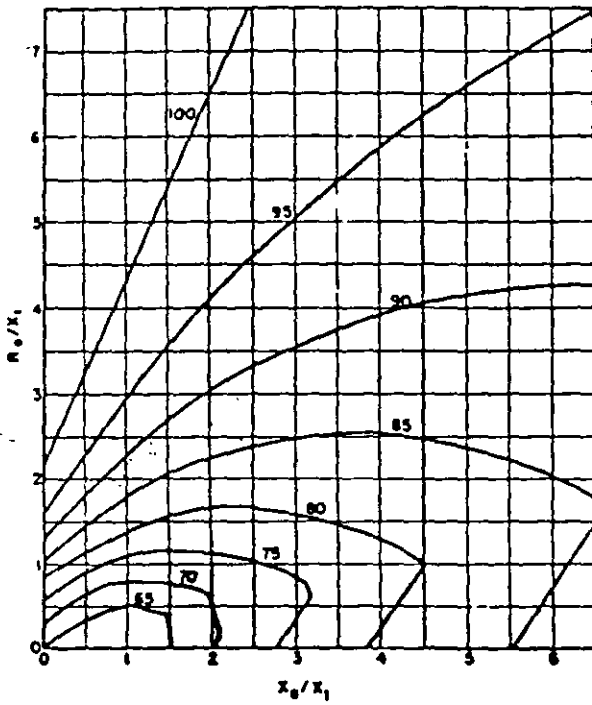
n = Pendiente del frente de onda que permite pasar el apartarrayos en KV/μs



(a) Voltage conditions neglecting positive- and negative-sequence resistance— $R_1 = R_2 = 0$.



(c) Voltage conditions for $R_1 = R_2 = 0.2 X_1$.



(b) Voltage conditions for $R_1 = R_2 = 0.1 X_1$.

Figure
Maximum Line-to-ground Voltage at
Fault Location for Grounded Neu-
tral System Under Fault Condition.

NIVELES DE AISLAMIENTOS EN EQUIPOS

En los sistemas eléctricos los equipos están sujetos a sobretensiones de diferentes magnitudes y tiempos de duración, cuyas características dependen de su origen.

La siguiente tabla condensa los tipos de onda su forma y el origen:

SOBRETENSIONES	FORMA	ORIGEN
FRENTE DE ONDA	RAMPA . TIEMPO DE DURACIÓN MENOR A 1.5 us	DESCARGA ATMOSFERICA DE GRAN MAGNITUD, CORTADA EN EL FRENTE.
ONDA CORTADA	TRAPECIO. TIEMPO DE DURACION 1.2 A 3 us	DESCARGA ATMOSFERICA DE MEDIANA MAGNITUD, CORTADA EN LA COLA..
IMPULSO DE RAYO (BIL)	ONDA COMPLETA EXPONENCIAL DE 1.2 / 50 us	DESCARGA ATMOSFERICA SOPORTADA POR LOS AISLAMIENTOS DEL SISTEMA
IMPULSO DE MANIOBRA (BSL)	ONDA COMPLETA DOBLE EXPONENCIAL DE 250/2500	SOBRETENSIÓN PRODUCIDA POR MANIOBRAS EN UN SISTEMA.
BAJA FRECUENCIA	SENOSIDAL A LA FRECUENCIA DE GENERACIÓN DEL SISTEMA, TIEMPO DE DURACION DE CUATRO CICLOS A UN MINUTO	CORTO CIRCUITO DE FALLA A TIERRA, LÍNEAS EN VACIO, FERRORESONANCIA ETC.

Al conjunto de requerimientos dieléctricos que debe soportar los aislamientos de una máquina, equipo, aparato o componente de un sistema se denomina nivel de aislamiento

Considérese un transformador sumergido en aceite de 230 Kv en A.T. conectado en delta con un nivel básico de impulso de 900 Kv, sus devanados de alta tensión deben poder soportar sin dañarse las siguientes sobretensiones, de acuerdo a las normas ANSI-C57-12-00.

FRENTE DE ONDA (F) 1240 KV CORTADA EN 1.24 us

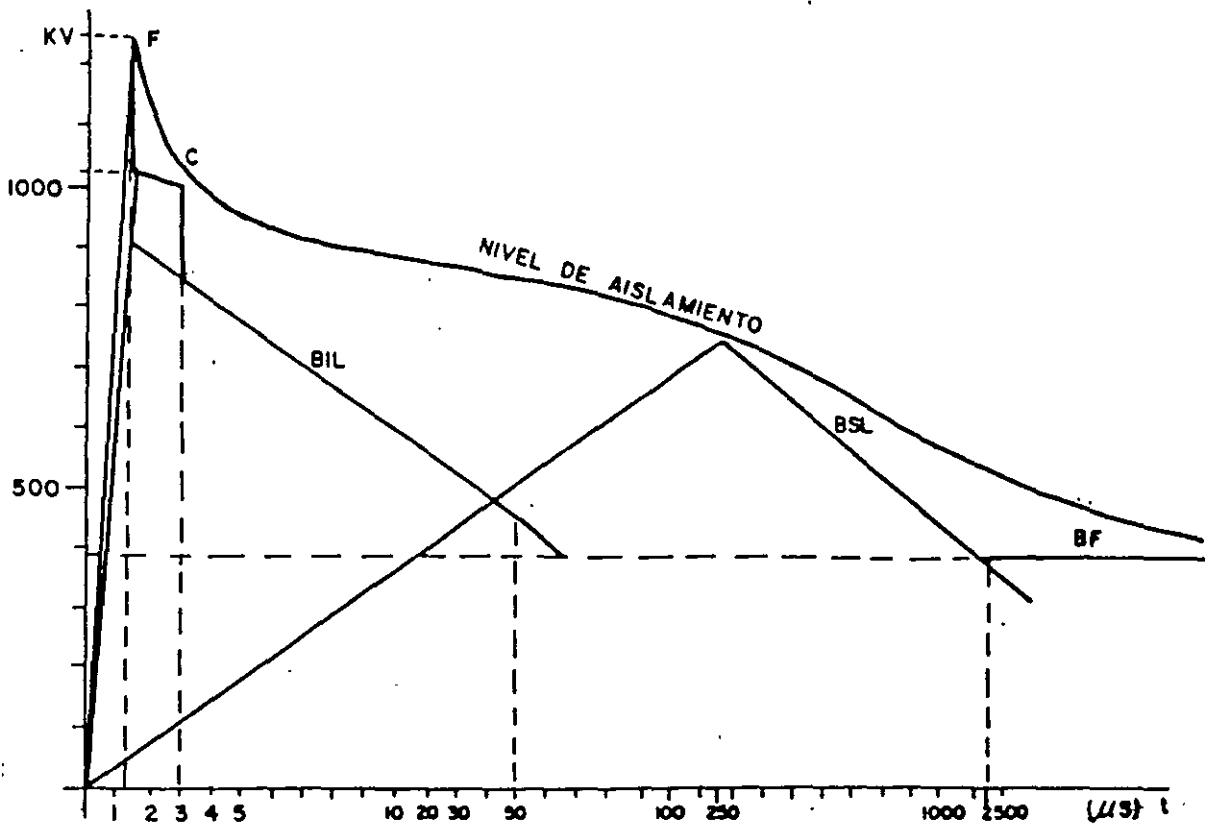
ONDA CORTADA (C) 1035 KV. CORTADA EN 3 us

ONDA COMPLETA (BIL) 900/1.2/50

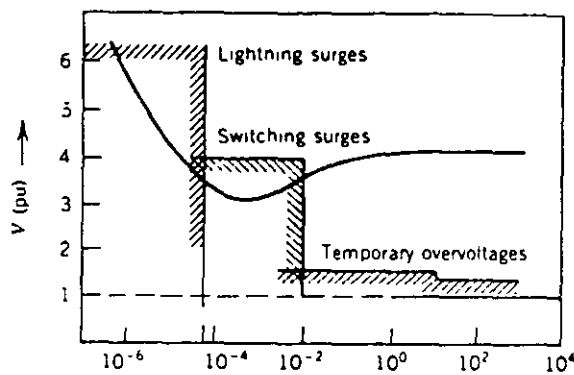
ONDA MANIOBRA (BSL) 750/250/2500

BAJA FRECUENCIA 395 Kv A 60 Hz. Un minuto.

En la siguiente figura se muestra el perfil de sobretensiones de aguante:



Otro perfil para líneas de transmisión:



A continuación se muestra la tabla los diferentes transformadores de distribución con sus correspondientes niveles de voltaje de prueba a los cuales deben estar sujetos:

60 Hz, 1 MINUTO PRUEBA DE
POTENCIAL APLICADO (KV)

1.2 X 50 μ S PRUEBA DE IMPULSO
(KV CRESTA, ONDA COMPLETA)

VOLTAJE CLASE (KV)	TRANSF. DE POTENCIA EN ACEITE	TRANSF. DE DISTRIBUCION EN ACEITE	TRANSF. TIPO SECO	TABLERO	TRANSF. DE POTENCIA EN ACEITE	TRANSF. DE DISTRIBUCION EN ACEITE	TRANSF. TIPO SECO	TABLERO
1.2	14.4	14.4	5.66		45	30	10	
2.4							20	45
2.5	21.2	21.2	14.4		60	45		
4.16				26.9				60
4.8							25	
5.0	26.9	26.9	16.9		75	60		
7.2				51				75(95)*
8.32							35(65, 75)*	
8.7	36.8	36.8	26.9		95	75		
13.8				51				95
14.4							50(65, 95)*	110
15.0	48.1	48.1	43.9		110	95		
25.0	70.8	70.8			150	150		
34.5	99	99			200	200		

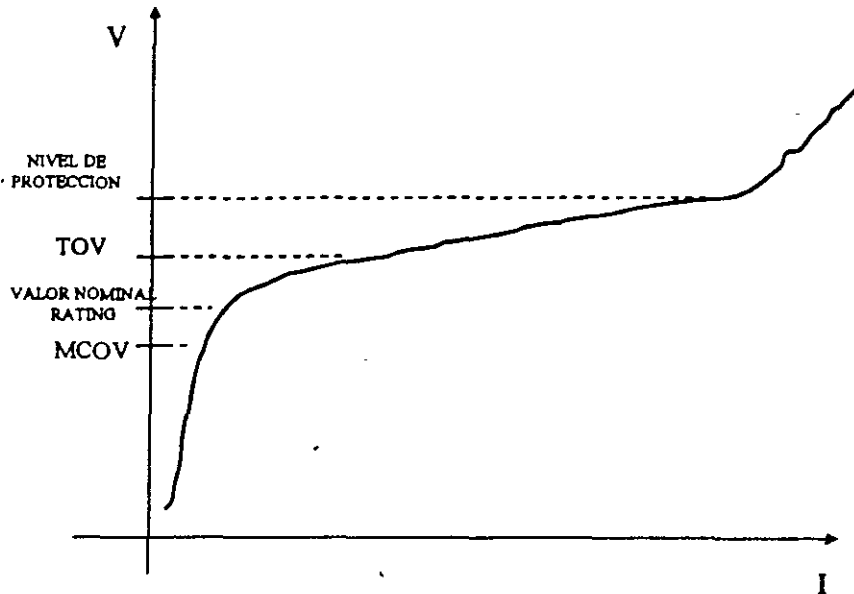
ANSI C37.4a-1958 (R 1971); ANSI C37.6-1971; ANSI C37.41-1969(R 1974); IEEE Std 20-1973 (ANSI C37.13-1973); IEEE Std 462-1973 (ANSI C57.12.00-1973).

* LOS VOLTAJES ENTRE PARENTESIS ESTAN FRECUENTEMENTE DISPONIBLES COMO OPCIONES

MCOV (MAXIMUM CONTINUOUS OPERATING VOLTAGE)

Es el máximo voltaje el cual puede ser continuamente aplicado a través del apartarrayo sin afectar la capacidad del apartarrayo.

OPERACION DE UN APARTARRAYO



MCOV
TOV
RATING

*POR SIEMPRE
DE HORAS CICLO DEPENDIENDO DEL NIVEL
DEFINIDO POR ANSI STANDAR C62.11 (relacionado con
apartarrayos de (carburo de silicio)*

NIVEL DE PROTECCION

PROTECCION Voltaje del apartarrayos contra magnitud corriente de sobrevoltaje (1,500 A a 20,000 A)

VALOR DE DURACION DE CICLO.- Una prueba definida por las normas ANSI

CAPACIDAD DE MANEJO DE ENERGIA.- La capacidad para absorber la energía de los sobrevoltajes sin los discos de los apartarrayos de Oxido de Metal se perforen o se rompan.

El aguante o resistencia a la sobre tensión es a menudo expresada en términos de sus niveles de aislamiento BIL y BSL

BIL.- Basic Insulation Level, este término al principio era relacionado con la duración corta de una descarga atmosférica, pero ahora el término está definido como Basic Lightning Impulse Insulator Level. Y está relacionado con el nivel basico que puede soportar un equipo.

BSL.- Basic Switching Impulse Insulation Level., esta relacionado con el nivel de aislamiento que soporta un equipo al existir conmutación.

El término "impulse" está relacionado al voltaje de aislamiento desarrollado en un laboratorio y este es diferente del término "surge" que implica al transitorio desarrollado durante una descarga en la naturaleza.

PROBLEMA

¿Qué MCOV es requerido para un apartarrayo conectado sobre una línea de 230 Kv nominal, para un sistema cuyo voltaje máximo es 242 Kv ?.

$$MCOV = \frac{242 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 139.718 \text{ V} \cong 140 \text{ KV}$$

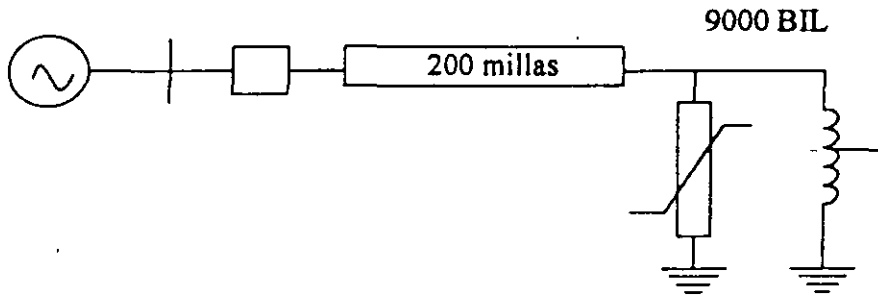
PROBLEMA

¿Qué MCOV es requerido para un apartarrayo de una línea a tierra sobre un sistema de 13.2 Kv nominal y 13.9 KV de voltaje máximo ?. El apartarrayo está conectado en la esquina del embobinado del terciario de un transformador (delta), con una esquina permanentemente aterrizada?

R.- 13.9 KV pero como no existe , se selecciona el siguiente , el cual es de 15.3 KV.

EJEMPLO DE APLICACIÓN DE SELECCIÓN DE UN APARTARRAYO DE OXIDO DE METAL

Determine el valor mínimo MCOV del apartarrayo, bajo la situación definida abajo:



Voltaje de operación máximo = 362 KV

1.30 p. u. de sobrevoltaje (SLGF), un segundo de tiempo de respaldo para restablecimiento de transitorio de energización 2.50 p. u.

Condiciones estándar.

SOLUCION

REQUERIMIENTOS DE MCOV (DE LINEA A TIERRA)

$$V_{LG} = \frac{362 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 209 \text{ KV}$$

MCOV MINIMO = 209 KV

REQUERIMIENTOS DE TOV

$V_{TOV} = 1.30 \left(\frac{362}{\sqrt{3}} \right) = 271 \text{ KV}$, para un segundo, basado sobre el tiempo de respuesta del interruptor.

Protective Ratios

- $\frac{\text{Chopped Wave Withstand}}{\text{Front-of Wave Protective Level}} \geq 1.20$

≥ 1.20

The three-point method is usually applied for insulation coordination. In this method the protective ratios are calculated at three separate points within the volt-time domain; namely, switching surge, full wave, and chopped wave regions. If the following protective ratios are met or exceeded, satisfactory insulation coordination will be achieved according to the minimum recommendations given in ANSI C62.2.

These calculated protective ratios assume negligible arrester lead length and separation distance between the arrester and the transformer.

In many cases, the calculated protective ratios exceed the minimum protective ratios recommended by ANSI by a considerable amount in actual power system applications.

- $\frac{\text{Switching Surge Withstand (BSL)}}{\text{Switching Surge Protective Level}} \geq 1.15$
- $\frac{\text{Full Wave Withstand (BIL)}}{\text{Impulse Protective Level}} \geq 1.20$

TABLE 2 - TRANQUELL XE ARRESTER CHARACTERISTICS

(1) ARRESTER RATING kV RMS	(2) (MCOV) MAXIMUM CONTINUOUS OPERATING VOLTAGE CAPABILITY kV RMS	(3) (TOV) ONE SECOND TEMPORARY OVERVOLTAGE CAPABILITY kV RMS	(4) (FOW) FRONT-OF WAVE PROTEC- TIVE LEVEL kV CREST	(5) MAXIMUM DISCHARGE VOLTAGE (kV CREST) AT INDICATED IMPULSE CURRENT FOR AN 8/20 μ s CURRENT WAVE							(6) MAXIMUM SWITCHING SURGE PROTECTIVE LEVEL kV CREST AT INDICATED CURRENT	
				1.5 kA	3.0 kA	5.0 kA	10 kA	15 kA	20 kA	40 kA	kV	kA
				2.7	2.2	3.1	7.8	5.9	6.2	6.5	6.9	7.4
3.0	2.55	3.6	9.1	6.9	7.2	7.5	8.0	8.6	9.0	10.3	6.3	0.5
4.5	3.7	5.3	13.0	9.9	10.3	10.8	11.5	12.3	12.9	14.8	9.0	0.5
5.1	4.2	6.0	14.8	11.2	11.8	12.3	13.1	14.0	14.7	16.9	10.3	0.5
6.0	5.1	7.3	17.9	13.6	14.2	14.8	15.8	16.9	17.7	20.3	12.4	0.5
7.5	6.1	8.8	21.4	16.2	17.0	17.7	18.9	20.2	21.2	24.3	14.8	0.5
8.5	6.9	9.9	24.2	18.4	19.2	20.0	21.4	22.9	24.0	27.5	16.8	0.5
9.0	7.65	11.0	26.6	20.2	21.1	22.0	23.5	25.1	26.4	30.2	18.4	0.5
10	8.4	12.1	29.3	22.2	23.3	24.2	25.9	27.7	29.1	33.3	20.3	0.5
12	10.2	14.7	35.5	26.9	28.2	29.4	31.4	33.5	35.2	40.4	24.6	0.5
15	12.7	18.3	44.2	33.5	35.1	36.6	39.1	41.8	43.9	50.3	30.6	0.5
18	15.3	22.0	53.3	40.4	42.3	44.1	47.1	50.3	52.8	60.6	36.8	0.5
21	17.0	24.5	59.1	44.8	46.9	48.9	52.3	55.8	58.7	67.2	40.9	0.5
24	19.5	28.1	67.8	51.4	53.8	56.1	60.0	64.1	67.3	77.1	46.9	0.5
27	22.0	31.7	76.5	58.0	60.8	63.3	67.7	72.3	75.9	87.0	52.9	0.5
30	24.4	35.2	84.9	64.3	67.4	70.3	75.1	80.2	84.2	96.5	58.7	0.5
36	29.0	41.8	101	76.4	80.0	83.4	88.2	93.2	100	115	69.7	0.5
39	31.5	45.4	110	83.0	86.9	90.6	95.9	104	109	125	75.8	0.5
45	36.5	52.8	128	96.8	102	108	113	121	127	148	88.3	0.5
48	39	56	136	103	108	113	120	128	135	155	93.8	0.5
54	44	63	144	111	116	120	127	135	141	159	102	0.5
60	49	70	160	124	129	134	141	150	157	177	113	0.5
66	53	78	175	136	142	147	155	165	172	194	124	0.5
72	58	85	191	148	154	160	169	179	188	212	136	0.5
90	73	106	239	185	193	200	211	224	234	264	169	0.5
96	78	113	255	197	206	213	225	239	250	282	181	0.5
108	87	127	287	222	232	240	254	270	282	318	204	0.5
120	96	142	321	249	259	269	284	301	315	355	235	1.0
132	107	155	353	273	285	295	312	331	346	390	256	1.0
144	117	170	382	296	309	320	338	359	375	423	280	1.0
168	136	198	448	345	360	373	394	418	437	493	328	1.0
172	140	203	457	353	369	382	404	429	448	506	334	1.0
180	146	212	477	369	385	399	422	448	468	528	349	1.0
192	156	226	509	394	411	426	450	477	499	563	372	1.0
228	185	269	604	467	487	505	534	566	592	668	442	1.0
240	194	283	636	491	513	531	562	596	623	703	465	1.0
258	209	304	683	528	551	571	604	641	670	756	518	2.0
264	214	311	699	540	564	584	618	655	685	773	530	2.0
276	224	325	730	565	589	611	646	685	718	806	554	2.0
288	233	340	762	589	615	637	674	715	747	843	578	2.0
294	238	347	778	602	628	650	688	730	763	860	590	2.0
300	243	354	795	615	641	665	703	745	779	879	603	2.0
312	253	368	826	639	667	691	731	775	810	914	627	2.0
336	272	398	890	688	718	744	787	835	872	984	675	2.0
360	292	424	953	737	769	797	843	894	934	1054	723	2.0

Es necesario determinar la energía antes de que la curva TOV pueda ser aplicada

Asumiendo que el apartarrayo descarga un sobrevoltaje de conmutación 2.5 p. u. antes del evento TOV (falla de línea a tierra) ocurra sobre el sistema.

Empleando la curva de sobretensión de conmutación contra energía de descarga del apartarrayo

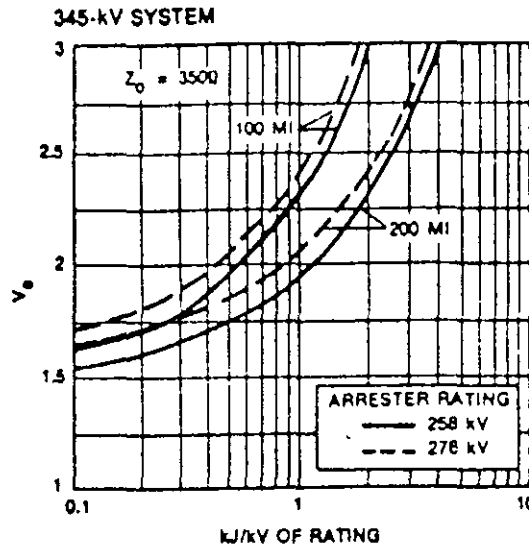


Figure Prospective switching surge V_s (Per unit of $345\sqrt{2}/\sqrt{3}$) vs arrester discharge energy.

Y empleando la siguiente tabla

ARRESTER RATINGS (KV)	ENERGY CAPABILITY	
	KJ / KV OF RATINGS	KJ / KV OF MCOV
2.7 - 48	4.0	4.9
54 - 360	7.2	8.9
396 - 612	13.6	17.0

Se tiene que la energía inicial p.u. = $2.5 \text{ KJ/KV} / 7.2 \text{ KJ/KV} = 0.35 \text{ p.u. de capacidad}$.

Entonces se usa 0.5 p.u. de energía inicial sobre la curva TOV.

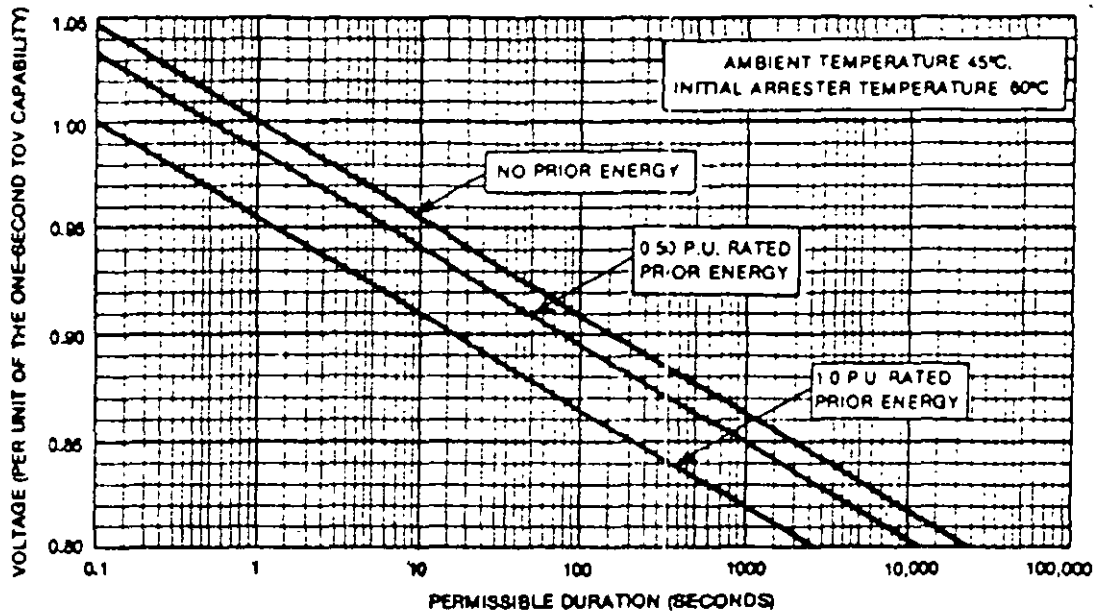


Figure 1. Temporary power frequency overvoltage capability expressed in per unit of the one-second TOV capability for various initial absorbed energies.

Encontrándose el factor $TOV = 0.988$

La capacidad $TOV = 271 \text{ KV} \cdot 0.988 = 274 \text{ KV}$ a este valor le corresponde un MCOV de 194 KV, según la tabla 2.

Por lo tanto

- Requisitos MCOV = 209 KV MCOV
- Requisitos TOV = 194 KV MCOV

El mínimo de MCOV en el apartarrayo que puede ser empleado es de 209 KV MCOV

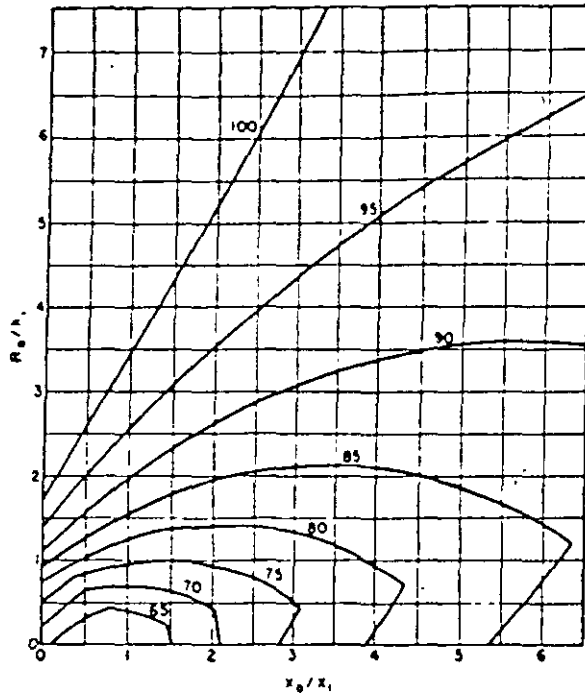
SELECCIÓN DE APARTARRAYOS AUTOVALVULARES Y DE EXPULSION

Para la selección de los apartarrayos es necesario determinar el máximo voltaje de baja frecuencia que puede presentarse en el punto del sistema en el que van a instalarse los apartarrayos. La magnitud que definen los sobrevoltajes están definidos por las relaciones:

$$\frac{X_0}{X_1}, \frac{R_0}{X_1} \quad (*)$$

donde: X_1 es la reactancia positiva del sistema vista desde el punto considerado, X_0 es la reactancia positiva de secuencia cero y R_0 es la resistencia de secuencia cero.

