

COMISION REGULADORA DE ENERGIA

ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía ordena la publicación del proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-018-CRE-2020, Instalaciones eléctricas-Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución-Especificaciones de seguridad.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Reguladora de Energía.

ACUERDO Núm. A/044/2020

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ORDENA LA PUBLICACIÓN EN EL DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN DEL PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA, PROY-NOM-018-CRE-2020, INSTALACIONES ELÉCTRICAS-RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN-ESPECIFICACIONES DE SEGURIDAD

El Órgano de Gobierno de la Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 28, párrafo octavo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1, 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 4, párrafo primero, 5, 22, fracciones I, II, III, X, XXIV, XXVI, inciso a) y XXVII, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, 3, 12, fracciones III, XXXIX, XLVII y LII, 132 y 134 de la Ley de la Industria Eléctrica; 1, 2, 4 y 16, fracciones VII y IX de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; Transitorios Primero, Segundo, Tercero y Cuarto de la Ley de Infraestructura de la Calidad; 1, 38, fracciones II, V, VI y IX, 40, fracciones XI y XIII, 41, 43, 44, 46, 48, 52, 68, 70 y 74 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 28, 33 y 80 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1 y 17 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, y 1, 2, 4, 7, fracción I, 12, 16 y 18, fracciones I, XV y XLIV del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, y

CONSIDERANDO

PRIMERO. Que de conformidad con los artículos 28, párrafo octavo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1, 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, y 2, fracción II, 3 y 4 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) es una dependencia de la Administración Pública Federal centralizada con carácter de Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, con personalidad jurídica, autonomía técnica, operativa y de gestión.

SEGUNDO. Que en términos de los artículos 4, 41, fracción III y 42 de la LORCME, corresponde a la Comisión regular y promover el desarrollo eficiente de las actividades de generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica, la transmisión y distribución eléctrica que no forma parte del servicio público y la comercialización de electricidad, así como fomentar el desarrollo eficiente de la industria, promover la competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

TERCERO. Que de acuerdo con el artículo 22, fracciones II y III de la LORCME, es facultad de la Comisión emitir acuerdos y demás actos administrativos necesarios para el cumplimiento de sus funciones, entre ellas vigilar y supervisar el cumplimiento de la regulación aplicable a quienes realicen actividades reguladas en el ámbito de su competencia.

CUARTO. Que con fecha 1 de julio de 2020, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la Ley de Infraestructura de la Calidad (LIC), la cual establece en sus artículos Tercero y Cuarto Transitorios que las Propuestas, Anteproyectos y Proyectos de Normas Oficiales Mexicanas que, a la fecha de entrada en vigor de dicha Ley, se encuentren en trámite y que no hayan sido publicados, deberán ajustarse a lo dispuesto por la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN), su Reglamento y demás disposiciones secundarias vigentes al momento de su elaboración y hasta su conclusión.

QUINTO. Que de conformidad con lo previsto en el artículo 38, fracciones II y V de la LFMN, corresponde a las dependencias expedir Normas Oficiales Mexicanas en las materias relacionadas con sus atribuciones, según su competencia, y verificar que los procesos, instalaciones o actividades cumplan con dichas normas.

SEXTO. Que el artículo 12, fracción XXXIX de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) establece que es facultad de la Comisión regular, supervisar y ejecutar el proceso de estandarización y normalización en materia del Sistema Eléctrico Nacional.

SÉPTIMO. Que el artículo 40, fracciones XI y XIII de la LFMN señala que las Normas Oficiales Mexicanas tendrán como finalidad establecer las características y/o especificaciones, criterios y procedimientos que permitan proteger y promover la salud de las personas, animales o vegetales, así como establecer las

características y/o especificaciones que deben reunir los equipos, materiales, dispositivos e instalaciones industriales, comerciales, de servicios y domésticas para fines sanitarios, acuícolas, agrícolas, pecuarios, ecológicos, de comunicaciones, de seguridad o de calidad y particularmente cuando sean peligrosos.

OCTAVO. Que de conformidad con el artículo 73 de la LFMN, las dependencias competentes establecerán, tratándose de Normas Oficiales Mexicanas, los procedimientos para la evaluación de la conformidad, cuando para fines oficiales requieran comprobar el cumplimiento con las mismas. Dichos procedimientos se publicarán para consulta pública en el DOF antes de su publicación definitiva, salvo que los mismos estén contenidos en la Norma Oficial Mexicana correspondiente.

NOVENO. Que el 4 de octubre de 2019, el Comité Consultivo Nacional de Normalización Eléctrico (Comité) aprobó el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-018-CRE-2019, Instalaciones de energía eléctrica-Conexión, interconexión, transmisión y distribución-Especificaciones de seguridad y procedimiento para la evaluación de la conformidad (PROY-NOM-018-CRE-2019), para ser publicado en el DOF, a efecto de que dentro de los siguientes 60 días naturales los interesados presenten sus comentarios al Comité, de conformidad con lo previsto en los artículos 47, fracción I de la LFMN y 33 del Reglamento de la LFMN.

DÉCIMO. Que el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-018-CRE-2019 se publicó en el DOF para consulta pública el 2 de marzo del 2020 y de conformidad con lo establecido en el artículo 47, fracción I de la LFMN, la consulta pública fenecía el 1 de mayo del 2020.

UNDÉCIMO. Que el 24 de marzo la Comisión emitió el Acuerdo Núm. A/010/2020, por el que se establece la suspensión de plazos y términos legales en la Comisión, como medida de prevención y combate de la propagación del coronavirus COVID-19, hasta el 17 de abril.

DUODÉCIMO. Que mediante los diversos Núm. A/014/2020, Núm. A/015/2020, Núm. A/018/2020 y Núm. A/027/2020 se extendió la suspensión de plazos y términos legales en la Comisión.

DECIMOTERCERO. Que con fecha de 17 de agosto se publicó en el DOF el Acuerdo Núm. A/027/2020 por el que se reanudan los plazos y términos legales en la Comisión y en consecuencia el plazo para la consulta pública mencionado en el Décimo Considerando del presente Acuerdo, se extendió hasta el 24 de septiembre de 2020.

DECIMOCUARTO. Que el 6 de noviembre se llevó a cabo la segunda sesión extraordinaria del Comité, en la cual, en cumplimiento al artículo 47, Fracción II, de la LFMN, estudió los comentarios recibidos en la Consulta Pública y modificó el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-018-CRE-2019, quedando como PROY-NOM-018-CRE-2020 Instalaciones Eléctricas-Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución-Especificaciones de Seguridad (PROY-NOM-018-CRE-2020).

DECIMOQUINTO. Que el Comité, derivado de los comentarios recibidos en el periodo de consulta pública, concluyó que el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-018-CRE-2019 cambió substancialmente su contenido inicial.

DECIMOSEXTO. Que el Reglamento de LFMN, en su artículo 33, último párrafo, señala que en caso de que el proyecto de norma cambiara substancialmente su contenido inicial, el mismo deberá someterse nuevamente al periodo de consulta pública de 60 días naturales.

DECIMOSÉPTIMO. Que en cumplimiento al artículo 45 de la LFMN, el 6 de noviembre de 2020, se presentó al Comité el Análisis de Impacto Regulatorio del PROY-NOM-018-CRE-2020.

DECIMOCTAVO. Que conforme al artículo 47, Fracción I de la LFMN y 33 del Reglamento de la LFMN, el Comité aprobó por consenso el PROY-NOM-018-CRE-2020 para ser publicado en el DOF a efecto de que, dentro de los siguientes 60 días naturales, los interesados presenten sus comentarios.

DECIMONOVENO. Que el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-018-CRE-2020 contiene especificaciones de seguridad para preservar la seguridad de las personas que conviven con las instalaciones que conforman las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional y el procedimiento para la evaluación de la conformidad.

Por lo anteriormente expuesto y fundado, el Órgano de Gobierno de la Comisión emite el siguiente:

ACUERDO

PRIMERO. Se ordena la publicación en el Diario Oficial de la Federación del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-018-CRE-2020, Instalaciones eléctricas-Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución-Especificaciones de seguridad, a efecto de que dentro de los 60 días naturales siguientes a su publicación, los interesados presenten sus comentarios al Comité Consultivo Nacional de Normalización Eléctrico, el cual se anexa al presente Acuerdo y forma parte integrante del mismo como si a la letra se insertase.

SEGUNDO. Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, los interesados deberán entregar sus comentarios del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-018-CRE-2020, Instalaciones eléctricas-Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución-Especificaciones de seguridad, al Comité Consultivo Nacional de Normalización Eléctrico de esta Comisión Reguladora de Energía, en sus oficinas ubicadas en boulevard Adolfo López Mateos 172, colonia Merced Gómez, Alcaldía de Benito Juárez, código postal 03930, Ciudad de México, México o a los correos electrónicos gcabrera@cre.gob.mx, ajibarra@cre.gob.mx o jalvarez@cre.gob.mx, en idioma español y dentro del plazo de 60 días naturales señalados en el Acuerdo Primero anterior.

TERCERO. Inscribise el presente Acuerdo bajo el número **A/044/2020**, en el Registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI y 25, fracción X de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 4 y 16 del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 10 de diciembre de 2020.- El Presidente, **Leopoldo Vicente Melchi García**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Norma Leticia Campos Aragón, Hermilo Ceja Lucas, José Alberto Celestinos Isaacs, Guadalupe Escalante Benítez, Luis Linares Zapata, Luis Guillermo Pineda Bernal**.- Rúbricas.

PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA, PROY-NOM-018-CRE-2020, INSTALACIONES ELÉCTRICAS - RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN - ESPECIFICACIONES DE SEGURIDAD

PREFACIO

El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana fue elaborado y aprobado por el Comité Consultivo Nacional de Normalización Eléctrico presidido por la Comisión Reguladora de Energía, integrado por las instituciones siguientes:

- Secretaría de Economía (SE)
- Secretaría de Energía (SENER)
- Secretaría de Gobernación (SEGOB)
- Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS)
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)
- Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE)
- Comisión Federal de Electricidad (CFE)
- Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL)
- Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)
- Centro Nacional de Metrología (CENAM)
- Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE)
- Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM CFE)
- Asociación Nacional de Normalización y Certificación, A. C. (ANCE)
- Asociación Mexicana de Empresas del Ramo de Instalaciones para la Construcción, A. C. (AMERIC)
- Asociación de Unidades de Verificación, A. C.
- Asociación Mexicana de Unidades de Verificación de Instalaciones Eléctricas, A. C. (AMUVIE)
- Asociación Mexicana de Energía Solar, A. C. (ASOLMEX)
- Asociación Mexicana de Energía, A. C. (AME)
- Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) Consejo México, A. C.
- Confederación de Cámaras Industriales (CONCAMIN)
- Cámara Nacional de las Manufacturas Eléctricas (CANAME)
- Cámara Nacional de la Industria de la Transformación (CANACINTRA)
- Confederación de Cámaras de Comercio, Servicios y Turismo (CONCANACO)
- Instituto Politécnico Nacional (IPN)

- Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM)
- Universidad Autónoma Metropolitana (UAM)
- Asociación Nacional de Universidades e Instituciones de Educación Superior, A. C. (ANUIES)
- Asociación Nacional de Facultades y Escuelas de Ingeniería, A. C. (ANFEI)
- Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas, A. C. (CIME)
- Federación de Colegios de Ingenieros Mecánicos, Electricistas, Electrónicos y Ramas Afines de la República Mexicana, A. C. (FECIME)
- Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción (CMIC)
- Unión Nacional de Constructores Electromecánicos, A. C. (UNCE)
- Normalización y Certificación, S.C. (NYCE)

1. Objetivo y campo de aplicación

1.1 Objetivo

1.1.1 El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, establece las especificaciones de seguridad y lineamientos de carácter técnico que deben cumplir la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD), que forman parte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con la finalidad de brindar condiciones de seguridad para las personas, así como su Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad.

1.2 Campo de aplicación

1.2.1 Este Proyecto de Norma Oficial Mexicana, es aplicable a los elementos que componen a la RNT y a las RGD, que vayan a ser propiedad o encontrarse bajo el control físico del Transportista o del Distribuidor, independientemente de la ubicación de los mismos.

1.2.2 Quedan excluidas del objetivo y campo de aplicación de esta Norma Oficial Mexicana, la Acometida a la que se refiere la NOM-001-SEDE, en baja tensión.

1.2.3 Quedan excluidas de esta norma, las instalaciones de baja tensión a las que se refiere la especificación CFE VY500-16, de las subestaciones que forman parte de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.

2. Referencias

Para los fines de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana, es indispensable aplicar las Normas Oficiales Mexicanas y Normas Mexicanas que se indican a continuación, o las que las sustituyan:

NOM-001-SEDE-2012	Instalaciones eléctricas (utilización), publicada en el Diario Oficial de la Federación el 29 de noviembre de 2012.
NOM-008-SCFI-2002	Sistema general de unidades de medida, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 27 de noviembre de 2002.
NOM-002-SEDE/ENER-2014	Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución.
NOM-003-SCFI-2014	Productos eléctricos-Especificaciones de seguridad.
NMX-H-004-SCFI-2008	Industria siderúrgica - Productos de hierro y acero recubiertos con cinc (galvanizados por inmersión en caliente) - Especificaciones y métodos de prueba.
NMX-J-012/1-ANCE-2019	Conductores - Conductores de cobre con cableado concéntrico para usos eléctricos - Especificaciones.
NMX-J-136-ANCE-2019	Abreviaturas y símbolos para diagramas, planos y equipos eléctricos.
NMX-J-150/1-ANCE-2008	Coordinación de aislamiento - Parte 1: Definiciones, principios y reglas.
NMX-J-615-1-ANCE-2018	Transformadores de medida - Parte 1: Requisitos generales.
NMX-J-098-ANCE-2014	Sistemas eléctricos - Tensiones eléctricas normalizadas.
NMX-J-438-ANCE-2003	Conductores - Cables con aislamiento de policloruro de vinilo, 75 °C y 90 °C Para alambrado de tableros - Especificaciones.
NMX-J-529-ANCE-2012	Grados de protección proporcionados por los envoltentes (Código IP).

NMX-J-612-ANCE-2018	Protección contra los choques eléctricos - Aspectos comunes para las instalaciones y equipos.
NMX-J-616-ANCE-2015	Guía de aplicación de filtros y capacitores con conexión en paralelo para la corrección de distorsión armónica.
NMX-J-610/4-110-ANCE-2009	Compatibilidad electromagnética (EMC) - Parte 4-1: Técnicas de prueba y medición - Guía para la selección de pruebas de inmunidad radiada y conducida de la serie de normas NMX-J-610/4-ANCE.
NMX-J-675/1-ANCE-2015	Instalaciones eléctricas de potencia con tensiones superiores a 1 kV de corriente alterna - Parte 1: Reglas comunes.

3. Definiciones

Para la correcta aplicación de este Proyecto deben consultarse las definiciones que se indican en el presente capítulo, así como en la Ley de la Industria Eléctrica, y las contenidas en la NMX-J-675/1-ANCE.

3.1 Acometida

Conductores eléctricos que conectan las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión, aérea o subterránea, al punto de recepción del suministro en la instalación del centro de carga o interconectan con alguna central eléctrica.

3.2 Acometida aérea

Conductores eléctricos de entrada vía aérea al usuario final, que van desde el último poste o poste más cercano u otro soporte aéreo hasta un conector, incluyendo los empalmes, si existen, a los conductores de entrada de acometida en un edificio u otra estructura.

3.3 Acometida Subterránea

Conductores eléctricos de entrada vía subterránea al usuario final, que van desde el registro más cercano u otro soporte subterráneo hasta el punto de recepción del suministro, incluyendo los empalmes, si existen, a los conductores de entrada de acometida en un edificio u otra estructura.

3.4 Aislamiento

Elemento que permite una distancia dieléctrica segura a los componentes energizados del equipo, la estructura o conductores de redes subterráneas.

3.5 Alimentador

Es el circuito conectado a una sola estación, que suministra energía eléctrica a subestaciones distribuidoras o directamente a los Centros de Carga.

3.6 Alta tensión

Tensión de suministro eléctrico a niveles mayores a 35 kV y menores que 230 kV

3.7 Apartarrayos

Dispositivo protector autorrecuperable que limita las sobretensiones transitorias drenando a tierra la sobrecorriente producida.

3.8 Arreglo de barras

Configuración eléctrica y física de los elementos que integran una subestación, incluyendo la disposición y la conexión de los equipos que la conforman. El arreglo de barras de una subestación se selecciona con base en la confiabilidad, continuidad, flexibilidad, ubicación en la red eléctrica, aislamiento requerido, capacidad de potencia y análisis de su costo.

3.9 A tierra

Conexión conductora, intencionada o accidental, entre un circuito o equipo eléctrico y el terreno natural.

3.10 Baja tensión

Tensión de suministro eléctrico a niveles iguales o menores a un kilovolt.

3.11 Barras

Nodo eléctrico en una subestación que está identificado como una conexión común y en el cual se conectan los diferentes circuitos, también identificados como barras colectoras, de una subestación

3.12 Bóveda

Recinto subterráneo de amplias dimensiones, accesible desde el exterior, donde se colocan cables, accesorios y equipo de transformación, de protección y seccionamiento, en el cual se ejecutan maniobras de instalación, operación y mantenimiento por personal que pueda estar en su interior.

3.13 Cables o conductores

Aquellos capaces de conducir o transmitir la energía eléctrica. La capacidad de transmisión está en función de los materiales que se utilizan para su fabricación, de su área de sección transversal y de la temperatura de operación nominal del aislamiento, entre otros.

3.14 Choque eléctrico

Efecto de la circulación de la corriente eléctrica en el ser humano u otro ser vivo; ocurre cuando el cuerpo del ser humano o ser vivo se convierte en parte del circuito eléctrico, la corriente entra al cuerpo por un punto y sale por otro. Por lo general, el choque eléctrico se manifiesta cuando una persona entra en contacto con los cables de un circuito activo, con el cable de un circuito activo y la tierra, o con una parte metálica en contacto con un cable activo mientras la persona también está en contacto con la tierra o con una superficie metálica a diferente potencial.

3.15 Canalización

Combinación de ductos, bancos de ductos, registros, pozos, bóvedas y bases para equipo aparentes u ocultas protegen y albergan conductores

3.16 Capacidad de conducción de corriente

Corriente eléctrica expresada en amperes (A), que un conductor eléctrico puede conducir continuamente, bajo condiciones de uso normal, sin exceder su temperatura nominal.

3.17 Carga longitudinal

Carga debida a las componentes de las tensiones mecánicas máximas, ocasionadas por desequilibrio a uno y otro lado del soporte, ya sea por cambio de tensión mecánica, remate o ruptura de los conductores o hilos de guarda.

3.18 Carga transversal

Carga que produce el viento al soplar horizontal y perpendicularmente al conductor, la estructura, hilo de guarda y accesorios.

3.19 Catenaria

Curva que forma un conductor eléctrico aéreo suspendido en dos puntos de sujeción visible.

3.20 Claro medio horizontal

Suma de los claros adyacentes a la estructura considerada, dividida entre dos.

3.21 Claro Promedio

Es el claro representativo de una línea de transmisión, en el cual deben ser de un solo tipo de estructura (Torres o postes, mismo número de circuitos, misma disposición geométrica, mismo número de conductores por fase).

El claro promedio se obtiene al dividir la longitud de la línea con el mismo tipo de estructuras entre el número total de éstas.

3.22 Claro vertical

Distancia horizontal existente entre los puntos más bajos de las catenarias adyacentes a la estructura de referencia.

3.23 Conductor de puesta a tierra

Conductor que se utiliza para conectar un equipo o el circuito puesto a tierra de un sistema de alambrado al electrodo o electrodos de puesta a tierra.

3.24 Conector

Dispositivo metálico que establece una conexión electromecánica y continua entre partes de un mismo conductor o entre dos o más conductores o a una terminal.

3.25 Conexión a tierra

Conexión conductora, intencionada o accidental, entre un circuito o equipo eléctrico y el terreno natural o algún cuerpo conductor que sirva como tal.

3.26 Cortacircuito

Conjunto formado por un soporte para fusible con portafusible o una cuchilla de desconexión. El portafusible puede incluir un elemento conductor (elemento fusible) o puede actuar como cuchilla de desconexión mediante la inclusión de un elemento no fusible.

3.27 Cortacircuitos fusible

Dispositivo que mediante la fusión de uno o más de sus componentes especialmente diseñados y proporcionados, abre el circuito en el que se inserta mediante la interrupción de la corriente cuando ésta excede un valor dado durante un tiempo suficiente. El cortacircuitos fusible comprende todas las partes que forman el dispositivo completo.

3.28 Cubierta exterior

Cubierta no metálica que protege al cable de los efectos externos.

3.29 Deflexión

Es el ángulo de cambio de dirección en la trayectoria de la línea de transmisión.

3.30 Deformación Plástica (CREEP)

Es la deformación plástica que experimentan los conductores desnudos al estar instalados en forma aérea como resultado de una tensión mecánica aplicada en cierto plazo. A ésta se puede sumar la deformación plástica que ocurre durante la ocurrencia de una carga mecánica pesada en relativamente periodos breves (por ejemplo, el debido a un exceso de tensión durante el tendido del cable), y la deformación plástica a largo plazo (CREEP metalúrgico) que ocurre con la tensión mecánica diaria del conductor expuesto durante la vida útil de la línea de transmisión. El CREEP metalúrgico del aluminio se acelera a altas temperaturas sostenidas. El rango de deformación plástica permanente (CREEP) se debe considerar por lo menos con una vida útil de 10 años.

3.31 Densidad de rayos a tierra o nivel isoceráunico

Número de rayos promedio por km^2 por año en un lugar determinado.

3.32 Descarga eléctrica atmosférica

Cantidad de descargas eléctricas atmosféricas por área (en km^2) y tiempo (años) en un sitio

3.33 Derecho de vía

Franja de terreno que se ubica a lo largo de cada línea de transmisión o de distribución de media y baja tensión, cuyo eje longitudinal coincide con su trazo topográfico. Su dimensión transversal varía de acuerdo con el tipo de estructuras, con la magnitud y desplazamiento lateral de la flecha en líneas aéreas o la trayectoria (canalización) de líneas subterráneas y con la tensión eléctrica de operación. El derecho de vía se establece para permitir la ejecución de actividades para su instalación, operación, inspección y mantenimiento. En el caso de líneas subterráneas, aunque no está muy claro la especificación la dimensión transversal a utilizar, podría ser las dimensiones de la bóveda, pozo de visita o registro más grande

3.34 Desconectador

Dispositivo capaz de desconectar o interrumpir, cerrar y conducir corrientes eléctricas nominales especificadas.

3.35 Diagrama unifilar

Diagrama simplificado de un sistema eléctrico que muestra, mediante una sola línea, las conexiones entre los dispositivos, equipos, componentes o partes de un circuito eléctrico o de un sistema de circuitos y éstos se representan por símbolos.

3.36 Dispositivo

Elemento de un sistema eléctrico destinado para conducir o controlar energía eléctrica, pero no para consumir energía eléctrica.

3.37 Ducto

Canal cerrado (o tubo) que se utiliza para alojar uno o varios cables o conductores eléctricos.

3.38 Electrodo de puesta a tierra

Cuerpo metálico conductor o conjunto de cuerpos conductores agrupados, en contacto último con el suelo y destinados a establecer una conexión con el mismo.

3.39 Empalme

Unión que se destina para asegurar la continuidad eléctrica entre dos o más tramos de conductores, la cual se comporta eléctrica y mecánicamente como los conductores que une.

3.40 Estructura

Elemento que tiene como función principal el soportar mecánicamente a los conductores eléctricos, equipo eléctrico, herrajes de sujeción, sus accesorios, comunicación y equipo asociado a una altura específica.

3.41 Estructura enterrada

Denominación genérica a las estructuras construidas de forma subterránea o enterrada y que alojan y conforman el sistema de cables de potencia, es decir: cimentaciones de terminales y apartarrayos, bancos de ductos, registros, fosas, pozos de sistema de tierras y de empalme CDFO; galerías, cárcamos de bombeo, trincheras y obras asociadas a todas las anteriores.

Enlace de una central eléctrica a la RNT. El término también se refiere a los procesos relativos al incremento de Capacidad Instalada o Cambio del Punto de Interconexión para una Central Eléctrica y al requerimiento de infraestructura para la entrega de excedentes de Centrales Eléctricas de Abasto Aislado que pretendan interconectarse a la Red Nacional de Transmisión.

3.42 Equipo eléctrico

Elemento que se utiliza para propósitos tales como: generación, conversión, compensación, transmisión, distribución o utilización de la energía eléctrica; como, por ejemplo: máquinas eléctricas, transformadores, reactores, capacitores, interruptores, mecanismos de distribución y de control, instrumentos y equipos de medición, dispositivos de protección y de seccionamiento, sistemas de alambrado, etc.

3.43 Equipo primario.

Equipo eléctrico con características propias para conectarse al sistema eléctrico directamente en media o alta tensión, como, por ejemplo, los apartarrayos, cuchillas seccionadoras, cortacircuitos fusibles, transformadores de medición de corriente y tensión, transformadores de potencia, reactores, bancos de capacitores, seccionadores, etc.

3.44 Extra Alta Tensión

Tensión de suministro eléctrico de 230 kV y mayores.

3.45 Flecha

Distancia medida verticalmente desde el conductor hasta una línea recta imaginaria que une sus dos puntos de soporte. A menos que otra cosa se indique, la flecha siempre se medirá en el punto medio del claro.

3.46 Flecha final

Distancia entre el conductor y una línea recta imaginaria, bajo condiciones especificadas de carga y temperatura, después de que ha estado sujeto a las condiciones de carga mecánica prescritas para la zona en la que está instalado o bien después de que se le ha aplicado una carga equivalente. La flecha final incluye el efecto de la deformación.

3.47 Flecha inicial

Distancia entre el conductor y una línea recta imaginaria, que tiene el conductor antes de aplicarle cualquier carga externa.

3.48 Frente muerto

Equipo sin partes energizadas al frente, expuestas a un posible contacto por las personas.

3.49 Fusible

Dispositivo de protección sensible a la corriente, que interrumpe la conexión del circuito al fundirse cuando la sobrecorriente que circula por el mismo, excede durante cierto tiempo sus características de operación. El fusible es seleccionado de acuerdo a las condiciones del servicio y características del sistema eléctrico.

NOTA- El Fusible comprende todas las partes que forman una unidad capaz de efectuar las funciones descritas y puede ser o no el dispositivo completo requerido para su conexión en el circuito eléctrico.

3.50 Fusible accionado electrónicamente

Dispositivo de protección contra sobrecorriente que consiste generalmente de un módulo de control el cual proporciona las características sensoras de corriente eléctrica, características tiempo-corriente electrónicamente derivadas, energía para iniciar el disparo y un módulo de interrupción que interrumpe la corriente eléctrica cuando se produce una sobrecorriente. Estos fusibles pueden operar o no como fusibles tipo limitador, dependiendo del tipo de control seleccionado.

3.51 Guarda

Elemento protector para prevenir un contacto accidental con un conductor o equipo eléctrico.

3.52 Gas hexafluoruro de azufre (SF₆)

Gas incoloro, inodoro y químicamente estable, no tóxico, que se almacena a presión en forma líquida en recipientes de acero, para utilizarse posteriormente en estado gaseoso en el equipo de las subestaciones eléctricas que lo contienen. Por sus propiedades se usa en los interruptores de potencia como medio de extinción del arco eléctrico, así como medio aislante en las subestaciones encapsuladas y en los equipos que se requieran con SF₆.

3.53 Hilo de guarda

Conductor instalado en la parte superior de la estructura y conectado al sistema de tierras, para blindar la instalación eléctrica, drenando a tierra las descargas atmosféricas al evitar que directamente incidan sobre los conductores o equipos de dicha instalación.

3.54 Interruptor de potencia

Dispositivo o equipo diseñado para abrir o cerrar un circuito eléctrico en condiciones normales (corrientes de carga) o anormales (de falla o sobrecorriente) que se presenten por un tiempo determinado; pero sin sufrir daños cuando se aplica correctamente dentro de su rango (características). Esta operación puede efectuarse en forma automática o manual (no automática).

3.55 Línea abierta

Línea eléctrica o de comunicación con conductores desnudos, forrados o aislados soportados individualmente en la estructura directamente o mediante aisladores.

3.56 Línea aérea

Es una que está formada por cimentaciones, estructuras metálicas, estructuras de madera o concreto, cables conductores, cables de guarda, cables de guarda y dieléctricos con fibras ópticas, cajas de empalme para Fibras Ópticas, aisladores, apartarrayos, herrajes, demás accesorios y la documentación correspondiente a los derechos de vía, en un nivel de tensión igual o superior a 69 kV.

3.57 Línea de comunicación

Línea para transmisión y recepción de señales de audio, imagen y/o datos que opera a 400 V máximos a tierra o 750 V entre dos puntos del circuito.

3.58 Línea subterránea

Línea abierta constituida por uno o varios conductores eléctricos aislados y sus accesorios correspondientes, sin partes energizadas expuestas, que forman parte de un circuito eléctrico y/o en convivencia con otro circuito eléctrico y/o líneas de comunicación, colocados bajo el nivel del suelo, en ductos o bancos de ductos, túneles o trincheras, registros, pozos de visita, etc. Incluye también las líneas sobre el nivel del suelo en canalizaciones adosadas a puentes u otro tipo de estructura similar.

3.59 Longitud del claro

Distancia horizontal entre dos soportes consecutivos de una línea aérea.

3.60 Maniobra

Acción realizada por un operador directamente o vía remota, para accionar algún elemento que pueda o no cambiar el estado y/o el funcionamiento de un sistema, sea eléctrico, neumático, hidráulico o de cualquier otra índole que forman parte de un dispositivo del sistema eléctrico.

3.61 Media tensión

Tensión de suministro eléctrico a niveles mayores a 1 kV y menores o iguales a 35 kV.

3.62 Medios de desconexión

Dispositivo o conjunto de dispositivos u otros medios en los cuales los conductores eléctricos del circuito pueden ser desconectados desde su fuente de suministro.

3.63 Neutro

Punto de referencia eléctrico cuyo potencial con respecto a tierra es igual a cero en sistemas trifásicos balanceados.

3.64 Pantalla metálica

Capa metálica circundante que puede estar formada por alambres, cintas o cubiertas metálicas o una combinación de estos materiales no magnéticos y que forman parte de la pantalla sobre el aislamiento. Su función es confinar el campo eléctrico del conductor aislado y se aterriza para seguridad de los seres vivos.

3.65 Parámetro

Es la tensión longitudinal horizontal a la que se ve sometido el conductor sobre la densidad lineal de masa del mismo, bajo una condición climatológica específica.

3.66 Pozo de visita

Recinto subterráneo accesible desde el exterior, donde se colocan equipos, cables y sus accesorios para ejecutar maniobras de instalación, operación y mantenimiento por personal que pueda estar en su interior.

3.67 Puesta a tierra

Conectar intencionalmente la parte metálica, que en condiciones normales no conduce energía eléctrica de estructuras o envoltentes de los equipos eléctricos al sistema de puesta a tierra.

3.68 Rango térmico:

Es la corriente eléctrica constante que produce la temperatura máxima permitida del conductor para condiciones climáticas específicas y características del conductor bajo el supuesto de que el conductor está en equilibrio térmico (estado estable).

3.69 Red de puesta a tierra

Conjunto de electrodos y conductores de puesta a tierra, verticales y horizontales enterrados y conectados entre sí que drenan a tierra las corrientes de descarga atmosférica, de falla y las generadas por las cargas eléctricas estáticas, y es un punto de conexión seguro de puesta a tierra para el personal durante maniobras con líneas de transmisión o circuitos de distribución aéreos o subterráneos, energizadas o desenergizadas.

3.70 Red eléctrica

Sistema integrado por líneas, subestaciones y equipos de transformación, compensación, protección y conmutación, medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otros, que permiten la transmisión y distribución de energía eléctrica.

NOTA - Los términos medición, monitoreo, conmutación y operación, están fuera del campo de aplicación del presente Proyecto.

3.71 Redes Generales de Distribución; RGD

Redes eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general.

3.72 Red Nacional de Transmisión; RNT

Sistema integrado por el conjunto de las Redes Eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las Redes Generales de Distribución y al público en general, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la Secretaría de Energía.

3.73 Registro

Recinto subterráneo de dimensiones reducidas, donde se coloca algún equipo, cables y accesorios para ejecutar maniobras de instalación, operación y mantenimiento.

3.74 Resistencia de puesta a tierra

Es la oposición al paso de la corriente eléctrica entre la red de puesta a tierra y un punto remoto, medida en Ω .

3.75 Resistividad recomendada de diseño

Resistividad uniforme equivalente que se obtiene mediante el promedio aritmético de los valores medidos mínimo y máximo de la resistividad; se expresa como sigue:

$$\rho_d = \frac{\rho_{m\acute{a}x} + \rho_{m\acute{i}n}}{2}$$

3.76 Retenida

Elemento mecánico que sirve para contrarrestar las tensiones mecánicas de los conductores eléctricos en las estructuras y así eliminar los esfuerzos de flexión y de torsión en el poste.

3.77 Sistema Eléctrico Nacional; SEN

El sistema integrado por:

- a) La Red Nacional de Transmisión;
- b) Las Redes Generales de Distribución;
- c) Las Centrales Eléctricas que entregan energía eléctrica a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución;
- d) Los equipos e instalaciones del Centro Nacional de Control de la Energía utilizados para llevar a cabo el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional; y
- e) Los demás elementos que determine la Secretaría de Energía.

3.78 Sobrecarga

Funcionamiento de un equipo o cable excediendo su capacidad nominal.

3.79 Sobrecorriente

Cualquier corriente eléctrica en exceso del valor nominal de cables o equipos.

3.80 Subestación eléctrica

Conjunto de diversos equipos, sistemas y edificaciones que tienen como función la transformación de la energía eléctrica para elevar o reducir la tensión o realizar alguna maniobra, de acuerdo con la necesidad de transmisión y distribución.

NOTA: La subestación eléctrica está constituida por los siguientes equipos: Cuchillas desconectadoras, Interruptores de Potencia, barras, transformadores de potencia y Distribución (Servicios Propios), transformadores de medición (Transformadores de Corriente-TC's-y Transformadores de Potencial-TP's -), apartarrayos, conductores eléctricos, aisladores, compensadores de reactivos, así como los sistemas de protección eléctrica, control y medición, equipos y redes de Comunicaciones y sistemas de adquisición de datos, supervisión y telecontrol, sistemas de tierras y bancos de baterías.

3.81 Temperatura del conductor:

Normalmente se supone que la temperatura de un conductor, T_{avg} , es isotérmica (es decir, sin variación de temperatura axial o radial). En aquellos casos donde la densidad de corriente excede 0.5 A / mm² (1 A / kcmil), especialmente para aquellos conductores con más de dos capas de hilos de aluminio, la diferencia entre el núcleo y la superficie puede ser significativa. Además, la variación axial a lo largo de la línea puede ser importante. Finalmente, para cálculos transitorios donde el período de tiempo de interés es inferior a 1 minuto con conductores no homogéneos de aluminio reforzado con acero (ACSR), los hilos de aluminio pueden alcanzar una temperatura alta antes del núcleo de acero relativamente no conductor.

3.82 Tensión eléctrica (de un circuito)

Diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos o conductores eléctricos cualesquiera pertenecientes a un circuito.

3.83 Tensión eléctrica nominal

Valor de la tensión mediante el cual se designa e identifica la instalación eléctrica o parte de la instalación eléctrica.

3.84 Tensión máxima del equipo:

Es el valor máximo eficaz de la tensión encontrada en cualquier momento y en cualquier punto de la instalación eléctrica, bajo condiciones normales de operación y en función del cual se ha diseñado.

3.85 Terreno natural

Terreno existente en el área de instalación, sin modificadores físicos químicos.

3.86 Transición de línea

Cambio de línea aérea a subterránea, dando continuidad, mediante una terminal; conectada directamente a un conductor (cable) o a un equipo de protección y/o seccionamiento.

3.87 Uso mecánico de la estructura

Es la conjunción de los tres parámetros: deflexión, claro medio horizontal y claro vertical.

3.88 Usuario final

Persona física o moral que adquiere, para su propio consumo o para el consumo dentro de sus instalaciones, el Suministro Eléctrico en sus Centros de Carga, como participante del Mercado o a través de un suministrador.

3.89 Valor nominal

Valor de una cantidad, asignada por el fabricante, utilizada para designar e identificar un componente, dispositivo, equipo o un sistema.

NOTA - El valor nominal es generalmente un valor redondeado.

3.90 Velocidad de viento de diseño

Velocidad real o actual, equivalente a la velocidad máxima indicada en los anemómetros de una zona geográfica dividida.

3.91 Vías

Camino.

3.92 parte viva (energizada):

Conductor o parte conductora que se pretende energizar en operación normal, incluyendo un conductor neutro, pero por convención, se exceptúa al conductor PEN, al conductor PEM o al conductor PEL.

3.93 Punto de Conexión

Punto en el que se conecta la Acometida, a la que se refiere la NOM-001-SEDE-2012, de un Centro de Carga a las Redes Nacionales de Distribución o a la Red Nacional de Transmisión.

El punto físico en la RNT y RGD donde uno o varios Centros de Carga que pueden o no compartir infraestructura entre ellas, se conectan en un mismo nivel de tensión para entregar la energía eléctrica, el cual delimita la frontera operativa y el Transportista, Contratista o Distribuidor y los Solicitantes. Cada Centro de Carga tendrá su propio sistema de medición.

NOTA - Las instalaciones eléctricas para utilización del Centro de Carga y la acometida, se regulan en la norma NOM-001-SEDE-2012.

3.94 Punto de Interconexión

Punto en el que se conectan los conductores de las Centrales Eléctricas, a las Redes Nacionales de Distribución o a la Red Nacional de Transmisión, para entregar la energía que producen.

El punto físico en la RNT y RGD donde una o varias Centrales Eléctricas, que pueden o no compartir infraestructura entre ellas, se conectan en un mismo nivel de tensión para entregar la energía eléctrica, el cual delimita la frontera operativa y el Transportista, Contratista o Distribuidor y los Solicitantes. Cada Central Eléctrica tendrá su propio sistema de medición.

4. Principios fundamentales**4.1 Generalidades**

Los principios fundamentales de las instalaciones eléctricas tienen la finalidad de establecer los requisitos de protección para la seguridad de las personas, contra peligros y daños que pueden presentarse durante la operación de las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión.

La seguridad de las instalaciones y equipos eléctricos se debe mantener ante contingencias eléctricas, mecánicas, climáticas y ambientales que las pudieran afectar.

Todos los requisitos referidos en el presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, serán aplicables a Instalaciones Eléctricas Nuevas que se diseñen y construyan a partir de la entrada en vigor de esta Norma.

4.1.1 Requisitos de seguridad

En las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión existen los siguientes tipos de riesgos mayores:

- a) Las corrientes de choque eléctrico;
- b) Las temperaturas capaces de provocar quemaduras, incendios u otros efectos peligrosos;
- c) Ignición en una atmosfera potencialmente explosiva;

- d) Caídas de tensión, sobretensiones e influencias electromagnéticas que son capaces de ocasionar lesiones o daños;
- e) Interrupciones de la fuente de alimentación y/o interrupción de los servicios de seguridad;
- f) Formación de arcos, que son capaces de ocasionar efectos de ceguera, presión excesiva y/o gases tóxicos;
- g) Movimiento mecánico de equipo que está energizado.

4.1.2 Protección contra los choques eléctricos

La protección contra choque eléctrico, cubre lo siguiente:

- Protección bajo condiciones normales (protección principal) se refiere como protección contra contacto directo; y
- Protección contra condiciones contra falla (se designa protección contra falla) fue referida como protección contra contacto indirecto.

a) Protección contra los contactos directos

En instalaciones con tensiones de hasta 1000 volts, la protección puede obtenerse por uno de los métodos siguientes:

- Previendo que una corriente pueda pasar a través del cuerpo de una persona.
- Limitando la corriente que pueda pasar a través del cuerpo a un valor inferior al de la corriente de choque.

En instalaciones eléctricas con tensiones mayores que 1000 volts, la protección puede obtenerse por los medios siguientes:

- Protección por gabinetes;
- Protección por barreras;
- Protección por obstáculos; y
- Protección por la instalación fuera del alcance.

b) Protección contra los contactos indirectos

Las personas deben ser protegidas contra riesgos que puedan resultar por el contacto con partes conductoras energizadas expuestas por alguna falla o contacto de elemento ajenos a la instalación con la corriente eléctrica.

Esta protección puede obtenerse por uno de los métodos siguientes:

- 1) Previendo que una corriente de falla pase a través del cuerpo de una persona.
- 2) Limitando la corriente de falla que pueda pasar a través del cuerpo a un valor inferior al de la corriente de choque.
- 3) Efectuando la desconexión automática de la alimentación en determinado tiempo, evitando que después de que ocurra una falla ésta pueda causar que una corriente fluya a través de un cuerpo en contacto con partes conductoras expuestas, cuando el valor de dicha corriente es igual o mayor que la corriente de choque.

NOTA - En relación con la protección contra los contactos indirectos, la aplicación del método de conexión de puesta a tierra, constituye un principio fundamental de seguridad.

4.1.3 Protección contra los efectos térmicos

Las personas deben protegerse contra daños o lesiones que se originan por el calor o fuego que puede generarse o propagarse en las instalaciones eléctricas.

La instalación eléctrica debe realizarse de forma que no exista ningún riesgo de ignición de materiales inflamables debido a las altas temperaturas o a los arcos eléctricos. Además, durante la operación normal del equipo eléctrico, no debe haber riesgo de que las personas sufran quemaduras.

4.1.4 Protección contra sobrecorrientes

Las personas deben ser protegidas contra lesiones y daños, ocasionados por temperaturas excesivas o esfuerzos electromecánicos ocasionados por cualquier sobrecorriente que pueda ocurrir en los conductores energizados.

Esta protección puede obtenerse, por uno de los métodos siguientes:

- a) La desconexión automática antes de que la sobrecorriente alcance un valor peligroso considerando su duración.
- b) Limitando la máxima sobrecorriente a un valor seguro considerando su duración.

Los dispositivos de protección deben proveerse para desconectar cualquier sobrecorriente en los conductores del circuito antes que una corriente pueda causar daños en detrimento del aislamiento, de las conexiones, de las terminales o del material alrededor de los conductores, debido a efectos térmicos o mecánicos.

4.1.5 Protección contra las corrientes de falla

Los conductores y otros elementos destinados a conducir corrientes de falla deben ser del material y características adecuadas, de tal forma que sean capaces de conducir las corrientes de falla máximas calculadas y por el tiempo de duración esperado según el ajuste de protecciones, sin sufrir deterioro o calentamiento excesivo que resulte peligroso para las personas y/o las instalaciones.

Es importante para la seguridad de los seres vivos, conocer los efectos que pudieran tener sobre las personas y seres vivos, las corrientes de fuga y de descarga estáticas.

4.1.6 Protección contra sobretensiones

Las personas deben ser protegidas contra lesiones, y daños que sean consecuencia de una tensión eléctrica que exceda el valor nominal, motivada por fenómenos atmosféricos, electricidad estática, fallas en la operación de los equipos de interrupción o bien por fallas entre partes vivas de circuitos alimentados a tensiones diferentes.

4.1.7 Requisitos eléctricos

Los requisitos eléctricos se relacionan, por ejemplo, con los métodos de conexión del neutro y métodos de puesta a tierra, que son fundamentales para evitar condiciones de choque eléctrico, este Proyecto considera los siguientes:

4.1.7.1 Método de conexión del neutro

El método de conexión del neutro debe considerar lo siguiente:

- a) Selección del nivel de aislamiento;
- b) Características de los límites de sobretensión de los dispositivos; como son los apartarrays;
- c) Selección de los relevadores de protección;
- d) Magnitud de las corrientes de falla a tierra; y
- e) Diseño del sistema de puesta a tierra.

4.1.7.2 Clasificación de la tensión

Los usuarios deben definir la tensión nominal y la tensión máxima de funcionamiento de su sistema. Con base a la tensión máxima de funcionamiento, debe seleccionarse la tensión mayor para la instalación.

NOTA - Para la clasificación de las tensiones eléctricas véase la NMX-J-098-ANCE-2014.

4.1.7.3 Corriente normal de operación

Cada sistema debe diseñarse y construirse para que la corriente, bajo condiciones normales de operación, no exceda la corriente de diseño del sistema.

NOTA - Para mayor referencia sobre distorsión armónica véase NMX-J-616-ANCE-2015.

4.1.7.4 Corriente de cortocircuito

Las instalaciones deben protegerse con equipos o dispositivos de desconexión automática, para liberar (desconectar) las fallas. La selección del equipo o dispositivo depende del método de conexión del neutro a tierra, sus características nominales de tensión y corriente, así como de la corriente de falla en el punto del sistema donde vayan a instalarse.

Para el propósito de la presente norma, deben considerarse los tipos de cortocircuito entre:

- a) Tres fases;
- b) Fase a fase;
- c) Fase a tierra; y
- d) Doble fase a tierra.

Las instalaciones deben protegerse con equipos de desconexión automática, para desconectar las corrientes de falla. La selección del dispositivo depende del método de conexión del neutro a tierra.

El valor normalizado de la duración máxima de la corriente de cortocircuito es 1,0 s.

NOTA 1 - En caso de utilizar un valor diferente al de 1,0 s, se recomienda utilizar uno de los valores siguientes 0,5 s, 2,0 s y 3.0 s.

NOTA 2 - La duración del cortocircuito puede determinarse considerando el tiempo de apertura del dispositivo que libera la falla.

Deben considerarse:

- El método para calcular las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos en corriente alterna. (c.a.); y
- Los métodos para el cálculo de fallas de corriente de cortocircuito.

4.1.7.5 Frecuencia nominal del sistema

En el SEN, las instalaciones deben diseñarse para la frecuencia nominal de 60 Hz,

4.1.7.6 Efecto corona

Para seguridad de las instalaciones eléctricas, en el diseño y construcción es necesario contemplar el efecto corona que se presenta en conexiones eléctricas de alta tensión y en los aislantes eléctricos que proporcionan soporte mecánico de los mismos. El diseño y construcción de los soportes mecánicos de conductores eléctricos de alta tensión debe tomar en cuenta las especificaciones de valor máximo de efecto corona en soportes aislantes según las normas internacionales correspondientes.

4.1.7.7 Campos eléctricos y magnéticos

El diseño y construcción de las instalaciones eléctricas debe ser tal que los niveles que la emisión de campos electromagnéticos en las instalaciones eléctricas sujetas al presente Proyecto, no excedan los límites de emisiones electromagnéticas establecidos en Normas Oficiales Mexicanas o en normas internacionales aplicables. Entre ellos: Disposición Técnica del Instituto Federal de Telecomunicaciones DT IFT-012-SCFI 2019: Límites máximos de emisiones radioeléctricas no ionizantes de los productos, equipos, dispositivos o aparatos electrotécnicos; NOM-013-STPS-1993. Deberán seguir lo dispuesto en la NMX-J-610/4-110-ANCE-2009, para los métodos de medición, así como los niveles recomendados para los campos eléctricos y magnéticos.

4.1.7.8 Sobreteniones

Los equipos eléctricos deben ser protegidos contra las sobretensiones, originadas por maniobra de cierre o apertura de interruptores y/o equipo de seccionamiento o por descargas atmosféricas, que puedan superar los niveles de tensión nominal o de diseño del sistema.

4.1.7.9 Armónicos

Deben considerarse los efectos de los armónicos en corriente y tensión en las instalaciones eléctricas. El análisis de armónicos puede requerirse para determinar medidas correctivas que son necesarias para cumplir con los reglamentos y/o asegurar la correcta operación de todo el sistema eléctrico.

4.1.8 Requisitos mecánicos

Los equipos y estructuras de soporte, incluyendo sus cimientos, deben soportar las tensiones mecánicas a las que pueden estar sometidos.

Es necesario evaluar varias combinaciones de cargas y basar el cálculo en la carga total resultante. Estas combinaciones deben incluir las cargas que ocurren en condiciones normales, así como las cargas que dependen de condiciones climáticas o extraordinarias. En cada uno de estos dos casos, deben analizarse las diferentes combinaciones de cargas y debe utilizarse el caso más desfavorable para determinar los esfuerzos mecánicos de las estructuras.

En el caso de carga, deben considerarse las cargas siguientes:

- a) Carga muerta;
- b) Carga por tensión;
- c) Carga por montaje (construcción);
- d) Carga por hielo;
- e) Carga por viento; y
- f) Cargas por movimientos sísmicos.

NOTA - Se recomienda considerar esfuerzos y cargas eventuales que pudieran aplicarse durante la construcción o el mantenimiento. Algunos equipos pueden afectarse por cargas cíclicas (consultar las especificaciones de los equipos).

En casos excepcionales, debe considerarse que la carga muerta y la carga de tensión, actúan simultáneamente con el mayor de los esfuerzos ocasionales siguientes:

- a) Esfuerzo por maniobra de cierre o apertura;
- b) Esfuerzo por cortocircuito; y
- c) Esfuerzo por la pérdida de la retenida.

4.1.8.1 Carga por tensión

La tensión de carga debe calcularse por la tensión mecánica máxima en la que se encuentra el conductor, bajo las condiciones locales más desfavorables. Las posibles combinaciones incluyen, por ejemplo:

- a) 10 °C sin hielo y sin viento;
- b) 5 °C con hielo y sin viento; y
- c) + 5 °C con viento.

4.1.8.2 Carga de montaje

NOTA - La carga de montaje es al menos de un 1,0 kN aplicada a la posición más crítica de una estructura de soporte.

4.1.8.3 Carga por hielo

En regiones donde pueda presentarse hielo debe tomarse en cuenta la carga resultante sobre los conductores flexibles, rígidos y barras colectoras.

En caso de no existir datos o estadísticas de la región puede considerarse una capa de hielo de 1 mm, 10 mm o 20 mm.

NOTA - La densidad del hielo puede considerarse de 913 kg/m³.

4.1.8.4 Carga por viento

Deben considerarse las cargas por viento en la topografía del lugar y la altura de las estructuras. Debe considerarse la dirección del viento más desfavorable.

4.1.8.5 Esfuerzos por maniobra de cierre o apertura

En el diseño de los soportes, deben considerarse los esfuerzos por maniobra de apertura o cierre. El fabricante del equipo de interrupción, debe determinar dichos esfuerzos e indicarlos en la placa de datos del equipo eléctrico.

4.1.8.6 Esfuerzo por cortocircuito

Deben considerarse los efectos mecánicos que se producen por los efectos de un cortocircuito.

4.1.8.7 Esfuerzo por pérdida de la retenida

Una estructura debe diseñarse para soportar la pérdida del cable de la retenida, cuando lo utilice, como resultado del rompimiento del aislador o del cable, lo cual representa el caso más desfavorable.

4.1.8.8 Vibración

Debe considerarse la vibración causada por el viento, por esfuerzos electromagnéticos y por el tráfico; por ejemplo: tránsito de vehículos y del ferrocarril. El equipo eléctrico debe estar diseñado para soportar las vibraciones, lo cual debe indicarse en el instructivo y en su ficha técnica.

4.1.8.9 Cargas en las estructuras de soporte

Las estructuras de soporte deben diseñarse para soportar las cargas a las cuales estarán sometidas. De igual manera deben considerarse los factores de seguridad por sobrecarga.

4.1.9 Requisitos climáticos, ambientales y sísmicos

Las instalaciones y equipos eléctricos deben ser capaces de operar bajo las condiciones ambientales, que se mencionan a continuación.

En el caso de la presencia de líquidos (por condensación o precipitación pluvial), partículas, polvo, elementos corrosivos y/o atmósferas peligrosas éstos deben considerarse en la selección del equipo eléctrico.

La clasificación de las áreas o zonas peligrosas es responsabilidad del propietario de la instalación de acuerdo con el Capítulo 5 de la NOM-001-SEDE-2012 y la NMX-J-675/1-ANCE-2015.

4.1.9.1 Condiciones en interiores

Debe considerarse lo siguiente:

- a) La vibración debida a causas externas al equipo o a la actividad sísmica;
- b) Los disturbios electromagnéticos;
- c) La altitud cuando sea mayor que 1 000 m sobre el nivel del mar; y
- d) La humedad relativa.

4.1.9.2 Condiciones en exteriores

Debe considerarse lo siguiente:

- a) La temperatura ambiente máxima durante el verano y mínima durante el invierno;
- b) La radiación solar;
- c) Los disturbios electromagnéticos;
- d) La altitud cuando sea mayor que 1 000 m sobre el nivel del mar;
- e) La humedad relativa;
- f) La presencia de la condensación o de la precipitación, incluyendo la precipitación en forma de rocío, niebla, lluvia, nieve, hielo o escarcha;
- g) Cuando el aire del ambiente este contaminado por polvo, humo, gases corrosivos o inflamables, vapores o sal; y
- h) La vibración debido a causas externas al equipo o la actividad sísmica.

NOTA - La radiación ultravioleta puede dañar algunos materiales sintéticos.

4.2 Diseño

4.2.1 Generalidades

Para el diseño de las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión, deben considerarse los requisitos siguientes:

- a) Protección de las personas de acuerdo con lo establecido en 4.1.1; y
- b) Funcionamiento satisfactorio de las instalaciones de acuerdo con el uso previsto.

La información básica para el diseño de las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión se indican de 4.1.2. a 4.1.4.

NOTA - Se recomienda tomar previsiones sobre futuras ampliaciones o expansiones de las instalaciones, con objeto de garantizar la seguridad en las instalaciones eléctricas.

Para fines de evaluación de la conformidad de las disposiciones de carácter prescriptivo del presente Proyecto, es aceptable cualquier diseño y construcción, sin importar su tecnología, en tanto se cumplan y garanticen los principios básicos de seguridad contenidos en el presente Capítulo, es decir, las especificaciones de diseño y construcción son de carácter enunciativo mas no limitativo.

4.2.2 Condiciones ambientales

En las instalaciones eléctricas, deben considerarse en el diseño de la instalación y la selección del equipo las condiciones ambientales a las cuales pueda someterse, éstas, son necesarias no sólo para un funcionamiento apropiado, sino también para asegurar la confiabilidad de las medidas de protección para la seguridad que cumplen los principios fundamentales establecidos en las normas oficiales y mexicanas aplicables.

4.2.3 Área de la sección transversal de los conductores

El área de la sección transversal de los conductores debe determinarse en función de:

- a) Su temperatura máxima admisible;
- b) La caída de tensión admisible;

- c) Porcentaje de regulación;
- d) Los esfuerzos electromecánicos que puedan ocurrir en caso de un cortocircuito;
- e) Otros esfuerzos mecánicos a los que puedan someterse los conductores;
- f) Valor máximo de la impedancia con respecto al funcionamiento de la protección contra el cortocircuito; y
- g) Capacidad de conducción de corriente.
- h) La disposición geométrica del conductor.

4.2.4 Tendido y tensionado de las líneas y métodos de instalación

El tendido de líneas y los métodos de instalación dependen de:

- a) La naturaleza del lugar;
- b) La naturaleza de las estructuras que soportan las líneas;
- c) La accesibilidad de las líneas a las personas;
- d) La tensión eléctrica;
- e) Los esfuerzos electromecánicos que ocurren durante un cortocircuito; y
- f) Otros esfuerzos a los cuales puedan exponerse las líneas durante su instalación o en servicio.

4.2.5 Dispositivos de protección

Las características de los equipos de protección, deben determinarse con respecto a su función y diseñarse contra los efectos siguientes:

- a) Sobrecorriente (sobrecarga o cortocircuito, véase definiciones en el Capítulo 3);
- b) Corriente de falla a tierra;
- c) Sobretensión;
- d) Baja tensión;
- e) Ausencia de tensión;
- f) Fallas entre fases;
- g) Alta temperatura;
- h) Vibración eólica;
- i) Variaciones de frecuencia; y
- j) Disturbios en el SEN.

Los equipos de protección deben operar a los valores de corriente, tensión y tiempo, los cuales se adaptan a las características de los circuitos y a los peligros posibles.

4.2.6 Control de emergencia

Debe instalarse un dispositivo de desconexión fácilmente reconocible y operable para que en caso de emergencia se interrumpa inmediatamente la tensión de suministro.

4.2.7 Dispositivos de desconexión

Deben proveerse dispositivos de desconexión para poder desconectar la instalación eléctrica para proporcionar seguridad y realizar el mantenimiento, las pruebas o procedimientos de verificación, localización de fallas y reparaciones.

4.2.8 Prevención de las influencias mutuas

La instalación eléctrica debe estar dispuesta de forma que no haya influencia mutua perjudicial entre la instalación eléctrica y las instalaciones no eléctricas circundantes.

4.2.9 Accesibilidad de los equipos eléctricos

Los equipos eléctricos deben estar dispuestos para permitir tanto como sea necesario:

- a) Espacio suficiente para realizar la instalación inicial y el posterior reemplazo del equipo eléctrico;
- b) Accesibilidad para la operación, pruebas, inspección, mantenimiento y reparación.

4.2.10 Método de puesta a tierra

El método de puesta a tierra del neutro influye de manera sustancial en el nivel de la corriente de falla y en la duración. Además, el método de puesta a tierra del neutro es relevante con respecto a lo siguiente:

- Selección del nivel de aislamiento;
- Características de los dispositivos de protección;
- Selección de los relevadores de protección; y
- Diseño del sistema de puesta a tierra.

4.2.11 Proyecto eléctrico

Para el diseño de las instalaciones de las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión, contempladas en este Proyecto, deben contar con un proyecto eléctrico el cual puede ser, de manera enunciativa mas no limitativa: diagramas unifilares, planos de planta y elevación, memorias técnico-descriptivas, memorias de cálculo, entre otros.

Para la elaboración de los planos eléctricos debe utilizarse la simbología de la NMX-J-136-ANCE-2019.

4.3 Selección del equipo eléctrico

4.3.1 Generalidades

En las instalaciones eléctricas a que se refiere esta NOM deben utilizarse materiales y equipos eléctricos que cumplan con las normas oficiales mexicanas, con las normas mexicanas y, a falta de éstas, deben ostentar las especificaciones internacionales, con que cumplen, las del país de origen o a falta de éstas, las del fabricante o las del Transportista o Distribuidor.

4.3.2 Características

Cada equipo eléctrico que se selecciona debe corresponder a las condiciones y características previstas para la instalación eléctrica (véase 4.1.2); éstas deben estar de acuerdo con las normas para cada equipo eléctrico.

4.3.2.1 Tensión

Los equipos eléctricos deben proveerse para el valor máximo de la tensión a la cual van a operar (valor eficaz en corriente alterna), así como también a las sobretensiones que pudieran ocurrir.

NOTA - Para ciertos equipos eléctricos puede ser necesario tomar en cuenta la tensión eléctrica más baja que pudiera presentarse.

4.3.2.2 Corriente eléctrica

Todos los equipos eléctricos deben seleccionarse considerando el valor máximo de la intensidad de corriente (valor eficaz en corriente alterna), que conducen en servicio normal, y considerar la corriente que pueda conducir en condiciones anormales (sobrecorriente y corriente de cortocircuito) y el periodo (por ejemplo, tiempo de operación de los dispositivos de protección, si existen) durante el cual puede esperarse que fluya esta corriente.

4.3.2.3 Frecuencia

Dado que la frecuencia tiene una influencia sobre las características de los equipos eléctricos, la frecuencia nominal de los equipos eléctricos debe corresponder a la frecuencia susceptible de producirse en el circuito. Para la frecuencia nominal del sistema, véase 4.1.7.5.

4.3.2.4 Potencia

Todos los equipos eléctricos, deben seleccionarse sobre la base de sus características de potencia, se adecuan para el servicio requerido del equipo, tomando en cuenta el factor de carga y las condiciones normales de servicio.

4.3.3 Condiciones de la instalación

Todos los equipos eléctricos deben seleccionarse de forma que sean capaces de soportar los esfuerzos y las condiciones ambientales (véase 4.1.8. y 4.1.9, respectivamente) del lugar en donde se van a instalar y a las que serán sometidos.

4.3.4 Prevención de los efectos nocivos

Todos los equipos eléctricos tienen que seleccionarse de manera que causen los menores efectos nocivos al SEN durante el servicio normal, incluyendo las operaciones de interrupción.

En este contexto, los factores que pueden tener una influencia son:

- a) Factor de potencia;
- b) Corrientes inducidas;
- c) Cargas asimétricas;
- d) Distorsión armónica; y
- e) Variación de la tensión.

4.4 Construcción, verificación y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas destinadas a las actividades del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica

4.4.1 Construcción

La construcción de las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión deben realizarse por personal calificado y con materiales aprobados.

Las características del equipo eléctrico, una vez que se seleccionan de acuerdo con lo que se establece en 4.3, no deben modificarse o reducirse durante el proceso de instalación.

NOTA - Pueden realizarse cambios en los equipos, siempre y cuando las características no disminuyan o afecten el desempeño de los demás equipos eléctricos y materiales.

Los conductores deben identificarse de acuerdo con las secciones aplicables de este Proyecto.

Las conexiones entre conductores y otros equipos eléctricos, deben realizarse de tal manera que los contactos sean seguros y duraderos.

Los equipos eléctricos deben instalarse de forma que no se afecten las condiciones de diseño de dichos equipos.

Los equipos eléctricos susceptibles de provocar altas temperaturas o arcos eléctricos, deben colocarse o protegerse para eliminar cualquier riesgo de ignición de materiales inflamables. Cuando la temperatura de cualquier parte expuesta del equipo eléctrico sea susceptible de provocar lesiones a las personas, estas partes deben colocarse o protegerse para prevenir cualquier contacto accidental.

En caso de una adición o una modificación a una instalación existente, los valores asignados y las condiciones de los materiales existentes serán analizados considerando la carga adicional y las condiciones modificadas. Además, las conexiones a tierra y arreglos de puesta a tierra necesarios serán apropiadas a las medidas de protección seleccionadas para la seguridad.

4.4.2 Inspección

Las instalaciones de las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión deben ser verificadas por las Unidades de Inspección aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía, de conformidad con el capítulo 7, previo a su puesta en servicio de las instalaciones eléctricas, para comprobar la adecuada ejecución de los trabajos de acuerdo con este Proyecto.

4.4.3 Puesta en servicio

Las instalaciones las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión deben probarse y verificarse previo a su puesta en servicio y después de cualquier modificación, para comprobar la ejecución de los trabajos de acuerdo con este Proyecto.

4.5 Compatibilidad

4.5.1 Compatibilidad de las características

Es conveniente que se tomen en cuenta las características de compatibilidad, así como posibles emisiones electromagnéticas generadas por la operación del equipo que se conectará a la instalación.

Estas características incluyen, por ejemplo:

- Sobretensiones transitorias;
- Caídas de tensión;
- Cargas desequilibradas;
- Cargas con fluctuaciones rápidas;
- Corrientes de arranque;
- Corrientes armónicas;

- Componentes de corriente continua;
- Oscilaciones de alta frecuencia;
- Corrientes de fuga;
- Necesidad para conexiones adicionales a tierra;
- Corrientes excesivas en el conductor de protección o conductor de puesta a tierra, puesto a tierra, pero no debidas a fallas.

5. Redes generales de distribución

5.1 Subestaciones

5.1.1 Generalidades

El presente capítulo contiene requisitos de seguridad que deben aplicarse a las Subestaciones eléctricas de distribución con voltajes en el lado secundario de los transformadores de potencia menores a 69 kV.

Las subestaciones eléctricas de distribución son las que tienen el objeto de adecuar la potencia eléctrica en niveles de tensión de 2,4 kV, 6,6 kV, 13,8 kV, 23 kV y 34,5 kV, para prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica, la cuales son alimentadas por líneas de transmisión en niveles de tensión de 69 kV, 85 kV, 115 kV y 138 kV.

5.1.1.1 Requisitos generales

La subestación debe contar con los elementos mínimos siguientes:

- a) Equipo primario. El equipo debe ser aprobado y cumplir con la capacidad interruptiva conforme al nivel de cortocircuito en el punto de la instalación;
- b) Protección en subestaciones eléctricas de distribución. Los alimentadores de alta y media tensión, transformadores de potencia, barras de alta tensión con más cuatro líneas conectadas y barras de media tensión, deben contar con protecciones primarias y secundarias o de respaldo;
- c) Protección contra sobretensiones. Debe existir una coordinación de aislamiento;
- d) Sistema de tierras;
- e) Sistemas de control, comunicación y medición.

En las instalaciones eléctricas a las que se refiere el presente Proyecto deben utilizarse materiales y equipos (productos) que cumplan con las normas oficiales mexicanas, con las normas mexicanas o especificaciones técnicas emitidas por la Comisión Federal de Electricidad en tanto la autoridad competente emita aquellas que las sustituya.

Los equipos de medición que se requieran para la determinación de los parámetros de las instalaciones deben estar calibrados por un laboratorio acreditado o trazables a patrones nacionales o internacionales, evidenciando documentalmente con los informes de calibración.

5.1.2 Protección contra contacto directo

Las instalaciones eléctricas deben prevenir que las personas no toquen de manera voluntaria o involuntaria las partes vivas (energizadas) dentro de las zonas delimitadas que ofrecen condiciones adecuadas de seguridad para las personas.

Para cuando se realicen trabajos de operación y/o mantenimiento en los equipos eléctricos de subestaciones eléctricas de distribución debe proveerse protección para las partes vivas, las partes de aislamiento en buen estado de funcionamiento y las partes que pueden considerarse que queden energizadas de forma involuntaria.

Como ejemplos de tales partes, son los siguientes:

- a) Partes vivas expuestas;
- b) Partes de instalaciones donde las cubiertas metálicas o pantallas conductoras de los cables subterráneos han sido removidas;
- c) Cables subterráneos y accesorios sin cubiertas metálicas aterrizadas o pantallas semiconductoras aterrizadas;
- d) Terminales o cubiertas conductoras de cables, si se encuentran sometidas a tensiones eléctricas;
- e) Cuerpos aislantes de los componentes, por ejemplo, equipos eléctricos con aislamiento a base de resina epóxica fundida;

- f) Estructura o tanque de los capacitores, convertidores, transformadores de medida, los cuales pueden llevar una tensión peligrosa durante la operación normal;
- g) Devanados de reactores con núcleo de aire.

La protección puede ser lograda por diferentes medidas, dependiendo si la instalación está localizada en un área cercana de operación eléctrica o no.

La información sobre protección contra choque eléctrico se encuentra en la norma IEC 61140 en el capítulo 5 subcapítulo 5.1 y capítulo 6 subcapítulo 6.4.

5.1.2.1 Medidas de protección contra contacto directo

Los tipos de protección reconocidos, son los siguientes:

- a) Protección por gabinetes;
- b) Protección por barreras;
- c) Protección por obstáculos;
- d) Protección por la instalación fuera de alcance.

5.1.2.2 Criterios para las medidas de protección contra contacto directo

Los criterios para las medidas de protección contra contacto directo descrita en el numeral 8.2.1.2 de la norma NMX-J-675-ANCE-2015 son de obligatoriedad para que se cumpla con la protección contra contacto directo de subestaciones eléctricas de distribución.

5.1.2.3 Requisitos de protección

Los requisitos de protección se establecen en el numeral 8.2.2 de la norma NMX-J-675/1-ANCE-2015, son de obligatoriedad para que se cumplan los requisitos de protección.

5.1.2.4 Protección durante la operación normal

Para las medidas de protección en una instalación deben tomarse en cuenta la necesidad de acceso para propósitos de operación y mantenimiento, éstos son:

- a) Mantenimiento al equipo eléctrico.
- b) Inspección de la subestación.
- c) Corrección de anomalías y reparación fallas.
- d) Toma de lecturas, mediciones y estados de los elementos de la subestación.
- e) Restablecimiento de la subestación ante fallas eléctricas.

En donde se tienen equipos con una cercanía y similitudes físicas tales que se pueda prestar a un error o confusión al momento de manipularlos, se debe de proveer de obstáculos que permitan acceder únicamente al equipo que se pretende manipular. Estos obstáculos pueden ser cadenas o cercas removibles.

5.1.3 Medios para proteger a las personas en caso de contacto indirecto

Se define como contacto indirecto el "contacto de personas con elementos accidentalmente energizados". Tiene lugar al tocar ciertas partes que habitualmente no están diseñadas para el paso de la corriente eléctrica, pero que pueden quedar en tensión por algún defecto en el aislamiento exponiendo las partes energizadas.

Así también debe ser necesario proteger a las personas contra contactos indirectos por objetos metálicos situado en la proximidad de partes energizadas no aisladas, y que presenta un riesgo apreciable de encontrarse unido eléctricamente con estas partes activas, a consecuencia de un fallo de los medios de fijación.

Las medidas pasivas que se deben implementar para evitar el contacto indirecto son las siguientes:

- Recubrimiento o aislamiento de las partes energizadas
- Colocación de obstáculos, barreras y señalética
- Distancias mínimas de seguridad.

Las medidas activas que se deben implementar para evitar el riesgo de contacto indirecto son las siguientes:

- Diseño de sistemas de tierra.
- Cálculo de coordinación de aislamiento.

- Blindaje de las instalaciones eléctricas.
- Sistemas de protección a base de dispositivos electrónicos inteligentes y equipos de seccionamiento (interruptores de potencia, fusibles de potencia, apartarrays, entre otros).