En la siguiente figura se observan los voltajes a tierra debidos a fallas monofásicas a tierra en sistemas con neutros conectados a tierra.



En la gráfica se muestra la magnitud de los sobrevoltajes a tierra durante un cortocircuito monofásico a tierra, expresada en por unidad, con respecto al voltaje entre hilos existente antes de ocurrir la falla, en función de las relaciones (*). A partir de esto se pueden seleccionar los apartarrayos. Se han trazado estas curvas suponiendo $R_1 = R_2 = 0$; para valores distintos de cero los sobrevoltajes de baja frecuencia son ligeramente inferiores a los indicados.

Considérese primeramente el hecho de que los sistemas eléctricos se clasifican, desde el punto de vista de conectar los neutros y en función de las relaciones (*) en cinco grupos, A, B, C, D, y E. Los cuales corresponden a los sistemas con las características resumidas en la siguiente tabla:

TIPO DE CONEXIÓN A TIERRA	ESTADO DEL NEUTRO	$\frac{X_0}{X_1}$	$\frac{R_0}{X_1}$
A	CONECTADO	$0 < \frac{X_0}{X_1} < 3$	$0 < \frac{R_0}{X_1} < 1$
B	CONECTADO	$0 < \frac{X_0}{X_1} \leq 3$	$0 < \frac{R_0}{X_1} \leq 1$
C	CONECTADO	$\frac{X_0}{X_1} > 3$	$\frac{X_0}{X_1} > 1$
D	AISLADO	$-\infty < \frac{X_0}{X_1} < -40$	
E	AISLADO	$-40 < \frac{X_0}{X_1} < 0$	

Como puede observarse en la figura, en los sistemas A y B, los sobrevoltajes de baja frecuencia que pueden producirse en estos sistemas a causa de una falla monofásica a tierra no exceden el 80 % del voltaje entre fases existente antes de la falla. Por lo tanto en estos sistemas podrán utilizarse pararrayos cuyo voltaje nominal (que es igual al de cebado) sea igual al 80 % del máximo voltaje de operación entre fases. Para tomar en cuenta las elevaciones de voltaje de operación que pueden producirse para varias condiciones de operación, por ejemplo al final de una línea larga en vacío o con poca carga, o bien a causa de una pérdida súbita de carga de un generador, se suele tomar como voltaje máximo de operación un voltaje 5% mayor que el voltaje normal de operación.

Ejemplo:

Considérese un sistema eléctrico cuyo voltaje nominal entre fases es de 230 kV y que corresponde al tipo B. Los apartarrayos que se utilicen deberán tener el siguiente voltaje nominal:

$$230 \text{ kV} \times 1.05 \times 0.8 = 193.2 \text{ kV}$$

Tomándose el valor normalizado inmediatamente superior que se de 195 kV.

En los sistemas de tipo A, pueden emplearse apartarrayos cuyo voltaje nominal sea 75% del voltaje máximo de operación, entre fases.

Los sistemas de tipo C corresponden aquellos sistemas con neutro conectado a tierra a través de una impedancia. De acuerdo a lo anterior los sobrevoltajes debidos a fallas monofásicas a tierra pueden llegar alcanzar valores del 100% del voltaje entre fases y aún algo mayores.

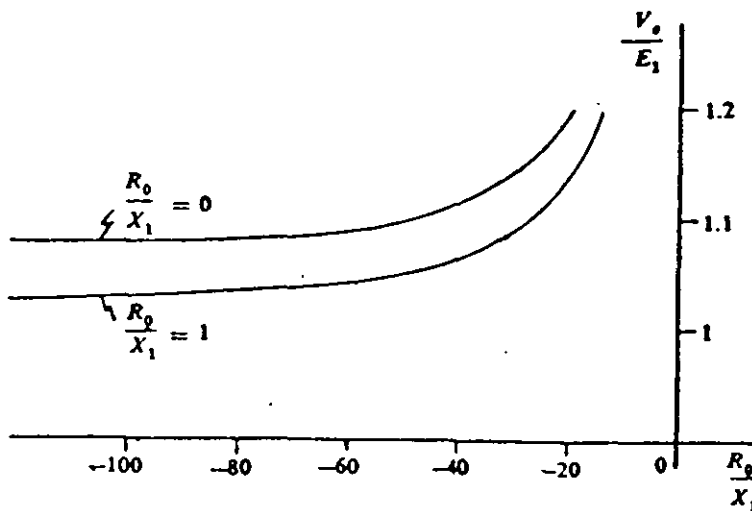
Ejemplo:

Sea un sistema cuyo voltaje nominal de operación entre líneas es de 230 kV y en el cual los neutros de los transformadores están conectados a través de una impedancia, es decir corresponde a un sistema de tipo C, se empleará un apartarrayos cuyo voltaje nominal es:

$$230 \text{ kV} \times 1.05 \times 1 = 241.5 \text{ kV}$$

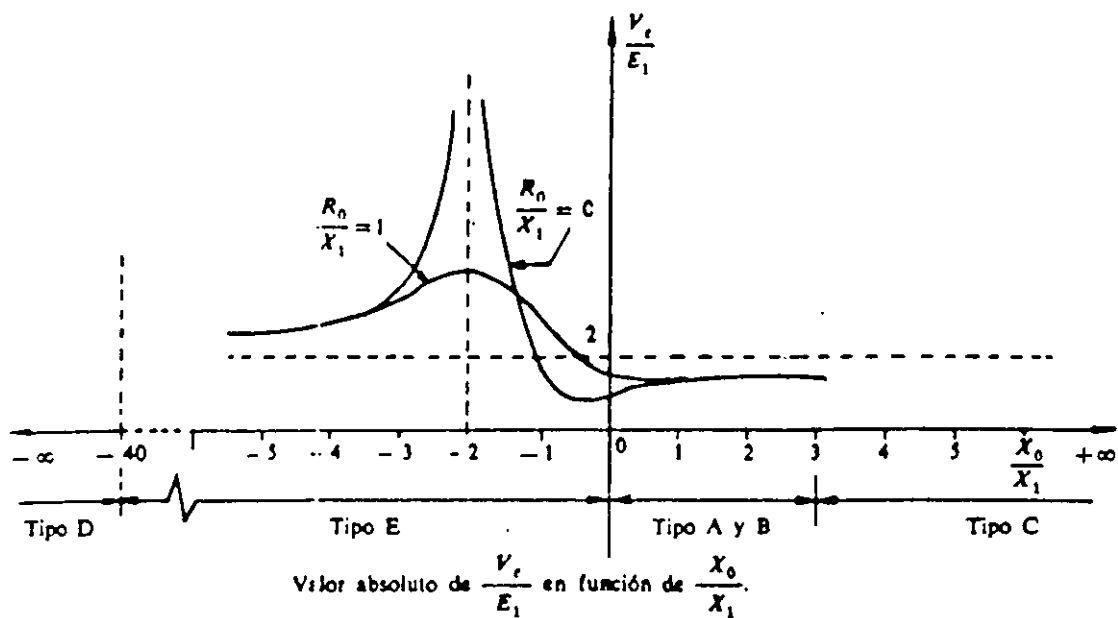
En la práctica se tomará el valor normalizado inmediatamente superior que es de 242 kV.

En los sistemas de tipo D, el comportamiento de los sobrevoltajes a tierra durante un cortocircuito monofásico a tierra, puede observarse en la siguiente figura:



Como puede observarse en esta figura, los sobrevoltajes de fase a tierra en las fases no afectadas por la falla pueden ser mayores que el voltaje entre fases antes de la falla. Por lo tanto es recomendable usar un apartarrayo cuyo voltaje nominal sea 110% del voltaje máximo de operación.

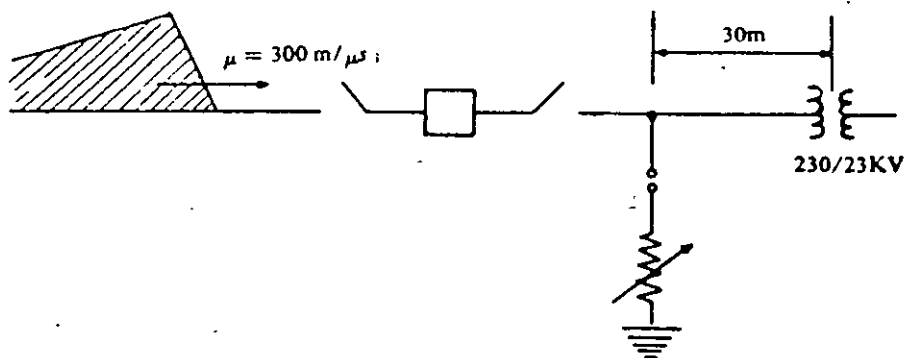
Para el caso de sistemas del tipo E, en los cuales se tiene el neutro aislado y $-40 < \frac{X_0}{X_1} < 0$, los sobrevoltajes que pueden presentarse en las fases no afectadas al ocurrir una falla a tierra son muy altos, especialmente si la relación $\frac{X_0}{X_1}$ es del orden de -2, como puede apreciarse en la siguiente figura.



Por último se deberá tomar en cuenta la localización de los apartarrayos para su correcto funcionamiento.

LOCALIZACIÓN DE LOS APARTARRAYOS

La localización de los apartarrayos con respecto al equipo que se pretende proteger. Considérese el caso de la subestación de 230 a 23 kV cuyo diagrama unifilar se muestra en la siguiente figura:



Se han instalado apartarrayos de 195 kV para proteger al transformador de los sobrevoltajes transitorios. Los apartarrayos están conectados a treinta metros del transformador y tienen un voltaje de cebado de 500 kV. Se debe de considerar que el apartarrayos no funciona mientras no se alcance el voltaje de cebado, es decir funciona como un aislador. Entonces la pregunta es: ¿cuál es el voltaje que se alcanza antes del cebado considerando que el apartarrayo esta retirado 30 m del equipo (transformador) que pretende proteger?. Para ello se emplea la siguiente fórmula:

$$E = E_d + 2 \left(\frac{dv}{dt} \right) \frac{L}{300},$$

donde:

E = Voltaje que aparece en el punto considerado en kV.

E_d = Voltaje de descarga del apartarrayos en kV.

L = distancia entre el apartarrayos y el punto consirerado.

$\frac{dv}{dt}$ = Pendiente del frente de onda incidente en kV / μ seg.

Ejemplo:

Considere el caso del sistema anteriormente descrito en el cual se tiene una onda de sobrevoltaje que incide sobre el equipo con una pendiente de frente de onda de 1000 kV / μ seg.

Entoces el voltaje que aparece en el transformador es:

$$E = 500 + 2 \cdot 1000 \cdot \frac{30}{300} = 700 \text{ kV}$$

Entonces lo anerior muestra el hecho de que los apartarrayos estén separados 30 metros del transformador, significa que a éste llegue en un momento dado un 40% más del voltaje des descarga del apartarrayos. Por lo que indica que se deberá instalar los apartarrayos lo más cercano posible del equipo.

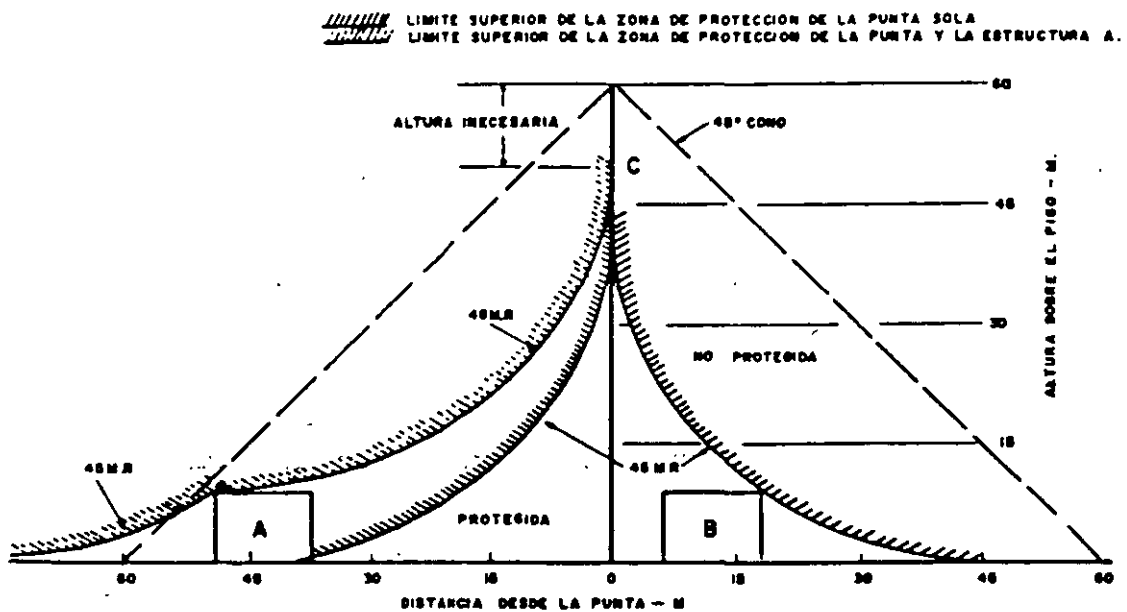
SISTEMAS DE PARARRAYOS EN EDIFICIOS

Para la protección de edificios se considera un nivel básico de impulso de 1400 kv. El criterio de protección de edificios tratado aquí, se basa en el estudio realizado por el Illinois Institute of Technology.

Este estudio produjo los datos condensados en la siguiente tabla

ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL PISO (METROS)	ANGULO DE PROTECCION (GRADOS)
7,50	60
15,00	47
22,50	33
30,00	20
37,50	10
45,00	0
52,50	-10
60,00	-20

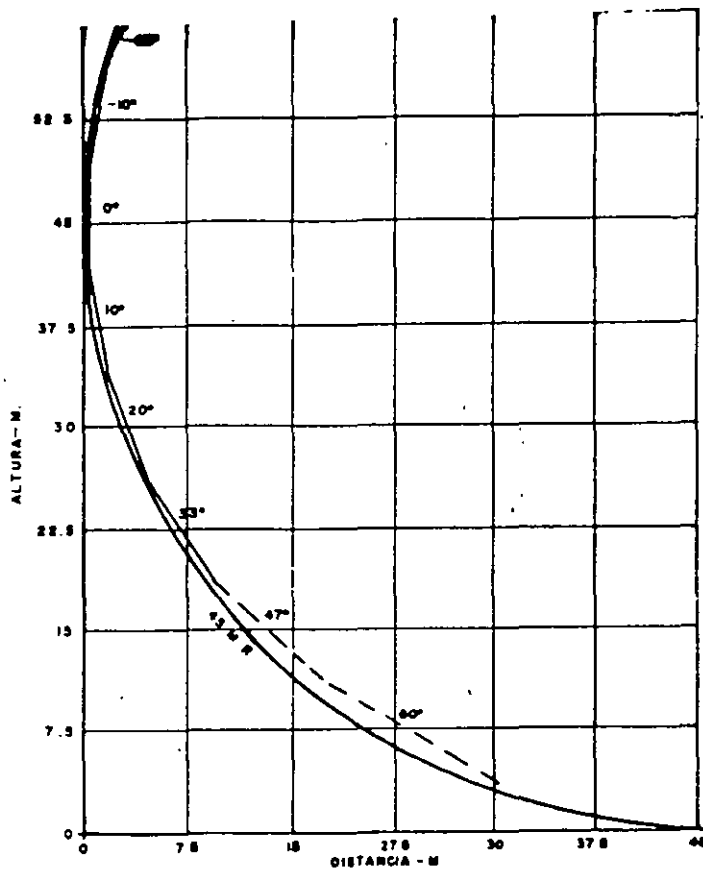
ANALISIS DE PROTECCION PARA ASEGURAR EL 99.5% DE PROTECCION



A este criterio se le conoce como criterio de 45 metros.

CARACTERISTICAS DEL CRITERIO DE 45 METROS

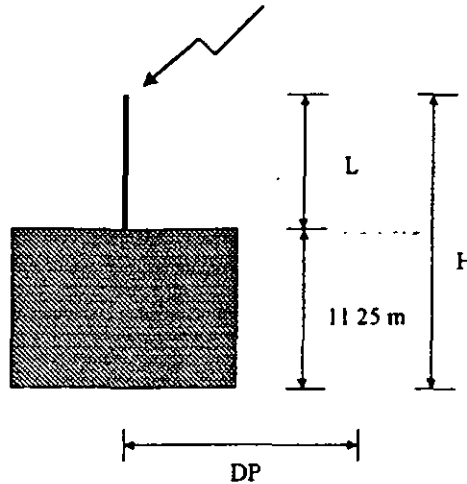
- Un objeto está protegido si ninguna parte de éste se encuentra arriba de la superficie del arco de una circunferencia de radio de 45 metros.
- Se tiene un 99.5% de protección
- Se puede aumentar a 99.9 % si se reduce a 37.5 metros el radio de la circunferencia
- Algún objeto que se encuentre más de 45 metros separado de alguna estructura recibe poca o nula protección aún suponiendo que esta estructura sea muy alta.



Considérese un objeto que tiene una altura de 11.25 metros. En la siguiente tabla se observa la distancia que queda protegida de acuerdo a la longitud de la punta del pararrayos.

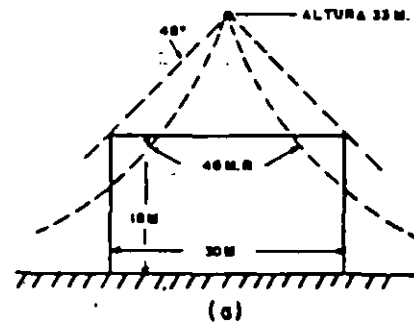
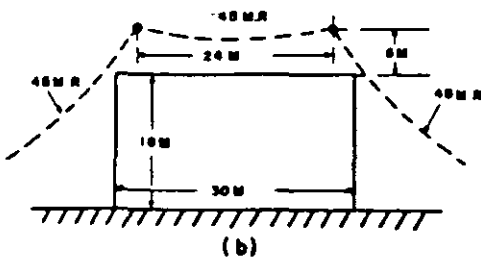
PROTECCION DE UN OBJETO DE 11.25 DE ALTURA UTILIZANDO UNA PUNTA PARARRAYOS

ALTURA DE LA PUNTA (METROS) L	ALTURA TOTAL (METROS) H	DISTANCIA DE PROTECCION (METROS) DP
1,50	12,75	1,50
3,75	15,00	3,75
9,00	20,25	7,50
15,30	26,55	11,25
33,75	45,00	15,00



PROTECCION DE UN OBJETO DE 11.25 m DE ALTURA UTILIZANDO UNA PUNTA PARARRAYOS

PROTECCION EMPLEANDO 2 Ó MÁS PUNTAS



BIBLIOGRAFIA

Power Systems Engineering Course. Surge Phenomena, General electric, Power Systems Engineering Departament, Schenectady, New York, 1997, Tomo I y II.

Transient Voltage Suppression, General Electric Semiconductors, 3th edition, Albany New York, U. S. A..

Protección contra Sobrecargas Atmosféricas en Transformadores de Distribución. Curso Decfi (1996). Enrique Orozco López y Raúl Méndez Albores.

APENDICE I

SUPRESORES DE VOLTAJE



GE-MOV II

Metal Oxide Varistors for Transient Voltage Protection

SERIES
MA, Z, L, P, HE

GE-MOV® II is the latest result of General Electric's continuing product improvement program on metal oxide varistor technology. Improved process methods now guarantee a product with significantly higher energy capability and, in most instances, an improved voltage clamp characteristic as compared to the original GE-MOV® Metal Oxide varistor specifications.

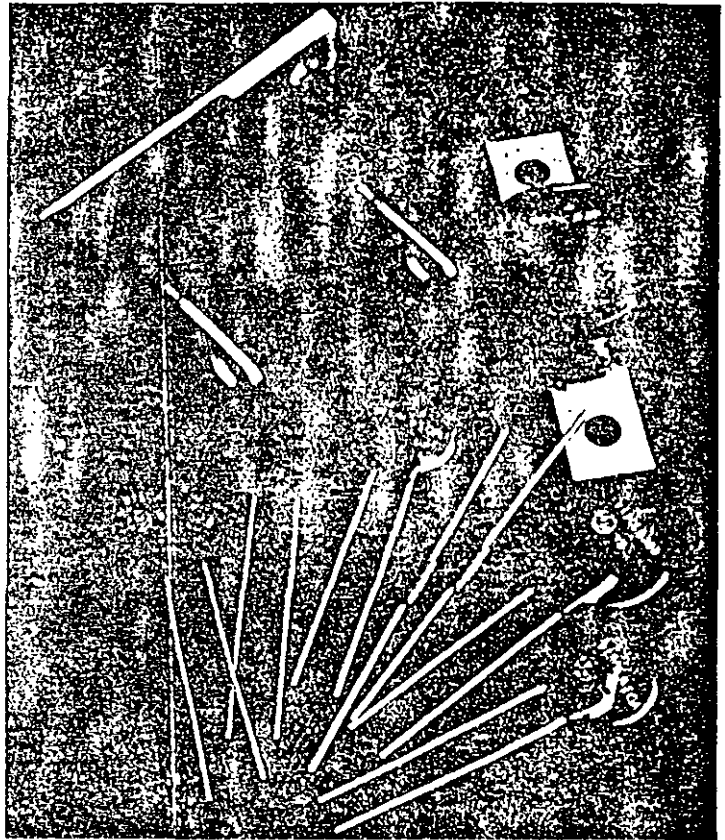
GE-MOV® II zinc oxide varistors are voltage dependent, symmetrical resistors which perform similar to back-to-back zener diodes in circuit protection and offer advantages in performance and economics. When exposed to high energy voltage transients, the varistor impedance changes from a very high standby value to a very low conducting value thus clamping the transient voltage to a safe level. The energy of the incoming high voltage pulse is absorbed by the GE-MOV® II varistor, protecting voltage sensitive components against damage.

FEATURES:

- Excellent Clamp Ratio
- Fast Response Time (<50 nsec.)
- Low Standby Power Drain
- No Follow-On Current

BENEFITS:

- Protects equipment against malfunction and failures caused by transient voltage spikes.



SPECIAL PRODUCTS FOR SPECIAL APPLICATIONS

MA SERIES

- Axial Lead Package
- Automatic Insertion
- Economical
- EMI/RFI Filtering
- Contact Protection

Z SERIES

- Popular Radial Lead Package
- Lower Voltage Operation
- Logic Protection
- Power Supplies
- Automobile Electronics
- Telecommunications

L SERIES






- Popular Radial Lead Package
- Line Voltage Circuits
- > 1000V Capability

P SERIES

- Rigid Mountdown Power Package
- Quick Connect Terminal
- NEMA Creep and Strike Distance
- Low Thermal Resistance Package

HE SERIES

- Isolated Baseplate Power Package
- Rigid Terminals
- NEMA Creep and Strike Distance
- Low Inductance
- High Horsepower Motor Protection
- High Current SCR Protection

PEAK PULSE CURRENT (Amps)	ENERGY (Joules)	MAXIMUM STEADY-STATE APPLIED VOLTAGE												PACKAGES	
		VOLTS - AC RMS													
		15	35	75	95	130	150	275	290	420	480	550	575		1000
VOLTS - DC															
20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	300	400	500	600	700	800
40-100	0.13-1.7	MA SERIES 18-264 VRMS 23-365 VDC													
250-4000	0.5-25	Z SERIES 10-115 VRMS 14-153 VDC													
500-6000	4-350							L SERIES 95-1000 VRMS 130-1200 VDC							
4000-6000	30-250							P SERIES 130-660 VRMS 175-850 VDC							
15,000-25,000	150-600							HE SERIES 130-660 VRMS 175-850 VDC							

TRANSIENT TEST METHODS

At high current and energy levels, varistor characteristics are measured, of necessity, with an impulse waveform. Shown below is the ANSI Std. C62.1 waveshape, an exponentially decaying waveform representative of lightning surges and the discharge of stored energy in reactive circuits.

The 8 x 20µs current wave (8µs rise and 20µs to 50% decay of peak value) is used as a standard, based on industry practices, for current (I_{tm}) and clamp voltage (V_c) ratings shown in the specification tables and curves. Ratings for other waves of different decay times are shown specifically on the pulse life derating curves.

For the energy rating (W_{tm}), a longer duration waveform of 10 x 1000µs is used. This condition is more representative of the high energy surges usually experienced from inductive discharge of motors and transformers. GE-MOV® II varistors are rated for a maximum pulse energy surge that results in a varistor voltage (V_{NOM}) shift of less than ±10% from initial value. To determine the en-

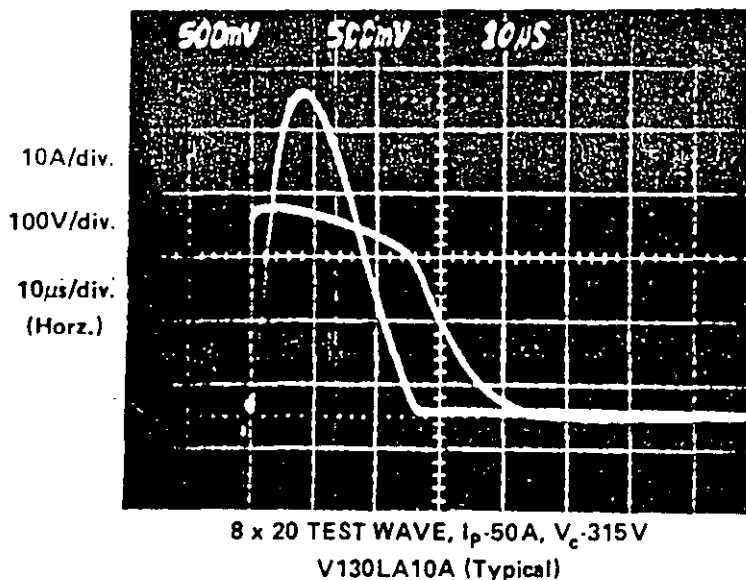
ergy absorbed in a varistor the following equation applies:

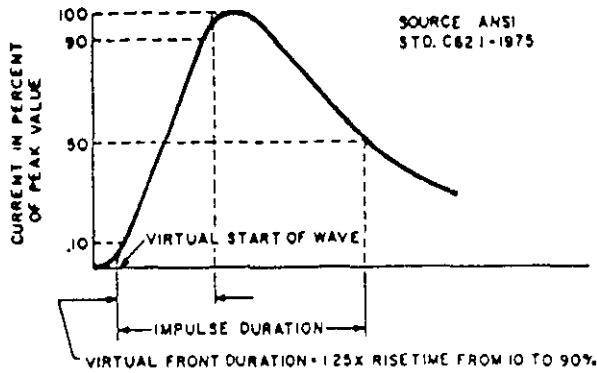
$$E = KV_c I \tau$$

where I is the peak current applied, V_c is the clamp voltage which results, τ is the pulse width and K is a constant. K values are 1.0 for a rectangular wave, 1.4 for a 10 x 1000µs wave, and 1.0 for a 8 x 20µs wave.

Note that the rated energy (W_{tm}) and the energy absorbed in a varistor may not be equivalent. For example, at peak rated current (I_{tm}) with an 8 x 20µs wave, the rated energy value (W_{tm}) generally cannot be achieved simultaneously.

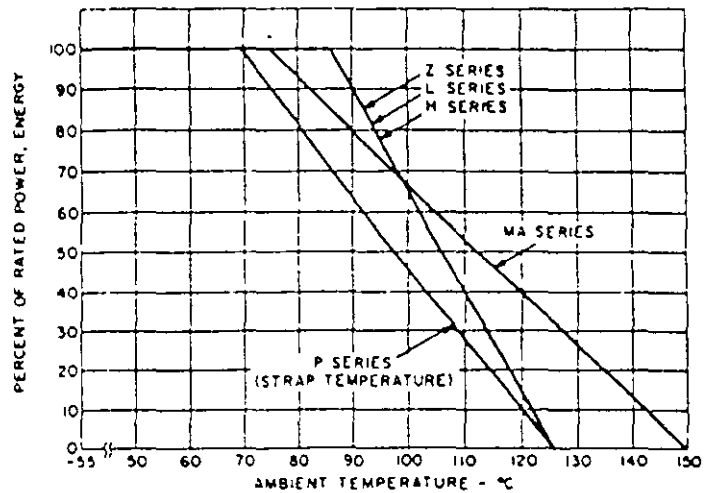
Actually, poorer varistors (i.e., those with high V_c clamp voltage performance) must absorb higher energy levels than those varistors with lower clamp voltages (as seen from the above equation) while providing less over-voltage protection. For that reason, energy measurements based on an 8 x 20µs pulse tend to over-state capability. The 10 x 1000µs waveform consequently gives a more realistic energy rating value.





PEAK CURRENT TEST IMPULSE WAVE

8 μs front duration x 20 μs (impulse duration) except as noted.



CURRENT, POWER, ENERGY RATING VS. TEMPERATURE

DEFINITIONS

TERM	DEFINITION
DC VOLTAGE, V_{DCM}	Maximum allowable steady state dc applied voltage. DC standby current, $I_D = 20\mu A$ typical, $200\mu A$ maximum at $T_A = 25^\circ C$ unless otherwise specified
RMS VOLTAGE, V_{acm}	Maximum allowable steady state sinusoidal voltage (RMS) at 50-60 Hz. If a nonsinusoidal waveform is applied, the recurrent peak voltage should be limited to $\sqrt{2} \times V_{acm}$.
ENERGY, W_{tm}	Maximum allowable energy for a single impulse of $10 \times 1000\mu s$ current waveform with rated continuous voltage applied. Energy rating based on a shift of V_{NOM} of less than $\pm 10\%$ of initial value.
PEAK CURRENT, I_{tm}	Maximum allowable peak current for a single impulse of $8 \times 20\mu s$ waveform. See pulse lifetime rating curves for other conditions.
VARISTOR VOLTAGE, V_{NOM}	Varistor peak terminal voltage measured with a specified current applied. For dc conditions, 1 mA is applied for a duration of 20 microseconds to 5 seconds. For ac conditions, 1 mA peak 60 Hz wave is applied.
CLAMPING VOLTAGE, V_c	Maximum terminal voltage measured with an applied $8 \times 20\mu s$ impulse of a given peak current. See V-I curves and table for product ratings of clamping voltage over the allowable range of peak impulse currents.
CAPACITANCE	Typical values measured at a test frequency of 0.1 to 1.0 MHz. Maximum capacitance is two times the typical value measured at 1 MHz.

MAXIMUM ELECTRICAL RATINGS

SERIES	MA	Z	L	P	HE
Operating Ambient Temperature	+75°C	+85°C	+85°C	+75°C*	+85°C*
Storage Temperature	-55 to +150°C	-40 to +125°C	-40 to +125°C	-40 to +125°C	-40 to +125°C
HiPot Encapsulation, Volts DC For 1 Minute	1000	2500	2500	not applicable	2500
Voltage Temperature Coefficient	-0.03%/°C	-0.05%/°C	-0.05%/°C	-0.05%/°C	-0.05%/°C
Insulation Resistance (MΩ)	>1000	>1000	>1000	not applicable	NA

*Base Plate Temperature
Solderability: Per mil std 202E, method 208C.

VARISTOR SAFETY PRECAUTIONS

Should the varistor be subjected to surge currents and energy levels in excess of maximum ratings, it may physically fail by package rupture or expulsion of material. It is recommended that protective fusing be used as described in the Transient Voltage Suppression Manual, 2nd Edition, Chapter Four. If not fused, the varistor should be located away from other components or be physically shielded from them.

Due to our continuing program of product improvement, specifications are subject to change without notice.



...: Mecánica e Industrial

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS

CA-235 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

TEMA

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

**EXPOSITOR: ING. RICARDO ESPINOSA PATIÑO
DEL 5 AL 9 DE SEPTIEMBRE DEL 2005
PALACIO DE MINERÍA**



DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

FACULTAD DE INGENIERIA

U.N.A.M.



**SISTEMAS DE DISTRIBUCION
ELECTRICA CA-235**

SISTEMAS DE TIERRA

ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA Y PATIÑO

SEPTIEMBRE 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 múltiple.	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 horizontal.	51
3.2.1.- Cable sencillo enterrado horizontalmente.	51
3.2.2.- Cable en ángulo recto.	53
3.3.- Electrodo profundo.	55
3.3.1.- Varillas de Copper-Weld.	55
3.3.2.- Suelo duro.	55
3.4.- Electrodo químico.	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.	66

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	Punteado 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).

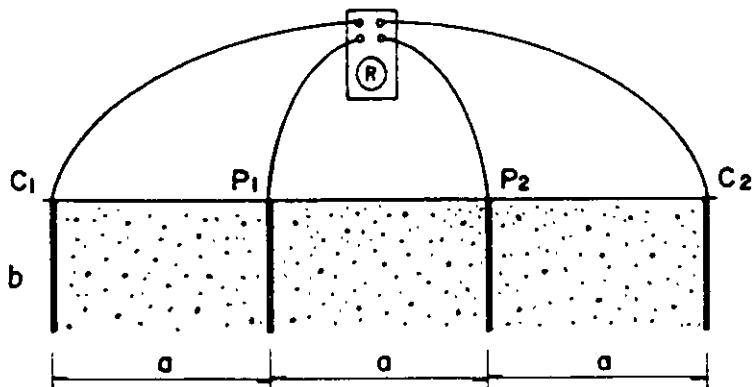


Fig. 1.- Método de Wenner o de los 4 electrodos

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.

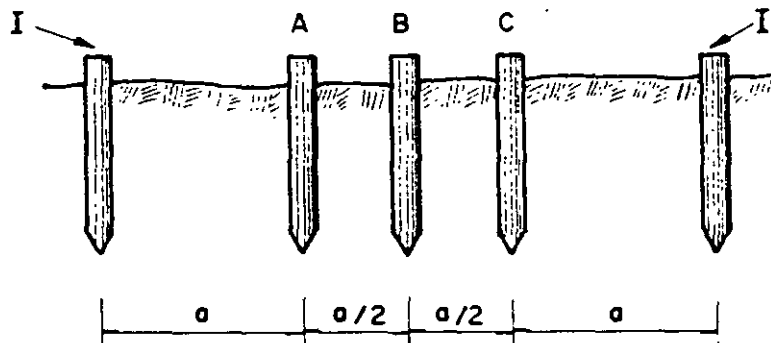


Fig. 2.- Método de Lee

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).

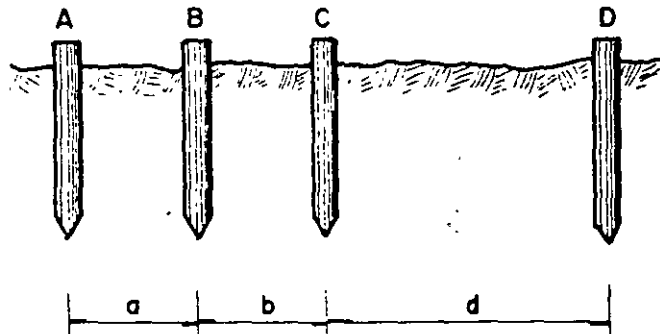


Fig. 3.- Método del electrodo central

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	$\theta_1 = 2\pi a R_1$
C C P P P P C C	$\theta_2 = 6\pi a R_2$
C P C P P C P C	$\theta_3 = 3\pi a R_3$

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)

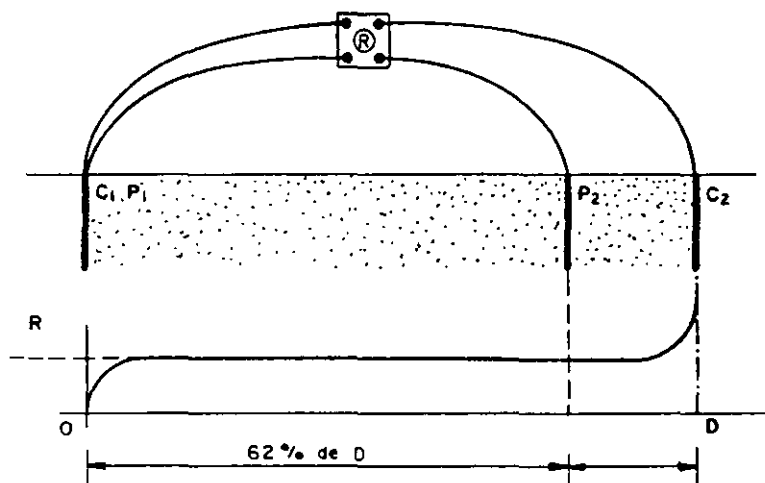


Fig. 4.- Método de la caída de tensión

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 escogiendose 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:

$$\theta = \frac{4 * 3.14 * 3 * R}{1 + \frac{2*3}{\sqrt{(3^2 + 4(0.4)^2)}} - \frac{3}{\sqrt{(3^2 + 0.4^2)}}$$

$$\theta = \frac{4 * 3.14 * 3 * R}{1 + 6/3.10 - 3/3}$$

$$\theta = 19.8 * R$$

$$\theta_1 = 19.8 * 6.4 = 126.7$$

$$\theta_2 = 19.8 * 7.3 = 144.5$$

$$\theta_3 = 19.8 * 6.9 = 136.6$$

$$\text{SUM } \overline{407.8}$$

$$\theta_{\text{prom}} = \frac{407.8}{3} = 136 \text{ Ohms - metro.}$$

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 : $R_{AB} = 2.6$ Ohms
 $R_{BC} = 2.9$ Ohms
lect 2 : $R_{AB} = 2.4$ Ohms
 $R_{BC} = 2.7$ Ohms
lect 3 : $R_{AB} = 2.1$ Ohms
 $R_{BC} = 2.8$ Ohms

Respuesta:

$\varrho_1 = 4$ $aR_{AB} = 327$ Ohms - metro
 $\varrho_2 = 4$ $aR_{BC} = 364$ Ohms - metro
 $\varrho_3 = 4$ $aR_{AB} = 301$ Ohms - metro
 $\varrho_4 = 4$ $aR_{BC} = 339$ Ohms - metro
 $\varrho_5 = 4$ $aR_{AB} = 264$ Ohms - metro
 $\varrho_6 = 4$ $aR_{BC} = 352$ Ohms - metro

$SUM \varrho = \underline{\quad\quad\quad}$
1947

$$\text{SUM } \rho / 6 = 326 \text{ Ohms - metro}$$

$$\text{Resultado} = 326 \text{ Ohms - metro}$$

4.- En un terreno en el cual se construirá una subestación de potencia se tomaron medidas de resistividad para el diseño de la red de tierras.

Se empleó el método del electrodo central, con los siguientes datos, profundidad de los electrodos 40 cm, distancia $a = 6 \text{ m}$ y $b = 4 \text{ m}$. las lecturas de resistencia fueron:

$$R_1 = 3.6 \text{ Ohms}$$

$$R_2 = 4.3 \text{ Ohms}$$

$$R_3 = 3.7 \text{ Ohms}$$

$$R_4 = 4.0 \text{ Ohms}$$

Se pide calcular la resistividad promedio.

Solución:

La fórmula es:

$$\rho = \frac{2\pi a(a+b)R}{b}$$

$$\rho = \frac{2 * 3.14 * 6 (6 + 4) * R}{4}$$

$$\rho = 94.2 * R$$

$$\rho_1 = 339 \text{ ohms - metro}$$

$$\rho_2 = 405 \text{ ohms - metro}$$

$$\rho_3 = 348 \text{ ohms - metro}$$

$$\rho_4 = 377 \text{ ohms - metro}$$

$$\text{SUM } \rho = 339 + 405 + 348 + 377 = 1469$$

$$\rho_{\text{prom}} = 1469/4 = 367 \text{ ohms -metro}$$

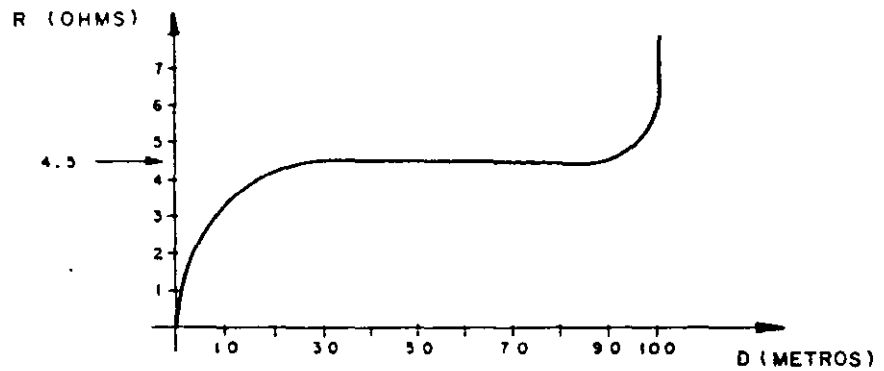
5 .- Se midió una red de tierras y se desea saber si cumple con el diseño, esta red es de una subestación (SE'n) de potencia de media tensión y se requiere que tenga como máximo 5 ohms.

Los valores obtenidos fueron:

D(m)	R(ohms)
0	0
10	3.6
20	4.1
30	4.2
40	4.4
50	4.5
60	4.5
70	4.5
80	4.6
90	5.3
100	12.6

Solución:

Se procede a efectuar la gráfica:



Continuamos la parte horizontal de la curva, hasta cortar el eje de la resistencia obteniendo un valor de :

$$R = 4.5 \text{ ohms}$$

La red de tierra cumple con lo proyectado.

1.11.- Cuestionario y Problemas.

1.- Se tienen 10 lecturas de resistividad efectuadas por el método de Wenner, se quiere saber el valor de la resistividad, para diseñar una red de tierra para equipo de computadoras, en el cual piden una resistencia a tierra máxima de 1 ohm y además que el voltaje máximo entre neutro y tierra física no exceda de 1 volt.

Datos:

$$a = 8 \text{ m}$$

$$b = 40 \text{ cm}$$

$R_1 = 3.4 \text{ Ohms}$	$R_6 = 4.2 \text{ Ohms}$
$R_2 = 3.7 \text{ Ohms}$	$R_7 = 3.3 \text{ Ohms}$
$R_3 = 3.2 \text{ Ohms}$	$R_8 = 4.5 \text{ Ohms}$
$R_4 = 2.5 \text{ Ohms}$	$R_9 = 3.1 \text{ Ohms}$
$R_5 = 3.0 \text{ Ohms}$	$R_{10} = 3.9 \text{ Ohms}$

2.- Se tienen 5 lecturas de megger efectuados por el método de los 4 electrodos, se quiere conocer la resistividad para diseñar una red de tierras:

$R_1 = 1.9 \text{ Ohms}$	$a = 2 \text{ m}$
$R_2 = 2.0 \text{ Ohms}$	$b = 40 \text{ cm}$
$R_3 = 2.1 \text{ Ohms}$	$e = ?$
$R_4 = 2.2 \text{ Ohms}$	
$R_5 = 2.1 \text{ Ohms}$	

3.- Se hicieron 6 mediciones de resistividad en un terreno, en el cual se construirá una red de tierras se desea conocer el valor de resistividad para diseñar dicha red.

El método empleado es el de Lee los valores son los siguientes:

$b = 50 \text{ cm.}$	$a = 10 \text{ m}$
$RAB_1 = 1.6 \text{ Ohms}$	$RBC_1 = 2.0 \text{ Ohms}$
$RAB_2 = 1.7 \text{ Ohms}$	$RBC_2 = 2.3 \text{ Ohms}$

$$RAB_3 = 1.5 \text{ Ohms}$$

$$RBC_3 = 1.6 \text{ Ohms}$$

$$RAB_4 = 1.4 \text{ Ohms}$$

$$RBC_4 = 1.7 \text{ Ohms}$$

$$RAB_5 = 1.8 \text{ Ohms}$$

$$RBC_5 = 1.4 \text{ Ohms}$$

$$RAB_6 = 1.9 \text{ Ohms}$$

$$RBC_6 = 2.0 \text{ Ohms}$$

$$\rho = ?$$

4.- Se efectuaron mediciones de resistividad en un terreno por el método del Electrodo central, se desea conocer la resistividad.

$$a = 3 \text{ m}$$

$$b = 5 \text{ m}$$

$$R_1 = 2.6 \text{ Ohms}$$

$$R_4 = 4.0 \text{ Ohms}$$

$$R_2 = 3.1 \text{ Ohms}$$

$$R_7 = 3.1 \text{ Ohms}$$

$$R_3 = 2.4 \text{ Ohms}$$

$$R_8 = 3.5 \text{ Ohms}$$

$$R_6 = 2.9 \text{ Ohms}$$

$$R_9 = 3.1 \text{ Ohms}$$

$$R_5 = 3.0 \text{ Ohms}$$

$$R_{10} = 2.9 \text{ Ohms}$$

$$\rho = ?$$

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 presentará cuando se toca una estructura por la cual circula una corriente de falla. Tomando las consideraciones de

corriente de fibrilación y de resistencia del cuerpo humano, el potencial que podemos soportar está dado por la siguiente ecuación:

$$\text{Potencial de Toque} = \frac{116 + 0.17 \text{ @s}}{\sqrt{t}} \quad \text{para 50 kg.}$$

$$\text{Potencial de Toque} = \frac{157 + 0.24 \text{ @s}}{\sqrt{t}} \quad \text{para 70 kg.}$$

Donde:

@s = Resistividad de la superficie del suelo en ohms-metro
(por regla general es grava, tezontle o una tarima de madera con un tapete).

t = Duración de la falla en segundos

Por desgracia la mayor parte de accidentes por electrocución ocurren en el hogar por causa de este potencial, ver figura (5).

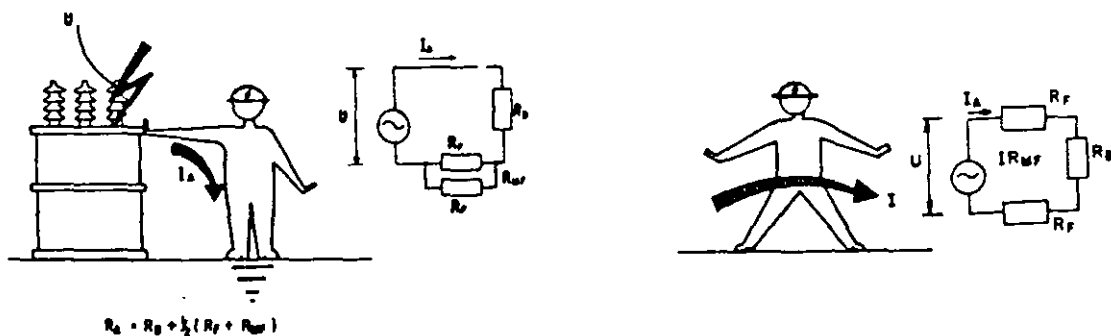


Fig. 5.- a) Potencial de toque

b) Potencial de paso.

2.3.- POTENCIAL DE PASO

Es el potencial que puede soportar un individuo que se encuentra parado o caminando cerca del lugar de la falla, si se rebasa este potencial, se produce una contracción muscular en las piernas, es decir, no responden a los impulsos del cerebro y el individuo cae al piso, donde queda expuesto a las corrientes que circulan por el corazón (fig 5, b) las siguientes ecuaciones nos ayudan a calcular este potencial para diferentes pesos.

$$\text{Potencial de Paso} = \frac{116 + 0.7 \text{ @s}}{\sqrt{t}} \quad \text{para 50 kg.}$$

$$\text{Potencial de Paso} = \frac{157 + \text{ @s}}{\sqrt{t}} \quad \text{para 70 kg.}$$

2.4.- POTENCIALES TRANSFERIDOS

Estos se producen cuando existen elementos metálicos que salen del lugar de la falla, como son; rieles, hilo de guarda, tuberías etc.

Bajo condiciones normales el equipo eléctrico que está puesto a tierra opera a nivel de voltaje cero o cercano a cero y este potencial es idéntico al de una red remota. Durante una condición de falla se eleva el potencial con respecto a la red remota, existiendo una diferencia de potencial, que es proporcional a la magnitud de la corriente en la malla de tierras y a su resistencia.

No es práctico e incluso es casi imposible diseñar un sistema de tierras en base a los potenciales transferidos, es más práctico aislar las tuberías o elementos metálicos que salen de las subestaciones.

2.5.- DURACION DE FALLA (t)

Después de analizar las ecuaciones de potenciales peligrosos vemos claramente que es muy importante reducir el tiempo de la falla, la experiencia muestra que los casos de muerte por electrocución, por lo general, son por exposición a fallas de larga duración, el tiempo típico de apertura de interruptores es de medio segundo, sin embargo se ha demostrado que el peligro de fibrilación ventricular disminuye con tiempos de falla de un tercio de segundo.

Por esto, es importante coordinar adecuadamente las protecciones y así librar en el menor tiempo posible la corriente de falla.

2.6 Ejemplos Resueltos

1.- Un trabajador se encuentra en una subestación de potencia donde la tensión máxima que se presenta en el momento de una falla, es de 3000 volts, está dando mantenimiento a un tablero y está tocando la estructura en el momento que ocurre una falla a tierra.

El piso de la subestación donde se encuentra de pie es de grava con una resistividad de 3000 Ohms-metro, opera la protección,

abriendo el interruptor, en 1/2 segundo, desde que se inicia la falla hasta que se libera la corriente de cortocircuito, el trabajador es de complexión robusta y pesa aproximadamente 70 kg.

La pregunta es, si el trabajador se daña al recibir una tensión de toque.

Respuesta:

$$e_s = 3000 \text{ Ohms-metro.}$$

$$t = 0.5 \text{ seg.}$$

La fórmula que se emplea para calcular el potencial de toque máximo que soporta es:

$$P_t = \frac{157 + 0.24e}{\sqrt{t}}$$

$$P_t = \frac{157 + 0.24(3000)}{\sqrt{0.5}} = \frac{877}{0.70} = 1253 \text{ volts.}$$

El trabajador es dañado ya que el voltaje máximo que soporta en el momento de la falla es de 1253 volts y el voltaje que se presenta es de 3000 volts.

2.- Un niño por accidente inserta un tenedor metálico en un contacto de su casa con tensión de 127 volts. El piso donde se encuentra el niño tiene alfombra.

Se desea conocer si el niño sufre un accidente o solo un susto, el niño al sentir la corriente por su cuerpo retira el tenedor y el fusible de la protección no opera, el tiempo de exposición es de 1 segundo aproximadamente.

Respuesta:

$e_s = 5000$ Ohms-m (alfombra)

$t = 1$ 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.

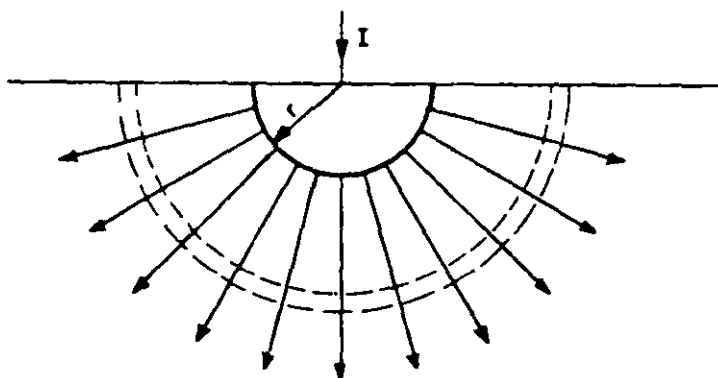


Fig. 6.- Electrodo Hemisférico

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)

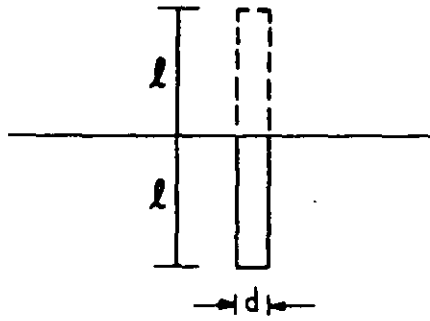


Fig.7 .- Electrodo con su imagen

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:

$$C = \frac{a}{2 L_n \frac{2a}{b}}$$

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:

$$R = \frac{\epsilon}{2\pi L} L_n \frac{4L}{d}$$

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:

$$Vd = \frac{Q}{d}$$

este procedimiento no debe emplearse para electrodos muy cercanos, aunque este caso no se da en la práctica.

3.1.1.- DOS ELECTRODOS EN PARALELO

Si hay dos electrodos en paralelo a una distancia "d" como se muestra en la figura (8)

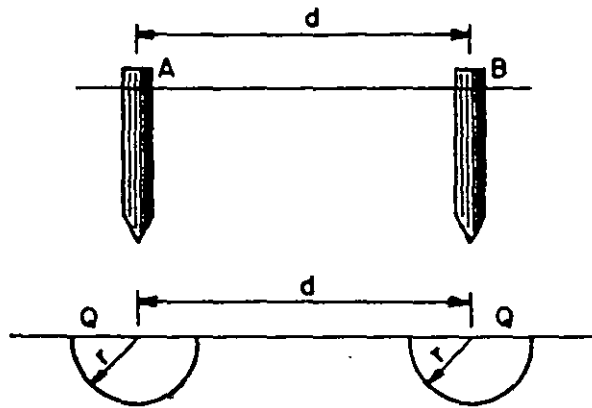


Fig. 8.- Dos electrodos en paralelo

Cada electrodo puede ser reemplazado por su carga equivalente o sea hemisférica de radio "r" y carga "Q"

$$V = \frac{Q}{r} + \frac{Q}{d} = \frac{Q}{r} (1 + \alpha)$$

$$\alpha = \frac{r}{d}$$

De la fórmula general

$$R = \frac{e}{2\pi C} = \frac{e}{4\pi r} (1 + \alpha)$$

la resistencia de un electrodo hemisférico enterrado es la siguiente:

$$R = \frac{\rho}{2\pi r} (1 + \alpha)$$

Resistencia de dos electrodos en paralelo
Resistencia de un electrodo =

$$= \frac{\frac{\rho}{4\pi r} (1 + \alpha)}{\frac{\rho}{2\pi r}} = \frac{1 + \alpha}{2}$$

Graficando estos valores.