5.1.4 Medidas para proteger a las personas que trabajan en las instalaciones eléctricas

Las subestaciones eléctricas de distribución deben construirse considerando las medidas necesarias para la protección de las personas, que trabajan en o sobre las instalaciones eléctricas.

También debe tomarse en cuenta las normas y procedimientos aplicables para la operación y mantenimiento de las subestaciones eléctricas de distribución.

Dependiendo de los procedimientos de operación y mantenimiento aplicables a la subestación eléctrica de distribución, las medidas mínimas a considerar son las siguientes:

- Desconexión de equipo eléctrico: Proveer de los medios de desconexión necesarios y disponer físicamente del equipo eléctrico dentro de la subestación eléctrica de distribución de tal forma que no implique ningún riesgo para el personal de operación y mantenimiento al momento de realizar los trabajos.
- Dispositivos para prevenir el cierre no intencional de los equipos de desconexión: Se deben considerar dispositivos de desconexión que cuente con un bloqueo para evitar su reconexión una vez desconectados.
- Partes con movimientos repentinos
- Identificación del equipo eléctrico: Todo equipo eléctrico debe de estar identificado de la tal forma que no se preste a la confusión al momento de la operación o mantenimiento del mismo.
- Tarimas y tapetes aislantes.

5.1.4.1 Desconexión de equipo eléctrico

Para el diseño de las subestaciones eléctricas de distribución se debe de considerar la disposición física del equipo eléctrico (Transformadores de potencia, interruptores de potencia, cuchillas seccionadoras, entre otros) de tal forma que para los trabajos de mantenimiento y operación sea posible desenergizar el equipo eléctrico y aislarlo de la operación de la subestación eléctrica de distribución.

Esto puede lograrse por medio de cuchillas desconectadoras sin carga o cuchillas desconectadoras con carga o por la desconexión de una parte de la instalación, por ejemplo, quitar los puentes eléctricos o cables de potencia.

Donde pueda todavía permanecer una tensión en el equipo después de la desconexión completa de la instalación, por ejemplo, los capacitores, deben estar provistos de dispositivo para descargarlos.

Para los Interruptores de potencia que se instalan en las subestaciones eléctricas de distribución, deben instalarse cuchillas desconectadoras en ambos extremos del interruptor.

5.1.4.2 Dispositivos para prevenir el cierre no intencional de los equipos de desconexión

Deben ser provistos de dispositivos apropiados para dar la fuerza de actuación inoperativa (esto es la fuerza de un resorte, presión de aire, energía eléctrica) o el control de los mecanismos usados por la operación de los interruptores para propósito de desconexión. Se requiere que estos dispositivos puedan ser bloqueados.

Donde partes removibles tales como fusibles o tornillos en los interruptores de partición metálica extraíbles se usan para realizar la desconexión y se reemplazan con tornillos con capuchón e insertos de espacios vacíos, estos tornillos e insertos deben ser de manera que puedan removerse utilizando una herramienta apropiada, tal como una llave.

La operación manual de las cuchillas debe incluir el uso de dispositivos de bloqueo mecánico para prevenir la reconexión.

5.1.4.3 Partes con movimientos repentinos

Todas las partes que se muevan repentinamente y que puedan lastimar a personas que se encuentren próximas, deben protegerse por medio de barreras que restrinjan el acceso a la zona donde se desplacen estos elementos.

5.1.4.4 Identificación del equipo eléctrico

Todo el equipo eléctrico en subestaciones eléctricas de distribución debe estar debidamente identificado, usando placas, etiquetas, rótulos o algún otro medio permanente que permita distinguirlo fácilmente, tanto respecto de su funcionamiento como del circuito al que pertenece. El método lógico de identificación uniforme en todo el equipo instalado en una subestación o en un grupo de instalaciones encuentra descrito en el numeral 5.1.8 de esta norma.

Esta identificación no debe colocarse sobre cubiertas removibles o puertas que puedan ser intercambiadas.

5.1.4.5 Tarimas y tapetes aislantes

Estos medios de protección no deben usarse como substitutos de los elementos de protección que se indican en las secciones anteriores.

Las tarimas deben ser de material aislante sin partes metálicas, con superficie antiderrapante y con orillas biseladas. Los tapetes también deben ser de material aislante.

En subestaciones eléctricas de distribución de tipo interior, las tarimas o tapetes deben instalarse cubriendo la parte frontal de los equipos de accionamiento manual, que operen a más de 1 000 V entre conductores; su colocación no debe presentar obstáculo en la apertura de las puertas de los gabinetes.

5.1.4.6 Señalética en Cuarto de baterías

Deben de tener señalética referente a que hacer durante y después de un posible contacto en ojos y/o piel con el electrolito de la batería ácido plomo, así como colocar la señalética correspondiente del Kit lava ojos aun cuando éste puede ser portátil, en caso de ser batería ácido plomo, adicionalmente, señalar el equipo de protección personal que se requiere para realizar una actividad dentro del cuarto de baterías. El método lógico de identificación uniforme en todo el equipo instalado en una subestación o en un grupo de instalaciones encuentra descrito en el numeral 5.1.8 de esta norma.

5.1.5 Protección contra descargas atmosféricas directas

Las descargas atmosféricas constituyen uno de los mayores peligros para los sistemas eléctricos, en particular para aquellos que, como las subestaciones eléctricas de distribución de tipo exterior, se encuentran expuestos a los embates del clima.

Si bien es imposible eliminar la posibilidad de que una descarga atmosférica incida sobre un elemento de una subestación eléctrica de distribución o que interfiera con su operación, a través de un sistema de blindaje se puede reducir la posibilidad de que la corriente producida por una descarga atmosférica fluya a través de alguna parte energizada del sistema.

Los sistemas de blindaje son un conjunto de elementos físicos (hilos de guarda o puntas pararrayos), dispuestos de manera tal, que cuando ocurra una descarga atmosférica estos elementos sean los primeros en recibir dichas descargas y drenarla a tierra, evitando así que las descargas incidan sobre los equipos de la subestación.

Los sistemas de blindaje están conformados principalmente por dos partes:

- Los cables de guarda
- Las bayonetas

Dependiendo del tamaño de la subestación, se puede emplear cualquiera de estos dos dispositivos o ambos, los cables de guarda deben cumplir con la función principal de proteger a los conductores de fase de la subestación y las bayonetas deben de cubrir las zonas que no se encuentren protegidas por el cable de guarda y con esto garantizar la seguridad de las personas que se encuentren cerca de las instalaciones.

5.1.6 Protección contra incendio**5.1.6.1 Generalidades**

Una subestación de distribución requiere de múltiples medidas de seguridad ante los diversos accidentes o fallas que pueden ocurrir en los equipos y accesorios instalados durante su operación; por lo que, durante su diseño, se deben emplear sistemas que brinden esa seguridad que le permita elevar su grado de confiabilidad.

El sistema contra incendio aplicable para Subestaciones eléctricas de distribución es un sistema pasivo (no automático) que incluye componentes tales como: extintores, detectores de humo, sellos y puertas cortafuego, extractores, mamparas protectoras, canalizaciones circundantes a equipos con aceite y fosas contenedoras de disposición final del fluido.

Los componentes de este tipo de sistema deben ubicarse cercanos a las zonas de alto riesgo o alta posibilidad de incendios. El diseño del sistema contra incendios se debe realizar tomando en cuenta la guía CFE H1000-41 "Prevención, Control y Extinción de Incendios en Subestaciones Eléctricas de Distribución".

Se debe cuidar que, en caso de incendios, estén colocadas las señalizaciones de las rutas de evacuación y éstas conduzcan al punto de reunión, por ello deberán de estar libre de obstáculos los caminos de rescate, ubicación de extintores y las salidas de emergencia.

En equipos eléctricos donde exista un riesgo potencial de chispas, arco eléctrico, explosión o temperatura elevada, por ejemplo: Transformadores, interruptores, cuchillas desconectadoras, bancos de capacitores y fusibles, no deben utilizarse en áreas operativas sujetas a incendio, a menos que la construcción de equipos sean de manera que los materiales inflamables tengan resistencia al fuego.

Si esto no puede ser garantizado, deben tomarse precauciones especiales, y necesariamente aplicar dispositivos contra incendio, separaciones resistentes al incendio, válvulas de alivio, gabinetes y contenedores.

5.1.6.2 Sistema de extinción del fuego

Deben colocarse extintores, tantos como sean necesarios de acuerdo con la guía CFE H1000-41 "Prevención, Control y Extinción de Incendios en Subestaciones Eléctricas de Distribución", en lugares claramente marcados, situando dos cuando menos en puntos cercanos a la entrada de las subestaciones eléctricas de distribución.

Los agentes extinguidores a usarse en Subestaciones eléctricas de distribución son:

- a) Bióxido de Carbono (CO_2).
- b) Polvo químico seco

Estos agentes no son conductores de electricidad; siendo el bióxido de carbono y el polvo químico seco, los agentes utilizados para combatir fuegos de equipo eléctrico. La colocación estratégica recomendable de estos equipos es la siguiente:

- Extintores de polvo químico ABC de 70 kg tipo carretilla con cubierta protectora fija, se recomienda colocar una unidad por cada cuatro bahías en área de acometidas de alta tensión y una unidad por cada transformador de potencia sumergido en aceite aislante.
- Extintores de bióxido de carbono y polvo químico seco, de 6 kg, en el interior de las casetas (control, tablero de media tensión y edificio de SF_6).
- Extintores de bióxido de carbono y polvo químico seco, de 9 kg, en el exterior de las casetas (control, tablero de media tensión y edificio de SF_6).

Los extintores deben revisarse periódicamente para que estén permanentemente en condiciones de operación y no deben estar sujetos a cambios de temperatura mayores que los indicados por el fabricante.

5.1.6.3 Medidas preventivas contra incendio en caseta

La seguridad en las casetas de control de las subestaciones eléctricas de distribución reviste especial importancia, debido a que en éstas se encuentran centralizados los sistemas y equipos de protección, control y medición de la instalación, los cuales intervienen directamente en la operación del equipo primario de la misma y sus equipos asociados.

Las medidas preventivas contra incendio aplicables son las siguientes:

1) Materiales de construcción.

Para la construcción de la caseta de la subestación y del cuarto de baterías, los materiales a utilizar deben ser no combustibles y resistentes al fuego. Se debe evitar la instalación de plafones falsos o cualquier otro tipo de acabados inflamables

2) Barreras cortafuego.

Se requiere instalar barreras cortafuego en las salidas y llegadas de los cables de potencia, control y señalización por trinchera o por charola, así como entre los pasos por otros cuartos. Las barreras cortafuego tienen la función de proteger y seccionar las áreas, así como controlar la propagación del fuego.

Los materiales utilizados para las barreras cortafuegos deben realizar tres funciones básicas:

- a) Detener la propagación del calor del fuego.
- b) Restringir y detener la diseminación del humo que se produce por el incendio.
- c) Restringir y detener la diseminación de los productos tóxicos emanados de la combustión.

3) Tableros de protección, control y medición.

El alambrado utilizado debe ser del tipo antifiama, retardante al fuego, tal como se indica en la norma NMX-J-438-ANCE.

Deben sellarse todos los ductos y pasos de cables entre gabinetes, utilizando agentes pasivos contra incendio.

4) Sala de baterías

Debido a que los bancos de baterías de Plomo-Acido contienen un electrolito compuesto por 76 % de agua y 27 % de ácido sulfúrico y cuando suministran carga a los diversos equipos, aumenta su temperatura provocando, una reacción que origina el desprendimiento de gases de hidrógeno los cuales al llegar a concentraciones del 4 % o mayores del volumen total del cuarto, son altamente explosivos; representando un elevado riesgo para la instalación y el personal.

Debe instalarse una puerta cortafuego de acceso a la sala de baterías que lo aisle del exterior y que soporte el fuego como mínimo una hora, así como un medidor de nivel de hidrógeno y uno de temperatura.

Además, se requiere un doble sistema de ventilación-extracción de aire, un extractor para mantener limpio y bien ventilado el interior de la habitación, evitando concentraciones de hidrógeno mayores de 1 % en volumen. El extractor de respaldo debe operar automáticamente por alto nivel de concentración de hidrógeno (mayor al 1 % en volumen) y si se presenta el caso, por falla del extractor principal.

En caso de instalar banco de baterías tipo sellados se podrá omitir el inciso 4 de este apartado.

5) Detectores

Instalar medidores de humo tipo fotoeléctrico distribuidos en la caseta de control, tableros de media tensión y edificio de la subestación blindada en SF₆. La ubicación, cantidad y características de los elementos del sistema contra incendio extintores dentro de la subestación eléctrica, debe cumplir lo indicado en la guía CFE H1000-41 "Prevención, Control y Extinción de Incendios en Subestaciones Eléctricas de Distribución".

5.1.6.4 Transformadores

La norma IEC 61100 clasifica a los líquidos aislantes de acuerdo con el punto de inflamación y al valor calórico neto (calor de combustión).

El peligro de incendio asociado con los transformadores en las instalaciones de tipo exterior e interior depende de la capacidad nominal del equipo, del volumen y del tipo de medio ambiente, el tipo y proximidad, y exposición de los equipos aledaños y estructuras. El uso de uno o más medidas de protección reconocidas, deben aplicarse de acuerdo con la evaluación del riesgo.

Las fosas comunes de confinamiento o captación, si se requieren para varios transformadores, deben colocarse con la finalidad de que un incendio en un equipo no se propague a otro.

Lo mismo aplica para fosas individuales de confinamiento, las cuales se conectan a las fosas de captación de otros transformadores; para este propósito puede utilizarse, por ejemplo, capas de grava o tubos rellenos con líquido. Se prefieren los arreglos que tienden a minimizar el peligro de incendio cuando se filtra el fluido.

l) Instalaciones tipo exterior

La distribución de los equipos eléctricos de una subestación eléctrica tipo exterior debe ser tal que el incendio de un transformador con un volumen de líquido de más de 1 000 litros no cause un peligro de incendio a otros transformadores y objetos. Para este propósito, debe ser necesario que se tenga una distancia de separación, G. Los valores guía se establecen en la **Tabla 1**. En el caso de los transformadores con volumen de líquido abajo de 1 000 litros, que se instalan cerca de paredes combustibles, debe ser necesario aplicar las precauciones contra incendio especiales, dependiendo de la naturaleza y uso del edificio.

La reducción de la distancia G1/G2 debe establecerse entre las partes involucradas.

Si no es posible tener una distancia de separación como se indica en la **Tabla 1**, deben proveerse paredes de separación resistentes al incendio, con las dimensiones y criterios siguientes:

a) Paredes de separación entre transformadores (véase **Figura 1**).

Ejemplo: REI 60:

- 1) Altura: parte superior del tanque conservador (si existe), de otra manera es la parte superior del tanque principal del transformador;
- 2) Longitud: ancho o longitud del dique de captación.

b) Paredes de separación entre transformadores y edificios (véase **Figura 2**).

Por ejemplo: REI 60; si no se proveen paredes de separación contra incendio adicionales, debe incrementarse la capacidad de resistencia al incendio de las paredes del edificio. Ejemplo: REI 90

NOTAS: "REI" Representa la resistencia al fuego de un elemento constructivo bajo los criterios "R", "E" e "I", donde:

- R** es la capacidad del elemento constructivo de soportar, durante un periodo de tiempo y sin pérdida de la estabilidad estructural, la exposición al fuego en una o más caras, bajo acciones mecánicas definidas.
- E** es la capacidad que tiene un elemento constructivo con función separadora, de soportar la exposición solamente en una cara, sin que exista transmisión del fuego a la cara no expuesta debido al paso de llamas o de gases calientes que puedan producir la ignición de la superficie no expuesta o de cualquier material adyacente a esa superficie.
- I** es la capacidad del elemento constructivo de soportar la exposición al fuego en un solo lado, sin que se produzca la transmisión del incendio debido a una transferencia de calor significativa desde el lado expuesto al no expuesto.

REI 60 indica que un elemento constructivo mantiene los 3 criterios durante 60 minutos.

Tabla 1.- Guía de valores de distancias de separación para transformadores que se instalan en exteriores

Tipo de transformador	Volumen de líquido aislante	Distancia en aire G1 para otros transformadores o superficies del edificio no combustibles	Distancia en aire G2 para superficies del edificio combustibles
	I	m	m
Transformadores sumergidos en aceite aislante (O)	1000 <...< 2000	3	7,5
	2000 S ...< 20000	5	10
	20000 S ...< 45000	10	20
	≥45 000	15	30
Transformadores sumergidos en líquido menos inflamable (K), sin protección mejorada	1000 <...< 3 800	1,5	7,5
	≥3 800	4,6	15
Transformadores sumergidos en líquido menos inflamable (K), con protección	Distancia en aire "G1" a la superficie de una edificación o transformadores adyacentes		
	Horizontal m	Vertical m	
	0,9	1,5	

NOTAS

1 Protección mejorada significa:

- a) Resistencia a la ruptura del tanque;
- b) Válvula de alivio de sobrepresión del tanque;
- c) Protección contra falla de corriente eléctrica de magnitud baja;
- d) Protección contra falla de corriente eléctrica de magnitud alta;

2 Los materiales no combustibles pueden ser elegidos de acuerdo con la norma EN 13501-1[36]

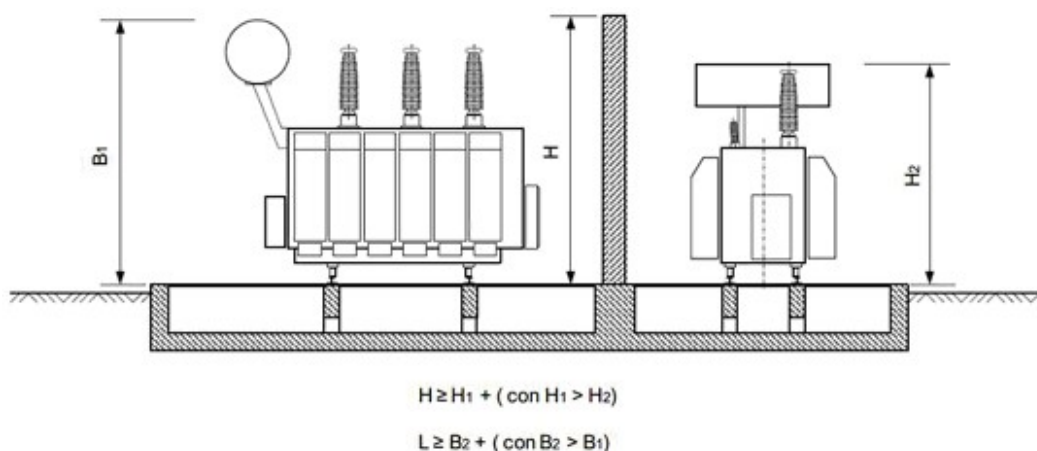
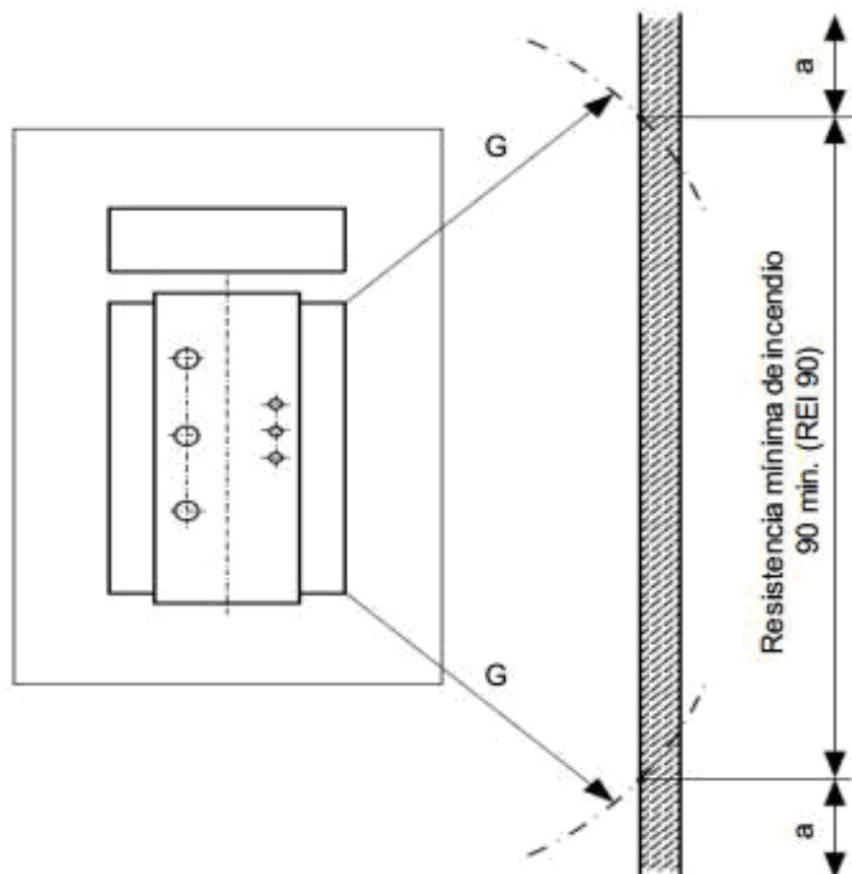
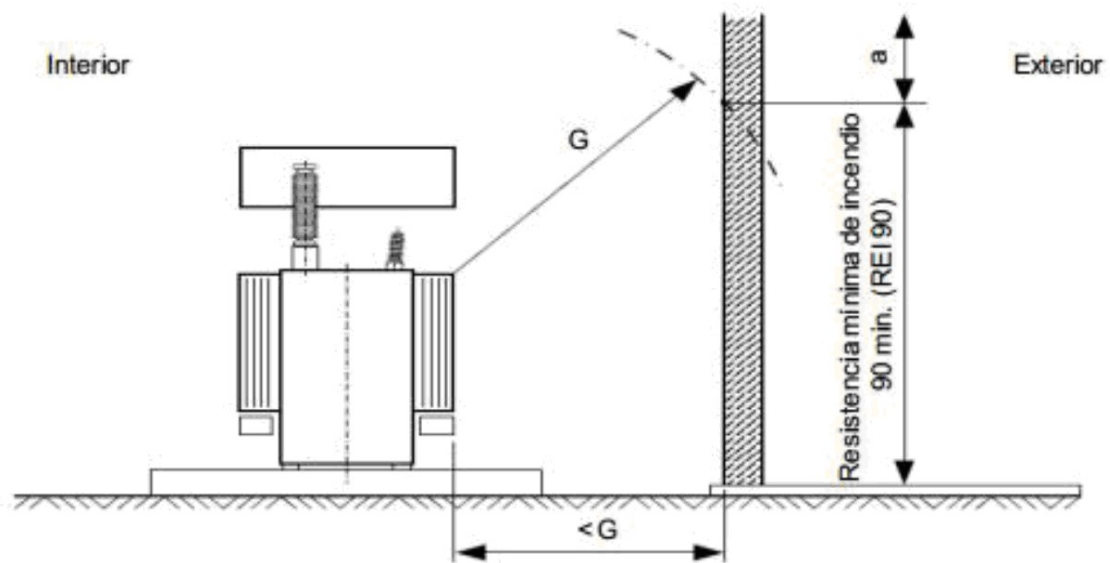


Figura 1 - Separación de muros entre transformadores



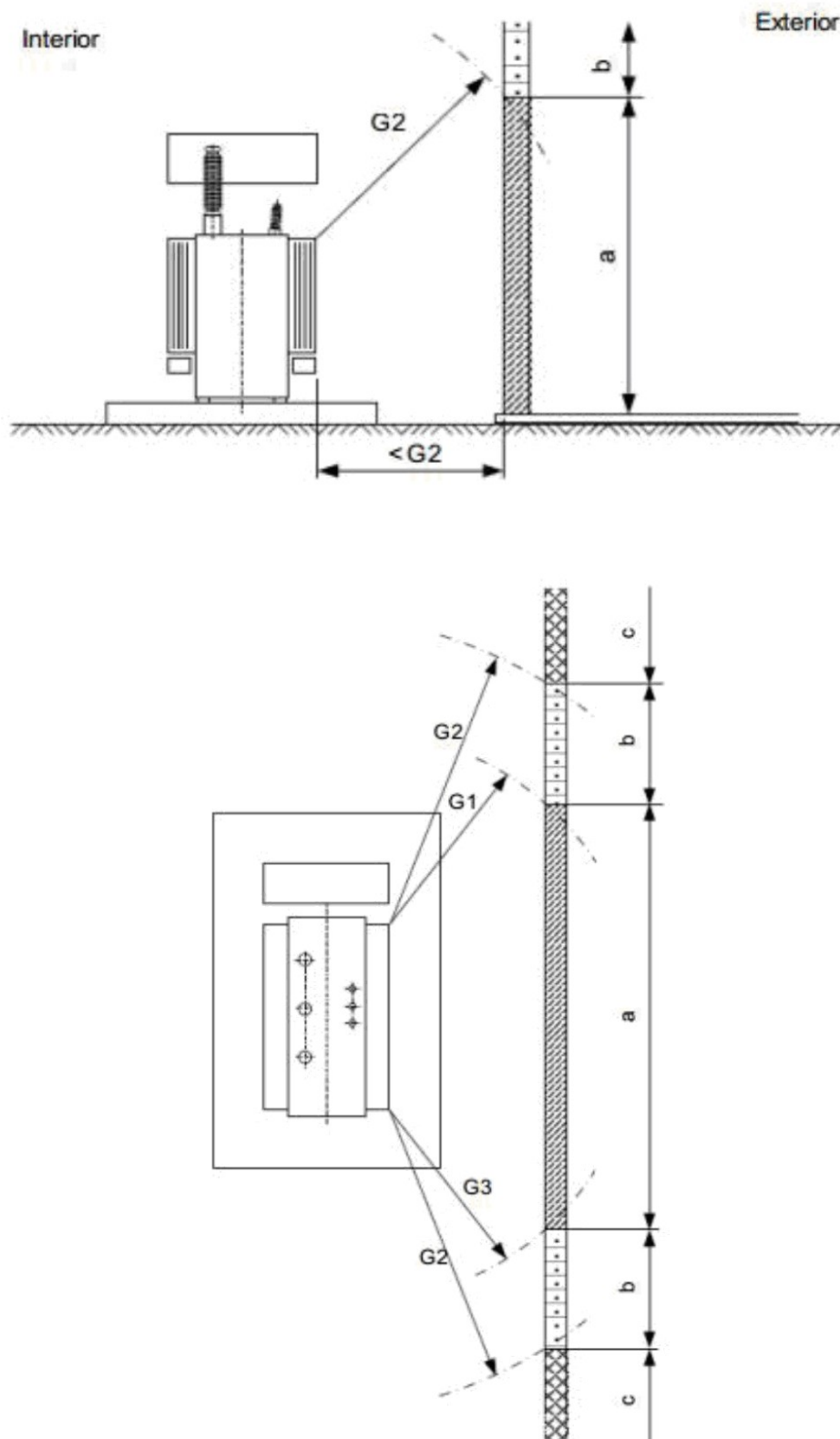


Figura 2 a) - Protección contra el fuego entre el transformador y la construcción de la superficie de un material no combustible

- Para separaciones G1 y G2, véase **Tabla 1**.

- **Sector a.** El muro en esta área debe diseñarse con una resistencia mínima al fuego de 90 min (REI 90);
- **Sector b.** El muro en esta área debe diseñarse con materiales no combustibles;
- **Sector c.** Sin requisitos de protección contra fuego

NOTA - Debido al el riesgo del fuego vertical propagado por el sector c aplica solo en la dirección horizontal

II) Instalaciones tipo interior en áreas de operación eléctrica

Los requisitos mínimos para la instalación de transformadores en interior están dados en la **Tabla 2**.

Tabla 2.- Requisitos mínimos para la instalación de transformadores tipo interior

Tipo de transformador	Volumen de líquido l	Salvaguarda
Transformadores sumergidos en aceite aislante (O)	≤1 000	EI 60 respectivamente REI 60
	>1 000	EI 90 respectivamente REI 90 o EI 60 respectivamente REI 60 y
Transformadores sumergidos en liquido menos inflamable (K)	Tensión máxima/ Corriente nominal	
	(Sin restricciones)	EI 60 respectivamente REI 60 o protección del rociador automático
Transformadores sumergidos en liquido menos inflamable (K), con protección	≤10MVA and	
	Um≤38kV	EI 60 respectivamente REI 60 o una distancia de separación de 0,9 m horizontalmente y 1,5 m verticalmente
	0,9	Paredes no combustibles
NOTAS Protección mejorada significa: a) Resistencia a la ruptura del tanque; b) Válvula de alivio de sobrepresión del tanque; c) Protección contra falla de corriente eléctrica de magnitud baja; d) Protección contra falla de corriente eléctrica de magnitud alta;		

Las puertas deben tener una resistencia al incendio de al menos 60 minutos. Las puertas que abren por el lado de afuera son adecuadas si los materiales y la construcción son retardantes al incendio. Se permiten realizar aberturas de ventilación necesarias para la operación de los transformadores. Cuando se diseñan las aperturas, se debe considerar el posible escape de los gases calientes.

III) Incendio en la vecindad de transformadores.

Las consideraciones para incendios en la vecindad de transformadores se establecen en el capítulo 8.7.2.5 de la norma NMX-J-675/1-ANCE-2015 son de obligatoriedad para que se cumplan con dichas consideraciones.

5.1.6.5 Cables

Los cables que van en trincheras y en edificios deben tenderse de manera que cumplan con las regulaciones respecto a la seguridad contra incendios de los edificios, para que no sean adversamente afectados.

Se recomienda la separación física o realizar diferentes rutas para los circuitos de control con respecto a los circuitos de fuerza y de potencia de los equipos, si es necesario, preservar la integridad de los últimos tan separado como sea posible, para evitar el daño a los circuitos control.

Para evitar la propagación de incendio, lo orificios por donde atraviesan los cables que van de un cuarto a otro deben de instalarse barreras y sellos cortafuego.

Debe de protegerse contra la exposición al calor del incendio y contra el escurrimiento o derrame de aceite aislante en combustión, por medio de ductos sellados. Se debe evitar que las trincheras y charolas tengan comunicación con la fosa de captación de aceite.

Donde sea necesario dadas las dimensiones de lugar, la cantidad de cable y el riesgo de incendio, deben de instalarse alarmas contra incendio en las fosas de cable de potencia.

5.1.6.6 Otros equipos con líquidos inflamables.

Los equipos eléctricos que contienen más 100 L de líquido inflamable (aceite dieléctrico y ácidos) pueden requerir de medidas contra incendios dependiendo de su naturaleza, el uso que se le dé y su localización.

Todos estos equipos deben de estar ubicados en un mapa de riesgo donde se identifique que son inflamables; este mapa debe de estar a la vista del personal de visita y del personal que opere y de mantenimiento a la instalación.

5.1.7 Protección y mitigación por fugas de gas SF₆**5.1.7.1 Generalidades del gas SF₆**

El hexafluoruro de azufre es un gran aislante y extintor de arco que abre nuevos modelos en la fabricación de equipos eléctricos desde 1960. Este gas permite, entre otras aplicaciones, la operación con alta seguridad. El SF₆ tiene un alto potencial de calentamiento global, cuyo valor aproximado es de 22 800 veces más potente que el CO₂. Pero aun así esta tecnología puede ayudar a preservar el medio ambiente, ya que las tecnologías más antiguas, como aceite aislante, generan residuos altamente contaminantes. El SF₆ manejado adecuadamente tiene una tasa de fuga admisible de sólo un 0,5% por año.

5.1.7.2 Subestaciones eléctricas de distribución encapsuladas en gas SF₆

Las subestaciones eléctricas de distribución en SF₆, deben tener un medio de ventilación natural, instalando ventanas en toda la periferia del cuarto que alberga la subestación en SF₆ con una altura al piso máxima de 50 cm, para que en caso de cualquier fuga de SF₆, el ambiente pueda ventilarse por medios naturales en un corto tiempo.

Los edificios para subestaciones eléctricas de distribución encapsuladas en gas SF₆ deben contar con lo siguiente:

- 1) Debe instalarse un sistema de ventilación forzada, ventiladores o extractores, dentro del cuarto de la subestación en SF₆, para ser activados de forma manual y automática cuando se sobrepasen los límites de concentración permisibles, o bien cuando se requiera que entre el personal a realizar tareas de reparación o mantenimiento;
- 2) En lugares dentro de la subestación que contengan equipos en SF₆, debe tener un medio para detectar la concentración máxima permitida de SF₆ en el ambiente; y
- 3) Deben instalarse letreros de "PELIGRO POR RIESGO DE ASFIXIA", para alertar al personal que proceda a realizar revisiones, mantenimiento o maniobras en las subestaciones eléctricas de distribución de SF₆.

5.1.7.3 Contención para equipo exterior y fugas del gas SF₆

Para el caso de equipos que contengan SF₆ que no estén en instalaciones cerradas, se recomienda tener un medio para detectar fugas de gas SF₆ en el ambiente, debido al alto potencial de calentamiento global y la posible contaminación a través de las fugas, el proceso debe mantenerse con la máxima hermeticidad. Para el control hay tres tecnologías que se utilizan para la detección de fugas de SF₆:

- Detección de SF₆ con espectrofotometría (NDIR - Sensor infrarrojo no dispersivo).
- Detección de gas con cámara por infrarrojos
- Detección de los iones de gas en vacío.

Previo a la puesta en servicio de la subestación se deberá verificar con alguna de las 3 tecnologías mencionadas anteriormente, de que no existan fugas de gas SF₆ en los equipos de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.

5.1.7.4 Falla por pérdida de gas SF₆ y sus productos de descomposición

El problema solo se produce si existe humedad u oxígeno en la cámara al reaccionar con el gas SF₆. En este caso se generan fluoruros altamente agresivos, corrosivos y tóxicos.

Además, un alto contenido de humedad puede ser absorbida por el polvo de fluoruros de metal y por lo tanto crear un "camino conductor" para la energía eléctrica. Por lo tanto, lo esencial en el mantenimiento de los equipos de SF₆ es garantizar la funcionalidad, la seguridad, prevenir la humedad y el oxígeno mezclado con SF₆.

Productos de descomposición peligrosos:

- Óxidos de azufre, Compuestos de azufre: Difluoruro de tionilo, Decafluoruro de diazufre
- Fluoruro de hidrógeno (HF) gaseoso.

El gas usado SF₆ se puede almacenar en tanques apropiados para gas en una proporción segura de 1 kg de SF₆ por litro de volumen.

La identificación de los equipos que contienen SF₆ es de acuerdo con el tipo de señalética establecida en la NOM-018-STPS-2015.

Equipo(s) de seguridad personal para el manejo de residuos de descomposición del gas en edificios de subestaciones eléctricas de distribución encapsuladas en gas SF₆.

- La subestación eléctrica de distribución debe contar con una alarma audible (sonora) y óptica con luz intermitente, para el acceso a la Subestación eléctricas de distribución y realizar mantenimiento o cualquier maniobra en el área de equipos con SF₆. Esta alarma y luz intermitente deben estar ubicadas estratégicamente.
- En el caso de las subestaciones eléctricas de distribución que cuentan con sistemas de control por botoneras, las cuchillas a tierra deben tener una caja de protección plástica o algún otro tipo de protección en estos botones de mando.

5.1.8 Identificación de equipo y señalización

5.1.8.1 Generalidades

Se requiere de una identificación clara, precisa y homologada de los equipos eléctricos en las subestaciones eléctricas de distribución para evitar la operación incorrecta cuando se realicen labores de operación y mantenimiento.

También de se debe de señalizar cada una de las áreas de la subestación, así como colocar letreros de seguridad, para prevenir de los posibles riesgos al personal que ingrese a las subestaciones eléctricas de distribución.

Las señales, placas y letreros deben ser de material durable y no corrosivo e impresos de forma que no se pueda borrar sus caracteres.

El estado de operación de los dispositivos de control y distribución debe mostrarse claramente por los indicadores, excepto cuando los contactos principales sean visibles por el operador.

5.1.8.2 Nomenclatura

Para la segura y adecuada operación, la nomenclatura para identificar tensiones, subestaciones eléctricas de distribución y equipo eléctrico será uniforme en todas las subestaciones eléctricas de distribución que se conecten al SEN.

La nomenclatura de la subestaciones eléctricas de distribución y de sus equipos eléctricos asociados se designará por parte del CENACE a propuesta y solicitud de CFE Distribución, y esta debe ser conforme a lo indicado en el apartado 7 "Nomenclatura" del "Manual Regulatorio de Coordinación Operativa" que se encuentra en la cuarta sección de las "Disposiciones Administrativas de Carácter General que Contienen los Criterios de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red"

5.1.8.3 Señalamientos de Seguridad, Higiene y Protección Civil.

Los señalamientos de seguridad, higiene y protección civil sirven para recordar o advertir a las personas en general, las acciones que deben acatarse para evitar condiciones que representen riesgo para su salud e integridad física, así como ubicar equipos para la respuesta a emergencias.

Las señales de protección civil se clasifican de acuerdo con el tipo de mensaje que proporcionan, conforme a lo siguiente:

- Señales informativas
- Señales informativas de emergencia
- Señales de precaución
- Señales prohibitivas o restrictivas
- Señales de obligación

La ubicación de señales se colocará de acuerdo con un análisis de las condiciones y características del sitio o instalación a señalizar, considerando lo siguiente:

- Las señales informativas se deben colocar en el lugar donde se necesiten, permitiendo que el observador tenga tiempo suficiente para captar y comprender el mensaje.
- Las señales de precaución se deben colocar donde exista un riesgo, para advertir de su presencia al observador y le permita con tiempo suficiente captar y comprender el mensaje sin exponer su salud e integridad física.

- Las señales prohibitivas o restrictivas se deben colocar en el punto donde exista la limitante, con el propósito de evitar la ejecución de un acto inseguro.
- Las señales de obligación se deben colocar en el lugar donde sea exigible realizar la acción que la misma señal indica.

En cuanto a este apartado respecta, se debe de cumplir lo indicado en la NOM-003-SEGOB-2011 "Señales y avisos para protección civil. - Colores, formas y símbolos a utilizar", la especificación CFE-H1000-26 "Señales de seguridad, higiene y protección civil", así como considerar lo establecido y hasta donde sea aplicable la NOM-018-STPS-2015, "Sistema armonizado para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo" y la NOM-026-STPS-2008 "Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías".

5.2 Líneas de media y baja tensión

5.2.1 Protección contra contacto directo

El objetivo de esta sección establecer los requisitos mínimos para las líneas de media y baja tensión, así como, la convivencia con líneas de telecomunicación y sus equipos, con la finalidad de obtener seguridad y protección para las personas.

Las líneas deben cumplir con:

a) Requisitos de posición de las redes aéreas

Las líneas aéreas instaladas en una sola estructura deben cumplir con:

- 1) Los circuitos no deben llevar dos niveles de tensión diferentes en un mismo nivel;
- 2) Las líneas aéreas que tengan diferentes circuitos a diferentes tensiones, en una misma estructura, deben acomodarse de manera que el circuito con mayor tensión esté arriba;
- 3) Las líneas aéreas que tengan en la misma estructura circuito de comunicación, los circuitos eléctricos deben estar en los niveles superiores.

b) Requisitos generales de las separaciones de los conductores

En el diseño de las líneas aéreas deben considerarse lo siguiente:

- 1) Separación y espaciamientos. Para referirse a las distancias entre conductores y sus soportes, estructuras, construcciones, nivel de suelo se utiliza el término separación y espaciamiento. Debe entenderse que una separación es la distancia de superficie a superficie y en un espaciamiento la distancia es de centro a centro.

Para propósitos de medición de las separaciones, los herrajes y accesorios que estén energizados deben considerarse como parte integral de los conductores. Las bases metálicas de los apartarrays y equipos similares deben considerarse como parte de la estructura de soporte.

- 2) Cables eléctricos aislados. La separación para estos tipos de cable, así como en sus empalmes y derivaciones, debe ser menor que la establecida para conductores desnudos con la misma tensión eléctrica.
 - i. Cables de cualquier tensión eléctrica. Con cubierta o pantalla metálica continua efectivamente puesta a tierra, o bien cables diseñados para operar en un sistema de conexión múltiple a tierra con una tensión de 22 kV o menos, que tengan una pantalla semiconductora sobre el aislamiento combinada con un adecuado sistema metálico para descarga, cuando estén soportados y cableados junto con un mensajero neutro (desnudo)-puesto a tierra efectivamente.
 - ii. Cables con cualquier tensión eléctrica. No incluidos en el inciso anterior, que tengan una pantalla semiconductora continua sobre el aislamiento combinada con un adecuado sistema metálico para descarga, cuando estén soportados y cableados junto con un mensajero desnudo puesto a tierra efectivamente.
 - iii. Cables aislados sin pantalla sobre el aislamiento. Los cuales operen a tensiones eléctricas no mayores que 5 kV entre fases, o que 2,9 kV de fase a tierra.
- 3) Conductores forrados. Los conductores forrados deben ser considerados como desnudos para todos los requisitos de separaciones.

El espaciamiento para conductores forrados puede ser menor que el mínimo requerido para conductores desnudos, siempre y cuando cumpla con los requisitos mínimos de seguridad y que su cubierta proporcione suficiente resistencia dieléctrica para evitar cortocircuitos en caso de contacto momentáneo entre conductores, o entre éstos y el conductor conectado a tierra o con ramas de árboles.

- 4) Conductores neutros. Los conductores neutros deben tener la misma separación que los conductores de sus respectivos circuitos. Se exceptúan los conductores neutros efectivamente conectados a tierra a lo largo de la línea, cuando estén asociados con circuitos hasta de 22 kV a tierra, los cuales pueden considerarse, para fines de fijar su separación y altura, como conductores de circuitos de hasta 750 V entre fases.
- 5) Circuitos de corriente alterna o corriente continua. Los requisitos generales son aplicables tanto a circuitos de corriente alterna como de corriente continua. En los circuitos de corriente continua deben aplicarse las mismas separaciones establecidas para los circuitos de corriente alterna, que tengan la misma tensión eléctrica (valor pico) a tierra.
- c) Requisitos generales para los conductores de las líneas aéreas
- 1) Capacidad de conducción de corriente de conductores Al seleccionar los conductores no deben sobrepasar su capacidad de conducción de corriente.

La **Tabla 3** muestra los valores máximos de capacidad de conducción de corriente, para los conductores desnudos que se utilizan usualmente en las líneas aéreas.

Tabla 3 - Capacidad de conducción de corriente en conductor

Conductores para líneas aéreas				
Tamaño o designación		Cobrea)	ACSR	Aluminio
mm ²	AWG O kcmil			
8,37	8	90	---	---
13,3	6	130	---	98
21,2	4	180	140	130
33,6	2	240	180	180
53,5	1/0	310	230	235
67,4	2/0	360	270	275
85	3/0	420	300	325
107	4/0	490	340	375
135	266,8	---	460	445
171	336,4	---	530	520
242	477	---	670	650
322	636	---	780	---
403	795	---	910	---
484	954	---	1 010	---
564	1 113	---	1 110	---
635	1 351	---	1 250	---
765	1 510,5	---	1 340	---
806	1 590	---	1 380	---
Consideraciones: Temperatura total máxima en el conductor: 75 °C. Temperatura ambiente: 25 °C. Velocidad del viento: 0,6 m/s. Factor de emisividad: 0,5. Frecuencia: 60 Hz. a) Conductor de cobre duro con 97.3% de conductividad. b) Los valores de conducción pueden cambiar de acuerdo con la configuración de los conductores.				

- 2) Identificación. Se recomienda que todos los conductores de las líneas eléctricas y de comunicación estén tendidos en la misma estructura y conserven la misma posición en todo el trayecto, excepto cuando se requieran transposiciones.
- 3) Conexiones y derivaciones. Las conexiones y derivaciones de los equipos de las líneas deben estar libres de obstáculos para que sean fácilmente accesibles al personal calificado. Los conductores que se utilicen para derivaciones deben colocarse de manera que no lleguen a tocar a otros conductores, por los movimientos laterales o por presentar excesiva catenaria, lo anterior no debe reducir el espacio de trabajo, véase 5.2.11.2. En condiciones de restricciones de espacio se podrán instalar líneas aéreas con dos niveles de tensión a diferentes alturas, con el de mayor nivel de tensión en la parte superior.
- 4) Árboles próximos a conductores. Los árboles, que están próximos a los conductores, deben podarse para evitar:
 - i. El movimiento de las ramas o el de los propios cables o conductores, que pueda ocasionar fallas a tierra o entre las fases; y
 - ii. En caso de desprendimiento que las ramas puedan caer encima de las líneas aéreas.

NOTA - Se recomienda que la poda se realice con las indicaciones de protección al medio ambiente con objeto de combinar la necesidad de coexistencia de las líneas aéreas y la naturaleza.

d) Requisitos generales para los aisladores, herrajes, postes y equipo

- 1) Aisladores. Los aisladores que se utilicen en las líneas aéreas deben ser aprobados para ese uso.

Los aisladores deben seleccionarse basándose en:

- i. La tensión nominal a plena carga del circuito. Los aisladores además de cumplir con su función electromecánica deben tener características que hagan posible su reemplazo fácilmente, durante los trabajos de mantenimiento; y
 - ii. La altura sobre el nivel del mar, el nivel de contaminación y la distancia de fuga.
 - iii. Los aisladores deben soportar basándose en:
 - iv. Las sobretensiones que pueden originarse por descargas atmosféricas y por maniobra; y
 - v. Las cargas originadas por viento y hielo sobre el cable o conductor.
- 2) Herrajes. Los herrajes deben seleccionarse de acuerdo con la carga a sujetar y el material a donde va a ser instalado.
 - 3) Postes. Los postes deben seleccionarse de acuerdo con la carga a soportar y las condiciones a las que van a ser o estar sometidos.
 - 4) Equipo de protección o seccionamiento. El equipo eléctrico conectado en las líneas debe cumplir con:
 - i. Accesibilidad. Todos los equipos eléctricos que se conectan a las líneas deben ser fácilmente accesibles por personas calificadas, deben cumplirse con los espacios para su operación y mantenimiento, para mayor información, véase 5.2.11.1; y
 - ii. Identificación de la posición del equipo de operación. Los equipos de protección y seccionamiento conectados al circuito deben indicar claramente su posición de “abierto” o “cerrado”, ya sea que se encuentre dentro de envoltentes o estén descubiertos.

Los equipos de protección o seccionamiento para operar en las líneas aéreas de forma remota o automática deben proveerse con medios que impidan que se efectúe la operación remota o automática en caso de mantenimiento o trabajos en el circuito.
 - 5) Transformadores y equipo eléctrico instalados en postes. La parte más baja del transformador y de los equipos instalados en postes deben estar a una altura mínima de 4.45 m en lugares transitados por peatones y 4.6 m en lugares transitados por vehículos.

e) Requisitos generales para la puesta a tierra

- 1) Métodos. Las conexiones de puesta a tierra deben efectuarse de conformidad con los métodos que se indican en 5.2.9.2.

- 2) Partes no portadoras de corriente eléctrica. Las estructuras metálicas, postes, canalizaciones, equipo, soportes, cables mensajeros, cubiertas de cables aislados, palancas y manijas deben estar puesta a tierra.
- 3) Excepción: Esta conexión puede omitirse cuando lo requiera la operación del equipo, siempre que exista protección que impida el contacto de las personas con las partes metálicas, o bien cuando estén, a una altura mayor que 2,9 m.
- 4) Retenidas. Las retenidas deben cumplir con lo que se indica en el inciso anterior, cuando sujeten estructuras que soporten circuitos que operan con tensiones mayor que 300 V, o estén expuestas a contacto con dichos circuitos.

Estos requisitos pueden omitirse en los siguientes casos:

- i. Cuando la retenida tenga uno o varios aisladores; y
- ii. Cuando la estructura soporte exclusivamente cables aislados.

5.2.2 Separación de los conductores en la misma estructura

Los requisitos que se establecen a continuación son separaciones mínimas entre conductores de líneas aéreas, eléctricas y de comunicación, así como las distancias de los soportes, mensajeros, cables de guarda, cuando están instalados en la misma estructura.

Para fines de aplicación en los cables aislados de uno o varios conductores que se indican en 5.2.1 b) 2) y 3), así como los conductores que están en grupo, soportados por aisladores o mensajeros, deben considerarse como un solo conductor, aun cuando estén formados por varios conductores individuales de diferentes polaridades o fases.

La tensión entre conductores de diferentes fases y distintos circuitos debe considerarse como la tensión mayor que resulte de lo siguiente:

- a) La diferencia vectorial de los conductores; y
- b) La tensión de fase a tierra del circuito con mayor tensión.

NOTA - La palabra soporte se considera como el conjunto de elementos que sostienen directamente a los conductores, por ejemplo, las crucetas, los bastidores u otros medios similares.

5.2.2.1 Separaciones horizontales entre conductores de línea

La separación horizontal mínima debe ser en:

- a) Soportes fijos. Los conductores del mismo o de diferente circuito en soportes fijos (con aisladores rígidos) deben tener una separación en sus soportes, igual o mayor, al de los valores obtenidos por la separación horizontal mínima o separación de acuerdo con la flecha.

No deben aplicarse estas separaciones si los conductores son cables aislados, para mayor información véase 5.2.1 b) 2), o si son conductores forrados en un mismo circuito y cumple con 5.2.1 b) 3).

Por lo tanto, debe considerarse la:

- 1) Separación horizontal mínima. Debe cumplir con los valores mínimos indicados en la **Tabla 4**, véase la **Figura 3**.

Tabla 4 - Separación horizontal (H) mínima de los conductores en la misma estructura d)

Línea	Tensión	Separación
Comunicación abierta		150 mm
		75 mm
Transporte eléctrico	Hasta 750 V	150 mm
	750 V hasta 8,7 kV	300 mm
Del mismo circuito	Hasta 8,7 kV	300 mm
	8,7 kV hasta 50 kV	c)
De diferentes circuitos	Hasta 8,7 kV	300 mm
	8,7 kV hasta 50 kV	c)

- a) Separación mínima para conductores sin aislamiento.
- b) Separación mínima para conductores con aislamiento rígido.
- c) $300 \text{ mm} + 10 \text{ mm/kV}$ ($V-8,7 \text{ kV}$)
- En donde:
- V , es la tensión de línea a línea en kV.
- d) Todas las tensiones son de fase a fase, excepto para los alimentadores para transporte eléctrico, los cuales son tensiones de fase a tierra, en caso de ser necesario determinar la separación para conductores de la misma fase, pero de diferente circuito, el conductor con menor tensión debe considerarse como un conductor puesto a tierra.

- 2) Separación de acuerdo con la flecha. El valor mínimo debe determinarse por la ecuación (1) y (2).

- i. Para conductores de tamaño nominal menor que $33,6 \text{ mm}^2$ (2 AWG):

$$S = 7.62(V) + 7\sqrt{(8.5f - 5080)} \quad (1)$$

- ii. Para conductores de tamaño nominal mayor o igual que $33,6 \text{ mm}^2$ (2 AWG):

$$S = 7.62(V) + 8\sqrt{(2.12f)} \quad (2)$$

En donde:

- S es la separación, en mm.
- V es la tensión entre los dos conductores de fase, para los que se calcula la separación, excepto el caso de alimentadores de transporte eléctrico, en donde la tensión eléctrica es de fase a tierra, en kV.
- f es la flecha en mm, del conductor con mayor flecha en el claro, a una temperatura de 16°C y con una tensión mecánica de 25 % a la ruptura, en mm.

Una vez determinados los valores, deben compararse con la **Tabla 5**, en caso de que los valores sean menores a los de la **Tabla 5**, debe utilizarse el valor de la Tabla.

Tabla 5 - Separación horizontal mínima (S) entre conductores en sus soportes fijos de acuerdo con su flecha

Flecha (m)	Separación "S" en mm									
	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Tensión eléctrica (entre fases) V	Ecuación 1 Hasta $33,6 \text{ mm}^2$ (2 AWG)					Ecuación 2 Mayor que $33,6 \text{ mm}^2$ (2 AWG)				
6 600	450	660	810	960	1 050	410	500	570	630	680
13 800	510	710	860	980	1 090	470	550	620	690	740
23 000	580	780	930	1 050	1 160	540	620	690	760	810
34 500	660	810	1 020	1 140	1 250	630	710	780	840	900

- b) Aisladores de suspensión. Cuando se utilicen aisladores de suspensión con movimiento libre, la separación entre los conductores debe aumentarse para que, al inclinarse una cadena de aisladores hasta 30° con la vertical, la separación sea igual o mayor que la obtenida en 5.2.2.2 a)

NOTA - El Angulo máximo de la cadena de aisladores se considera de 30° de la vertical.

5.2.2.2 Separación vertical entre conductores de línea

La separación vertical entre conductores de línea localizados en diferentes niveles de una misma estructura debe cumplir con:

- a) Separación de conductores. Los conductores del mismo o diferente circuito con tensiones de hasta 34,5 kV deben cumplir con las separaciones que se indican en la **Tabla 6**.

Excepción 1 - Los conductores soportados por bastidores verticales, o por ménsulas separadas colocadas verticalmente, deben tener los espaciamientos que se indican en la **Tabla 8**.

Excepción 2 - Este requisito no se aplica a conductores forrados del mismo circuito, que se indican en 5.2.1 b) 3).

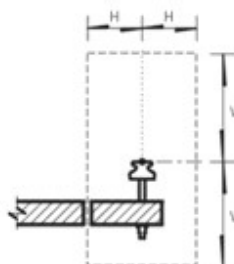
Tabla 6 - Separación vertical (V) mínima de los conductores en la misma estructura b)

Tensión de la línea abierta	De comunicación		Conductores eléctricos en niveles inferiores			
	Generales	Utilizado en la operación de líneas eléctricas	Menor que 1 kV	1 kV a 13 kV	13 kV a 23 kV	23 kV a 34,5 kV
Menor que 1 kV	1,0 m	0,4 m	0,4 m	a)	a)	a)
1 kV-13 kV	1,0 m	0,4 m	0,4 m	1,4 m	1,4 m	
13 kV-23 kV	1,5 m	1,0 m	1,4 m	1,4 m	1,4 m	
23 kV-34,5 kV	1,5 m	1,0 m	1,4 m	1,4 m	1,4 m	1,4 m
a) Para líneas con cables de guarda, éste debe tener una separación como mínimo a 1,0 m entre las fases						
b) Las tensiones son de fase a fase.						

- b) Separaciones adicionales. Los conductores soportados a diferentes niveles en la misma estructura y tendidos con distintas flechas deben tener una separación vertical en sus soportes, para que la separación mínima entre los conductores, en cualquier punto del claro, sea como mínimo la siguiente, (considerando que el conductor superior y el inferior tienen su flecha final sin carga, a una temperatura de 50 °C y de 16 °C, respectivamente):

Para tensiones eléctricas menores que 34,5 kV entre conductores, puede aplicarse el 75 % de la separación entre soportes indicada en la **Tabla 6**; y

5.2.2.3 Separación entre conductores de línea en diferentes niveles de la misma Estructura Ningún otro conductor debe estar dentro del área marcada con línea punteada en la **Figura 3**, en la cual V y H deben determinarse con base en la separación vertical y horizontal que se establecen en 5.2.2.1 y 5.2.2.2.



En donde:

- **V** es la separación mínima vertical (V).
- **H** es la separación mínima horizontal (H).

Figura 3 - Distancias de separación entre conductores

5.2.2.4 Separación en cualquier dirección de conductores a soportes, estructura, otros conductores verticales o derivados, mensajeros y retenidas sujetos a la misma estructura.

La separación en cualquier dirección y en la misma estructura debe cumplir con:

- a) Soportes fijos. La separación no debe ser menor que la indicada en la **Tabla 7**.
- b) Aisladores de suspensión. Cuando se usen aisladores de suspensión que puedan oscilar libremente, la separación mínima debe incrementarse, considerando que la cadena de aisladores forme un ángulo de 30° con la vertical, cuando la separación no sea igual o mayor que la que se indica en la **Tabla 7**.

Tabla 7 - Separaciones mínimas de los conductores en cualquier dirección

Separación de los conductores de líneas entre	Tipo	En estructuras que soportan líneas de:		Línea de distribución o transmisión	
		Solo de comunicación	Comunicación y electricidad	Menor que 8,7 kV	Mayor que 8,7 kV hasta 34,5 kV
Conductores verticales o derivados	Del mismo circuito	75 mm	75 mm	75 mm	75 mm + 6,5 mm/kV (VLL - 8,7 kV)
	De diferente circuito	75 mm	75 mm	150 mm a)	150 mm + 10 mm/kV (VLL - 8,7 kV)
Retenidas	Paralela a la línea	75 mm	150 mm	300 mm	300 mm + 10 mm/kV (VLL - 8,7 kV)
	Tipo ancla	75 mm	150 mm a)	150 mm	150 mm + 6,4 mm/kV (VLL - 8,7 kV)
	Otras	75 mm	150 mm a)	150 mm	150 mm + 10 mm/kV (VLL - 8,7 kV)
Superficie de crucetas	Crucetas	75 mm b)	75 mm b)	75 mm f) y g)	75 mm + 5 mm/Kv (VLL - 8,7 kV) f) y g)
Superficie de estructuras	Que soportan líneas de comunicación o eléctricas		125 mm b)	125 mm c) f) y g)	125 mm + 5 mm/kV (VLL - 8,7 kV) f) y g)
	Otras	75 mm b)	-	75 mm f) y g)	75 mm + 5 mm/kV (VLL - 8,7 kV) f) y g)

En estructuras que soporten líneas de comunicación y eléctricas, en las que sus retenidas pasen a 300 mm o menos de los conductores eléctricos y de comunicación a la vez, dichas retenidas deben ser protegidas con una cubierta aislante adecuado en el tramo cercano al conductor eléctrico. Esto no es necesario si la retenida está efectivamente puesta a tierra, o tiene un aislador tipo retenida, localizado a un nivel menor del conductor eléctrico de comunicación más alto.

Los conductores de comunicación pueden sujetarse en soportes colocados en la base a los lados de las crucetas, o en la superficie de postes.

Esta separación solamente aplica a conductores eléctricos colocados en la misma estructura debajo de conductores de comunicación. Cuando los conductores eléctricos estén arriba de los de comunicación, esta distancia puede reducirse a 75 mm, excepto para conductores eléctricos de hasta 1 000 V, cuya separación puede reducirse a 25 mm.

Para conductores de circuitos con tensión mayor que 34,5 kV, la separación adicional debe incrementarse a 3% por cada 300 mm de altura en exceso de 1 000 m sobre el nivel del mar. Todas las separaciones para tensión mayor que 34,5 kV, deben determinarse con base en la tensión máxima de operación.

Para los circuitos de 1000 V o menos, esta separación puede reducirse a 75 mm.

Un conductor neutro que esté puesto a tierra efectiva a lo largo de la línea y asociado con circuitos de hasta 22 kV a tierra, puede sujetarse directamente a la estructura.

Para líneas eléctricas abiertas de 1 000 V o menos y cables eléctricos de cualquier tensión, de tipos descritos en 5.1.2 b), esta separación puede reducirse a 25 mm.

En circuitos con conductor neutro efectivamente puesto a tierra, que cumpla con lo indicado en la sección 5.1.2 b) 4), puede utilizarse a la tensión de fase a neutro para determinar la separación entre los conductores de fase y la superficie de las crucetas.

NOTA - La tensión indicada en esta tabla es de fase a fase, por lo tanto V L-L es la tensión de fase a fase de la línea.

5.2.2.5 Separación entre circuitos de diferentes tensiones eléctricas instalados en la misma estructura

Los circuitos eléctricos con tensión eléctrica hasta 34,5 kV entre conductores, pueden colocarse en la misma cruceta, con circuitos de tensión eléctrica superior o inferior, siempre que se cumpla con una o más de las condiciones siguientes:

- a) Los circuitos deben instalarse en lados opuestos de la estructura;
- b) Los circuitos en crucetas voladas o soportadas en sus dos extremos. Deben estar separados por una distancia mínima requerida por el espacio para subir, de acuerdo con la **Tabla 8**;
- c) Los conductores de menor tensión deben ocupar las posiciones más próximas a la estructura, y los de mayor tensión las posiciones más distantes; y
- d) Uno de los dos circuitos de comunicación para la operación de líneas eléctricas y el otro circuito eléctrico menor que 8,7 kV, siempre que los dos se instalen de acuerdo con lo especificado en 5.2.2.5 a) o b) y pertenezcan a la misma empresa.

5.2.2.6 Separación entre conductores soportados por bastidores verticales

Los conductores pueden instalarse a una separación vertical menor que la que se indica en 5.2.2.2 cuando estén colocados en bastidores verticales o en ménsulas separadas colocadas verticalmente, que estén firmemente sujetos a un lado de la estructura y se cumpla con las siguientes condiciones:

- a) La tensión eléctrica máxima entre conductores no debe ser mayor que 750 V, excepto cuando se trate de cables aislados de los tipos descritos en 5.2.1 b) 1) y 2), los cuales pueden ser de cualquier tensión eléctrica;
- b) Todos los conductores deben ser del mismo material; y
- c) La separación vertical entre conductores no debe ser menor la indicada en la **Tabla 8**.

Tabla 8 - Separaciones mínimas de los conductores en la misma estructura soportados por bastidores verticales

Longitud del claro	Separación entre los conductores
Hasta 45 m	0,10 m
Mayor que 45 m hasta 60 m	0,15 m
60 m a 80 m	0,20 m
80 y 90 m	0,30 m

Excepción - Si los conductores tienen separadores intermedios adecuados, el espaciamiento vertical puede ser como mínimo 0,10 m, en cualquier caso.

5.2.2.7 Separación de conductores fijos (instalados) en edificios o puentes

Los conductores eléctricos desnudos que estén sujetos en forma permanente a edificios deben ser de tensión no mayor que 300 V a tierra, a menos que estén debidamente protegidos, aislados o sean inaccesibles. La separación de los conductores a la superficie del edificio no debe ser menor que la que se indica en la **Tabla 7**, para separaciones de conductores a sus soportes.

5.2.2.8 Separación vertical entre conductores, entre conductores suministradores y equipo de comunicaciones, entre equipos eléctricos y equipos de comunicación

- a) La separación debe aplicarse a las partes metálicas no portadoras de corriente del equipo, soportes metálicos para cables aislados o conductores, así como brazos metálicos de soporte que estén sujetos a soportes metálicos o bien colocados a una distancia menor que 2,5 m de los tanques y bastidores de los transformadores y mensajeros no puestos a tierra; y
- b) Las separaciones deben ser las indicadas en la **Tabla 9**.

Tabla 9 - Separación vertical entre conductores suministradores y equipo de comunicaciones o entre equipo suministrador y conductores o equipo de comunicaciones a)

Tensión	Separación vertical
0 V (Conductores puestos a tierra, mensajeros y soportes)	75 mm
Mayor que 0 hasta 8,7 kV	1 000 mm
Mayor que 8,7 kV	$1\,000\text{ mm} + 10 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 8.7\text{ kV})$
a) Las tensiones eléctricas son entre fases para circuitos no conectados efectivamente a tierra y de fase a tierra para circuitos efectivamente conectados a tierra y para otros circuitos donde las fallas a tierra sean aisladas con interruptor automático.	

5.2.2.9 Separación de conductores verticales y derivados a otros conductores y superficies en la misma estructura.

Las separaciones entre conductores verticales y derivados a otros conductores o superficies en la misma estructura deben cumplir con:

- a) Se permite colocar circuitos de la misma tensión eléctrica o del inmediato superior en un mismo ducto, si los conductores son aislados;
- b) Se permite colocar pares de conductores de comunicación sujetos directamente a estructuras o a mensajeros;
- c) Se permite colocar directamente en la estructura conductores de conexión de puesta a tierra, conductores neutros, conductores aislados o canalizaciones eléctricas; y
- d) Los circuitos aislados de 600 V y que no excedan de 5 000 V pueden colocarse en el mismo circuito del cable de control con el cual están asociados.
 - 1) Conductores eléctricos verticales y derivados
 - i. Separaciones generales. Las separaciones no deben ser menores que las que se especifican en la **Tabla 10**, o en 5.2.2.4.

Tabla 10 - Separación vertical de los conductores y derivados con respecto a las superficies, mensajeros y retenidas en la misma estructura

Separación de conductores verticales y derivados a:	Hasta 8,7 kV a)	Mayor que 8,7 kV hasta 34,5 kV a)
Superficie de soportes	75 mm b) y c)	$75\text{ mm} + 5\text{ mm/kV} (V_{LL} - 8.7\text{ kV})$
Mensajeros y retenidas	150 mm	$150\text{ mm} + 10\text{ mm/kV} (V_{LL} - 8.7\text{ kV})$ d)
a) Las tensiones eléctricas son entre fases b) Véase 5.2.2.9 c) c) Para circuitos eléctricos de hasta 750 V esta separación puede reducirse a 25 mm d) La constante puede reducirse de 65 mm por kV para retenida de ancla e) La separación adicional para tensiones mayores que 34,5 kV debe incrementarse un 3 % por cada 300 mm de altura en exceso de 1 000 m sobre el nivel del mar NOTA - La tensión indicada en esta tabla es de fase a fase, por lo tanto V L-L es la tensión de fase a fase.		

- ii. Casos especiales. Se refieren solamente a los tramos de estructuras por donde suben trabajadores, cuando los conductores estén energizados.

1. Cables aislados y conductores de conexión de puesta a tierra. Los conductores verticales aislados y los conductores de conexión de puesta a tierra pueden instalarse, sin protección aislante adicional, siempre y cuando el espacio para subir y los conductores de línea estén en el lado opuesto de la estructura.
2. Conductores para conectar lámparas de alumbrado público. Cuando se conecten luminarios de alumbrado público directamente a líneas eléctricas, en postes que se usen exclusivamente para estas líneas, puede hacerse dicha conexión bajando conductores en línea abierta, desde la cruceta del poste al extremo del luminario, siempre que estos conductores queden firmemente sujetos en ambos extremos y que guarden las distancias mínimas que se indican en la **Tabla 10**.
3. Conductores de menos de 300 V. Los conductores eléctricos verticales o derivados de menos de 300 V a tierra, pueden llevarse en cables múltiples sujetos directamente a la superficie de la estructura o de la cruceta, y no debe sufrir abrasión en los puntos de sujeción.

Cada conductor de estos cables que no esté puesto a tierra efectivamente, o todo el cable en conjunto, debe tener una cubierta aislante para 1 000 V.

2) Conductores de comunicación verticales y derivados

- i. La separación de conductores desnudos verticales y derivados, con respecto a otros conductores de comunicación, retenidas, cables de suspensión o mensajeros, debe ser cuando menos de 75 mm.
- ii. Los conductores de comunicación aislados verticales y derivados pueden fijarse directamente a la estructura. Su separación vertical a cualquier conductor eléctrico (siempre que no se trate de conductores verticales o de conexiones a luminarios) debe ser cuando menos de 1 000 mm para tensión eléctrica hasta de 8,7 kV entre fases, y de 1 500 mm para tensiones mayores que 8,7 kV.

5.2.3 Separación entre los conductores soportados en diferentes estructuras

5.2.3.1 Requisitos generales

Los cruces del mismo circuito deben conectarse formando circuitos derivados radiales. Los cruzamientos de conductores deben hacerse sujetándose en la misma estructura; de no ser posible debe mantenerse la separación cumpliendo con lo siguiente:

- a) Las separaciones deben determinarse en el punto de mayor acercamiento entre los dos conductores;
- b) Ambos conductores deben analizarse desde su posición de reposo hasta un desplazamiento ocasionado por una presión de viento de 29 kg/m², con flecha inicial a 16 °C sin viento y con flecha final a 50 °C sin viento. La presión de viento puede reducirse a 20 kg/m² en áreas protegidas por edificios u otros obstáculos. Cuando se usen aisladores de suspensión con movimiento libre el desplazamiento de los conductores debe incluir la inclinación de la cadena de aisladores.

Con objeto de poder determinar la posición relativa que resulte con la menor separación deben calcularse las separaciones entre conductores en sus diferentes posiciones, desde el reposo hasta su máximo desplazamiento;

- c) La dirección supuesta del viento debe ser la que produzca la separación más crítica;
- d) No se requiere incrementar la flecha cuando la temperatura del conductor no exceda de 50 °C y los claros sean iguales o menores que los claros siguientes:
 - 1) Hasta de 75 m para la Zona I; y
 - 2) Hasta de 100 m para todas las otras zonas.
- e) Cuando la temperatura máxima de los conductores sea de 50 °C o menor y el claro sea mayor que el claro básico, la flecha a la mitad del claro debe incrementarse como sigue:
 - 1) Cuando el cruzamiento ocurra a la mitad del claro del conductor superior, su flecha debe incrementarse en 1,0 cm (o 1,5 cm en la Zona I), por cada metro en exceso del claro básico. Este incremento no requiere ser mayor que el resultado de la diferencia aritmética entre las flechas finales, que se calculan para el claro en reposo y temperaturas en el conductor de 15 °C y 50 °C, y

- 2) Para claros a nivel, cuando el cruzamiento no se localice a la mitad del claro del conductor superior, el incremento anterior puede reducirse multiplicando por los factores de la **Tabla 11**.