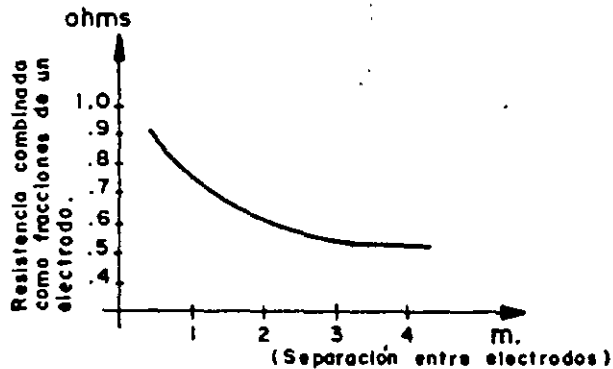


Fig. 9.- Gráfica para dos electrodos en paralelo

De la gráfica se puede deducir lo siguiente:

Un electrodo de 3 metros de profundidad y 5/8" de diámetro que es lo usual, da un valor de resistencia a tierra de 35 Ohms y se

necesita un valor máximo de 25 Ohms, colocando otro electrodo en paralelo con una separación de 2 metros, el valor de resistencia a tierra será:

$$35 \times 0.6 = 21.0 \text{ Ohms}$$

En la gráfica de la fig.9 el valor de resistencia a tierra de un electrodo se reduce al 60 % si se coloca otro electrodo en paralelo con una separación de 2 metros por lo que de un valor inicial de 35 Ohms, baja a un valor de 21 Ohms que se encuentra dentro del valor requerido.

3.1.2.- TRES ELECTRODOS EN LINEA RECTA

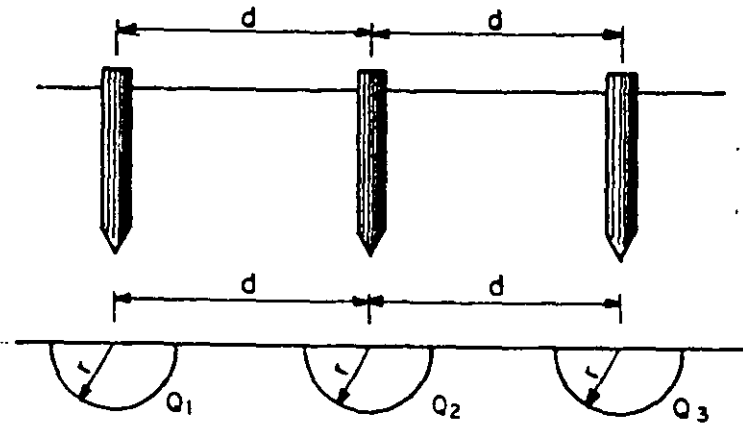


Fig. 10.- Tres electrodos en línea recta y su equivalente en Electrodos Hemisféricos.

El potencial de uno respecto al otro sería:

$$\text{Radio} = \frac{\text{Resistencia de tres electrodos}}{\text{Resistencia de un electrodo}} = \frac{2 + \alpha - 4 \alpha^2}{6 - 7 \alpha}$$

$$\frac{Q_1}{r} + \frac{Q_2}{d} + \frac{Q_1}{2d}$$

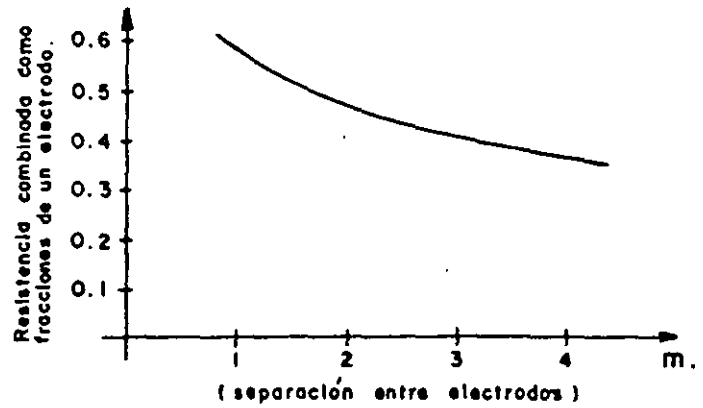


Fig. 11.- Gráfica para tres electrodos en línea recta

3.1.3.- TRES ELECTRODOS EN DELTA

El arreglo se muestra en la fig.12.

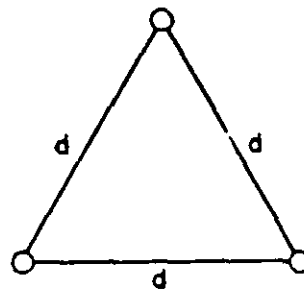


Fig. 12.- Tres electrodos en delta

$$R = \frac{\text{Resistencia de tres electrodos en paralelo}}{\text{Resistencia de un electrodo}} = \frac{1 + 2\alpha}{3}$$

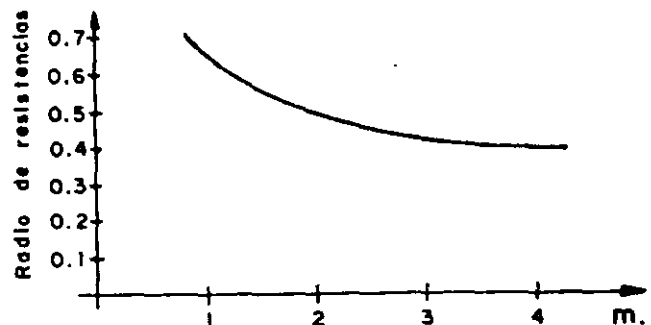


Fig. 13.- (Separación entre electrodos)

Gráfica para tres electrodos en delta

3.1.4.- CUATRO ELECTRODOS EN LINEA RECTA

El arreglo se muestra en la fig.14

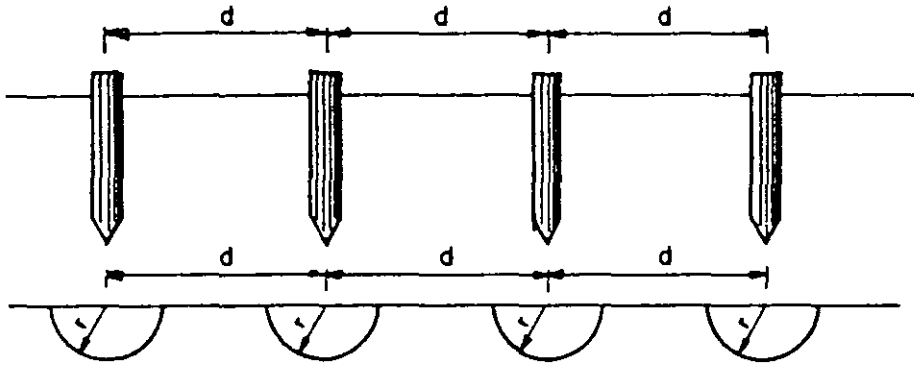


Fig. 14.- Cuatro electrodos en línea recta

$$R = \frac{\text{Resistencia de 4 electrodos en paralelo}}{\text{Resistencia de 1 electrodo}} = \frac{12 + 16 - 21\alpha^2}{48 - 40\alpha}$$

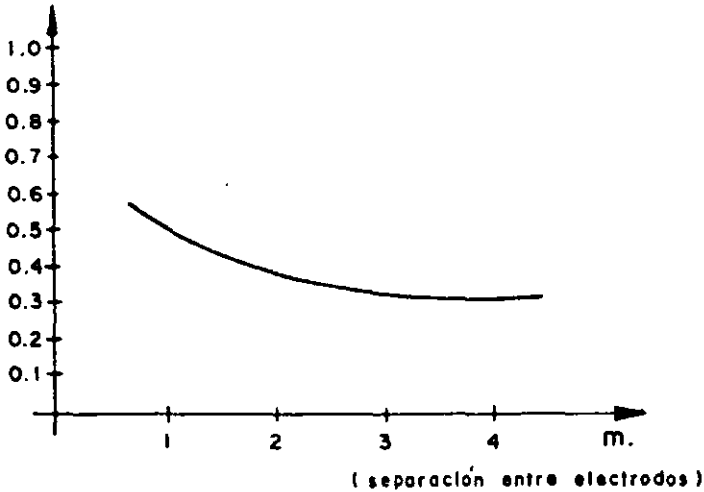
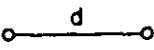
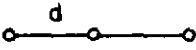
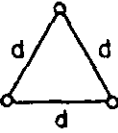
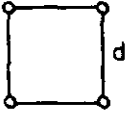
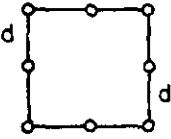
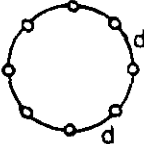
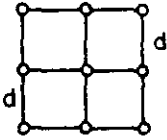
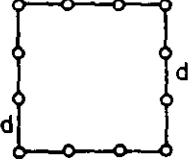


Fig. 15.- (Separación entre electrodos)

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 $s/2$.

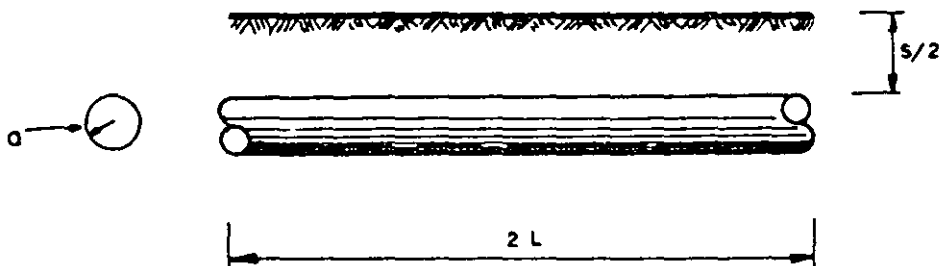


Fig. 16.- Cable sencillo enterrado Horizontalmente

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.

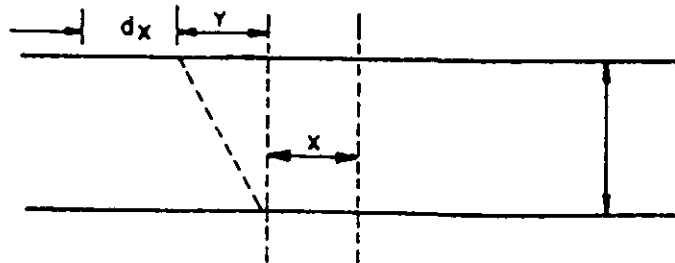


Fig. 17.- Cable enterrado horizontalmente

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:

$$V = 2q \left[L_n \frac{4 L}{a} - 1 \right]$$

Donde:

V = Potencial de Conductor

q = Carga

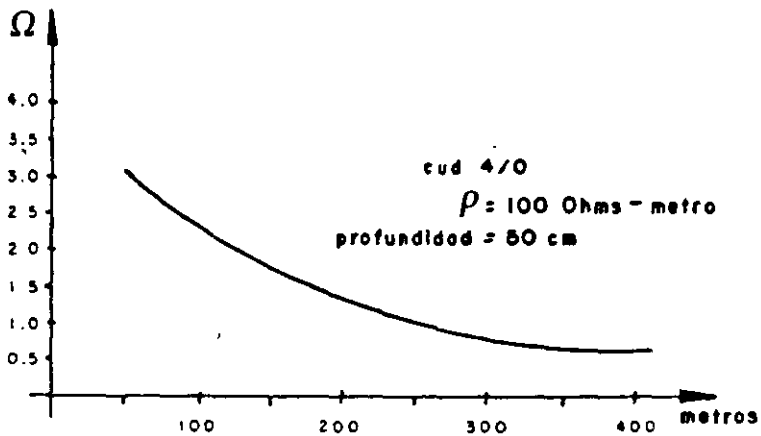
L = Longitud del Conductor

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.



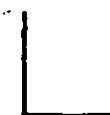
Longitud del conductor enterrado.

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.

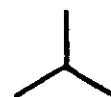
$$R = \frac{e}{4\pi L} \left[\text{Log}_e \frac{2L}{a} + \text{Log}_e \frac{2L}{S} - 0.2373 + 0.2146 \frac{S}{L} + 0.1035 \frac{S^2}{L^2} - 0.0424 \frac{S^4}{L^4} \right]$$



CABLE CON ARREGLO EN ESTRELLA

ESTRELLA CON TRFS LADOS

$$R = \frac{e}{6\pi L} \left[\text{Log}_e \frac{2L}{a} + \text{Log}_e \frac{2L}{S} + 1.071 - 0.209 \frac{S}{L} + 0.238 \frac{S^2}{L^2} - 0.054 \frac{S^4}{L^4} \right]$$



ESTRELLA CON CUATRO LADOS

$$R = \frac{e}{8\pi L} \left[\text{Log}_e \frac{2L}{a} + \text{Log}_e \frac{2L}{S} + 2.912 - 1.071 \frac{S}{L} + 0.645 \frac{S^2}{L^2} - 0.145 \frac{S^4}{L^4} \right]$$



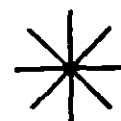
ESTRELLA CON SEIS LADOS

$$R = \frac{e}{12\pi L} \left[\text{Log}_e \frac{2L}{a} + \text{Log}_e \frac{2L}{S} + 6.851 - 3.128 \frac{S}{L} + 1.758 \frac{S^2}{L^2} - 0.49 \frac{S^4}{L^4} \right]$$

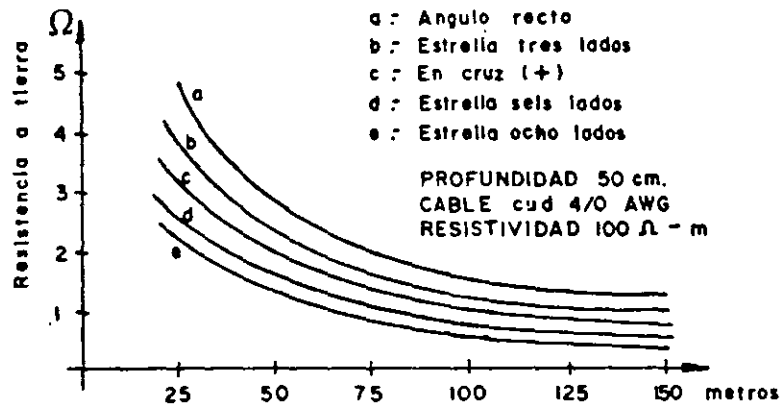


ESTRELLA CON OCHO LADOS

$$R = \frac{e}{16\pi L} \left[\text{Log}_e \frac{2L}{a} + \text{Log}_e \frac{2L}{S} + 10.98 - 5.51 \frac{S}{L} + 3.26 \frac{S^2}{L^2} - 1.17 \frac{S^4}{L^4} \right]$$



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, necesitándose dos meses para absorber el agua al 100 %.

En Agosto de 1980, con fines de prueba se instaló un electrodo con bentonita, en una trinchera de 70 cm. de diámetro, su

rendimiento fue de 60 %, es decir de un valor original en el electrodo de 34 Ohms a tierra se redujo a 13 Ohms, su aplicación fue en terreno rocoso tomando como electrodo el poste, el cual tiene un empotramiento de 240 cm.

y un diámetro de 31 cm. (A-14) en la parte inferior, dando mejores resultados que una varilla de 3 m. y 5/8" de diámetro, se efectuó una segunda prueba, quitando la pintura del poste y su rendimiento subió a 90% eso se hizo mediante la base de que la corrosión es inversamente proporcional a la resistividad o sea a mayor resistividad menor corrosión, lógicamente la alta resistividad implica poca humedad y pocas sales en el terreno.

3.4.2.- METODO SANIK

Inventado por el sueco Sanik, consistente en dos soluciones salinas que reaccionen entre sí, formando una mezcla gelatinosa estable, la cual es conductora de la electricidad e insoluble en agua, tiene cualidades higroscópicas excelentes, es decir, absorbe agua fácilmente. Se han instalado desde 1949, a la fecha permanecen sin alteración, la eficiencia de un electrodo tratado con este procedimiento varía del 25 al 80%.

3.4.3.- RESINAS SINTETICAS

Son resinas de bajo peso molecular del tipo electrolítico con un elemento endurecedor, dando un elemento de baja resistividad que 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:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} L_n \frac{4L}{d}$$

$$R = \frac{100}{2\pi \cdot 3} L_n \frac{4 \times 3}{5/8} = \frac{100}{6\pi} L_n \frac{12}{.0158}$$

$$R = 5.32 L_n 759$$

$$R = 35 \text{ Ohms}$$

Este ejemplo ilustra que, si se tiene una varilla de tierra normal de Copper-weld de 3 metros de longitud y 5/8 de pulgada de diámetro, en un terreno de resistividad de 100 Ohms-m (terreno de cultivo) se obtendrá un valor de resistencia a tierra de 35 Ohms en dicho electrodo.

2.- Se entierra un conductor de tierra de cobre desnudo calibre 4/0 con una longitud de 100 m. a una profundidad de 50 cm. y se desea saber el valor de resistencia a tierra si se sabe que la resistividad del terreno es de 100 Ohms-metro.

Datos:

Longitud = 100 m. L = 50 m.

Resistividad = 100 Ohms-metro

Calibre 4 / 0

Radio = 0.006 m = a

Profundidad = 50 cm. S = 100 cm.

Por lo que se aplica la siguiente fórmula:

$$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left[L_n \frac{4L}{a} + L_n \frac{4L}{s} - 2 \right]$$

$$R = \frac{100}{4 \times 3.14 \times 50} \left[L_n \frac{4 \times 50}{.006} + L_n \frac{4 \times 50}{1} - 2 \right]$$

$$R = \frac{1}{6.28} \left[10.4 + 5.3 - 2 \right]$$

$$R = 2.18 \Omega$$

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 = Desconocida

$$S = 50 \text{ cm. (profundidad)}$$

Conductor Cud 4/0 AWG

Se encuentra la relación de resistividad $\frac{4500}{100} = 45$

dividiendo el valor requerido entre esta relación

$$R = \frac{25}{45} = 0.55 \text{ Ohms}$$

de la gráfica de la fig.19, 3 opciones nos dan este valor:

Estrella de ocho lados 100 m./lado

Estrella de seis lados 125 m./lado

Estrella de cuatro lados 150 m./lado

Dependiendo de la configuración del terreno se escogerá una de estas alternativas.

5.- En un fraccionamiento en construcción denominado "Jardines de la Montaña" ubicado en el sur de la Ciudad de México, con terreno compuesto por roca. Se desea tener una resistencia a tierra menor a 5 ohms. El costo por electrodo profundo es demasiado alto por lo que se quiere instalar un electrodo horizontal, colocando sólo electrodos profundos en las bajadas de los apartarrayos en cada una de las cuatro acometidas. La alimentación está dada por dos anillos con cables subterráneos y se desea poner a tierra el neutro y la carcasa de todos los transformadores.

Si se aprovecha la canalización de alta tensión que tiene 11 500 m de longitud con un radio aproximado de 1 Km. Cual sería su resistencia.

Solución.

Aplicando la formula de Laurent y Niemann.

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

$$\rho = \text{Roca} = 5\,700 \text{ Ohms} - \text{metro}$$

$$r = 1 \text{ Km} = 1000 \text{ m}$$

$$L = 11\,500 \text{ m}$$

$$R = \frac{5\,700}{4 * 1000} + \frac{5\,700}{11\,500}$$

$$R = 1.425 + 0.49 = 1.92 \text{ Ohms.}$$

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.

$$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left[\ln \frac{4 L}{a} + \ln \frac{4 L}{s} - 2 \right]$$

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

$$R = \frac{5700}{4\pi 830} \left[\ln \frac{4 * 830}{0.006} + \ln \frac{4 * 830}{1.0} - 2 \right]$$

$$R = 10.6 \text{ Ohms.}$$

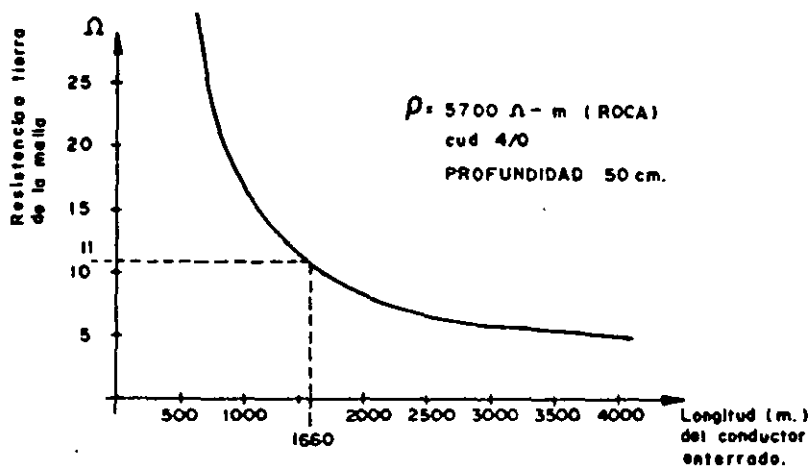
En los puntos de transición aéreo-subterráneo se colocaron a

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.

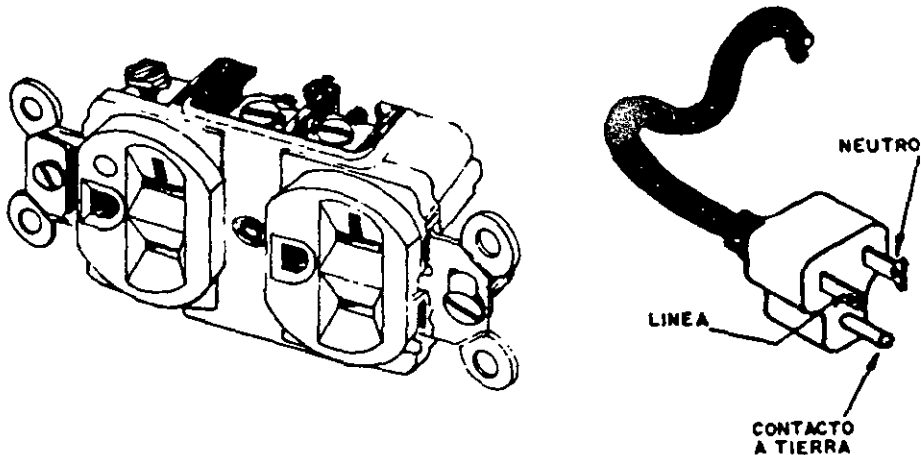


Fig. 20 Clavija y contactos polarizados.

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)

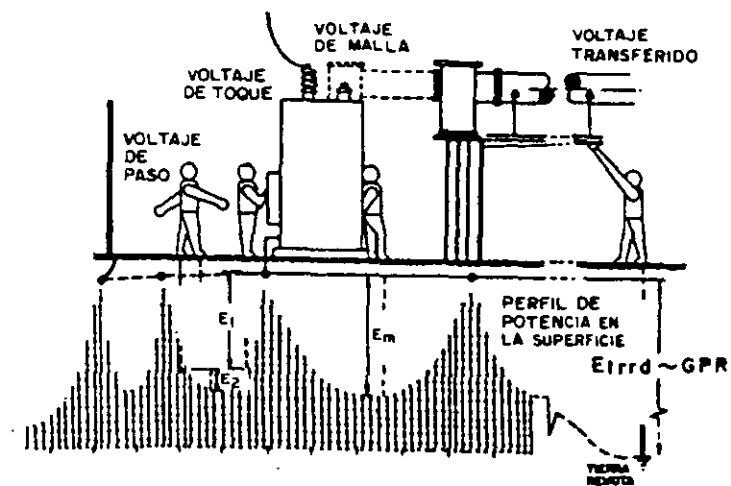


Fig.- 21 Situaciones de chock básicas.

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:

$$I_0 = \frac{E (R_2 + jX_2)}{(R_1 + jX_1) (R_0 + R_2 + 3R_r + j(X_0 + X_2)) + (R_2 + jX_2) (R_0 + 3R_r + jX_0)}$$

En el caso de una falla de línea a tierra la corriente de secuencia cero es:

$$I_0 = \frac{E}{3R_r + (R_1 + R_2 + R_0) + j(X_1 + X_2 + X_0)}$$

Para cuestiones prácticas se anula el efecto de los términos de resistencia quedando:

Falla de línea a línea a tierra :

$$I_0 = \frac{EX_2}{X_1 (X_0 + X_2) + X_2 X_0}$$

Falla de línea a tierra.

$$I_o = \frac{E}{X_1 + X_2 + X_o}$$

donde:

I_o = Valor simétrico rms (Raíz media cuadrática) de la corriente de falla de secuencia cero en amperes.

E = Potencial de fase a neutro en volts.

R_f = Resistencia mínima estimada en la falla (normalmete se asume $R_f = 0$).

R_1 = Resistencia del sistema equivalente de secuencia positiva, Ohms por fase en el lugar de la falla.

R_2 = Resistencia del sistema equivalente de secuencia negativa, Ohms por fase en el lugar de la falla.

R_o = Resistencia del sistema equivalente de secuencia cero, Ohms por fase en el lugar de la falla.

X_1 = Reactancia del sistema equivalente de secuencia positiva, Ohms por fase en el lugar de la falla.

X_2 = Reactancia del sistema equivalente de secuencia negativa, Ohms por fase en el lugar de la falla .

X_o = Reactancia del sistema equivalente de secuencia cero, Ohms por fase en el lugar de la falla.

4.3.3.- Efecto de la resistencia en la falla.

Si la falla es la ruptura de un aislamiento dentro de la subestación se puede asumir que la resistencia es cero, de cualquier forma si nulificamos R_f el valor obtenido estará del lado de la seguridad.

4.3.4.-Efecto de tuberías y cables enterrados directamente.

Los cables enterrados en contacto directo con la tierra con pantallas o armaduras y las tuberías metálicas tienen el mismo efecto ya que se extienden más allá del perímetro de la subestación, conducen parte de la corriente de falla, elevando el potencial durante la falla. (Ver fig. 22)

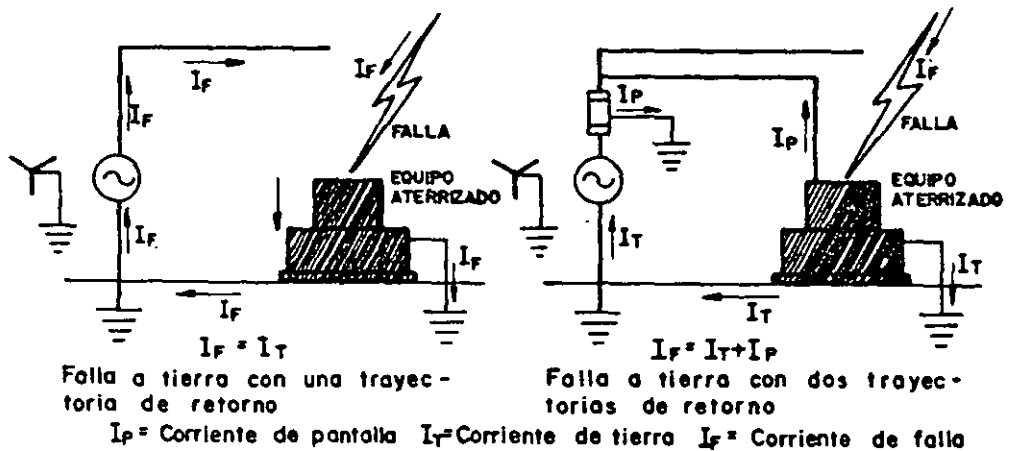


Fig.-22 Falla a tierra.

4.3.5.-Peor caso de falla.

En el caso de subestaciones de distribución con transformador puesto a tierra el peor caso es una falla en el lado de las

boquillas de alta tensión pero si la corriente de corto circuito del lado de alta es pequeña o si hay varios transformadores en paralelo el caso más desfavorable será una falla del lado de baja tensión, es decir, en cualquier parte del circuito de distribución se puede presentar la peor falla.

Si la falla es en el lado de baja tensión la elevación de potencial es despreciable.

Si la falla es fuera de la subestación, en el alimentador de la empresa suministradora, gran parte de la corriente de falla regresará a la fuente de energía en la subestación de potencia de la empresa suministradora.

4.3.6.-Efecto de cambios futuros.

Es común que existan cambios en las configuraciones de los alimentadores, por lo que la corriente puede variar, si la corriente de corto circuito baja, no existe problema ya que el diseño estará del lado seguro, pero la probabilidad de que la corriente de corto circuito aumente existe, por lo que hay que considerar un factor de aumento en la corriente de corto circuito.

4.4.- Resistencia de la malla de tierras.

Este valor es tal vez el más importante en un diseño de una red de tierras, ya que, en una falla el potencial que se presenta está en función de la corriente de corto circuito y de la resistencia. En forma práctica, para subestaciones grandes el valor de resistencia a tierra debe ser alrededor de 1 Ohm o menos y para

subestaciones de distribución un valor aceptable va de 1 a 5 Ohms, dependiendo de las condiciones del local y su contenido, además debe cumplir con valores aceptables de potencial de paso y toque.

Cuando se diseña la red se puede calcular la resistencia esperada mediante algunas fórmulas, una fórmula sencilla es la que considera a la red en forma circular, para esto, es necesario medir la resistividad en forma previa (ver capítulo 2).

$$R_t = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} \quad R_t = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

R_t = Resistencia a tierra de la subestación.

ρ = Resistividad del terreno.

A = Area que ocupa la red en m^2 .

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.

$$R = \frac{\rho}{4\pi l} \left[L_n \frac{4l}{a} + L_n \frac{4l}{s} - 2 \right]$$

Para valores de s pequeños.

$l = L/2$ (longitud del conductor enterrado entre dos) (m).

$s =$ Profundidad del conductor por 2 (m).

$a =$ Diámetro del conductor (m).

Para todos los casos en la longitud del conductor también debe tomarse en cuenta la longitud de las varillas.

4.5.- Selección del conductor.

El conductor que formará la malla de tierras debe seleccionarse de la siguiente manera:

4.5.1.- Material.- puede ser de cobre, aluminio o de fierro, en sí, cualquier elemento metálico, sin embargo, la mayoría de los metales comunes se corroen fácilmente, por lo que el cobre ha destacado en este aspecto ya que es muy resistente a la corrosión, sin embargo existen zonas cercanas a canales de aguas residuales en que el cobre es atacado por los ácidos empleados en el tratamiento de aguas, en estos sitios se podría estudiar el caso y cambiar el material del sistema de tierras.

4.5.2.- Calibre del conductor.

Este se debe seleccionar tomando en cuenta el esfuerzo mecánico y térmico a que está expuesto.

El esfuerzo térmico se puede calcular con la fórmula de Sverak.

Para conductores en escala de mm².

$$I = A \sqrt{\left[\frac{\text{TCAP} \times 10^{-4}}{t_c \alpha_r \theta_r} \right] \text{Ln} \left[\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a} \right]}$$

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.

θ_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)

$$I = 5.0671 \times 10^{-6} A \sqrt{\left[\frac{\text{TACP}}{t_c \cdot r \cdot \theta_r} \right] L_n \left[\frac{K_o + T_o}{K_o + T_o} \right]}$$

Tabla de constantes del material

DESCRIPCION	CONDUCTIVIDAD DEL MATERIAL (%)	σ_r FACTOR A 20°C	k (1/ σ_o) A 0°C	TEMPERATURA DE FUSION (°C)	ρ_r A 20°C ₃ ($\mu\Omega/cm^3$)	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:

$$A \text{ mm}^2 = I \sqrt{\frac{t_c \alpha_r \theta_r 10^4}{\text{TCAP}} \left[1 + \left[\frac{T_s - T_a}{K_o + T_s} \right] \right]}$$

$$A \text{ cmils} = 1973.52 I \sqrt{\frac{t_c \alpha_r \theta_r 10^4}{\text{TCAP}} \left[1 + \left[\frac{T_s - T_a}{K_o + T_s} \right] \right]}$$

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.

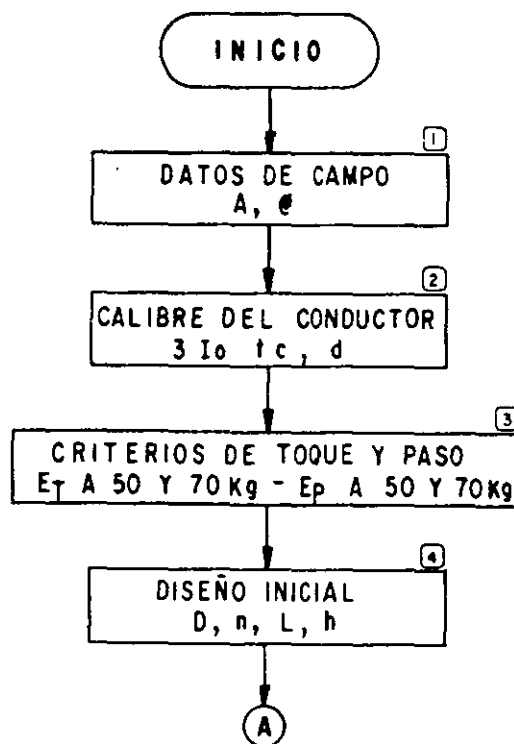
Entre los más comunes tenemos las exotérmicas, es decir a base de calor (cadweld) y los mecánicos que son a base de conectores.

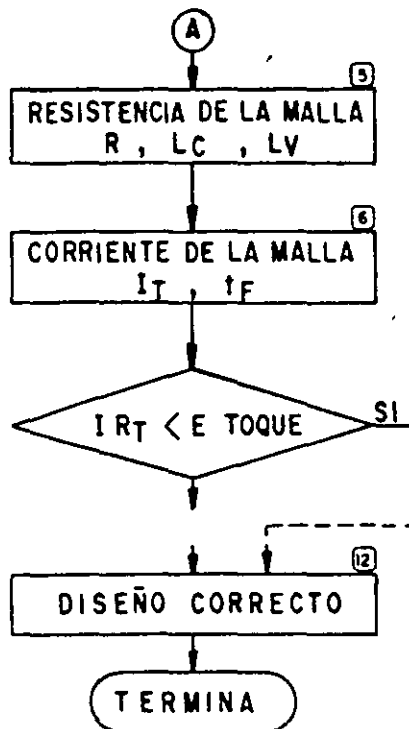
4.6. Calibre del Conductor.

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_o Corriente de falla simétrica a tierra en A
- t_c Duración de la falla en seg para determinar el tamaño del conductor.
- d Diámetro del conductor de la red en m
- Voltaje de toque a 50 kg. Voltaje de toque tolerable por el cuerpo humano con un peso de 50 kg. en volts.
- Voltaje de toque a 70 kg. Voltaje de toque tolerable por el cuerpo humano con un peso de 70 kg. en volts.
- Voltaje de paso a 50 kg. Voltaje de paso tolerable por el cuerpo humano con un peso de 50 kg. en volts.

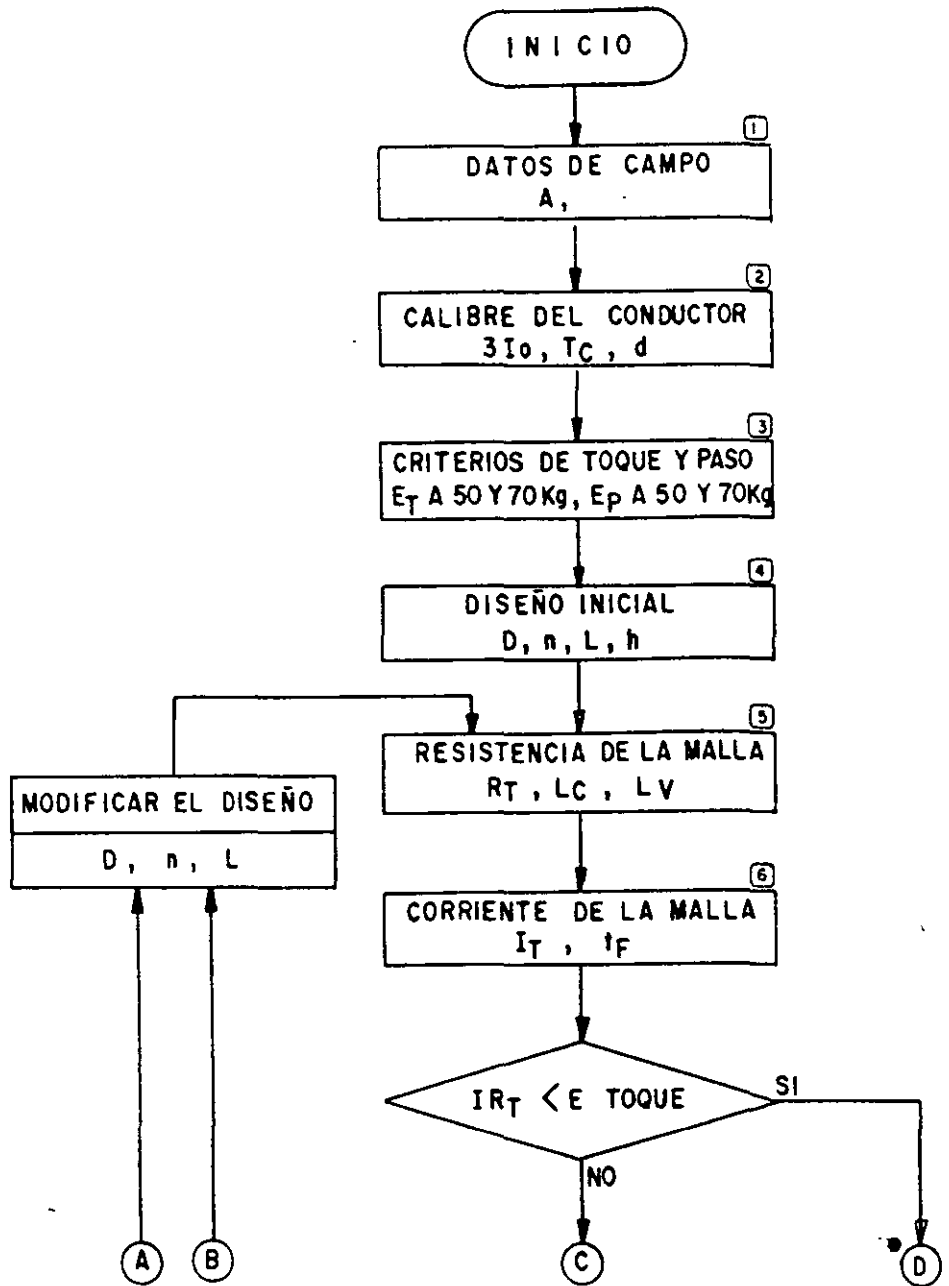
Voltaje de paso a 70 kg. Voltaje de paso tolerable por el cuerpo humano con un peso de 70 kg. en volts.

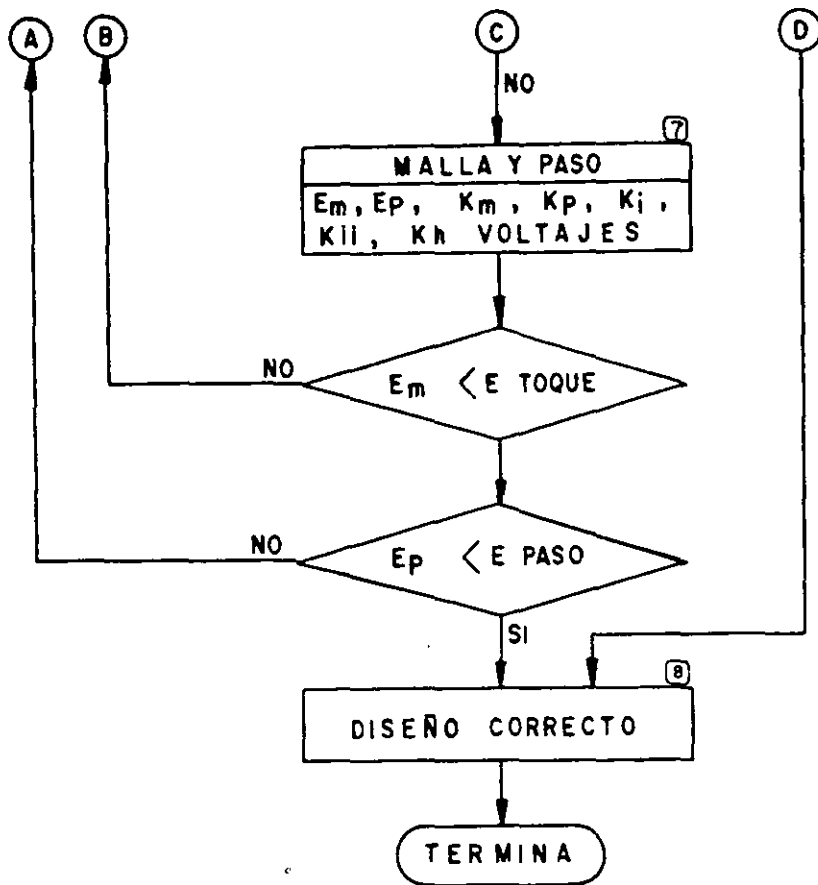
- D Espacio entre conductores paralelos de la malla en metros.
- n Número de conductores paralelos de la malla en m.
- L Longitud total del conductor enterrado y de la varillas de tierra.
- h Profundidad de la red en m.
- R_t Resistencia a tierra del sistema en Ohms.
- L_c Longitud del conductor enterrado en m.
- L_v Longitud de la varilla de tierra en m.
- I_r 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 IR_t es menor que el potencial de toque. Si la respuesta es afirmativa, el diseño esta concluido, es decir, si el producto de la corriente de falla por el valor de la resistencia a tierra es menor que el voltaje de toque, quiere decir que al producirse una falla en el sistema, el voltaje máximo que se presenta no puede dañar a los equipos ni a las personas que se encuentran en el lugar.

Esto es importante porque en situaciones difíciles podemos recurrir a tener una resistencia muy baja y ahorrarnos todos los

cálculos que siguen a continuación.





- E_m Voltaje de malla en el centro de la esquina en volts.
- E_p Voltaje de paso en un punto fuera de la esquina de la malla a 1 m en diagonal hacia fuera de la malla en volts.
- K_m Factor de espaciamento para voltaje de la malla.
- K_p Factor de espaciamento para voltaje de paso.
- K_i Factor de corrección por geometría de la malla.

K_{11} Factor de corrección de peso que ajusta los efectos de los conductores internos de la esquina de la malla.

K_n Factor de corrección de peso que enfatiza los efectos de la profundidad de la malla.

4.8.- Cálculo de los voltajes máximos de paso y malla.

$$E_m = @ K_m K_1 I_T / L \quad (\text{Voltaje de malla})$$

$$E_p = @ K_m K_1 I_T / L \quad (\text{voltaje de paso})$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[L_n \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{11}}{K_n} L_n \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

$K_{11} = 1$ 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.

$$E_m = \frac{\rho I_r K_m K_1}{L_c + 1.15 L_r}$$

Si no se tienen varillas en el perímetro:

$$E_m = \frac{\rho I_r K_m K_1}{L_c + L_r}$$

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

$$w \approx \frac{1}{2(n-1)} + L_n (n-1) - 0.423$$

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:

$\rho = 20$ Ohms-m.

Solución.

Si se coloca una varilla Copper-Weld de 3 metros; y un diámetro de $1/2''$ (1.27cm). Se tiene;

La fórmula:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left[\text{Ln} \frac{4L}{d} \right]$$

$$R = \frac{20}{2 \times 3.14 \times 3} \text{ Ln} \frac{4 \times 3}{.0127}$$

$$R = 1.06 \times 6.85 = 7 \text{ Ohms.}$$

El resultado es satisfactorio.

Ejemplo 2.-

El caso anterior del ejemplo 1, pero ahora el terreno es rocoso. No se pudo efectuar la medición de la resistividad ya que la roca no permitió la entrada de los electrodos, por lo que para la resistividad se tomará el valor de 5700 ohms-m.

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left[\text{Ln} \frac{4L}{d} \right]$$

$$R = \frac{5700}{2 \times 3.14 \times 3} \text{ Ln} \frac{4 \times 3}{.0127}$$

$$R = 302 \text{ Ln} \ 945$$

$$R = 302 \times 6.85 = 2069 \text{ Ohms.}$$

Como se observa el valor de resistencia a tierra es muy elevado, lo que indica que con un electrodo Copper-Weld de 3 metros de longitud no es suficiente para lograr una buena tierra.

En estos 2 ejemplos se fue a los extremos, en el primero la resistividad más baja que se da en la realidad, con una simple varilla se logra una tierra efectiva. En el segundo ejemplo, se toma el caso más desfavorable, el terreno compuesto por roca, y vemos que para lograr el valor de resistencia a tierra de 25 Ohms, es necesario un diseño más complejo.

Aunado a esto, si se pide un valor de resistencia a tierra más bajo el problema se complica en mayor grado.

Ejemplo 3.

Se requiere diseñar la red de tierras en un edificio ubicado en el sur de la Ciudad de México, pero se necesita tener un valor de resistencia a tierra de un Ohm ya que el edificio tiene una red de computadoras así como un conmutador telefónico y las compañías de seguros exigen este valor.

Solución.

Como primer paso se efectuó una visita al lugar encontrando que el terreno es rocoso en un 100% por lo que la resistividad será:

$$\rho = 5700 \text{ ohms-m.}$$

La ubicación del edificio se encuentra con tres posibles alimentaciones de las siguientes subestaciones.

Odón de Buen a 3.0 km.

Contreras a 4.0 Km.

Nueva Olivar a 6.2 Km.

Se calcula la corriente de corto circuito por cualquier método o consultando los datos de la compañía suministradora.

SE'n	Icc a Tierra
Odón de Buen	2770 A
Nueva Olivar	1404 A
Contreras	2224 A

Se considera un factor de crecimiento para este caso 50% y se escoge la situación más desfavorable de corto circuito.

$2770 * 1.5 = 4155$ Amperes.

Se estudiaron los siguientes métodos de puesta a tierra:

Electrodos Profundos.

Electrodos Horizontales.

Electrodos Múltiples.

Electrodos Químicos.

Combinados.

Escogiendo el método de los electrodos profundos.

Se procede a calcular los potenciales de paso y toque, considerando una duración de la falla de 0.5 segundos y una resistividad del suelo de 5700 ohms - metro, tenemos:

$$E_{\text{paso}} = 4261 \text{ volts.}$$

El potencial de Toque.

$$E_{\text{toque}} = 1234 \text{ volts.}$$

Estos son los potenciales que soporta el ser humano en las condiciones más desfavorables de falla en la subestación de mediana tensión.

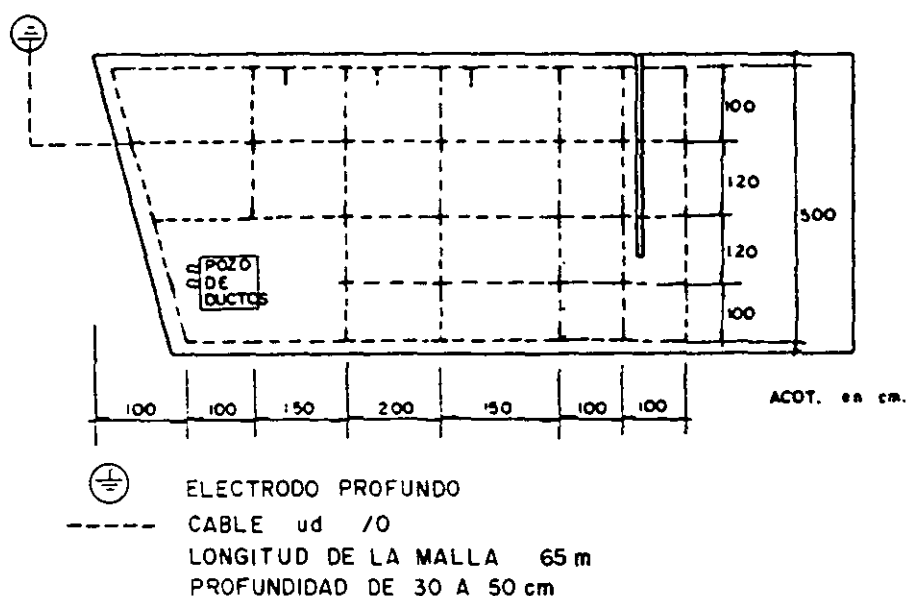


Fig. Ejemplo típico de una red de tierras para una subestación de mediana tensión.

La tensión máxima que se presenta en la SE'n de mediana tensión en el momento de una falla de corto circuito a tierra es la elevación de potencial de la malla:

$$E_{\text{malla}} = \theta K_m K_i I_T / L$$

donde

θ = Resistividad del terreno 5700 Ohms-m.

L = Longitud del conductor de la malla en metros.

I_T = 4155 Amperes.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\text{Ln} \left(\frac{D^2}{16 hD} + \frac{(D+2h)^2}{8 Dd} + \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{11}}{K_b} \text{Ln} \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

$$K_{11} = \frac{1}{(2n)^{2/n}} \text{ (no hay electrodos)}$$

$$K_b = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}$$

h_0 = Referencia de profundidad de la malla.

D = Espacio entre conductores paralelos en metros (variable).

h = Profundidad de la malla en metros = 0.5 m.

n = Número de conductores paralelos en una dirección (5).

d = Diámetro del conductor = 4/0 = 0.013 m.

L = 64.5 metros.

$$K_{11} = \frac{1}{10^{2/5}} = 0.4$$

$$K_b = \sqrt{1 + 0.5} = 1.22$$

$$\frac{K_{11}}{K_b} = 0.33$$

$$K_m = \frac{1}{6.28} \left[\text{Ln} \left[\frac{4}{16 * 0.5 * 0.013} + \frac{(2 + 1)^2}{8 * 2 * 0.013} + \frac{0.5}{4 * 0.013} \right] 0.32 \text{ Ln} \frac{8}{3.14 * (10 - 1)} \right]$$

$$K_m = 0.6146$$

$$K_1 = 0.65 + 0.172 m$$

$$K_1 = 1.51$$

$$E_{\text{malla}} = \frac{5289}{64.5} * 4.155 = 34071 \text{ volts}$$

$$E_{\text{malla}} \quad 23 \text{ kv (voltaje de la fuente).}$$

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:

$$v_{\text{malla}} = I_r * R_T$$

Si V_{malla} menor o igual a V_{toque}

$$V_{\text{toque}} = V_{\text{malla}} = 1234 \text{ volts}$$

$$R_g = \frac{V_{\text{malla}}}{I_{\text{cc}}} = \frac{1234}{4155} = 0.29 \text{ Ohms}$$

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.

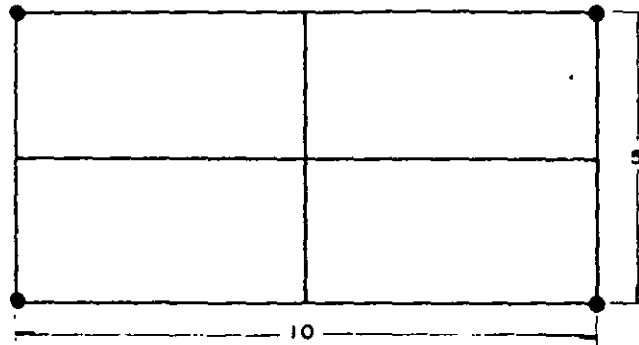
Solución.