Tabla 11- Factores para incrementos en las flechas

Distancia en el punto de cruce en %	Factor
5	0,19
10	0,36
15	0,51
20	0,64
25	0,75
30	0,84
35	0,91
40	0,96
45	0,99
50	1
NOTA - Pueden interpolarse los valores intermedios, sin embargo, pueden seleccionar el valor inmediato superior.	

5.2.3.2 Separación horizontal

La separación horizontal en cruzamientos o entre conductores adyacentes soportados en diferentes estructuras, debe ser cuando menos de 1,50 m para tensiones eléctricas hasta 23 kV entre conductores. La tensión eléctrica entre conductores de diferentes fases de distintos circuitos debe tomarse como la diferencia vectorial de la tensión eléctrica de ambos circuitos. Para conductores de la misma fase, pero de diferentes circuitos, el conductor con menor tensión eléctrica debe considerarse como puesto a tierra.

NOTA - El desfase de 180 ° se considera apropiado cuando la relación de fasor real se desconoce.

Para tensiones eléctricas mayores que 23 kV, la separación total es igual a:

$$1500 \text{ mm} + 10 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_d - 22 \text{ kV}) \quad (3)$$

En donde:

- V_d es la diferencia vectorial de la tensión eléctrica de ambos circuitos, en kV.

5.2.3.3 Separación vertical

La separación vertical entre conductores que se crucen o se encuentren adyacentes, soportados en diferentes estructuras, debe ser al menos las separaciones que se indica en la **Tabla 12**.

Excepción: No se requiere de una separación vertical entre los conductores que están interconectados eléctricamente en el cruce.

Para tensiones eléctricas mayores que 23 kV, la separación total es igual a:

$$1200 \text{ mm} + 10 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_d - 22 \text{ kV}) \quad (4)$$

En donde:

- V_d es la diferencia vectorial de la tensión de ambos circuitos, en kV.

Tabla 12 - Separación vertical entre conductores instalados en diferentes estructuras

Tipo	Retenidas cables de guarda y conductores de neutro	Líneas de comunicación y mensajeros	Aisladores con tensión de 0 V a 1 kV	Líneas (aisladas o forradas) con tensión de 0 V a 1 kV y aisladores con tensión mayor que 1 kV	Conductores de distribución en línea abierta con una tensión mayor que 1 000 V hasta 23 kV	Conductores de distribución o suministro de trolebuses, trenes, y sus retenidas y mensajeros.
Líneas con tensión de 13 kV, 23 kV o 34,5 kV	1,2 m	1,8 m	1,2 m	1,2 m	1,2 m	1,8 m
Líneas (aisladas o forradas) con tensión de 0 V a 1 kV y aisladores con tensión mayor que 1 kV	0,60 m	0,60 m	0,60 m	0,60 m	1,2 m	1,2 m
Aisladores con tensión de 0 V a 1 kV	0,60 m	0,60 m	0,60 m	1,2 m	1,2 m	1,2 m
Líneas de comunicación y mensajeros	0,60 m	0,60 m	0,60 m	1,2 m	1,8 m	1,2 m
Retenidas, cables de guarda y conductores de neutro	0,60 m	0,60 m	0,60 m	0,60 m	1,2 m	1,2 m
NOTA: Las tensiones eléctricas son entre fases para circuitos no conectados a tierra y de fase a tierra para circuitos conectados a tierra y otros donde las fallas sean aisladas con interruptores automáticos						

5.2.4 Otras separaciones

5.2.4.1 Generalidades

Las separaciones básicas horizontal y vertical de edificios, construcciones o anuncios, se aplican bajo las condiciones siguientes:

- Separación horizontal. Debe aplicarse con el conductor desplazado de su posición en reposo por un viento a una presión de 29 kg/m² con flecha final y a 16 °C. Esta presión de viento puede reducirse a 19 kg/m² en áreas protegidas por edificios u otros obstáculos. El desplazamiento del conductor debe incluir la inclinación de la cadena de aisladores de suspensión con movimiento libre.
- Separación vertical. Debe considerarse:
 - A una temperatura de 50 °C en los conductores, con flecha final, sin deflexión por viento.
 - Para los claros básicos como se indica a continuación:
 - Hasta de 75 m para la Zona de carga I (véase **Figura 4**); y
 - Hasta de 100 m para todas las otras zonas.
- Transición entre separaciones horizontal y vertical. Debe mantenerse la distancia resultante de proyectar como radio la separación vertical sobre la separación horizontal. Véase **Figura 4**.



Figura 4 - Transición entre separaciones horizontales y verticales

5.2.4.2 Separación de conductores a estructuras de otras líneas

Los conductores de una línea que pasen próximos a una estructura de una segunda línea, deben estar separados de cualquier parte de esta estructura por las distancias mínimas siguientes:

- a) Separación horizontal de 1,50 m para tensiones hasta 20 kV a tierra;
- b) Separación vertical de 1,40 m para tensiones menores que 20 kV a tierra;
- c) Separación horizontal de 1,50 m para líneas de comunicación a líneas eléctricas de media tensión; y
- d) Separación vertical de 1,20 m para líneas de comunicación a líneas eléctricas de media tensión.

Excepción: Cuando la tensión entre los conductores no exceda de 300 V a tierra y los cables aislados sean los que se indican en 5.2.1 b) 2), la separación vertical y horizontal pueden reducirse a un mínimo de 0,6 m y 0,90 m respectivamente, medidas a 15 °C sin deflexión por viento.

5.2.4.3 Separaciones de conductores a edificios y otras estructuras excepto puentes

- a) Cuando los edificios sean de 3 pisos o 15 m de altura, los conductores deben dejar un espacio libre mínimo de 1,8 m entre el conductor más cercano y el edificio.

Excepción - Este requisito no debe aplicarse cuando por limitaciones de espacio no es posible ubicar los conductores en otra posición.

Por otra parte, las estructuras de la línea áreas deben separarse de las tomas de agua contra incendio por una distancia mínima de 1 m.

- b) La separación de los conductores a la superficie de los edificios u otras construcciones, por ejemplo, anuncios, chimeneas, antenas y tanques de agua, debe ser la que se indica en la **Tabla 13**, véase la **Figura 5**;

Tabla 13 - Distancias de separación de conductores a edificios u otras construcciones

Separación	Horizontal			Vertical			
	B			A		C	
Literal							
Espacio	No accesible a personas	Accesible a personas	Anuncios, chimeneas, antenas y tanques de agua	No accesible a personas	Anuncios, chimenea, antenas y tanques de agua	Accesible a personas	Sobre techos accesibles a tráfico vehicular
Retenidas, hilos de guarda, neutros y cables eléctricos aislados 0 a 750 V	1,40 m a)	1,40 m	0,9 m	0,9 m	0,9 m	3,2 m	4,7 m
Cables aislados de distribución de 750 V	1,70 m a)	1,70 m	1,70 m a)	3,2 m	1,8 m	3,5 m	5,0 m
Conductores desnudos de 0 V hasta 750 V	1,70 m a)	1,70 m	1,70 m a)	3,2 m	1,8 m	3,5 m	5,0 m
Conductores de línea abierta de 750 V hasta 23 kV	2,30 m b)	2,30 m	2,3 m b)	3,8 m	2,45 m	4,1 m	5,6 m
Conductores de línea abierta de 23 kV hasta 34,5 kV	2,5 m	2,5 m	2,5 m	4,0 m	2,5 m	4,3 m	5,8 m
Partes vivas rígidas no protegidas mayor que 750 V hasta 34,5 kV	2,0 m b)	2,0 m	2,0 m b)	3,6 m	2,5 m	4,0 m	5,5 m

NOTA - Esta tabla no aplica a distancias de separación para puentes, para mayor información véase 5.2.4.4.

a) Cuando el espacio disponible no permita el valor indicado en la tabla, la separación puede reducirse a un valor mínimo de 1,0 m.

b) Para poder aplicar esta condición el claro interpostal no debe ser mayor que 50 m. Cuando el espacio disponible no permita el valor indicado en la tabla, la separación puede reducirse a un valor mínimo de 1,5 m

- c) Cuando la separación anterior no pueda lograrse, los conductores eléctricos deben colocarse en estructuras tipo voladas o bien aislarse para la tensión de operación, puede modificarse la trayectoria del circuito o utilizar las líneas o cables subterráneos.
- d) Para conductores fijos (instalados) a edificios, véase 5.2.2.7.
- e) Un techo, balcón o área es considerada accesible a personas, si el medio de acceso es a través de una puerta, rampa o escalera permanente.

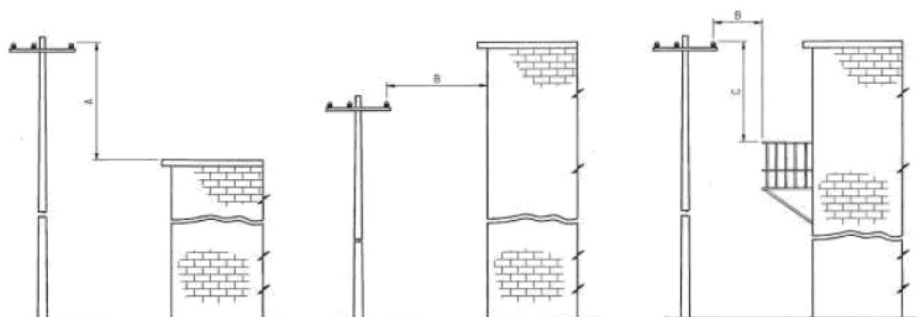


Figura 5 - Distancias de separación de conductores a edificios u otras construcciones

En donde:

- A.** es la separación vertical, en m.
- B.** es la separación horizontal, en m.
- C.** es la separación vertical, en m.

NOTA - La Figura indica la distancia mínima de separación entre la primera fase y la construcción, la figura solamente es de carácter informativo. Considerando que existen banquetas con dimensiones iguales o mayores a 1,5 m.

5.2.4.4 Separación de conductores a puentes

Los conductores deben cumplir con los requisitos siguientes:

- a)** Separaciones básicas. Los conductores eléctricos que pasan abajo, arriba o cerca de un puente, deben tener la separación vertical y horizontal no menor que las indicadas en la **Tabla 14**.

Excepción: Este requisito no debe aplicarse a retenidas, mensajeros, cables de guarda, neutros como se indica en 5.2.1 b) 2) y 4).

Tabla 14 - Separación de conductores a puentes

Separaciones	Conductores	Conductores de comunicación no aislados	Línea			Partes vivas rígidas no protegidas	
			Aislada	Abierta		Hasta 750 V a)	Más de 750 V hasta 20 kV a)
			de 0 V hasta 750 V a)	Hasta 750 V a) y b)	Más de 750 V hasta 20 kV a)		
Sobre puentes c)	Fijos al puente	0,9 m	0,9 m	1,07 m	1,7 m	0,9 m	1,5 m
	No fijos al puente	3 m	3 m	3,2 m	3,8 m	3 m	3,6 m
Lateral, abajo o dentro de la estructura (partes del puente accesibles, incluyendo salientes y paredes) c)	Fijos al puente	0,9 m	0,9 m	1,07 m	1,7 m	0,9 m	1,5 m
	No fijos al puente	1,5 m	1,5 m	1,7 m	2,3 m	1,5 m	2 m
Lateral, abajo o	Fijos al puente	0,9 m	0,9 m	1,07 m	1,7 m	0,9 m	1,5 m

dentro de la estructura (partes del puente no accesibles) d)	No fijos al puente	1,2 m	1,2 m	1,4 m	2 m	1,2 m	1,8 m
<p>a) Las tensiones eléctricas son de fase a tierra.</p> <p>b) Los cables aislados son los que se indican en 5.2.1 b) 2) y los conductores neutros son los que se indican en 5.2.1 b) 4).</p> <p>c) Cuando la línea esté sobre lugares transitados, ya sea encima o cerca del puente, se aplican también los requisitos que se indican en 5.2.2.2</p> <p>d) Los apoyos de puentes de acero, hechos sobre pilares de ladrillo, concreto o mampostería, que requieran acceso frecuente para inspección, deben considerarse como partes fácilmente accesibles.</p>							

b) Separaciones adicionales

Las separaciones adicionales deben aplicarse a claros mayores que los claros básicos. Cuando la temperatura máxima de diseño del conductor sea de 50 °C o menor, y el claro sea mayor que 100 m (o 75 m en la Zona de carga I), debe aplicarse a la separación vertical un incremento de 1,0 cm por cada metro en exceso de 100 m (o 75 m en la Zona de carga I) del claro. Este incremento no requiere ser mayor que la diferencia aritmética entre las flechas finales que se calculan para el claro del conductor sin deflexión por viento a 15 °C y 50 °C.

Excepción: Las separaciones no requieren incrementarse cuando los claros sean iguales o menores que 100 m (75 m en la zona de carga I) y la temperatura del conductor no sea mayor que 50 °C.

Para claros a nivel, cuando la separación no se localice a la mitad del claro, el incremento anterior puede reducirse multiplicando por los factores que se indican en la **Tabla 9**.

- c)** Para conductores alimentadores del trolebús ubicados abajo del puente. Debe colocarse una protección aislante para evitar que en caso de que se zafe el trole del transporte haga contacto simultáneamente con el conductor alimentador y la estructura del puente.

5.2.4.5 Separación de las estructuras con respecto a vías férreas, carreteras y aguas navegables

Estos requisitos aplican a las distancias mínimas que deben guardar las estructuras de líneas aéreas, incluyendo sus retenidas y anclas, a vías férreas, carreteras y aguas navegables. Las distancias deben considerarse en forma horizontal y se establecen sólo desde el punto de vista de seguridad. Independientemente, deben observarse las disposiciones vigentes en materia de derechos de vía.

5.2.4.6 Separación con respecto a vías férreas y carreteras

Cuando las líneas aéreas estén paralelas o crucen vías férreas o carreteras, las estructuras deben instalarse en el límite del derecho de vía del ferrocarril o carretera de que se trate. En ningún caso la distancia desde cualquier parte de una estructura al riel más cercano, o al límite exterior del acotamiento más próximo, debe ser menor que 3,50 m.

Excepción: En caso de que las estructuras se instalen dentro del derecho de vía se solicitará el permiso ante la dependencia o entidad correspondiente.

5.2.4.7 Separación con respecto a aguas navegables

- a)** Aguas navegables. Se recomienda que la distancia horizontal de las estructuras al límite más cercano de la zona de navegación de ríos, lagos y canales, sea mayor que la altura de las estructuras; y
- b)** Aguas no navegables. Para ríos y arroyos las estructuras deben colocarse a 20 m como mínimo del límite máximo histórico que alcance el espejo del agua.

5.2.4.8 Altura de los conductores y de las partes vivas de los equipos, sobre el suelo, agua y vías férreas

Estos requisitos aplican para determinar la altura mínima que deben tener los conductores desnudos y cables aislados de líneas aéreas, con respecto al suelo, al agua y a la parte superior de rieles, así como a la altura mínima de partes energizadas del equipo sobre el suelo.

Las alturas básicas deben ser como mínimo las que se indican en la **Tabla 15** y deben aplicarse bajo las condiciones siguientes:

- a) A una temperatura de 50 °C sin desplazamiento por el viento,
- b) A una Temperatura máxima de operación del conductor para el cual la línea es destinada a operar, si la temperatura es mayor que 50 °C, con y sin desplazamiento por el viento; y
- c) Flecha final, en reposo.

5.2.4.9 Alturas adicionales para conductores

Las alturas que se indican en la **Tabla 13** no deben incrementarse cuando los claros sean iguales o menores que los que se indican en 5.2.3.1 d) y la temperatura del conductor no exceda de 50 °C.

Tabla 15 - Altura mínima de los conductores y cables sobre el suelo, agua o vías férreas

	Espacios no transitados por vehículos	Vías férreas	Carreteras, calles, callejones, caminos vecinales	Aguas no navegables	A lo largo de caminos y zonas rurales	A lo largo de carreteras, calles y callejones en zonas urbanas	Aguas navegables			
							Área hasta 8 ha	Área 8 ha hasta 80 ha	Área 80 ha hasta 800 ha	Área mayor que 800 ha
Conductores desnudos con tensiones de 13 kV, 23 kV y 34,5 kV	7,0 m	9,0 m	7,0 m	5,5 m	6,0 m	7,0 m	6,5 m	9,5 m	11,6 m	13,0 m
Conductores de comunicación, retenidas, mensajeros, neutros y cables eléctricos aislados de guardas con tensiones de 13 kV, 23 kV y 34,5 kV	5,5 m	8,0 m	5,5 m	4,0 m	4,5 m	5,5 m	5,6 m	8,1 m	9,9 m	11,7 m
Conductores desnudos y aislados de 0 a 1000 V	5,5 m	8,0 m	5,5 m	4,6 m	4,5 m	5,5 m	5,3 m	8,0 m	9,6 m	11,4 m

5.2.4.10 Alturas adicionales para conductores

Las alturas que se indican en la **Tabla 13** no deben incrementarse cuando los claros sean iguales o menores que los que se indican en 5.2.3.1 d) y la temperatura del conductor no exceda de 50 °C.

- a) Para tensiones mayores que 22 kV

La altura mínima indicada en la Tabla 13 debe incrementarse;

$$10 \frac{mm}{kV} (V_{L-L} - 22kV) \quad (5)$$

5.2.4.11 Altura de partes vivas de equipo instalado en estructuras

La altura mínima sobre el suelo, de partes vivas no protegidas del equipo, se indica en la **Tabla 14**.

- a) Para tensiones mayores que 22 kV

La altura mínima indicada en la **Tabla 16** debe incrementarse de acuerdo a la ecuación (5).

Tabla 16 - Altura mínima sobre el suelo a equipo y partes vivas del equipo en estructuras

Superficie bajo las partes vivas	Equipo (gabinetes, soportes, plataformas, entre otros) efectivamente puesto a tierra	Partes vivas rígidas no protegidas de 0 V a 1 kV y en caso de equipos no puestos a tierra conectados a circuitos de no más de 1 kV	Partes vivas rígidas no protegidas de más de 1 kV hasta 35 kV y en caso de equipos no puestos a tierra conectados a circuitos de más de 1 kV a 34,5 kV
Carretera, calles, callejones y caminos vecinales, terrenos sujetos al paso de vehículos.	4,6 m	4,9 m	5,5 m
Espacios no transitados por vehículos	4,45 m	4,45 m	4,45 m
NOTA 1: Las alturas antes mencionadas no consideran los posibles cambios de nivel de la superficie en carreteras, calles, callejones, entre otros.			
NOTA 2: Las tensiones eléctricas son entre fases.			

5.2.5 Cargas mecánicas en las líneas aéreas

Las líneas aéreas deben resistir las condiciones mecánicas propias y las debidas a las condiciones meteorológicas a las que estarán sometidas, más los factores de sobrecarga que se indican en la **Tabla 18**, de acuerdo con el lugar a donde se va a instalar.

En cada región del país las líneas aéreas pueden estar sometidas a diferentes cargas mecánicas, considerando mayor espesor de hielo, menor temperatura o mayor velocidad del viento, las instalaciones deben diseñarse considerando las condiciones extra de carga, conservando los factores de seguridad para la sobrecarga correspondiente.

5.2.5.1 Zonas de cargas mecánicas

Estos requisitos aplican a las líneas aéreas, las cuales deben diseñarse considerando el cálculo mecánico a las que estarán sometidas de acuerdo a la región donde serán instaladas.

En la **Figura 6**, se indican las diferentes zonas de cargas mecánicas y sus temperaturas mínimas, las cuales se describen a continuación:

- a) Zona I. Región Norte (Baja California, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León y parte de Sonora y Durango).
- b) Zona II. Región Centro Norte (Aguascalientes y parte de Zacatecas, Durango y San Luis Potosí).
- c) Zona III. Región Centro Sur (parte de Oaxaca y Chiapas).
- d) Zona IV. Región Central (Guanajuato, Querétaro, Estado de México, Ciudad de México, Tlaxcala, Morelos y parte de Zacatecas, San Luis Potosí, Jalisco, Michoacán, Hidalgo, Puebla, Veracruz y Guerrero).
- e) Zona V. Región Costera (Baja California Sur, Sinaloa, Nayarit, Colima, Tamaulipas, Tabasco, Campeche, Yucatán y parte de Quintana Roo, Sonora, Jalisco, Michoacán, Guerrero, Oaxaca, Chiapas y Veracruz).
- f) Zona VI. Región Especial (parte de Oaxaca, Tamaulipas, Veracruz y Quintana Roo).

Si una línea aérea cruza dos o más zonas de carga, debe soportar las cargas correspondientes a dichas zonas.

En cada región del país las líneas aéreas pueden estar sometidas a diferentes cargas mecánicas, considerando mayor espesor de hielo, menor temperatura o mayor velocidad del viento; las instalaciones deben diseñarse considerando las condiciones extras de carga, conservando los factores de seguridad para la sobrecarga correspondiente.

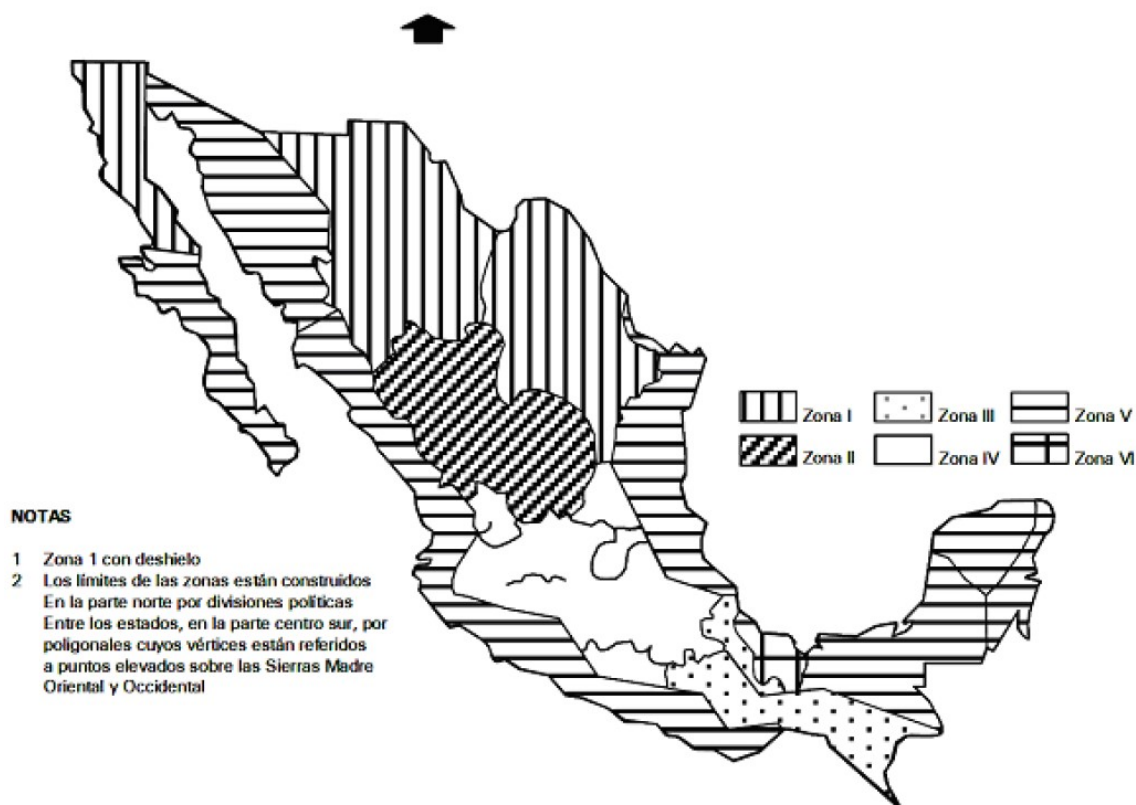


Figura 6 - Zona geográfica de las cargas mecánicas

5.2.5.2 Cálculo de cargas mecánicas

Las líneas eléctricas deben proyectarse y diseñarse con las condiciones meteorológicas específicas y generales a las cuales pueden estar sometidas.

- a) Condiciones generales. Para las condiciones generales de seguridad deben utilizarse los valores que se indica en la **Tabla 17**.

Tabla 17 - Condiciones meteorológicas para condiciones generales

Velocidad regional (VR) km/h	Altitud para viento máximo msnm	Viento reducido km/h	Altitud a) para Viento reducido Msnm	Temperatura media anual °C	Tipo de terreno
120	0	109	987	16°	Plano y Ondulado Zona rural
a) Se considera este valor debido a que el hielo se presenta por lo general en zonas altas.					
NOTA: Para velocidad regional, se consideró la ciudad de Chilpancingo Guerrero					

- b) Condiciones específicas. Para condiciones específicas de seguridad deben utilizarse los valores de la **Tabla 18**, que corresponde a las condiciones meteorológicas específicas de cada zona geográfica, para mayor información véase **Figura 6**.

Tabla 18 - Condiciones meteorológicas para el cálculo de cargas mecánicas.

Zona de carga mecánica	Temperatura °C	Velocidad de viento de diseño (km/h)	Espesor de la capa de hielo sobre (mm)	
			Cables	Componentes horizontales
I	-10	90	6	8
II	-10	90	-	-
III	-5	90	-	-
IV	-5	70	-	-
V	7	100	-	-
VI	5	105	-	-

Para altitudes mayores que 2 500 m, debe investigarse respecto a depósitos de hielo en cables y estructuras.

Para cualquiera de las zonas (excepto la Zona I), pueden considerarse los espesores de hielo de la Zona I, con una temperatura de -5 °C.

La densidad del hielo se considera de 913 kg/m³.

5.2.5.3 Presión de viento

La presión del viento sobre las líneas aéreas debe calcularse, según la superficie de que se trate, por medio de las siguientes ecuaciones:

- Sobre conductores. Superficies de alambres y cables $P = 0.00482 V^2$
- Sobre estructuras. Se debe considerar que la ráfaga de viento cubre totalmente la estructura, aplicando un factor de 1.3 a la velocidad de diseño. Para estructuras metálicas (torres), se debe aplicar adicionalmente un factor de arrastre de 1.6 a la presión de viento.

Las ecuaciones aplicables resultan:

Superficies cilíndricas (postes) $P = 0.00815 V^2$

Superficies planas (torres) $P = 0.0130 V^2$

Donde:

- "P" es la presión de viento, en kg/ m² del área resultante del producto del claro medio horizontal por el diámetro del conductor y
- "V" es la velocidad de viento de diseño, en km/h.

5.2.5.4 Cargas en los cables

La carga total para calcular la tensión mecánica máxima de los cables es igual que el resultado de la suma del peso del cable más la fuerza producida por el viento actuando horizontalmente y en ángulo recto con la línea, a la temperatura y velocidad de viento que se indican en la **Tabla 16**.

En caso de existir carga de hielo en la zona, debe calcularse para una presión de viento de 20 kg/m² sobre conductores con hielo, debiéndose tomar la mayor tensión mecánica que resulte entre este valor y el resultante con la máxima velocidad de viento sin hielo.

5.2.5.5 Cargas en las estructuras y en sus soportes

Las cargas que actúan sobre las estructuras de las líneas soportes de los conductores, conductores y en cables de guarda, se calculan de la siguiente manera:

- Carga vertical. La carga vertical sobre cimientos, postes, crucetas, alfileres, aisladores y accesorios de sujeción de los conductores y cables de guarda debe considerarse como el peso propio de éstos, más el de los conductores, cables de guarda y equipo que soporten (y, en su caso, carga de hielo),

considerando además los efectos que pueden resultar por diferencias de nivel entre los soportes de los mismos.

La carga vertical sobre un soporte debida a los conductores o cables de guarda, se calculan multiplicando el claro vertical por el peso unitario del cable correspondiente.

- b) Carga transversal de viento. La carga transversal sobre la estructura debida al viento sobre los conductores y cables de guarda se calcula multiplicando el claro medio horizontal por el diámetro del conductor por la presión del viento.

La carga transversal sobre postes debe calcularse considerando su área proyectada, perpendicular a la dirección del viento.

La carga transversal sobre estructuras de deflexión es igual al producto de la suma vectorial de las cargas transversales en los conductores y cables de guarda, originada por el cambio de dirección de la línea, más la carga originada por la acción del viento actuando perpendicularmente sobre todos los cables y sobre la estructura.

Para el cálculo más exacto de la carga originada por la acción del viento en estructuras de deflexión, debe considerarse la superficie proyectada de los cables, perpendicular a la dirección del viento.

- c) Carga longitudinal. En el caso de estructuras de remate debe considerarse la carga longitudinal.

Excepción. No es necesario considerar carga longitudinal en los soportes entre tramos rectos de línea para líneas aéreas con una tensión hasta 34,5 kV.

- d) Carga longitudinal por ruptura de cables

Para tensiones hasta 34,5 kV. No es necesario considerar la ruptura de conductores;

- e) Aplicación simultánea de cargas. Para obtener la resistencia originada por la aplicación de cargas, debe considerarse lo siguiente:

Para tensiones hasta 34,5 kV

Para calcular la resistencia transversal deben considerarse las cargas vertical y transversal actuando simultáneamente.

Para calcular la resistencia longitudinal debe considerarse solamente la carga longitudinal.

Excepción: En el caso de ruptura de cables en estructuras tipo H semiflexibles, deben considerarse solamente las cargas vertical y longitudinal actuando simultáneamente.

5.2.6 Retenidas

5.2.6.1 Generalidades

- a) En los postes de madera y de concreto debe considerarse que las retenidas llevan la resultante de la carga total en la dirección en que actúen;
- b) En líneas que crucen sobre vías férreas, las estructuras adyacentes deben resistir la carga transversal y la carga longitudinal indicada en 5.2.5.5; con el factor de sobrecarga de 1.5. Para cumplir con el requisito puede utilizarse retenidas transversales y longitudinales opuestas a la vía;
- c) Para mantener los cables en la posición correcta y/o proteger el poste se requiere instalar herrajes aprobados para este fin;
- d) El cable de acero, herrajes y aisladores deben tener una resistencia mecánica igual o mayor que el cable de la retenida; y
- e) En lugares expuestos al tránsito de vehículos y peatones, el extremo de todas las retenidas fijadas al piso, debe tener un resguardo visible y resistente al impacto con una longitud de 2,0 m.

5.2.6.2 Aisladores para retenidas

- a) Resistencia mecánica. Los aisladores para retenidas deben tener resistencia mecánica a la compresión igual o mayor que el cable de la retenida.

- b) Tensión eléctrica de flameo. La tensión eléctrica de flameo en seco de los aisladores debe ser como mínimo el doble de la tensión eléctrica nominal entre las fases de la línea y la de flameo en húmedo debe ser como mínimo la tensión nominal.
- c) Uso de aisladores en retenidas
 - 1) Los aisladores deben instalarse a una altura no menor que 2,50 m del nivel del piso;
 - 2) Cuando una retenida no esté efectivamente conectada a tierra y pase cerca de conductores o partes descubiertas energizadas con tensiones mayores que 300 V, debe instalarse aislamiento en ambos lados de manera que el tramo de la retenida expuesto a contacto con dichos conductores o partes energizadas quede aislado. Para mayor información véase 5.2.1 e 3) para puesta a tierra de retenidas; y
 - 3) Para retenidas instaladas en líneas abiertas de 0 V a 300 V debe instalarse un aislador aprobado o bien conectarse a tierra.

5.2.6.3 Diseño de la retenida

Para el diseño de la retenida debe considerarse lo siguiente:

- a) El poste sólo debe considerar cargas de compresión y no de flexión.
- b) La retenida sólo debe considerarse cargas de tensión.
- c) Velocidad de viento de 120 km/h con:
 - i. Hielo y sin hielo;
 - ii. Contaminación y Zona Normal;
 - iii. Viento máximo a 0° C sin hielo; y
 - iv. Viento reducido a -10° C con hielo.

5.2.6.4 Retenidas para estructuras

Las retenidas para estructuras deben ser tangente, deben diseñarse con base en la tensión horizontal máxima de los cables, en sus dos variantes de viento máximo a 0° C sin hielo y viento reducido con hielo a -10°C.

5.2.6.5 Retenidas para estructuras de deflexión

Las retenidas para estructuras en deflexión, deben diseñarse con base en lo siguiente:

- a) La fuerza transversal que se debe a la acción del viento sobre los cables y aisladores;
- b) La componente transversal que se produce por la tensión máxima de los conductores que se debe a la deflexión de la línea.
- c) Zona con contaminación. Para zona con contaminación, debe utilizarse cable de acero recubierto con cobre soldado (ACS);
- d) Para zona sin contaminación se debe utilizar cable de acero galvanizado.
- e) Perno ancla. El perno ancla debe trabajar longitudinalmente y debe quedar orientado al punto de sujeción de la retenida en el poste;
- f) Resistencia mecánica. Las resistencias mecánicas del cable para la retenida, el perno ancla, ancla y el empotramiento, deben seleccionarse a partir de la resultante de la tensión mecánica de los conductores, así como la resistencia de cada uno de los elementos; y
- g) Resistencia de trabajo. La resistencia de trabajo del conjunto de una retenida debe determinarse por la correcta selección y ensamble de los elementos de la retenida, así como por la mano de obra que se utiliza para dar profundidad y compactación a la cepa.

5.2.7 Espaciamiento entre las líneas aéreas y redes de telecomunicaciones

El diseño y disposición de las líneas de distribución de media y baja tensión puede admitir redes de telecomunicaciones (RT), siempre y cuando no se afecte su función de distribuir la energía eléctrica y/o se supere el esfuerzo mecánico permitido por la estructura, además deben considerarse los espacios disponibles en el cuerpo de la estructura para la instalación del neutro corrido en caso de que éste no exista.

Debe considerarse el espacio para trabajar, 5.2.11.2, que se requiere para atender la operación y mantenimiento de las líneas de media y baja tensión, de modo que la ubicación y localización del cable de la RT no interrumpa y cause daño o entorpezca en forma alguna la continuidad del servicio público de energía eléctrica, además debe considerarse que las maniobras que tengan que realizar los trabajadores del concesionario no obstaculicen o perjudiquen de alguna manera el equipo eléctrico instalado.

5.2.7.1 Arreglos para el montaje e instalación de la red de telecomunicaciones en las estructuras de las líneas de distribución

Para mantener las condiciones de seguridad y continuidad en la operación de las RGD, cada poste tendrá asignado el uso de un espacio para la instalación de redes de telecomunicaciones, el cual estará conformado por una distancia de 40 centímetros máximo a lo largo del poste y en cada cara del poste (calle o carretera y acera).

Invariablemente deberá iniciar con la altura del libramiento para red de telecomunicaciones a 5.5 metros con respecto al piso, considerando la flecha máxima, donde se alojarán solamente los cables que pertenecen a la red de telecomunicaciones que las estructuras existentes tengan la capacidad de soportar. En ningún caso, la suma total de los pesos de los cables principales utilizados por todos los concesionarios podrá exceder de 1,000 kg/km.

Siempre deberá encontrarse por debajo de las líneas de media y baja tensión. El espacio para la instalación de red de telecomunicaciones se muestra en la **Figura 7**.

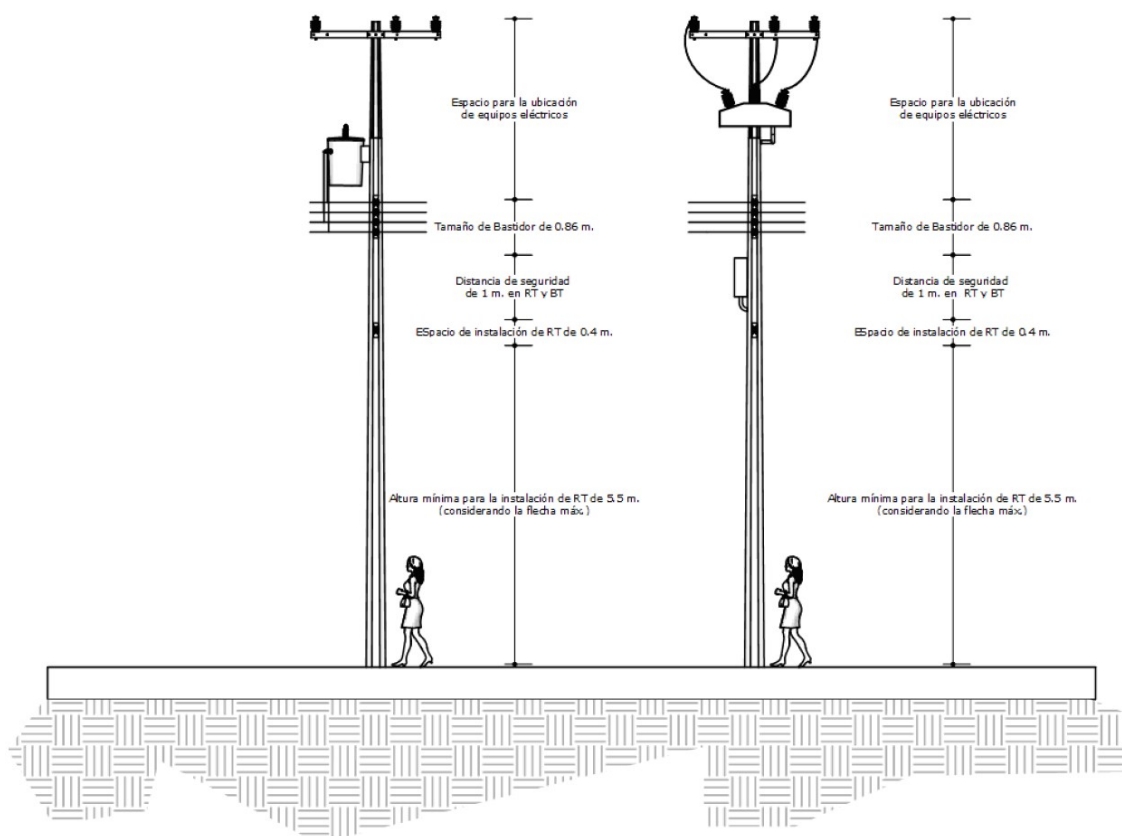


Figura 7 - Altura de la red de telecomunicaciones

5.2.7.2 Espaciamiento entre las líneas aéreas y redes de telecomunicaciones

Los cables de la red de telecomunicaciones se podrán ubicar del lado adyacente a la calle o carretera, siempre y cuando se cumpla con los libramientos para conductores y cables aéreos de 5.5 metros para cruce de calles y que se conservará sobre aceras. Esta distancia debe mantenerse para la flecha máxima del primer cable de telecomunicaciones instalado en el límite inferior.

De conformidad con la **Figura 8**, dentro de los 40 cm establecidos para instalar las redes de telecomunicaciones, cada concesionario dispondrá de un espacio de 5 cm en donde podrá instalar su cable de telecomunicaciones. Asimismo, de permitirse un segundo cable para la red de telecomunicaciones, éste deberá ser proyectado a la misma altura en la cara opuesta del poste donde está instalado el primer cable de telecomunicaciones. De permitirse un tercer cable, éste deberá instalarse arriba de uno de los dos primeros respetando el espacio de 5 cm de la red inmediatamente inferior más los 5 cm de separación entre redes, y el cuarto a la misma altura del tercero en la cara opuesta y así sucesivamente. El número de redes estará limitado por el peso de los cables, que en suma no deben exceder 1,000 kg/km y los espacios de 5 cm de instalación que tiene cada red de telecomunicaciones dentro de los 40 cm de espacio en cada cara del poste; lo que se agote primero.

En la estructura del poste, deberá instalarse el cable de la red de telecomunicaciones con una separación de 1 metro con respecto a la línea de baja tensión. Asimismo, a lo largo del claro interpostal, se debe conservar una distancia mínima de separación de 30 cm con la flecha de la línea de baja tensión. En ningún caso la flecha podrá ser mayor a 1%. Cuando se instale el primer cable de telecomunicaciones, éste debe cumplir con la altura mínima permitida ya sea para cruce de calle, carretera o en acera (5,5 m) y con la distancia de libramiento a piso de conductores de acuerdo con la **Tabla 15**. De no existir líneas de baja tensión en el poste se dejará el espacio suficiente para poder alojarlas en el futuro, respetando siempre el espacio de instalación definido para la red de telecomunicaciones. La disposición que debe mantener el cable de la red de telecomunicaciones, con respecto a las líneas de media y baja tensión se muestra en la **Figura 9**.

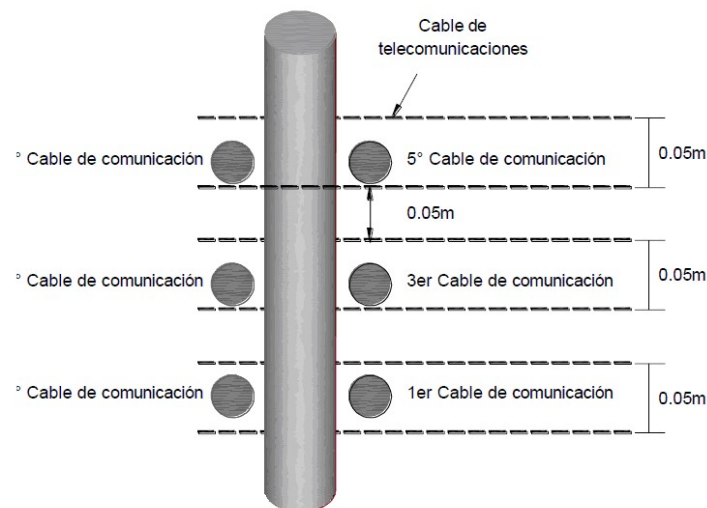


Figura 8 - Orden de la red de telecomunicaciones

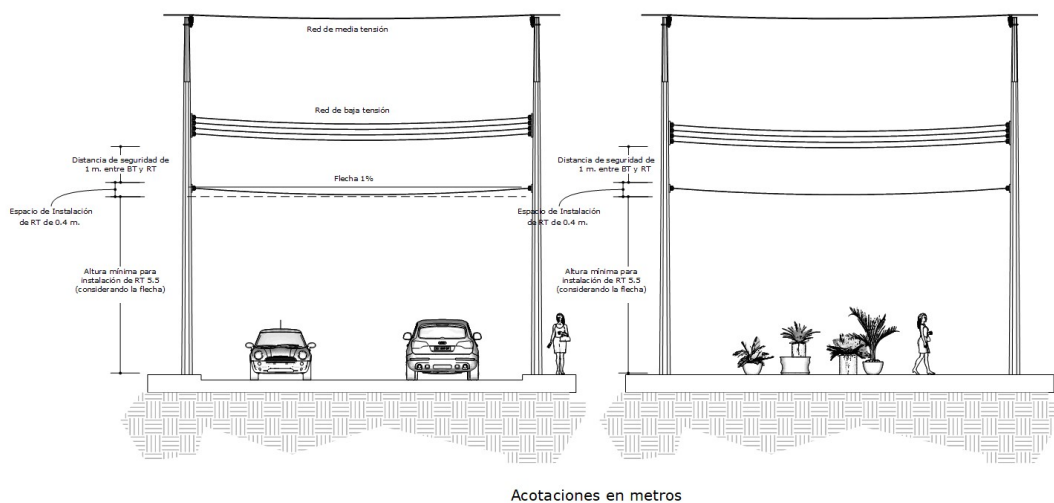


Figura 9 - Espaciado entre conductores y red de telecomunicaciones

Los accesorios de la red de telecomunicaciones deberán instalarse a una distancia mínima de 1 metro a cada lado de la cara exterior del poste. A lo largo de dicho espacio no se deberán instalar otros equipos, dispositivos o accesorios de ninguna clase con excepción de herrajes, remates preformados, cinchos y separadores para unir los cables de la red de telecomunicaciones. Con lo anterior se procura el espacio suficiente para que se puedan realizar los trabajos de mantenimiento de las RGD sin interferencias u obstáculos. La disposición de los accesorios se muestra en la **Figura 10**.

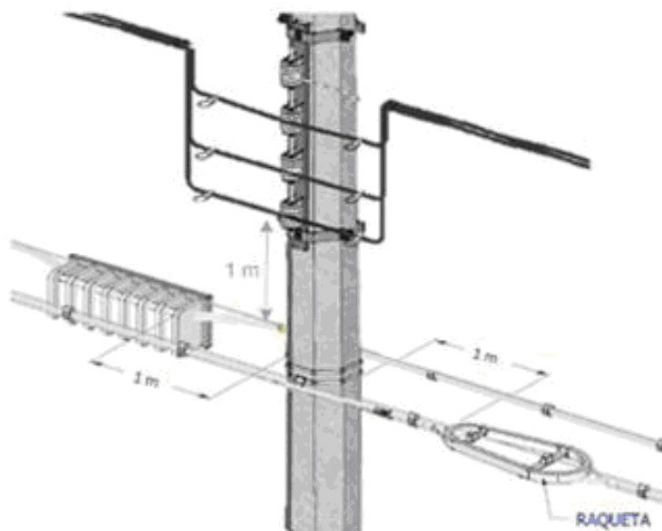


Figura 10 - Espaciamientos en el poste

5.2.8 Líneas y redes subterráneas

La presente sección establece los requisitos mínimos de seguridad que deben considerarse para salvaguardar a las personas que pueden ocasionarse por las líneas y redes subterráneas y sus equipos, durante el diseño, la instalación, puesta en servicio y mantenimiento.

5.2.8.1 Requisitos generales para las líneas y redes subterráneas por canalización

En el diseño de las líneas y redes alojadas en canalizaciones deben considerarse los requisitos mínimos para soportar las condiciones a las cuales pueden estar sometidas y poder salvaguardar la seguridad de las personas, por lo tanto, deben cumplir con lo siguiente.

- a) Cables o conductores. Los cables o conductores deben seleccionarse considerando los esfuerzos mecánicos, térmicos, ambientales y eléctricos a los que pueden estar sometidos durante la instalación y operación.

Los cables o conductores deben seleccionarse para resistir la magnitud y duración de las corrientes de falla.

Deben proporcionarse cubiertas, chaquetas o ambos cuando sea necesario para proteger el aislamiento o la pantalla contra la humedad u otras condiciones ambientales adversas.

- b) Trayecto. Las canalizaciones, los cables o conductores deben instalarse de forma que sean sometidos lo menos posible a disturbios. Se debe evitar el trazo por instalaciones que pudieran dañar las líneas por contaminación, como son: refinerías, gasolineras o cualquier otro establecimiento que pudiera ocasionar derrames inundando pozos de visita o bancos de ductos, dañando los cables y accesorios. Por ningún motivo se debe compartir o conectar la obra civil con cualquier otro servicio, como drenaje pluvial, aguas negras u otras instalaciones.

Los cables o conductores deben instalarse en forma recta para evitar daños al conductor.

Excepción - Cuando se requieren curvas, el radio debe ser lo suficientemente largo para no dañar al conductor, en ningún caso este radio debe ser menor a 12 veces el diámetro externo del cable.

Los sistemas de cable deben colocarse de forma que se permita el acceso seguro para la construcción, inspección y mantenimiento.

- c) Condiciones naturales. Deben evitarse en lo posible que la trayectoria de la canalización subterránea atraviese terrenos inestables (pantanosos, lodosos, entre otros) o altamente corrosivos. Si es

necesario construir a través de estos terrenos, debe hacerse de forma que se evite o reduzca al mínimo el movimiento o la corrosión.

d) Condiciones específicas

- 1)** Carreteras y calles. Cuando en las calles donde no existan banquetas, la canalización debe instalarse al límite de predio.

Cuando las canalizaciones se ubiquen a lo largo de las carreteras, las canalizaciones deben instalarse al límite del derecho de vía.

Excepción - Puede instalarse dentro de los límites del carril, siempre y cuando no pueda cumplirse lo indicado anteriormente.

NOTA 1 - Se recomienda revisar la información del derecho de vía de autopistas y vías férreas.

NOTA 2 - Antes de iniciar con la construcción de los proyectos de la red eléctrica subterránea se deberá realizar la gestión ante las dependencias locales, municipales, estatales o federales según se trate, presentando el proyecto ejecutivo con el trazo y área de afectación para el emplazamiento y construcción de la obra respetando las distancias mínimas de separación entre sistemas, esto incluye las zonas urbanas y rurales. Se deberá realizar gestiones y obtención de permisos ante el municipio, delegaciones o alcaldías y dependencias tales como; CONAGUA, PEMEX, INAH, GAS NATURAL, FIBRA OPTICA, entre otros, para la obtención de los permisos y acuerdos con dichas dependencias según se trate, llegando a un consenso para algún requerimiento particular de la obra, para garantizar la convivencia y seguridad de ambas instalaciones.

- 2)** Puentes y túneles. Cuando los bancos de ductos sean instalados en estas estructuras, deben alojarse bajo de o al lado de estas construcciones previendo que la instalación de los ductos no interfiera con el tránsito de vehículos, personas y animales, incluyendo accesos seguros para la inspección y mantenimiento tanto de las estructuras, como de la trayectoria de los ductos. Se deberán utilizar ductos de acero galvanizado.

- 3)** Cruces de vías o similares. En los cruces de vías, para calles pavimentadas, las canalizaciones deben tener una profundidad mínima de 0,90 m, para calle no pavimentadas, las canalizaciones deben tener una profundidad mínima de 1,3 m.

NOTA - Se recomienda evitar en la medida de lo posible que la canalización esté ubicada en la pista.

En caso de ser necesario el uso de registros éstos deben seleccionarse de acuerdo con el tipo de lugar a ser instalados.

- 4)** Cruce por aguas navegables. Las canalizaciones deben seleccionarse para que resistan la erosión a la que pueden estar sometidos.

Los cables no deben instalarse donde normalmente los barcos anclan.

5.2.8.2 Requisitos de conductores para líneas y redes subterráneas

a) Sección transversal de conductores

i. Circuitos de media tensión.

En la siguiente tabla se muestran secciones transversales de conductores de aluminio o cobre.

Tabla 19 - Sección transversal de conductores para circuitos de media tensión

Sección transversal mm ²	Conductor
53,5 (1/0 AWG)	Aluminio
85,0 (3/0 AWG)	Aluminio
253,4 (500 kcmil)	Aluminio o cobre
380,0 (750 kcmil)	Aluminio o cobre
506,7 (1000 kcmil)	Aluminio o cobre

ii. Circuitos de baja tensión.

En la siguiente tabla se muestran secciones transversales de conductores de aluminio.

Tabla 20 - Sección transversal de conductores para circuitos de baja tensión

Sección transversal mm ²	Conductor
53,5 (1/0 AWG)	Aluminio
85,0 (3/0 AWG)	Aluminio
177,3 (350 kcmil)	Aluminio

iii. Acometidas en baja tensión.

Para proporcionar las acometidas en baja tensión, se utilizarán las siguientes secciones transversales con conductores de aluminio:

Tabla 21 - Sección transversal de conductores para acometidas en baja tensión

Sección transversal mm ²	Conductores
13,3 (6 AWG)	Unipolar, Duplex, Triplex y Cuádruplex
21,15 (4 AWG)	Unipolar, Duplex, Triplex y Cuádruplex
33,6 (2 AWG)	Unipolar, Triplex y Cuádruplex
53,5 (1/0 AWG)	Unipolar, Triplex y Cuádruplex
85,0 (3/0 AWG)	Unipolar, Triplex y Cuádruplex
177,3 (350 kcmil)	Unipolar y Cuádruplex

iv. Acometidas en baja tensión a concentración de medidores.

Para proporcionar las acometidas en baja tensión de los transformadores a concentración de medidores se utilizará sólo cable de cobre con aislamiento THHW-LS con las siguientes secciones transversales:

Tabla 22 - Calibres de cables para concentración de medidores

Capacidad del Transformador	Calibre del conductor THHW-LS 600V COBRE
75 kVA (K0000-08 ó 22)	2 conductores designación 33,6 mm ² (2 AWG) por fase
112 kVA (K0000-08 ó 22)	2 conductores designación 53,5 mm ² (1/0 AWG) por fase
150 kVA (K0000-08 ó 22)	2 conductores designación 85,0 mm ² (3/0 AWG) por fase
225 kVA (K0000-08 ó 22)	2 conductores designación 152,6 mm ² (300 kcmil) por fase
300 kVA (K0000-05 ó 07)	2 conductores designación 253,4 mm ² (500 kcmil) por fase
500 kVA (K0000-05 ó 07)	2 conductores designación 506,7 mm ² (1000 kcmil) por fase

b) Nivel de aislamiento.

Todos los cables deben tener un nivel de aislamiento del 100%, excepto en salidas de subestaciones de distribución y transiciones aéreo-subterráneo-aéreo en libramientos, en donde se debe emplear un nivel de aislamiento del 133%. En todos los casos el aislamiento de los cables a emplearse será de sección reducida (alto gradiente).

c) Capacidad de conducción de corriente de conductores. Al seleccionar los conductores no deben sobrepasar su capacidad de conducción de corriente. Las siguientes tablas muestran los valores máximos de capacidad de conducción de corriente y fueron calculadas con los siguientes parámetros:

- Temperatura de interfase ducto terreno 50 °C.
- Temperatura ambiente del terreno 25 °C.
- Resistividad térmica del terreno 120 °C-cm/W.
- Pantalla puesta a tierra en 2 o más puntos.
- Ductos en arroyo

Tabla 23 - Factor de carga 50% Cables AL-XLP-15-100

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Ampacidad (A)				
			Número de circuitos				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53,5	50	187	154	134	123	113
3/0	85		237	195	170	155	143
250	127		291	240	208	190	174
300	152		319	263	228	208	191
350	177		347	284	246	225	206
500	253		414	340	294	269	246
750	380	60	509	417	360	328	307
1000	507	75	593	484	416	379	355

Tabla 24 - Factor de carga 75% Cables AL-XLP-15-100

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Ampacidad (A)				
			Número de circuitos				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53,5	50	171	135	114	103	93
3/0	85		216	171	144	129	117
250	127		263	208	175	157	142
300	152		288	227	191	172	155
350	177		313	245	206	185	167
500	253		371	292	245	220	198
750	380	60	453	355	297	266	240
1000	507	75	523	409	341	305	275

Tabla 25 - Factor de carga 100% Cables AL-XLP-15-100

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Ampacidad (A)				
			Número de circuitos				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53,5	50	155	119	98	87	78
3/0	85		195	149	123	109	98
250	127		237	181	149	132	118

300	152		259	197	162	144	129
350	177		280	212	175	155	139
500	253		331	252	207	184	164
750	380	60	401	305	250	222	198
1000	507	75	461	349	285	253	226

Tabla 26 - Factor de carga 50% Cables AL-XLP-25-100

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Ampacidad (A)				
			Número de circuitos				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53,5	50	186	153	133	122	112
3/0	85		236	194	168	154	141
250	127		290	238	206	188	172
300	152	60	320	262	226	207	189
350	177		348	283	244	223	203
500	253		415	339	292	266	248
750	380		507	413	354	322	293
1000	507	75	590	479	409	371	337

Tabla 27 - Factor de carga 70% Cables AL-XLP-25-100

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Ampacidad (A)				
			Número de circuitos				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53,5	50	170	135	113	102	92
3/0	85		215	170	142	128	115
250	127		262	207	173	155	140
300	152	60	288	227	190	170	153
350	177		313	244	204	183	164
500	253		371	291	243	217	198
750	380		450	352	293	261	234
1000	507	75	520	404	335	299	267

Tabla 28 - Factor de carga 100% Cables AL-XLP-25-100

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Ampacidad (A)				
			Número de circuitos				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53,5	50	154	118	97	86	77
3/0	85		194	148	122	108	96
250	127		236	180	148	131	116

300	152	60	259	197	161	153	127
350	177		280	211	173	153	137
500	253		331	251	205	181	163
750	380		399	302	246	218	193
1000	507	75	458	345	281	248	220

Tabla 29 - Factor de carga 50% Cables AL-XLP-35-100

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Ampacidad (A)				
			Número de circuitos				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53,5	50	186	152	132	120	110
3/0	85	60	237	194	167	152	138
250	127		290	237	204	185	168
300	152		318	260	223	202	184
350	177	75	350	283	242	220	199
500	253		417	339	289	261	236
750	380		509	411	358	315	284
1000	507	100	594	478	403	362	325

Tabla 30 - Factor de carga 75% Cables AL-XLP-35-100

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Ampacidad (A)				
			Número de circuitos				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53,5	50	170	134	112	100	90
3/0	85	60	215	169	141	126	113
250	127		262	206	171	153	137
300	152		287	225	187	167	149
350	177	75	314	243	202	180	161
500	253		372	289	240	213	190
750	380		451	349	292	255	226
1000	507	100	522	401	329	290	257

Tabla 31 - Factor de carga 100% Cables AL-XLP-35-100

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Ampacidad (A)				
			Número de circuitos				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53,5	50	154	117	96	85	76
3/0	85	60	194	148	121	107	95
250	127		236	179	146	129	114

300	152		257	195	159	140	124
350	177	75	281	210	171	151	133
500	253		331	249	202	178	157
750	380		399	299	244	212	186
1000	507	100	459	342	275	240	211

5.2.8.3 Requisitos específicos para las líneas de media y baja tensión subterráneas

Las líneas de media y baja tensión subterráneas deben cumplir con los siguientes requisitos.

5.2.8.4 Separaciones mínimas con otros sistemas

La distancia entre las canalizaciones y otras estructuras subterráneas que se ubican en forma paralela debe tener la separación necesaria que permita el mantenimiento de las instalaciones sin dañar las estructuras paralelas. Un banco de ductos que cruce sobre otra estructura debe tener una separación de forma que se evite el daño de ésta.

Cuando un banco de ductos cruce un pozo, una bóveda o por el techo de túneles de tránsito vehicular, éstos pueden estar soportados directamente en el techo. En todo caso, los bancos de ductos deben protegerse con una barrera que impida el contacto directo con ellos.

5.2.8.5 Profundidad de entierro

La distancia entre la parte superior de una canalización y la superficie debajo de la cual se instala debe ser suficiente para proteger el cable o conductor del daño impuesto por el uso esperado de la superficie.

Los cables o conductores deben cumplir con las profundidades mínimas de entierro que se indican en la **Tabla 32**.

Tabla 32 - Profundidad mínima para canalizaciones, cables o conductores

Tensión de fase a fase	Profundidad de entierro
0 V a 600 V	600 mm
601 V a 34500 V	750 mm
NOTA 1 - Cuando existan conflictos con otros sistemas subterráneos, la profundidad de entierro puede reducirse a un valor no menor que 450 mm en conductores con tensión menor que 150 V a tierra.	
NOTA 2 - Para terrenos con materiales de escombros, rellenos sanitarios, escurrideros debe incrementarse el valor 200 mm en cada profundidad.	

5.2.8.6 Excavaciones y rellenos

- Trincheras o zanjas. El fondo de las trincheras o zanjas debe estar limpio, relativamente plano y compactado a 90 % PROCTOR. Cuando la excavación se haga en terreno rocoso, el cable, conductor, ducto o banco de ductos debe colocarse sobre una capa protectora de material de relleno limpio y compactado de 0,05 m.
- Relleno. El relleno debe estar libre de materiales que puedan dañar a los cables, conductores, ductos o bancos de ductos. Para el relleno se podrá utilizar material producto de la excavación si éste no contiene materia orgánica o expansiva y que no contenga boleto mayor a 19 mm (3/4 de pulgada). De no cumplir con lo anterior se deberá utilizar material de banco. El relleno debe efectuarse en capas no mayores de 15 cm de espesor, con la humedad óptima para obtener una compactación del 90% PROCTOR en áreas de banquetas y a 95% PROCTOR en la última capa para áreas de rodamiento.

5.2.8.7 Ductos y sus acoplamientos

- Generalidades.
 - El material de los ductos debe ser resistente a esfuerzos mecánicos, a la humedad y al ataque de agentes químicos del medio donde quede instalado;
 - El material y la construcción de los ductos debe seleccionarse y diseñarse en forma que la falla de un cable en un ducto, no se extienda a los cables de ductos adyacentes;

- 3) Los ductos o bancos de ductos deben diseñarse y construirse para soportar las cargas exteriores a que pueden quedar sujetos, la carga de impacto puede ser reducida un tercio por cada 30 cm de profundidad, de forma que no necesita considerarse la carga de impacto cuando la profundidad es de 0.90 m o mayor
- 4) El acabado interior de los ductos debe estar libre de asperezas o filos que puedan dañar los cables; y
- 5) El área de la sección transversal de los ductos debe ser tal que, de acuerdo con su longitud y curvatura, permita instalar los cables sin causarles daño.

b) Condiciones generales

- 1) Acoplamientos. Los tramos de ductos deben quedar unidos de forma que no queden desviaciones en los acoplamientos entre uno y otro tramo. No deben usarse materiales que puedan penetrar al interior de los ductos, formando protuberancias al solidificarse y que puedan causar daño a los cables.
- 2) Puentes. Cuando se tengan bancos de ductos instalados en puentes metálicos, el banco de ductos debe tener la capacidad de permitir la expansión y contracción de la estructura del puente. Los bancos de ductos que pasen a través de los estribos del puente deben instalarse de forma que se evite o resista cualquier hundimiento debido a un asentamiento del suelo.
- 3) Registros, pozos, bóvedas y otros recintos. Los ductos a la entrada de registros, pozos, bóvedas y otros recintos, deben quedar en terreno perfectamente compactado o quedar soportados adecuadamente para evitar esfuerzos cortantes en los mismos.

El extremo de los ductos dentro de los registros, pozos, bóvedas y otros recintos, debe tener los bordes redondeados y lisos para evitar daño a los cables, debiendo sellarse éste para evitar la filtración de agua. En los casos donde se construyan en terreno con nivel freático muy alto, debe eliminarse el cárcamo, debiendo quedar la losa inferior completamente sellada para evitar filtraciones al interior.

Se recomienda que los ductos se instalen con una pendiente de 0.25 % como mínimo, para facilitar el drenado en el caso de terrenos con alto nivel freático.

- 4) Ductos. Los ductos incluyendo sus extremos y curvas, deben quedar fijos por el material de relleno, envoltorio de concreto, anclas u otros medios, como el fleje de plástico con hebilla de acero cada 3 metros como máximo, de forma que se mantengan en su posición original bajo los esfuerzos impuestos durante la instalación, operación y mantenimiento de los cables u otras condiciones.

c) Condiciones específicas (líneas subterráneas por canalización)

- 1) Media tensión. Por disipación térmica en alta y media tensión eléctrica debe usarse un ducto por cable el cual no exceda el 53 % del factor de relleno.
- 2) Baja tensión. Debe instalarse un ducto por circuito. Cuando se instalen 2 cables por ducto el factor de relleno debe ser 31 %. Para más de 2 cables en un ducto debe cumplirse con el factor de relleno del 40 %.

Por viabilidad de instalación de los cables, la suma de sus diámetros debe ser menor que el diámetro interior del ducto.

NOTA - Para más información véase la Tabla 1 de Capítulo 10 de la NOM-001-SEDE-2012.

5.2.8.8 Registros, pozos y bóvedas

- a) Localización. La localización de los registros, pozos y bóvedas debe ser tal que su acceso desde el exterior quede libre y sin interferir con otras instalaciones. Debe evitarse, en lo posible, que en carreteras queden localizados en la carpeta asfáltica, o en carriles para estacionamiento y en vías de ferrocarril en el terraplén. Cuando se ubiquen en carriles de estacionamiento, deben construirse de acuerdo al diseño en arroyo. Para líneas de media y baja tensión deben ubicarse preferentemente en banquetas y al límite de predios.
- b) Protección. Cuando los registros, pozos y bóvedas estén con el acceso abierto, deben colocarse medios adecuados de protección y advertencia para evitar accidentes.

- c) Desagüe. En los registros, pozos y bóvedas instalados en terrenos con nivel freático alto, debe dejarse el cárcamo cerrado e introducir el cable de puesta a tierra mediante un ducto colocado a 0,10 m de la parte superior del registro, pozo o bóveda. En terrenos con nivel freático bajo el cárcamo se deja abierto. No debe existir comunicación con el sistema de drenaje sanitario.
- d) Ventilación. Cuando los pozos, bóvedas y túneles tengan comunicación con galerías o áreas cerradas transitadas por personas, deben tener un sistema adecuado de ventilación hacia el exterior.
- e) Detección de gases. Cuando se requiera entrar en algún pozo o bóveda, debe ventilarse previamente. Si se sospecha que existen en el ambiente gases explosivos o tóxicos, debe determinarse y comprobarse mediante equipo correspondiente si el ambiente es tolerable por el ser humano.
- f) Obstrucción de accesos. Los accesos a registros, pozos de visita o bóvedas no deben ser obstruidos por construcciones, estructuras, instalaciones provisionales, equipos semifijos o cualquier otra instalación.
- g) Resistencia mecánica. Los registros, pozos de visita y bóvedas deben diseñarse y construirse para soportar todas las cargas estáticas y dinámicas que puedan actuar sobre su estructura.
- Las cargas estáticas incluyen el peso propio de la estructura, el del equipo, el del agua sobre las paredes, pisos interiores y losas, el del hielo y otras cargas que tengan influencia sobre la misma estructura.
- Las cargas dinámicas incluyen principalmente el peso de vehículos en movimiento y cargas por impacto que actúen sobre la estructura.
- La resistencia de los registros, pozos y bóvedas deben cumplir con el Artículo 923-16 de la NOM-001-SEDE-2012.
- h) Dimensiones. Las paredes interiores de los registros deben dejar un espacio libre cuando menos igual que el que deja su tapa de acceso, y su altura debe ser tal que permita a una persona trabajar desde el exterior o parcialmente introducida en ellos.
- En los pozos y bóvedas, además del espacio ocupado por cables y equipo, debe dejarse espacio libre suficiente para trabajar. La dimensión horizontal de este espacio debe ser cuando menos de 0,90 metros y la vertical de 1,80 m.
- En el caso de líneas de comunicación, las dimensiones mínimas de dicho espacio deben ser: la horizontal de 0,80 metros y la vertical de 1,20 m.
- i) Acceso
- 1) El acceso a los pozos debe tener un espacio libre mínimo de 56 cm x 65 cm si es rectangular, o de 84 cm de diámetro si es circular. En el caso de líneas de comunicación dicho espacio debe ser de 40 cm x 50 cm si es rectangular. El acceso debe estar libre de protuberancias que puedan lesionar al personal o que impidan una rápida salida.
 - 2) El acceso a pozos y bóvedas no debe ser localizado directamente sobre los cables o equipo. Cuando el acceso interfiera con algún obstáculo, puede quedar localizado sobre los cables, si se cumple con alguna de las siguientes medidas:
 - una señal de advertencia adecuada;
 - una barrera de protección sobre los cables; o
 - una escalera fija.
 - 3) En bóvedas puede tenerse otro tipo de aberturas localizadas sobre el equipo, para facilitar su operación desde el exterior.
- j) Tapas. Las tapas deben ser antiderrapantes y contar con un recubrimiento adecuado a las condiciones térmicas, químicas, mecánicas y ambientales del lugar; asimismo, deben tener una identificación visible desde el exterior que indique el tipo de instalación o la empresa a la que pertenecen. Deben tener bisagra antirrobo.
- k) Puertas de acceso a túneles y bóvedas.
- 1) Las puertas de acceso deben localizarse de forma que se provea un acceso seguro;
 - 2) Las puertas de acceso del personal a las bóvedas no deben localizarse o abrir directamente sobre el equipo o cables. Las aperturas de otros tipos (no para acceso del personal) en las

bóvedas, pueden ubicarse sobre el equipo para facilitar el trabajo, reemplazo o instalación del mismo.

- 3) Cuando las puertas de túneles y bóvedas dentro de edificios estén accesibles al público, deben estar cerradas con llave, a menos que persona autorizada impida la entrada al público; y
- 4) Estas puertas deben diseñarse de forma que una persona pueda salir rápidamente, aun cuando la puerta esté cerrada desde el exterior.

5.2.8.9 Empalmes y conectadores separables de media tensión de frente muerto para cables

Los empalmes que se emplean en los cables de media tensión deben ser producto aprobado.

Deben quedar localizados dentro de los registros, pozos o bóvedas.

Los conectadores separables de media tensión deben ser intercambiables al conectarse entre sí y geoméricamente compatibles para diferentes fabricantes. Adicionalmente, los diseñados para operar con carga en cualquier condición, con el fin de garantizar la seguridad del personal que opera las instalaciones, deben satisfacer las pruebas de apertura y cierre con carga y de apertura y cierre contra falla.

5.2.8.10 Terminales de media tensión

Las terminales que se emplean en los cables de media tensión deben ser producto aprobado.

Las terminales de media tensión deben:

- a) Soportar sin dañarse, la magnitud y duración de las corrientes de falla que se presenten durante su operación; y
- b) Quedar instalados en las estructuras de transición aéreo-subterráneas.

5.2.8.11 Transiciones de un sistema aéreo a un sistema subterráneo

Es una conexión eléctrica de un sistema aéreo a un sistema subterráneo del mismo nivel de tensión debe diseñarse y construirse para soportar los esfuerzos combinados de tipo mecánico, térmico, eléctrico y de penetración de humedad hacia el cable del sistema al que va a estar conectado, así como los efectos del medio ambiente del lugar de ubicación.

- a) Transiciones en baja tensión. Es una conexión mecánica aislada de un sistema aéreo a un sistema subterráneo en la misma tensión sin que se produzcan esfuerzos eléctricos derivados de corte del cable aislado en baja tensión.
- b) Transiciones en media. La separación entre partes vivas de una terminal o de diferentes terminales con respecto a su propia estructura, debe ser adecuada al NBAI de la terminal.