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 (e_s).

$$\text{Potencial de toque a 50 kg} = \frac{116 + 0.17 e_s}{\sqrt{t}}$$

$$\text{Potencial de toque a 70 kg} = \frac{157 + 0.24 e_s}{\sqrt{t}}$$

$$\text{Potencial de paso a 50 kg} = \frac{116 + 0.7 e_s}{\sqrt{t}}$$

$$\text{Potencial de paso a 70 kg} = \frac{157 + e_s}{\sqrt{t}}$$

$$P_{T50kg} = \frac{116 + 0.17 (3000)}{\sqrt{0.5}} = \frac{626}{0.7} = 894 \text{ Volts}$$

$$P_{T70kg} = \frac{157 + 0.24 (3000)}{\sqrt{0.5}} = 1240 \text{ Volts}$$

$$P_{P50kg} = \frac{116 + 0.7 (3000)}{\sqrt{0.5}} = 3166 \text{ Volts}$$

$$P_{P70kg} = \frac{157 + 3000}{\sqrt{0.5}} = 4464 \text{ Volts}$$

Se calcula la resistencia a tierra de la red de tierras por la fórmula general:

$$R = \frac{e}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d}$$

$$e = 20 \text{ Ohms-m}$$

$$L = 45 \text{ (cable)} + 12 \text{ (varillas)} = 57 \text{ m.}$$

$$d = 0.013 \text{ m (cable 4/0)}$$

$$R = \frac{20}{2 * 3.14 * 57} \ln \frac{4 * 57}{0.013}$$

$$R = 0.05587 * 9.77 = 0.5459$$

Recurriendo al diagrama de flujo del procedimiento de diseño en el paso 7 (diagrama de flujo, inciso 4.7.); tomando el potencial de toque más desfavorable:

$$IR_t \leq E/\text{toque}$$

$$1500 * 0.54 \leq 894$$

$$810 \leq 894$$

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:

$$\rho = 50 \text{ Ohms-m}$$

$$L = 57 \text{ m.}$$

$$I_{\infty} = 1500 \text{ Amperes}$$

$$d = 0.013 \text{ m (4/0)}$$

$$E_{\text{toque}} = 894 \text{ volts}$$

Solución:

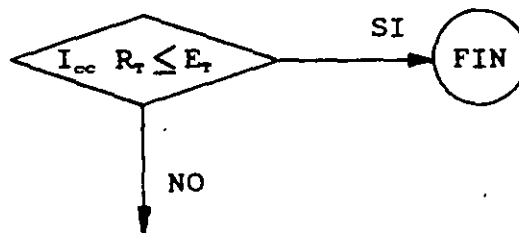
$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d}$$

$$R = \frac{50}{6.28 * 57} \ln \frac{4 * 57}{0.013}$$

$$R = 0.14 \ln 17538$$

$$R = 1.368 \text{ Ohms.}$$

Del diagrama



$$1500 * 1.368 \leq 894 \text{ V.}$$

$$2052 \leq 894$$

Como la respuesta es No, se efectúan los cálculos siguientes:

$$E_1 = \frac{1}{2} K_1 F \frac{I_1}{L}$$

$$E_2 = \frac{1}{2} K_2 K_3 \frac{I_2}{L}$$

$$K_2 = \frac{1}{2\pi} \left[\text{Ln} \left[\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D + 2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{11}}{kh} \text{Ln} \frac{8}{(2n-1)} \right]$$

$K_{11} = 1$ (Con electrodos en las esquinas)

$$Kh = \sqrt{1 + h/h_0}$$

$h = 0.5$ m (profundidad de la malla)

$$h_0 = 1$$
 m

$$Kh = 1.22$$

$$D = 5$$

$$K_2 = \frac{1}{6.28} \left[\text{Ln} \left[\frac{25}{16 * 0.5 * 0.013} + \frac{(5 + 1)^2}{8 * 5 * 0.013} - \frac{0.5}{4 * 0.013} \right] + \text{Ln} \frac{8}{(2 * 3 - 1)} \right]$$

$$K_2 = 0.16 \quad \text{Ln} (240 + 69 - 9.6) + 0.55$$

$$K_n = 0.824$$

$$K_i = 0.656 + 0.172 n$$

$$K_i = 0.656 + 0.172(3)$$

$$K_i = 1.172$$

$$E_n = 50 * 0.824 * 1.172 * 1500/57$$

$$E_n = 1270 \text{ Volts}$$

$$K_p = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} w \right]$$

$$W = \frac{1}{2} = 0.5$$

$$K_p = \frac{1}{3.14} \left[1 + \frac{1}{5.5} + \frac{0.5}{5} \right] = 0.4$$

$$E_p = 50 * 0.4 * 1.172 * 1500/57$$

$$E_p = 617 \text{ Volts}$$

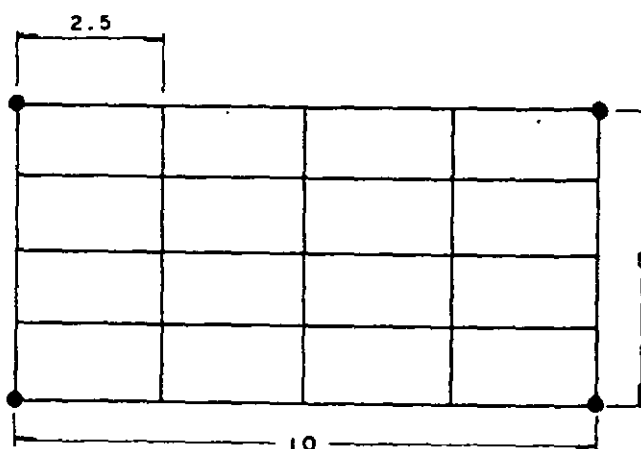
VOLTAJES MAXIMOS QUE SOPORTA EL CUERPO HUMANO (50 Kg)		VOLTAJES MAXIMOS QUE SE PRESENTAN EN UNA FALLA A TIERRA	
E_p	3224		617
E_r	894		1270

(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

$$I_{\text{arr}} = 1500 * 0.9277$$

$$= 1392 \text{ Volts}$$

$$1392 \quad 894$$

Como la respuesta es no, se efectuan los cálculos siguientes:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left[\frac{D^2}{16hD} + \frac{(D + 2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] \right] + \frac{K_{11}}{Kh}$$

$$\left[\ln \frac{8}{\pi(2n - 1)} \right]$$

$$K_{11} = 1$$

$$K_h = 1.22$$

$$D = 2.5$$

$$K_u = \frac{1}{6.28} \left[\text{Ln} \left[\frac{2.5^2}{16 * 0.5 * 0.013} + \frac{(2.5 + 1)^2}{8 * 2.5 * 0.013} - \frac{0.5}{4 * 0.013} \right] + \frac{1}{1.22} \text{Ln} \frac{8}{\pi(2 * 5 - 1)} \right]$$

$$K_u = 0.16 \left[\text{Ln} (60 + 47 - 9.6) + 0.82 \text{Ln} 0.28 \right]$$

$$K_u = 0.16 [4.578 - 1] = 0.57$$

$$K_1 = 0.656 + 0.172(5) = 1.51$$

$$E_u = 50 * 0.57 * 1.51 * 1500/87$$

$$E_u = 742 \text{ Volts}$$

$$K_p = \frac{1}{3.14} \left[1 + \frac{1}{3} + \frac{1}{2.5} * 1 \right]$$

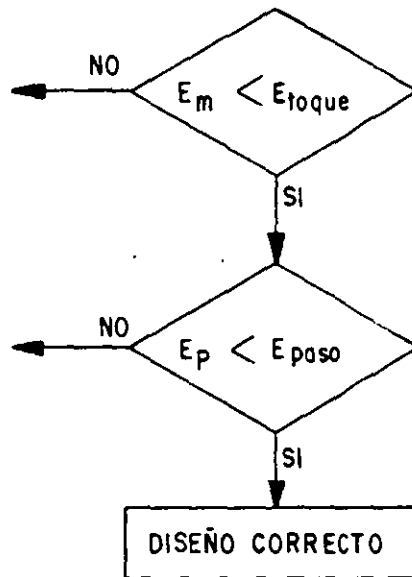
$$W = \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} = 0.5 + 0.33 + 0.25 = 1.08$$

$$K_p = \frac{1}{3.14} \left[1 + 0.33 + 0.4 \right] = 0.55$$

$$E_p = 50 * 0.55 * 1.172 * 1500 / 87$$

$$E_p = 555 \text{ Volts}$$

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 puestas a tierra.

a) Circuitos de corriente alterna de menos de 50 V. Los circuitos de corriente alterna de menos de 50 V estarán puestos a tierra en cualquiera de las condiciones siguientes:

1) Cuando son alimentados por transformadores, si el sistema de alimentación tiene más de 150 V a tierra.

2) Cuando son alimentados por transformadores, si el sistema que alimenta el transformador no está puesto a tierra.

3) Cuando son instalados como conductores aéreos fuera del inmueble.

b) Sistemas de corriente alterna de 50 V a 1000 V. Los sistemas de corriente alterna de 50 V a 1000 V que alimentan

circuitos y sistemas estarán puestos a tierra en cualquiera de los casos siguientes:

1) Cuando el sistema puede ser puesto a tierra de tal manera que la tensión máxima a tierra de los conductores sin conexión a tierra no sea mayor de 150 V.

2) Cuando el sistema es conectado en 3 fases, 4 hilos, y el neutro como conductor del circuito.

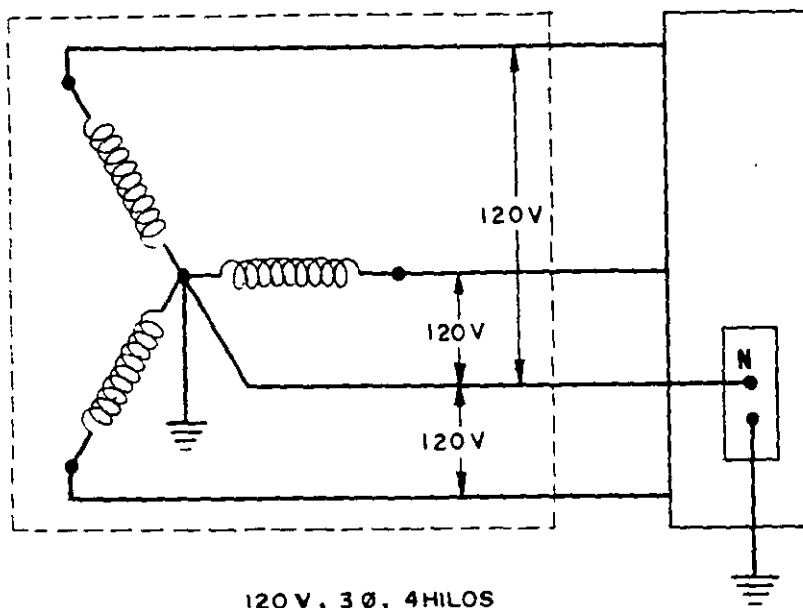


Fig. 5.1.- Cuando un sistema es en estrella de 3 fases, 4 hilos, el neutro es puesto a tierra, como se muestra.

3) Cuando el sistema está conectado en delta 3 fases, 4 hilos, el punto medio del devanado de una de las fases es usado como un conductor del circuito.

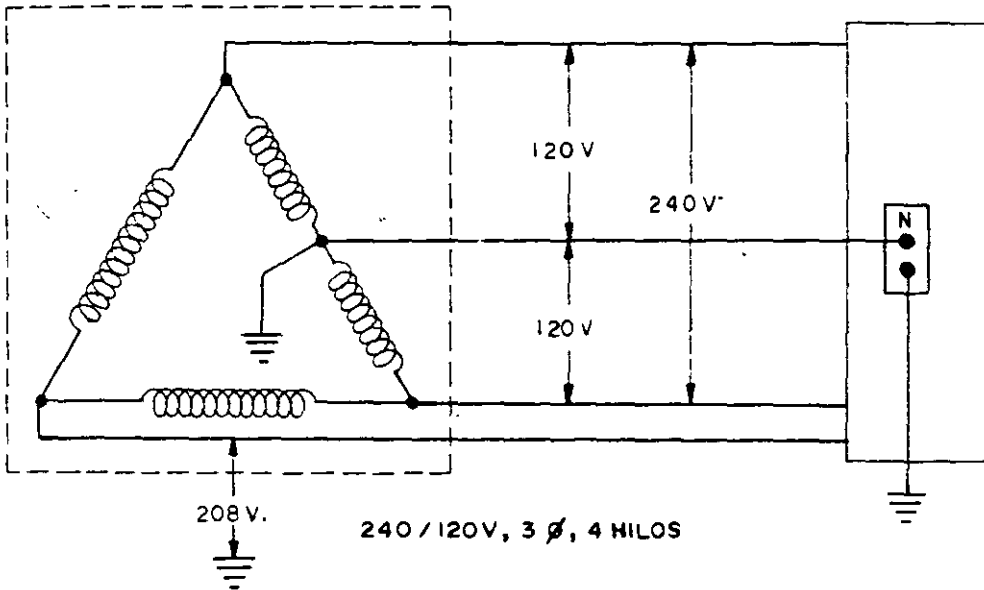


Fig. 5.2.- En un sistema conectado en delta donde el punto medio de una fase se conecta a tierra, como se muestra en la figura.

4) Cuando un conductor de acometida no está aislado de acuerdo con las Secciones 230-22, 230-30, 230-41.

d) Sistemas derivados separadamente. Un sistema de un circuito principal alimentado de un generador, transformador o de un

convertidor y que no tenga ninguna conexión eléctrica directa, incluyendo un conductor puesto sólidamente a tierra para alimentar conductores que se originen en otro sistema, se pondrá a tierra como lo exige la sección 250-26, si así se requiere según las disposiciones (a) y (b) anteriores.

250-25. Conductor que debe ser puesto a tierra en sistemas de corriente alterna. Para sistemas con circuitos principales en corriente alterna se pondrá a tierra el conductor como se especifica de 1 a 5 a continuación:

- 1) Sistemas monofásicos de dos hilos: Un conductor

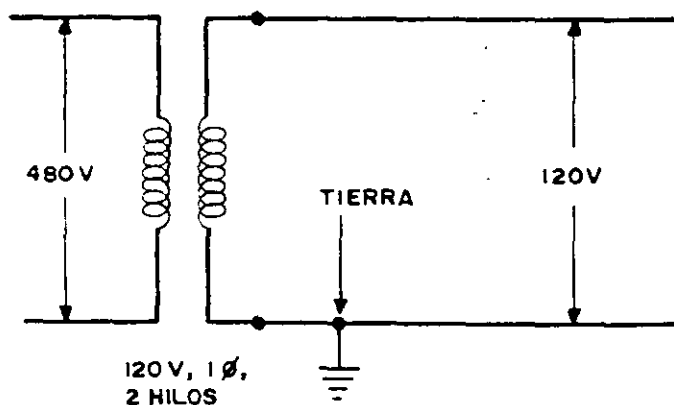


Fig. 5.3.- Puesta a tierra de un sistema monofásico.

2) Sistemas monofásicos de tres hilos: el conductor neutro.

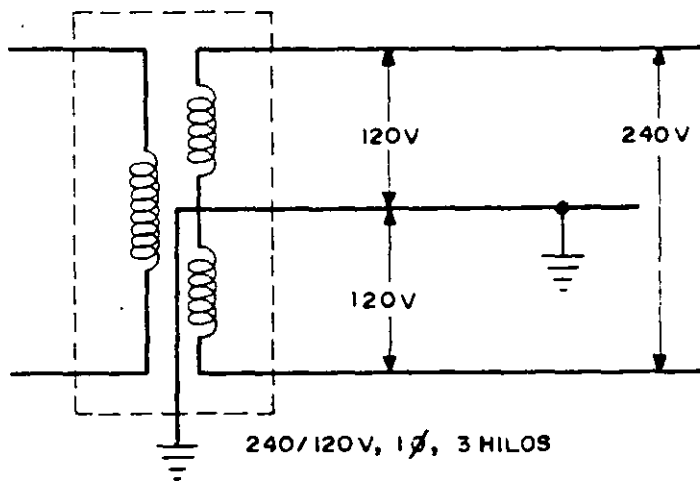


Fig. 5.4 Sistema monofásico de tres hilos.

Este tipo de sistemas, también se les conoce como Edison y en México se encuentran algunos algunos fraccionamientos alimentados con este tipo de energía, la diferencia con un sistema bifásico radica en que el ángulo en el primero es 120 grados mientras que en este tipo de sistemas es de 180 grados.

3) Sistemas polifásicos que tienen un conductor común a todas las fases: el conductor común.

4) Sistemas polifásicos que requieren tener una fase puesta a tierra: el conductor de una fase.

5) Sistemas polifásicos en el cual una fase empleada como se especifica en (2): el conductor neutro.

Los conductores puestos a tierra deben identificarse por los mecanismos especificados en el Artículo 200.

D. Puesta a tierra de gabinetes.

250-32. Canalizaciones y ductos de acometida. Los gabinetes y ductos metálicos para los conductores de acometida y los equipos deberán ser puestos a tierra.

250-42. Equipos fijos o conectados por métodos de alambrado permanente. Las partes metálicas descubiertas de equipos fijos, no destinadas a transportar corriente y que tengan probabilidades de llegar a ser energizadas, deben ser puestas a tierra cuando exista cualesquiera de las condiciones especificadas en (a) a (f), a continuación:

a) Distancias vertical y horizontal. Cuando estén dentro de una distancia de 2.40 m (8 pies) verticalmente o de 1.50 m (5 pies) horizontalmente de la tierra, o de los objetos metálicos puestos a tierra y expuestos a contacto de personas.

b) Lugares húmedos o mojados. Cuando están ubicadas en lugares húmedos o mojados no están aisladas.

c) Contacto eléctrico. Cuando estén en contacto eléctrico con metales.

d) Lugares (clasificados) peligrosos. Cuando estén en lugares (clasificados) peligrosos, de acuerdo con los Artículos 500 a 517.

e) Métodos de alambrado. Cuando los equipos estén alimentados por cables con revestimiento metálico, cubierta metálica, canalizaciones u otros métodos de alambrado, los cuales proveen una puesta a tierra de equipo, excepto lo permitido en la Sección 250-33 para tramos cortos de cubiertas metálicas.

f) Más de 150 V a tierra. Cuando el equipo funciona con cualquiera de sus terminales a más de 150 V a tierra.

Excepción No. 1: Las cubiertas de interruptores automáticos que no sean equipos de acometida y que solo sean accesibles a personas calificadas.

Excepción No. 2: Las estructuras metálicas de aparatos calentados eléctricamente exceptuados por permiso especial en cuyo caso la estructura debe estar permanentemente y efectivamente aislada de tierra.

Excepción No. 3: Aparatos de distribución, tales como cajas de transformadores o condensadores montados en postes de madera a una altura que sobrepase los 2.40 m (8 pies) sobre tierra a nivel del piso.

Excepción No. 4: El equipo de protección con un sistema de doble aislamiento o su equivalente, no se requiere que sean puestos a tierra. Cuando tal sistema es empleado, el equipo deberá estar marcado para su identificación.

250-43 Equipos fijos conectados por métodos de cableado permanente.

Disposiciones específicas. Cualquiera que sea la tensión, las partes metálicas descubiertas y no destinadas a transportar corriente de las clases de equipos descritos de (a) a (j) que siguen, serán puestas a tierra.

a) Cuadros de distribución. Las estructuras y armazones de cuadros de distribución que soportan equipos de maniobra.

Excepción: Armazones de cuadros de distribución de corriente continua de dos hilos cuando están efectivamente aislados a tierra.

b) Organos. Armaduras de generadores y motores de órganos eléctricos.

Excepción: Cuando el generador está efectivamente aislado de tierra y del motor que lo acciona.

c) Armazón de motores. Las armazones de motores, como está indicado en la Sección 430-142.

d) Cubiertas de controladores de motores. Cubiertas de controladores de motores.

Excepción 1: Gabinetes o ductos fijos para equipo portátil subterráneo.

Excepción 2: Cubiertas alineadas de interruptores de resorte.

e) Grúas y elevadores de carga. Equipo eléctrico para grúas y elevadores.

f) Cocheras comerciales, teatros y estudios de cine móviles. Equipos eléctricos en cocheras comerciales, teatros y estudios de cine móviles.

Excepción: Los portalámparas colgantes alimentados por circuitos de tensión a tierra no mayor de 150 V

g) Anuncios eléctricos. Los anuncios eléctricos y equipos asociados.

h) Equipos de proyección de cine.

i) Circuitos de control remoto, señalización de protección contra el fuego. El equipo alimentado por circuitos de señalización y de control remoto, y de señalización de protección contra el fuego Clases 1, 2 y 3, cuando la parte B de este Artículo especifique que estos 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, rejas y cubiertas metálicas similares que rodean equipos con tensiones superiores a 1 KV o más entre conductores, a menos que estén en Subestaciones o bóvedas que dependan solamente de las compañías de servicio eléctrico.

e) Casas móviles y vehículos de recreo. Las casas móviles y vehículos recreativos como está especificado en los Artículos 550 y 551.

Nota: Cuando existen partes metálicas extensas en los inmuebles, que puedan quedar energizadas y ser tocadas por

personas, su conexión a tierra adecuada dará seguridad adicional.

250-45 Equipo conectado con cordón y clavija. Se pondrán a tierra las partes metálicas descubiertas que no transportan corriente y que pueden quedar energizadas, en los equipos conectados con cordón y clavija, en cualquiera de los casos descritos en (a) a (d) siguientes.

a) En lugares (clasificados) peligrosos. (Véase los Artículos 500-517)

b) Mayores de 150 V a tierra. Cuando operan a más de 150 V respecto a tierra.

Excepción 1: Los motores, si están protegidos.

Excepción 2: Las envolventes metálicas de aparatos calentados eléctricamente exceptuados por permiso especial en cuyo caso la envolvente está permanente y efectivamente aislada a tierra.

Excepción 3: Equipo de información y procesamiento de datos y de oficina, protegido por un sistema de dobles aislamiento o su equivalente, no se requiere que sea puesto a tierra, cuando tal sistema es empleado, el equipo deberá estar marcado para su identificación.

c) En propiedades residenciales.

1) Refrigeradores, congeladores y aparatos de aire acondicionado.

2) Lavadoras y secadoras de ropa, lavaplatos y equipos eléctricos para acuarios.

3) Herramientas manuales operadas por motor, herramientas operadas por motor, fijas y estacionarias, herramientas operadas por motor para industria ligera.

4) Aparatos operados por motor de los siguientes tipos:
podadoras y limpiadores de pisos a base de agua.

5) Lámparas de mano portátiles.

Excepción: Las herramientas y aparatos portátiles y protegidos por un sistema aprobado de aislamiento doble o su equivalente, no necesitan conectarse a tierra. Al estar provisto de tal sistema aprobado el equipo ha de llevar marcas que lo señalen como tal.

d) En propiedades no residenciales.

1) Refrigeradores, congeladoras y aparatos de aire acondicionado.

2) Lavadoras y secadoras de ropa, lavaplatos, bombas de sumidero y equipo eléctrico de acuarios, equipo de procesamiento de datos y computadoras.

3) Herramientas manuales operadas por motor. Herramientas operadas por motor fijas y estacionarias, herramientas operadas por motor para uso de industria ligera.

4) Aparatos operados por motor de los siguientes tipos,
podadoras y limpiadores de pisos a base de agua.

5) Aparatos conectados con cordón y clavija en lugares húmedos o mojados o que sean utilizados por personas paradas en tierra o sobre pisos metálicos o trabajando dentro de tanques metálicos o calderas.

6) Herramientas que puedan usarse en lugares conductivos y húmedos.

7) Lámparas portátiles.

Excepción 1: Las herramientas y lámparas portátiles que eventualmente hayan de ser utilizadas en lugares mojados y

conductivos, no necesitan estar puestas a tierra cuando estén alimentadas por un transformador de aislamiento con secundario no puesto a tierra de no mas de 50 V.

Excepción 2: Las herramientas operadas con motor, fijas y estacionarias, uso industrial, portátiles y los aparatos que estén protegidos por un sistema aprobado de doble aislamiento o su equivalente, no necesitan conectarse a tierra. Al estar provisto de tal sistema aprobado, el equipo ha de llevar marcas distintivas que lo señalen como tal.

Nota: En relación con (c) y (d), las herramientas o aparatos portátiles que no están provistos con un aislamiento doble o protección puesta a tierra no están destinados para usarse en lugares húmedos, mojados o conductivos, siempre y cuando estén puestos a tierra.

250-46 Separación a los pararrayos. Las canalizaciones metálicas, cubiertas, estructuras u otras partes metálicas de equipos eléctricos que no transportan corriente, se mantendrán a 1.80 m (6 pies) de distancia por lo menos, de los conductores de bajada de los pararrayos, si esto no es posible, deben tener puentes de unión a los electrodos o varillas.

Nota: Véase las Secciones 25-56 y 800-40 (b) (3) (3).

F Métodos de puesta a tierra.

250-50 Conexiones del conductor de puesta a tierra de equipos. Las conexiones del conductor para puesta a tierra de equipos del lado de la fuente, en sistemas derivados separadamente, serán hechas de acuerdo con las indicaciones de la Sección 250-26 a); en el equipo de acometida, tal conexión se hará de la manera que se indica en (a) o (b) siguientes:

a) Para sistemas puestos a tierra. La conexión se hará puenteando el conductor de puesta a tierra del equipo al conductor puesto a tierra de la acometida y al conductor del electrodo de puesta a tierra.

b) Para sistemas no puestos a tierra. La conexión se hará puenteando el conductor de puesta a tierra del equipo al conductor del electrodo de puesta a tierra.

Excepción para (a) y (b) arriba indicadas: Para reemplazo de contactos de tipo sin conexión a tierra por contactos del tipo con conexión a tierra (polarizadas) y para extensiones del circuito derivado solo en instalaciones existentes que no tengan un conductor de equipo con conexión a tierra en el circuito derivado, el sistema de acuerdo con la Sección 250-81.

Nota: Ver la Sección 210-7 (d). Excepción, para el uso de contactos del tipo de interruptor de circuito con falla a tierra.

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

La tierra no deberá ser usada como un único conductor del equipo con conexión a tierra.

G Puenteado.

250-70 Disposiciones generales. Se Proveerán puentes de unión cuando sean necesarios para garantizar la continuidad

eléctrica y la capacidad para transportar con seguridad cualquier corriente de falla que pueda producirse y mantener un potencial eléctrico común.

250-73 Armadura o cinta metálica de cable de acometida. En los cables de acometida que tienen un conductor desnudo puesto a tierra y en contacto eléctrico continuo con su armadura o cinta metálica se considera que la cubierta metálica está puesta a tierra en forma adecuada.

250-74 Conexión de la terminal de puesta a tierra del contacto a la caja. Se conectará la terminal de puesta a tierra de los contactos del tipo de puesta a tierra a la caja puesta a tierra con un puente de unión.

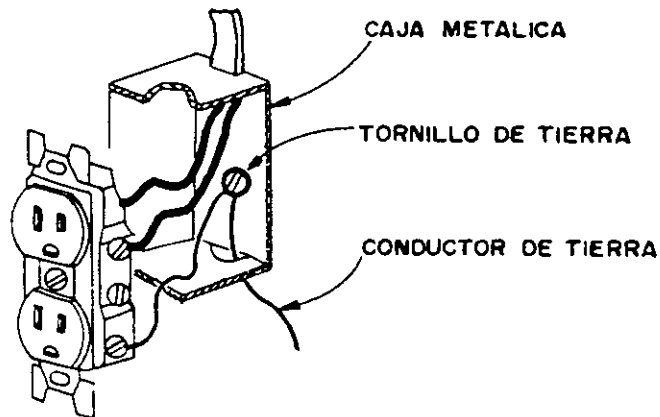


Fig. 250-18

Excepción No. 1: Cuando la caja es montada en la superficie, el contacto directo de metal entre el puente soporte del dispositivo y la caja se puede considerar como puesta a tierra. Esta Excepción no se aplicará a contactos cubiertos y empotrados a menos de que la combinación de la caja y la cubierta están aprobados para proveer continuidad satisfactoria de puesta a tierra entre la caja y el contacto.

Excepción No. 2: Los dispositivos de contacto o soportes diseñados y aprobados para el uso de pueden usar en conjunto con los tornillos de soporte, para establecer el circuito de puesta a tierra entre el puente soporte del dispositivo y las cajas empotradas.

Excepción No. 3: Las cajas de piso diseñadas y aceptadas para proporcionar una continuidad a tierra satisfactoria entre la caja y el dispositivo.

Excepción No. 4: Cuando es requerido para reducir el ruido eléctrico (interferencia electromagnética) en el circuito de puesta a tierra, se puede permitir el uso de un contacto en el cual el contacto de tierra está voluntariamente aislada del medio de montaje del contacto. El contacto de tierra del contacto debe ponerse a tierra por un conductor aislado de puesta a tierra del equipo instalado junto con los conductores del circuito. Se permitirá que el conductor puesto a tierra pase a través de uno o mas tableros sin conectarlo a la terminal del tablero con puesta a tierra como se permite en la Sección 384-20 excepto cuando termina en la estructura o en el inmueble en la terminal del conductor de puesta a tierra del equipo del sistema derivado o acometida.

Nota: El uso de un conductor aislado de puesta a tierra del equipo no releva del cumplimiento del requisito de poner a tierra la canalización y la caja de salida.