En aquellos lugares donde la separación entre partes con diferente potencial eléctrico sea menor para la tensión y NBAI, deben proporcionarse barreras aislantes o terminales completamente aisladas que reúnan los requisitos equivalentes a las separaciones.

Para el análisis y diseño de estructuras en transiciones deben considerarse aspectos mecánicos y eléctricos, cuyo cumplimiento debe considerar como mínimo los parámetros siguientes:

- 1) Utilización dieléctrica y mecánica;
- 2) Velocidad regional de viento;
- 3) Angulo de blindaje;
- 4) Altura sobre el nivel del mar;
- 5) Tensión máxima de operación;
- 6) Masas y dimensiones de herrajes, accesorios para transición (cadena de aisladores, apartarrayos y terminales), así como las generadas por maniobras de elevación y colocación en la estructura;
- 7) En la sección inferior de las estructuras debe considerarse el espacio libre para efectuar la acometida de los cables, considerando que el desarrollo de los dobleces o los radios que formen las curvaturas de los cables en cualquier punto de las transiciones, debiendo sujetarse a las recomendaciones del fabricante del cable;
- 8) Diseño de los dispositivos adicionales de soporte y sujeción de cables, terminales, cadenas de aisladores y apartarrayos; y
- 9) La utilización de equipos de seccionamiento.

5.2.8.12 Separación entre cables eléctricos y de comunicación en registros, pozos de visita y bóvedas

- a) Los registros, pozos de visita y bóvedas que se construyen para los diferentes niveles de tensión, deben ser de dimensiones que eviten el daño del cable debido a esfuerzos por curvatura, así como mantener un espacio de trabajo limpio, suficiente para desempeñar los trabajos de mantenimiento; y
- b) No deben instalarse cables eléctricos y de comunicación dentro de un mismo registro, pozo, bóveda o gabinete.

5.2.9 Medios para proteger a las personas en caso de contacto indirecto

5.2.9.1 Generalidades

A continuación, se listan los requerimientos a considerar en Redes Generales de Distribución aéreas:

- 1) Los sistemas de tierra deben construirse con alambre de cobre semiduro desnudo con una sección transversal mínima de 21,2 mm² (4 AWG).
- 2) No se permite el uso de conductores ACSR o AAC para la construcción de los sistemas de tierras en la RGD.
- 3) La bajante para tierra en nuevas instalaciones se deberá instalar en el interior de los postes, para el caso de instalaciones existentes se podrá instalar en el exterior utilizando protectores a base de madera de pino y/o abeto de sección transversal semicircular, impregnada con una solución preservadora de creosota y/o pentaclorofenol.
- 4) La resistencia de tierra debe tener un valor máximo de 25 Ω en tiempo de secas, cuando el terreno éste húmedo debe tener un máximo de 10 Ω .
- 5) Todos los neutros contiguos y bajantes de tierra deben estar interconectados, independientemente que no correspondan al mismo circuito o área en baja tensión
- 6) Para áreas de alta incidencia de vandalismo y cuando la bajante de tierra se instale por fuera del poste, se optará por utilizar alambre ACS 3 N° 9.
- 7) Para áreas de contaminación, todos los conectadores a utilizar deberán ser de cobre a compresión.

5.2.9.2 Sistema de puesta a tierra en redes aéreas

Los sistemas de puesta a tierra son parte fundamental de los sistemas eléctricos, puesto que deben permitir la conducción hacia el suelo las cargas eléctricas no deseadas, originadas por las fallas en los equipos del sistema eléctrico, por sobretensiones de maniobra y las producidas por las descargas atmosféricas. Por tanto, el diseño y construcción de un sistema de tierras debe tener la capacidad de drenar las corrientes de falla a tierra y permitir la dispersión sin que se presenten potenciales peligrosos en la superficie del suelo que puedan dañar al equipo y poner en riesgo la seguridad del personal que realiza la operación, inspección y mantenimiento.

Bajo este contexto la seguridad del personal y equipo es de primordial importancia en las redes generales de distribución aérea, para ello la construcción de los sistemas de tierras mediante el empleo del conductor neutro corrido, electrodos de tierra, la conexión a tierra y sus accesorios, deberán tener misma importancia que las fases energizadas del sistema trifásico.

5.2.9.3 Bajante para tierra

La bajante para tierra está compuesta por conductor de cobre conectado a uno o varios electrodos para tierra y equipos de la estructura. En conjunto, el sistema de tierra debe tener la resistencia máxima indicada en el punto 4) de la sección 5.2.9.1.

Si la resistencia es mayor de los valores indicados, se deberán emplear sistemas de mejoramiento para la red de puesta a tierra, como se indican en la sección 5.2.9.5.

La bajante a tierra debe ser una, sin empalmes, el extremo inferior conectado al electrodo y el superior directamente al cable de guarda, equipo y/o neutro del transformador. A la bajante de tierra se deben conectar las terminales para tierra de los apartarrayos mediante un conectador, así como también las pantallas metálicas de cables aislados, como se ilustra en la **Figura 11**.

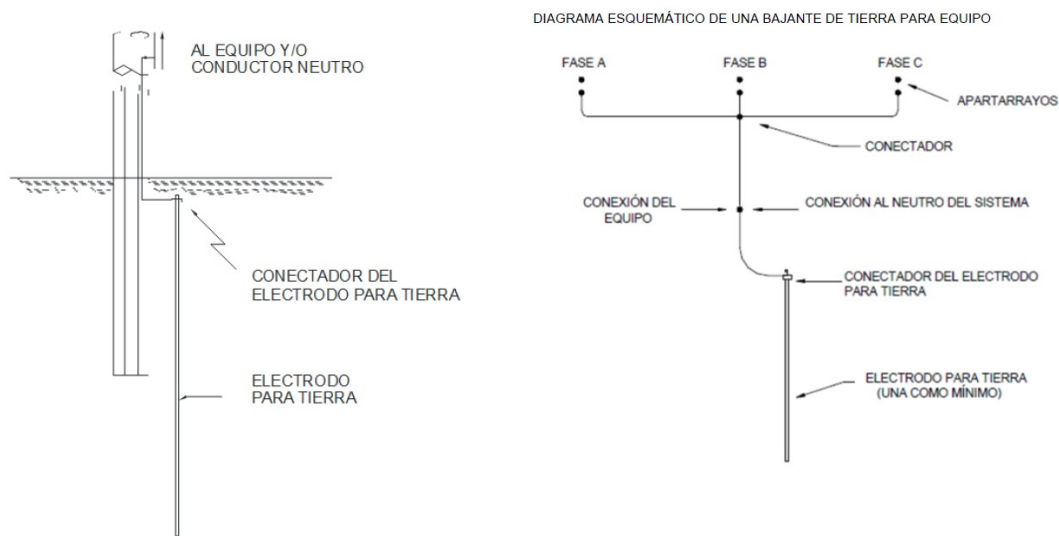


Figura 11 - Bajante de tierra

El orificio del ducto para la bajante a tierra en el poste se ubicará mínimo a 1,8 m del extremo superior y el otro orificio mínimo a 1,5 m de la base de la estructura.

La bajante se instala en el poste antes de hincarlo en la cepa, dejando suficiente conductor libre para las conexiones al sistema de tierras.

5.2.9.4 Electrodo para tierra

Los electrodos de puesta a tierra son metálicos de sección circular sólida (conocidos como varillas), con alma de acero y cubierta electrolítica de cobre, utilizado para la conexión eléctrica a tierra de los sistemas de tierras de las instalaciones y equipos eléctricos que se emplean en la RGD.

En los sistemas de tierra la instalación del electrodo es necesario utilizar un tubo como guía mediante el cual se inserte la varilla para que al golpearla no se flexione, véase **Figura 12 a**.

El electrodo de tierra deberá tener un diámetro de 16 mm considerando el recubrimiento, y las longitudes podrán ser de 1,5, 3 y 6 m para aplicación en los sistemas de tierras.

El núcleo de acero deberá ser estirado en frío AISI 1018, 1035 o 1045, y el recubrimiento de cobre electrolítico deberá tener un espesor mínimo de 0,254 mm en cumplimiento con la ASTM B152/B152M-13 "Standard Specification for Copper Sheet, Strip, Plate, and Rolled Bar".

- En áreas urbanas el electrodo deberá quedar al nivel de piso.
- En áreas rurales, el electrodo deberá quedar a 20 cm de profundidad.
- En ambos casos se deberán colocar frente al orificio para la bajante de tierra del poste.

Los electrodos de tierra deberán prever las siguientes características:

- Una es su propia resistencia, la cual puede ser despreciable para efectos de cálculo, pero las conexiones entre el electrodo y conductor de bajada pueden llegar a tener una resistencia considerable con el tiempo.
- La resistencia de contacto entre electrodo y suelo, cuando está libre de grasa o pintura, es despreciable. Sin embargo, la resistencia de contacto puede aumentar significativamente en terrenos secos, aumentando cuando el contenido de humedad disminuye por debajo del 15%.
- La resistencia del terreno circundante; está es la componente que determina el valor de la resistencia de una puesta a tierra y depende básicamente de las resistividades del suelo y de la distribución de la corriente proveniente del electrodo.
- Alrededor del electrodo de puesta a tierra, la resistencia del suelo es la suma de las resistencias serie de las celdas o capas coaxiales circundantes del suelo, localizadas progresivamente hacia fuera del electrodo, véase **Figura 12 b**, a medida que aumenta la distancia, las capas del suelo presentan una mayor área transversal a la corriente y por tanto una menor resistencia. Se sigue

entonces que la resistencia de puesta a tierra reside esencialmente en las capas de suelo más próximas al electrodo. Normalmente para una varilla de 2,4 m, el 90% del valor de la resistencia de puesta a tierra se encuentra dentro de un radio de 3 m.

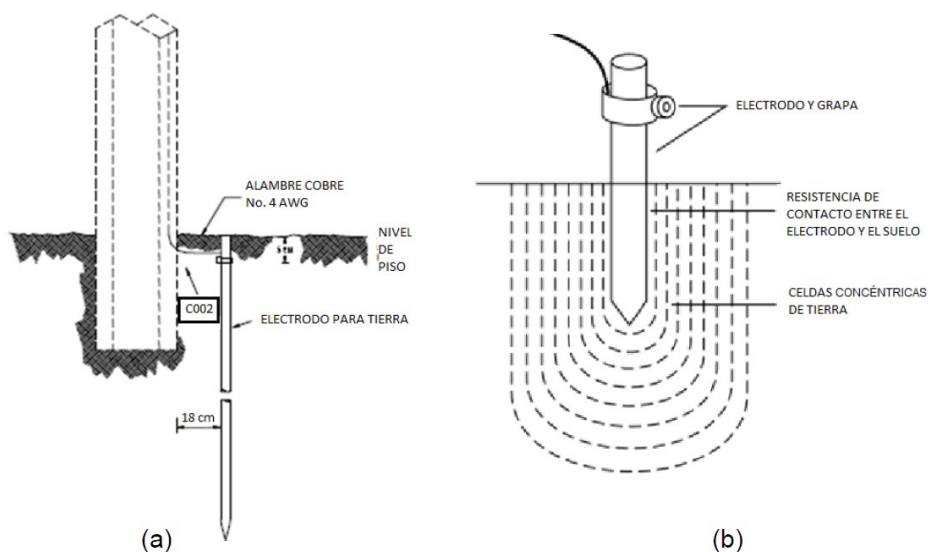


Figura 12 - Electrodo de tierra

5.2.9.5 Mejoras a sistema de tierra

a) Mejora a sistemas de tierra con contra-antenas

La mejora de la resistencia de tierra mediante la utilización de contra antena de conductor se efectúa cuando el valor de la resistencia de tierra con un electrodo supera el valor máximo de 25Ω y cuando la adición de electrodos se dificulta por las características del subsuelo, por lo que se puede optar por instalar líneas radiales con conductor de cobre desnudo partiendo desde el electrodo ya instalado.

Estas líneas radiales van enterradas en una zanja con profundidad mínima de 40 cm. En zonas urbanas la ranura se deberá hacer entre el cordón y la banqueta.

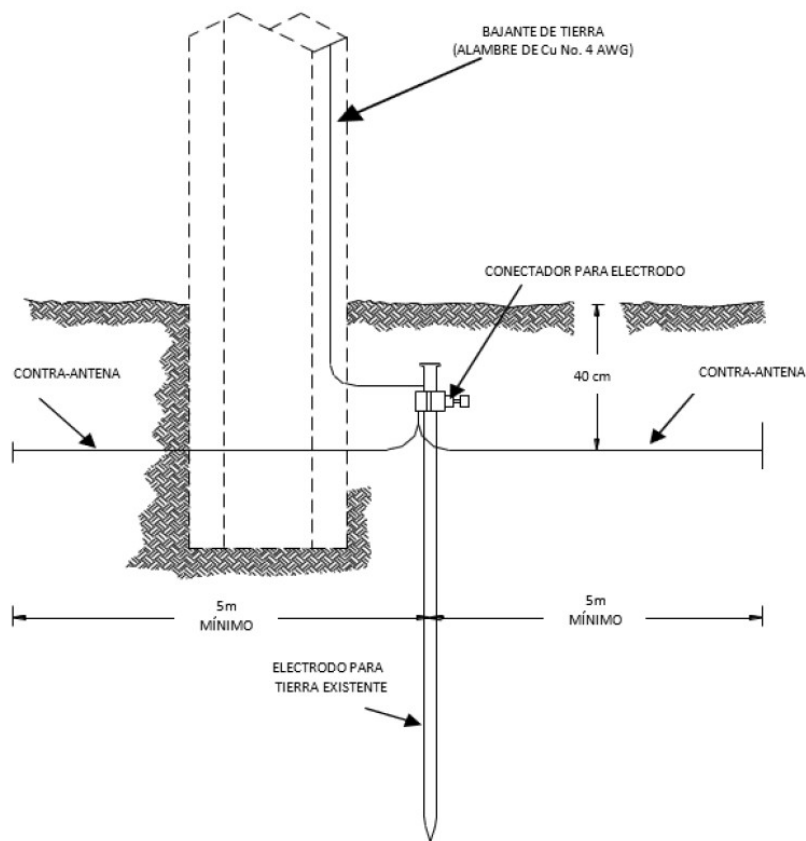


Figura 13 - Mejoramiento de sistema de tierras con contra antenas

Se deberá hacer dos zanjas en sentido longitudinal de la línea con una distancia de mínima de 5 m cada una (o la distancia que permita la experiencia de pruebas en terrenos similares). Se realiza nuevamente la medición de la resistencia y en función de los valores obtenidos se reducirá el número de zanjas y su longitud para llegar al valor que se indica en la sección 5.2.9.2.

La construcción de zanjas en áreas urbanas deberán ser las siguientes zanjas continuando a las anteriores, y áreas rurales las zanjas deberán ser perpendiculares a la línea.

El calibre mínimo de conductor será 4 AWG de cobre y deberá conectarse al electrodo para tierra.

b) Mejora a sistema de tierra con Bentonita

Para mejorar el sistema de tierras en terrenos con valores de resistividad altos, debido a que la resistividad del terreno la cual depende de la composición del mismo. Uno de los sistemas económicos y de mayor efectividad para abatir la resistividad es mediante la aplicación de bentonita sódica.

El tratamiento a terrenos con valores de resistividad altos con la aplicación de bentonita se puede utilizar con electrodos o mediante el uso de contra-antenas de conductores de cobre desnudo.

Para todos los casos donde se utilice bentonita la mezcla debe ser de 1,5 litros de agua por cada kilogramo de bentonita. Este material se debe mezclar hasta obtener una masa uniforme y gelatinosa, una vez terminado el trabajo se debe permitir el acceso al agua para mantener la humedad de la mezcla.

En terrenos rocosos, se efectúan perforaciones con equipo neumático o moto-vibrador con una broca de 5,08 cm de diámetro y de 150 cm de longitud. El número de perforaciones dependerá de las características del terreno para obtener un valor menor o igual a 25 Ω inmediatamente después de

haber efectuado la instalación, se elabora una parrilla con alambre de cobre semiduro desnudo, calibre 4 AWG de una pieza (sin empalmes) para insertarse en las perforaciones. Ambos extremos del alambre se unen con conector, finalmente las zanjas y las perforaciones se llenan con una pasta fluida de bentonita con agua, véase **Figura 14**.

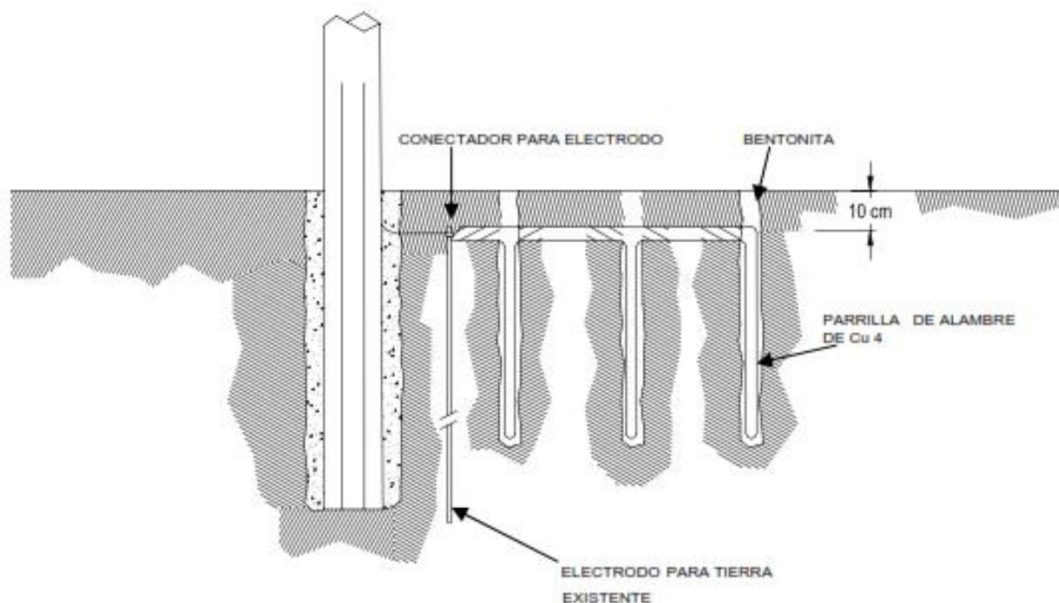


Figura 14 - Mejoramiento del sistema de tierras con bentonita

La parte superior de la zanja se rellena mínimo 10 cm con el material producto de la excavación.

Cuando se realicen perforaciones en banquetas, arroyo de calles se deberá realizar la reposición de las instalaciones afectadas con materiales y acabados similares a los existentes.

c) Mejora a Sistema de tierra con electrodos

Para mejorar el sistema de tierras con electrodos es necesario hacer una cepa de 45 cm de diámetro por 1,50 m de profundidad para la instalación de un electrodo de tierra adicional al centro de la misma, y se llena la cepa con la mezcla de bentonita y agua. Posteriormente se agrega agua para que el terreno se impregne bien con la mezcla, véase la **Figura 14**.

d) Mejora a Sistema de tierra con contra-antenas bentonita y electrodo.

Para mejorar el sistema de tierras con contra antenas, bentonita y electrodos en terrenos rocosos, es necesario instalar una red de contra-antenas como se ilustra en la **Figura 15**, para ello se debe llenar la zanja con una mezcla de bentonita y agua a lo largo de las contra-antenas del electrodo. Posteriormente se rellena con el material producto de la excavación.

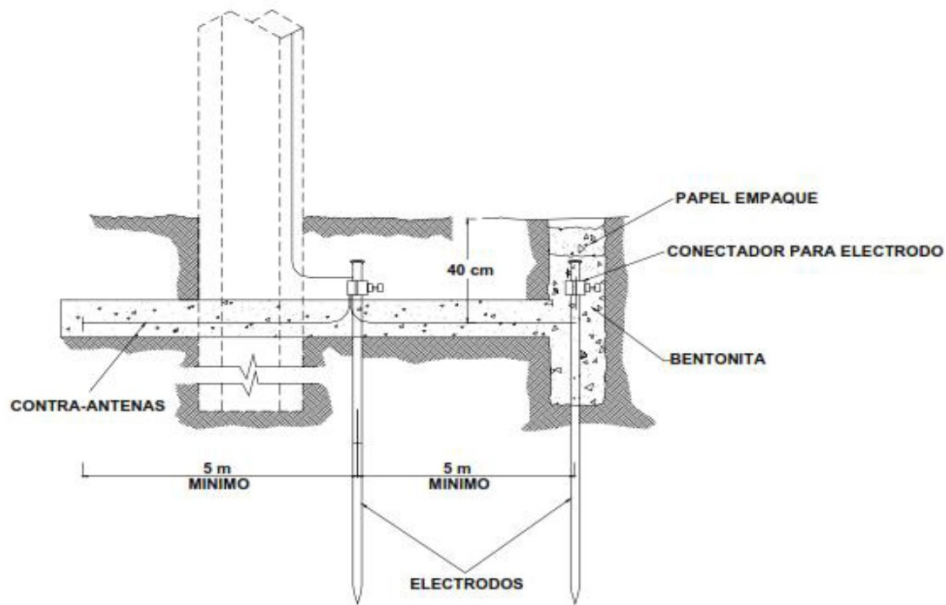


Figura 15 - Sistema de tierra con contra antenas bentonita y electrodo

5.2.9.6 Selección del conductor neutro corrido

La selección del conductor neutro corrido para un sistema trifásico balanceado (3F-4H) multiaterrizado para líneas de media tensión con diferentes tipos de cable conductor, se debe seleccionar de acuerdo con la **Tabla 33**.

En áreas urbanas el neutro corrido será el de la línea de baja tensión, siempre y cuando sea equivalente o mayor al de la **Tabla 33**.

Tabla 33 - Selección del conductor neutro corrido

Conductor de fase		Conductor neutro corrido	
Calibre AWG/ kCM	Material	Calibre AWG/ kCM	Material
1/0	ACSR	1/0	ACSR
3/0		1/0	
266,8		1/0	
336,4		1/0	
477		3/0	
1/0	Cobre	2	Cobre
3/0		1/0	
250		1/0	

Para líneas de media tensión con guarda, ubicadas en áreas rurales con contaminación se debe utilizar cable ACS (cable de acero recubierto con cobre soldado) como cable de guarda, en su equivalente al conductor de cobre en conductividad.

El neutro como cable de guarda no se debe instalar en áreas urbanas

5.2.9.7 Conexión a tierra del conductor neutro corrido o guarda

La conexión a tierra del conductor neutro corrido con el cable de guarda de las líneas de media tensión deberá mediar la bajante de tierra con alambre de cobre 4 AWG semiduro desnudo, véase **Figura 16**.

Para la conexión del conductor neutro corrido a la bajante de tierra, se debe utilizar el conector adecuado.

En líneas de media tensión rurales con neutro corrido o cable de guarda, se debe instalar una bajante de tierra cada dos estructuras conectándose a dicho conductor.

Cuando exista cable de guarda, la bajante de tierra se sostendrá entre el canal de un bastidor y el poste.

Cuando la bajante de tierra pase por la cruceta, se sujetará en una de las tuercas de la abrazadera.

La conexión de la bajante de tierra al neutro o cable de guarda ACSR o ACS se debe hacer mediante un conector.

De existir puentes en la estructura, se debe hacer la conexión en el puente, no se permite hacer conexiones en la línea con tensión mecánica.



Figura 16 - Conexión de cable de neutro corrido con cable de guarda.

5.2.9.8 Conexión a tierra de apartarrayos

La conexión para tierra se debe efectuar interconectando las colillas de los apartarrayos, mediante un alambre de cobre 4 AWG de una sola pieza apoyado sobre la cruceta de la estructura, el cual debe conectarse a la bajante para tierra mediante un conector.

La conexión a tierra de los apartarrayos o bajante de tierra no debe ser rígida para que en caso de falla se pueda expulsar el indicador del apartarrayos.

5.2.9.9 Conexión a tierra en transformadores

En sistemas de distribución con neutro corrido, para conectar el neutro y la bajante de tierra. La conexión del neutro y a tierra se hace en las terminales y en la placa del tanque del transformador

En sistemas con neutro corrido donde se instalen transformadores monofásicos de dos boquillas con una tensión nominal inferior a la del sistema, una de las boquillas del lado de media tensión se conecta a la fase. La otra boquilla se conecta directamente a la bajante a tierra, a la boquilla del neutro en la baja tensión y al tanque en forma continua.

El punto de conexión inferior para tierra del tanque se debe conectar directamente a la bajante para tierra, que a su vez se debe conectar al neutro del sistema.

5.2.10 Sistema de puesta a tierra en redes subterráneas

5.2.10.1 Generalidades

En sistemas subterráneos de distribución en baja y media tensión

El conductor de neutro corrido deberá tener múltiples conexiones de puesta a tierra para garantizar en los sitios en donde se instalen accesorios y equipos, una resistencia a tierra inferior a 10 Ω en época de estiaje y menor a 5 Ω en época de lluvia, debiendo ser todas conexiones del tipo exotérmica o a compresión.

El neutro corrido deberá quedar alojado en el mismo ducto de una de las fases o podrá quedar directamente enterrado, excepto en terrenos corrosivos con alto contenido de sales y sulfatos.

La pantalla metálica del cable deberá conectarse sólidamente a tierra en todos los puntos donde existan equipos o accesorios, véase artículo 250 de la NOM-001-SEDE-2012.

En equipos como transformadores o seccionadores, se permite la puesta a tierra de los accesorios mediante sistemas mecánicos.

Por razones de seguridad en sistemas subterráneos las pantallas metálicas de los conductores deben estar siempre puesta a tierra al menos en un punto con el objeto de limitar las tensiones inducidas a un valor de 55 V, NOM-001-SEDE-2012.

El acero de refuerzo de los pozos de visita se podrá emplear para la interconexión el sistema de tierras.

Los electrodos de tierra deberán tener las siguientes características:

- Una es su propia resistencia, la cual puede ser despreciable para efectos de cálculo, pero las conexiones entre el electrodo y conductor de bajada pueden llegar a tener una resistencia considerable con el tiempo.
- La resistencia de contacto entre electrodo y suelo, cuando está libre de grasa o pintura, es despreciable. Sin embargo, la resistencia de contacto puede aumentar significativamente en terrenos secos, aumentando cuando el contenido de humedad disminuye por debajo del 15%.
- La resistencia del terreno circundante; está es la componente que determina el valor de la resistencia de una puesta a tierra y depende básicamente de la resistividad del suelo y de la distribución de la corriente proveniente del electrodo.
- Alrededor del electrodo de puesta a tierra, la resistencia del suelo es la suma de las resistencias serie de las celdas o capas coaxiales circundantes del suelo, localizadas progresivamente hacia fuera del electrodo, véase **Figura 17**, a medida que aumenta la distancia, las capas del suelo presentan una mayor área transversal a la corriente y por tanto una menor resistencia. Se sigue entonces que la resistencia de puesta a tierra reside esencialmente en las capas de suelo más próximas al electrodo. Normalmente para una varilla de 2,4 m, el 90% del valor de la resistencia de puesta a tierra se encuentra dentro de un radio de 3 m.

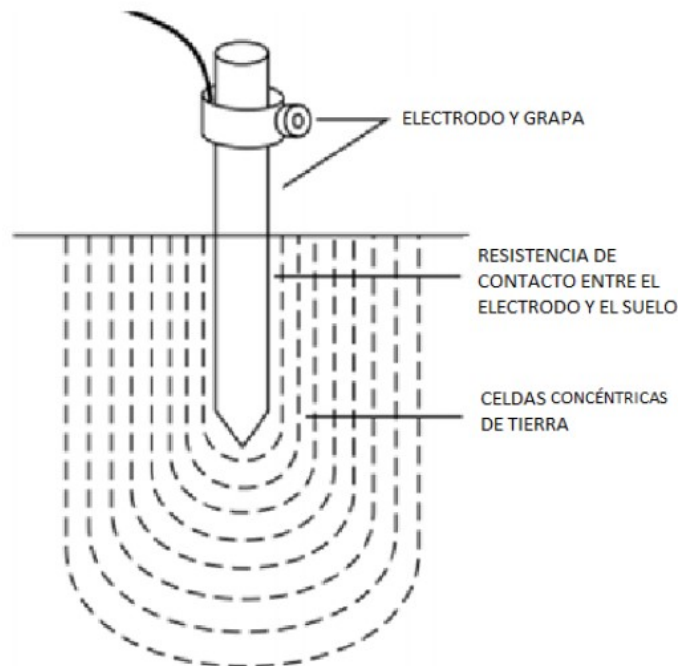


Figura 17 - Distribución de resistencia del electrodo

No se permitirá la instalación de electrodos de tierra en los cárcamos de los pozos de visita, registros y/o bóvedas.

5.2.10.2 Mejoramiento de los valores de resistencia de conexión a tierra

a) Electrodo profundo

Cuando el terreno es penetrable se puede utilizar electrodos profundos para mejorar el valor de la resistencia de tierra.

b) Electrodo múltiples en paralelo

En terrenos con valores de resistividad elevados de las capas superiores más bajas en relación con las capas más profundas o en casos donde no se puedan obtener las profundidades adecuadas de los electrodos de tierra, se recomienda la instalación de dos o más electrodos en paralelo.

c) Contra antenas

En terrenos donde no es posible la penetración de los electrodos teniéndose un manto delgado del suelo sobre el subsuelo de roca, se recomienda la instalación de conductores directamente enterrados a baja profundidad a lo largo de las zanjas construidas para contener el conductor.

d) Concreto armado

El concreto armado puede considerarse como un electrodo metálico inmerso en un medio razonablemente homogéneo, cuya resistividad está en el orden de los 30 Ω -m. El concreto a su vez inmerso en el terreno, cuya resistividad puede variar desde 1 hasta 1 000 Ω -m. Por tanto, la relación de resistividades del concreto y terreno determinará la resistencia de dispersión a tierra resultante.

e) Reducción con procedimientos artificiales

En algunos terrenos con alta resistividad, las prácticas con los métodos anteriores pueden resultar insuficientes para cumplir con los valores de resistencia de conexión a tierra recomendados.

Para ello se puede emplear medios artificiales tales:

1. tierra vegetal,
2. bentonita, y/o
3. intensificadores químicos, para mejorar el valor de resistencia de conexión a tierra.

5.2.10.3 Conexiones a tierra en transformadores y apartarrayos

En sistemas subterráneos en el nodo abierto se instalarán accesorios mediante apartarrayos en ambas puntas del cable, seleccionando cualquiera las siguientes alternativas:

El conductor flexible de la terminal para conexión a tierra del apartarrayos se debe conectar al alambre de cobre de sección transversal de 21,2 mm² (4 AWG) con conectores de compresión de cobre en los sistemas aéreos.

En el caso de apartarrayos tipo codo, el conductor flexible de la terminal para la conexión a tierra de los equipos se debe conectar al neutro corrido del sistema.

Todas las conexiones a tierra se deben hacer sólidamente mediante conexiones exotérmicas o conectores a compresión.

La conexión al sistema de tierra desde el sistema aéreo se debe conectar directamente al neutro corrido y a un electrodo de tierra, usando alambre de cobre con sección transversal de 21,2 mm² (4 AWG) como mínimo.

La conexión de la línea al equipo o cortocircuito fusible se hará con alambre de cobre semiduro con sección transversal de 21,2 mm² (4 AWG), este puente quedará de paso por el apartarrayos. En el caso de apartarrayos tipo codo éste se debe conectar en el nodo normalmente abierto instalándose directamente en la boquilla tipo inserto del equipo.

En el caso de que el equipo por alimentar requiera de un conductor de mayor sección transversal de 21,2 mm² (4 AWG), el puente de la línea al equipo se debe hacer de una sola pieza y la conexión al apartarrayos que se tomará como una derivación, se hará con alambre de cobre de sección transversal de 21,2 mm² (4 AWG) como mínimo.

5.2.10.4 Conexiones a tierra de accesorios

La puesta a tierra de los accesorios premoldeados, así como del adaptador de tierras se deberá hacer con cable de cobre forrado con una sección transversal de 5,26 mm² (10 AWG), considerando una suficiente longitud para permitir que el codo sea conectado y desconectado con plena libertad.

5.2.10.5 Conexión a tierra en baja tensión

El neutro deberá ponerse a tierra mediante el conector múltiple en el último registro del circuito secundario y el transformador mediante la conexión al sistema de tierras.

En áreas con ambientes secos la conexión se realizará a través de cable de cobre desnudo de sección transversal de 33,6 mm² (2 AWG) como mínimo.

Se podrá utilizar el sistema de tierras de la subestación para interconectar el neutro corrido del transformador, los accesorios premoldeados, la terminal y los electrodos de tierra localizados en el registro de la base del equipo.

Todos los sistemas de tierras deben tener una resistencia máxima equivalente a $10\ \Omega$ en época de estiaje y de $5\ \Omega$ en época de lluvias, debiendo ser todas las conexiones del tipo exotérmicas o a compresión.

5.2.11 Medidas para proteger a las personas que trabajan en las instalaciones eléctricas

5.2.11.1 Espacio para subir

Deben aplicarse estos requisitos a las partes de las estructuras utilizadas por los trabajadores para subir.

a) Localización y dimensiones

- 1) Debe dejarse un espacio para subir a la estructura con las dimensiones horizontales especificadas en 5.2.11.1. e);
- 2) El espacio para subir se requiere solamente en un lado o esquina del soporte; y
- 3) El espacio para subir debe considerarse verticalmente arriba y abajo de cada nivel de los conductores, como se indica 5.2.11.1. e) f).

b) Partes de la estructura en el espacio para subir. Cuando las partes de la estructura estén en un lado o esquina del espacio para subir, no se considera que obstruyan dicho espacio.

c) Localización de las crucetas respecto al espacio para subir. Se recomienda que las crucetas se localicen en el mismo lado del poste. Esta recomendación no debe aplicarse cuando se utilicen crucetas dobles o cuando las crucetas no sean paralelas.

d) Localización del equipo eléctrico respecto del espacio para subir. Cuando los equipos eléctricos se localicen abajo de los conductores deben instalarse fuera del espacio para subir.

e) Espacio para subir entre conductores. El espacio para subir entre conductores debe tener las dimensiones horizontales indicadas en la **Tabla 34**. Estas dimensiones tienen el propósito de dejar un espacio para subir de 600 mm libre de obstáculos; para tensiones mayores que 3 kV los conductores desnudos o forrados deben protegerse temporalmente con cubiertas aislantes adecuadas a la tensión eléctrica existente. El espacio para subir debe dejarse longitudinal y transversalmente a la línea, y extenderse verticalmente a un mínimo de 1 000 mm arriba y abajo de los conductores que limiten el espacio mencionado.

Cuando existan conductores de comunicación arriba de los conductores eléctricos (con tensiones mayores a 8,7 kV a tierra o 15 kV entre fases), el espacio para subir debe extenderse verticalmente por lo menos 1 500 mm arriba del conductor eléctrico más alto.

Excepción 1 - Este requisito no debe aplicarse en caso de que se tenga establecida la práctica de que los trabajadores no suban más allá de los conductores y del equipo, a menos que estén desenergizados.

Excepción 2 - Este requisito no debe aplicarse si el espacio para subir puede ser obtenido con el desplazamiento temporal de los conductores o utilizando equipo para trabajar con línea energizada.

f) Espacio para subir frente a tramos longitudinales de línea no soportados por crucetas. El ancho total del espacio para subir debe dejarse frente a los tramos longitudinales y extenderse verticalmente 1 000 mm arriba y abajo del tramo [o 1 500 mm conforme a lo que se indica en 5.2.11.1 e)].

El ancho del espacio para subir debe medirse a partir del tramo longitudinal de que se trate. Debe considerarse que los tramos longitudinales sobre bastidores, o los cables soportados en mensajeros de RT, no obstruyan el espacio para subir, siempre que, como práctica invariable, todos sus conductores sean protegidos con cubiertas aislantes adecuadas o en alguna otra forma, antes de que los trabajadores asciendan.

Excepción: Si se instala un tramo longitudinal en el lado o esquina de la estructura donde se encuentre el espacio para subir, el ancho de este espacio debe medirse horizontalmente del centro de la estructura hacia los conductores eléctricos más próximos sobre la cruceta, siempre que se cumplan las dos condiciones siguientes:

- 1) Que el tramo longitudinal corresponda a una línea eléctrica abierta con conductores de 1 000 V o menos, o bien con cables aislados de los tipos descritos en 5.2.1 b) 2) de cualquier tensión eléctrica, los cuales estén sujetos cerca de la estructura por ménsulas, bastidores, espigas, abrazaderas u otros aditamentos similares.

- 2) Que los conductores eléctricos más próximos soportados en la cruceta, sean paralelos al tramo de línea eléctrica, se localicen del mismo lado de la estructura que dicho tramo y estén a una distancia no mayor que 1 200 mm arriba o abajo del tramo de línea.
- g) Espacio para subir frente a conductores verticales. Los tramos verticales protegidos con tubo (conduit) u otras cubiertas protectoras similares, que estén sujetos firmemente a la estructura sin separadores, no se considera que obstruyan el espacio para subir.

Tabla 34 - Separación horizontal mínima entre conductores que limitan el espacio para subir

Conductores que limitan el espacio para subir		Separación horizontal d) en estructuras que soporten conductores:		
Tipo	Tensión eléctrica a)	Comunicación	Eléctricos	Eléctricos arriba de conductores de comunicación
Comunicación	0 V hasta 150 V	Sin requisitos	--	c)
	Más de 150 V	600 mm recomendado	--	c)
Eléctricos aislados	Todas tensiones	--	--	c)
Eléctricos aislados con mensajero desnudo	Todas tensiones	--	600 mm	600 mm
Eléctricos en línea abierta o conductores forrados	0 V hasta 750 V	--	600 mm	600 mm
	Más de 750 V hasta 15 kV	--	750 mm	750 mm
	Más de 15 kV hasta 28 kV	--	900 mm	900 mm
	Más de 28 kV hasta 34,5 kV	--	1 000 mm	1 000 mm

a) Todas las tensiones eléctricas son entre los dos conductores que limitan el espacio para subir, excepto para conductores de comunicación, en los que la tensión eléctrica es a tierra. Cuando los conductores son de diferente circuito, la tensión eléctrica entre ellos debe ser la suma aritmética de las tensiones de cada conductor de puesta a tierra, para un circuito conectado a tierra, o de fase a fase si se trata de un circuito no conectado a tierra.

b) No se recomienda esta posición de las líneas y debe evitarse.

c) El espacio para subir debe ser el mismo que el requerido para los conductores eléctricos colocados inmediatamente arriba, con un máximo de 750 mm.

d) Para la utilización de estas separaciones, los trabajadores deben tener presentes las normas de operación y seguridad para líneas de que se trate.

5.2.11.2 Espacio para trabajar

- a) Localización. Deben dejarse espacios para trabajar en ambos lados del espacio para subir.
- b) Dimensiones
- 1) A lo largo de la cruceta. El espacio para trabajar debe extenderse desde el espacio para subir hasta el más alejado de los conductores en la cruceta;
 - 2) Perpendicular a la cruceta. El espacio para trabajar debe tener la misma dimensión que el espacio para subir, para mayor información véase 5.2.11.1 e). Esta dimensión debe medirse horizontalmente desde la cara de la cruceta; y
 - 3) Vertical a la cruceta. El espacio para trabajar debe tener una altura mínima de acuerdo con 5.2.2.2, para la separación vertical de conductores soportados en diferentes niveles en la misma estructura.
- c) Localización de conductores verticales y derivados respecto del espacio para trabajar. Los espacios para trabajar no deben obstruirse. Los conductores verticales o derivados deben colocarse al lado opuesto del espacio destinado para subir en la estructura; en caso de no ser posible, pueden colocarse en el mismo lado para subir, siempre que queden separados de la estructura por una distancia mínima equivalente al ancho del espacio para subir requerido para los conductores de mayor tensión eléctrica. Los conductores verticales canalizados o protegidos con cubiertas protectoras para usos eléctricos, pueden quedar colocados sobre el lado para subir de la estructura;

d) Localización de crucetas transversales respecto a los espacios para trabajar

Las crucetas transversales (véase **Figura 18**) pueden utilizarse si cumplen con el espacio mínimo de acuerdo con la **Tabla 34**, para mayor información véase 5.2.2.8, ya sea por incremento en el espacio entre las crucetas de líneas o en su caso utilizando estructuras más altas.

- 1) Altura normal del espacio para trabajar. Debe dejarse el espacio lateral para trabajar de acuerdo con la **Tabla 4**, entre los conductores derivados sujetos a la cruceta transversal y los conductores de línea. Esto puede realizarse incrementando el espacio entre las crucetas de línea; y
- 2) Altura reducida del espacio para trabajar. Cuando ninguno de los circuitos involucrados exceda la tensión eléctrica de 8.7 kV a tierra o de 15 kV entre fases y se mantengan las separaciones que se indican en 5.2.2.1 a) 1) y 2), los conductores soportados en la cruceta transversal pueden colocarse entre las líneas adyacentes que tengan un espaciamiento vertical normal, aun cuando dicha cruceta obstruya el espacio normal para trabajar, siempre que se mantenga un espacio para trabajar no menor que 450 mm de altura entre los conductores de línea y los conductores derivados. Esta altura debe quedar arriba o abajo de los conductores de línea, según sea el caso.

El anterior espacio para trabajar puede reducirse a 300 mm, siempre que se cumplan las dos condiciones siguientes:

- i. Que no existan más de dos grupos de crucetas de línea y de crucetas transversales; y
- ii. Que la seguridad en las condiciones de trabajo sea restituida mediante la utilización de equipo de protección de hule y otros dispositivos adecuados para aislar y cubrir los conductores de línea y el equipo en donde no se esté trabajando.

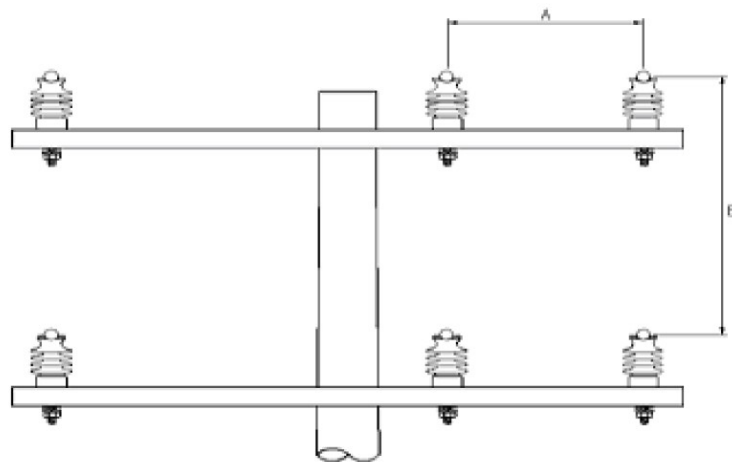


Figura 18 - Localización de crucetas transversales

En donde:

- A** es la distancia horizontal entre conductores en los soportes de los aisladores.
- B** es la distancia vertical entre los conductores en los soportes de los aisladores.

5.2.11.3 Acceso en registros de redes subterráneas

- 1) El acceso a los pozos debe tener un espacio libre mínimo de 56 cm x 65 cm si es rectangular, o de 84 cm de diámetro si es circular. En el caso de líneas de comunicación dicho espacio debe ser de 40 cm x 50 cm si es rectangular. El acceso debe estar libre de protuberancias que puedan lesionar al personal o que impidan una rápida salida.

- 2) El acceso a pozos y bóvedas no debe ser localizado directamente sobre los cables o equipo. Cuando el acceso interfiera con algún obstáculo, puede quedar localizado sobre los cables, si se cumple con alguna de las siguientes medidas:
 - una señal de advertencia adecuada;
 - una barrera de protección sobre los cables; o
 - una escalera fija.
- 3) En bóvedas puede tenerse otro tipo de aberturas localizadas sobre el equipo, para facilitar su operación desde el exterior

5.2.12 Protección del peligro que resulta de un arco eléctrico ante la presencia de una falla o una desconexión con carga (Dispositivos de protección y desconexión)

5.2.12.1 Generalidades

Las líneas áreas de media y baja tensión deben protegerse contra sobrecorrientes; existen diversos dispositivos de protección para este fin como son los interruptores y fusibles. Cuando dos o más dispositivos de protección se encuentran localizados entre el punto de falla y la fuente de suministro, dichos dispositivos deben coordinarse para asegurar que opere y libere la falla, el dispositivo más próximo a la falla. Los otros dispositivos hacia la fuente deben ajustarse de manera que operen en secuencia para proporcionar protección de respaldo.

Las líneas aéreas deben tener un dispositivo de protección contra sobrecorriente en cada conductor de fase. El dispositivo o dispositivos de protección debe ser capaz de detectar e interrumpir corrientes eléctricas de todos los valores que se puedan producir en la instalación por encima de su ajuste de disparo o punto de fusión. En ningún caso la corriente nominal del dispositivo debe ser mayor que 300 % la capacidad de conducción de corriente del conductor. El ajuste del elemento de disparo con retardo de tiempo de un interruptor o el mínimo ajuste de disparo de un fusible accionado electrónicamente, no debe ser mayor que 600 % la capacidad de conducción de corriente del conductor.

Deben coordinarse el tiempo de funcionamiento del dispositivo protector, la corriente eléctrica de cortocircuito y el conductor utilizado, para evitar daños o temperaturas peligrosas en los conductores o a su aislamiento si se produjera un cortocircuito.

5.2.12.2 Protección contra sobrecorriente

Debe proveerse protección contra sobrecorriente en cada conductor de fase por medio de alguna de las siguientes formas:

- a) Relevadores de sobrecorriente y transformadores de corriente. En circuitos trifásicos los interruptores de potencia utilizados para la protección contra sobrecorriente, deben tener como mínimo tres relevadores de sobrecorriente (Uno por fase) accionados por tres transformadores de corriente (TC) (Uno por fase) o un relevador trifásico.

Excepción 1 - Un relevador de sobrecorriente accionado por un transformador de corriente que enlaza a todos los conductores de un circuito de tres fases, tres hilos, puede reemplazar al relevador residual y a uno de los transformadores de corriente de los conductores de fase o que el relevador trifásico contenga dentro de sus funciones la del elemento residual.

Cuando el neutro no está puesto a tierra en el lado de la carga del circuito, se permite que el transformador de corriente enlace a los tres conductores de fase y al conductor puesto a tierra del circuito.

- b) Fusibles. Debe conectarse un fusible en serie con cada conductor de fase con objeto de proteger contra sobrecargas y cortocircuito.
- c) Interruptores termomagnéticos. Estos al igual que los fusibles protegerán a los conductores de cada fase contra sobrecargas y cortocircuito con una mayor sensibilidad.

5.2.12.3 Dispositivos de interrupción**a) Restauradores**

- 1) En las instalaciones interiores, los interruptores automáticos deben ubicarse dentro de gabinetes metálicos o en celdas resistentes al fuego. Se permite instalación a la vista en lugares accesibles solamente a personas calificadas;
- 2) Los interruptores automáticos utilizados para el control de transformadores en aceite deben situarse ya sea en el exterior de la bóveda del transformador o deben poder operarse desde el exterior de la bóveda;
- 3) Los interruptores automáticos en aceite deben ubicarse de forma tal que las estructuras o materiales combustibles, estén protegidos de manera apropiada; y
- 4) Los restauradores deben tener el siguiente equipo y características de operación:
 - i. Medio mecánico accesible para su operación desde la parte inferior del equipo u otro medio aprobado únicamente para la apertura de éste por accionamiento manual, independiente de cualquier potencia de control;
 - ii. Disparo libre;
 - iii. Operar los interruptores independientes de la velocidad de la operación manual si el restaurador puede abrirse o cerrarse mientras esté energizado;
 - iv. Indicador mecánico de posición en el restaurador, para mostrar desde la parte inferior del equipo la posición abierta o cerrada de los contactos principales;
 - v. En el caso de operación remota, un medio de indicación de la posición abierta o cerrada del restaurador en el (los) sitio(s) desde el (los) cual(es) pueda operarse; y
 - vi. Una placa de datos legible y permanente, que muestre el número de identificación o código del tipo según el fabricante, capacidad de corriente eléctrica nominal, corriente de interrupción en amperes (A) y la capacidad nominal máxima de tensión eléctrica.
 - vii. se deberá contar con un puerto de comunicación, el cual permitirá tener acceso a las funciones del equipo y poder analizar el estado operativo que éste guarda en todo momento y garantizar la seguridad del personal.
- 5) La capacidad de corriente eléctrica nominal en régimen continuo del restaurador, no debe ser menor que la corriente eléctrica máxima que circule en forma continua a través del restaurador;
- 6) La capacidad nominal de interrupción del restaurador no debe ser menor que la corriente máxima de falla que debe interrumpir, incluyendo las contribuciones de todas las fuentes de energía conectadas;
- 7) La capacidad nominal de cierre de un restaurador, no debe ser menor que la corriente eléctrica de falla máxima asimétrica, en la cual el restaurador pueda cerrarse; por lo que la empresa suministradora entregará los valores de cortocircuito del punto donde se instalará el equipo en la red eléctrica, para garantizar que cumpla con los requerimientos solicitados.
- 8) La capacidad nominal de interrupción momentánea de un restaurador, no debe ser menor que la corriente eléctrica de falla máxima asimétrica en el punto de su instalación; y
- 9) La tensión eléctrica máxima nominal de un restaurador no debe ser menor que la tensión eléctrica máxima del circuito.

b) Cortacircuito fusible (CCF) de simple expulsión.

- 1) Uso. Es un dispositivo que por la fusión de uno o más de sus componentes abre el circuito al que se encuentra interconectado e interrumpe la corriente cuando ésta excede un valor dado durante un tiempo suficiente. Lo anterior lo realiza por medio de la caída automática del portafusible a una posición que proporciona una distancia de aislamiento después de que el fusible ha operado. Los CCF deben colocarse en cada conductor de fase. Se permite usar dos fusibles de potencia en paralelo para proteger la misma carga, si cumplen con las siguientes características:

- i. Capacidad nominal de tensión;
 - ii. Capacidad nominal de corriente en operación continua; y
 - iii. Capacidad nominal de corriente de interrupción.
 - iv. Nivel de aislamiento
 - v. Distancia de fuga mínima
- 2) Identificación de las unidades fusibles y de sus montajes. Las unidades fusibles y los montajes para fusibles deben tener placas de identificación legibles y permanentes, mostrando el tipo o designación del fabricante, la capacidad nominal de corriente en régimen de operación continua, la capacidad nominal de corriente de interrupción y la capacidad nominal de tensión eléctricas máximas de operación.
- 3) Instalación. Los cortacircuitos fusibles deben cumplir con:
- Para fusibles. Los fusibles deben instalarse de forma que su operación no represente peligro para las personas o propiedades;
 - Para portafusibles. Los portafusibles deben seleccionarse e instalarse de tal forma que queden desenergizados cuando se tenga que reemplazar un fusible.

Excepción - Se permite el uso de fusibles y portafusibles diseñados para permitir el reemplazo de fusibles por personas calificadas, que utilicen el equipo diseñado para ese propósito sin desenergizar el cortacircuito fusible de expulsión.

- 4) Operación. Cuando se requiera operar cortacircuitos fusibles con carga, se debe hacer con interruptor portátil para abrir con carga, para el voltaje requerido.
- 5) Instalación en estructuras exteriores. La altura de los cortacircuitos instalados en estructuras exteriores, deben cumplir con la separación entre las partes energizadas más bajas (posición abierta o cerrada) y las superficies verticales, donde pueda haber personas.

Los cortacircuitos deben estar localizados de manera que puedan operarse con facilidad y seguridad para que sea posible el reemplazo de fusibles, y que la expulsión de los gases del fusible no sea peligrosa para las personas. Los cortacircuitos de distribución no deben usarse en interiores o subterráneos o en envoltentes metálicos;

c) Cuchillas seccionadoras de operación con carga

- 1) Uso. Las cuchillas seccionadoras de operación con carga deben usarse en conjunto con restauradores, seccionadores y fusibles para incrementar la flexibilidad del circuito. Cuando estos dispositivos se usan en forma combinada, deben estar coordinados eléctricamente, de forma que resistan con seguridad los efectos de cierres, transporte o interrupción de todas las corrientes eléctricas posibles, incluyendo el nivel de cortocircuito máximo en el alimentador;
- 2) Selección. Las cuchillas seccionadoras de operación con carga deben seleccionarse considerando lo siguiente:
- i. Capacidad nominal de corriente eléctrica en régimen continuo. La capacidad nominal de corriente eléctrica en régimen continuo de las cuchillas debe ser igual o mayor que la corriente eléctrica máxima que circule en el punto de instalación.
 - ii. Capacidad nominal tensión eléctrica. La capacidad nominal de tensión eléctrica máxima de las cuchillas debe ser igual o mayor que la tensión máxima del circuito.
- 3) Operación: El mecanismo de operación para la desconexión debe instalarse de manera que pueda operarse desde un lugar donde el operador no esté expuesto a partes energizadas, y debe disponerse de manera que abra simultáneamente, en una sola operación, todos los conductores de fase del circuito. Los desconectores deben instalarse de manera que puedan bloquearse en la posición de abierto, así mismo el maneral de operación del equipo deberá estar debidamente aterrizado y puesto a tierra, garantizando en todo momento que cuando están se operen con su equipo de seguridad personal, no se presente riesgo para nuestro personal.

d) Seccionador

El seccionador debe utilizarse en conjunto con restauradores y fusibles para incrementar la flexibilidad, confiabilidad y coordinación de protecciones del circuito alimentador. Cuando estos dispositivos se usan en forma combinada, deben estar coordinados eléctricamente, de forma que resistan con seguridad los efectos de cierres, transporte o interrupción de todas las corrientes eléctricas posibles, incluyendo el nivel de cortocircuito máximo en el circuito.

1) El seccionador debe tener el siguiente equipo y características de operación:

- i. Un medio mecánico accesible para su operación desde la parte inferior del equipo u otro medio aprobado únicamente para la apertura de éste por accionamiento manual, independiente de cualquier potencial de control;
- ii. Disparo libre;
- iii. Si el seccionador puede abrirse o cerrarse mientras esté energizado, deben operar los interruptores independientes de la velocidad de la operación manual;
- iv. Un indicador mecánico de posición en el seccionador para mostrar desde la parte inferior del equipo la posición abierta o cerrada de los contactos principales; y
- v. En el caso de operación remota, un medio de indicación de la posición abierta o cerrada del seccionador en el (los) sitio(s) desde el (los) cual(es) pueda operarse.

2) El seccionador debe seleccionarse considerando lo siguiente:

- i. La capacidad de corriente eléctrica nominal en régimen continuo, no debe ser menor que la corriente eléctrica máxima que circule en forma continua a través del seccionador;
- ii. La capacidad nominal de cierre de un seccionador, no debe ser menor que la corriente eléctrica de falla máxima asimétrica, en la cual el seccionador pueda cerrarse;
- iii. No debe ser menor que la corriente eléctrica de falla máxima asimétrica en el punto de su instalación; y
- iv. La tensión eléctrica máxima nominal de un seccionador no debe ser menor que la tensión eléctrica máxima del circuito.

3) Identificación. Una placa de datos legible y permanente, que muestre el nombre del fabricante o marca registrada, número de identificación o código del tipo según el fabricante, capacidad de corriente eléctrica nominal, corriente de interrupción en amperes (A) y la capacidad nominal máxima de tensión eléctrica.**5.2.12.4 Requisitos de protección para las líneas y redes subterráneas**

Las características de los equipos de protección deben determinarse con respecto a su función, la cual puede ser, la protección contra los efectos de: sobrecorrientes (sobrecargas, cortocircuito) y sobretensiones.

Los equipos de protección deben operar a los valores de corriente, tensión y tiempo. Deben adaptarse a las características de los circuitos y a los peligros posibles que puedan presentarse.

1) Protecciones contra sobrecorrientes

Las personas deben protegerse contra lesiones debido a temperaturas excesivas o esfuerzos electromecánicos ocasionados por cualquier sobrecorriente que pueda ocurrir en los conductores vivos.

La protección contra sobrecorriente de un sistema subterráneo debe servir para lo siguiente:

- a) Proteger al equipo durante fallas en el sistema; y
- b) Facilitar la localización y reparación de las fallas.
- c) Los puntos principales a considerar para la protección de las redes subterráneas se pueden reducir a los siguientes:
- d) En la línea y red subterránea, las fallas deben considerarse siempre como fallas permanentes, por lo que no deben realizarse re-cierres;

- e) Deben considerarse los tiempos de operación de las protecciones y la capacidad térmica de los conductores, para evitar envejecimiento prematuro. Deben tomarse las curvas de sobrecarga de corta duración de los conductores, en función de su aislamiento;
- f) Para evitar pruebas repetitivas que envejezcan el aislamiento deben utilizarse indicadores de falla a lo largo del circuito; y
- g) En ramales que tengan solo transformadores, para evitar el uso de indicadores de falla, deben emplearse equipos de localización de sector fallado.

2) Protección contra sobretensiones

Las personas deben protegerse contra lesiones que sean consecuencia de una sobretensión provocada por fenómenos atmosféricos, electricidad estática, fallas en la operación de los equipos de interrupción o bien por fallas entre partes vivas de circuitos alimentados a tensiones diferentes.

Para la coordinación de protecciones contra sobretensión deben instalarse apartarrayos en las transiciones y de frente muerto en los puntos normalmente abiertos de los anillos y ramales radiales.

5.2.13 Protección contra descargas atmosféricas directas

5.2.13.1 Generalidades

Las líneas y equipos en redes aéreas deben protegerse contra sobretensiones que pueden ser ocasionados por maniobras, por campos electromagnéticos que provocan descargas eléctricas, tensiones inducidas, entre otras.

Para la protección contra sobretensiones debe considerarse lo siguiente:

a) Número necesario de apartarrayos

Cuando se utilice como un elemento en un punto del circuito, el apartarrayos debe conectarse a cada conductor de fase. Se permite que una misma instalación del apartarrayos proteja a varios circuitos conectados a un nodo común.

b) Selección del apartarrayos

La selección del apartarrayos de óxidos metálicos ya sea clase intermedia o distribución, debe realizarse de acuerdo con la tensión nominal y conexión a tierra del sistema eléctrico para determinar el MCOV, las corrientes de rayo existentes en la zona, nivel de sobretensiones por maniobra en el punto de instalación, nivel de energía a disipar, tiempo de frente de la corriente y requisitos de protección y distancia de los equipos a proteger, y las fallas de fase a tierra, así como, las sobretensiones por operación de los interruptores.

Se recomienda consultar las instrucciones de los fabricantes para la aplicación y selección del apartarrayos en cada caso particular.

5.2.13.2 Apartarrayos para circuitos de menos de 1 000 V

La capacidad nominal de los apartarrayos debe ser igual o mayor que la tensión de fase a tierra a la frecuencia de sistema que se pueda producir en el punto de protección. Los apartarrayos instalados en circuitos de menos de 1 000 V deben estar aprobados y listados para ese fin.

a) Localización. Está permitido instalar apartarrayos en interiores o exteriores, pero deben ser inaccesibles a personas no-calificadas y lo más cerca posible del equipo.

- i. En instalaciones en vía pública. Los apartarrayos deben instalarse en los puntos normalmente abiertos; y
- ii. En instalaciones subterráneas. Los apartarrayos deben ser de frente muerto.

b) Instalación. El conductor utilizado para conectar el apartarrayos a la red o cables y a tierra no debe ser más largo de lo necesario, y deben evitarse curvas innecesarias.

5.2.13.3 Apartarrayos para circuitos con tensiones mayores que 1 000 V

La tensión máxima de operación continua (MCOV) de los apartarrayos debe ser igual o mayor que la tensión de fase a tierra a la frecuencia de sistema que se pueda producir en el punto de instalación. Los apartarrayos instalados en circuitos de más de 1 000 V deben cumplir con lo siguiente:

a) Los conductores de puesta a tierra no deben ir en una envolvente metálica a no ser que estén conectados equipotencialmente a ambos extremos de dicha envolvente;

- b) Sistemas aéreos en anillo y en transiciones. Deben instalarse apartarrayos en el punto abierto de sistemas aéreos en anillo y en la transición de la línea aérea-subterránea;
- c) Resguardo. Los apartarrayos y sus accesorios deben resguardarse, ya sea por su elevación o por su localización en sitios inaccesibles a personas no-calificadas;
- d) Conexión de puesta a tierra debe cumplir con:
 - i. Para los conductores de puesta a tierra. Los apartarrayos deben ser puestos a tierra
 - ii. Para la conexión de puesta a tierra de partes metálicas de apartarrayos. Cuando no sea factible el resguardo de los apartarrayos mediante su elevación o por su ubicación en sitios inaccesibles a personas no calificadas, o bien, protegidos por defensas o barandales; su estructura y partes metálicas que no conducen corriente eléctrica, deben ser puestos a tierra; y
 - iii. Para los apartarrayos instalados en terminales de cables subterráneos. Cuando se instalen en terminales de cables subterráneos con cubiertas metálicas, éstas deben conectarse al mismo sistema de tierra de los apartarrayos.
- e) Distancia entre apartarrayos. La distancia de separación entre apartarrayos está relacionada con la generación de las tensiones inducidas en los diferentes puntos de la línea, por lo que deben instalarse un juego de apartarrayos en las tres fases aproximadamente cada 240 m dependiendo de la ubicación de las estructuras;
- f) Cuerno de arqueo. Como medida adicional al apartarrayos puede hacerse uso del cuerno de arqueo (conformado por un entrehierro de arqueo y un elemento de óxidos metálicos). Este dispositivo está diseñado para que la sobretensión se descargue a través del cuerno de arqueo y la corriente nominal se limite a través del elemento de óxidos metálicos; y
- g) Hilo de guarda. En áreas de alta incidencia de descargas atmosféricas puede utilizarse el hilo de guarda. Para que el uso de guarda sea efectivo, debe cumplir lo siguiente:
 - i. Tensión crítica de flameo entre 250 kV y 300 kV, de acuerdo con el diseño de aislamiento entre la fase y el conductor de puesta a tierra;
 - ii. Resistencia a tierra no mayor que 1 Ω ; y
 - iii. Ángulo de blindaje mínimo de 45°.

5.2.14 Protección contra incendio

5.2.14.1 Protección contra fuego en redes eléctricas aéreas

Para el caso de utilización de estructuras con postes de madera en áreas propensas a incendios, de acuerdo con las prácticas de confiabilidad de servicio normal de las empresas, puede proporcionarse una protección contra fuegos externos, mediante la instalación de materiales indicados en el ejemplo de la **Figura 19**:

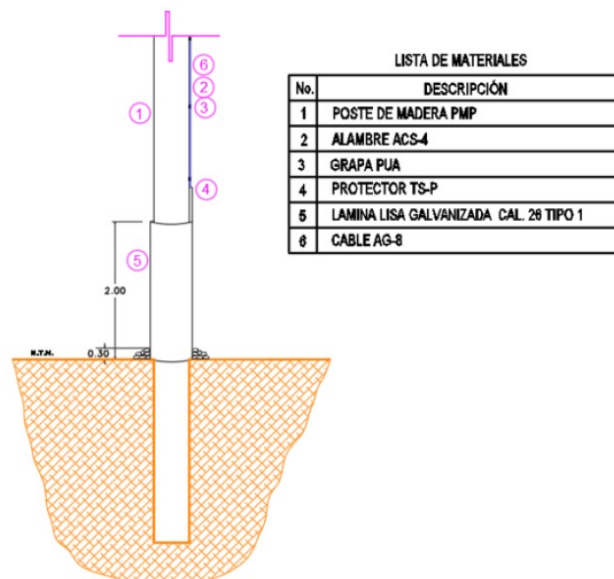


Figura 19 - Protección contra incendio en postes de madera

5.2.14.2 Protección contra fuego en redes eléctricas subterráneas

Para efectos de reducir el peligro de la propagación del incendio y sus consecuencias, se deben contemplar el uso de cables con resistencia de propagación a la flama, cables con emisión baja de humo, cables con emisión baja de gases ácidos y corrosivos.

Los bancos de ductos deben sellarse de manera adecuada con material inerte, compatible con la cubierta del cable, que no la dañe mecánicamente, debe ser expandible, formar sello hermético y que no propague el fuego.

Para el caso de registros y pozos de visita que contengan equipos eléctricos subterráneos y accesorios (empalmes, derivadores, etc.) se debe contemplar uso de tapas o rejillas para evitar el ingreso de basura y/o acumulación de gases.

5.2.15 Protección contra fuga del líquido aislante y del gas SF_6 **5.2.15.1 Equipo eléctrico de líneas con aceite aislante**

Los Transformadores con aislamiento de aceite deben cumplir con las especificaciones de seguridad, establecidas en la norma NOM-002-SEDE/ENER-2014.

Para transformadores y equipos montados en postes. La parte más baja del transformador o equipo, debe estar a una altura mínima de 4,45 metros en lugares transitados solamente por peatones y de 4,60 metros en lugares transitados por vehículos. Para equipos que contienen más de 38 litros de aceite debe evitarse su instalación frente a edificios construidos con materiales combustibles, aperturas de puertas y ventanas.

Para capacitores que contengan más de 11 litros de líquido inflamable, deben estar encerrados en bóvedas o en envoltentes con cercas en el exterior que cumplan lo establecido en el Artículo 110, Parte C de la NOM-001-SEDE-2012.

Para transformadores instalados en redes subterráneas, se deberán construir canalizaciones y estanques resistentes al fuego con la capacidad en volumen del aceite del transformador. Los estanques deberán ser cubiertos con rejilla metálica.

Para seccionadores tipo pedestal, en líquido aislante a base de ésteres naturales, se debe incluir un indicador visual del nivel mínimo adecuado para efectuar maniobras con seguridad, asimismo indicar la nota siguiente:

“Si el nivel de líquido aislante es bajo, no operar los interruptores”

5.2.15.2 Equipo eléctrico de líneas con gas SF_6

Los Equipos de Distribución con aislamiento de aceite o gas SF_6 deben cumplir con las especificaciones, establecidas en la norma NOM-003-SCFI-2014.

Los equipos con gas SF_6 , de media tensión, se diseñan como sistemas de presión cerrados, los compartimentos de gas no suelen estar diseñados para que se pueda acceder a ellos o rellenarse durante su vida útil, por lo tanto los riesgos de fugas de gas durante su vida útil, son mínimos, sin embargo por precaución de una posible fuga de gas, de productos de descomposición primarios, o concentración en ambientes cerrados puede ser un riesgo para las personas, por lo que se recomienda ventilar principalmente los pozos o bóvedas antes de realizar cualquier trabajo.

En equipos con aislamiento de SF_6 , antes de efectuar maniobras de operación en los interruptores, se debe verificar el indicador de presión.

5.2.16 Identificación y marcado**5.2.16.1 Identificación en redes aéreas**

En todos los casos en el que las líneas aéreas en áreas urbanas cuenten con retenidas, se deben instalar señalizaciones o protección mecánica a éstas para proteger a los peatones o en cualquier sitio donde se presente el peligro de daño a la retenida por vehículos.

5.2.16.2 Identificación en redes subterráneas

Los cables dentro de los registros, pozos de visita, bóvedas y/o gabinetes, deben identificarse de forma permanente por medio de placas, o algún otro tipo de identificación.

El material de identificación debe ser resistente a la corrosión y a las condiciones del ambiente.

- a) Para el banco de ductos a cielo abierto, invariablemente debe instalarse en toda la trayectoria una cinta señalizadora de advertencia de proximidad a conductores eléctricos.

- b) Para señalar la trayectoria de la línea o líneas, se deben instalar placas de bronce. Las placas de hierro dúctil deben tener una leyenda que debe estar bajo relieve, las placas se deben instalar sobre aceras con una separación entre ellas no mayor de 10 m, éstas deben quedar al ras de piso terminado.
- c) Para señalar el cruce de calles o avenidas, se deben colocar dos placas, una sobre la acera antes de cruzar y otra sobre la acera después de cruzar. En caso de cruzar jardines, se debe incrustar la placa en una mojonera y ésta a su vez se enterrará a modo de que quede al ras del suelo natural. Para el caso en que la trayectoria de la línea subterránea quede ubicada en arroyo y paralelo a él, las placas de bronce se instalarán de la siguiente manera:
- Si la superficie del arroyo es de concreto hidráulico las placas se instalarán en el eje de la línea subterránea.
 - Si la superficie es a base de carpeta asfáltica las placas de hierro dúctil se instalarán sobre la guarnición más próxima (guarnición de banquetta o camellón) indicando la dirección y distancia (metros) a la que se ubica el eje de la línea subterránea.
- d) En lugares donde el banco de ductos se encuentre en el terreno natural sobre superficie no construida o en banquetta, siempre y cuando la autoridad competente lo permita, se debe indicar la existencia de la línea o líneas mediante baliza señalizadora formados de un elemento tubular como base de 1,80 m. de altura, coronado por un señalamiento CFE una cara de prohibido excavar de 30x30cm fabricado en color amarillo y letras negras, con poste a base de tubo de galvanizado cédula 40 de 1,5" interior y 2" exterior con tapón de 1,80 m de altura.

6. RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN

6.1 Subestaciones

En las subestaciones eléctricas se debe cuidar que las personas que circulen por la instalación e intervengan el equipo, dentro del marco de sus funciones autorizadas, lo hagan de forma segura en cualquier punto de la instalación.

El diseño y la construcción de una subestación debe ser tal que soporte los esfuerzos eléctricos, mecánicos, térmicos, y del medio ambiente donde se encuentra ubicada, operando de manera confiable.

Los equipos y materiales que se instalen en las subestaciones eléctricas deben cumplir con los estándares de calidad y especificaciones técnicas que de tal manera que su funcionamiento sea satisfactorio y proporcionen condiciones seguras para las personas.

Los trabajos de mantenimiento y operación, los cuales involucran realizar actividades en la vecindad de las partes vivas o en circuitos energizados, deben realizarse observando las reglas de seguridad, los procedimientos de trabajo y las distancias dieléctricas de seguridad.

Se tiene que en las subestaciones eléctricas existen riesgos por choque eléctrico (electrocución), de tipo térmico y caídas o golpes hacia las personas provocados por:

- El contacto directo a partes energizadas
- El contacto indirecto a partes energizadas
- La realización de trabajos en cercanía de equipos energizados
- La ocurrencia de una falla de arco eléctrico
- Descargas atmosféricas directas
- Incendios y explosiones en los equipos
- Fugas de líquidos aislantes y gases

6.1.1 Protección contra contacto directo

Las subestaciones eléctricas deben ser diseñadas, construidas, operadas y preservadas previniendo que no se toquen las partes vivas (energizadas) y que no se alcancen de manera involuntaria las partes vivas de la instalación.

Debe proveerse protección para las partes vivas, las partes de aislamiento en buen estado de funcionamiento y las partes que pueden considerarse para llevar un potencial peligroso.

Como ejemplos de tales partes, son las siguientes:

- Partes vivas expuestas;
- Partes de instalaciones, donde las cubiertas metálicas o pantallas conductoras de los cables subterráneos, han sido removidas;

- c) Cables subterráneos y accesorios sin cubiertas metálicas aterrizadas o pantallas elastoméricas conductoras aterrizadas, lo mismo que cables flexibles sin pantallas elastoméricas conductoras;
- d) Terminales o cubiertas conductoras de cables, si se encuentran sometidas a tensiones peligrosas;
- e) Cuerpos aislantes de los aisladores y los componentes, por ejemplo, equipos eléctricos con aislamiento a base de resina epóxica fundida, si llega a presentarse tensión de toque peligrosa;
- f) Estructura o tanque de los capacitores, convertidores, transformadores convertidores, los cuales pueden llevar una tensión peligrosa durante la operación normal;
- g) Devanados de máquinas eléctricas, transformadores y reactores con núcleo de aire.
- h) La protección puede ser lograda por diferentes medidas, dependiendo si la instalación está localizada en un área cercana de operación eléctrica o no.
- i) La información sobre protección contra choque eléctrico se encuentra en la norma mexicana NMX-J-612-ANCE y su correspondiente norma internacional IEC 61140.

6.1.1.1 Medidas de protección contra contacto directo

En una subestación eléctrica los tipos de protección más usados contra contacto directo son:

- a) Protección por gabinetes;
- b) Protección por barreras;
- c) Protección por obstáculos;
- d) Protección por la instalación fuera de alcance.

6.1.1.2 Diseño de las medidas de protección

Las barreras protectoras pueden ser paredes sólidas, puertas o pantallas (malla metálica) con una altura mínima de 1 800 mm, para asegurar que ninguna parte del cuerpo de alguna persona pueda alcanzar las partes vivas de una zona peligrosa.

Los obstáculos protectores pueden, por ejemplo, ser cubiertas, barreras, cadenas y cuerdas, lo mismo que paredes, puertas y pantallas metálicas, las cuales tienen alturas menores de 1 800 mm y no pueden considerarse como barreras de protección.

La protección por la instalación fuera del alcance se logra al colocar las partes vivas fuera de la zona de cualquier superficie, donde las personas pueden pararse o moverse alrededor, al límite en el cual una persona puede alcanzar con una mano cualquier dirección (ver Capítulo 7 de la norma mexicana NMX-J-675/1-ANCE).

Los medios usados como una protección contra contacto directo, tales como paredes, cubiertas, obstáculos protectores, entre otros, deben ser mecánicamente robustos y montados de manera segura.

Las puertas de los gabinetes de los interruptores o bahías usadas como una parte de un recinto metálico, que deben diseñarse para que abran las puertas, utilizando solamente una determinada herramienta o una llave mecánica. En lugares que se encuentran fuera de las áreas cerradas de operación eléctrica, las puertas deben proveerse con bloqueos de seguridad.

Los medios de protección metálicos móviles deben ser seguros con la finalidad de que se utilicen de manera correcta como barreras protectoras relevantes o se mantengan como distancias dieléctricas en obstáculos protectores; de otra manera deben ser hechos de material aislante o madera seca. Puede retirarse una barrera protectora sin el uso de una herramienta. Las barreras protectoras deben ser rígidas.

En áreas o cuartos accesibles al público, los equipos de protección no deben ser fácilmente removibles desde la parte externa con herramientas normales.

6.1.2 Requisitos de protección

6.1.2.1 Protección externa de áreas cerradas de operación eléctrica

Las áreas cerradas de operación eléctrica de la subestación eléctrica que se ubican al exterior pueden protegerse mediante envolventes o por su colocación fuera del alcance.

En el caso de utilizar la protección por envoltorio contra contactos directos eléctricos de las personas, el grado mínimo de protección debe ser IP2XC (referirse a la norma mexicana NMX-J-529-ANCE y su correspondiente norma internacional IEC 60529).

NOTA - Como una excepción, pueden tenerse aberturas de ventilación tales que impidan introducir un conductor recto en el equipo, de manera que esto cause daño, al aproximar las partes necesarias para proteger del contacto directo.

Cuando se utiliza la protección por colocación fuera del alcance, los claros verticales entre las superficies accesibles y las partes a ser protegidas del contacto directo deben estar de acuerdo con la **Figura 20** (Para mayor referencia ver cláusula 7.2.6 de la de la norma mexicana NMX-J-675/1-ANCE).

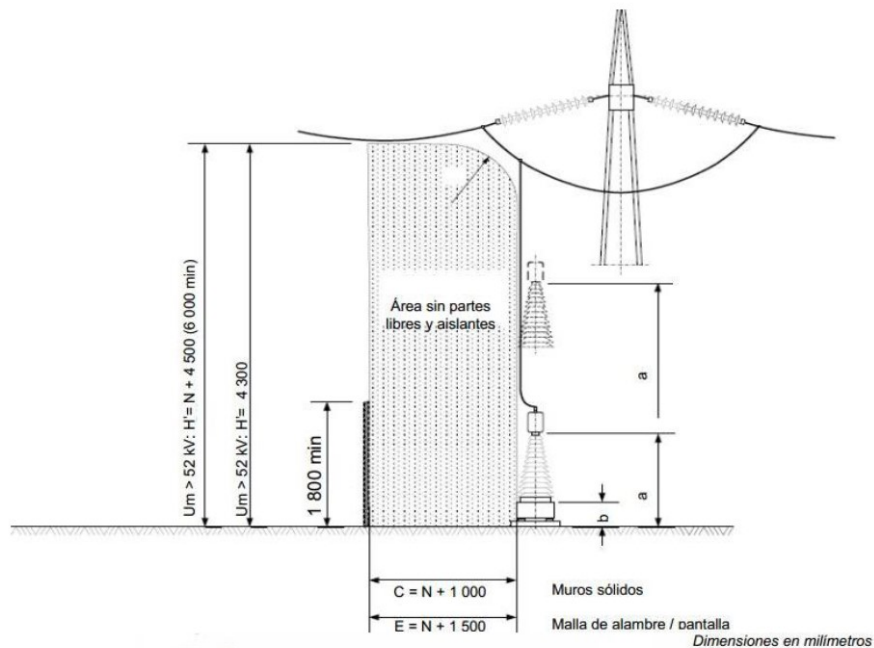


Figura 20 - Distancias límite y altura mínima en el muro/cerca de tipo exterior

Fuente: Norma NMX-J-675/1-ANCE-2015

En donde:

- **N** es la distancia mínima en aire;
- **H** es la distancia mínima en aire de las partes vivas por encima del área de acceso en la cerca exterior;
- **a** si esta distancia a las partes vivas es menor que H , se provee protección por medio de barreras u obstáculos;
- **b** si esta distancia es menor que 2 250 mm, se provee protección por medio de barreras u obstáculos.

6.1.2.2 Protección interna de áreas cerradas de operación eléctrica

En el interior de las áreas cerradas de operación eléctrica de la subestación eléctrica, se permiten la protección por envolvente, la protección por barrera, la protección por obstáculo o su instalación fuera del alcance.

6.1.2.3 Protección interna por envolvente

Cuando se utiliza la protección por envolvente, el grado de protección debe cumplir con los requisitos mínimos IP2X. Sin embargo, se requieren medidas especiales de protección para evitar daño provocado por fallas por arco eléctrico.

6.1.2.4 Protección interna por barrera

En caso de utilizar la protección por barrera, se deben mantener las siguientes distancias mínimas de protección entre las partes vivas y la superficie interna de cualquier barrera de protección (véase **Figura 20**):

- a) Para paredes sólidas, sin aperturas, con una altura mínima de 1800 mm, la distancia mínima en aire de la barrera de protección es de $B1=N$;
- b) Para el equipo, donde U_m es mayor que 52 kV, se utiliza una malla metálica, pantalla o pared sólida, con aperturas, con una altura mínima de 1800 mm y un grado de protección IPXXB. La distancia mínima de aire en barrera de protección es de $B2=N+80$ mm;

Nota - El grado IPXXB asegura protección contra acceso a partes peligrosas con los dedos.

Para barreras protectoras no rígidas y mallas metálicas, los valores de distancia mínima en aire se incrementan para tomar en cuenta cualquier desplazamiento de la barrera de protección o malla.

6.1.2.5 Protección interna por obstáculo

En caso de utilizar la protección por obstáculo, dentro de las instalaciones la siguiente distancia mínima debe mantenerse de las partes vivas a la superficie interna de cualquier obstáculo de protección (véase **Figura 21**):

- Para los muros sólidos o pantallas de menos de 1800 mm de altura, y para riel, cadenas o cuerdas, la distancia mínima del obstáculo de protección es de $O_2 = N + 300$ mm (mínimo 600 mm);
- Para las cadenas o cuerdas, los valores deben incrementarse para tomar en cuenta el hundimiento

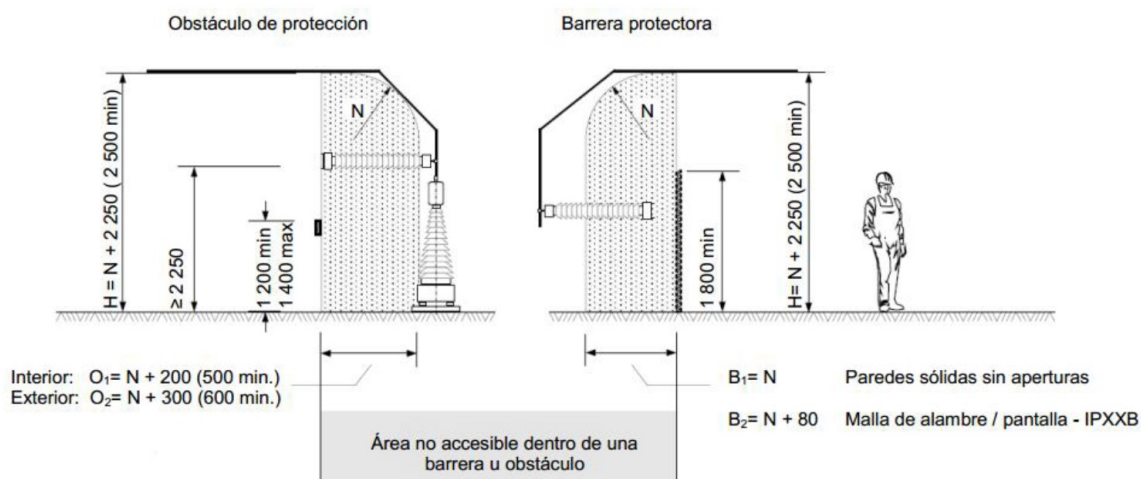


Figura 21 - Protección por barreras/obstáculos de protección contra el contacto directo dentro de áreas cerradas de operación eléctrica

Fuente: Norma NMX-J-675/1-ANCE-2015, Dimensiones en milímetros

En donde:

- **N** es la distancia mínima en aire;
- **O** es la distancia del obstáculo;
- **B** es la distancia de la barrera.

Donde sea apropiado, los obstáculos de protección deben instalarse a una altura mínima de 1200 mm y a una altura máxima de 1400 mm.

Para el diseño de instalaciones interiores tipo abierto deben considerarse las distancias mínimas en aire de fase a fase y de fase a tierra, especificadas en las **Tabla 43** y **Tabla 44**, que aplican en altitudes hasta 1000 metros sobre el nivel del mar.

Para altitudes mayores a 1000 metros sobre el nivel del mar, el nivel de aislamiento externo en las condiciones atmosféricas de referencia normalizadas debe determinarse multiplicando las tensiones de aguante del aislamiento por un factor de corrección por altitud K_a , que se obtiene en el lugar de servicio, de acuerdo con la norma mexicana NMX-J-150/1-ANCE y su correspondiente norma internacional IEC 60071-1.

El diseño de la instalación debe realizarse de manera tal que impida el acceso a las zonas de peligro tomando en cuenta la necesidad de acceso con fines de maniobra y de mantenimiento. Por lo tanto, deben proveerse distancias de seguridad o infraestructura de protección permanente dentro de la instalación.

Para la construcción de los edificios que incluye la estructura, paredes, techos, tuberías, pasillos, salas de tableros o equipo eléctrico, áreas de mantenimiento o servicio, rutas de evacuación, escaleras, puertas y ventanas, drenaje de los líquidos aislantes, sistemas de aire acondicionado y ventilación, cuartos de baterías, cuartos de planta de emergencia, se deben cumplir con las especificaciones de construcción y normas contra incendio nacionales. Cuando no existan dichas especificaciones y normas nacionales, las especificaciones de la cláusula 7.5 de la norma mexicana NMX-J-675/1-ANCE pueden utilizarse como una guía, donde se indican los requisitos que deben cumplirse en las áreas o lugares donde se instala el equipo eléctrico para instalaciones de alta tensión.

Para paredes sólidas o pantallas menores a 1800 mm de altura, y para rieles, cadenas o cuerdas, las distancias mínimas de los obstáculos de protección son al menos:

- $O1 = N + 200$ mm (mínimo 500 mm, véase **Figura 21**)

Para las cadenas o cuerdas, los valores deben incrementarse tomando en cuenta el hundimiento. En su caso se colocan a una altura mínima de 1200 mm y a una altura máxima de 1400 mm.

Para el propósito de esta norma, las subestaciones prefabricadas de alta tensión cubiertas por la norma IEC 61330 no son consideradas como construcciones. Para los requisitos que regulan la fabricación y las pruebas de subestaciones prefabricadas véase la norma IEC 62271-202.

6.1.2.6 Protección interna por localización fuera del alcance

Altura mínima sobre el área de acceso. La altura mínima de las partes vivas por encima de las superficies o plataformas en las que sólo se tiene acceso de peatones debe cumplir con lo siguiente:

- a) Para las partes vivas sin infraestructura de protección, se mantiene una altura mínima $H = N + 2\,250$ mm (mínimo 2500 mm) (véase **Figura 22**). La altura H se refiere al hundimiento máximo del conductor (ver el Capítulo 4 de la norma mexicana NMX-J-675/1-ANCE).
- b) La parte más baja de cualquier aislamiento, por ejemplo, el borde superior de las bases de aislante metálico, no debe ser inferior a 2250 mm por encima de superficies accesibles a menos que se proporcionen otras medidas adecuadas para prevenir el acceso.

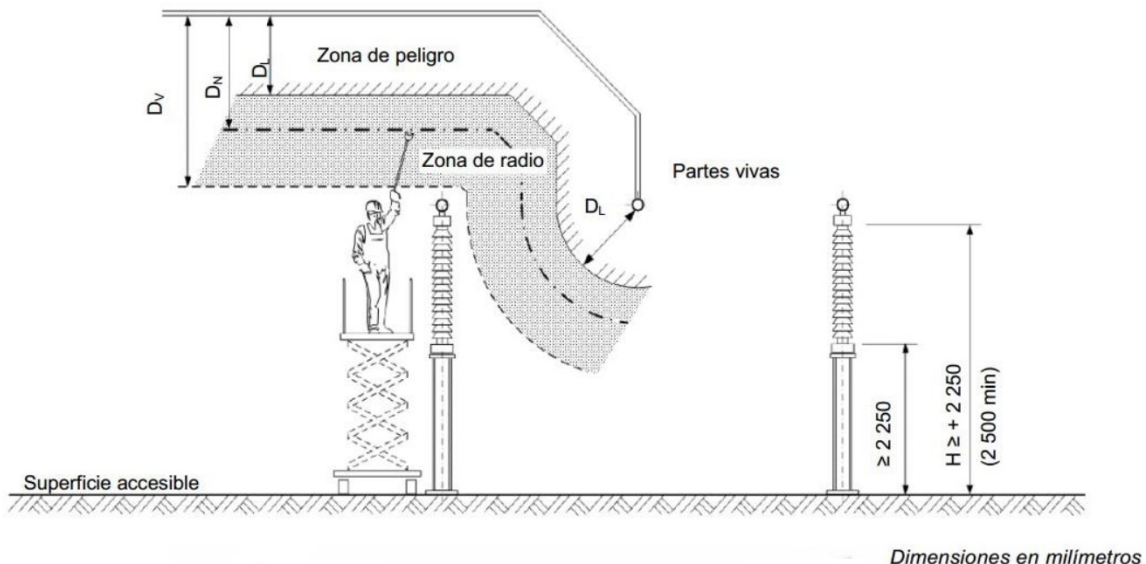


Figura 22 - Alturas mínimas y distancias dieléctricas de trabajo mínimas dentro de áreas eléctricas de operación cerradas

Fuente: Norma NMX-J-675/1-ANCE-2015,

En donde:

- **DL** es la N;
- **DV** es la $N + 1\,000$ para $U_n < 110$ kV;
- **DV** es la $N + 2\,000$ para $U_n > 110$ kV;
- **Dw** es la distancia de trabajo de acuerdo con normas nacionales o regulaciones nacionales;
- **N** es la distancia mínima en aire;
- **H** es la altura mínima

6.1.2.7 Distancias a los edificios

En caso de que los conductores desnudos crucen edificios que se localicen dentro de áreas cerradas de funcionamiento eléctrico, deben mantenerse las distancias siguientes del techo hacia el máximo colgamiento (ver **Figura 23**):

- a) Las distancias mínimas en aire que se especifican en 6.1.2.6 para las partes vivas por encima de las superficies accesibles, donde el techo es accesible cuando los conductores están energizados;
- b) $N + 500$ mm cuando no puede accederse al techo cuando los conductores están energizados;
- c) O2 en dirección lateral desde el final del techo, si el techo es accesible cuando los conductores están energizados.

En caso de que los conductores desnudos cerca de edificios que están ubicados dentro de áreas cerradas de funcionamiento eléctrico, las siguientes distancias mínimas deben mantenerse, permitiendo el arqueo/balanceo en caso de conductores varados:

- a) Para pared exterior con ventanas sin apantallar: distancia mínima dada por DV;
- b) Para pared exterior con ventanas apantalladas (apantallado de acuerdo con la sección 6.1.2.4): distancias mínimas de barreras de protección B2 de acuerdo con la sección 6.1.2.4;
- c) Para pared exterior sin ventanas: N.

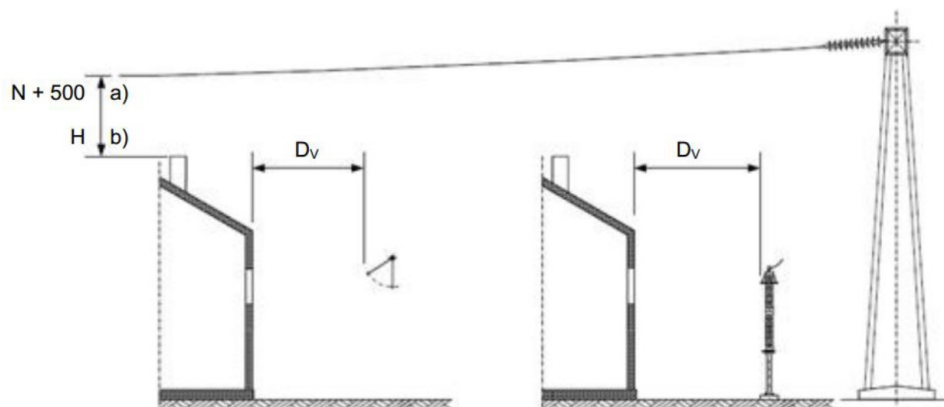


Figura 23 a - Pared exterior sin mosquitero

Fuente: Norma NMX-J-675/1-ANCE-2015

En donde:

- **a)** no puede acceder al techo cuando los conductores están en directo;
- **b)** puede accederse al techo cuando los conductores están en directo;
- **N** es el espacio libre mínimo;
- **H** es la altura mínima;
- **DV** es la $N + 1\,000$ para $U_n < 110$ kV;
- **DV** es la $N + 2\,000$ para $U_n > 110$ kV.

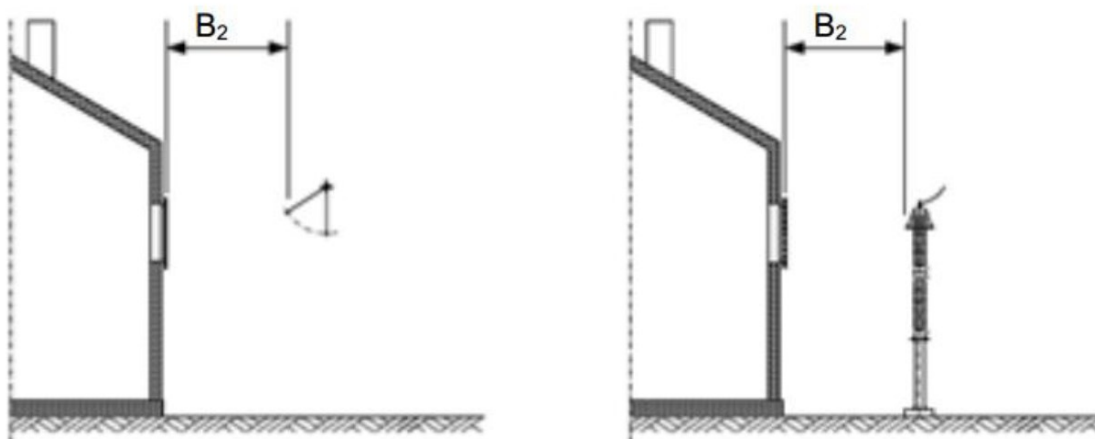


Figura 23 b - Pared exterior con mosquitero

En donde:

- **B2** es $> N + 100$;
- **N** es el espacio libre mínimo;

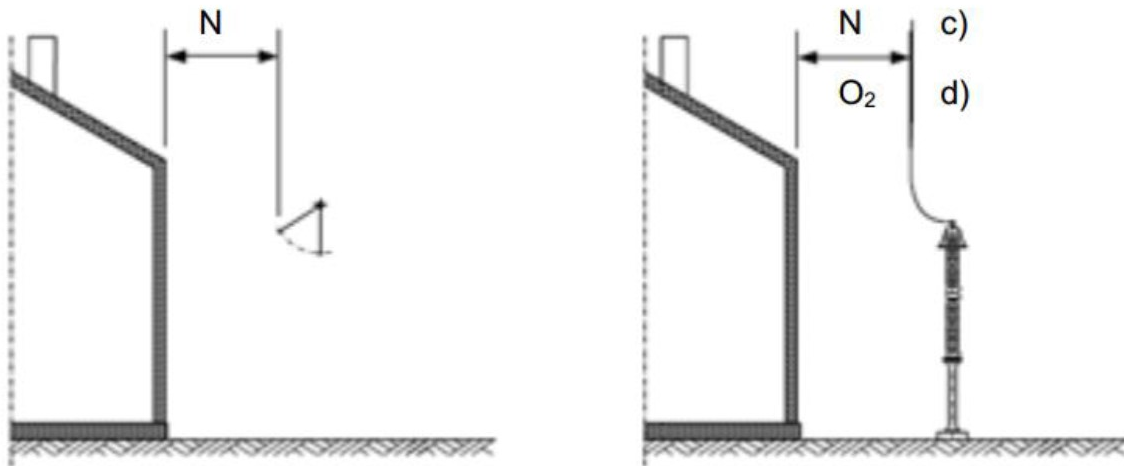


Figura 23 c - Pared exterior sin ventana

En donde:

- **c)** N el techo no es accesible cuando los conductores están energizados;
- **d)** $O_2 > N + 300$ (mín. 600) Si el techo es accesible cuando los conductores están energizados.

Figura 23 - Acercamiento con edificios (dentro de áreas eléctricas de operación cerrada)

NOTA - Para mayor detalle de los requisitos sobre barreras externas, rutas de transporte, cruces y accesos a edificios, entre otros, ver el Capítulo 7 de la norma mexicana NMX-J-675/1-ANCE.

Tabla 35 - Distancias dieléctricas mínimas en aire para tensiones Categoría I ($1 \text{ kV} < U_m < 230 \text{ kV}$)

Categoría de tensión	Tensión nominal del sistema	Tensión de aguante normalizada de corta duración a 60 Hz	Tensión de aguante normalizada de impulso por rayo ^{a)}	Distancia dieléctrica mínima en aire			
				Fase a fase		Fase a tierra	
	Um+Valor eficaz	Ud Valor eficaz	Up 1,2/50 μ s (valor pico)	Instalaciones interiores	Instalaciones exteriores	Instalaciones interiores	Instalaciones exteriores
	kV	kV	kV	cm	cm	cm	Cm
I	2,40	10	60	11,5	18	8,0	15,5
	4,16	10	95	11,5	18	8,0	15,5
	7,2	20	75 95	14	18	10,5	15,5
	13,8	35	75 95 100	19,5	30,5	13,0	18
	23	50 60	95 125 150	27	38,5	19,0	25,5
	34,5	70	125 150 200	32	38,5	24,5	25,5
	46	95	250 250	-	46	33,5	33,5
	69	140	325 350	-	53,5 79	-	43,5 43,5
	85	185	450	-	135	-	107

		230	550				
	115	185 ^{b)} 230	450 550	-	135	-	107
	138		550 650	-	135 160,5	-	107 127
	161		650 750	-	160,5 183	-	127 147,5
	230		850 900 950 1050	-	226,5 267	-	180,5 211
<p>a) La tensión de aguante normalizada de impulso por rayo, es aplicable para las distancias dieléctricas de fase a fase y para fase a tierra.</p> <p>b) Si los valores son considerados insuficientes para probar las tensiones requeridas de aguante de fase a fase, son requeridas pruebas adicionales de aguante de fase a fase.</p>							

Tabla 36 - Distancias dieléctricas mínimas en aire para tensiones Categoría II ($U_m > 230$ kV)

Categoría de tensión	Tensión nominal del sistema	Tensión de aguante normalizada de impulso por rayo ^{a)}	Tensión de aguante normalizada de impulso por maniobra	Distancias dieléctricas mínimas en aire de fase a tierra		Tensión de aguante normalizada de impulso por maniobra	Distancias dieléctricas mínimas en aire de fase a fase	
	Um Valor eficaz	Up 1,2/50 µs (valor pico)	Us Fase a tierra 250/2500 µs (valor pico)	Conductor -estructura	Punta-estructura	Us Fase a fase 250/2500 µs (valor pico)	Conductor - Conductor paralelo	Punta-conductor
	kV	kV	kV	mm		kV	Mm	
II	400	420	1050 1175	859 950	2200	2900	1425	3100
			1300 1425	1050	2600	3400	1550	350
a) La tensión de aguante normalizada de impulso por rayo, es aplicable para las distancias dieléctricas de fase a fase y para fase a tierra.								

6.1.2.8 Protección durante la operación normal

Para determinar las medidas de protección en una subestación eléctrica debe tomarse en cuenta la necesidad de acceso del personal para propósitos de inspección, operación, control, diagnóstico, mantenimiento y restablecimiento de fallas, como por ejemplo las siguientes actividades:

- Control de un interruptor o cuchilla seccionadora;
- Cambio de un fusible o una lámpara;
- Colocación del valor de ajuste de un dispositivo (relevador);
- Restablecimiento de un relevador o un indicador;
- Puesta a tierra de trabajo;
- Montaje de una cubierta aislante temporal;
- Lecturas de temperatura o del nivel de aceite de un transformador;
- Pruebas eléctricas y mantenimiento a un transformador de corriente.

En subestaciones eléctricas con tensiones $U_m < 52$ kV, donde las puertas o cubiertas tienen que abrirse con la finalidad de llevar a cabo operación normal o mantenimiento, puede ser necesario proveer cercas fijas no conductoras como una medida de prevención.

6.1.2.9 Protección durante la operación de Compensadores Estáticos de Vars (CEV)

Derivado de la disposición física del Compensador Estático de Vars, donde generalmente el equipo eléctrico está instalado a nivel de piso y con distancias reducidas, las medidas de protección deben incluir un sistema de seguridad, para restringir el acceso a zonas energizadas en el cuarto de válvulas de tiristores en la caseta de control, así como en áreas externas como son: bancos de capacitores, filtros, reactores, barras y servicios propios.

Además de la instalación de medios físicos tales como cercas o mallas ciclónicas fijas, que impidan el acercamiento de las personas al equipo energizado, el sistema de seguridad debe incluir un sistema de indicadores luminosos y/o auditivos ubicados en cada sección o rama del Compensador Estático de Vars, que adviertan del riesgo de electrocución por contacto directo o indirecto.

El Compensador Estático de Vars debe contar con un sistema contra incendio que permita atender cualquier siniestro en sus componentes de acuerdo con la sección 6.3.7; Para los transformadores de acoplamiento deben cumplirse las medidas de seguridad establecidas en la sección 6.1.7.2.

El sistema de tierras del Compensador Estático de Vars debe estar conectado a la red de tierras de la subestación eléctrica.

6.1.3 Medios para proteger a las personas en caso de contacto indirecto

Deben tomarse ciertas medidas con la finalidad de proteger a las personas en caso de contacto indirecto, dadas principalmente por un sistema de puesta a tierra que opere bajo todas las condiciones y se garantice la seguridad de las vidas humanas en cualquier lugar, donde las personas tengan acceso justificado (ver Capítulo 10 de la norma mexicana NMX-J-675/1-ANCE).

La información sobre protección contra choque eléctrico se establece en la norma mexicana NMX-J-612-ANCE y su correspondiente norma internacional IEC 61140.

6.1.4 Medidas para proteger a las personas que trabajan en las instalaciones eléctricas

Las subestaciones eléctricas deben diseñarse, construirse y mantenerse para asegurar que se toman las medidas necesarias para la protección de las personas, que trabajan en ellas. También debe tomarse en cuenta las normas aplicables para la operación y mantenimiento de las subestaciones eléctricas de potencia. Los procedimientos de trabajo deben acordarse entre las partes involucradas.

6.1.4.1 Equipos para instalaciones aisladas o aparatos

Los equipos deben proveerse por medios de los cuales de forma completa o las secciones de éstos mismos puedan aislarse, dependiendo de los requerimientos de operación.

Esto puede lograrse por medio de cuchillas desconectadoras sin carga o cuchillas desconectadoras con carga o por la desconexión de una parte de la subestación, por ejemplo, quitar los puentes eléctricos o cables en un circuito cerrado.

Las subestaciones eléctricas o sus secciones, las cuales pueden ser energizadas desde diferentes fuentes deben organizarse de tal manera que todas las fuentes puedan aislarse de los puntos de suministro de los cuales cada sección o partes puedan energizarse.

Si los puntos neutros de algunas piezas del equipo son conectados en la barra común de neutro, esto debe ser posible para aislar individualmente cada punto neutro. Esto también se aplica para asociar falla a tierra en las bobinas y los resistores. Debe mantenerse la protección por sobretensión.

Donde pueda todavía permanecer una tensión residual en el equipo después de la desconexión completa de la subestación, por ejemplo, los capacitores, deben estar provistos de un medio para descargarlos.

Los intervalos de aislamiento solo pueden estar por puentes aisladores si la corriente de fuga de la terminal en un lado al otro lado de la terminal se impide.

6.1.4.2 Dispositivo para prevenir el recierre de los equipos de aislamiento

Los equipos de aislamiento deben estar provistos de dispositivos apropiados para dar la fuerza de actuación inoperativa (esto es la fuerza de un resorte, presión de aire, energía eléctrica) o el control de los mecanismos usados por la operación de los interruptores para propósito de aislamiento. Los usuarios pueden requerir que estos dispositivos sean bloqueados.

Donde se tienen partes removibles, tales como fusibles o tornillos en los interruptores removibles, se usan para realizar la desconexión y se reemplazan con tornillos con capuchón e insertos de espacios vacíos, estos tornillos e insertos deben ser de manera que puedan removerse utilizando una herramienta apropiada, tal como una llave.

La operación manual de las cuchillas permite el uso de dispositivos de bloqueo mecánico para prevenir la reconexión.

6.1.4.3 Dispositivos para determinar el estado de desenergizado

Los dispositivos para determinar que el equipo no permanezca energizado, deben proveerse, donde se requiera, con la debida consideración de los requerimientos operacionales. La ampliación de tal provisión debe ser un acuerdo entre las partes involucradas.

Todos los dispositivos suministrados deben permitir la observación en estado desenergizado para ser revisados en todos los puntos, donde se realice el trabajo y en todas las partes que anteriormente hayan sido energizadas, sin ningún riesgo a la persona que realice la tarea.

Pueden utilizarse equipos fijos o equipos portátiles (ver la norma internacional IEC 61243) para cumplir con este requisito.

6.1.4.4 Dispositivos para puesta a tierra y puente eléctrico de cortocircuito

Cualquier sección que pueda aislarse de otras partes del sistema debe tener un medio que le permita ponerse a tierra y ponerse en cortocircuito.

Los equipos eléctricos (por ejemplo, los transformadores o capacitores) deben proveerse con medios de puesta a tierra y cortocircuito en el punto de la subestación eléctrica, excepto cuando se localicen cerca de un interruptor asociado. Estos requisitos no deben aplicarse de manera general a todas las partes de un sistema eléctrico, en donde esto no es práctico o es inapropiado (por ejemplo, los transformadores o máquinas eléctricas unidos con cables de energía con terminales selladas o con cajas de conexiones de cables). En estos casos, la puesta a tierra y el puente eléctrico de cortocircuito debe efectuarse en los gabinetes de los interruptores o bahías en los lados primario y secundario. Normalmente, debe ser posible realizar la puesta a tierra y el cortocircuito, en ambos lados del transformador.

Los dispositivos siguientes deben proveerse para la ejecución de los trabajos o suministrarse como los dispositivos de puesta a tierra y los puentes de cortocircuito, dependiendo del sistema eléctrico, debe acordarse entre las partes involucradas:

- a) Cuchillas de puesta a tierra (preferiblemente cierre con falla y/o interbloqueo);
- b) Cuchillas de puesta a tierra móviles;
- c) Varillas de puesta a tierra y equipos para cortocircuito (ver la norma IEC 61230);
- d) Varillas de puesta a tierra guiadas para su instalación y equipos para cortocircuito (ver la norma IEC 61219).

Cada parte de una subestación eléctrica debe proveerse de un sistema de puesta a tierra adecuadamente dimensionado y con puntos de conexión fácilmente accesibles, para la puesta a tierra de las partes vivas desenergizadas y equipos para cortocircuito. Los gabinetes de los interruptores y las bahías deben diseñarse con la finalidad de que se realice de manera manual la puesta a tierra y el equipo para cortocircuito al punto terminal de puesta a tierra, que pueda realizarse de acuerdo con las reglas de seguridad para los trabajos en la vecindad de las partes energizadas.

Cuando la puesta a tierra y el puente eléctrico se realiza con cuchillas de puesta a tierra que se controlan remotamente, la posición de la cuchilla debe transmitirse de manera confiable al punto de control remoto.

6.1.4.5 Equipo actuador como barrera de protección contra las partes vivas adyacentes

Todos los elementos cercanos, tal como muros, pisos, etc. deben construirse considerando las distancias mínimas en aire de fase a fase y de fase a tierra (ver cláusulas 7.2 o 7.3 de la norma mexicana NMX-J-675/1-ANCE).

Si los muros o instalaciones de protección no existen, la separación en aire de los módulos (para las subestaciones) aledaños o secciones debe considerarse las distancias dieléctricas en el aire apropiadas.

Si las distancias de trabajo mínimas de seguridad no pueden mantenerse, debe cubrirse con material aislante o por muros que protejan de la proximidad de accidentes a las partes del cuerpo, herramientas, equipos y materiales.

6.1.4.6 Los protectores móviles y mamparas aislantes insertables deben cumplir con los requerimientos siguientes:

- a) Las puntas de las cubiertas aislantes no deben localizarse dentro de la zona de peligro;
- b) Las distancias en aire permisibles fuera de la zona de peligro:
 - 1) Hasta 10 mm de ancho sin limitación;
 - 2) Hasta 40 mm de ancho, provista de una distancia de la punta de la cubierta a la zona de peligro al menos 100 mm;
 - 3) Hasta 100 mm de ancho en la vecindad de la base de una cuchilla desconectadora.

Las mamparas aisladas insertables que se utilizan como barreras de protección contra las partes vivas, deben ser parte del diseño del equipo o provistas por separado conforme a los requerimientos operacionales, deben establecerse como un acuerdo entre el proveedor y el usuario.

Las mamparas aisladas insertables deben mantenerse con seguridad, con la finalidad de que su posición no sea alterada accidentalmente, dado que puede ocasionar una condición peligrosa.

Las mamparas aisladas insertables utilizadas como barreras de protección contra las partes vivas no deben tocarse o estar en contacto con las partes vivas.

Debe ser posible instalar y remover las mamparas aisladas insertables sin que sean requeridas las personas para entrar en la zona peligrosa.

NOTA - Esto puede lograrse por el tipo de mampara aislante (por ejemplo, placas orientadas, varillas aislantes asociadas, varillas de operación apropiadas) o por la instalación (por ejemplo, de barreras guía).

6.1.4.7 Para instalaciones sin barreras de mamparas insertadas de manera apropiada, deben estar provistos de gabinetes adyacentes aislados o bahías de acuerdo con los requerimientos operacionales.

Cuando se requiera, la ampliación debe ser un acuerdo entre el proveedor y el usuario.

Las barreras de mamparas las cuales entran en la zona de peligro durante la instalación o remoción o el cual se tiende dentro de una zona de peligro cuando es instalado, debe cumplir con los requisitos de las placas aislantes móviles.

Las mamparas aislantes insertables que se utilizan como barreras de protección contra las partes vivas, no deben tocarse o estar en contacto con las partes vivas.

6.1.4.8 Almacenamiento de equipos de prevención de accidentes

Si los equipos de protección personal se almacenan en la subestación, debe proveerse un lugar para este propósito, donde el equipo se proteja de la humedad, suciedad y daño, siempre y cuando quede fácilmente accesibles para el uso del personal.

6.1.5 Protección del peligro que resulta de una falla de arco eléctrico

Las subestaciones eléctricas deben diseñarse, construirse y mantenerse con la finalidad de proteger al personal en forma práctica de las fallas de arco eléctrico durante la operación.

La lista siguiente de medidas es para proteger contra peligros resultantes de la falla de arco eléctrico, sirven como una guía en el diseño y construcción de las instalaciones eléctricas. El grado de importancia de estas medidas debe acordarse entre las partes involucradas.

- a) Protección contra errores de operación que se establecen, por ejemplo, por los medios siguientes:
 - 1) Cuchillas de apertura con carga en lugar de cuchillas desconectadoras;
 - 2) Cuchillas de cierre con falla de cortocircuito nominal;
 - 3) Interbloqueos;
 - 4) Llaves de bloqueo no intercambiables.
- b) Pasillos de operación tan cortos, altos y anchos, como sea posible;
- c) Cubiertas sólidas como un gabinete o barrera protectora en lugar de cubiertas perforadas o malla de alambre;
- d) Equipo probado para soportar falla de arco interno en lugar del equipo de tipo abierto (por ejemplo, las normas IEC 62271-200, IEC 62271-203);
- e) Si es necesario, los productos de arco deben alejarse del personal operativo y ventilarse hacia el exterior del edificio;
- f) Uso de dispositivos limitadores de corriente;
- g) Tiempo de disparo muy corto; que se logra con los elementos instantáneos de los relevadores o por dispositivos sensibles a la presión, a la luz o al calor;
- h) Operación de la subestación a una distancia de seguridad.

6.1.6 Protección contra descargas atmosféricas directas

Existen disponibles diferentes métodos para el análisis de la protección contra descargas atmosféricas directas. El método utilizado debe ser un acuerdo entre las partes involucradas.

El usuario debe seleccionar el nivel de protección apropiado, dependiendo del nivel de confiabilidad requerido y el método de protección utilizado.

NOTA - Para los métodos de cálculo, ver la norma IEEE Guide 998.

Deben aterrizar las bayonetas y los hilos de guarda utilizados en las subestaciones eléctricas, para la protección contra descargas atmosféricas directas.

No es necesario equipar una estructura de acero con un conductor de puesta a tierra separado, donde la estructura misma provee una trayectoria apropiada para la circulación de la corriente del rayo.

Los cables de guarda deben conectarse a la estructura de acero o al conductor de puesta a tierra, para asegurar que fluya la corriente del rayo al sistema de puesta a tierra. Para edificios y estructuras similares, ver las normas series IEC 62305.

6.1.7 Protección contra incendio

6.1.7.1 Generalidades

En una subestación eléctrica deben considerarse las normas nacionales y locales en materia de protección contra incendio.

El peligro de incendio y el riesgo de incendio del equipo eléctrico se divide en dos categorías: víctima de incendio y origen de incendio. En las subestaciones eléctricas se deben considerar las siguientes precauciones para cada una de estas categorías:

Precauciones para la víctima de incendio:

- Espacio de separación física del origen de incendio;
- Prevención de la propagación de la flama
- Diseño físico de la subestación;
- Contención de líquidos;
- Barreras contra incendio;
- Sistema de extinción
- Precauciones para el origen de incendio:
- Protección eléctrica;
- Protección térmica;
- Protección contra presión;
- Materiales resistentes al fuego.

Se debe cuidar que, en caso de incendios, estén libres y puedan usarse las rutas de evacuación, caminos de rescate y las salidas de emergencia.

El responsable de la subestación debe especificar las características técnicas para los equipos extintores de acuerdo con la normatividad vigente.

Deben proveerse dispositivos automáticos para la protección contra incendio de equipos debido al sobrecalentamiento severo, sobrecargas y fallas (internas/externas), dependiendo del tamaño e importancia de la subestación.

En equipos eléctricos donde exista un riesgo potencial de chispas, arco eléctrico, explosión o temperatura elevada, por ejemplo: generadores, transformadores, reactores, interruptores, cuchillas desconectadoras, bancos de capacitores y fusibles, no deben utilizarse en áreas operativas sujetas a incendio, a menos que la construcción de equipos sean de manera que los materiales inflamables tengan resistencia al fuego.

Si esto no puede ser garantizado, deben tomarse precauciones especiales, y necesariamente aplicar dispositivos contra incendio, separaciones resistentes al incendio, válvulas de alivio, gabinetes y contenedores.

6.1.7.2 Transformadores y reactores

La norma IEC 61100 clasifica a los líquidos aislantes de acuerdo con el punto de inflamación y al valor calórico neto (calor de combustión). La norma IEC 60726-11 clasifica a los transformadores tipo seco en términos de su comportamiento cuando se exponen al incendio.

El peligro de incendio asociado con los transformadores en las instalaciones de tipo exterior e interior depende de la capacidad nominal del equipo, del volumen y del tipo de medio ambiente, el tipo y proximidad, y exposición de los equipos aledaños y estructuras. El uso de uno o más medidas de protección reconocidas, deben aplicarse de acuerdo con la evaluación del riesgo.

NOTA - Para la definición de riesgo, ver la norma ISO/IEC Guide 51.

Los tanques comunes de confinamiento o captación, si se requieren para varios transformadores, deben colocarse con la finalidad de que un incendio en un equipo no se propague a otro.

Lo mismo aplica para tanques individuales de confinamiento, los cuales se conectan a los tanques de captación de otros transformadores; para este propósito puede utilizarse, por ejemplo, capas de grava o tubos rellenos con líquido. Se prefieren los arreglos que tienden a minimizar el peligro de incendio cuando se filtra el fluido.

6.1.7.3 Instalaciones tipo exterior

La distribución de conjunto de una subestación eléctrica tipo exterior debe ser de tal que el incendio de un transformador con un volumen de líquido de más de 1 000 litros no cause un peligro de incendio a otros transformadores y objetos. Para este propósito, debe ser necesario que se tenga una distancia de separación, G. Los valores guía se establecen en la **Tabla 37**. En el caso de los transformadores con volumen de líquido abajo de 1 000 litros, que se instalan cerca de paredes combustibles, debe ser necesario aplicar las precauciones contra incendio especiales, dependiendo de la naturaleza y uso del edificio.

La reducción de la distancia G1/G2 debe establecerse entre las partes involucradas.

Si no es posible tener en cuenta una distancia de separación como se indica en la **Tabla 37**, deben proveerse paredes de separación resistentes al incendio, con las dimensiones siguientes:

- a) Paredes de separación entre transformadores (véase **Figura 24**). Ejemplo: EI 60:
 - 1) Altura: parte superior del tanque conservador (si existe), de otra manera es la parte superior del tanque principal del transformador;
 - 2) Longitud: ancho o longitud del dique de captación (en el caso de los transformadores tipo seco, el ancho o longitud del transformador, depende de la dirección del transformador);
- b) Paredes de separación entre transformadores y edificios (véase **Figura 25**). Por ejemplo: EI 60; si no se proveen paredes de separación contra incendio adicionales, debe incrementarse la capacidad de resistencia al incendio de las paredes del edificio. Ejemplo: REI 90

NOTAS

1. REI representa el sistema de soporte (pared) mientras EI representa el sistema soporte sin carga (pared) donde R es la capacidad de soporte de carga. E es totalidad al fuego. I es el aislamiento térmico y 60/90 se refiere a la duración de resistencia al fuego en minutos.
2. Las definiciones de resistente al fuego están determinadas en la norma EN 13501-2.

Tabla 37 - Guía de valores de distancias de separación para transformadores que se instalan en exteriores

Tipo de transformador	Volumen de líquido aislante	Distancia en aire G1 para otros transformadores o superficies del edificio no combustible	Distancia en aire G2 para superficies del edificio combustibles
	I	m	m
Transformadores sumergidos en aceite aislante (O)	1 000 < ... < 2 000	3	7,5
	2 000 < ... < 20 000	5	10
	20 000 < ... < 45 000	10	20
	≥ 45 000	15	30
Transformadores sumergidos en líquido menos inflamable (k), sin protección mejorada	1 000 < ...< 3 800	1,5	7,5
	≥ 3 800	4,6	15
Transformadores sumergidos en líquido menos inflamable (k), con protección	Distancia en aire “G1” a la superficie de una edificación o transformadores adyacentes		
	Horizontal m	Vertical m	
	0,9	1,5	
Transformadores tipo seco (A)	Clase de comportamiento al incendio	Distancia en aire “G1” a la superficie de una edificación o transformadores adyacentes	
		Horizontal m	Vertical m
	F0	1,5	3,0
	F1	Ninguno	Ninguno

NOTAS:

1 Protección mejorada significa:

- a) Resistencia a la ruptura del tanque;
- b) Válvula de alivio de sobrepresión del tanque;
- c) Protección contra falla de corriente eléctrica de magnitud baja;
- d) Protección contra falla de corriente eléctrica de magnitud alta;

Un ejemplo de protección mejorada del transformador, véase la norma Factory Mutual Global 3990 o equivalente.

- 1 El espacio suficiente puede ser permitido para limpieza periódica de bobinas de transformadores encapsulados en resina, con el propósito de prevenir posibles fallas eléctricas y fuego peligroso causado por contaminación atmosférica depositada.
- 2 Los materiales no combustibles pueden ser elegidos de acuerdo con la norma EN 13501-1 (36)

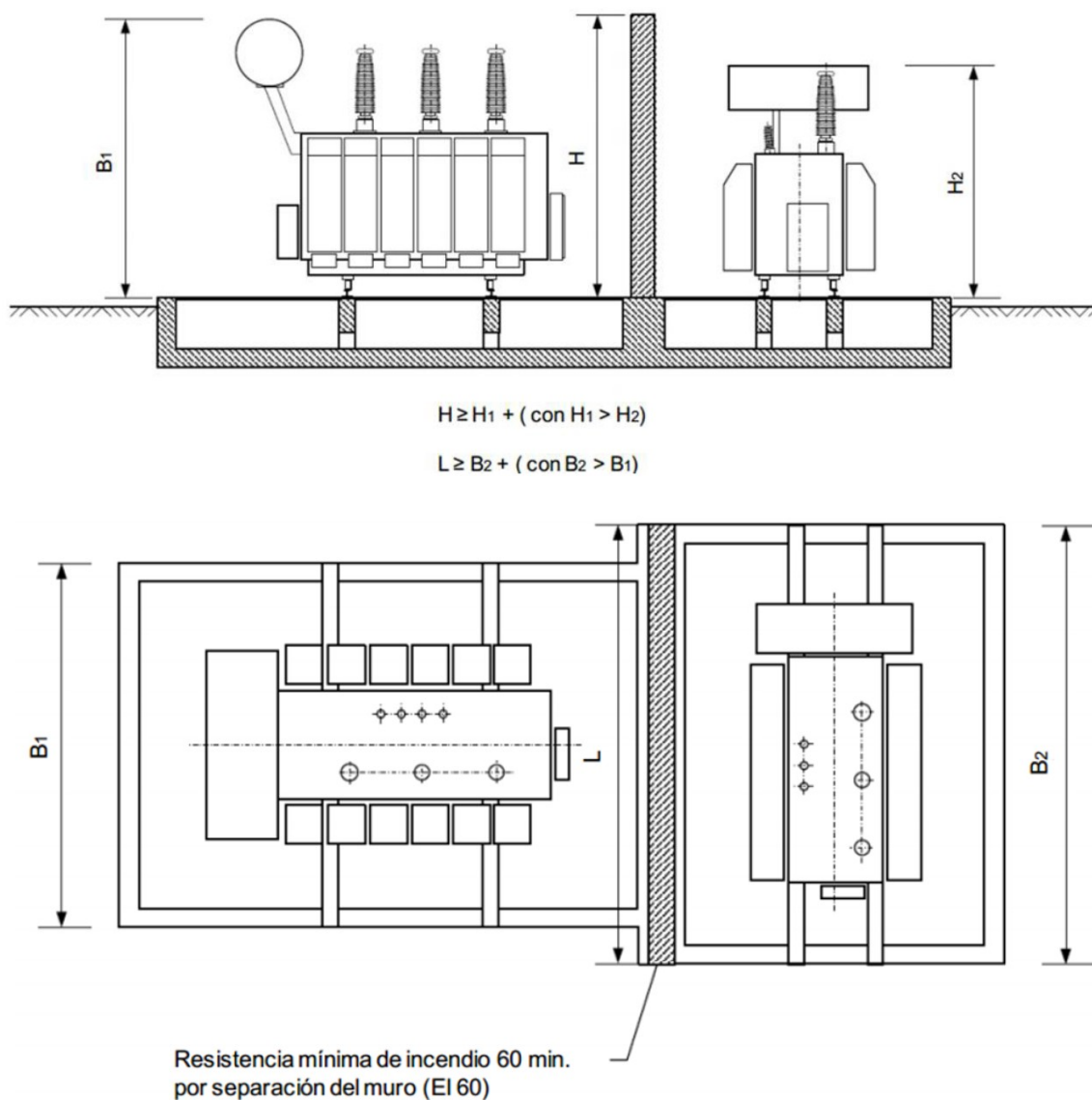


Figura 24 - Separación de muros entre transformadores

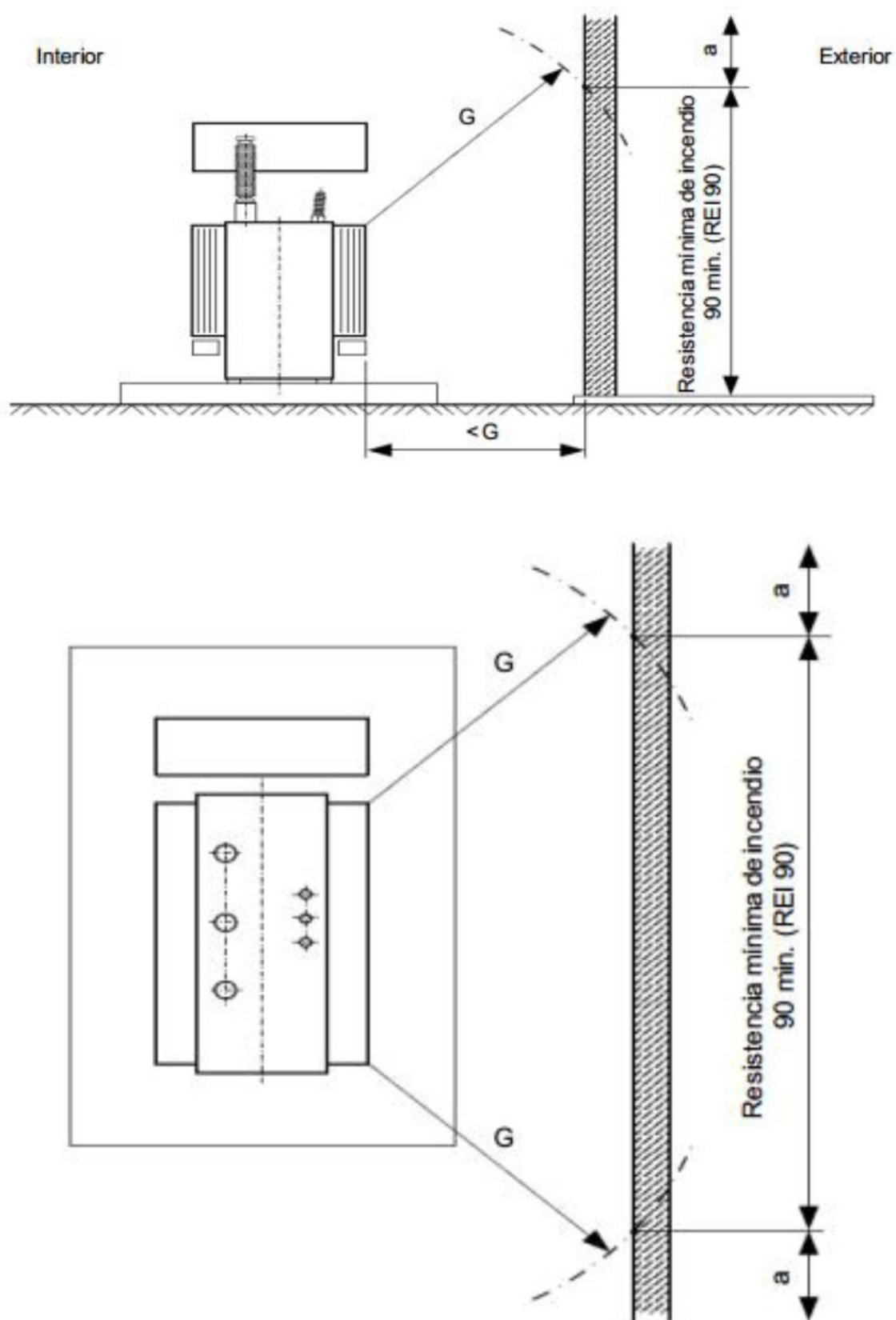


Figura 25 - a

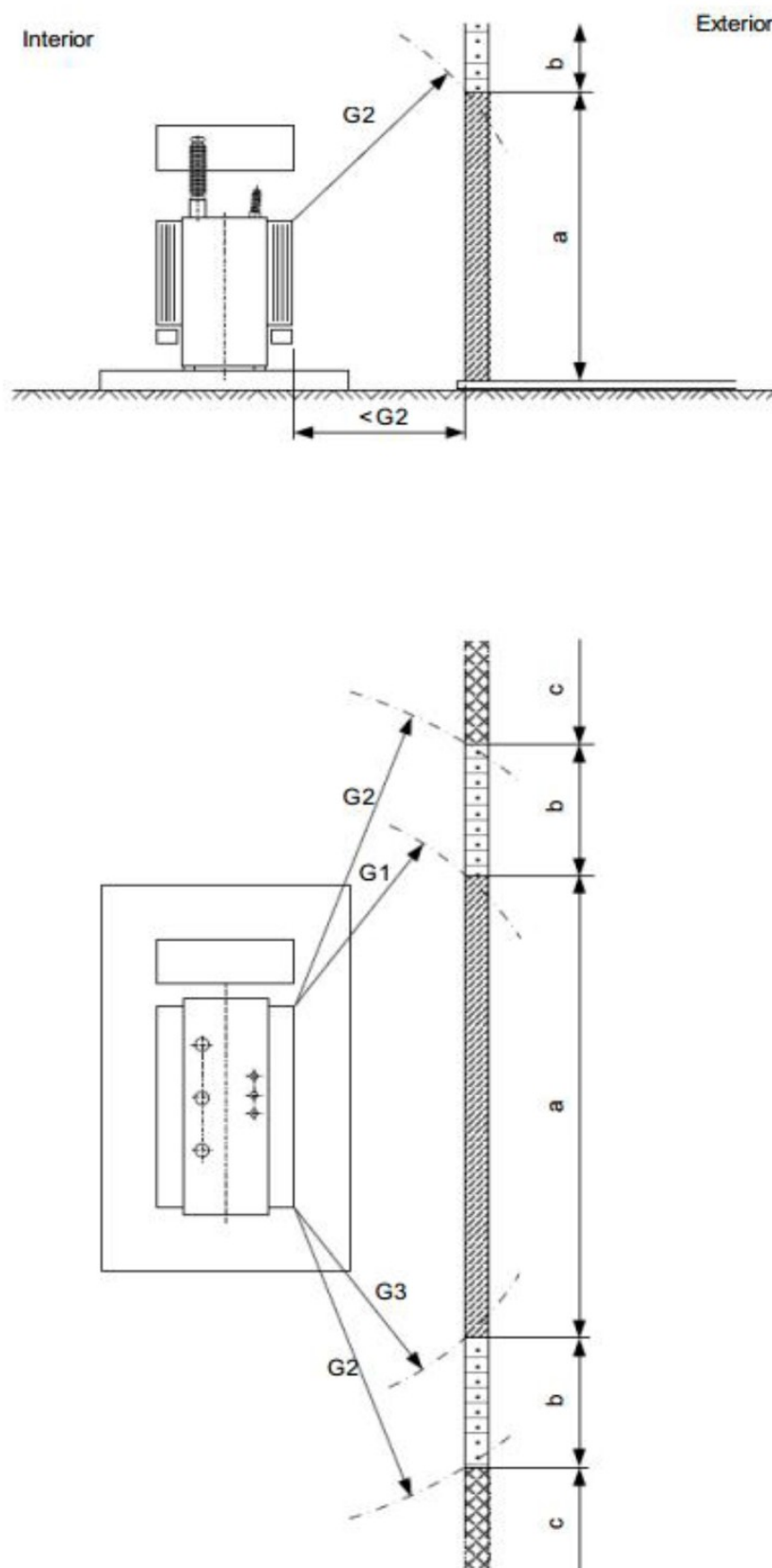


Figura 25 - b

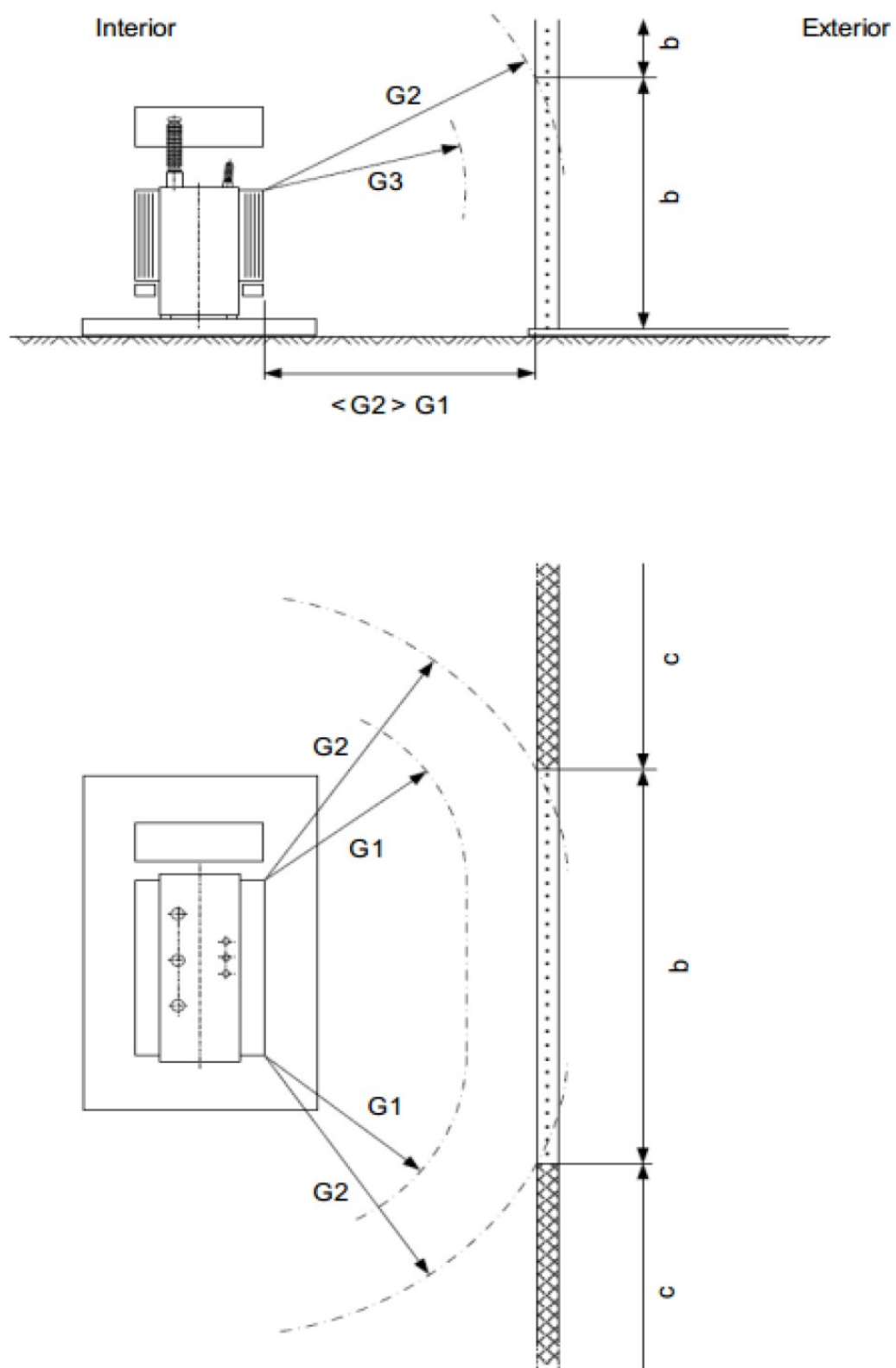


Figura 25 - c

Figura 25 - Protección contra incendio entre transformador y edificio

Sector a. El muro en esta área debe diseñarse con una resistencia mínima al fuego de 90 min (REI 90);

Sector b. El muro en esta área debe diseñarse con materiales no combustibles;

Sector c. Sin requisitos de protección contra fuego.

NOTA - Debido al riesgo del fuego vertical propagado por el sector c aplica sólo en la dirección horizontal

6.1.7.4 Instalaciones tipo interior en áreas de operación eléctrica cerrada

Los requisitos mínimos para la instalación de transformadores en interior están dados en la **Tabla 38**.

Tabla 38 - Requisitos mínimos para la instalación de transformadores tipo interior

Tipo de transformador	Volumen de líquido l	Salvaguarda
Transformador sumergido en aceite aislante (O)	$\leq 1\ 000$	EI 60 respectivamente REI60
	$>1\ 000$	EI 90 respectivamente REI90 o el 60 respectivamente REI 60 y
Transformadores sumergidos en líquido menos inflamable (k)	Tensión máxima / Corriente nominal	
	(sin restricciones)	EI 60 respectivamente REI60 o protección del rociador automático
Transformadores sumergidos el líquido menos inflamable (k), con protección mejorada	$\leq 10\ \text{MVA y}$	EI 60 respectivamente REI 60 o una distancia de separación de 1,5 m horizontalmente y 3,0 m verticalmente
	$U_m \leq 38\ \text{kV}$	
	0,9	1,5
Transformadores tipo seco (A)	Clase de comportamiento al incendio	
	F0	E 60 respectivamente REI 60 o una distancia de separación de 0,9 m horizontalmente y 1,5 m verticalmente
	F1	Paredes no combustibles

NOTAS:

1. REI representa de rodamiento donde EI representa un sistema de rodamiento sin carga, donde R es la capacidad de rodamiento con carga. E es la totalidad de incendio, I es el aislamiento térmico y 60/90 se refiere a la duración de la resistencia al fuego en minutos.

2. Definiciones de resistencia al fuego se dan en la norma EN 13501-2 (37).

3. Protección mejorada significa:

- a) Resistencia a la ruptura del tanque;
- b) Válvula de alivio de sobrepresión del tanque;
- c) Protección contra falla de corriente eléctrica de magnitud baja;
- d) Protección contra falla de corriente eléctrica de magnitud alta;

Un ejemplo de protección mejorada del transformador, ver la norma 3990 Factory Mutual.

4. Espacio suficiente puede ser permitido para limpieza periódica de bobinas de transformadores encapsulados en resina, con el propósito de prevenir posibles fallas eléctricas y fuego peligroso causado por contaminación atmosférica depositada.

Las puertas deben tener una resistencia al incendio de al menos 60 minutos. Las puertas que abren por el lado de afuera son adecuadas si los materiales y la construcción son retardantes al incendio.

Se permiten realizar aberturas de ventilación necesarias para la operación de los transformadores. Cuando se diseñan las aperturas, se debe considerar el posible escape de los gases calientes.

6.1.7.5 Instalaciones tipo interior en edificios industriales

Para todos los transformadores en edificios industriales, son necesarios los dispositivos de protección de activación rápida, para proveer la interrupción automática inmediata en la presencia de una falla.

Los transformadores con enfriamiento tipo O (sumergido en aceite aislante) requieren las mismas previsiones de la sección 6.1.7.4.

Para los otros transformadores sumergidos en líquido aislante que no requieren reglas especiales con respecto a la protección contra incendio, excepto para el caso de una fuga, debe requerirse provisiones de un aparato extintor de incendio portátil para los equipos eléctricos.

Los transformadores tipo seco A requieren de la selección correcta de la clase de comportamiento al incendio, dependiendo de la actividad de la industria y del material presente en su alrededor. Se requieren provisiones de extinción de incendio, particularmente para la clase OF (transformador sumergido en aceite aislante con enfriamiento de aceite forzado).

NOTA - Para todos los transformadores en edificios industriales, puede ser necesario precauciones de incendio adicionales, dependiendo de la naturaleza y uso del edificio.

6.1.7.6 Instalaciones tipo interior que se encuentran permanentemente ocupadas por personas

En instalaciones de alta tensión, que se localizan en edificios públicos y edificios residenciales, se deben observar condiciones especiales de acuerdo con las normas existentes o regulaciones nacionales.

6.1.7.7 Incendio en la vecindad de transformadores

Si existe un riesgo excepcional del transformador estando expuesto a incendio externo, se debe considerar las medidas siguientes:

- a) Muros de separación resistentes al incendio;
- b) Recipientes con capacidad para soportar presión interna generada;
- c) Liberación controlada del líquido caliente;
- d) Sistemas de extinción contra incendio.

6.1.8 Protección contra fuga del líquido aislante y del gas SF₆

6.1.8.1 Fuga del líquido aislante y protección del agua del subsuelo

Deben tomarse medidas para contener cualquier fuga del equipo sumergido en líquido aislante, para prevenir daños al medio ambiente. Las normas nacionales y/o locales pueden especificar la cantidad mínima de líquido contenido en un equipo, para el cual se requiere un contenedor. Como una guía donde no existen regulaciones nacionales y/o locales, debe proveerse de un contenedor del equipo sumergido en líquido más de 1 000 litros (de acuerdo con la norma IEEE Guide 980:2 500 l).

6.1.8.2 Contención para equipo tipo interior

En instalaciones interiores, el derrame del líquido aislante puede contenerse por la provisión de pisos impermeables con umbrales alrededor del área donde está localizado el equipo o por la colección del líquido derramado en un área de almacenamiento designada en el edificio (ver **Figura 25**).

El volumen de líquido aislante en el equipo lo mismo que cualquier volumen de descarga de agua del sistema de protección contra incendio, debe considerarse cuando se selecciona la altura del umbral o volumen del área almacenamiento.