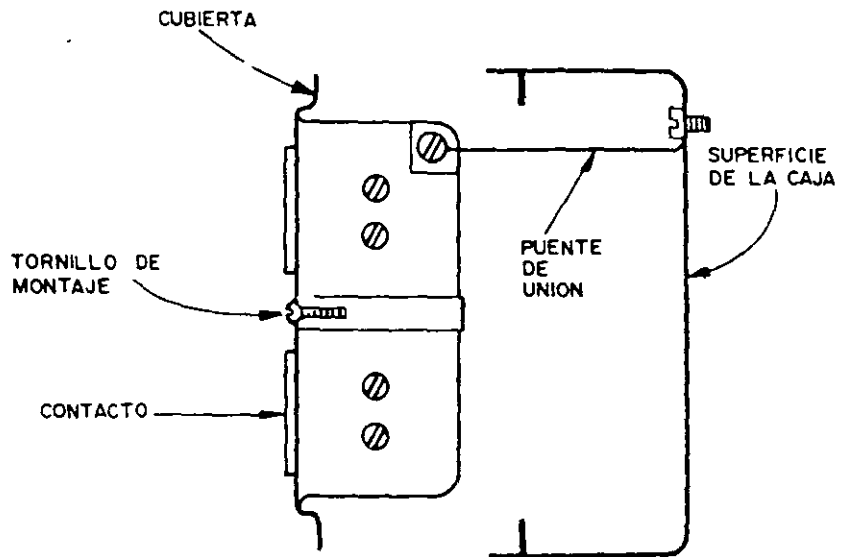


Fig. 250-28A

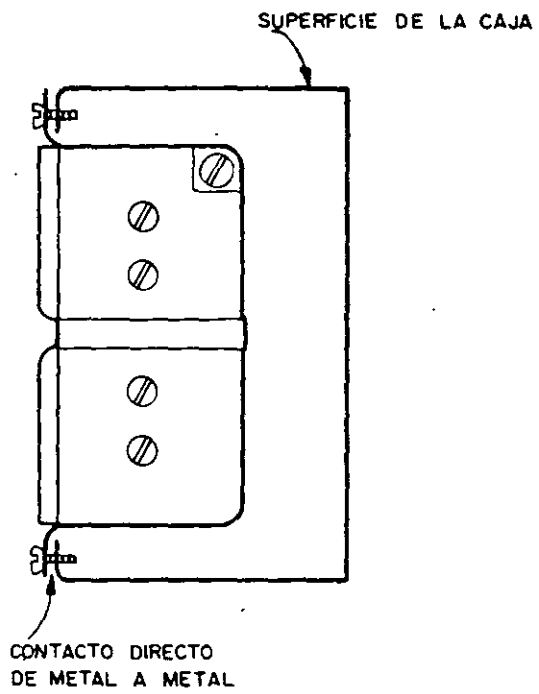


Fig. 250-28B

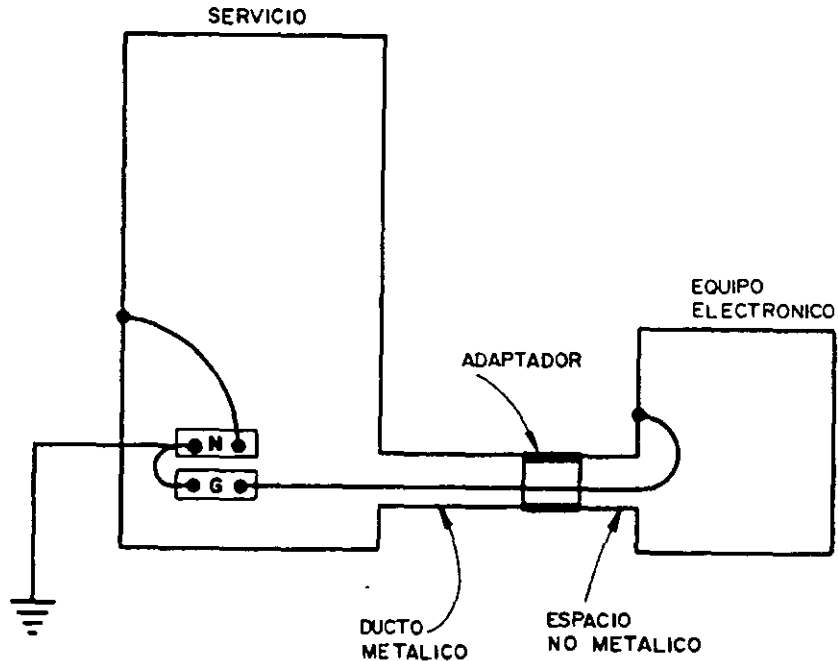


Fig. 250-30(a)

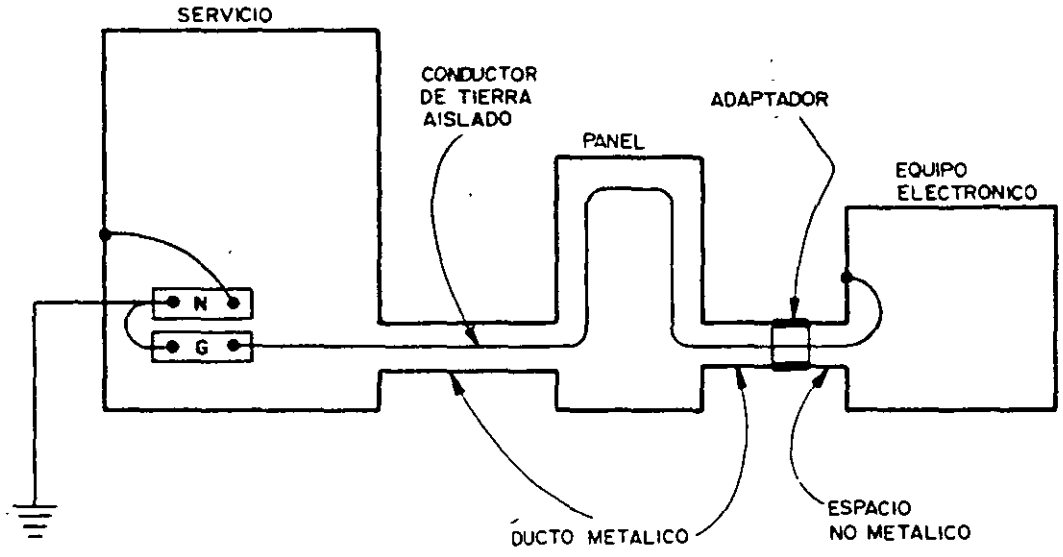


Fig. 250-30(b)

250-75 Puente de unión para ductos o gabinetes. Se colocarán puentes de unión donde sea necesario en las canalizaciones metálicas, charolas de cables, armaduras de cables, cubiertas metálicas de cables, cubiertas de equipos, estructuras accesorios y otras partes metálicas que no transportan corriente y que deben servir como conductores de puesta a tierra, con o sin el uso de conductores con puesta a tierra del equipo suplementario, cuando es necesario asegurar en forma efectiva la continuidad eléctrica y la capacidad de conducción para transportar de manera segura cualquier corriente de falla que pueda circular por ellos.

Toda la pintura no conductiva, esmalte o recubrimiento similar, debe quitarse de las roscas, puntos de contacto y superficies de contacto, o bien se usarán medios de conexión diseñados de manera que hagan innecesario su retiro.

Excepción: Donde se requiere para la reducción del ruido eléctrico (interferencia electromagnética) en el circuito de puesta a tierra, un equipo dentro de un gabinete alimentado por un circuito derivado puede ser aislado de las charolas que alimenten el circuito siempre y cuando se utilicen charolas no metálicas con puntos de contacto hechos con accesorios aislados también. La charola metálica debe cumplir con lo previsto en este Artículo y tener un conductor de puesta a tierra del equipo aislado de acuerdo con la Sección 250-74, Excepción 4. Puesta a tierra de gabinetes de equipo.

Nota: El uso de un conductor de puesta a tierra aislado para equipo, no libera los requisitos de puesta a tierra para los sistemas de charola o tubería.

250-79 Puentes de unión principal y del equipo.

a) Material. Los puentes de unión principal y para el equipo serán de cobre o de otro material resistente a la corrosión. Un puente de unión principal deberá ser un alambre, una barra, un tornillo o un conductor similar adecuado.

b) Construcción. Cuando un puente de unión principal consiste en un tornillo solamente, este debe ser identificado con un color verde y debe ser visible.

c) Método de fijación. Los puentes de unión principales y para el equipo deben ser fijados de acuerdo con las indicaciones de la Sección 250-113 para circuitos y equipos, y de la Sección 250-115 para los electrodos de puesta a tierra.

d) El calibre del puente de unión del equipo en el lado de la alimentación y del puente de unión principal. El puente de unión no será menor que los calibres indicados en la tabla 250-94 para los conductores del electrodo de puesta a tierra. Cuando los conductores de fase de la entrada de acometida sean mayores que el calibre 1100 kc mil de cobre o del 1750 kc mil de aluminio, los puentes de unión tendrán el área de su sección no menor de 12.5 % del área del conductor de fase de mayor tamaño, excepto cuando estos conductores y el puente sean de materiales diferentes (cobre o aluminio), en cuyo caso se elegirá el calibre del puente de unión de capacidad en amperes equivalente al que tendría si fuera del mismo material que los conductores de fase. Cuando los conductores de entrada de la acometida están en paralelo en dos o mas canalizaciones o cables, el puente de unión del equipo, donde sea tendido con las canalizaciones o cables, deberá correr en paralelo. El calibre del puente de unión para

cada canalización o cable se basará en el tamaño de los conductores de entrada de la acometida en cada canalización o cable.

El puente de unión para un conductor de puesta a tierra de un electrodo de una canalización o armadura de cable como se menciona en la Sección 250-92 (b) deberá ser del mismo calibre o mas grande que el requerido para un conductor de puesta a tierra de un electrodo cubierto.

e) El calibre del puente de unión del equipo en el lado de carga de la acometida. El puente de unión en el lado de carga de los dispositivos de sobrecorriente de la acometida no debe ser menor que los calibres indicados en la tabla 250-95. Se permitirá un solo, puente de unión, común y continuo para equipo, para unir dos o más canalizaciones o cables cuando el puente de unión sea del calibre de acuerdo con la tabla 250-95. Se permitirá un solo, puente de unión, común y continuo para equipo, para unir dos o más canalizaciones o cables cuando el puente de unión sea del calibre de acuerdo con la tabla 250-95 para el dispositivo de sobrecorriente más grande que alimenten los circuitos internos.

Excepción: El puente de unión del equipo puede ser menor que los conductores del circuito que alimentan el equipo, pero no será menor que la sección transversal de 2.08 mm² (14 AWG).

f) Instalación. Puente de unión de los equipos. Los puentes de unión para los equipos se podrán instalar dentro o fuera de la canalización o de la cubierta. Cuando se instales del lado de afuera, la longitud de este puente para equipos no excederá 1.80 m (6 pies) y deberá seguir la ruta trazada por la canalización o la cubierta. Cuando se instale dentro de una canalización, el

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 1/4 y menores, si la longitud total es de 1.80 m (6 pies) o menor para cualquier trayectoria de tierra y si terminan con accesorios aprobados para puesta a tierra y los conductores de circuitos contenidos estén protegidos por dispositivos de sobrecorriente de una capacidad de 20 A o menos para tamaños comerciales de 9 mm (3/8 pulgada) a 12 mm (1 1/2 pulgada) y para dispositivos de 60 A o menos, 19 mm (3/4 pulgada) a 32 mm (1 1/4 pulgada).

Excepción No. 3: Solamente para circuitos de corriente directa, el conductor de puesta a tierra del equipo puede instalarse separado de los conductores del circuito.

c) Puesta a tierra adicionales. Se permitirá el uso de electrodos de puesta a tierra adicionales para aumentar los conductores de puesta a tierra de equipos especificados en la Sección 250-91 (b), pero la tierra no debe usarse como único conductor de puesta a tierra de equipos.

250-92 Instalación. Los conductores de puesta a tierra deben instalarse como está especificado en (a), (b) y (c) a continuación:

a) Conductor del electrodo de puesta a tierra. Un conductor del electrodo de puesta a tierra o su cubierta debe estar fijado de manera segura a la superficie que los soporte. Un conductor de cobre o de aluminio de sección transversal de 21.15 mm² (4

AWG) o mayor estará protegido, si está expuesto a fuertes daños materiales. Un conductor de puesta a tierra de sección transversal de 13.30 mm² (6 AWG) que esté libre de daños mecánicos puede correr a lo largo de una superficie de un inmueble, sin cubierta metálica o protección, donde esté rígidamente fijado por grapas a la construcción, en cualquier otro caso debe colocarse un tubo metálico rígido, tubería metálica eléctrica, tubo metálico intermedio, tubo no metálico rígido, o armadura de cable. Los conductores de puesta a tierra de aluminio con cubierta de cobre o aluminio no se deberán usar cuando estén en contacto directo con obras de albañilería, con la tierra o cuando estén sujetos a condiciones corrosivas. Cuando se use en el exterior, los conductores de cobre o de aluminio cubierto con cobre no se instalarán a una altura menor de 457 mm (18 pulgadas) de la tierra.

b) Cubierta para los conductores de puesta a tierra. La cubierta metálica de los conductores de puesta a tierra deberá ser eléctricamente continua desde el punto de fijación a los gabinetes o equipo hasta el electrodo de puesta a tierra y deberá estar firmemente fijada a la grapa o accesorios de tierra. Las cubiertas metálicas que no sean físicamente continuas desde el gabinete o equipo hasta el electrodo de puesta a tierra deberán hacerse eléctricamente continuas uniendo cada terminación al conductor de puesta a tierra. Cuando el tubo metálico intermedio es usado como protección de un conductor de puesta a tierra, la instalación debe cumplir con los requisitos del Artículo de canalizaciones.

c) Conductores de puesta a tierra del equipo. El conductor.

de puesta a tierra del equipo se instalará de la manera siguiente:

1) Cuando consiste de una canalización, charola para cable, armadura de cable o cubierta metálica de cables o de un alambre dentro de una canalización, debe ser instalado de acuerdo con las especificaciones aplicables de esta Norma, utilizando accesorios para empalmes y terminales aprobados para ser usados con las canalizaciones o cables que se utilicen. Todas las conexiones, uniones y accesorios deben ser apretados utilizando las herramientas adecuadas.

2) Cuando es un conductor de equipo de puesta a tierra separado de acuerdo con la Excepción de la Sección 250-50 (a) y (b) o debe estar instalado de acuerdo (a) anterior, en lo que respecta a las restricciones en el uso del aluminio y también contra daños mecánicos.

Excepción: Los conductores de sección transversal menores que la sección transversal de 13.30 mm^2 (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 mm^2 (6 AWG) de cobre o de sección transversal de 21.25 mm^2 (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 mm^2 (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 1100 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 más 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 una

conexión a cualquier accesorio o dispositivo que requiera ser puesto a tierra.

250-115 Conexión a los electrodos. El conductor de puesta a tierra deberá estar conectado al accesorio de puesta a tierra por medios exotérmicos, conectores de presión, abrazaderas u otros medios aprobados. No se debe utilizar conexiones que dependan de soldaduras. Las abrazaderas de puesta a tierra deben ser adecuadas para los materiales de los electrodos de puesta a tierra y sus conductores, y cuando se usen en barras, varillas, tubos u otros electrodos enterrados.

No debe conectarse por medio de una abrazadera única o accesorio, más de un conductor al electrodo de puesta a tierra, a menos que la abrazadera o el accesorio sean de tipo aprobado para conductores múltiples.

Se deberá utilizar uno de los métodos indicados en (a), (b), (c) ó (d) siguientes:

a) Una abrazadera con perno de bronce, latón o de hierro puro maleables o de tipo aprobado.

b) Un accesorio de acoplamiento de tubería, vástago u otro dispositivo aprobado, roscado en la tubería o en el accesorio.

c) Una abrazadera con puesta a tierra, aprobada, hecha de hoja de tira metálica que tenga una base metálica rígida en contacto con el electrodo y una tira del mismo material y de dimensiones que no se deformen durante y después de la instalación.

d) Otros medios. Un medio aprobado igualmente efectivo.

Nota: La conexión al electrodo, debe ser accesible para probar su resistencia a tierra y darle mantenimiento.

250-117 Protección de la fijación. Las abrazaderas u otros accesorios de puesta a tierra deben estar aprobados para uso general sin requerir protección o deben estar protegidos contra daños materiales ordinarios como se indica en (a) o (b) a continuación:

a) Colocándolas donde no sea posible que sufran daños.

b) Encerrándolas en cubiertas protectoras de metal, madera o material semejante.

250-118 Superficies limpias. Los revestimientos no conductores (tales como pintura, laca o esmalte) de los equipos a ser puestos a tierra deben quitarse de las roscas y de otras superficies de contacto, para asegurar una buena continuidad eléctrica o conectarse por medio de dispositivos para remover lo que no es necesario.

250-119 Identificación para alambrados de terminales de equipos. Las conexiones para la terminal del conductor de puesta a tierra del equipo debe ser identificado por:

1) Un tornillo con cabeza hexagonal visible de color verde.

2) Una tuerca visible, de color verde, hexagonal.

3) Un conector de presión con alambre de color verde. Si la terminal para el conductor no puesto a tierra es visible, el orificio de entrada se debe marcar con la palabra "verde" o identificado de alguna otra forma con un color verde. Tal como se menciona en el inciso 200-10 (b) de esta normas.

L Transformadores de medición, relevadores, etc.

250-121 Circuitos de transformadores de medición. Los circuitos secundarios de transformadores de medición de corriente y potencial deben ser puestos a tierra si los devanados primarios

están conectados a circuitos con tensión de 300 V o más respecto tierra y si están montados en cuadros de distribución, deben ser puestos a tierra cualquiera que sea la tensión.

Excepción: Circuitos en los cuales los devanados primarios están conectados a circuitos de menos de 1000 V y no hay alambrado o partes energizadas descubiertas o accesibles a personal no calificado.

250-122 Cajas para transformadores de instrumento. Las cajas o recipientes para los transformadores de instrumento deben ser puestos a tierra donde sean accesibles a personal no calificado técnicamente.

Excepción: Las cajas o recipientes de transformadores de corriente, donde el primario es menor de 150 V y son usados exclusivamente para alimentar medidores de corriente.

250-123 Cajas para instrumentos, medidores y relevadores que funcionan con tensión menor de 1000 V. Los instrumentos, medidores y relevadores que funcionen con devanados o partes sometidas a menos de 1000 V deben ser puestos a tierra de la forma indicada en (a), (b) o (c) siguientes:

a) No ubicados en cuadros de distribución. Los instrumentos, medidores y relevadores no ubicados en cuadros de distribución que funcionan con devanados o partes sometidas a tensión de 300 V o más, respecto a tierra y sean accesibles a personal no calificado, deben tener puestas a tierra las cajas y partes metálicas descubiertas.

b) Cuadros de distribución de frente muerto. Los instrumentos, medidores y relevadores en cuadros de distribución (tanto si están alimentados a través de transformadores de

potencial o de corriente, como si están conectados directamente al circuito) y que tengan partes energizadas en los tableros, deben tener las cajas puestas a tierra.

c) Cuadros de distribución de frente vivos. Los instrumentos, medidores y relevadores (tanto si están alimentados a través de transformadores de potencial o corriente, como si están conectados directamente al circuito) montados en cuadros de distribución que tengan partes energizadas descubiertas en el frente de los tableros no deben tener sus cajas puestas a tierra. Debe disponerse, para el operador, de tapete de hule aislante u otro aislamiento adecuado del suelo, si la tensión respecto a tierra excede 150 V.

250-124 Cajas de instrumentos, medidores y relevadores que funcionan con tensiones de 1 kV o más. Cuando los instrumentos, medidores y relevadores tengan piezas portadoras de corriente con tensiones de 1 kV y más respecto a tierra, deben quedar aislados por elevación protegiéndolas con barreras adecuadas de metal puestas a tierra o de material aislante. Sus cajas no se pondrán a tierra.

Excepción: Las cajas de detectores electrostáticos de tierra, cuando las partes internas del instrumento están conectadas a ella y puestas a tierra y el detector de tierra aislado por estar colocado en un sitio elevado.

250-125 Conector de puesta a tierra de instrumentos. El conductor de puesta a tierra para cajas de aparatos y transformadores de medición no debe ser inferior a la sección transversal de 3.31 mm^2 (12 AWG) de cobre o de sección transversal de 5.26 mm^2 (10 AWG) de aluminio. Las cajas de

transformadores de medición, los instrumentos, los medidores u los relevadores de cubierta puesta a tierra o tableros de cuadros de distribución metálicos puestos a tierra, deben considerarse ya puestos a tierra y no necesitan un conductor adicional de puesta a tierra.

M Puestas a tierra de sistemas y circuitos de tensión de 1 kV o más (alta tensión).

250-150-Disposiciones generales. Donde los sistemas de alta tensión están puestos a tierra cumplirán con las disposiciones aplicables a las secciones anteriores de este Artículo y con las secciones que siguen que completan y modifican las secciones anteriores.

250-151 Sistemas con neutro derivado. Un neutro de sistema derivado de un transformador de puesta a tierra puede usarse para la puesta a tierra de un sistema de alta tensión.

250-152 Sistema con neutro sólidamente puesto a tierra.

a) Conductor neutro. El nivel de aislamiento mínimo para los conductores neutros sólidamente puestos a tierra será de 600 V.

Excepción 1: Se permitirá el uso de conductores de cobre desnudos para el neutro de entrada de acometida o el neutro de partes de alimentadores directamente separados.

Excepción 2: Se permitirá el uso de conductores desnudos para el neutro de partes aéreas instaladas al exterior.

Nota: Ver Sección 225-4 para cubiertas de conductor sin una distancia de 3.00 m (10 pies) en cualquier edificio u otra estructura.

b) Puesta a tierra múltiples. Se permite que el neutro de un sistema con neutro sólidamente puesto a tierra sea puesto a

tierra en más de un punto para:

1) Acometida.

2) Partes de alimentadores directamente enterrados que tengan neutro de cobre desnudo.

3) Partes aéreas instaladas en exterior.

c) Conductor de puesta a tierra del neutro. Puede ser un conductor desnudo si está separado de los conductores de fases y protegido contra daños materiales.

250-153 Sistemas con neutro a tierra a través de una impedancia. Los sistemas con neutro puesto a tierra a través de una impedancia deben cumplir con las disposiciones de (a) a (d) siguientes:

a) Ubicación. La impedancia de puesta a tierra se insertará en el conductor de puesta a tierra entre el electrodo de puesta a tierra del sistema de suministro y el punto neutro del transformador de distribución o del generador.

b) Identificado y aislado. Cuando se usa el conductor neutro de un sistema puesto a tierra por medio de una impedancia este debe estar identificado y también completamente aislado con el mismo grado de aislamiento de los conductores de fases .

c) Conexión del neutro del sistema. El neutro del sistema no se conectará a tierra, sino a través de la impedancia de puesta a tierra del neutro.

d) Conductores de puesta a tierra de equipos. Los conductores de puesta a tierra de equipos pueden ser desnudos y se conectarán a la barra de tierra y al conductor del electrodo y se prolongarán hasta la tierra del sistema.

250-154 Puesta a tierra de sistemas que alimentan equipos portátiles o móviles. Los sistemas que alimentan equipos de alta tensión portátiles o móviles, diferentes de subestaciones instaladas para servicios provisionales, deben cumplir del inciso (a) al inciso (f) siguientes:

a) Equipo portátil o móvil. Los equipos de alta tensión portátiles o móviles deben alimentarse con un sistema que tenga su neutro puesto a tierra a través de una impedancia. Cuando se utiliza un sistema de alta tensión conectado en delta para alimentar equipos portátiles, el sistema neutro debe derivarse.

b) Partes metálicas descubiertas no energizadas. Las partes metálicas descubiertas de equipos portátiles o móviles no destinadas a transportar corriente deben conectarse con un conductor de puesta a tierra del equipo al punto en el cual la impedancia del neutro está puesta a tierra.

c) Corriente de falla de tierra. La tensión desarrollada entre la estructura del equipo portátil o móvil y tierra, por la circulación de la corriente máxima de falla o tierra, no debe sobrepasar 100 V.

d) Detección de fallas a tierra y relevadores de protección. Se deberá proveer la detección de fallas a tierra y los relevadores necesarios para que produzca la desconexión automática de cualquier componente de un sistema de alta tensión en el cual se ha producido una falla a tierra. La continuidad del conductor de puesta a tierra del equipo debe estar constantemente supervisada, de manera que se desconecte automáticamente el alimentador de alta tensión del equipo portátil o móvil al producirse una pérdida de la continuidad del conductor de puesta

a tierra del equipo.

e) Aislamiento. El electrodo de puesta a tierra de cualquier equipo portátil o móvil de un sistema con impedancia al neutro debe aislarse y separarse de cualquier otro sistema de tierra por lo menos 6 m (20 pies) y no debe tener una conexión directa con tuberías enterradas, cercas metálicas, etc.

f) Cables portátiles y conectores. Los cables portátiles y conectores de alta tensión para interconexión de los equipos portátiles, cumplirán los requisitos de la parte C del Artículo 400 para cables y la Sección 710-45 para conectores.

250-155 Puesta a tierra de equipos. Todas las partes metálicas de equipos fijos o portátiles no destinadas a transportar corriente asociadas a cercas, gabinetes, edificios y estructuras de soporte, se pondrán a tierra.

Excepción No. 1: Cuando están separadas de tierra y ubicadas de manera que impidan que cualquier persona que esté en contacto con tierra pueda conectar tales partes metálicas cuando el equipo está 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,

no debe ser removida.

Las corrientes instantáneas que se presentan bajo condiciones anormales, mientras los conductores de puesta a tierra están desempeñando sus funciones de protección, no se consideran como inconvenientes.

El conductor debe tener capacidad para conducir la corriente de falla prevista, sin sobrecarga térmica o la formación de tensión excesiva.

Ver la Sección 2103-12.

2103-6. Conexión a tierra de cercas metálicas.

Toda cerca metálica que se cruce con líneas suministradoras debe conectarse a tierra, a uno y otro lado del cruce, a una distancia sobre el eje de la cerca y no mayor a 45 m. En caso de existir una o más puertas o cualquier otra condición que interrumpa la continuidad de la cerca, ésta debe aterrizar en el extremo más cercano al cruce con la línea.

Esta conexión a tierra debe efectuarse uniendo todos los elementos metálicos de la cerca.

B. Conductores de Puesta a Tierra y Medios de Conexión.

2103-9. Composición de los conductores de puesta a tierra.

En todos los casos, los conductores de puesta a tierra deben ser de cobre u otros metales o aleaciones que no se corroan excesivamente durante su vida útil prevista, bajo las condiciones existentes y, de ser posible, no deben tener empalmes. Si los empalmes son inevitables, deben estar hechos y conservados en tal forma que no se incremente considerablemente la resistencia del conductor, y deben tener adecuadas características mecánicas y de resistencia a la corrosión. Para apartarrayos y detectores de

tierra, el conductor de puesta a tierra debe ser tan corto y exento de curvas cerradas (ángulos menores de 90) como sea posible.

El armazón metálico de un edificio o de otra construcción, puede servir como conductor de puesta a tierra y como un aceptable electrodo de tierra.

2103-10. Desconexión del conductor de puesta a tierra.

En ningún caso debe insertarse un dispositivo de desconexión en el conductor de puesta a tierra, excepto cuando su operación ocasione también la desconexión automática de los conductores del circuito que alimenta al equipo, conectado a tierra por medio de dicho conductor.

Excepción. Se permite la desconexión temporal del conductor de puesta a tierra para propósitos de prueba, hecha bajo supervisión competente.

2103-11. Medios de conexión.

La conexión del conductor de puesta a tierra y los diferentes elementos a que está unido, debe hacerse por medios que igualen las características del propio conductor y que sean adecuados para la exposición ambiental. Estos medios incluyen soldaduras, 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 mm² (No.8 AWG) de cobre suave.

2103-13. Guardas y protección.

a) Los conductores de puesta a tierra para sistemas conectados a tierra en un solo punto y aquellos conductores expuestos a daño mecánico, deben protegerse. Sin embargo, no requieren protegerse donde no estén fácilmente accesibles al público, ni donde conecten a tierra circuitos o equipo con múltiples conexiones a tierra.

b) Cuando se requiera protección, los conductores de puesta a tierra deben protegerse por medio de guardas adecuadas al riesgo razonable a que estén expuestos. Se recomienda que las guardas se extiendan por lo menos 2.50 metros arriba del suelo o plataforma en que los conductores son accesibles al público.

c) Los conductores de puesta a tierra que no tengan guardas, deben protegerse fijándolos estrechamente a la superficie del poste u otro tipo de estructura, en áreas donde estén expuestos a daño mecánico y, de ser posible, colocándolos en la parte de la

estructura menos expuesta.

d) Las guardas usadas para conductores de puesta a tierra de equipo de protección contra descargas atmosféricas, deben ser de material no magnético si envuelven completamente al conductor o si no están unidas en ambos extremos al propio conductor de puesta a tierra.