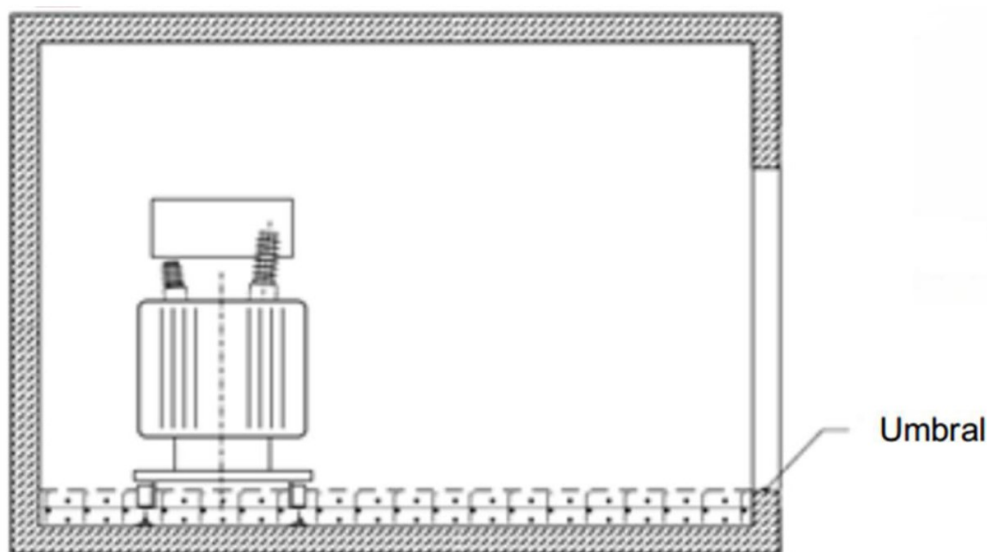


Figura 26 - Ejemplo de transformadores pequeños, sin capa de grava triturada y tanque de captación

NOTA - El área punteado denota la cantidad completa del líquido aislante del transformador derramado en el suelo.

6.1.8.3 Contención para equipo tipo exterior

La cantidad de líquido aislante en el equipo, el volumen de agua de la lluvia y los sistemas de protección contra incendio, la proximidad con la corriente de agua y las condiciones del suelo, deben considerarse en la selección del sistema de contención.

Los contenedores o tanques de captación, donde se provea, pueden diseñarse o arreglarse como sigue:

- a) Tanques;
- b) Confinamiento con tanque de captación integrado para la cantidad completa de líquido (**Figura 27**);
- c) Confinamiento con tanque de captación separado. Donde existen algunos confinamientos, los tubos de drenaje pueden alimentar a un tanque de captación común; este tanque de captación común debe ser capaz de almacenar el fluido del transformador más grande (**Figura 26**);
- d) Confinamiento con tanque de captación para algunos transformadores capaz de almacenar el fluido del transformador más grande (**Figura 27**).

Las paredes y los tubos asociados de confinamiento y tanques de captación deben ser impermeables al líquido.

La capacidad de los confinamientos/tanques de captación para los fluidos aislante y de enfriamiento, no deben ser demasiado reducido por el agua que fluye en su interior. Debe ser posible drenar o extraer el agua.

Se recomienda utilizar un dispositivo indicador de nivel de líquido.

Debe ponerse atención al daño que ocasionan las heladas. Las medidas siguientes adicionales deben considerarse para la protección de las vías pluviales y el agua del suelo:

- a) La salida del líquido aislante y de enfriamiento del arreglo confinamiento/tanque de contención/suelo debe prevenirse (para excepciones, ver 6.1.7.3);
- b) El drenado de agua debe pasar a través de dispositivos para la separación de los fluidos; para este propósito, debe tomarse en cuenta su peso específico.

Para instalaciones tipo exterior, es recomendable que el longitud y ancho del tanque es igual a la longitud y ancho del transformador más el 20% de la distancia entre el punto más alto del transformador (incluyendo el contenedor) y el nivel superior de la contención en cada lado.

La norma IEEE 980 recomienda que el contenedor de derrame se extienda a un mínimo de 1 500 mm más allá de cualquier parte del equipo.

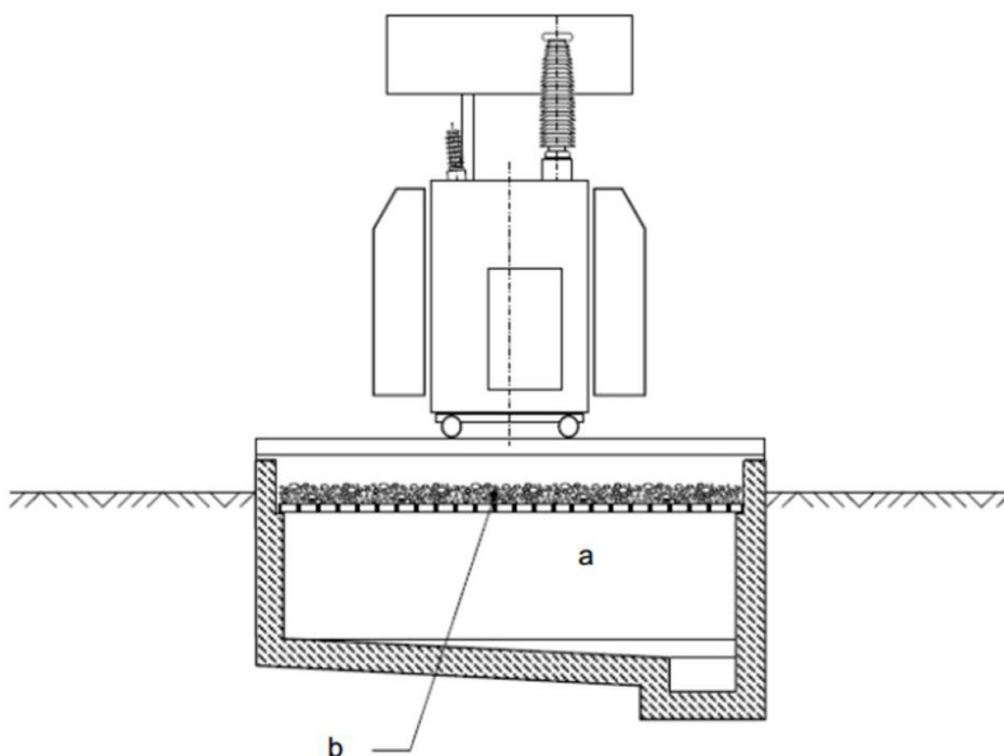


Figura 27 - Confinamiento con un tanque de captación integrado

De donde:

- **a.** es el contenedor: la cantidad completa de líquido del transformador más el agua de lluvia;
- **b.** para información acerca de las rejillas de protección contra incendios o medios de bloqueo del fuego, véase 6.1.7.2.

NOTA - Además, se recomienda considerar la instalación del agua contra incendios (si existe).

Se deben tomar en cuenta las leyes y regulaciones nacionales y locales en la materia.

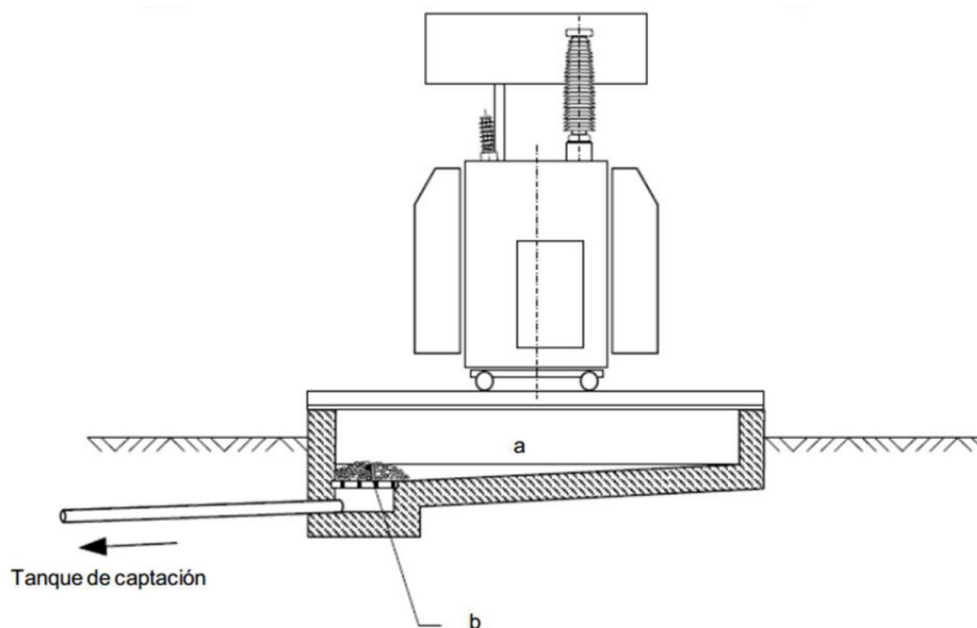


Figura 28 - Confinamiento con un tanque de captación

De donde:

- a. en el contenedor con un 20% de líquido del transformador;
- b. para información acerca de las rejillas de protección contra incendios o medios de bloqueo del fuego, véase 6.1.7.1.

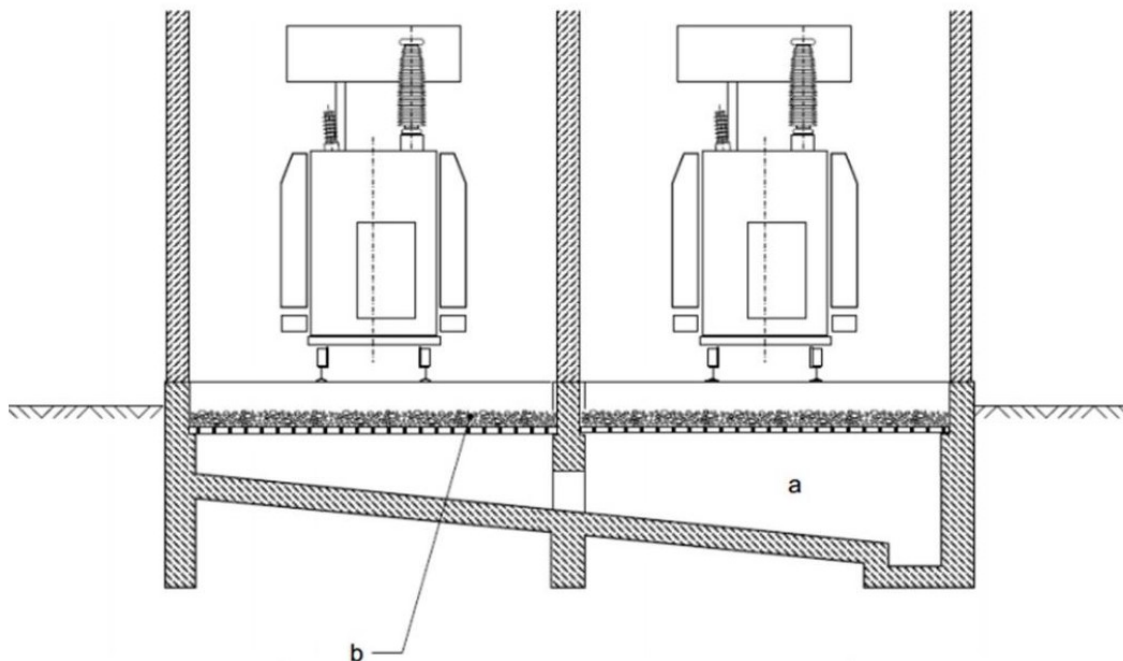


Figura 29 - Confinamiento con un tanque integrado de captación común

De donde:

- a. es el contenedor exterior. La cantidad completa de líquido del transformador más grande más el agua de lluvia.
- b. es el contenedor interior. La cantidad completa de líquido del transformador más grande.

NOTA - Además, se recomienda considerar la instalación del agua contra incendios (si existe).

6.1.8.4 Fugas del gas SF₆

Las recomendaciones para el uso y manejo del gas SF₆ se dan en la norma IEC 62271-4.

Para atender el evento de una fuga de gas SF₆ en equipos dentro de un edificio, debe proporcionarse ventilación mecánica en el cuarto y en otros lugares accesibles donde la acumulación de gas puede presentar un peligro. En caso de instalaciones tipo exterior, no es necesario previsiones especiales.

La ventilación mecánica puede omitirse cuando el volumen de gas del compartimiento más grande a presión atmosférica no excede el 10% del volumen del cuarto. Para propósitos de cálculo del volumen total de gas SF₆ (calculado a temperatura y presión normales), deben considerarse los cilindros conectados a las instalaciones en SF₆.

En cuartos con equipos en gas SF₆, los cuales se encuentran debajo del nivel de la tierra en todos sus lados, debe proveerse de ventilación mecánica, si las cantidades de gas SF₆ representan un riesgo intolerable, para la salud y seguridad del personal (ver nota abajo), son capaces de acumularse debido a la cantidad de gas y al tamaño del cuarto.

En los cuartos pequeños, ductos, fosas, pozos, entre otros, que se localizan por abajo de los cuartos de las instalaciones SF₆ y conectados a ellos, debe ser posible realizar la ventilación.

- a) Ninguna parte del equipo instalado en el cuarto de distribución que está en contacto con el aire puede exceder una temperatura de 45 °C.
- b) Cuando el llenado de equipo se lleva a cabo durante el montaje en sitio (sistemas no sellados) pueden tomarse medidas para prevenir ahumar, abrir fuego y soldadura en el área de trabajo.

6.1.8.5 Falla con pérdida de gas SF₆ y sus productos de descomposición

Para asegurar la integridad del personal que trabaja con gas SF₆, en el caso de falla de un equipo eléctrico con pérdida del gas SF₆ y que se hayan producido productos de descomposición. Se deben seguir las recomendaciones de la norma IEEE Std C37.122.3.

6.1.9 Identificación y marcado**6.1.9.1 Generalidades**

Se requiere una identificación clara y marcado inequívoco para evitar la operación incorrecta, errores humanos, incidentes y accidentes, mientras se realizan las labores de operación y mantenimiento.

En los lugares en que el contacto con equipos eléctricos o la proximidad de éstos pueda entrañar peligro para el personal, deben colocarse avisos de seguridad de conformidad con lo que establece la NOM-026-STPS, colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.

Todos los equipos eléctricos de la subestación deben contar con información que identifique sus características eléctricas y la distancia de seguridad para los voltajes presentes, ya sea en una placa, en etiquetas adheridas o marcada sobre el equipo.

Las señales, placas y letreros deben ser de material durable y no corrosivo e impresos en caracteres imborrables.

El estado de operación de los dispositivos de control y distribución debe mostrarse claramente por los indicadores, excepto cuando los contactos principales pueden verse claramente por el operador.

Deben identificarse las terminales de los cables y los componentes. Deben proveerse detalles relevantes que hacen posible la identificación de acuerdo con una lista de alambrado o diagrama.

6.1.9.2 Placas de información y placas de advertencia

En áreas eléctricas cerradas y edificios industriales, debe proveerse a todos los cuartos de los equipos eléctricos, en el exterior del cuarto y en cada puerta de acceso, con la información necesaria que identifica cada cuarto y señalando cualquier peligro.

Los colores utilizados en las señales de seguridad e higiene deben cumplir con los requerimientos de la norma NOM-026-STPS.

6.1.9.3 Advertencia de peligro eléctrico

Todas las puertas de acceso a las áreas cerradas de operación eléctrica y todas las cercas perimetrales exteriores, deben proveerse con señales de advertencia.

Las señales de advertencia de peligro eléctrico deben cumplir con los requerimientos de la norma NOM-026-STPS.

6.1.9.4 Instalaciones con capacitores incorporados

Los capacitores deben proveerse con una etiqueta de advertencia que indica el tiempo de descarga.

6.1.9.5 Señales de emergencia para las salidas de emergencia

La salida de emergencia debe indicarse por una señal de advertencia de seguridad apropiada.

Las señales de emergencia para las salidas de emergencia deben cumplir con los requerimientos de la norma NOM-026-STPS.

6.1.9.6 Identificación de marcado en los conductores

La posición en donde los cables entran a los edificios puede identificarse. Marcas de identificación no deben ser colocadas en cubiertas removibles o puertas que pueden ser intercambiables.

6.1.10 Acometidas

Para la protección al personal y al equipo eléctrico, las acometidas a su llegada a la subestación deben considerar un medio de protección contra sobretensiones originadas en la línea de transmisión o circuito de distribución, consistente en la instalación de un juego de apartarrayos de óxido de zinc en el inicio de la bahía que debe ser seleccionado de acuerdo con la tensión del sistema en kV y la corriente de descarga en kA. En acometidas aéreas-subterráneas se deben instalar dos juegos de apartarrayos, uno en la entrada de la transición y otro a la salida a fin de proteger de forma adecuada el tramo de cable aislado de potencia.

En acometidas de circuitos de distribución utilizados para la alimentación de los servicios propios de la subestación eléctrica, adicionalmente se debe contar con elementos de protección contra sobrecorriente y cortocircuito debiendo instalarse cortacircuitos fusibles o interruptores de potencia, seleccionados de acuerdo con la tensión del sistema en kV y la potencia del transformador en kVA que alimentara.

Se debe cuidar que las acometidas de las líneas de transmisión a la subestación eléctrica se realicen de manera recta, pero cuando esta tenga un ángulo tal que provoque que las bajadas hacia los equipos de línea se vean comprometidas, se debe usar un marco de remate con el objeto de facilitar las conexiones del equipo de línea. Siempre deben respetarse las distancias de seguridad correspondientes.

De igual manera los cables de guarda del sistema de blindaje que provienen de las líneas de transmisión se deben conectar eléctricamente con el sistema de blindaje de la subestación en el punto de acometida a la subestación eléctrica.

6.1.11 Servicios Propios

Los servicios propios son el conjunto de equipos e instalaciones que suministran energía eléctrica en baja tensión, tanto en corriente alterna como en corriente directa, a los equipos y servicios auxiliares de una subestación eléctrica, con el objetivo de que los equipos primarios, de protecciones, medición, control y comunicaciones funcionen de forma segura y confiable.

Los servicios propios de una subestación se dividen en:

- a) Grupo que suministra energía eléctrica en corriente alterna, y
- b) Grupo que suministra energía eléctrica en corriente directa

En ambos grupos se tiene más de una fuente de alimentación, de manera que exista un respaldo en caso de falla o mantenimiento de la fuente primaria, a fin de garantizar un suministro de energía eléctrica continuo.

Las instalaciones eléctricas y equipos que alimentan los servicios propios en una subestación eléctrica deben ofrecer condiciones adecuadas de seguridad para las personas y sus propiedades, en lo referente a la protección contra:

- Las descargas eléctricas,
- Los efectos térmicos,
- Las sobrecorrientes,
- Las corrientes de falla y
- Las sobretensiones.

Para tal efecto se deben cumplir con las disposiciones indicadas en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (utilización).

6.2 Líneas de la Red Nacional de Transmisión

6.2.1 Generalidades

Todos los requisitos referidos en el presente capítulo corresponden a Instalaciones Eléctricas Nuevas que se diseñen y construyan a partir de la entrada en vigor de esta Norma.

En las instalaciones eléctricas a que se refiere la presente Norma, deben utilizarse materiales y equipos (productos) que cumplan con lo establecido en la sección 4.3.

Los materiales y equipos (productos) de las instalaciones eléctricas sujetos al cumplimiento señalado en el párrafo anterior, deben contar con un certificado expedido por un organismo de certificación de producto, acreditado, aprobado, en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

Los materiales y equipos (productos) que cumplan con las disposiciones establecidas en los párrafos anteriores se consideran aprobados para los efectos de este Proyecto.

Los equipos de medición que se requieran para la determinación de los parámetros de las instalaciones deben estar calibrados por un laboratorio acreditado (dimensional).

6.2.2 Puesta a tierra de líneas aéreas y subterráneas de alta y extra alta tensión

El objetivo del presente capítulo es proporcionar los métodos prácticos de puesta a tierra, como uno de los medios para salvaguardar la integridad de las personas y a los operarios del daño que pudiera causar el potencial eléctrico la Red Nacional de Transmisión. Este capítulo se refiere a los métodos para la puesta a tierra de los conductores, equipos, estructuras y los equipos de comunicaciones; los requisitos que establecen en que caso deben conectarse a tierra, se encuentra en el presente capítulo.

6.2.2.1 Medición de la resistencia del sistema de tierra

Para realizar la medición debe estar desconectada la red de puesta a tierra del neutro del sistema eléctrico, de las partes metálicas estructurales las instalaciones y del hilo de guarda de la línea aérea o pantalla metálica de una línea subterránea y/o cable de continuidad de tierra que forma parte de las conexiones de las pantallas metálicas de los cables de potencia de la línea subterránea.

6.2.2.2 Puesta a tierra durante mantenimiento o reparaciones

El equipo o los conductores que operan a más de 110 V entre fases y que deban repararse cuando se desconecten de su fuente de alimentación, deben conectarse a tierra y en cortocircuito, antes y durante la reparación o mantenimiento. Asegurar que la desconexión de su fuente de alimentación se realice por un medio de una apertura visible y realizar un bloqueo mecánico para evitar una conexión involuntaria, así como, asegurar a través de un dispositivo sensible a potencial eléctrico que permita determinar que no se encuentra energizado el equipo o los conductores antes de poner a tierra.

6.2.2.3 Capacidad de conducción de corriente y resistencia mecánica

La capacidad de conducción de corriente de tiempo corto de un conductor de puesta a tierra desnudo, es la corriente que puede conducir (soportar) durante el tiempo establecido en el cálculo de corto circuito máximo asimétrico correspondiente al tiempo en que transcurre la circulación de corriente, sin fundirse o cambiar su estado, y para un conductor con aislamiento es la corriente que pueden conducir sin que se dañe su aislamiento.

- a) Para sistemas que se conectan 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 exclusivo para servicios individuales debe tener una "capacidad de conducción de corriente de corto tiempo" para la corriente eléctrica de falla, que pueda circular por el propio conductor durante el tiempo de operación del dispositivo de protección del sistema. Si este valor no puede determinarse, la capacidad de conducción de corriente permanente del conductor de puesta a tierra debe ser igual o mayor que la corriente eléctrica a plena carga del transformador o de otra fuente de alimentación.
- b) Para sistemas en corriente alterna con múltiples conexiones de puesta a tierra. El conductor de puesta a tierra para un sistema de corriente alterna con múltiples conexiones a tierra, excluyendo las puestas a tierra en los servicios a usuarios, debe tener una capacidad continua de conducción de corriente, en cada conexión, mayor que un quinto de la capacidad de los conductores del sistema al que esté conectado. (Véase el inciso e) de esta Sección).
- c) Para apartarrayos primarios. El conductor de puesta a tierra debe tener la "capacidad de conducción de corriente de tiempo corto", bajo las condiciones de corriente eléctrica causada por un disturbio. El conductor individual de puesta a tierra de un apartarrayos debe ser de tamaño nominal no menor que 107,2 mm² a 253,4 mm² (4/0 AWG y 500 kCM) de cobre o de alambre de acero, este último con recubrimiento de cobre con conductividad equivalente, para tensiones nominales del sistema de 69 kV hasta 400 kV.

Cuando la flexibilidad del conductor de puesta a tierra es vital en la operación del apartarrayos, deben emplearse conductores flexibles, en los puntos adyacentes a la base del apartarrayos.

El punto de referencia de tierra del apartarrayos, el neutro y el tanque del transformador debe interconectarse a la puesta a tierra, mediante un conductor flexible o alambre de sección transversal no menor que 107,2 mm² a 253,4 mm² (4/0 AWG y 500 kCM) de cobre o de alambre de acero, este último con recubrimiento de cobre con conductividad equivalente, para tensiones nominales del sistema de 69 kV hasta 400 kV y, en su caso, una de las terminales de media tensión, junto con las cuales se conectan al electrodo de puesta a tierra.

El tanque del transformador no debe utilizarse como un medio de puesta a tierra.

En transformadores monofásicos deben ser conectados a tierra todos los postes adyacentes, más las estructuras de remate del secundario, mediante un conductor flexible o alambre de sección transversal no menor que 107,2 mm² a 253,4 mm² (4/0 AWG y 500 kCM) de cobre o de alambre de acero, este último con recubrimiento de cobre con conductividad equivalente, para tensiones nominales del sistema de 69 kV hasta 400 kV.

- d) Para equipo, mensajeros y retenidas. El conductor de puesta a tierra para equipo, canalizaciones, mensajeros, retenidas, cubiertas metálicas de cables y otras cubiertas metálicas de conductores, debe tener la "capacidad de conducción de corriente de tiempo corto" para la corriente eléctrica de falla y para el tiempo de operación del dispositivo de protección del sistema. Si no se provee

protección contra sobrecorriente o falla, la capacidad de conducción 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 tamaño nominal menor que 107,2 mm² a 253,4 mm² (4/0 AWG y 500 kCM) de cobre o de alambre de acero, este último con recubrimiento de cobre con conductividad equivalente en su capacidad de conducción de corriente.

Cuando las cubiertas 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 conducción de corriente. El límite de la capacidad de corriente del conductor de puesta a tierra es el siguiente:
 - 1) La de los conductores de fase que suministran la corriente de la falla a tierra; y
 - 2) La corriente eléctrica máxima que pueda circular por el conductor, hacia el electrodo a que esté conectado. Para un conductor individual de puesta a tierra, esta corriente eléctrica es aproximadamente igual al resultado de la tensión eléctrica de suministro dividida entre la resistencia a tierra del electrodo.
- f) Resistencia mecánica. Todo conductor de puesta a tierra debe tener resistencia mecánica para las condiciones a que esté sometido. Además, los conductores de puesta a tierra sin protección deben tener una resistencia a la tensión mecánica mayor o igual que la correspondiente al tamaño nominal de 107,2 mm² (4/0 AWG) de cobre temple duro para líneas en alta y extra alta tensión. Para subestaciones de potencia en alta tensión a nivel de Transmisión, deben tener una resistencia a la tensión mecánica mayor o igual que la correspondiente al tamaño nominal de 107,2 mm² (4/0 AWG) de cobre temple duro.

6.2.2.4 Guardas y protección

Debe proveerse lo siguiente:

- a) Deben protegerse los conductores de puesta a tierra para sistemas conectados a tierra en un solo punto y aquellos conductores expuestos a daño mecánico. Los conductores de puesta a tierra no requieren protección cuando no estén fácilmente accesibles ni en donde se conecten a tierra los circuitos o equipos con múltiples conexiones;
- b) Cuando se requiera protección, los conductores de puesta a tierra deben protegerse por medio de guardas contra el riesgo a que estén expuestos. Las guardas deben estar a una altura mínima de 2,50 m sobre el suelo o plataforma en que los conductores son accesibles a las personas;
- c) Los conductores de puesta a tierra sin guardas expuestos a daños mecánicos deben protegerse fijándose a la superficie del poste, estructura o la que aplique, colocando los conductores en la parte menos expuesta; y
- d) Las guardas que se utilizan para conductores de puesta a tierra contra descargas atmosféricas deben ser de material no magnético que envuelva completamente al conductor y fijo en ambos extremos.

6.2.2.5 Separación de conductores de puesta a tierra

- a) Los conductores de puesta a tierra para equipo y circuitos de las clases indicadas a continuación, deben correr separadamente hasta sus propios electrodos.
 - 1) Apartarrayos de circuitos de más de 600 V y armazones de equipo que opere a más de 600 V;
 - 2) Circuitos de alumbrado y fuerza hasta 600 V; y
 - 3) Puntas de pararrayos (protección contra descargas atmosféricas), a menos que estén conectadas a una estructura metálica con conexión al sistema de puesta a tierra.

Como alternativa, los conductores de puesta a tierra pueden correr separadamente hasta una barra colectora de tierra o un cable de puesta a tierra del sistema, que esté conectado a tierra en varios lugares.

- b) Los circuitos primario y secundario que utilicen un conductor neutro común, deben tener cuando menos una conexión de puesta a tierra por cada 400 m de línea, sin incluir las conexiones de puesta a tierra en los servicios de usuarios. Deberán existir no menos de cuatro conexiones de puesta a tierra en una distancia de 1,6 km, aun cuando algunos intervalos excedan 400 m.

- c) Cuando se usen electrodos independientes para sistemas independientes, 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.
- d) Se recomienda que los cables de comunicación subterráneos estén separados 2 m mínimo de los electrodos artificiales para apartarrayos de sistemas eléctricos no conectados a tierra, que operan a tensiones mayores de 15 kV entre fases.

6.2.2.6 Electrodos de puesta a tierra

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 electrodos) debe emplearse para conectar a tierra el sistema eléctrico y las envolventes metálicas de conductores y al equipo servido por el mismo sistema. El electrodo de tierra debe cumplir con los requerimientos indicados en las secciones 5.2.9.8 y 5.2.10.

6.2.2.7 Electrodos de puesta a tierra existentes

Para efectos de este capítulo, se entiende por "electrodos de puesta a tierra existentes" aquellos elementos metálicos instalados para otros fines diferentes al de puesta a tierra.

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 1,00 m abajo del nivel del terreno natural, constituye un efectivo y aceptable electrodo de puesta a tierra.

Cuando la estructura de acero (como columna, torre, y poste) soportada sobre 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 con soldadura de termofusión o por medio de cable que una directamente a las varillas de refuerzo con la estructura arriba del concreto.

Los amarres de acero comúnmente usados, se considera que proporcionan 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 eléctricas de descarga a tierra (aun conectada a otro electrodo que no sean las varillas), hay posibilidad de daño al concreto interpuesto, debido a la corriente que busca camino hacia tierra a través del concreto, que es mal conductor.

6.2.2.8 Medios de conexión a electrodos

Hasta donde sea posible, las interconexiones a los electrodos deben ser accesibles. Los medios para hacer estas conexiones deben proveer sujeción mecánica, permanencia y capacidad de conducción de corriente, tal como los siguientes:

- a) Una abrazadera, accesorio o soldadura permanentes y efectivos;
- b) Un conector de bronce con rosca, que penetre bien ajustado en el electrodo;
- c) Para construcciones con estructura de acero, en las que se empleen como electrodo las varillas de refuerzo embebidas en concreto (del cimiento), debe usarse una varilla de acero similar, para unirla, mediante soldadura a otra provista de un tornillo de conexión. El tornillo debe ser conectado sólida y permanentemente a la placa de asiento de la columna de acero soportada en el 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; y
- d) Para construcciones con estructuras de concreto armado, en las que se emplee un electrodo consistente en varillas de refuerzo o alambre embebidos en concreto (del cimiento), debe usarse un conductor de cobre desnudo de tamaño nominal adecuado para satisfacer el requisito indicado en 5.2.9.7, pero no menor que 33,6 mm² (2 AWG) que se conecte a las varillas de refuerzo o al alambroón, mediante un conector adecuado para cable de acero. El conector y la parte expuesta del conductor de cobre deben cubrirse completamente con mastique 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 debe ser de tamaño nominal no menor que 33,6 mm² (2 AWG).

6.2.2.9 Punto de conexión a sistemas de tubería

Los electrodos fabricados o las estructuras puestas a tierra deben separarse por lo menos 3.00 m de líneas de tubería usadas para la transmisión de líquidos o gases inflamables que operen a altas presiones (1050 kPa o más), y deben estar protegidos catódicamente como una sola unidad.

NOTA - Debe evitarse la instalación de electrodos a menos de 3,00 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 de riesgo para el personal y la infraestructura, mediante un estudio de compatibilidad electromagnética entre ambos sistemas, e implementar las medidas de mitigación necesarias para la convivencia de estas instalaciones.

6.2.2.10 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.

6.2.2.11 Resistencia a tierra de electrodos

El sistema de puesta a tierra debe realizarse con uno o más electrodos conectados entre sí. Debe tener una resistencia a tierra baja para minimizar los riesgos al personal en función de la tensión eléctrica de paso y de contacto (se considera aceptable un valor de 10 Ω ; en terrenos con alta resistividad este valor puede llegar a ser hasta de 25 Ω).

Se recomienda que el valor medido de resistencia a tierra sea menor o igual que 10 Ω para líneas aéreas de alta tensión.

Para líneas aéreas de alta tensión con la instalación de torres autoportadas de acero galvanizados, se recomienda que el valor medido de resistencia a tierra debe ser menor o igual que 10 Ω .

Para líneas aéreas de alta tensión con la instalación de postes troncocónicos autoportados, se recomienda que el valor medido de resistencia a tierra debe ser menor o igual que 30 Ω .

Para líneas subterráneas de alta tensión, se recomienda que el valor medido de resistencia a tierra debe ser de 5 a 10 Ω .

- a) Plantas generadoras y subestaciones. Cuando estén involucradas tensiones y corrientes eléctricas 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 Ω en las condiciones más críticas.

Deberán existir no menos de cuatro conexiones de puesta a tierra en una distancia de 1,6 km, aun cuando algunos intervalos excedan 400 m.

6.2.2.12 Puesta a tierra de líneas aéreas

Toda cerca metálica que se cruce con líneas suministradoras en áreas no urbanizadas, debe conectarse a tierra, a uno y otro lado del cruce, a una distancia sobre el eje de la cerca y no mayor que 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.

6.2.2.13 Cables mensajeros, retenidas e hilos de guarda.

- 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 en las torres, a los intervalos máximos indicados a continuación:
 - 1) Cuando el cable mensajero sea adecuado para utilizarse como conductor de puesta a tierra del sistema (véase 5.2.9.4), una conexión como mínimo, en cada 400 m de línea, independientemente del sistema de tierras del servicio de los usuarios, deberán existir no menos de cuatro conexiones de puesta a tierra en una distancia de 1,6 km, aun cuando algunos intervalos excedan 400 m; y
 - 2) Cuando el cable mensajero no sea adecuado para utilizarse como conductor de puesta a tierra del sistema, una conexión como mínimo, en cada 200 m de línea, independientemente del sistema de tierras del servicio de los usuarios.

- b) Retenidas. Las retenidas que requieran estar puestas a tierra deben conectarse a:
- 1) Estructuras de acero puestas a tierra, o a una conexión efectiva de puesta a tierra en postes de madera o concreto; y
 - 2) Un conductor de línea (neutro) que tenga cuando menos una conexión de puesta a tierra como mínimo en cada 400 m, además de las conexiones de puesta a tierra en los servicios a usuarios. Deberán existir no menos de cuatro conexiones de puesta a tierra en una distancia de 1,6 km, aun cuando algunos intervalos excedan 400 m.
- c) Cables de guarda. Los cables de guarda para líneas de alta y extra alta tensión deben conectarse a los cables de puesta a tierra de las estructuras.

6.2.2.14 Electrodo artificial

Cuando se utilicen electrodos artificiales deben:

- a) Penetrar tanto como sea posible, dentro del nivel de humedad permanente; y
- b) Ser de un metal o aleación que no se corra.

Toda la superficie externa de los electrodos debe ser conductora, bajo las condiciones existentes y durante la vida útil de los mismos, esto es, que no tenga pintura, esmalte u otra cubierta aislante.

6.2.2.15 Resistividad del suelo y de diseño

- a) Debe medirse la resistividad aparente del suelo en cada punto donde se localice la estructura;
- b) Debe contarse con una memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra, que indique la resistividad de diseño, la cual debe tomar como base la resistividad del suelo, y el método de cálculo; y
- c) Los sistemas de puesta a tierra para cada estructura deben diseñarse tomando como base las resistividades de diseño.

6.2.2.16 Materiales y equipos para puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra debe considerar como mínimo el material y equipo permanente siguientes:

- a) Para contra-antenas, con las características siguientes:
 - 1) Alambre de cobre electrolítico; en sección circular, temple semiduro, de sección transversal mínima de 33,62 mm² o de mayor conductividad I.A.C.S a 20°C 97,66% de; y
 - 2) Cable de acero con recubrimiento de cobre soldado (30 ACS 7 No 9) de sección trasversal de 46,44 mm² o mayor, diámetro nominal de 8,71 mm de resistencia de 1,27481 Ω/km.
- b) Electrodos verticales de acero con recubrimiento de cobre electrolítico; y
- c) Conexiones soldadas tipo exotérmico. En un sistema de transmisión no se aceptan conectores a compresión o atornillables.
- d) Terreno vegetal o intensificadores químicos.

6.2.2.17 Resistencia eléctrica del sistema de puesta a tierra

Después de la instalación del sistema de puesta a tierra, debe realizarse la medición de la resistencia eléctrica a pie de torre, se recomienda que el valor de la resistencia del sistema de puesta a tierra debe ser:

- a) Para torres autoportadas debe ser menor que 10 Ω.
- b) Para postes troncocónicos o tubulares debe ser menor que 30 Ω.

Excepción: En caso de no lograr los valores anteriores debe presentarse una solución alternativa.

6.2.2.18 Construcción y detalles de la puesta a tierra

- a) Para las torres autoportadas de acero galvanizado, las uniones de las contra-antenas deben soldarse en la interface cable - placa estructural "stub" de la estructura o en la sección embebida en concreto de la estructura; y
- b) Para los postes troncocónicos de acero galvanizado, las uniones de las contra-antenas deben soldarse a las anclas de los postes

En ambos tipos de estructuras las uniones deben quedar ahogadas en el concreto de la cimentación, de tal manera que las conexiones no sean visibles.

La soldadura no debe presentar ruptura o agrietamiento en las uniones durante los trabajos de colado de las cimentaciones.

En estructuras de madera, concreto y de fibra de vidrio se deberá instalar la bajante de tierra, rematando en espiral la parte del poste que se empotra para su soporte.

6.2.2.19 Puesta a tierra de líneas subterráneas

Punto de conexión del conductor de puesta a tierra en sistemas de corriente alterna

a) Para tensiones de 69 kV a 400 kV

1) Conductor sin pantalla (ya sea desnudo, forrado o aislado sin pantalla). El conductor debe ser eficazmente puesto a tierra en cada una de las acometidas.

2) Cable con pantalla.

b) Conexión de la pantalla del cable con la puesta a tierra de apartarrayos. Las pantallas metálicas de los cables deben unirse con el sistema de tierras de apartarrayos;

c) Cable sin cubierta exterior aislante. La conexión debe hacerse al neutro del transformador de alimentación y en las terminales del cable; y

d) Cable con cubierta exterior aislante. Se recomienda hacer conexiones adicionales entre las pantallas metálicas sobre el aislamiento del cable (o armadura) y la red de puesta a tierra del sistema. En líneas de cable con pantalla de múltiples conexiones a tierra, la pantalla metálica (incluyendo armadura) debe conectarse a la red de puesta a tierra en cada unión del cable expuesta al contacto del personal.

Debe preverse que, al estar puestas a tierra en más de un punto, la corriente circulante por pantalla provoca un calentamiento adicional.

e) Conductor de puesta a tierra separado

Si se usa un conductor de puesta a tierra separado adicional a una línea subterránea, debe conectarse a las pantallas metálicas del cable de potencia, incluyendo su conexionado a las cajas de puesta a tierra, resistencias no lineales 'RNL's, Limitadores de voltaje SVL, herrajes y soportería, los cuales deberán ir conectados a la red de puesta a tierra. Este conductor debe estar colocado en la misma estructura enterrada (banco de ductos, registros, fosas, trincheras, galerías o túneles), en una tubería HDPE independiente que los conductores del circuito.

Excepción: El conductor de puesta a tierra para un circuito instalado en un ducto magnético (tubería de hincado de acero al carbono) debe estar en un ducto independiente si el que contiene al circuito está unido a dicho conductor en ambos extremos, y el ducto magnético debe estar protegido catódicamente como una sola unidad.

NOTA - El conductor de puesta a tierra o conductor de continuidad de tierra que se instale de forma separado en una línea subterránea debe ser forrado con aislamiento XLP RHH-RHW para un nivel de tensión de 2000 V entre fases, con una sección transversal de 150 mm² a 240 mm² equivalente en su capacidad de conducción de corriente de cortocircuito de la acometida subterránea.

6.2.2.20 Sistemas subterráneos

a) Los conductores de puesta a tierra usados para conectarse a los electrodos y que se coloquen directamente enterrados, deben ser tendidos flojos o tener suficiente resistencia mecánica para evitar que se rompan 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 exotérmica, para minimizar la posibilidad de aflojamiento o corrosión. Debe reducirse al mínimo el número de estos empalmes o derivaciones.

c) La pantalla metálica, debe interconectarse con la de los otros cables del sistema trifásico y conectarse a tierra, asimismo debe unirse con todo aquel equipo eléctrico accesible conectado a tierra en los registros, fosas, galerías, trincheras, pozos o bóvedas.

Excepción: Esta conexión puede omitirse cuando exista protección catódica.

- d) Debe evitarse que elementos magnéticos, tales como acero estructural, tubo, varillas de refuerzo, no queden interpuestos entre el conductor de puesta a tierra y los conductores de fase del circuito.
- e) Los metales utilizados para fines de puesta a tierra, que estén en contacto directo con la tierra, concreto o mampostería, deben estar aprobados para tal uso. El aluminio no se permite para este uso. 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, conectadas a tierra, se conecten para minimizar las corrientes eléctricas circulantes en la pantalla, deben aislarse donde estén accesibles al contacto del personal.
- g) Las conexiones de transposición y los puentes de unión deben tener aislamiento para 2 000 V, para tensiones mayores y el aislamiento debe ser adecuado para la tensión eléctrica a tierra existente.
- h) Los puentes de unión y sus medios de conexión deben ser de tamaño y diseño para soportar la corriente eléctrica de falla, sin dañarse el aislamiento de los puentes o las conexiones de la pantalla.

6.2.3 Acometidas para Conexión e Interconexión con la RNT

El objetivo de la presente sección es establecer los requisitos mínimos que deben cumplir las Acometidas para la Conexión y/o Interconexión de líneas aéreas y subterráneas de transmisión en sus distintas modalidades a la Red Nacional de Transmisión; con base en principios de que permitan garantizar la confiabilidad, operación eficiente, seguridad y protección para las personas y sus propiedades.

El alcance de este artículo es definir los requerimientos de los conductores de las acometidas para conexión e interconexión y equipos de recepción del suministro, dispositivos para el control, medición y protección, así como de los requisitos para su instalación.

A continuación, se clasifican los tipos de acometidas para la conexión e interconexión con la RNT:

- Parte A. Generalidades
- Parte B. Conductores de acometida aérea
- Parte C. Conductores de acometida subterránea
- Parte D. Equipos de acometida - Medio de desconexión
- Parte E. Fronteras de Responsabilidad de Puntos de Conexión y Puntos de Interconexión.

Parte A. Generalidades.

6.2.3.1 Número de acometidas

En general el número de acometidas para la RNT en una estructura, edificio u otra instalación que suministre energía deben ser de sólo una acometida, excepto lo que se permita en a), b) y c) siguientes.

- a) Condiciones especiales. Se permitirán acometidas adicionales que alimenten a:
 - 1) Sistemas generadores en paralelo
 - 2) Puntos de conexión de Centros de Carga con la RNT
 - 3) Puntos de Interconexión de Centrales Eléctricas con la RNT
 - 4) Sistemas diseñados con diferentes niveles de tensiones para la misma RNT.
 - 5) Sistemas diseñados con diferentes niveles de tensiones que compartan la RNT con la RGD.
 - 6) Sistemas diseñados para acometidas aéreas y/o subterráneas para Edificios SF_6 para RNT.
 - 7) Sistemas diseñados para acometidas aéreas y/o subterráneas para Edificios SF_6 que compartan la RNT con la RGD.
 - 8) Sistemas diseñados para la conexión a múltiples fuentes de alimentación con el fin de mejorar la confiabilidad.
- b) Requisitos de capacidad. Se permiten acometidas adicionales bajo las siguientes condiciones:
 - 1) Los requisitos de carga de una instalación trifásica son mayores que los que se suministran normalmente a través de una sola acometida.
 - 2) Los sistemas que compartan la infraestructura de la RNT, por ejemplo, la RGD deberán contar con la capacidad de transmisión que cumpla con los requerimientos de transporte de energía, considerando los niveles de pérdidas por transmisión, asimismo no presente interferencia electromagnética, y se cumplan con los requerimientos de seguridad y confiabilidad para convivencia de ambos sistemas.

- c) Características diferentes. Se permitirán acometidas adicionales para diferentes niveles de tensión para la RNT, o para diferentes usos, conforme a las características particulares de la infraestructura, siempre y cuando el circuito de mayor nivel tensión se ubique en la parte superior y el circuito de menor tensión en la parte inferior, y se cumplan con los requerimientos de seguridad y separaciones de conductores.
- d) Identificación. Cuando un edificio o infraestructura esté alimentado por más de una acometida o por una combinación de circuitos derivados, alimentadores, acometidas, puntos de conexión y puntos de interconexión, se debe instalar placas de identificación aérea o subterránea, según se trate, o un directorio permanente en cada lugar de conexión de acometida, identificando todas las demás acometidas, los alimentadores y los circuitos derivados que alimenten al inmueble o estructura y el área cubierta por cada uno de ellos.

6.2.3.2 Conductores considerados fuera del edificio SF₆

Se debe considerar que los conductores están fuera de un inmueble u otra infraestructura en cualquiera de las siguientes circunstancias:

- a) Si los conductores serán instalados hacia los alimentadores y/o marcos de remate que se ubiquen en los muros del Edificio SF₆ deberán ser conforme al diseño del arreglo de acometida aérea, cumpliendo con las separaciones mínimas entre conductores de fase a fase, véase 6.2.3.3, 6.2.3.5, 6.2.3.6 y 6.2.3.8, para líneas aéreas.
 - 1) Si los conductores serán instalados hacia terminales tipo (Cable - Aire) o (Cable - Bus Ducto) que se ubiquen en los muros o transiciones en el Edificio SF₆ deberán ser conforme al diseño del arreglo de acometida aérea, cumpliendo con las separaciones mínimas entre conductores de fase a fase, véase 6.2.3.3, 6.2.3.5, 6.2.3.6 y 6.2.3.8, para líneas aéreas.
 - 2) Si los conductores pasan por fuera o en las inmediaciones del edificio o inmueble deberán ser conforme al diseño del arreglo de acometida aérea, cumpliendo con una separación mínima horizontal y vertical, véase 6.2.3.3, 6.2.3.5, 6.2.3.6 y 6.2.3.8, para líneas aéreas.
 - 3) Si los cables conductores están instalados en una tubería y/o canalización subterránea que se ubiquen en los accesos (Sótano de Cables o Banco de Ductos) del Edificio SF₆ deberá ser conforme al diseño del arreglo de acometida subterránea, debiendo cumplir con las distancias mínimas de separación entre sistemas (**Tabla 71**) la profundidad mínima para canalizaciones, cables o conductores (**Tabla 72**), y separación mínima en cruzamientos con líneas subterráneas.

6.2.3.3 Otros conductores en canalizaciones o cables

No se deben instalar otros conductores en la misma canalización de la acometida, punto de conexión, punto de interconexión, y por ningún motivo en el propio cable de acometida.

Excepción 1: Se permitirán dentro del arreglo de la canalización subterránea instalar una tubería independiente de acometida la instalación de conductores de continuidad de tierra "ecc" para la conexión de las pantallas metálicas de los cables de potencia y realizar las conexiones hacia los electrodos de puesta a tierra o puentes de unión o conductores del lado de la acometida para los puntos de conexión y/o puntos de interconexión.

Excepción 2: Se permitirán dentro de la estructura enterrada; trincheras, galerías o túneles para cables de potencia compartir cables conductores de acometidas de diferentes niveles de tensión para los puntos de conexión y puntos de interconexión.

Excepción 3: Se permitirán dentro del arreglo de la canalización subterránea instalar una tubería independiente de acometida para los conductores de equipo de control, fuerza y comunicaciones.

6.2.3.4 Selladores en las canalizaciones

Cuando una canalización de una acometida entra a un edificio o estructura desde un sistema de transmisión subterránea, se deben utilizar selladores cortafuego a base de bloques o módulos a compresión para cada uno de los cables de potencia por fase, cables dieléctricos con fibras ópticas y cables con forro de aislamiento para puesta a tierra, incluyendo el montaje y colocación de herrajes y accesorios herméticos al agua, humedad, polvo y fauna nociva que puedan contribuir a evitar la propagación de fuego o deterioro del sistema de cables de potencia.

6.2.3.5 Distancias o separaciones mínimas en estructuras

Los conductores de acometida, puntos de conexión y puntos de interconexión en los tramos finales de la línea deben cumplir con a) b) c) y d) siguientes:

- a) Distancias de seguridad. Los conductores de acometida instalados en estructuras de transmisión diseñadas para la RNT deberán cumplir con las separaciones mínimas y distancias de seguridad, véase 6.2.3.3, 6.2.3.5, 6.2.3.6 y 6.2.3.8, para líneas aéreas.
- b) Libramiento vertical. Los conductores de acometida instalados en estructuras de transmisión diseñadas para la RNT deberán cumplir con las alturas mínimas de los conductores para líneas de alta y extra alta tensión, y cruces con otras líneas eléctricas y de comunicación.
- c) Aberturas en edificios. Los conductores de acometida aérea no se deben instalar por abajo de claros a través de los cuales puedan moverse materiales o equipo, como claros en edificios agrícolas y comerciales, y no se deben instalar en donde obstruyan dichos claros.
- d) Vegetación como soporte. La vegetación, tal como árboles, no se debe utilizar como soporte de los conductores o del equipo de acometida aérea.

Parte B. Conductores de acometida aérea.

6.2.3.6 Tamaño y ampacidad del conductor

- a) Generalidades. Los conductores deben tener suficiente ampacidad para conducir la corriente de la carga alimentada para las solicitudes de la acometida, punto de conexión o punto de interconexión que requiera la RNT y con base a las especificaciones aprobadas del suministrador y deben tener suficiente resistencia mecánica.

- b) Tamaño mínimo del conductor. Los conductores deben tener un tamaño no menor que 281 mm² (477 kcmil) hasta 603 mm² (1113 kcmil) de aluminio con cableado concéntrico y núcleo de alambres de acero recubierto de aluminio soldado, véase tamaño o designación en la **Tabla 41**.

Excepción 1: En instalaciones que no cumplan con los requerimientos de la capacidad de conducción de corriente, las acometidas se limitarán hacer arreglos de 1 conductor por fase con secciones transversales de 281 mm² (477 kcmil) hasta 603 mm² (1113 kcmil) para niveles de 69 a 400 kV, mediante los análisis indicados en los incisos (c), (d) y (e) de la **Tabla 41**.

Excepción 2: En instalaciones que no cumplan con los requerimientos de la capacidad de conducción de corriente las acometidas se limitarán hacer arreglos con un haz de 2, y 3 conductores por fase con una sección transversal de 603 mm² (1113 kcmil) para niveles de 69 a 400 kV, mediante los análisis indicados en los incisos (c), (d) y (e) de la **Tabla 41**.

Excepción 3: En instalaciones que no cumplan con los requerimientos de la capacidad de conducción de corriente las acometidas se limitarán solo hacer arreglos con un haz de 4 conductores por fase con una sección transversal de 281 mm² (477 kcmil) solo para niveles de 400 kV, mediante los análisis indicados en los incisos (c), (d) y (e) de la **Tabla 41**.

- c) Conductores puestos a tierra. Los conductores puestos a tierra deben tener un tamaño del conductor no menor que el requerido a nominal 107,2 mm² a 253,4 mm² (4/0 AWG y 500 kCM) de cobre o de alambre de acero, este último con recubrimiento de cobre con conductividad equivalente en su capacidad de conducción de corriente.
- d) Cables de guarda. Los cables de guarda para líneas de alta y extra alta tensión deben conectarse a los cables de puesta a tierra de las estructuras.

6.2.3.7 Libramientos

Los conductores de acometida instalados en estructuras de transmisión diseñadas para la RNT deberán cumplir con las alturas mínimas de los conductores para líneas de alta y extra alta tensión, y cruces con otras líneas eléctricas y de comunicación.

6.2.3.8 Estructuras

La ubicación de las estructuras de transmisión hacia a la acometida aérea en las llegadas o salidas en subestaciones de transmisión deberá estar a una distancia entre la primera estructura y el marco de remate comprendida entre 60 m a 80 m, y los cables conductores deben tener la tensión mínima necesaria para cumplir con los libramientos.

Excepción 1 - Cuando la acometida aérea sea a Edificios SF₆ la ubicación de la primera estructura de transmisión deberá estar a una distancia mínima de 40 m, y los cables conductores deben tener la tensión mínima necesaria para cumplir con los libramientos.

Excepción 2 - Cuando las estructuras de transmisión compartan conductores con niveles de tensión menores que las acometidas de la RNT, éstos deberán ubicarse en la parte inferior, respetando las separaciones indicadas en 6.2.3.5.

6.2.3.9 Punto de sujeción

El punto de sujeción de los conductores de acometida aérea a un inmueble u otra estructura debe estar a la separación mínima especificada en 6.2.3.3, 6.2.3.5, 6.2.3.6 y 6.2.3.8 para líneas aéreas. En ningún caso, este punto de sujeción debe estar a menos de 9.0 metros del nivel del piso terminado.

6.2.3.10 Medios de sujeción

Los conductores utilizados para acometidas aéreas se deben sujetar a las estructuras u otros inmuebles, por medio de un conjunto de herrajes y accesorios que cumplan con la capacidad de carga mecánica a soportar y tipo de sujeción de los diferentes tipos de conductores y arreglos de haz de conductores y el material a donde va a ser instalado, los cuales deben ser libres de efecto corona, aprobados e identificados para su uso con conductores de acometida.

6.2.3.11 Soportes sobre los inmuebles o edificios SF₆

Los conductores de acometida aérea que se instalen los muros o techo deben estar debidamente apoyados en estructuras sólidas y/o elementos estructurales con la capacidad mecánica para soportar las cargas mecánicas a los que estarán expuestos los diferentes tipos de conductores y arreglos de haz de conductores y el material a donde va a ser instalado. Las estructuras sólidas o elementos estructurales deberán estar conectados al sistema de la red de puesta a tierra, donde la estructura deberá estar unida mediante un puente de unión y un conector al conductor puesto a tierra de la acometida aérea. Cuando sea posible, dichos soportes deben ser independientes del inmueble.

6.2.3.12 Arreglos de acometidas aéreas

En esta sección se ilustran los arreglos más comunes de forma esquemática para acometidas aéreas en salidas o llegadas en puntos de conexión, o puntos de interconexión en subestaciones de transmisión.

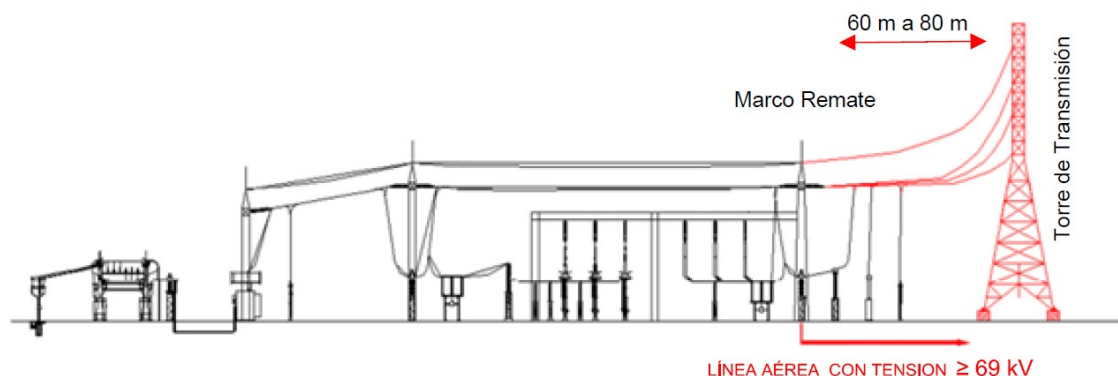
a) Arreglos de acometida con punto de conexión de Subestación de Transmisión

Figura 30 - Acometida aérea - Arreglo de Salida de Línea de Subestación de Transmisión

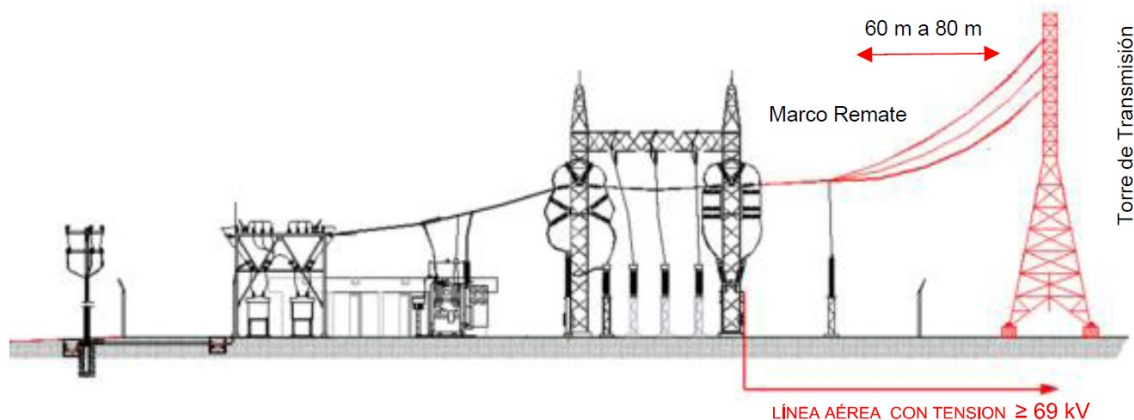
b) Arreglos de acometida en punto de conexión con Subestación de Distribución.

Figura 31 - Acometida aérea - Arreglo de Salida de Línea de Subestación de Distribución

c) Arreglos de acometida con punto de conexión con Edificio SF₆

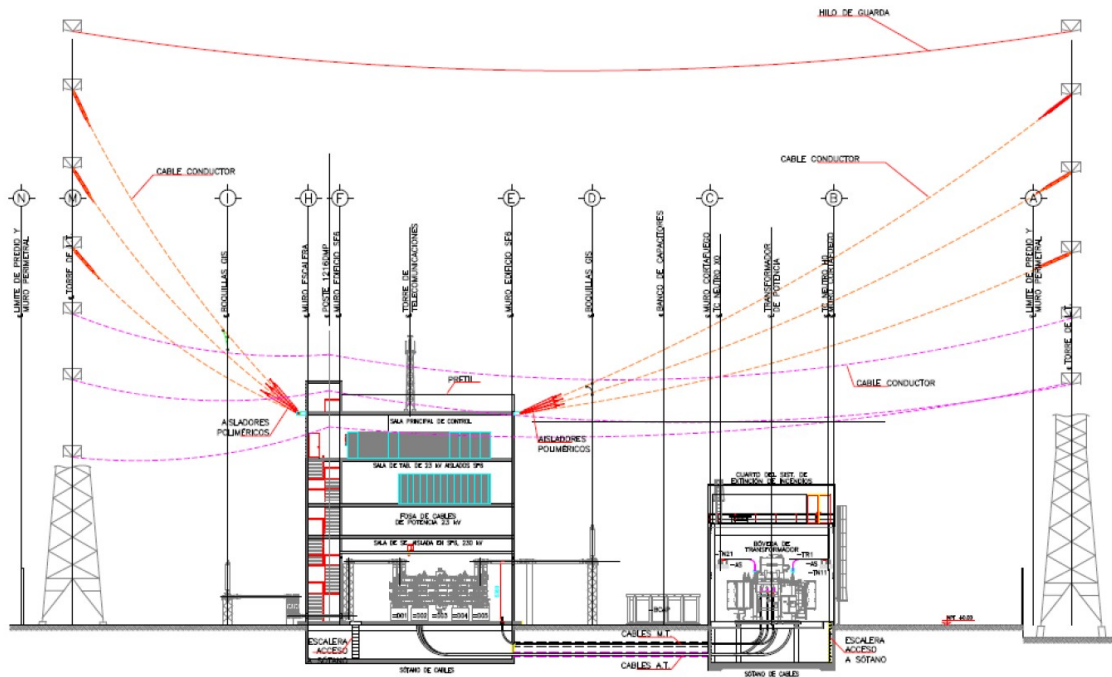


Figura 32 - Acometida aérea - con punto de conexión con Edificio SF₆

Parte C. Conductores de acometida subterránea

6.2.3.13 Conductores de acometida subterránea

Instalación

- a) Estructuras enterradas. Los cables de potencia para las acometidas subterráneas deberán ser diseñados mediante;
- 1) banco de ductos en concreto,
 - 2) banco de por medio de barrenación direccional,
 - 3) banco de ductos directamente enterrados,
 - 4) trincheras para cables de energía,
 - 5) galerías para cables de energía,
 - 6) túneles para cables de energía,
 - 7) registros de deflexión,
 - 8) registros para empalmes,
 - 9) fosas para empalmes,
 - 10) fosas para transición,
 - 11) fosas de anclaje,

entre otros, con arreglos de conductores en disposición en trébol o horizontal “coplanar”, con base a los requerimientos de la RNT.

Excepción: En casos especiales la instalación de los cables de potencia podrá ser en puentes para cruces con cuerpos de agua, vías férreas y carreteras. Para ello es posible diseñar puentes para uso exclusivo de la instalación del sistema de cables de potencia.

- b) Aislamiento. Los cables de potencia para acometidas subterránea deberán ser diseñados con material de aislamiento de Polietileno de Cadena Cruzada (cross-linked polyethylene, XLPE), para niveles de tensión de 69 kV a 400 kV. El espesor promedio del aislamiento deberá ser conforme a las normas internaciones IEC 60840 e IEC 60287.

- c) Material del conductor. Los conductores serán formados por cables de cobre o aluminio con cableado concéntrico compacto o segmental (sectorial) conforme a la norma IEC 60228 y la NMX-J-012/1-ANCE-2019.

6.2.3.14 Tamaño y ampacidad del conductor

- a) Generalidades. Los cables de potencia deben tener suficiente ampacidad para conducir la corriente de la carga alimentada para las solicitudes de la acometida, punto de conexión o punto de interconexión que requiera la RNT y con base a las especificaciones aprobadas del suministrador.
- b) Capacidad de conducción. Los cables de potencia deben seleccionarse con base lo indicado en la norma internacional IEC, IEC 60287-1-1, IEC 60287-1-2, IEC 60287-1-3, IEC 60287-2-1, IEC 60287-2-2, IEC 60287-2-3, IEC 60287-3-1, IEC 60287-3-2, IEC 60287-3-3, considerando los tipos de instalación a utilizar en la RNT.
- c) Cuando el enlace sea híbrido, los cables de potencia en el segmento subterráneo deben ser para una capacidad de conducción de corriente de al menos la capacidad del segmento aéreo del enlace. Entregando el estudio de capacidad realizado por una entidad acreditada, como quedó construido.

Excepción 1: Para factores de carga diarios y condiciones de emergencia se debe calcular la capacidad de conducción de corriente conforme a lo indicado en la norma internacional IEC 60853-2.

Excepción 2: Para conductores con secciones transversales mayores se debe considerar que los valores de efecto piel factor (k_s) y factor de efecto de proximidad (k_p) serán conforme a las recomendaciones del CIGRE TB 272.

- d) Tamaño mínimo del conductor. Los cables de energía deberán seleccionarse conforme a los estudios de la capacidad de conducción donde se determinara el tamaño mínimo de la sección transversal cumpliendo con los requerimientos para el enlace completo de la red subterránea con el tipo de instalación, considerando que las secciones mínimas transversales serán de 400 mm² (789.4 kcmil) hasta 2 000 mm² (3 947 kcmil), véase Tabla 2 "Conductores de varios alambres cableados de clase 2 para cables unipolares y multiconductores, de la norma internacional IEC 60228.

Excepción 1: En instalaciones que no cumplan con los requerimientos de la capacidad de conducción de corriente, las acometidas subterráneas se limitarán hacer arreglos de 1 conductor por fase con secciones mínimas de 400 mm² (789.4 kcmil) hasta 2 500 mm² (4 934 kcmil) para niveles de 69 a 400 kV, mediante los análisis indicados en el inciso (e) de este apartado.

Excepción 2: En instalaciones que no cumplan con los requerimientos de la capacidad de conducción de corriente, las acometidas subterráneas se limitarán hacer arreglos de 1 conductor por fase con secciones máximas de 2 500 mm² (4 934 kcmil) para niveles de tensión de 230 kV a 400 kV, incluyendo alambres esmaltados o "enamelling" a base de una resina de poliuretano, o puede ser una resina a base de polyester (AMIDA) y con poliesteramida, cuyo espesor mínimo del esmalte empleado en los alambres deberá ser 0,050 mm, bajo los requerimientos de las normas internacionales IEC 60317-20, para alambres esmaltados con resina de poliuretano, e IEC 60317-13, para alambres esmaltados con una resina a base de polyester (AMIDA) y con poliesteramida.

- e) Conductores puestos a tierra. Los conductores puestos a tierra de continuidad de tierra "ecc" para la conexión de las pantallas metálicas de los cables de potencia y realizar las conexiones hacia los electrodos de puesta a tierra o puentes de unión o conductores del lado de la acometida para los puntos de conexión y/o puntos de interconexión, deberán ser forrados con aislamiento XLP RHH-RHW para un nivel de tensión de 2000 V entre fases, con un sección nominal de 150 mm² a 240 mm² equivalente en su capacidad de conducción de corriente de cortocircuito de la acometida subterránea.

6.2.3.15 Distancias o separaciones entre sistemas

Los conductores de acometida instalados en estructuras enterradas deberán cumplir con las distancias mínimas de separación entre sistemas, véase la profundidad mínima para canalizaciones, cables o conductores (Tabla 72), y separación mínima en cruces con otras líneas subterráneas.

6.2.3.16 Protección contra daños

Los conductores de acometida subterránea deben estar protegidos contra daños mínimo con los siguientes requerimientos:

- a) Los conductores de acometida que estén instalados en bancos de ductos en concreto deberán protegerse con tubería HDPE corrugada tipo S, doble pared, y espesor controlado con los diámetros nominales en función de la sección transversal del cable de potencia en mm², y para los cables de comunicación y continuidad de tierra se deberá incluir tubería independiente lisa HDPE tipo II RD-11 con diámetro nominal de 60 mm, véase Tabla 39.

- b) Los conductores de acometida que estén instalados en bancos directamente enterrados deberán protegerse con tubería PEAD corrugada tipo S, doble pared, y espesor controlado, y para los cables de comunicación y continuidad de tierra se deberá incluir tubería independiente lisa PEAD tipo II RD-11 con diámetro nominal de 60 mm, incluyendo una protección median una losa de concreto armado, un f'c de 19,61 Mpa, 50 mm de peralte total y un ancho mínimo igual de la excavación de 200 mm, véase **Tabla 39**.

Tabla 39 - Dimensiones para tubería corrugada HDPE tipo S, doble pared espesor controlado

Sección transversal del cable de potencia en mm ²	De 380 a 799	De 800 a 1 199	De 1 200 a 1 999	De 2 000 a 2 500
Diámetro nominal mínimo del tubo corrugado de PEAD mm	150	200	250	300

- c) Perforación direccional. Los cables o canalizaciones que se instalan usando equipo de perforación direccional deben protegerse mediante la instalación de tubería HDPE lisa para los cables de potencia con los diámetros nominales en función de la sección transversal del cable de potencia en mm², y para los cables de comunicación y continuidad de tierra se deberá incluir tubería independiente lisa HDPE tipo II RD-11 con diámetro nominal de 60 mm, véase **Tabla 40**.

Tabla 40 - Dimensiones para tubería lisa de HDPE, tipo II, RD 13

Sección transversal del cable de potencia mm ²	De 380 a 799	De 800 a 1 199	De 1 200 a 1 999	De 2 000 a 2 500
Diámetro nominal mínimo del tubo liso de PEAD Mm	150	200	250	300

- d) Conductores de acometida. Los cables de acometidas subterráneas, que están embebidos en concreto, directamente enterradas o cualquier estructura enterrada (registros, fosas, trincheras, galerías, entre otros) que estén por debajo del nivel del terreno, deben ser identificados por medio de una cinta de aviso con la leyenda "PELIGRO CABLES DE ALTA TENSION" colocada cuando menos 30 centímetros por encima de instalación subterránea.
- e) Que salen desde el nivel del terreno. Los conductores y cables enterrados directamente que salen desde el nivel del terreno en puntos de transición en pedestales y estructuras de transición se deben proteger con canalizaciones que se extiendan desde la profundidad mínima requerida hasta un punto situado a una distancia mínima de 2,50 metros sobre el acabado del terreno.

Excepción: En casos especiales para las acometidas subterráneas donde se requieran realizar transiciones aéreas - subterráneas para el punto de conexión o punto de interconexión, los cables y estructura de transición se deberá considerar la protección de la instalación mediante la instalación de barda perimetral para la protección de la estructura de transición y garantizar la seguridad del personal y evitar estar expuesta a vandalismo o daños a los cables, incluyendo una protección a base concreto polimérico, y láminas de acero galvanizada o acero inoxidable para la interfaz del banco de ductos - subida de cables hacia la estructura de transición, esta condición deberá ser aprobada con base a los requerimientos de derechos vía de la instalación o inmueble y requerimientos del transportista.

- f) Conductores que entran a un inmueble o edificios SF₆. Los cables de potencia que entran en un edificio o sótanos para cables deben estar protegidos hasta el punto de entrada.
- g) Relleno. No deben usarse rellenos que puedan dañar la canalización, los cables, canalizaciones, conductores u otras subestructuras o impedir la compactación adecuada del mismo o contribuir a la corrosión de los elementos de la instalación, tales como relleno que contenga rocas grandes, materiales de pavimento, escorias, materiales grandes y con ángulos agudos o material corrosivo.

Cuando sea necesario proteger a la canalización o al cable contra daño físico, la protección debe proporcionarse por medio de rellenos de materiales granulados o seleccionados, cubiertas adecuadas, mangas apropiadas u otros medios aprobados.

Excepción: En casos especiales se podrá utilizar rellenos térmicos cuando la resistividad térmica del terreno supere los 100 oC cm/W para mejorar la disipación de calor y capacidad de conducción de corriente para las solicitaciones del punto de conexión o punto de interconexión.

- h) Sellos de la canalización. La tubería HDPE o canalizaciones por las cuales pudiera hacer contacto la humedad con partes vivas energizadas, deben sellarse en uno o ambos extremos. Las canalizaciones de reserva o las no utilizadas también deberán estar selladas. Los sellos deben ser identificados para uso con el aislamiento del cable, aislamiento del conductor, conductor desnudo, pantalla protectora u otros componentes.

NOTA - Cuando se tenga la presencia de gases o vapores peligrosos cercanos en las inmediaciones del inmueble se deberá sellar todas las tuberías o las canalizaciones subterráneas que entren a los edificios SF₆.

- i) Conductores diferentes a los de acometida. Todos los conductores de un circuito del mismo nivel de tensión y los conductores del otro circuito con diferente nivel de tensión, deberán instalar un cable conductor de continuidad de tierra 'ecc' de forma paralela por circuito, y todos los conductores de puesta a tierra hacia los equipos (empalmes, terminales, accesorios de soportaría metálica, entre otros), se deben instalar dentro de la misma canalización, cuando vayan en trincheras, galerías o túneles para cables de potencia.
- j) Movimientos de la tierra. Cuando los conductores, cables o canalizaciones directamente enterrados estén sujetos a asentamientos por movimientos del terreno o a causa de heladas, los conductores, cables o canalizaciones directamente enterrados se deben colocar de modo que se eviten daños a los conductores o a los equipos conectados a las canalizaciones.

6.2.3.17 Arreglos de acometidas subterráneas

En esta sección se ilustran los arreglos más comunes de forma esquemática para acometidas subterráneas en salidas o llegadas en puntos de conexión, o puntos de interconexión en subestaciones de transmisión.

- a) Arreglos de acometida en punto de conexión

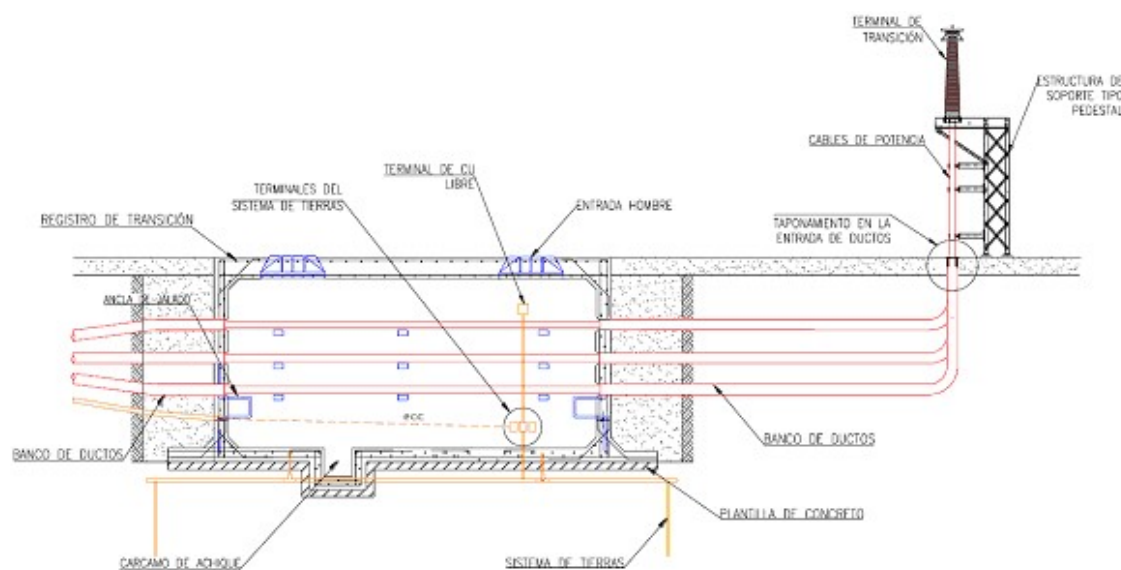


Figura 33 - Acometida subterránea - Punto de conexión en Terminal (Cable- Aire) Pedestales en S.E. Transmisión

- b) Arreglos de acometida en punto de interconexión en transiciones aéreo - subterráneo.

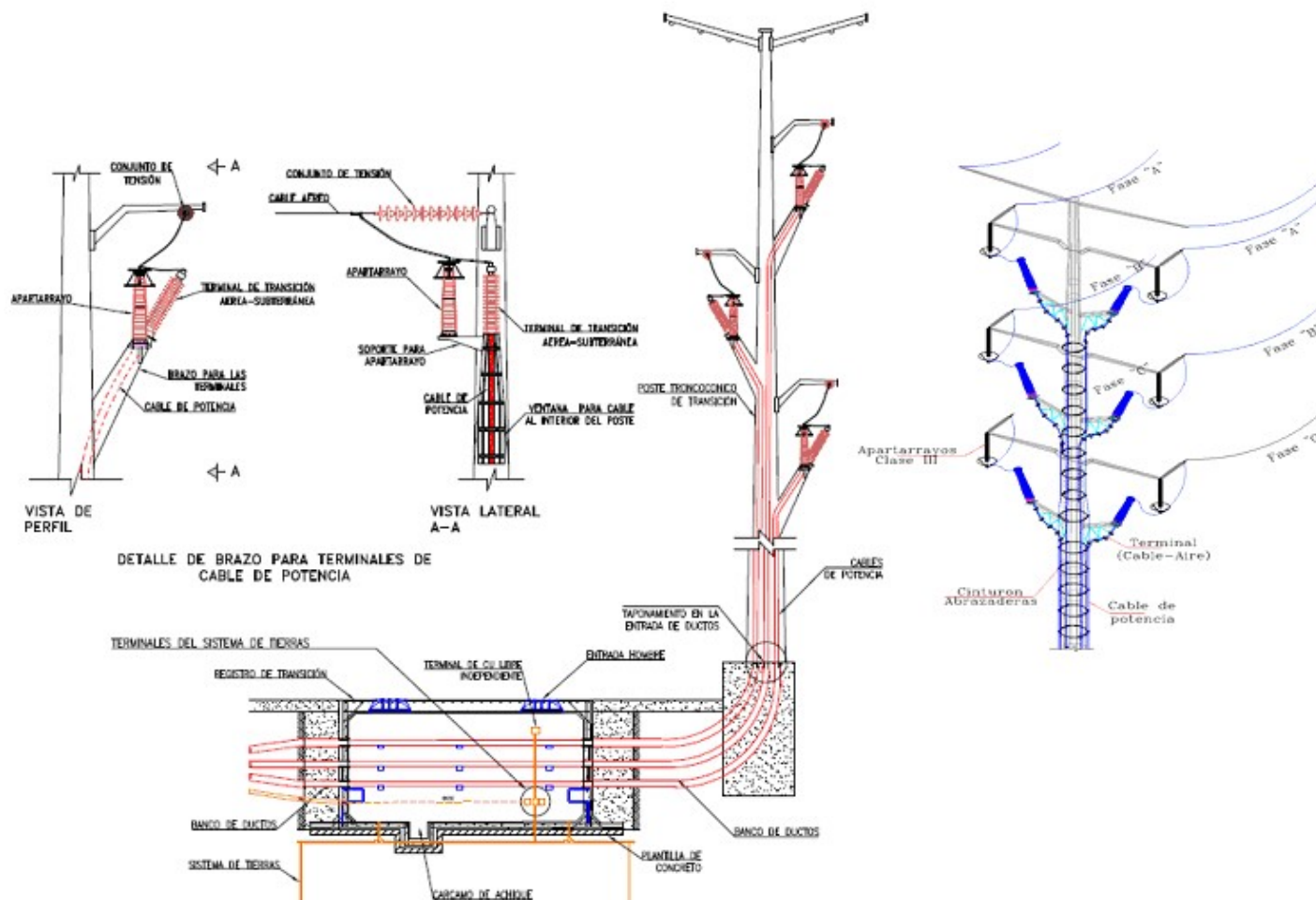


Figura 34 - Acometida subterránea - Punto de Interconexión en Transición Aéreo - Subterráneo

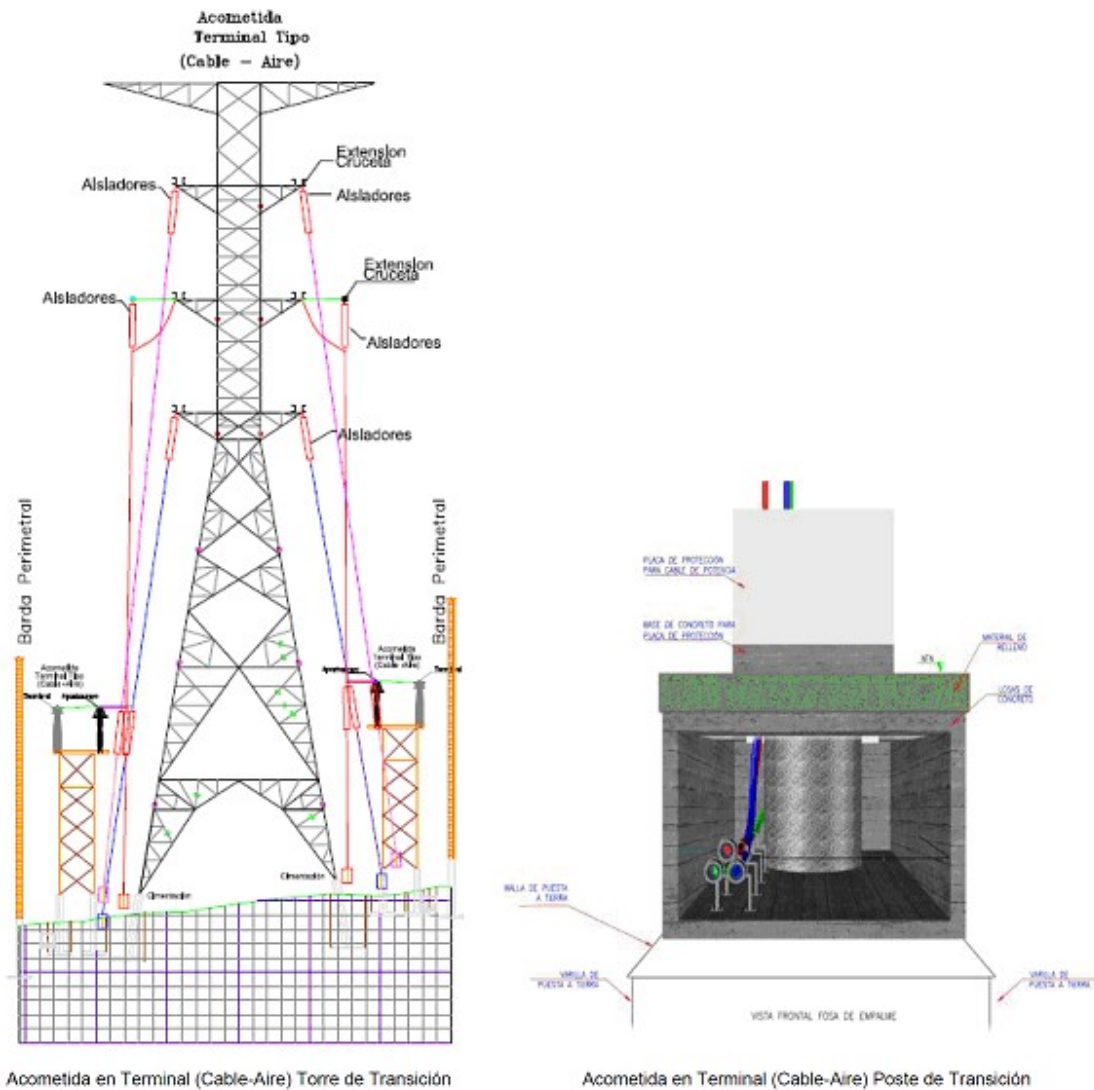


Figura 35 - Acometida subterránea - Punto de Interconexión en Transición Aéreo - Subterráneo

- c) Arreglos de acometida en Punto de Conexión en galerías con circuitos de diferentes niveles de tensión compartidos.

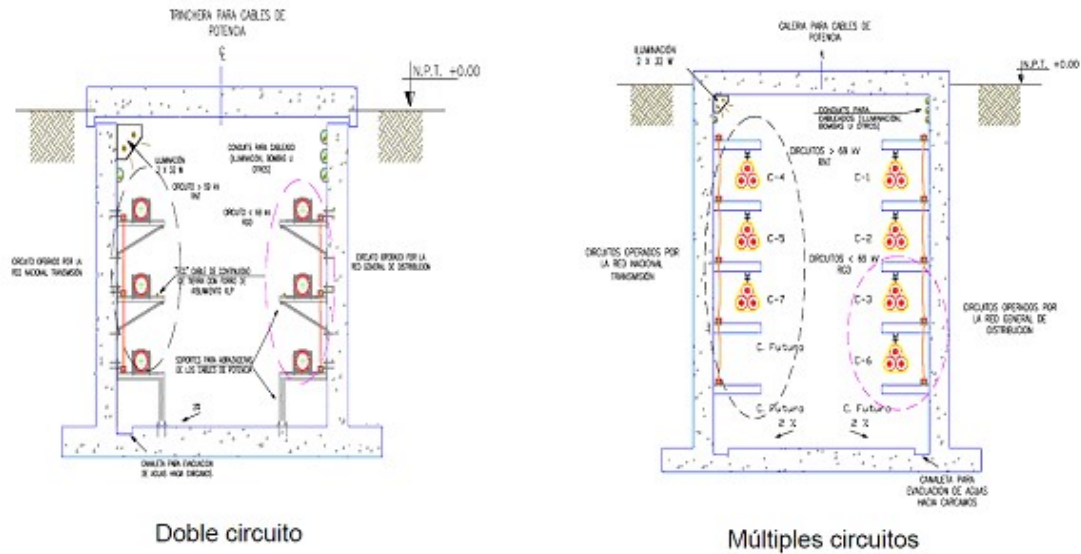


Figura 36 - Acometida subterránea - Punto de conexión con circuitos de diferentes niveles de tensión compartidos en galerías.

- d) Arreglos de acometida en Punto de Conexión en subestación encapsulada en gas SF_6 con gas transición en gas SF_6 .

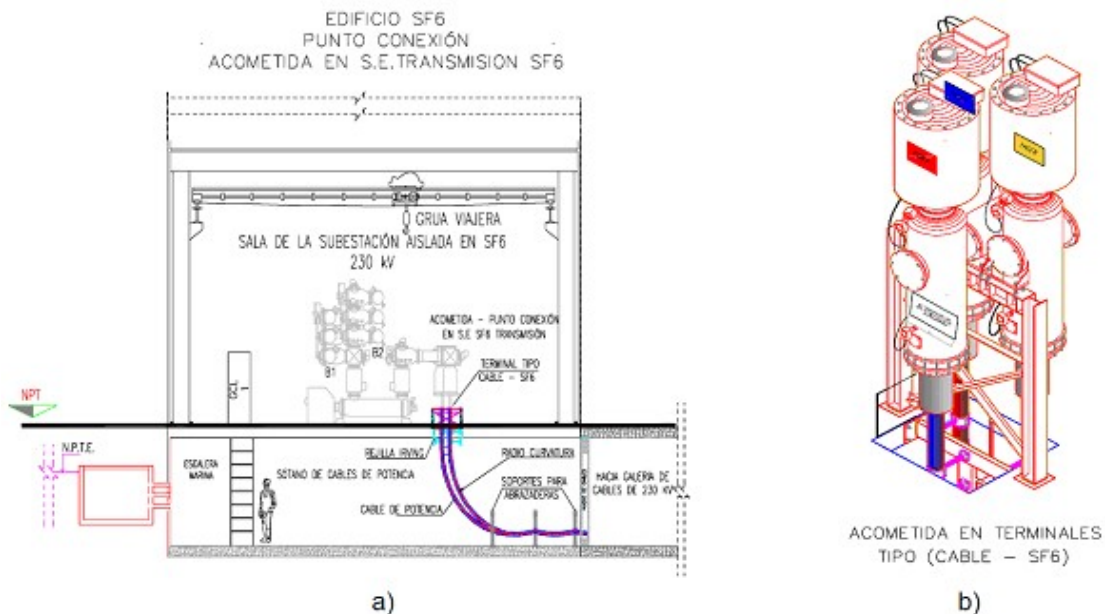
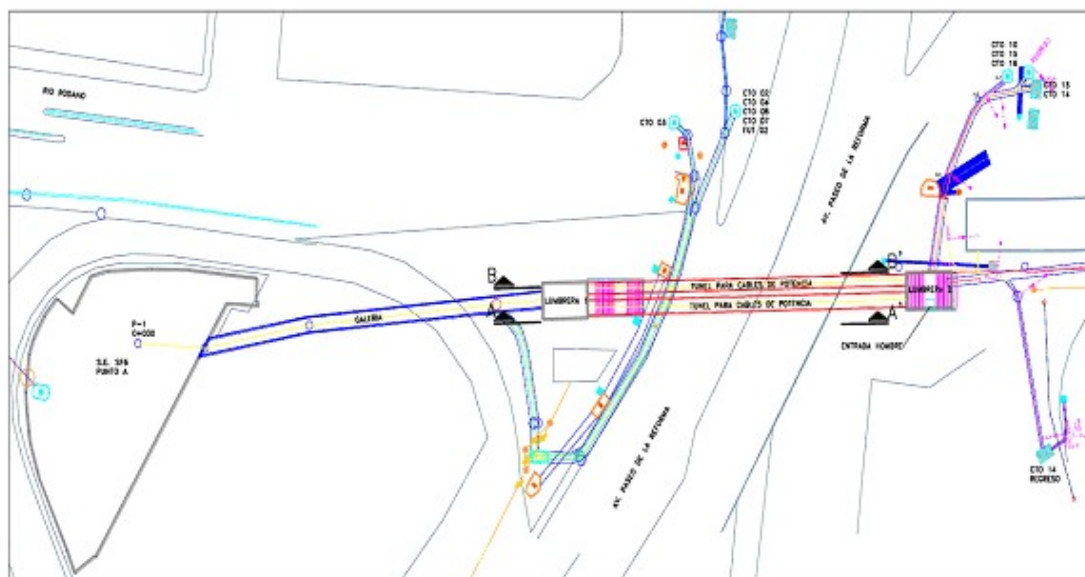
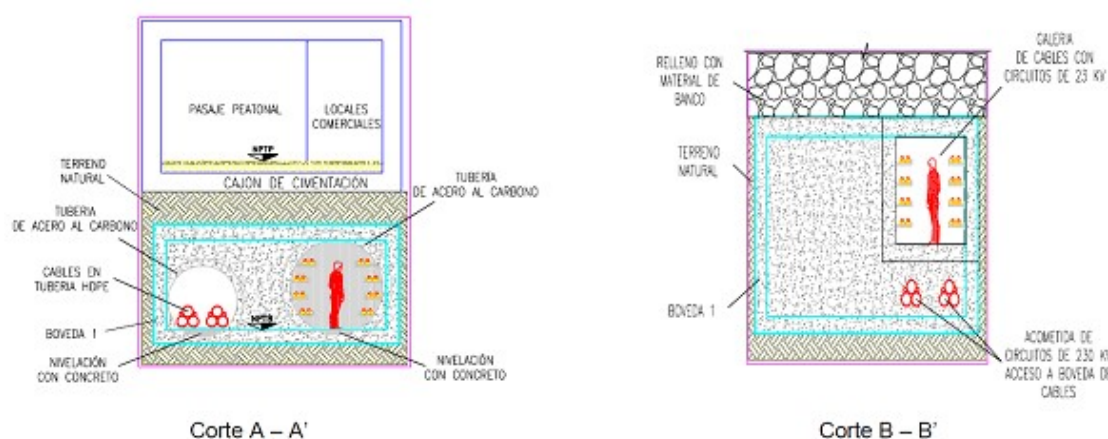


Figura 37 - Acometida subterránea - Punto de Conexión en subestación encapsulada en gas SF_6 con gas transición en gas SF_6 , (a) Corte Frontal, (b) Vista Isométrica

- e) Arreglos de acometida en Punto de Conexión subestación encapsulada en gas SF_6 con gas transición en gas SF_6 - Con Circuitos de diferentes niveles en Túnel para cables.



Vista en planta



Corte A – A'

Corte B – B'

Figura 38 - Acometida subterránea - Punto de conexión en subestación encapsulada en gas SF_6 con Gas transición en gas SF_6 - Con Circuitos de diferentes niveles de tensión en Túnel

Parte D. Equipos de acometida - Medio de desconexión

6.2.3.18 Equipo de acometida subterránea.

Es la instalación que está constituida por cables aislados, terminales, postes de transición, empalmes, ductos, registros, galerías, pozos de visita, estaciones de bombeo, sistemas de tierras y sujeciones, incluyendo los cables dieléctricos con Fibras Ópticas y sus cajas de empalme para Fibras Ópticas, los cuales están colocados bajo el nivel del suelo en bancos de ductos y/o galerías, que operan en un nivel de tensión igual o superior a 69 kV.

6.2.3.19 Medios de desconexión.

Las partes energizadas del equipo de recepción del suministro deben estar encerradas como se especifica en el inciso a) o resguardarse como se especifica en b) siguiente:

- a) Encerradas. Las partes energizadas deben estar encerradas de manera que no queden expuestas a contactos accidentales o deben estar resguardadas como se especifica en b) siguiente.

- b) Resguardadas. Las partes energizadas de los cables de fuerza y control no estén encerradas deben instalarse dentro de un tablero de potencia, tablero de fuerza o de control, y deben estar resguardadas dentro de la instalación o inmueble. Cuando las partes energizadas se resguarden deben estar provistas de un medio para cerrar o sellar las puertas con llave que dan acceso a las partes energizadas.
- c) Marcado. Los cables de potencia se deben marcar para identificar que es adecuado para su uso como equipo de acometida. Todo equipo de acometida debe estar aprobado por el usuario final.

6.2.3.20 Equipo conectado en el lado línea del medio de desconexión de los conductores de recepción del suministro.

Sólo se permite conectar en el lado línea de los medios de desconexión de los conductores de recepción del suministro lo siguiente:

- 1) Apartarrays tipo estación clase III para puntos de conexión con transiciones aéreas - subterráneas.
- 2) Cajas de puesta a tierra para el conexionado de las pantallas metálicas de los cables de potencia y conexión a conductores y electrodos de tierra de la red de puesta a tierra.
- 3) Descargadores o limitadores de tensión SVL's para la desconexión de las pantallas metálicas de los cables de potencia en las cajas de puesta a tierra.
- 4) Descargadores o supresores de tensión conocidas como resistencias no lineales RNL's conectadas 120° una por fase en las terminales tipo interior en las envolventes SF₆ de subestaciones encapsuladas o bancos de transformadores.

Parte E. Fronteras de Responsabilidad de Conexión y Puntos de Interconexión.

6.2.3.21 Sistemas de Medición para Facturación

Las acometidas áreas o subterráneas diseñadas bajo los términos y requerimientos de esta norma, el Usuario Final deberá considerar que existen fronteras de responsabilidad para los puntos de conexión y puntos de interconexión con la RNT, para lo cual deberán considerar lo siguiente:

- a) Los sistemas de medición y los equipos asociados a dichos sistemas de los usuarios con tensión igual o superior a 69 kV deberán considerar que los servicios de medición se traspasan bajo los términos legales procedentes en esta materia en los mismos términos al Transportista, incluido los medios asociados para hacer llegar la información desde el usuario al Transportista, salvo aquellos que ambas partes consideren en los contratos o convenios.
- b) En la **Figura 39** muestra el diagrama de perfil de las fronteras de responsabilidad de la RNT con respecto al esquema de medición y sus equipos asociados conectados a los puntos de conexión y puntos de interconexión con tensiones ≥ 69 kV para una línea aérea, utilizados como punto de medición de la energía suministrada.

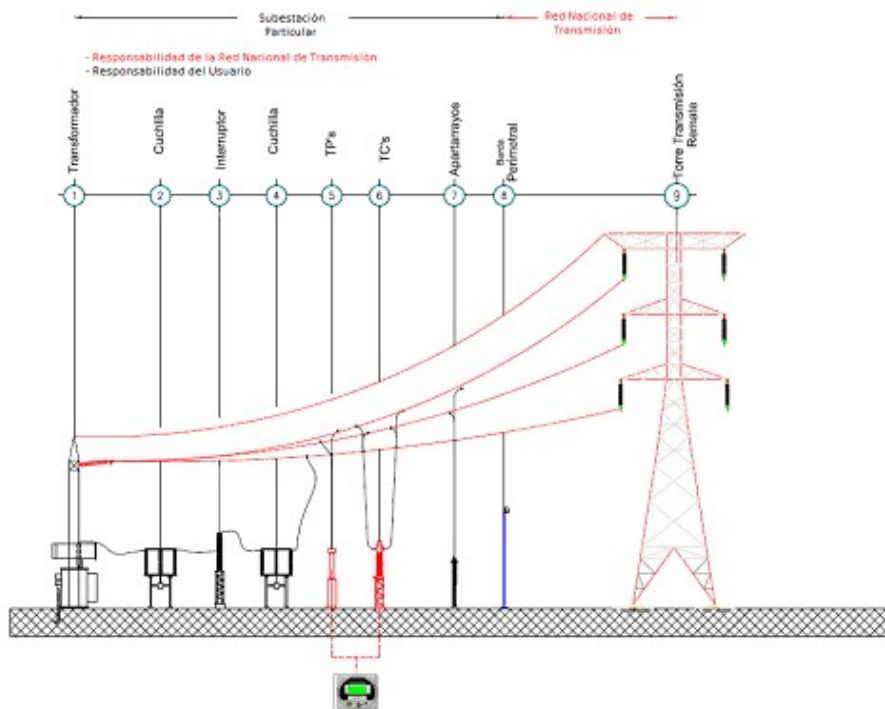


Figura 39 - Frontera de responsabilidad entre Usuario Final y Transportista para RNT

- c) En la **Figura 40** se muestra el diagrama unifilar en el cual se indican las fronteras de responsabilidad de la RNT con respecto al esquema de medición y sus equipos asociados conectados a los puntos de conexión y puntos de interconexión con tensiones ≥ 69 kV para una línea aérea, utilizados como punto de medición de la energía suministrada.

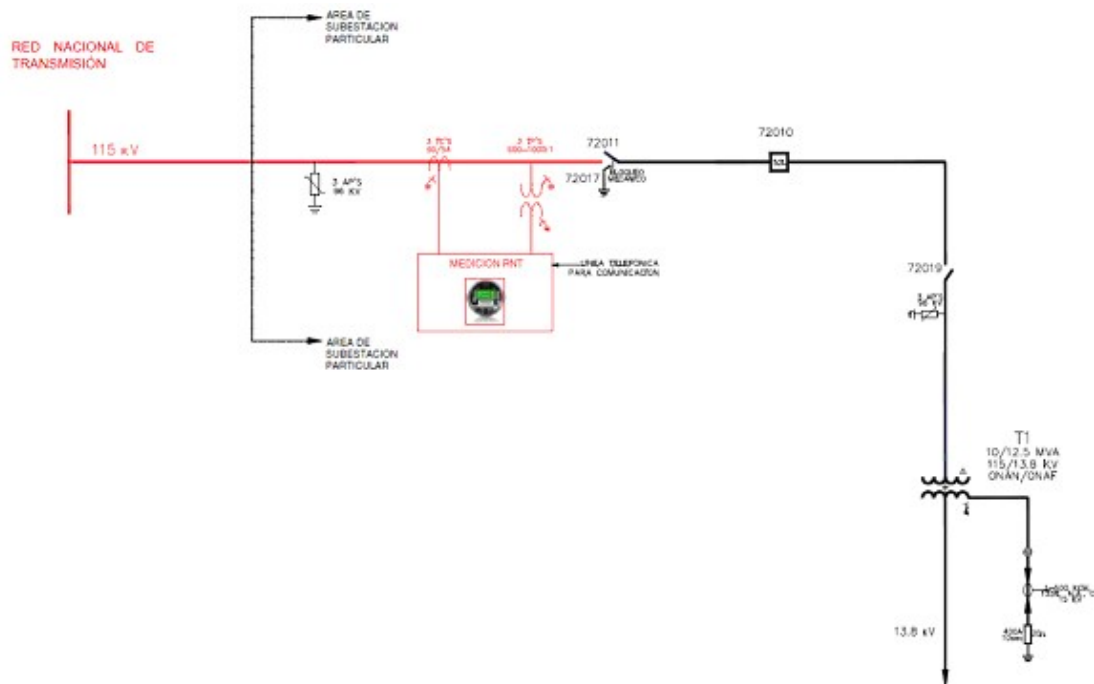


Figura 40 - Diagrama Unifilar de frontera de responsabilidad entre Usuario Final y Transportista para RNT

6.2.4 Líneas aéreas de alta y extra alta tensión

El objetivo de la presente sección es establecer los requisitos mínimos para las líneas aéreas de transmisión, así como, la convivencia con líneas de telecomunicación y sus equipos, con la finalidad de obtener seguridad y protección para las personas.

6.2.4.1 Generalidades

Las líneas deben cumplir con:

a) Requisitos de posición de las líneas aéreas

Las líneas aéreas instaladas en una sola estructura deben cumplir con:

- 1) Los circuitos no deben llevar dos niveles de tensión diferentes en un mismo nivel;
- 2) Las líneas aéreas que tengan diferentes circuitos a diferentes tensiones, en una misma estructura, deben acomodarse de manera que el circuito con mayor tensión esté arriba;
- 3) Las líneas aéreas que tengan en la misma estructura circuito de comunicación, los circuitos eléctricos deben estar en los niveles superiores. En caso de medios de comunicación embebidos en elementos de blindaje atmosférico (Hilos de guarda), los circuitos eléctricos deben estar en los niveles inferiores.

b) Requisitos generales de las separaciones de los conductores

En el diseño de las líneas aéreas deben considerarse lo siguiente:

- 1) Separación y espaciamientos. Para referirse a las distancias entre conductores y sus soportes, estructuras, construcciones, nivel de suelo se utiliza el término separación y espaciamiento. Debe entenderse que una separación es la distancia de superficie a superficie y en un espaciamiento la distancia es de centro a centro.
- 2) Para propósitos de medición de las separaciones, los herrajes y accesorios que estén energizados deben considerarse como parte integral de los conductores. Las bases metálicas de los apartarrays y equipos similares deben considerarse como parte de la estructura de soporte.

c) Requisitos generales para los conductores de las líneas aéreas

- 1) Capacidad de conducción de corriente de conductores desnudos. Al seleccionar los conductores no deben sobrepasar su capacidad de conducción de corriente. La **Tabla 41** muestra los valores máximos de capacidad de conducción de corriente, para los conductores desnudos que se utilizan usualmente en las líneas aéreas.
- 2) La capacidad de conducción de corriente y temperatura de los conductores desnudos se debe calcular en función del rango térmico, con base a lo indicado en el Standard IEEE 738 Standard for Calculating the Current - Temperature of Bare Overhead Conductors, y CIGRE TB 207 Thermal Behavior of Overhead Conductors,
- 3) Asimismo, se deben calcular los límites térmicos de operación de la línea aérea con base a lo indicado en el CIGRE TB 601 Guide for thermal rating calculations of overhead lines.

Tabla 41 -Capacidad de conducción de corriente en conductor (A)

Conductores para líneas aéreas				
Tamaño o designación		Cobre^{b)}	ACSR ó ACSR/AS	Aluminio
mm²	AWG o kcmil			
8.37	8	90	---	---
13,3	6	130	100	98
21,2	4	180	140	130
33,6	2	240	180	180
53,5	1/0	310	230	235
67.4	2/0	360	270	275
85,0	3/0	420	300	325
107	4/0	490	340	375
135	266.8	---	460	445
171	336.4	---	530	520
242	477	---	670	650
322	636	---	780	---
403	795	---	910	---
484	954	---	1 010	---
564	1 113	---	1 110	---
635	1 351	---	1 250	---
765	1 510,5	---	1 340	---
806	1 590	---	1 380	---
Consideraciones: Temperatura total máxima en el conductor: 75 °C. Temperatura ambiente: 25 °C. Velocidad del viento: 0,6 m/s. Factor de emisividad: 0,5. Frecuencia: 60 Hz. a) La ampacidad está basada en una conductibilidad según IACS, del 60% para el aluminio, condiciones meteorológicas 25°C, velocidad de viento de 0,60 m/s, radiación solar de 1000 W/m ² , coeficiente de emisividad 0,5, coeficiente de absorción 0,5 a nivel de mar. b) Conductor de cobre duro con 97.3% de conductividad. c) Los valores de conducción pueden cambiar de acuerdo con la configuración de los conductores. d) La capacidad de conducción de corriente y temperatura de los conductores desnudos se debe calcular en función del rango térmico con base a lo indicado en el standard IEEE 738 Standard for Calculating the Current - Temperature of Bare Overhead Conductors, y CIGRE TB 207 Thermal Behavior of Overhead Conductors. e) Asimismo se deben calcular los límites térmicos de operación de la línea aéreas con base a lo indicado en el CIGRETB 601 Guide for thermal rating calculations of overhead lines.				

- 4) Identificación. Se recomienda que todos los conductores de las líneas eléctricas y de comunicación estén tendidos en la misma estructura y conserven la misma posición en todo el trayecto.
- 5) Conexiones y derivaciones. Las conexiones y derivaciones de los equipos de las líneas deben estar libres de obstáculos para que sean fácilmente accesibles al personal calificado. Los conductores que se utilicen para derivaciones deben colocarse de manera que no lleguen a tocar a otros conductores, por los movimientos laterales o por presentar excesiva catenaria, lo anterior no debe reducir el espacio de trabajo.
- 6) Árboles próximos a conductores. Los árboles, que están próximos a los conductores, deben podarse para evitar:
 - i. El movimiento de las ramas o el de los propios cables o conductores, que pueda ocasionar fallas a tierra o entre las fases; y
 - ii. En caso de desprendimiento que las ramas puedan caer encima de las líneas aéreas.

NOTA: Se recomienda que la poda sea selectiva y se realice con las indicaciones de protección al medio ambiente con objeto de combinar la necesidad de coexistencia de las líneas aéreas y la naturaleza

d) Requisitos generales para los aisladores, herrajes, postes y equipo

- 1) Aisladores. Los aisladores que se utilicen en las líneas aéreas deben ser aprobados para ese uso.

Los aisladores deben seleccionarse basándose en:

- i. La tensión nominal a plena carga del circuito. Los aisladores además de cumplir con su función electromecánica, deben tener características que hagan posible su reemplazo fácilmente, durante los trabajos de mantenimiento; y
- ii. La altura sobre el nivel del mar y el nivel de contaminación.

Los aisladores deben soportar:

- Las sobretensiones que pueden originarse por descargas atmosféricas y por maniobra; y
- Las cargas originadas por viento y hielo sobre el cable o conductor.

- 2) Herrajes. Los herrajes deben seleccionarse de acuerdo con la capacidad de carga mecánica a soportar y tipo de sujetar los diferentes tipos de conductores y arreglos de haz de conductores y el material a donde va a ser instalado.
- 3) Postes. Los postes deben seleccionarse de acuerdo con la carga a soportar y las condiciones a las que van a ser o estar sometidos.
- 4) Equipo de protección o seccionamiento. El equipo eléctrico conectado en las líneas debe cumplir con:

- i. Accesibilidad. Todos los equipos eléctricos que se conectan a las líneas, deben ser fácilmente accesibles por personas calificadas, deben cumplirse con los espacios para su operación y mantenimiento.
- ii. Identificación de la posición del equipo de operación. Los equipos de protección y seccionamiento conectados al circuito deben indicar claramente su posición de “abierto” o “cerrado”, ya sea que se encuentre dentro de envoltentes o estén descubiertos.

Los equipos de protección o seccionamiento para operar en las líneas aéreas de forma remota o automática deben proveerse con medios que impidan que se efectúe la operación remota o automática en caso de mantenimiento o trabajos en el circuito.

e) Requisitos generales para la puesta a tierra

- 1) Métodos. Las conexiones de puesta a tierra deben efectuarse de conformidad con los métodos que se indican en la sección
- 2) Partes no portadoras de corriente eléctrica. Las estructuras metálicas, postes, canalizaciones, equipo, soportes, cables mensajeros, cubiertas de cables aislados, palancas y manijas deben estar puesta a tierra.

Excepción: Esta conexión puede omitirse cuando lo requiera la operación del equipo, siempre que exista protección que impida el contacto de las personas con las partes metálicas, o bien cuando estén, a una altura mayor que 2,9 m.

- 3) Retenidas. Las retenidas deben cumplir con lo que se indica en el inciso anterior, cuando sujeten estructuras que soporten circuitos que operan con tensiones mayor que 300 V, o estén expuestas a contacto con dichos circuitos.

Estos requisitos pueden omitirse en los siguientes casos:

- i. Cuando la retenida tenga uno o varios aisladores; y
- ii. Cuando la estructura soporte exclusivamente cables aislados.

6.2.4.2 Separación de los conductores en la misma estructura

Los requisitos que se establecen a continuación son separaciones mínimas entre conductores de líneas aéreas, eléctricas y de comunicación, así como las distancias de los soportes, mensajeros, cables de guarda, cuando están instalados en la misma estructura.

Para fines de aplicación en los cables aislados de uno o varios conductores, así como los conductores que están en grupo, soportados por aisladores o mensajeros, deben considerarse como un solo conductor, aun cuando estén formados por varios conductores individuales de diferentes polaridades o fases.

La tensión entre conductores de diferentes fases y distintos circuitos, debe considerarse como la tensión mayor que resulte de lo siguiente:

- a) La diferencia vectorial de las tensiones eléctricas de los conductores; y
- b) La tensión de fase a tierra del circuito con mayor tensión.

NOTA - La palabra soporte se considera como el conjunto de elementos que sostienen directamente a los conductores, por ejemplo, las crucetas, los bastidores u otros medios similares.

6.2.4.3 Separaciones horizontales entre conductores de línea

La separación horizontal mínima debe ser en:

- a) Soportes fijos. Los conductores del mismo o de diferente circuito en soportes fijos (con aisladores rígidos) deben tener una separación en sus soportes, igual o mayor, al de los valores obtenidos por la separación horizontal mínima o separación de acuerdo con la flecha.
- 1) Separación de acuerdo con la flecha. El valor mínimo debe determinarse por la ecuación (6) y (7).
 - i. Para conductores de tamaño nominal menor que 33,6 mm² (2 AWG):

$$S = 7.62(V) + 7\sqrt{(8.5f - 5080)} \quad (6)$$

En donde:

- **S** es la separación, en mm.
- **V** es la tensión entre los dos conductores de fase, para los que se calcula la separación, excepto el caso de alimentadores de transporte eléctrico, en donde la tensión eléctrica es de fase a tierra, en kV.
- **f** es la flecha en mm, del conductor con mayor flecha en el claro, a una temperatura de 16 °C y con una tensión mecánica de 25 % a la ruptura, en mm.

- ii. Para conductores de tamaño nominal mayor o igual que 33,6 mm² (2 AWG):

$$S = 7.62(V) + 8\sqrt{(2.12f)} \quad (7)$$

En donde:

- **S** es la separación, en mm.
- **V** es la tensión entre los dos conductores de fase, para los que se calcula la separación, excepto el caso de alimentadores de transporte eléctrico, en donde la tensión eléctrica es de fase a tierra, en kV.
- **f** es la flecha en mm, del conductor con mayor flecha en el claro, a una temperatura de 16 °C y con una tensión mecánica máxima del 22 % a la ruptura, en mm.

Para determinar la flecha,

$$f_{16^{\circ}C} = \frac{(CP)^2}{(8 * \text{Parámetro})} \quad (8)$$

En donde:

- **CP** es claro promedio, en m.
- **P** es el parámetro, en m.

- iii. Para líneas que se encuentren localizadas a una altitud superior a los 1 000 m, sobre el nivel de mar, se debe aplicar el factor de corrección por altitud a las tensiones de aguante nominales, el cual se determina de acuerdo a lo siguiente:

$$k_a = e^{m \frac{H}{8150}} \quad (9)$$

En donde:

- **H** es la altura sobre el nivel de mar en metros.

- b) Aisladores de suspensión. Cuando se utilicen aisladores de suspensión con movimiento libre, la separación entre los conductores debe aumentarse para que, al inclinarse una cadena de aisladores hasta 30° con la vertical, la separación sea igual o mayor que la obtenida en 6.2.2.13 a) 1).

NOTA - El Angulo máximo de la cadena de aisladores se considera de 30° con respecto a la vertical.

6.2.4.4 Separación vertical entre conductores de línea

La separación vertical entre conductores de línea localizados en diferentes niveles de una misma estructura, debe cumplir con:

- a) Separación de conductores. La separación vertical mínima entre conductores debe ser conforme a las siguientes **Tabla 40**, **Tabla 42** y **Tabla 43**, donde se indican las relaciones entre las tensiones de aguante normalizadas al impulso por rayo, maniobra y las separaciones mínimas en aire de fase a tierra y fase a fase bajo para niveles de tensión normalizados de 1 kV hasta 400 kV para líneas que se encuentren localizadas a una altitud hasta 1 000 m, sobre el nivel de mar.

Tabla 42 - Relación entre las tensiones de aguante normalizadas de impulso por rayo y las separaciones mínimas en aire, conforme IEC 60071-1

Tensión de aguante normalizada de impulso por rayo (kV)	Separaciones mínimas en aire en (mm)	
	Punta-estructura	Conductor-estructura
20	60	---
40	60	---
60	90	---
75	120	---
95	160	---
125	220	---
145	270	---
170	320	---
200	380	---
250	480	---
325	630	---
380	750	---
450	900	---
550	1 100	---
650	1 300	---

750	1 500	---
850	1 700	1 600
950	1 900	1 700
1050	2 100	1 900
1175	2 350	2 200
1300	2 600	2 400
1425	2 850	2 600
1550	3 100	2 900
1675	3 350	3 100
1800	3 600	3 300
1950	3 900	3 600
2100	4 200	3 900
2 250	4 500	4 150
2 400	4 800	4 450
2 550	5 100	4 700
2 700	5 400	5 000

Notas:

1. El impulso normalizado por rayo es aplicable para distancias de fase a fase y de fase a tierra.
2. Para fase a tierra, es aplicable la separación mínima en aire para conductor-estructura y punta-estructura.
3. Para fase a fase, es aplicable la separación mínima en aire para punta-estructura.
4. Las separaciones mínimas en aire en esta tabla están referidas hasta una altitud de 1000 m sobre el nivel del mar.

Tabla 43 - Relación entre las tensiones de aguante normalizadas de impulso por maniobra y las separaciones mínimas en aire de fase a tierra, conforme IEC 60071-1

Tensión de aguante normalizada de impulso por maniobra e (kV)	Separaciones mínimas en aire de fase a tierra en (mm)	
	Conductor-estructura	Punta-estructura
750	1 600	1 900
850	1 800	2 400
950	2 200	2 900
1050	2 600	3 400
1175	3 100	4 100
1300	3 600	4 800
1425	4 200	5 600
1550	4 900	6 400
1 675	5 600 a	7 400 a
1 800	6 300 a	8 300 a
1 950	7 200 a	9 500 a

Notas:

- a. Valores bajo consideración.
- b. Las separaciones mínimas en aire en esta tabla están referidas hasta una altitud de 1000 m sobre el nivel del mar.

Tabla 44 - Relación entre las tensiones de aguante normalizadas de impulso por maniobra y las separaciones mínimas en aire de fase a fase, conforme IEC 60071-1

Tensión de aguante normalizada de impulso por maniobra			Separaciones mínimas en aire de fase a fase en (mm)	
Fase a tierra en (kV)	Valor fase a fase	Fase a fase en (kV)	Conductor-conductor paralelo	Punta-conductor
	Valor fase a tierra			
750	1,50	1 125	2 300	2 600
850	1,50	1 275	2 600	3 100
850	1,60	1 360	2 900	3 400
950	1,50	1 425	3 100	3 600
950	1,70	1 615	3 700	4 300
1050	1,50	1 575	3 600	4 200
1050	1,60	1 680	3 900	4 600
1175	1,50	1 763	4 200	5 000
1300	1,70	2 210	6 100	7 400
1425	1,70	2 423	7 200	9 000
1550	1,60	2 480	7 600	9 400
1550	1,70	2 635	8 400 a	10 000 a
1675	1,65	2 764	9 100 a	10 900 a
1675	1,70	2 848	9 600 a	11 400 a
1800	1,60	2 880	9 800 a	11 600 a
1800	1,65	2 970	10 300 a	12 300 a
1950	1,60	3 120	11 200 a	13 300 a

Notas:

a. Valores bajo consideración.

b. Las separaciones mínimas en aire en esta tabla están referidas hasta una altitud de 1000 m sobre el nivel del mar.

- b) Para líneas que se encuentren localizadas a una altitud superior a los 1 000 m, sobre el nivel de mar, se debe aplicar el factor de corrección por altitud a las tensiones de aguante nominales, el cual se determina mediante la ecuación (9).
- c) Separaciones adicionales. Los conductores soportados a diferentes niveles en la misma estructura y tendidos con distintas flechas deben tener una separación vertical en sus soportes, para que la separación mínima entre los conductores, en cualquier punto del claro, sea como mínimo la siguiente, (considerando que el conductor superior y el inferior tienen su flecha final sin carga, a una temperatura de 16 °C, y con una tensión mecánica máxima del 22 % a la ruptura), y se deberán determinar con base la siguiente:
- 1) Para tensiones eléctricas mayores que 50 kV entre conductores, la separación entre conductores debe cumplir con lo siguiente:

$$S_{LL_mitadclaro} = k_c \sqrt{f + l_c} + K * D_{ff} \quad (10)$$

Donde,

- $S_{LL_mitadclaro}$ es la separación entre conductores en [m].
- k_c es el factor de oscilación el cual depende del ángulo de balanceo de las cadenas de aisladores dependiendo de la configuración de los conductores en las estructuras,

- f es la flecha del conductor a la mitad del claro en [m],
- l_c es la longitud de la cadena de aisladores en [m],
- D_{ff} es la separación mínima de entre los valores de separaciones de fase a fase en [m],
- k es el coeficiente constante el cual depende de la experiencia de cada país, generalmente se considera igual a 0,7.

La longitud de la cadena de aisladores es calculada mediante la siguiente ecuación:

$$l_c = N_a D_p + l_h \quad (11)$$

Donde,

- N_a cantidad de aisladores en [adimensional],
- D_p es la distancia de paso del aislador en [m],
- l_h es la longitud del conjunto de herraje en [m].

- 2) Las separaciones mínimas en aire con y sin herramientas de trabajo para líneas energizadas para alta y extra alta tensión se indican en las **Tablas 47 a Tabla 53**.

En las **Tabla 45 a Tabla 53**, se muestran las separaciones mínimas en aire de fase a tierra con y sin herramientas de trabajo para mantenimiento de líneas energizadas, utilizando, y cuando no se conocen, los valores de sobretensión máximo transitorio (T).

Tabla 45 - Separaciones mínimas en aire, sin herramientas de trabajo para mantenimiento con línea de transmisión energizada

Tensión de fase a fase, (kV)	Separaciones en metros	
	Fase a tierra	Fase a fase
72,6 - 121	0,75	1,09
138 - 145	0,90	1,31
161 - 169	1,05	1,52
230 - 242	1,57	2,28
345 - 362	2,88	4,18
500 - 550	4,48	6,90
765 - 800	6,24	10,22
Notas: <ol style="list-style-type: none"> 1. Estas separaciones toman en consideración la sobretensión transitoria máxima a la que será expuesto el trabajador en cualquier sistema con el aire como medio de aislamiento y las tensiones máximas mostradas. 2. Los valores están basados en altitudes menores a 900 m sobre el nivel de mar. En la Tabla 52 se muestran los factores de corrección para altitudes mayores. 3. Estas separaciones no incluyen el factor por movimientos involuntarios. 4. La separación dieléctrica libre de la pértiga debe ser igual o mayor a los valores aquí indicados. 5. Los datos utilizados para formular esta tabla fueron obtenidos de datos de pruebas bajo condiciones atmosféricas estándar. 		

Tabla 46 - Separaciones mínimas en aire de fase a tierra, para mantenimiento con línea energizada sin herramientas de trabajo

Tensión de fase a fase, (Vpp)	121	145	169	242	362	550	800
Tensión de fase a tierra, (Vpg)	69.9	83,7	97.6	140	209	318	462
T	m	m	m	m	m	m	m
1,5	0,33	0,39	0,45	0,65	0,96	1,52	2,65
1,6	0,35	0,41	0,48	0,69	1,03	1,66	2,93
1,7	0,37	0,44	0,51	0,73	1,09	1,82	3,24
1,8	0,39	0,476	0,54	0,77	1,15	1,97	3,55
1,9	0,41	0,49	0,57	0,82	1,22	2,14	3,89
2,0	0,43	0,52	0,60	0,86	1,28	2,33	4,26
2,1	0,45	0,54	0,63	0,90	1,34	2,51	4,62
2,2	0,47	0,57	0,66	0,94	1,44	2,69	4,99
2,3	0,50	0,59	0,69	0,99	1,53	2,88	5,38
2,4	0,52	0,62	0,72	1,03	1,63	3,07	5,82
2,5	0,54	0,65	0,75	1,07	1,73	3,30	6,24
2,6	0,56	0,67	0,78	1,11	1,83	3,50	-
2,7	0,58	0,70	0,81	1,16	1,93	3,74	-
2,8	0,60	0,72	0,84	1,20	2,06	3,99	-
2,9	0,62	0,75	0,87	1,24	2,17	4,22	-
3,0	0,65	0,77	0,90	1,29	2,28	4,48	-
3,1	0,67	0,80	0,93	1,33	2,40	-	-
3,2	0,69	0,82	0,96	1,38	2,51	-	-
3,3	0,71	0,85	0,99	1,44	2,64	-	-
3,4	0,73	0,87	1,02	1,50	2,76	-	-
3,5	0,75	0,90	1,05	1,57	2,88	-	-

Notas:

1. Las separaciones listadas son para condiciones atmosféricas estándar. La información utilizada para formular esta tabla es obtenida de datos de pruebas. Las condiciones atmosféricas estándar son definidas como temperaturas bajo cero, vientos menores a 24 km/hr, aire sin saturación, barómetros normales, aire sin contaminación, aisladores limpios y secos.

2. Los valores están basados en altitudes menores a 900 m sobre el nivel de mar. En la **Tabla 52** se muestran los factores de corrección para altitudes mayores.

3. Estas separaciones no incluyen el factor por movimientos involuntarios.

4. Los valores históricos para sobretensiones transitorias máximas en p.u. para 121 a 362 kV son de 3 p.u., para 550 kV son de 2,4 kV, y para 800 kV son de 2,0 p.u.

Tabla 47 - Separaciones mínimas en aire, con herramientas de trabajo para mantenimiento con línea de transmisión energizada

Tensión de fase a fase, (kV)	Separaciones en metros	
	Fase a tierra	Fase a fase
72,6 - 121	0,83	1,20
138 - 145	0,99	1,43
161 - 169	1,15	1,67
230 - 242	1,72	2,50
345 - 362	3,10	4,50
500 - 550	4,47	7,34
765 - 800	6,59	10,80
Notas: 1. Estas separaciones toman en consideración la sobretensión transitoria máxima al que será expuesto el trabajador en cualquier sistema con el aire como medio de aislamiento y las tensiones máximas mostradas. 2. Los valores están basados en altitudes menores a 900 m sobre el nivel de mar. En la Tabla 52 se muestra los factores de corrección para altitudes mayores. 3. Estas distancias no incluyen el factor por movimientos involuntarios. 4. La separación dieléctrica libre de la pértiga debe ser igual o mayor a los valores aquí indicados. 5. Los datos utilizados para formular esta tabla fueron obtenidos de datos de pruebas bajo condiciones atmosféricas estándar.		

Tabla 48 - Separaciones mínimas en aire de fase a tierra para mantenimiento con línea energizada con herramientas de trabajo

Tensión de fase a fase, (Vpp)	121	145	169	242	362	550	800
Tensión de fase a tierra, (Vpg)	69.9	83,7	97.6	140	209	318	462
T	m	m	m	m	m	m	m
1,5	0,36	0,43	0,50	0,71	1,06	1,66	2,86
1,6	0,38	0,46	0,53	0,75	1,13	1,82	3,16
1,7	0,40	0,48	0,56	0,80	1,20	1,98	3,48
1,8	0,43	0,51	0,60	0,85	1,27	2,15	3,81
1,9	0,45	0,54	0,63	0,90	1,34	2,32	4,15
2,0	0,47	0,57	0,66	0,94	1,41	2,52	4,54
2,1	0,50	0,60	0,69	0,99	1,48	2,71	4,92
2,2	0,52	0,62	0,73	1,04	1,58	2,90	5,30
2,3	0,55	0,65	0,76	1,08	1,68	3,10	5,70
2,4	0,57	0,68	0,79	1,13	1,78	3,31	6,16
2,5	0,59	0,71	0,82	1,18	1,89	3,54	6,59
2,6	0,61	0,74	0,86	1,22	2,00	3,76	-
2,7	0,64	0,76	0,89	1,27	2,11	4,00	-
2,8	0,66	0,79	0,92	1,32	2,24	4,26	-
2,9	0,68	0,82	0,96	1,36	2,35	4,50	-

3,0	0,71	0,85	0,99	1,41	2,47	4,77	-
3,1	0,73	0,88	1,02	1,46	2,59	-	-
3,2	0,75	0,90	1,05	1,52	2,72	-	-
3,3	0,78	0,93	1,09	1,58	2,85	-	-
3,4	0,80	0,96	1,12	1,64	2,97	-	-
3,5	0,83	0,99	1,15	1,72	3,10	-	-

Notas:

1. Las separaciones listadas son para condiciones atmosféricas estándar. La información utilizada para formular esta tabla es obtenida de datos de pruebas. Las condiciones atmosféricas estándar son definidas como temperaturas bajo cero, vientos menores a 24 km/hr, aire sin saturación, barómetros normales, aire sin contaminación, aisladores limpios y secos.
2. Los valores están basados en altitudes menores a 900 m sobre el nivel de mar. En la **Tabla 52** se muestran los factores de corrección para altitudes mayores.
3. Estas separaciones no incluyen el factor por movimientos involuntarios.
4. Los valores históricos para sobretensiones transitorias máximas en p.u. para 121 a 362 kV son de 3 p.u., para 550 kV son de 2,4 p.u., y para 800 kV son de 2,0 p.u.

Tabla 49 - Factores utilizados para convertir las separaciones mínimas en aire de fase a tierra (pg) a fase a fase (pp)

Valor en por unidad (p.u, pg)	Valor en por unidad (p.u, pp)	Relación de valores en por unidad (p.u,pp / p.u,pg)
1,50	1,91	1,28
1,60	2,25	1,41
1,70	2,59	1,53
1,80	2,93	1,63
1,90	3,26	1,73
2,00	3,60	1,80
2,10	3,70	1,77
2,20	3,80	1,73
2,30	3,90	1,70
2,40	4,00	1,67
2,50	4,10	1,64
2,60	4,20	1,62
2,70	4,30	1,60
2,80	4,40	1,58
2,90	4,50	1,56
3,00	4,60	1,54
3,10	4,70	1,52
3,20	4,79	1,50
3,30	4,89	1,49
3,40	4,98	1,47
3,50	5,07	1,45

En la **Tabla 50** y **Tabla 56** se muestran las separaciones mínimas en aire de fase a fase con y sin herramientas de trabajo para mantenimiento de líneas energizadas, utilizando, y cuando se conocen, los valores de sobretensión máximo transitorio (T).

Tabla 50 - Separaciones mínimas en aire de fase a fase, para mantenimiento de líneas energizadas, utilizando los factores de sobretensiones transitorias, sin herramientas de trabajo

Tensión de fase a fase, (Vpp)	121	145	169	242	362	550	800
Tensión de fase a tierra, (Vpg)	69,9	83,7	97,6	140	209	318	462
T	m	m	m	m	m	m	m
1,5	0,42	0,50	0,58	0,82	1,23	1,94	3,39
1,6	0,49	0,58	0,68	0,97	1,45	2,35	4,14
1,7	0,56	0,67	0,78	1,12	1,67	2,78	4,95
1,8	0,63	0,76	0,88	1,26	1,88	3,21	5,79
1,9	0,71	0,84	0,99	1,41	2,11	3,70	6,72
2,0	0,77	0,93	1,08	1,54	2,31	4,19	7,66
2,1	0,80	0,96	1,11	1,59	2,38	4,44	8,17
2,2	0,82	0,98	1,14	1,63	2,49	4,65	8,64
2,3	0,84	1,01	1,17	1,68	2,60	4,89	9,15
2,4	0,86	1,03	1,20	1,72	2,71	5,13	9,71
2,5	0,88	1,06	1,23	1,75	2,83	5,41	10,22
2,6	0,90	1,08	1,26	1,80	2,96	5,67	-
2,7	0,93	1,11	1,29	1,85	3,09	5,99	-
2,8	0,95	1,14	1,32	1,89	3,25	6,31	-
2,9	0,97	1,16	1,35	1,94	3,38	6,58	-
3,0	0,99	1,19	1,38	1,98	3,51	6,90	-
3,1	1,01	1,21	1,41	2,02	3,64	-	-
3,2	1,03	1,23	1,44	2,07	3,77	-	-
3,3	1,06	1,26	1,47	2,14	3,92	-	-
3,4	1,07	1,28	1,50	2,20	4,05	-	-
3,5	1,09	1,31	1,52	2,28	4,18	-	-

Notas:

1. Las separaciones son para condiciones atmosféricas estándar. La información utilizada para formular esta tabla es obtenida de datos de pruebas. Las condiciones atmosféricas estándar son definidas como temperaturas bajo cero, vientos menores a 24 km/hr, aire sin saturación, barómetros normales, aire sin contaminación, aisladores limpios y secos.

2. Los valores son basados en altitudes menores a 900 m sobre el nivel de mar. En la **Tabla 52** se muestran los factores de corrección para altitudes mayores.

3. Los valores históricos para sobretensiones transitorias máximas en p.u. para 121 a 362 kV son de 3 p.u., para 550 kV son de 2,4 p.u., y para 800 kV son de 2,0 p.u.

Tabla 51 - Separaciones mínimas en aire de fase a fase, para mantenimiento de líneas energizadas, usando los factores de sobretensiones transitorias, con herramientas de trabajo

Tensión de fase a fase, (Vpp)	121	145	169	242	362	550	800
Tensión de fase a tierra, (Vpg)	69,9	83,7	97,6	140	209	318	462
T	m	m	m	m	m	m	m
1,5	0,46	0,55	0,64	0,91	1,35	2,13	3,66
1,6	0,54	0,64	0,75	1,06	1,59	2,56	4,46
1,7	0,62	0,74	0,86	1,23	1,83	3,03	5,32
1,8	0,70	0,83	0,97	1,38	2,06	3,50	6,21
1,9	0,78	0,93	1,08	1,55	2,31	4,02	7,18
2,0	0,85	1,02	1,18	1,70	2,53	4,54	8,17
2,1	0,88	1,05	1,23	1,75	2,61	4,79	8,70
2,2	0,90	1,08	1,26	1,79	2,73	5,02	9,17
2,3	0,92	1,11	1,29	1,84	2,85	5,27	9,69
2,4	0,95	1,14	1,32	1,89	2,97	5,52	10,28
2,5	0,97	1,16	1,35	1,93	3,09	5,81	10,80
2,6	0,99	1,19	1,39	1,98	3,23	6,09	-
2,7	1,02	1,22	1,42	2,03	3,37	6,41	-
2,8	1,05	1,25	1,46	2,08	3,53	6,73	-
2,9	1,07	1,28	1,49	2,13	3,67	7,02	-
3,0	1,09	1,31	1,52	2,18	3,80	7,34	-
3,1	1,11	1,33	1,55	2,22	3,94	-	-
3,2	1,13	1,36	1,58	2,28	4,07	-	-
3,3	1,16	1,39	1,62	2,36	4,24	-	-
3,4	1,18	1,41	1,64	2,41	4,37	-	-
3,5	1,20	1,43	1,67	2,50	4,50	-	-

Notas:

1. Las separaciones son para condiciones atmosféricas estándar. La información utilizada para formular esta tabla es obtenida de datos de pruebas. Las condiciones atmosféricas estándar son definidas como temperaturas bajo cero, vientos menores a 24 km/hr, aire sin saturación, barómetros normales, aire sin contaminación, aisladores limpios y secos.

2. Los valores son basados en altitudes menores a 900 m sobre el nivel de mar. En la **Tabla 52** se muestran los factores de corrección para altitudes mayores.

3. Los valores históricos para sobretensiones transitorias máximas en p.u. para 121 a 362 kV son de 3 p.u., para 550 kV son de 2,4 p.u., y para 800 kV son de 2,0 p.u.

Tabla 52 - Factores de corrección de altitud

Altitud sobre el nivel de mar [m],	Factor de corrección
0 - 900	1,00
901-1200	1,02
1200-1500	1,05
1500-1800	1,08
1801- 2100	1,11
2101-2400	1,14
2401-2700	1,17
2701-3000	1,20
3001-3600	1,25
3601-4200	1,30
4201-4800	1,35
4801-5400	1,39
5401-6000	1,44

Nota:

- El factor de corrección por altitud se aplica únicamente a las separaciones mínimas y no al factor por movimiento involuntario.
- Los datos usados para formular esta tabla fueron obtenidos de resultados de pruebas con condiciones atmosféricas estándar.

a. Para las tablas de las separaciones mínimas en aire, multiplicar la D_{SH} , D_{CH} dadas de la **Tabla 42** a **Tabla 48**, por el factor de corrección de altitud en que se encuentre instalada la línea de transmisión

6.2.5 Separación entre conductores de línea en diferentes niveles de la misma estructura

Ningún otro conductor debe estar dentro del área marcada con línea punteada en la **Tabla 41**, en la cual V y H deben determinarse con base en la separación vertical y horizontal que se establecen en 6.2.2. y 6.2.4.4.

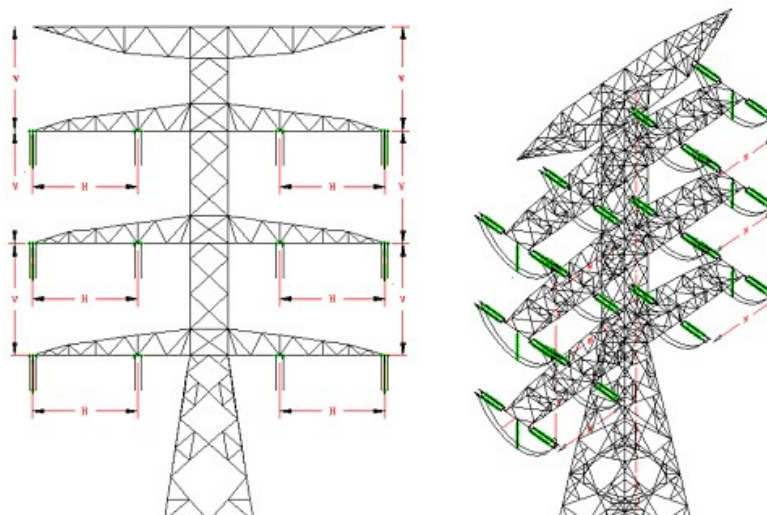


Figura 41 - Separación entre conductores

6.2.5.1 Separación en cualquier dirección de conductores de fase a tierra y fase a fase sujetos a la misma estructura

Para determinar las separaciones mínimas requeridas en cualquier dirección de fase a tierra, fase a fase se deberán cumplir con lo siguiente,

- a) Separaciones mínimas requeridos de fase a tierra para impulsos por rayo y maniobra están dadas por,

$$D_{pe_ff} = \frac{u_{90\%_ff}}{[(530k_a k_{z_ff})(0.74 + 0.26k_g)]} \quad [m] \quad (12)$$

$$D_{pe_sf} = 2.17 \left(e^{\left[\frac{k_{cs} u_{max_sf}}{1080k_a k_{z_sf} k_g} \right]} - 1 \right) \quad [m] \quad (13)$$

Donde,

- $U_{90\%_ff}$ es la separación de fase a tierra para impulsos por rayo en [m],
- $U_{90\%_sf}$ es la separación de fase a tierra para impulsos por maniobra en [m],
- $U_{90\%_ff}$ es la sobretensión de frente rápida con un 90% de probabilidad de que se presenten flámeos en [kV]; $U_{90\%_ff} = U_{90\%_ff} U_{ff}$
- U_{max_sf} es la sobretensión máxima de frente lenta que ocurre en la LT en [kV],
- U_{ff} es el factor gap para sobretensiones de frente lento (maniobra) [adimensional],
- U_{ff} es el factor de corrección por altitud [adimensional],
- $U_{ff} = 0.9621$ es el factor de desviación de la tensión de aguante de frente rápido,
- $U_{ff} = 0.922$ es el factor de desviación de la tensión de aguante de frente lento; y
- U_{ff} es el factor de coordinación estadística, con valor de 1,05.

- b) Separaciones mínimas requeridos de fase a fase para impulsos por rayo y maniobra están dadas por,

$$D_{pp_ff} = \frac{1.2u_{90\%_ff}}{[(530k_a k_{z_ff})(0.74 + 0.26k_g)]} \quad [m] \quad (14)$$

$$D_{pe_sf} = 2.17 \left(e^{\left[\frac{1.4k_{cs} u_{max_sf}}{1080k_a k_{z_sf} k_g} \right]} - 1 \right) \quad [m] \quad (15)$$

Donde,

- $U_{90\%_ff}$ es la separación de fase a tierra para impulsos por rayo en [m],
- $U_{90\%_sf}$ es la separación de fase a tierra para impulsos por maniobra en [m],
- $U_{90\%_ff}$ es la sobretensión de frente rápida con un 90% de probabilidad de que se presenten flámeos en [kV]; $U_{90\%_ff} = U_{90\%_ff} U_{ff}$
- U_{max_sf} es la sobretensión máxima de frente lenta que ocurre en la LT en [kV],
- U_{ff} es el factor gap para sobretensiones de frente lento (maniobra) [adimensional],
- U_{ff} es el factor de corrección por altitud [adimensional],
- $U_{ff} = 0.9621$ es el factor de desviación de la tensión de aguante de frente rápido,
- $U_{ff} = 0.922$ es el factor de desviación de la tensión de aguante de frente lento; y
- U_{ff} es el factor de coordinación estadística, con valor de 1,05.

- c) Separaciones mínimas requeridos de fase a mitad del claro están dadas por,

$$S_{LL_mitadclaro} = k_c \sqrt{f + l_c} + K * D_{ff} \quad (16)$$

Donde,

- $S_{LL_mitadclaro}$ es la separación entre conductores en [m].
- k_c es el factor de oscilación el cual depende del ángulo de balanceo de las cadenas de aisladores dependiendo de la configuración de los conductores en las estructuras,
- f es la flecha del conductor a la mitad del claro en [m],
- l_c es la longitud de la cadena de aisladores en [m],
- D_{ff} es la separación mínima de entre los valores de separaciones de fase a fase en [m],
- K es el coeficiente constante el cual depende de la experiencia de cada país, generalmente se considera igual a 0,7.

Tabla 53 - Coeficiente de oscilación (kc) para los ángulos de balanceo

Rango del ángulo de balanceo	Ángulo entre la vertical y a través del plano de los conductores		
	Horizontal	Triangular	Vertical
~			
φ	90° a 80°	80° a 30°	30° a 0°
<65°	0,7	0,75	0,95
55° a 65°	0,65	0,7	0,85
40° a 55°	0,62	0,65	0,75
< 40°	0,6	0,62	0,7

- d) Las separaciones mínimas en aire con y sin herramientas de trabajo para líneas energizadas para alta y extra alta tensión se indican en las **Tabla 50 a Tabla 56**. En la sección 6.2.4.4.

6.2.5.2 Separación entre circuitos de diferentes tensiones eléctricas instalados en la misma estructura

Los circuitos eléctricos con tensión eléctrica hasta 34,5 kV entre conductores, pueden colocarse en la misma cruceta, con circuitos de tensión eléctrica superior o inferior, siempre que se cumpla con una o más de las condiciones siguientes:

- Los circuitos deben instalarse en lados opuestos de la estructura;
- Los circuitos en crucetas voladas o soportadas en sus dos extremos. Deben estar separados por una distancia mínima requerida, de acuerdo con lo indicado en la sección 6.2.4.4.
- Los conductores de menor tensión deben ocupar las posiciones más próximas a la estructura, y los de mayor tensión las posiciones más distantes; y
- Uno de los dos circuitos de comunicación para la operación de líneas eléctricas y el otro circuito eléctrico menor que 34,5 kV, siempre que los dos se instalen y pertenezcan a la misma empresa.