2103-14. Sistemas subterráneos.

a) Los conductores de puesta a tierra usados para conectarse a los electrodos y que se colocan directamente enterrados, deben ser tendidos flojos o deben tener suficiente resistencia mecánica para evitar que se rompan fácilmente por movimientos de la tierra o asentamientos normales del terreno.

b) Los empalmes y derivaciones sin aislamiento de conductores de puesta a tierra directamente enterrados, deben ser hechos con soldadura o con dispositivos de compresión, para minimizar la posibilidad de aflojamiento o corrosión. Se debe reducir al mínimo el número de estos empalmes o derivaciones.

c) Las pantallas sobre aislamiento de cables, conectadas a tierra, deben unirse con todo aquel equipo eléctrico accesible conectado a tierra en los registros, pozos o bóvedas.

Excepción. Esta interconexión puede omitirse cuando exista protección catódica.

d) Debe evitarse que elementos magnéticos tales como acero estructural, tuberías, varillas de refuerzo, etc., no queden interpuestos entre el conductor de puesta a tierra y los conductores de fase del circuito.

e) Los metales usados para fines de puesta tierra, que estén en contacto directo con la tierra, concreto o mampostería, deben estar probados como adecuados para tal uso.

Nota 1. En la actualidad, no está probado que el aluminio sea adecuado para este uso.

Nota 2. Los metales de diferentes potenciales galvánicos, que se unan eléctricamente, pueden requerir de protección contra corrosión galvánica.

f) Cuando las pantallas o armaduras sobre el aislamiento de cables, que generalmente van conectadas a tierra, se 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 electrodo que no sean las varillas), hay posibilidad de dañar el concreto interpuesto, debido a la corriente que busca camino hacia tierra a través del concreto, que es mal conductor.

2103-22. Electrodoos artificiales.

a) General.

Cuando se usen electrodoos artificiales, éstos deben penetrar, tanto como sea posible, dentro del nivel de humedad permanente.

Los electrodoos 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 electrodoos 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 mm² en contacto directo con la tierra y ser de área de sección transversal no menor de 13.30 mm² (No.6 AWG) de cobre. Dicho alambre debe extenderse hasta la base del poste.

e) Electrodo embebido en concreto.

Un alambre, varilla o placa estructural metálicos, que cumplan con la Sección 2103-14 inciso e), embebidos en concreto que no esté aislado del contacto directo con la tierra, constituyen aceptables electrodos de tierra. La profundidad del concreto, con respecto a la superficie del terreno, no debe ser menor de 30 cm, recomendándose una profundidad de 75 cm.

El alambre debe ser cuando menos de un área de sección transversal de 21.15 mm² (No. 4 AWG) si es de cobre, o de diámetro no menor de 12.7 mm si es de acero. La longitud mínima del mismo debe ser de 6.10 m, que debe estar completamente dentro del concreto, excepto en la conexión exterior. El conductor debe estar tendido tan recto como sea posible.

Los elementos metálicos pueden estar colocados en tramos cortos, ordenados dentro del concreto y conectados entre sí (como es el caso del armado de refuerzo de una base de estructura).

Nota 1. La menor resistencia a tierra por unidad de longitud del alambre, será resultado de una instalación recta del mismo.

Nota 2. No se requiere que la configuración exterior del concreto sea regular, sino que puede moldearse en una excavación irregular, como en terreno rocoso.

Nota 3. Los electrodos embebidos en concreto son, con frecuencia, más prácticos y efectivos que las varillas, tiras o placas directamente enterradas.

D. Medios de conexión a Electrodo

2103-26. General.

Hasta donde sea posible, las conexiones a los electrodos deben ser accesibles. Los medios para hacer estas conexiones deben proveer la adecuada sujeción mecánica, permanencia y capacidad de conducción de corriente, tal como los siguientes:

a) Una abrazadera, accesorio o soldadura permanentes y efectivos.

b) Un conector de bronce con rosca, que penetre bien ajustado en el electrodo.

c) Para construcciones con estructura de acero, en las que se empleen como electrodo las varillas de refuerzo embebidas en concreto (del cemento), 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 cemento), 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 alambrón, 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 mm^2 (No.2 AWG).

2103-27. Punto de conexión a sistemas de tuberías.

a) El punto de conexión de un conductor de puesta a tierra a un sistema de tubería metálica para agua fría, debe estar lo más cerca posible de la entrada del servicio de agua al edificio o cerca del equipo a ser conectado a tierra donde resulte más accesible. Entre este punto de conexión y el sistema subterráneo de tubería, debe haber continuidad eléctrica permanente, por lo que deben instalarse puentes de unión donde exista posibilidad de desconexión, tal como en los medidores de agua y en las uniones del servicio.

b) Los electrodos artificiales o las estructuras conectadas a tierra, deben separarse por lo menos 3.0 m de líneas de tubería usadas para la transmisión de líquidos o gases inflamables que operen a altas presiones (10.5 kg/cm^2 o más), a menos que estén unidos eléctricamente y protegidos catódicamente como una sola

unidad.

Debe evitarse la instalación de electrodos a menos de 3.0 m de distancia de dichas líneas de tubería. pero en caso de existir, deben ser coordinados de manera que se asegure que no se presenten condiciones peligrosas de corriente alterna y no sea nulificada la protección catódica de las líneas de tubería.

2103-28. Superficies de contacto.

Cualquier recubrimiento de material no conductor, tal como esmalte, moho o costra, que esté presente sobre las superficies de contacto de electrodos en el punto de la conexión, debe ser removido completamente donde se requiera, a fin de obtener una buena conexión.

E. Resistencia a tierra de Electrodos

2103-32. General.

El sistema de tierras debe consistir de uno o más electrodos conectados entre sí. Este sistema debe tener una resistencia a tierra suficientemente baja para minimizar los riesgos al personal en función de la tensión de paso y de contacto (se considera bueno un valor de 10Ω , en terrenos con alta resistividad 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 espaciado adecuado a la resistividad del terreno y preferentemente formando retículas cuadradas.

Los cables que forman la malla deben colocarse preferentemente a lo largo de las hileras de estructuras o equipo, para facilitar la conexión a los mismos.

En cada cruce de conductores de la malla, éstos deben conectarse rígidamente entre sí y en los puntos adecuados conectarse a electrodos de tierra de 2.40 m de longitud mínima, clavados verticalmente. Donde sea posible, construir registros en los mismos puntos y como mínimo en los vértices de la malla.

En subestaciones tipo pedestal se requiere que el sistema de tierra quede confinado dentro del área que proyecta el equipo sobre el suelo.

Excepción : En las subestaciones tipo poste o pedestal se acepta como sistema de tierras la conexión del equipo a uno o más electrodos. La resistencia a tierra total debe cumplir con los valores del inciso c) de ésta Sección.

b) Las características de los sistemas de tierra deben cumplir con lo aplicable del Artículo 250.

c) Resistencia a tierra de la malla. La resistencia total de la malla con respecto a tierra debe determinarse tomando en cuenta los siguientes parámetros:

Longitud total de elementos enterrados.

Resistividad eléctrica del terreno.

Area de la sección transversal de los conductores mínima aceptable es 107.2 mm^2 de cobre (4/0 AWG).

Profundidad.

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

Deben efectuarse las pruebas necesarias para comprobar que los valores reales de la resistencia a tierra de la malla se ajustan a los valores que da el diseño; asimismo, repetir periódicamente estas pruebas para comprobar que se conservan las condiciones originales, a través del tiempo y de preferencia en época de estiaje, para verificar que se mantienen dentro de límites aceptables.

Excepción: 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 estén 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.

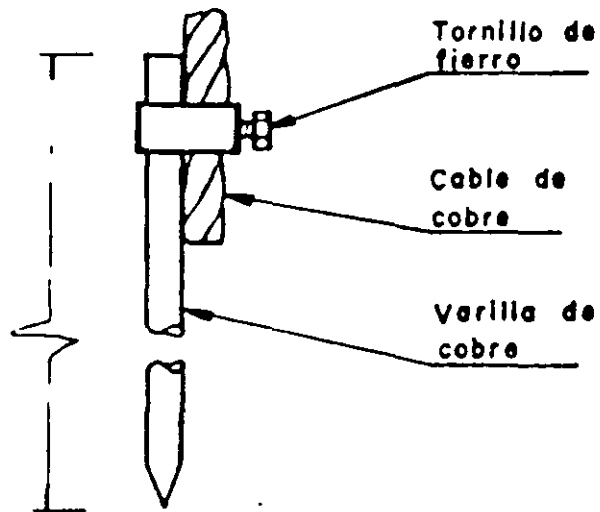


Fig. 6.1.- Efecto galvánico entre la unión del hierro con el cobre, donde el hierro se va a corroer.

Los metales tienen un potencial propio el cual se da en la tabla siguiente:

MATERIAL	POTENCIAL	FUNCION
Potasio	- 2.922	A N O D I C O S ----- CA TO DI COS
Magnesio	- 2.340	
Aluminio	- 1.670	
Zinc	- 0.762	
Cromo	- 0.710	
Hierro	- 0.440	
Níquel	- 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.

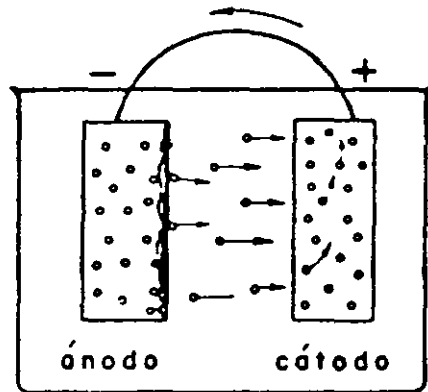


Fig. 6.2.- Flujo de corriente entre un ánodo y un cátodo en un electrolito.

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.

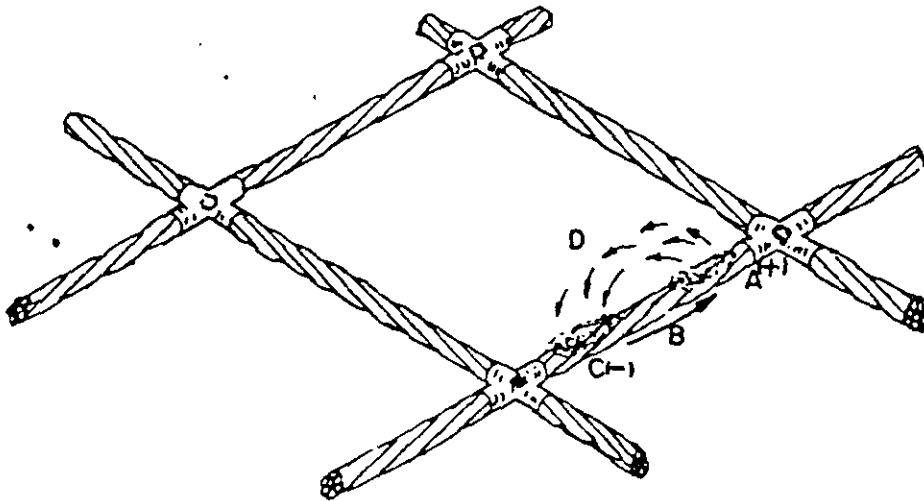


fig 6.3.- Flujo de corriente directa en una mallá que presenta corrosión.

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.

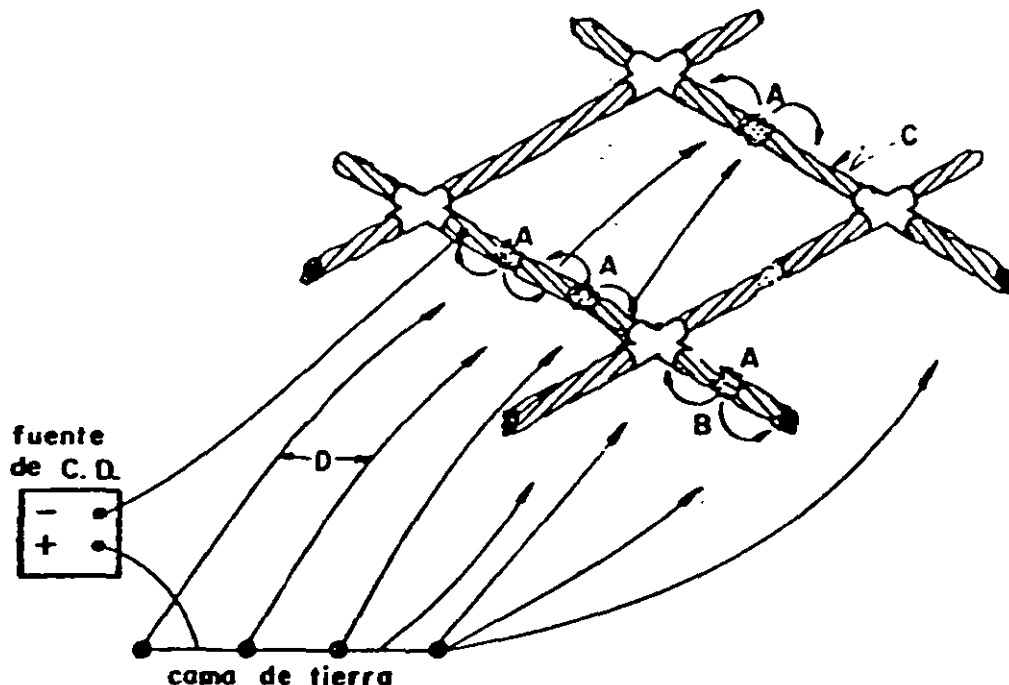


Fig. 6.4.- Uso de corriente directa para detener la corrosión.

A.- Areas que originalmente son anódicas.

B.- Líneas de flujo de corriente que se neutralizan con la protección.

C.- Mallá 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.- Fuentes 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

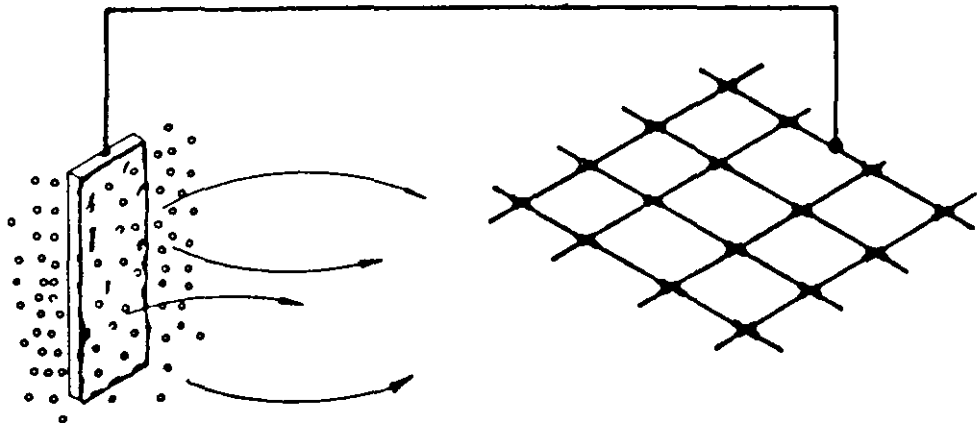


Fig.6.5. Principio de la protección catódica usando ánodos de sacrificio.

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.

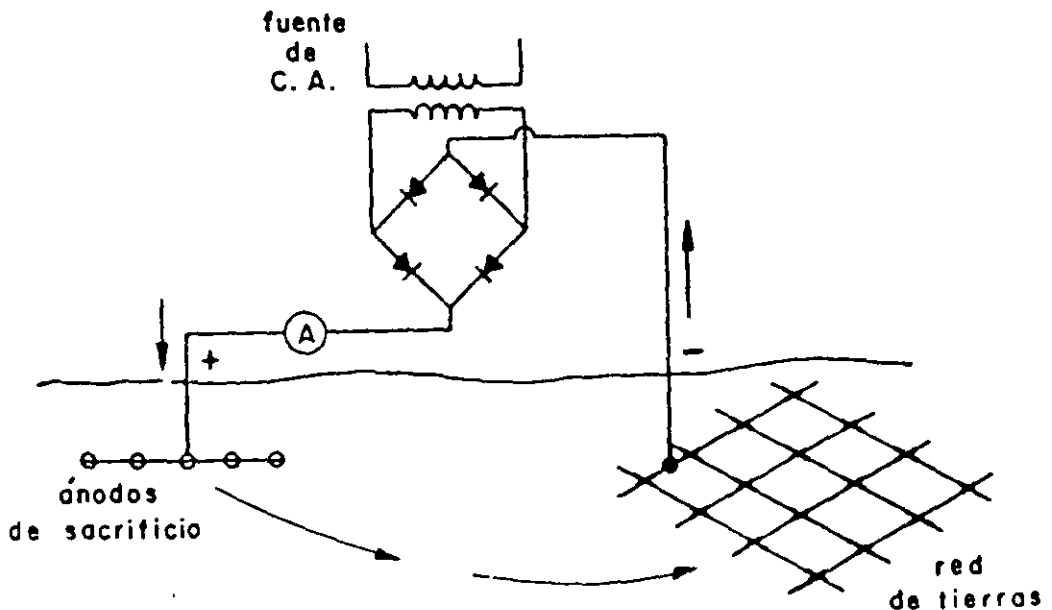


Fig.6.6.- Circuito básico de una protección catódica con energía externa rectificada.

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

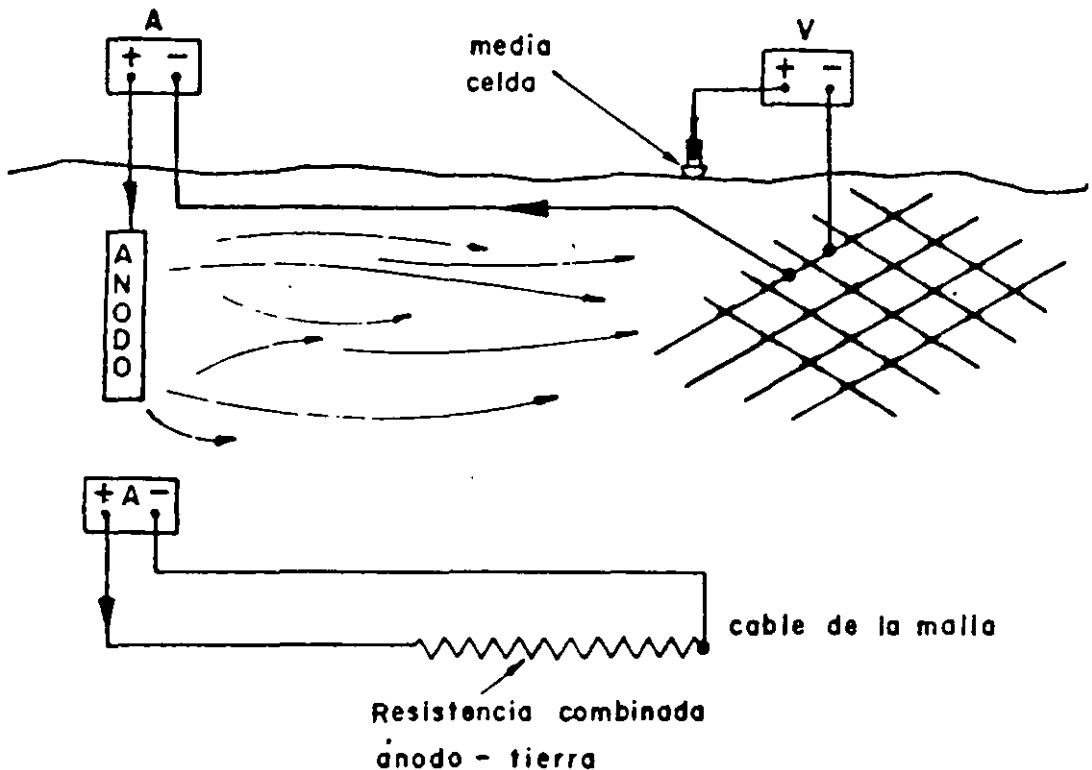


Fig. 6.7.- Protección catódica que muestra un voltímetro que mide el potencial respecto a tierra cuando se energiza la fuente de Corriente Directa y su diagrama eléctrico.

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.

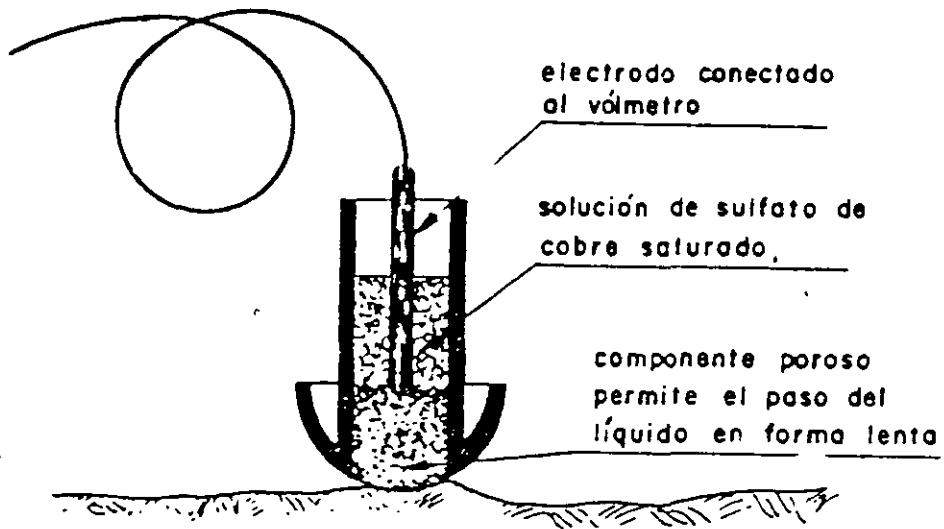


fig.6.8. Media celda de sulfato de cobre saturado (SO, Cu/Cu)

Si se tiene un potencial negativo de -0.85 V. de CD 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 (@-m)	Grado de Corrosión
5 o menos	Muy corrosivo
5 a 10	Corrosivo
10 a 20	Moderadamente Corrosivo
20 a 100	Medianamente Corrosivo
100 o más	Progresivamente menos corrosivo

6.2 Tierras de Seguridad.

Como se mencionó, la importancia de los sistemas de tierras radica en que su función principal es la de proteger la vida humana y a los equipos, en este inciso, se verán las tierras que se usan para proteger el personal que labora en instalaciones durante el mantenimiento y que se ve expuesto a accidentes por errores si no se protege en forma adecuada.

5.2.1.- Sistemas aéreos.

Los alimentadores aéreos de mediana tensión, así como, los de baja tensión están expuestos a la acción de agentes externos como: viento, lluvia, vandalismo, etc. De aquí que necesiten un mantenimiento, ya sea preventivo o correctivo. Se han dado casos de accidentes por la repentina energización de las líneas mientras se encuentran trabajando en ellas, sin embargo, si en el lugar de trabajo se encuentran las tierras de seguridad en forma adecuada los trabajadores están protegidos.

El procedimiento para la instalación de las tierras de protección es el siguiente:

- 1.- Se verifica que la línea esté desenergizada, lo cual se logra mediante bastones o pértigas con detectores de energía.

2.- Se instala un corto circuito trifásico y a tierra cerca de los medios de seccionamiento, es decir a cuchillas o interruptores abiertos. Ver fig. 6.9

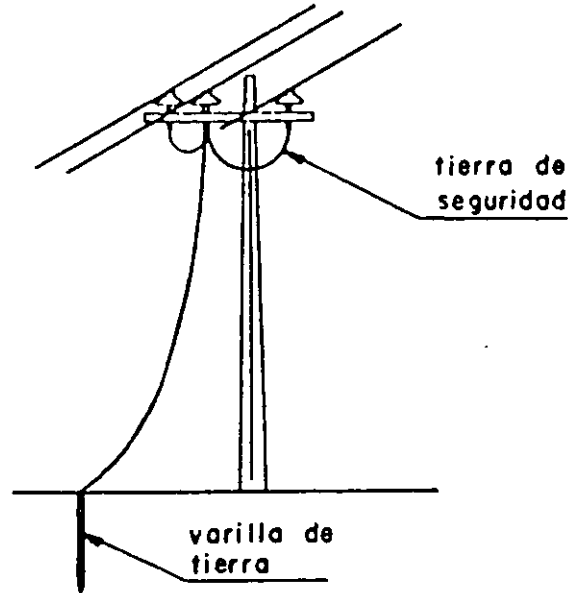


Fig. 6.9 Forma de puesta a tierra.

Primero se instala la varilla de tierra, debe tener un valor de resistencia a tierra baja, se coloca el cable a la varilla, se coloca el puente entre las fases. Para retirarlo es en secuencia invertida, es decir hasta el final se desprende la varilla de tierra.

3.- Se checa si hay plantas de emergencia cerca o zonas con fraude y se asegura que no existan regresos de potencial. Si se energiza un contacto de baja tensión, a través del transformador habrá alta tensión en la línea, pudiendo dañar al personal.

El cable de la tierra debe ser lo más flexible posible para evitar rupturas o ser de cable con forro transparente para ser revisado antes de usarlo. Este cable no debe estar muy holgado ya que si un trabajador se encuentra cerca del cable y por alguna circunstancia se energiza la línea en ese momento, no habrá tensiones peligrosas, pero el cable al energizarse y conducir corriente, tendrá un esfuerzo electromagnético y se estirará subitamente pudiendo golpear al trabajador. Algunas formas inconvenientes se muestran en la fig. 6.10.

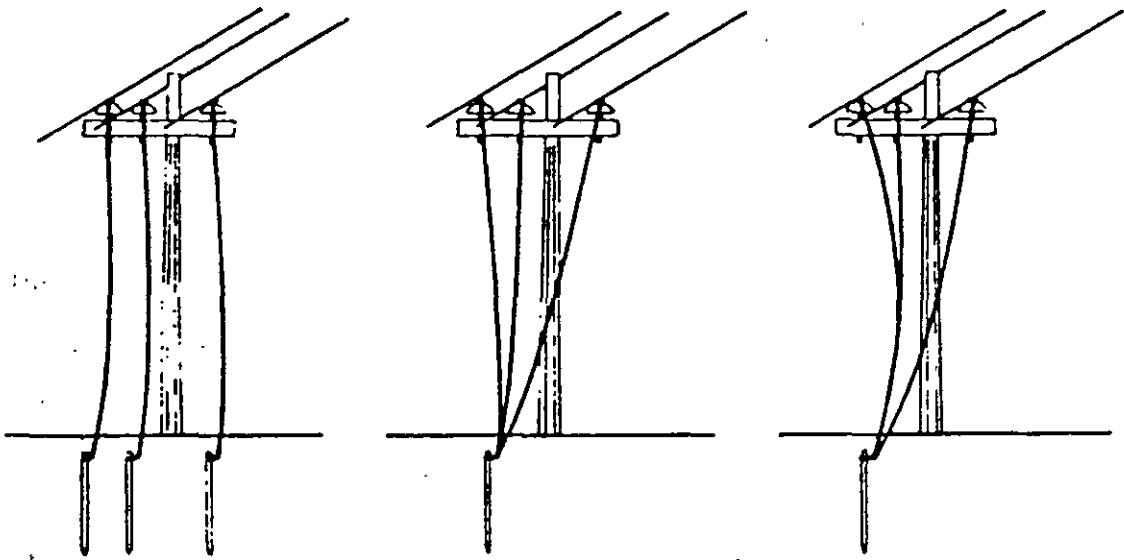


Fig. 6.10. Formas incorrectas de conexión a tierra.

6.2.2.- Sistemas de Distribución Subterráneas

En este tipo de instalaciones vale la pena poner un poco más de interés ya que en los sistemas aéreos solo se coloca la tierra en los puntos de seccionamiento que están abiertos, mientras que, en los sistemas subterráneos, hay que colocar tierras en las

boquillas de alta y baja tensión de los transformadores y checar si hay planta de emergencia, si hay, es conveniente verificar que no 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 ésto, 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 (CP326), 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 arqueos 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