6.2.5.3 Separación entre conductores soportados por bastidores verticales

Los conductores pueden instalarse a una separación vertical menor que la que se indica en 6.3.2.2 cuando estén colocados en bastidores verticales o en ménsulas separadas colocadas verticalmente, que estén firmemente sujetos a un lado de la estructura y se cumpla con las siguientes condiciones:

- Todos los conductores deben ser del mismo material; y
- La separación vertical mínima entre conductores para niveles de tensión mayores a 34,5 kV deberán cumplir con lo indicado en la sección 6.2.4.4.

6.2.5.4 Separación de conductores fijos (instalados) en edificios o puentes

Los conductores eléctricos desnudos que estén sujetos en forma permanente a edificios deben ser de tensión no mayor que 300 V a tierra, a menos que estén debidamente protegidos, aislados o sean inaccesibles.

6.2.5.5 Separación vertical entre conductores, entre conductores y equipos de comunicación, entre equipos eléctricos y equipos de comunicación

- a) La separación debe aplicarse a las partes metálicas no portadoras de corriente del equipo, soportes metálicos para cables aislados o conductores, así como brazos metálicos de soporte que estén sujetos a soportes metálicos o bien colocados a una distancia menor que 2,5 m de los tanques y bastidores de los transformadores y mensajeros no puestos a tierra; y
- b) La separación vertical mínima entre conductores para niveles de tensión mayores a 34,5 kV deberán cumplir con lo indicado en la sección 6.2.4.4. y 6.2.5.1.

6.2.5.6 Separación de conductores verticales y derivados a otros conductores y superficies en la misma estructura

Las separaciones entre conductores verticales y derivados a otros conductores o superficies en la misma estructura deben cumplir con:

- a) Se permite colocar circuitos de la misma tensión eléctrica o del inmediato superior en un mismo ducto, si los conductores son aislados;
- b) Se permite colocar pares de conductores de comunicación sujetos directamente a estructuras o a mensajeros;
- c) Se permite colocar directamente en la estructura conductores de conexión de puesta a tierra, conductores neutros, conductores aislados o canalizaciones eléctricas; y
- d) Los circuitos aislados de 1 000 V y que no excedan de 5 000 V pueden colocarse en el mismo circuito del cable de control con el cual están asociados.

1) Conductores eléctricos verticales y derivados

- I. Separaciones generales. Las separaciones no deben ser menores que las que se especifican en 6.2.4.4.
- II. Casos especiales. Se refieren solamente a los tramos de estructuras por donde suben trabajadores, cuando los conductores estén energizados.
 - i. Las separaciones mínimas en aire con y sin herramientas de trabajo para líneas energizadas para alta y extra alta tensión se indican en las **Tabla 47** a **Tabla 53** de la sección 6.2.4.4.
 - ii. Cables aislados y conductores de conexión de puesta a tierra. Los conductores verticales aislados y los conductores de conexión de puesta a tierra, pueden instalarse, sin protección aislante adicional, siempre y cuando el espacio para subir y los conductores de línea estén en el lado opuesto de la estructura.
 - iii. Conductores para conectar lámparas de alumbrado público. Cuando se conecten luminarios de alumbrado público directamente a líneas eléctricas, en postes que se usen exclusivamente para estas líneas, puede hacerse dicha conexión bajando conductores en línea abierta, desde la cruceta del poste al extremo del luminario, siempre que estos conductores queden firmemente sujetos en ambos extremos y que guarden las distancias mínimas que se indican en las **Tabla 40** a **Tabla 42**.
 - iv. Conductores de menos de 300 V. Los conductores eléctricos verticales o derivados de menos de 300 V a tierra, pueden llevarse en cables múltiples sujetos directamente a la superficie de la estructura o de la cruceta, y no debe sufrir abrasión en los puntos de sujeción.

Cada conductor de estos cables que no esté puesto a tierra efectivamente, o todo el cable en conjunto, debe tener una cubierta aislante para 1 000 V.

2) Conductores de comunicación verticales y derivados

- I. La separación de conductores desnudos verticales y derivados, con respecto a otros conductores de comunicación, retenidas, cables de suspensión o mensajeros, debe ser cuando menos de 75 mm.
- II. Los conductores de comunicación aislados verticales y derivados pueden fijarse directamente a la estructura. Su separación vertical a cualquier conductor eléctrico (siempre que no se trate de conductores verticales o de conexiones a luminarios) debe ser cuando menos de 1 000 mm para tensión eléctrica hasta de 8.7 kV entre fases, y de 1 500 mm para tensiones mayores que 8.7 kV.

6.2.6 Separación entre los conductores soportados en diferentes estructuras**6.2.6.1 Requisitos generales**

Los cruces deben hacer en una estructura común donde sea práctico. Los cruzamientos de conductores deben hacerse sujetándose en la misma estructura garantizando las separaciones mínimas de fase a tierra, fase a fase, y fase a fase a mitad del claro en cualquier punto del claro; cumpliendo con lo siguiente:

- a) Las separaciones deben determinarse en el punto de mayor acercamiento entre los dos conductores;
- b) La separación de los conductores debe analizarse desde su posición de reposo hasta un desplazamiento ocasionado por las diferentes condiciones climatológicas e hipótesis de carga indicadas en la **Tabla 54**.

Tabla 54 - Hipótesis de carga para conductores

Hipótesis	Consideraciones básicas				
	Temperatura de diseño (° C)	Presión de viento (Pa)	% de Tensión de Ruptura Máxima (RTS)	Sobrecarga de hielo Espesor (mm)	Condición de cable
H1.- Tensión diaria EDS (every day strength)	Media anual	0	22	0	Final después de la carga máxima
H2.- Flecha Máxima	(1)	0	22	0	Creep a 10 años
H3.- Viento máximo	Coincidente al viento máximo	Presión de viento máxima	33		Inicial por carga máxima
H4.- Flecha Mínima	0	0	33	0	Final después de carga máxima
H5.- Viento reducido Mínima	Presión de viento reducido	(2)	33	5	Inicial por carga máxima
H6.- Balanceo de cables	16°C	(3)	22	0	Final después de carga máxima
H7-Condición de rayo.	15°C	41,2	0	0	Creep a 10 años
Notas:					
1) La temperatura máxima de diseño se debe determinar en función del rango térmico de la línea y en ningún caso podrá ser menor de 50°C.					
2) Temperatura mínima registrada en la trayectoria, pero no mayor a -10°C.					
3) La presión de viento para la hipótesis de balanceo de cables debe ser:					
<ul style="list-style-type: none"> • de 285 pascales (29 kg/m2) para zonas expuestas y rurales, • de 187 pascales (19 kg/m2) para zonas urbanas y protegida. 					
a) La dirección supuesta del viento debe ser la que produzca la separación más crítica;					
b) La temperatura máxima de diseño se determina por la temperatura máxima anual del sitio más la aportación térmica que proporciona la corriente de conducción estimada para tipo de conductor.					

6.2.6.2 Separación horizontal

La separación horizontal en cruzamientos o entre conductores adyacentes soportados en diferentes estructuras, debe ser cuando menos de 1,50 m para tensiones eléctricas hasta 23 kV entre conductores. La tensión eléctrica entre conductores de diferentes fases de distintos circuitos debe tomarse como la diferencia vectorial de la tensión eléctrica de ambos circuitos. Para conductores de la misma fase, pero de diferentes circuitos, el conductor con menor tensión eléctrica debe considerarse como puesto a tierra.

NOTA - El desfaseamiento de 180° se considera apropiado cuando la relación de fasor real se desconoce.

- a) Para tensiones eléctricas mayores que 34,5 kV, la separación mínima deberá cumplir con lo siguiente:

$$H = 1500 + 10 * VH(VL - 22) \quad (mm) \quad (17)$$

En donde:

- **VH** Voltaje de cresta de fase a tierra del primer circuito en [kV],

$$VH = \sqrt{2} / \sqrt{3} Vm$$

- **VL** Voltaje de cresta de fase a tierra del segundo circuito en [kV],

$$VL = \sqrt{2} / \sqrt{3} Vm$$

- b) Para líneas que se encuentren localizadas a una altitud superior a los 1 000 m, sobre el nivel de mar, se debe aplicar el factor de corrección por altitud, el cual se determina conforme a la ecuación (9).

6.2.6.3 Separación vertical

La separación vertical entre conductores que se crucen o se encuentren adyacentes, soportados en diferentes estructuras, la separación total es igual a:

$$H = 600 + 10 * VH(VL - 22) \quad (mm) \quad (18)$$

En donde:

- **VH** Voltaje de cresta de fase a tierra del primer circuito en [kV],

$$VH = \sqrt{2} / \sqrt{3} Vm$$

- **VL** Voltaje de cresta de fase a tierra del segundo circuito en [kV],

$$VL = \sqrt{2} / \sqrt{3} Vm$$

- a) Para líneas que se encuentren localizadas a una altitud superior a los 1 000 m, sobre el nivel de mar, se debe aplicar el factor de corrección por altitud, el cual se determina conforme a la ecuación (9).
- b) Para las separaciones mínimas de fase a fase a mitad del claro se deberá dar cumplimiento con los requerimientos y formulaciones indicadas en 6.2.5.1 a) b) c) Separaciones en cualquier dirección de conductores mayores a 50 kV

6.2.7 Otras separaciones

Estos requisitos se refieren a la separación de los conductores desnudos y cables aislados de una línea, con respecto a edificios, puentes, estructuras de una segunda línea próxima u otras construcciones.

6.2.7.1 Generalidades

Las separaciones básicas horizontal y vertical de edificios, construcciones o anuncios, se aplican bajo las condiciones siguientes:

- a) Separación horizontal. Debe aplicarse con el conductor desplazado de su posición en reposo por un viento a una presión de 285 Pa (29 kg/m²), para zonas expuestas y rurales, y una presión de viento puede reducirse a 187 Pa (19 kg/m²), para zonas protegidas por edificios u otros obstáculos, a una

flecha final a 16 °C. El desplazamiento del conductor debe incluir la inclinación de la cadena de aisladores de suspensión con movimiento libre.

La separación de seguridad horizontal mínima a edificios construcciones o anuncios para niveles mayores a 34,5 kV deberá cumplir con lo siguiente,

$$S_h = 0.01 * k_a \left(\frac{V}{\sqrt{3}} - 22 \right) + 2.3 + S_{hf16^\circ C} \quad (m) \quad (19)$$

$$S_{hf16^\circ C} = (l_c + f_{16^\circ C}) \sin \alpha \quad (m) \quad (20)$$

$$f_{16^\circ C} = \frac{(CP)^2}{(8 * Parametro)} \quad (m) \quad (21)$$

$$\alpha = \tan^{-1} \frac{CP PV k_1 \Phi_c}{CP k_2 W_c + 0.5 W_a} \quad (22)$$

Donde:

- CP Claro promedio en [m],
- PV Presión de viento en [Pa],
- Φ_c Diámetro del conductor en [m],
- W_c Peso unitario del conductor en [N/m],
- W_a Peso de la cadena de aisladores y del sistema de soporte en [N],
- l_c Longitud oscilante de la cadena de aisladores en [m],
- k_a Constante debida a la presión de viento,
- k_1 Constante debida a la masa del conductor,
- $f_{16^\circ C}$ Flecha final a 16 °C,
- Φ_c Factor de corrección por altitud.
- α Angulo de desplazamiento del conductor y la cadena de aisladores en [°]

Tabla 55 - Valores de constantes k1 y k2

Cantidad de conductores por fase	k1	k2
1	1	1
2	1,5	2
3	2,5	3

Para líneas que se encuentren localizadas a una altitud superior a los 1 000 m, sobre el nivel de mar, se debe aplicar el factor de corrección por altitud, el cual se determina conforme a la ecuación (9).

b) Separación vertical. Debe considerarse:

- 1) Bajo condición de flecha final, en reposo y sin deflexión por viento.
- 2) La temperatura máxima de diseño se determina por la temperatura máxima anual del sitio más la aportación térmica que proporciona la corriente de conducción estimada para el tipo de conductor.
- 3) Para niveles de tensión menores a 34,5 kV deberán cumplir con los requerimientos indicados en la sección 5.2.4.3. Separaciones de conductores a edificios y otras estructuras excepto puentes.
- 4) Para niveles de tensión mayores a 34,5 kV deberán cumplir con los requerimientos indicados en la sección 6.2.5.3. Separaciones en cualquier dirección de conductores mayores a 50 kV.

- c) Transición entre separaciones horizontal y vertical. Debe mantenerse la distancia resultante de proyectar como radio la separación vertical sobre la separación horizontal. Véase **Figura 42**.

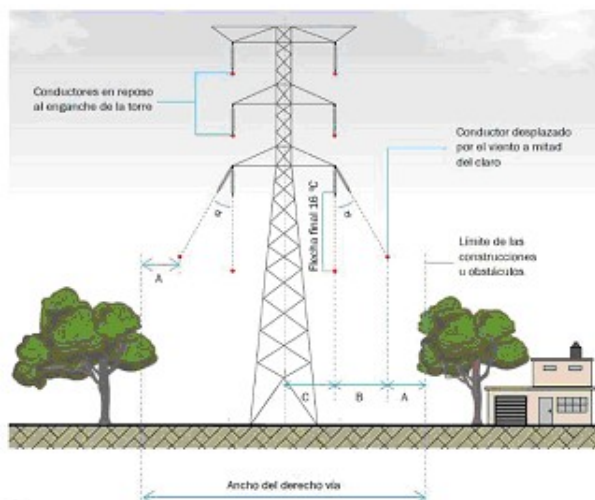


Figura 42 - Transición entre separaciones horizontales y verticales

6.2.7.2 Separación de conductores a estructuras de otras líneas

La separación mínima entre conductores de una línea que pasen próximos a una estructura de una segunda línea, deben estar separados de cualquier parte de esta estructura considerando lo siguiente:

- Se entiende que existe paralelismo cuando dos o más líneas cercanas una a la otra siguen sensiblemente la misma dirección, incluso si no son estrictamente paralelas.
- Siempre que sea posible, se evitara la construcción de líneas paralelas de transmisión a separaciones inferiores a 1,5 veces la altura del apoyo más alto, entre las proyecciones de los conductores más próximos. Una excepción a esto son las zonas de accesos o salidas a las centrales de generación y subestaciones eléctricas de transmisión.
- En cualquier caso, entre conductores contiguos de las líneas paralelas no deberá existir una separación horizontal menor a la establecida en la sección 6.2.5.1. Separaciones en cualquier dirección de conductores mayores a 50 kV, y la sección 6.2.6 Separación entre los conductores soportados en diferentes estructuras, ver **Figura 43**.

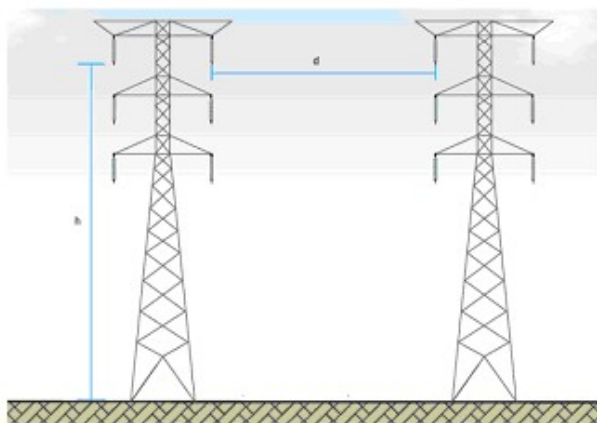


Figura 43 - Paralelismo entre líneas eléctricas

- Se permitirá la colocación de líneas de diferente tensión sobre apoyos comunes, cuando sean de las mismas características, con respecto a la capacidad de conducción de corriente y frecuencia, salvo que se trate de líneas de distribución, transmisión, comunicaciones o maniobra, pertenecientes a la misma empresa "Utilitaria" y siempre que estas últimas estén afectadas exclusivamente al servicio de las primeras.
- La línea más elevada deberá ser la de mayor tensión y los apoyos tendrán la altura suficiente, para asegurar las separaciones entre los conductores de ambas líneas y entre éstos y el propio apoyo sean las que con carácter general se exigen y para que el libramiento o separación al terreno del

conductor más bajo, en las condiciones más desfavorables, sean las establecidas en la sección Altura de los conductores y de las partes vivas de los equipos, sobre el suelo, agua y vías férreas.

- f) Cuando existan tuberías de hidrocarburos, combustibles o sus derivados paralelos a una línea de transmisión se deberán considerar una separación mínima de 3 m entre ambas instalaciones. Cuando no se cumplan con estas separaciones de seguridad deberá realizarse un estudio de compatibilidad electromagnética para determinar las separaciones recomendadas y medidas de mitigación.

6.2.8 Separación de conductores a puentes

Las separaciones de conductores a edificios y otras estructuras excepto puentes deberán dar cumplimiento con los requerimientos indicados en la sección 5.2.4.3 de esta norma.

6.2.9 Separación de las estructuras con respecto a vías férreas, carreteras y aguas navegables

Estos requisitos aplican a las distancias mínimas que deben guardar las estructuras de líneas aéreas, incluyendo sus retenidas y anclas, a vías férreas, carreteras y aguas navegables. Las distancias deben considerarse en forma horizontal y se establecen sólo desde el punto de vista de seguridad. Independientemente, deben observarse las disposiciones vigentes en materia de derechos de vía.

6.2.9.1 Separación con respecto a vías férreas y carreteras

- a) Aguas navegables. Se recomienda que la distancia horizontal de las estructuras al límite más cercano de la zona de navegación de ríos, lagos y canales, sea mayor que la altura de las estructuras; y
- b) Aguas no navegables. Para ríos y arroyos las estructuras deben colocarse a 25 m como mínimo del límite máximo histórico que alcance el espejo del agua.

6.2.10 Espacio para subir

Estos requisitos deben aplicarse a las partes de las estructuras utilizadas para que los trabajadores de las empresas puedan subir a realizar actividades de mantenimiento, los cuales deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

- a) Para postes troncocónicos

Deben aplicarse estos requisitos a las partes de las estructuras utilizadas por los trabajadores para subir.

1) Localización y dimensiones

- i. Debe dejarse un espacio para subir a la estructura con las dimensiones especificadas;
- ii. El espacio para subir se requiere solamente en un lado o esquina del soporte; y
- iii. El espacio para subir debe considerarse verticalmente arriba y abajo de cada nivel de los conductores, como se indica en B.1), B.2), B.3), y B.4), Partes de la estructura en el espacio para subir.

- **B1.** Escalones. Los postes deben estar provistos de soportes para atornillar escalones, los cuales deben estar localizados a partir de 3000 mm del nivel de tope de la cimentación de concreto, espaciados alternadamente 400 mm en sentido vertical y en un arco de 0,5 m en sentido horizontal, si el diámetro del poste es mayor de 300 mm. Cuando el diámetro sea menor a 300 mm, los soportes se deben colocar a 180°. Se deben colocar cuatro soportes para escalones de trabajo a 1,2 m debajo de la intersección de cada cruceta con el fuste. La longitud mínima para apoyar el pie del trabajador debe ser de 160 mm mínimo.

- **B.2** Escalera de acero. La escalera debe estar localizada a partir de 3000 mm del nivel tope de concreto de la cimentación del poste, deberá estar integrada por peldaños de fierro redondo de 16 mm colocados a cada 400 mm soportados con solera, con una separación de 200 mm, del centro del peldaño a la pared del poste.

La escalera debe estar soportada con dos placas de acero soldadas al cuerpo del poste con dos tornillos en sus extremos, localizados a cada 3 m como máximo sobre el eje vertical del poste con una separación horizontal de 450 mm entre ellas (ancho de la escala) hasta donde el diámetro del poste sea de 500 mm.

- **B.3** Sistema de seguridad anticaídas. Deberá estar conformado por una línea de vida con cable de acero galvanizado con una resistencia mecánica a la ruptura mínima de

6530 kg, sujeta a 300 mm del extremo superior del poste y a partir del inicio de la escalera o escalones. El anclaje de la línea de vida a la parte superior del poste deberá soportar un esfuerzo mecánico de 2265 kg.

La línea de vida deberá proveer de un sistema de conexión a la red de puesta a tierras del poste en ambos extremos por medio de un conector bimetálico a compresión y libre de mantenimiento.

La línea de vida deberá quedar instalada al centro de la escalera o escalos del poste, por medio de guías que permitan el libre deslizamiento del dispositivo de seguridad para el ascenso y descenso de los trabajadores o personal de mantenimiento.

- **B.4 Omegas.** Se deberán instalar dos omegas rectangulares de acero redondo de 16 mm de diámetro para sujetar la bandola de seguridad a 1000 mm arriba de los escalones de trabajo.

En las crucetas se deben instalar omegas rectangulares de acero redondo de 16 mm de diámetro, instalando dos a cada 400 mm del extremo de la cruceta y a partir de esta distancia colocar alternadamente una a cada 750 mm hasta llegar a la base de la cruceta y todas en posición horizontal.

Las omegas deben quedar instaladas en posición vertical en la parte inferior de la cruceta a una distancia de 200 mm del extremo de la misma para trabajos de maniobra.

Excepción 1: Este requisito no debe aplicarse en caso de que se tenga establecida la práctica de que los trabajadores no suban más allá de los conductores y del equipo, a menos que estén desenergizados.

Excepción 2: Este requisito no debe aplicarse si el espacio para subir puede ser obtenido con el desplazamiento temporal de los conductores o utilizando equipo para trabajar con línea energizada.

b) Para torres auto soportadas

Deben aplicarse estos requisitos a las partes de las estructuras utilizadas por los trabajadores para subir.

1) Localización y dimensiones

- i. Debe dejarse un espacio para subir a la estructura con las dimensiones especificadas;
- ii. El espacio para subir se requiere solamente en un lado o esquina del soporte; y
- iii. El espacio para subir debe considerarse verticalmente arriba y abajo de cada nivel de los conductores, como se indica D.1), y D.2), Partes de la estructura en el espacio para subir
 - **D.1 Escalera.** Se deben colocar escalones alternados en cada ala de los elementos (montantes) que conforman la pata para subir a la torre. Asimismo, en la cruceta del cable de guarda cuando la cuerda inferior forme un ángulo con la horizontal igual o mayor a 30°.
 - **D.2** Los escalones se deben instalar a partir de los 3000 mm de altura respecto al piso y con una separación de 400 mm cada uno, siempre y cuando la placa o elemento de conexión lo permita.

Excepción 1: Este requisito no debe aplicarse en caso de que se tenga establecida la práctica de que los trabajadores no suban más allá de los conductores y del equipo, a menos que estén desenergizados.

Excepción 2: Este requisito no debe aplicarse si el espacio para subir puede ser obtenido con el desplazamiento temporal de los conductores o utilizando equipo para trabajar con línea energizada

6.2.11 Espacio para trabajar

Se deberán considerar dejar los espacios para subir en las estructuras para realizar trabajos de mantenimiento, considerando las separaciones mínimas en aire con y sin herramientas de trabajo para líneas energizadas para alta y extra alta tensión tal y como se establece en las **Tabla 45** a **Tabla 51**.

6.2.12 Altura de los conductores y de las partes vivas de los equipos, sobre el suelo, agua y vías férreas

4. La tensión es de fase a fase.

5. Estas alturas no consideran los posibles cambios de nivel de la superficie de carreteras, calles, entre otros, debido a mantenimiento.

6.2.13 Cargas mecánicas en las líneas aéreas

Las líneas aéreas deben resistir las condiciones mecánicas propias y las debidas a las condiciones meteorológicas y de mantenimiento a las que estarán sometidas, más los factores de sobrecarga que se indican en la **Tabla 69**, de acuerdo con el lugar a donde se va a instalar.

En cada región del país las líneas aéreas pueden estar sometidas a diferentes cargas mecánicas, considerando mayor espesor de hielo, menor temperatura o mayor velocidad del viento, las instalaciones deben diseñarse considerando las condiciones extras de carga, conservando los factores de seguridad para la sobrecarga correspondiente.

- a) Zona I. Región Norte (Baja California, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León y parte de Sonora y Durango).
- b) Zona II. Región Centro Norte (Aguascalientes y parte de Zacatecas, Durango y San Luis Potosí).
- c) Zona III. Región Centro Sur (parte de Oaxaca y Chiapas).
- d) Zona IV. Región Central (Guanajuato, Querétaro, Estado de México, Ciudad de México, Tlaxcala, Morelos y parte de Zacatecas, San Luis Potosí, Jalisco, Michoacán, Hidalgo, Puebla, Veracruz y Guerrero).
- e) Zona V. Región Costera (Baja California Sur, Sinaloa, Nayarit, Colima, Tamaulipas, Tabasco, Campeche, Yucatán y parte de Quintana Roo, Sonora, Jalisco, Michoacán, Guerrero, Oaxaca, Chiapas y Veracruz).
- f) Zona VI. Región Especial (parte de Oaxaca, Tamaulipas, Veracruz y Quintana Roo).

Si una línea aérea cruza dos o más zonas de carga, debe soportar las cargas correspondientes a dichas zonas.

En cada región del país las líneas aéreas pueden estar sometidas a diferentes cargas mecánicas, considerando mayor espesor de hielo, menor temperatura o mayor velocidad del viento; las instalaciones deben diseñarse considerando las condiciones extras de carga, conservando los factores de seguridad para la sobrecarga correspondiente.

Para líneas aéreas las cargas mínimas que deben considerarse es con base a la acción regional de las velocidades de viento, altura de las estructuras y ubicación con relación al nivel medio del mar.

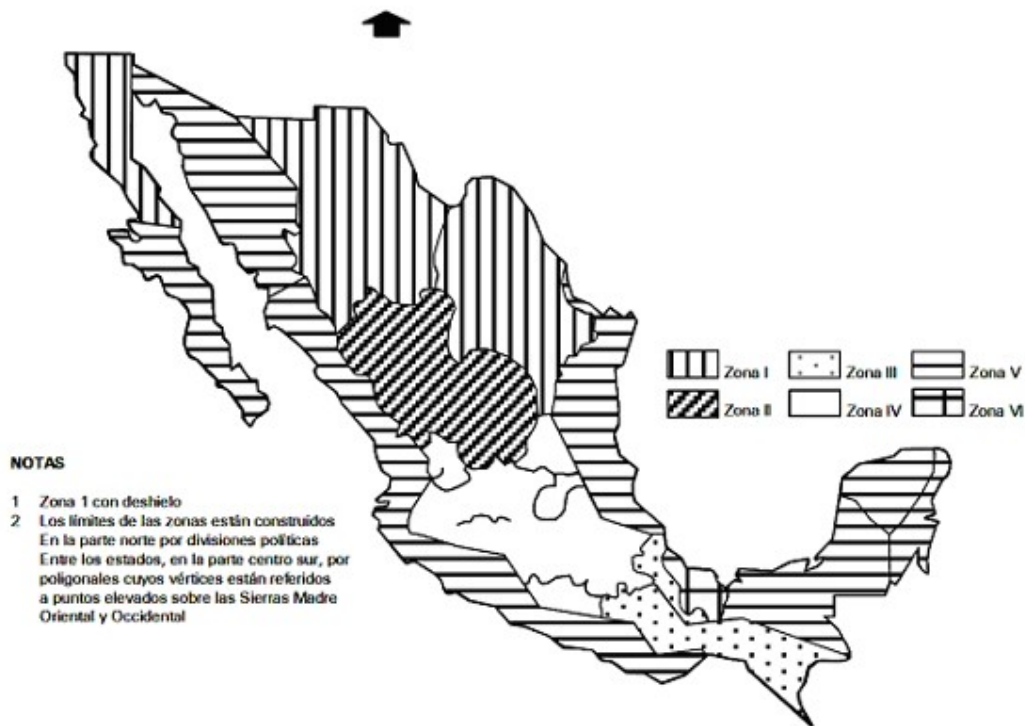


Figura 44 -Zona geográfica de las cargas mecánicas

6.2.13.1 Cálculo de cargas mecánicas

Las cargas mínimas que deben considerarse para el cálculo mecánico de líneas aéreas (incluyendo las estructuras de soporte) se deben considerar con base en la aplicación de las velocidades regionales de viento indicadas en los mapas de isotacas asociados a diferentes periodos de retorno, la altura promedio de las estructuras y la ubicación geográfica del proyecto en función de los datos climáticos asociados (temperatura media ambiente, altura sobre el nivel del mar, entre otros datos).

El cálculo de cargas mecánicas para líneas aéreas debe satisfacer los siguientes requisitos:

6.2.13.2 Disposiciones generales

Este apartado aplica para estructuras de celosía autosoportadas, de retenidas y postes troncocónicos de acero, postes de concreto y madera a instalarse en líneas aéreas, tipifica los lineamientos técnicos y consideraciones básicas para el cálculo de las cargas mecánicas utilizadas en el diseño de las estructuras de soporte para los cables, aisladores, herrajes, equipos y accesorios.

Para el diseño de las estructuras, en función de su uso mecánico, se deben considerar los siguientes tipos de carga:

- Cargas debidas a la masa propia de los componentes de la línea aérea (cables, aisladores, herrajes, equipos y accesorios)
- Cargas debidas a los eventos climáticos, como es el viento, presencia de hielo en estructura y cables y temperaturas extremas.
- Cargas de tendido de cables debidas a las maniobras durante la construcción
- Cargas debidas a su mantenimiento

Para el diseño de líneas aéreas, las cargas pueden clasificarse en las cuatro categorías siguientes:

- a) Cargas debidas a eventos climáticos o cualquier carga derivada de dichos eventos, que sean dominantes para la confiabilidad de la línea durante el periodo de vida esperado. Estas cargas pueden dividirse a su vez en:
 - Cargas de viento
 - Cargas de hielo sin viento
 - Cargas de hielo con viento

- b) Cargas debidas al peso propio de las estructuras de soporte, cables, aisladores, herrajes y accesorios.
- c) Cargas relacionadas con los requisitos de seguridad (carga de contención de fallas de componentes). Estas cargas tratan principalmente de minimizar la probabilidad de las fallas tipo cascada.
- d) Cargas relacionadas con los requisitos de seguridad en el trabajo (construcción, maniobras de tendido de cables y mantenimiento). Estas cargas tratan de evitar fallas en componentes que puedan causar lesiones o incluso pérdidas de vidas humanas, y que pueden presentarse durante los trabajos de construcción y mantenimiento de los componentes de la línea aérea.

6.2.13.3 Condiciones básicas de carga

En general las condiciones básicas de carga que deben considerar para el cálculo de solicitaciones mecánicas en las estructuras de soporte son:

- a) Cargas que actúan directamente en la estructura
 - Masa propia de la estructura, de la cadena de aisladores, herrajes y accesorios.
 - Acción del viento sobre el cuerpo de la estructura, cadena de aisladores, herrajes y accesorios.
 - Cargas concentradas por tendido (masa de linieros, equipo entre otros).
- b) Cargas que transmiten los cables a la estructura
 - Por la masa propia de los cables que soporta, en su caso por la masa de hielo que se acumule en éstos.
 - Por la acción de viento actuando en sentido perpendicular a éstos.
 - Por las tensiones mecánicas en los cables (éstas se deben proyectarse de forma ortogonal y que produzcan la componente máxima sobre la estructura), y están en función del uso mecánico máximo de las estructuras.

Para la evaluación de las cargas se identifican de la siguiente manera y expresadas en kilonewtons (kN):

- a) Cargas verticales debidas a la masa de,
 - PE = la estructura.
 - PA = las cadenas de aisladores, herrajes y accesorios.
 - PC = los cables conductores e hilo de guarda.
 - PCH = los cables conductores e hilo de guarda y del hielo acumulado en éstos cuando aplique.
 - PVM = el personal y su equipo respectivo, aplicada en las combinaciones de carga donde se hacen las maniobras de tendido.
 - PM = Cargas debidas a las maniobras de mantenimiento.
- b) Cargas transversales debidas a la acción del viento,
 - VA = sobre la cadena de aisladores, herrajes y accesorios.
 - VC = que actúa sobre los cables conductores y de guarda.
 - VCH = reducido que actúa sobre los cables conductores e hilo de guarda en los cuales se ha acumulado hielo.
 - VE ó VEH = actuando en la estructura para VM ó VR respectivamente.
 - VM = Velocidad regional máxima de viento asociada a un periodo de retorno de 50 años, en k/h.
 - VR = Velocidad reducida de viento, igual al 50% de la velocidad regional máxima de la zona de la línea de transmisión para un periodo de retorno de 10 años, en k/h.
 - TC ó CT = Componente transversal de la acción de las tensiones mecánicas de los cables conductores e hilo de guarda.
- c) Cargas longitudinales debidas a,

- CL ó FL = Componente longitudinal de la acción de las tensiones mecánicas de los cables conductores e hilo de guarda.

6.2.13.4 Combinaciones de carga

Para el caso de las torres de celosía autoportadas y con retenidas,

En la **Tabla 57** se establecen las combinaciones de carga que deben aplicarse para el diseño estructural de torres para líneas de transmisión de alta y extra alta tensión.

Tabla 57 - Combinaciones y factores de carga para las condiciones con y sin hielo

Hipótesis de carga		Combinación de carga	Viento
Normal con viento regional		$(PE + PA + PC + VE + VA + VC + TC) * FCG$	VM
Tendido	Suspensión	$(PE + VE) * FCG + (PA + PC) * FCV + (VA + VC + TC + CL) * 1,18 + PVM$	VR
	Deflexión y remate	$(PE + VE + VA + VC + TC + CL) * FCG + (PA + PC) * FCV + PVM$	VR
Mantenimiento		PM	VR
Normal con viento regional reducido y hielo		$(PE + PA + PCH + VE + VA + VCH + TC) * FCG$	VR

Consideraciones adicionales:

- El factor de carga vertical (FCV) en la hipótesis de carga por tendido debe ser: $FCV = 1,5$.
- El factor de carga global (FCG), para torres de suspensión $FCG = 1,0$, para torres de remate y deflexión $FCG = 1,18$.
- En las combinaciones de carga en las que se incluye TC, ésta se refiere a las tensiones mecánicas de los cables aplicadas en la dirección de éstos, es decir en la dirección de la línea de transmisión y se deben siempre proyectar en las direcciones longitudinal y transversal de la torre. En esta forma TC define a las fuerzas aplicables para torres de suspensión, deflexión y remate.
- Para la condición de tendido se debe establecer un margen de seguridad adecuado para el personal durante estas maniobras. Para fines de diseño en los puntos de sujeción de los cables (por fase cada vez) se agregará además las cargas PVM y CL en el punto donde se considere la maniobra de tendido.

Valores PVM a considerar en la maniobra de tendido.

- kN para fases de 230 kV y mayores
 - 5 kN para fases de 115 kV.
 - 5 kN para cables de guarda.
- Con el fin de dar mantenimiento a las cadenas de aisladores en "V" en las torres de suspensión, se debe considerar una carga vertical concentrada PM, la cual se aplica en el eje longitudinal de la cruceta o trabe y al centro de la cadena en "V". En la cruceta correspondiente o trabe donde se aplica esta carga, no se debe combinar en ese punto, con alguna otra carga; en el resto de las crucetas y trabes se deben considerar las cargas de tendido.

Las cargas verticales que se deben aplicar son las siguientes:

- 4 conductores por fase: 130,76 kN.
- 3 conductores por fase: 98,07 kN.
- 2 conductores por fase: 65,38 kN.
- 1 conductor por fase: 32,69 kN.

- f) La combinación de carga “Normal con viento regional reducido y hielo”, se debe considerar para estructuras ubicadas en zonas en las que se tenga evidencia confiable de la aparición periódica de hielo sobre cables en líneas aéreas. Para fines de diseño, el espesor de hielo es de 5 mm, con peso específico de 8.8 kN/m³. Para esta misma combinación, en la **Tabla 57** se emplea la notación PCH y VCH para enfatizar la recomendación de considerar el espesor del hielo acumulado para evaluar la masa de los cables y el área que resulta expuesta a la acción del viento correspondiente.
- g) Además de las combinaciones de carga que se indican en la **Tabla 57**, en las torres de deflexión y remate, para las combinaciones de carga normales, se debe aplicar en uno de los extremos de las crucetas rectangulares y trabes (si existen), cruceta triangular y de guarda, aplicar la carga longitudinal desbalanceada que resulte del análisis de flechas y tensiones y considerar la carga vertical en una proporción de 75 % y 25 % en los claros adyacentes.
- Si en el proyecto definitivo posterior a la prueba mecánica del prototipo, existe una proporción más desfavorable que 75 % y 25 % en claros adyacentes, se debe efectuar el análisis para esas condiciones y realizar el refuerzo necesario en las estructuras que aplique.
- h) Si en el proyecto definitivo posterior a la prueba mecánica del prototipo, existen tensiones mecánicas hacia arriba en crucetas rectangulares, triangulares, de guarda o trabe, se debe realizar un análisis estructural y aplicar los refuerzos necesarios que resulten de las cargas descritas a continuación:
- En uno de los extremos de las crucetas rectangulares y trabe (si existe), se cuantifica la fuerza vertical ascendente para condiciones normales, con un análisis de flechas y tensiones.
 - En el otro extremo se aplica una carga vertical descendente correspondiente a la parte proporcional de la suma de las cargas verticales para las condiciones normales.
 - Las cargas verticales ascendentes y descendentes calculadas se deben combinar con las cargas transversales y longitudinales desbalanceadas que resulten del análisis de flechas y tensiones.

Para el caso de los postes metálicos troncocónicos,

Las combinaciones y los factores de carga se indican en las **Tabla 58** y **Tabla 59**

Tabla 58 - Combinaciones y factores de carga para la condición de carga sin hielo

Hipótesis de carga	Combinación de carga	Deformación permisible para fustes (%)	Viento
De servicio (suspensión)	(PC + PA + PE) 1,0	2	---
De servicio (deflexión)	(PC + PA + PE + CT) 1,0	3	---
Servicio (remate)	(PC + PA + PE + FL + CT) 1,0	3	---
Servicio (transición)	(PC + PA + PE + FL + CT) 1,0	1	---
Máxima (suspensión)	(PC + PA + PE + VC + VE) 1,16	---	VM
Máxima (deflexión)	(PC + PA + PE + VC + VE + CT) 1,26	---	VM
Máxima (remate)	(PC + PA + PE + VC + VE + FL + CT) 1,26	---	VM
Tendido y mantenimiento	(PC + PA + PE + PVM + FL + CT) 1,0	---	---

Tabla 59 - Combinaciones y factores de carga para la condición de carga con hielo

Hipótesis de carga	Combinación de carga	Viento
Máxima (suspensión)	(PCH + PA + PE + VCH + VEH) 1,16	VR
Máxima (deflexión)	(PCH + PA + PE + VCH + VEH + CT) 1,26	VR
Máxima (remate)	(PCH + PA + PE + VCH + VEH + FL) 1,26	VR

Consideraciones adicionales:

- a) En caso de postes que deban llevar dos o más cables conductores por fase se toma el empuje del viento sobre el área proyectada de todos los cables conductores.
- b) En el caso de los postes de doble circuito, se deben considerar para el diseño las hipótesis de carga para un circuito instalado en disposición vertical, con dos cables de guarda.
En el caso de postes de cuatro circuitos, se deben considerar en el diseño las hipótesis de carga para dos circuitos instalados en los brazos superiores y un circuito en posición vertical y la hipótesis de dos circuitos instalados en un solo lado en posición vertical.
- c) El diseño de los brazos y su sujeción al fuste se debe realizar considerando todas las combinaciones de carga. Las cargas PVM para todos los tipos de postes se deben sumar a las cargas de servicio.
- d) La carga PCH se presenta cuando en los cables se ha acumulado una capa de hielo de 5 mm de espesor, con un peso específico de 8.8 kN/m³.
- e) Las estructuras para las que se indique condición de hielo, deben analizarse conforme a la **Tabla 59** y sin hielo conforme a la **Tabla 58**.
- f) En los postes de remate se debe considerar una hipótesis de carga adicional de viento longitudinal en el mismo.
- g) La combinación de carga de tendido se debe aplicar a todos los tipos de postes a excepción de los que se diseñen para sostener crucetas aislador articuladas en los cuales se debe aplicar la carga de tendido y mantenimiento solo en brazos para hilo de guarda.
- h) Para el cálculo de cargas transversales de tendido y mantenimiento solo se debe considerar una vez la componente CT.
- i) La aplicación de la carga por tendido y mantenimiento debe ser solo en una fase a la vez.

6.2.13.5 Presión de viento

La presión del viento sobre las líneas aéreas se debe calcular, de acuerdo a su ubicación geográfica y se puede evaluar de acuerdo con lo siguiente:

a) Consideraciones generales

- 1) Sobre conductores. Superficies de alambres y cables $P = 0,00482 V^2$
- 2) Sobre estructuras. Se debe considerar que la ráfaga de viento cubre totalmente la estructura, aplicando un factor de 1,3 a la velocidad de diseño. Para estructuras metálicas (torres), se debe aplicar adicionalmente un factor de arrastre de 1,6 a la presión de viento.

Las consideraciones que se señalan son aplicables al análisis de estructuras de soporte y cables sometidos a la acción del viento.

- Direcciones de análisis.

Las estructuras de soporte se analizarán suponiendo que el viento puede actuar por lo menos en dos direcciones horizontales, perpendiculares e independientes entre sí. Se elegirán aquellas que representen las condiciones más desfavorables para la estabilidad de la estructura (o parte de la misma) en estudio. En el caso de los cables conductores e hilos de guarda, solo será necesario el análisis para el caso en que el viento incide perpendicularmente a sus ejes longitudinales, así como los efectos oscilatorios que se puedan presentar.

- Análisis estructural.

A fin de llevarlo a cabo, principalmente para las estructuras de soporte, se deben aplicar los criterios generales del análisis elástico, con ayuda de un código de análisis computarizado que modele estructuras reticulares en forma tridimensional.

b) Determinación de la velocidad de diseño,

Es la velocidad con la cual se calculan los efectos del viento sobre estructuras de soporte, cables y aisladores.

La velocidad de diseño en km/h, se obtiene con la siguiente expresión:

$$V_D = F_T * F_\alpha * V_R \quad (23)$$

Donde:

- F_T = Factor que depende de la topografía del tramo de la línea de transmisión en estudios, adimensional.
- F_α = Factor que toma en cuenta el efecto combinado de las características de exposición local y de la variación de la velocidad con la altura, adimensional.
- V_R = Velocidad regional que le corresponde el tramo de la línea en estudio, en km/h.

1) Determinación de la Velocidad Regional del Viento

La velocidad regional del viento V_R es la máxima velocidad media probable de presentarse con un cierto período de recurrencia en una zona o región determinada del país.

El Manual de Diseño de Obras Civiles Diseño por Viento de la Comisión Federal de Electricidad contiene 3 mapas con las velocidades regionales para la República Mexicana, con los periodos de retorno para 10, 50 y 200 años. Una vez localizada la línea de transmisión, se determina la velocidad regional para un periodo de retorno de 10 años y 50 años.

Para la velocidad regional de viento máxima (VM) se considera el periodo de retorno de 50 años. Para la velocidad regional de viento reducida (VR) se considera la mitad de la velocidad regional de viento correspondiente a un periodo de retorno de 10 años.

2) Factor de Topografía (F_T)

Este factor toma en cuenta el efecto que produce la topografía local del sitio, específicamente donde se desplantan las estructuras en el tramo de la línea de subtransmisión o transmisión en estudio, así como el efecto que provoca éste en los cables.

Tabla 60 - Factor topográfico local

Sitios	Topografía	F_T
Protegidos	Base de promontorios y faldas de serranías del lado del sotavento.	0,8
	Valles cerrados.	0,9
Normales	Valle cerrados prácticamente plano, campo abierto, ausencia de cambios topográficos importantes, con pendientes menores de 5 %.	1,0
Expuestos	Terrenos inclinados con pendiente entre 5 % y 10 %, valles abiertos y litorales planos.	1,1
	Cimas de promontorios, colinas y montañas terrenos con pendientes mayores del 10 %, cañadas cerradas, valles que formen un embudo o cañón e islas.	1,2

3) Factor de Exposición (F_α)

Este factor refleja la variación del viento con respecto a la altura; así mismo considera las características de rugosidad que se presentan alrededor del tramo de la línea en consideración.

Si el tramo de la línea de transmisión de alta o extra alta tensión cruza diferentes tipos de terreno se debe seleccionar la que ocasiona los efectos más adversos.

Tabla 61 - Categoría del terreno según su rugosidad

Categoría	Descripción	Ejemplos	Limitaciones
1	Terreno abierto, prácticamente plano y	Franjas costeras planas, zonas pantanosas, campos aéreos, pastizales y tierras de cultivo sin setos o bardas	La longitud mínima de este tipo de terreno en la dirección del viento

	sin obstrucciones.	alrededor superficies nevadas planas.	debe ser 2 000 m.
2	Terreno plano u ondulado con pocas obstrucciones.	Campos de cultivo o granjas con pocas obstrucciones tales como setos o bardas alrededor, árboles y construcciones dispersas.	Las obstrucciones tienen alturas de 1,5 m a 10 m en una longitud mínima de 1 500 m.
3	Terreno cubierto por numerosas obstrucciones estrechamente espaciadas.	Áreas urbanas, suburbanas, o cualquier terreno con numerosas obstrucciones estrechamente espaciadas. El tamaño de las construcciones corresponden al de las casas y viviendas.	Las obstrucciones presentan alturas de 3 m a 5 m, la longitud mínima de este tipo de terreno en la dirección del viento debe ser de 500 m o 10 veces la altura de la construcción, la que sea mayor.
4	Terreno con numerosas obstrucciones largas, altas y estrechamente espaciadas.	Bosques, centros de grandes ciudades y complejos industriales bien desarrollados.	Por lo menos el 50 % de los edificios tienen una altura mayor de 20 m, las obstrucciones miden de 10 m a 30 m de altura. La longitud mínima de este tipo de terreno en la dirección del viento debe ser mayor de 400 m y/o 10 veces la altura de la construcción.

El factor de exposición F_{α} , se obtiene de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$\text{Si } z \leq 10 \text{ m} \quad F_{\alpha} = 1.56 \left[\frac{10}{z} \right]^{\alpha} \quad (24)$$

$$\text{Si } 10 < z < \delta \quad F_{\alpha} = 1.56 \left[\frac{\delta}{z} \right]^{\alpha} \quad (25)$$

$$\text{Si } z \geq \delta \quad F_{\alpha} = 1.56 \quad (26)$$

Donde:

- δ = Altura, medida a partir del nivel del terreno de desplante, a esta altura se le conoce como altura gradiente; y debe estar expresada en metros.

Por encima de ésta, la variación de la velocidad el viento no es importante y se puede suponer constante.

- α = Exponente que determina la forma de la variación de la velocidad del viento con la altura y es adimensional.
- z = Altura a la que se requiere determinar la presión, en metros.

Normalmente para cables y estructura se define a 2/3 de la altura total de la estructura.

Tabla 62 - Valores de los coeficientes α y δ , que están en función de la rugosidad del terreno

Coeficientes	Categoría de terreno			
	1	2	3	4
α	0,099	0,128	0,156	0,170
δ	245	315	390	455

c) Cálculo de la presión dinámica de base

Cuando el viento actúa sobre un obstáculo, genera presiones sobre su superficie que varían según la velocidad y la dirección del viento. La presión que ejerce el flujo del viento sobre una superficie plana

perpendicular a él, se denomina comúnmente presión dinámica de base y se determina con la siguiente expresión:

$$g_z = 0.0000471 * G * V_D^2 \quad (27)$$

Donde:

- g_z = Presión dinámica de base a una altura z sobre el nivel del terreno, en kPa.
El factor de 0.0000471 corresponde a un medio de la densidad del aire ($\rho = 1.2255 \text{ kg/m}^3$, para 15 °C y al nivel del mar).
- G = Factor de corrección por temperatura y por altura con respecto al nivel del mar, adimensional.
- V_D = Velocidad de diseño, en km/h.

d) Cálculo del Factor de Corrección por Temperatura y Altitud con Respecto al Nivel del Mar

El factor de corrección por temperatura y por altura con respecto al nivel del mar se obtiene con la siguiente expresión. En la **Tabla 63** se presenta la relación entre los valores de la altitud, en metros sobre el nivel del mar (msnm) y la presión barométrica.

$$G = \frac{2.94\Omega}{273 + \tau} \quad (28)$$

Donde:

- Ω = Presión barométrica, está en función de la altura sobre el nivel del mar y se indica en la **Tabla 63**.
- τ = Temperatura ambiental en °C, en la tabla III.1 (b) del MOC-DV, se indica la ubicación, altitud y temperatura media anual de las ciudades más importantes de la República Mexicana.

Tabla 63 - Relación entre la altitud y la presión barométrica en kPa

Altitud (msnm)	Presión barométrica (Ω) (kPa)
0	101,32
500	95,99
1 000	89,92
1 500	84,66
2 000	79,99
2 500	75,33
3 000	70,66
3 500	65,99

Para valores intermedios se deben interpolar la altitud, así como la presión barométrica.

e) Presión del viento sobre componentes de la línea aérea

Las presiones del viento sobre estructuras de soporte y cables de la línea aérea, se obtienen considerando el efecto dinámico del viento. Estas presiones se pueden obtener a partir de presiones equivalentes que emplean factores de respuesta dinámica, los cuales dependen de las condiciones del flujo y de las propiedades dinámicas de los componentes.

$$P_z = F_g * C_a * g_z \quad (29)$$

Donde:

- P_z = Presión dinámica equivalente a la altura z , que se aplica en forma estática, en kPa.
- F_g = Factor de respuesta dinámica, dependiendo si se trata de la estructura de soporte o del cable, es adimensional.
- C_a = Coeficiente de arrastre, si se trata de la estructura de soporte o del cable, es adimensional.
- g_z = Presión dinámica de base a la altura sobre el terreno z en metros.

f) Cálculo de presiones equivalentes sobre la estructura de soporte

La presión equivalente que ejerce el viento sobre una estructura de soporte, de celosía, se calcula con la siguiente expresión:

$$P_{ze} = F_{ge} * C_{ae} * g_z \quad (30)$$

Donde:

- P_{ze} = Presión dinámica equivalente a la altura z , que se aplica en forma estática, en kPa.
- F_{ge} = Factor de respuesta dinámica, dependiendo si se trata de la estructura de soporte o del cable, es adimensional.
- C_{ae} = Coeficiente de arrastre, si se trata de la estructura de soporte o del cable, es adimensional.
- g_z = Presión dinámica de base a la altura sobre el terreno z en metros.

g) Factor de respuesta dinámica de estructuras de soporte

Este factor corrige el valor de la presión del viento y se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$F_{ge} = \frac{1}{g_z^2} \left[1 + 12.86\sqrt{k} \left(\frac{10}{h_0} \right)^\alpha \left[\frac{1}{1 + 0.563 \frac{h_0}{L_s}} \right]^{\frac{1}{2}} \right] \quad (31)$$

Donde:

- g_z = Factor de ráfaga, variable según la altura z y se calcula de acuerdo al de este Proyecto.
- α = Factor de variación de potencia, es adimensional y se toma en función de la categoría del terreno de la **Tabla 64**.
- L_s = Escala de turbulencia del viento, en metros y se toma en función de la categoría del terreno de la **Tabla 64**.
- K = Factor de rugosidad del terreno, es adimensional y se toma en función de la categoría del terreno de la **Tabla 64**.
- h = Altura total de la estructura sobre el nivel del terreno, en metros.
- h_0 = Altura de referencia de la estructura en metros, debe tomarse como $2/3 h$

Tabla 64 - Factor de variación de potencia, de turbulencia del viento y rugosidad del terreno

Terreno tipo	K	L_s	α
1	0,0030	72,10	0,121
2	0,0065	63,70	0,164
3	0,0142	53,50	0,216
4	0,0318	44,50	0,262

h) Cálculo del coeficiente de arrastre en torres de celosía autosoportadas y con retenidas

El valor del coeficiente de arrastre para cada sección de una estructura formada con celosía de elementos con caras planas, se obtiene de la **Tabla 65** en función de su relación de solidez ϕ , definida como:

$$\phi = \frac{A_s}{A_t} \quad (32)$$

Donde:

- A_s = Área sólida total de la cara de la sección considerada de la estructura y expuesta a la acción del viento, en un plano vertical y perpendicular a la dirección del flujo del viento.
- A_t = Área bruta circunscrita por el perímetro de la sección correspondiente, proyectada sobre el plano mencionado.

NOTA - Dado que ϕ es adimensional, las unidades de las dos áreas tienen que ser consistentes.

Tabla 65 - Coeficiente de arrastre, C_{ae} de torres de celosía con elementos planos

Relación	C_{ae} en sección	
	Cuadrada	Triangular
$\phi < 0,025$	4,00	3,60
$0,025 \leq \phi \leq 0,44$	$4,10 - 5,20 \phi$	$3,70 - 4,50 \phi$
$0,45 \leq \phi \leq 0,69$	1,80	1,70
$0,70 \leq \phi \leq 1,00$	$1,30 + 0,70 \phi$	$1,00 + \phi$

i) Cálculo del coeficiente de arrastre en postes metálicos troncocónicos

En el caso de los postes, el coeficiente de arrastre se obtiene de la **Tabla 66**

Tabla 66 - Coeficiente de arrastre, C_{ae} para postes

Sección transversal	Relación H/b			
	1	7	25	≥ 40
Circular ($b V_D \geq 6 \text{ m}^2/\text{s}$)	0,8	1,0	1,2	1,2
Circular ($b V_D < 6 \text{ m}^2/\text{s}$)	0,7	0,8	1,2	1,2
Poligonal de 12 lados o más	0,8	1,0	1,2	1,2
Hexagonal i octagonal	1,0	1,2	1,4	1,4
Cuadrada (viento normal a una cara)	1,3	1,4	2,0	2,2
Cuadrada (viento sobre una esquina)	1,0	1,1	1,5	1,6

NOTAS:

- b , es el diámetro o la dimensión horizontal de la estructura para evaluar el producto $b V_D$, este diámetro debe ser el que se localiza a dos tercios de la altura total, a partir del nivel de terreno en m.
- V_D , es la velocidad del viento de diseño convertida a m/s, y valuada para los dos tercios de la altura total.
- para valores intermedios de H/b se permite la interpolación lineal.

j) Cálculo de Presiones Equivalentes Sobre los Cables

La presión equivalente que ejerce el viento sobre los cables se calcula con la siguiente expresión:

$$P_z = 0.6 * F_{gc} * C_{ac} * g_z \quad (33)$$

Donde:

- P_z = Presión dinámica equivalente a la altura z, que se aplica en forma estática, en kPa.
- **0.6** = Factor que se aplica en base a las recomendaciones de la Norma IEC (Comisión Nacional de Electrotécnica).
- C_{ac} = Coeficiente de arrastre del cable, igual a la unidad y es adimensional.
- F_{gc} = Factor de respuesta dinámica de cables, adimensional.
- g_z = Presión dinámica de base a la altura a la que se encuentran los cables sobre el terreno en kPa. Se debe tomar z = 2/3 de la altura total, de la estructura en el nivel y extensión más alto.

k) Cálculo del factor de respuesta dinámica para cables

Este factor corrige el valor de la presión del viento, para tomar en cuenta las características dinámicas de los cables y del viento. Se calcula como:

$$F_{ge} = \frac{1}{g_z^2} \left[1 + 12.86 \sqrt{k} \left(\frac{10}{h_0} \right)^\alpha \left[\frac{1}{1 + 0.8 \frac{L}{L_s}} \right]^{\frac{1}{2}} \right] \quad (34)$$

Donde:

- g_z = Factor de ráfaga, para convertir velocidades de un tiempo de promedio de 3 segundos a un tiempo de 10 min, adimensional y se calcula de acuerdo al inciso l) de este Proyecto.
- α = Factor de variación de potencia, es adimensional y se toma en función de la categoría del terreno de la tabla 61.
- L_s = Escala de turbulencia del viento, en metros y se toma en función de la categoría del terreno de la tabla 61.
- K = Factor de rugosidad del terreno, es adimensional y se toma en función de la categoría del terreno de la tabla 61.
- L = Claro libre entre apoyos del tramo en consideración, en metros.
- h_0 = Altura de referencia de la estructura en metros, debe tomarse como 2/3 h

l) Cálculo del Factor de Ráfaga, para Convertir Velocidades de un Tiempo de Promedio de 3 s a un Tiempo de 10 Min

El factor de ráfaga g_z , es la relación entre la velocidad máxima promediada de un lapso de tiempo t1 y otra promediada sobre un lapso de tiempo mayor t2, el cual debe ser suficientemente largo para que las condiciones del flujo no afecten el valor promedio; se recomienda emplear un valor de una hora. Este factor puede obtenerse con la siguiente expresión:

$$g_z = \frac{1 - \left\{ 0.6226 \left[k \left(\frac{z}{\delta} \right)^\eta - \xi \right]^{1.2716} * \ln \left(\frac{3}{3600} \right) \right\}}{1 - \left\{ 0.6226 \left[k \left(\frac{z}{\delta} \right)^\eta - \xi \right]^{1.2716} * \ln \left(\frac{600}{3600} \right) \right\}} \quad (35)$$

Donde:

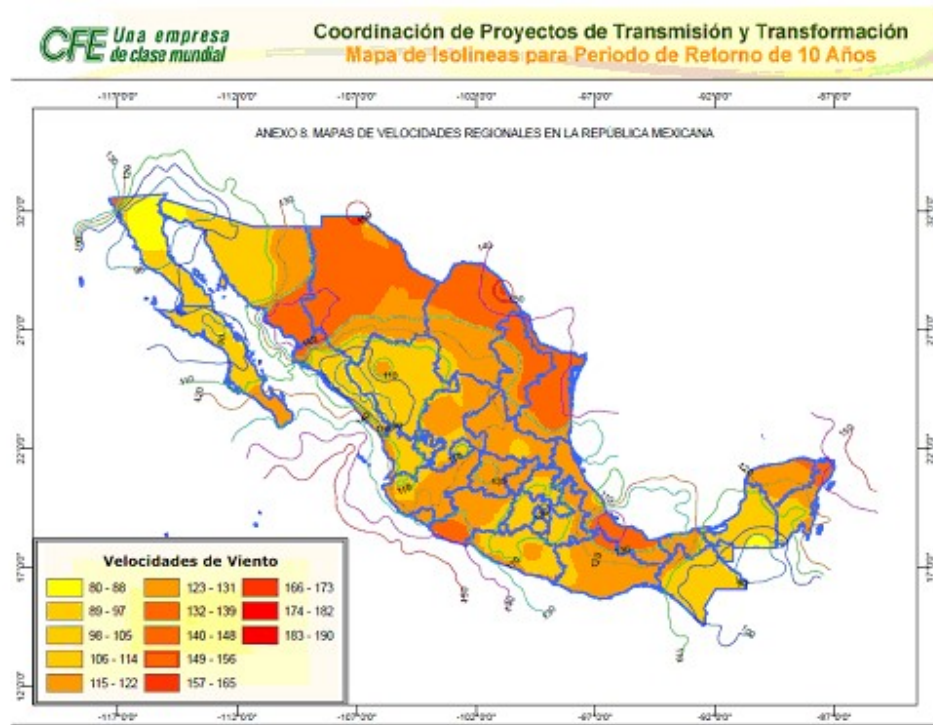
- κ , η y ξ , son valores adimensionales, dependen de la turbulencia y de la rugosidad del sitio;
- δ es la altura gradiente en metros.

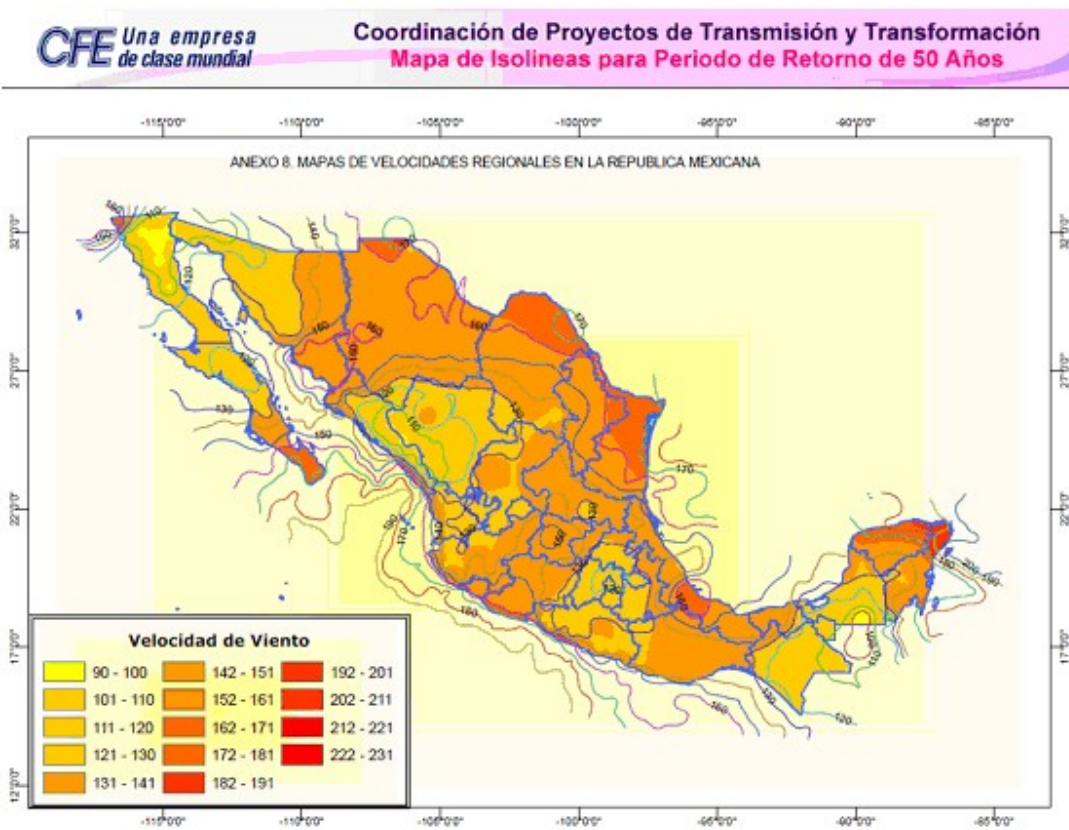
Tabla 67 - Valores de κ , η , ξ y δ

	Categoría del terreno			
	1	2	3	4

κ	0,391	0,382	0,369	0,363
η	-0,032	-0,054	-0,096	-0,151
ξ	0,295	0,265	0,227	0,195
δ	245	315	390	455

m) Mapas de Isotacas





6.2.14 Retenidas

6.2.14.1 Generalidades

- En los postes de madera y de concreto debe considerarse que las retenidas llevan la resultante de la carga total en la dirección en que actúen;
- En líneas que crucen sobre vías férreas, las estructuras adyacentes deben resistir la carga transversal y la carga longitudinal indicada en 6.2.13.4 con el factor de sobrecarga que corresponda a la clase "A" de construcción, véase **Tabla 68**. Para cumplir con el requisito puede utilizarse retenidas transversales y longitudinales opuestas a la vía;
- Para mantener los cables en la posición correcta y/o proteger el poste se requiere instalar herrajes aprobados para este fin;
- El cable de acero, herrajes y aisladores deben tener una resistencia mecánica igual o mayor que el cable de la retenida; y
- En lugares expuestos al tránsito de vehículos y peatones, el extremo de todas las retenidas fijadas al piso, debe tener un resguardo visible y resistente al impacto con una longitud de 2,0 m.

6.2.14.2 Aisladores para retenidas

- Resistencia mecánica.** Los aisladores para retenidas deben tener resistencia mecánica a la compresión igual o mayor que el cable de la retenida.
- Tensión eléctrica de flameo.** La tensión eléctrica de flameo en seco de los aisladores debe ser como mínimo el doble de la tensión eléctrica nominal entre las fases de la línea y la de flameo en húmedo debe ser como mínimo la tensión nominal.
- Uso de aisladores en retenidas**
 - Los aisladores deben instalarse a una altura no menor que 2,50 m del nivel del piso;
 - Cuando una retenida no esté efectivamente conectada a tierra y pase cerca de conductores o partes descubiertas energizadas con tensiones mayores que 300 V, debe instalarse aislamiento en ambos lados de manera que el tramo de la retenida expuesto a contacto con dichos conductores o partes energizadas, quede aislado.
 - Para retenidas instaladas en líneas abiertas de 0 V a 300 V debe instalarse un aislador aprobado o bien conectarse a tierra.

6.2.14.3 Diseño de la retenida

Para el diseño de la retenida debe considerarse lo siguiente:

- a) El poste sólo debe considerar cargas de compresión y no de flexión.
- b) La retenida sólo debe considerarse cargas de tensión.
- c) Velocidad de viento de 120 km/h con:
 - i. Hielo y sin hielo;
 - ii. Contaminación y Zona Normal;
 - iii. Viento máximo a 0° C sin hielo; y
 - iv. Viento reducido a -10° C con hielo.

6.2.14.4 Retenidas para estructuras

Las retenidas para estructuras deben ser tangente, deben diseñarse con base en la tensión horizontal máxima de los cables, en sus dos variantes de viento máximo a 0° C sin hielo y viento reducido con hielo a -10° C.

6.2.14.5 Retenidas para estructuras de deflexión

Las retenidas para estructuras en deflexión, deben diseñarse con base en lo siguiente:

- a) La fuerza transversal que se debe a la acción del viento sobre los cables y aisladores;
- b) La componente transversal que se produce por la tensión máxima de los conductores que se debe a la deflexión de la línea.
- c) Zona con contaminación. Para zona con contaminación, debe utilizarse cable de acero recubierto con cobre soldado (ACS);
- d) Perno ancla. El perno ancla debe trabajar longitudinalmente y debe quedar orientado al punto de sujeción de la retenida en el poste;
- e) Resistencia mecánica. Las resistencias mecánicas del cable para la retenida, el perno ancla, ancla y el empotramiento, deben seleccionarse a partir de la resultante de la tensión mecánica de los conductores, así como la resistencia de cada uno de los elementos; y
- f) Resistencia de trabajo. La resistencia de trabajo del conjunto de una retenida debe determinarse por la correcta selección y ensamble de los elementos de la retenida, así como por la mano de obra que se utiliza para dar profundidad y compactación a la cepa.

6.2.15 Construcción de las líneas aéreas

Los materiales empleados en la construcción y mantenimiento de líneas deben cumplir con los factores de sobrecarga, véase **Tabla 69**, según el grado de resistencia mecánica requerida.

6.2.15.1 Requisitos generales para los materiales

Los materiales empleados en las líneas aéreas deben cumplir con los requisitos de seguridad que se citan a continuación:

- a) Clasificación. Los conductores utilizados en líneas se clasifican como se indican en la **Tabla 68**.
- b) Los conductores que no se encuentren en la **Tabla 68**, deberán cumplir con lo considerado en apartado 6.3.1 c) de este Proyecto.

Tabla 68 - Clasificación de los conductores y su aplicación

Clase de conductor	Aplicación
Clase AA	Conductores desnudos utilizados generalmente en líneas aéreas.
Clase A	Conductores para ser cubiertos con materiales resistentes a la intemperie y conductores desnudos de mayor flexibilidad que la requerida para la clase AA.
Clase B	Conductores para ser aislados con materiales termoplásticos, termofijos, papel y conductores indicados bajo la clase A cuando se requiere mayor flexibilidad.

Tabla 69 - Factores de sobrecarga para la construcción de las líneas aéreas

Elemento de estructura	Esfuerzo mecánico	Tensión eléctrica o tipo estructura	Material	Factor de sobrecarga			
				Ruptura de cables			
				SI	NO	SI	NO
				Clase A y AA		Clase B	
Crucetas	Sobrecarga vertical	(hasta 34,5 kV)	Madera	2,0		2,0	
		(hasta 34,5 kV)	Acero	1,5		1,3	
	Sobrecarga transversal	General	Madera	1,0	2,5	-	2,0
			Concreto	1,0	2,0	-	1,7
			Acero	1,2	1,8	-	1,5
		Deflexiones y remates	Madera	1,0	2,0	-	1,7
			Concreto	1,0	1,8	-	1,5
			Acero	1,2	1,8	-	1,5
Postes y torres	Sobrecarga vertical		Madera	2,8	3,0	-	2,0
			Concreto	2,3	2,5	-	1,7
			Acero	1,2	1,3	-	1,1
	Sobrecarga transversal	General	Madera	1,0	2,5	-	2,0
			Concreto	1,0	2,0	-	1,7
			Acero	1,2	1,8	-	1,5
		Deflexiones y remates	Madera	1,0	2,0	-	1,7
			Concreto	1,0	1,8	-	1,5
			Acero	1,2	1,8	-	1,5
	Sobrecarga longitudinal	General	Madera	1,0	-	-	-
			Concreto	1,0	-	-	-
			Acero	1,2	-	-	-
		Deflexiones y remates	Madera	1,0	2,0	-	1,7
			Concreto	1,0	1,8	-	1,5
			Acero	1,2	1,6	-	-
	Retenidas	Carga transversal	Suspensión		2,5		2,0
Deflexiones y remates			1,5		1,2		
NOTA: Los factores para madera y concreto están basados en la resistencia a la ruptura y para el acero en su límite de fluencia.							

a) Flechas y tensiones.

La máxima tensión mecánica de los conductores de líneas aéreas no debe ser mayor que el 40 por ciento de su resistencia a la ruptura, bajo las condiciones de cargas mecánicas indicadas, para la zona en que se instale.

Adicionalmente, la tensión inicial del conductor no debe exceder de 35 por ciento de la resistencia a la ruptura del conductor y final no debe exceder de 25 por ciento; ambos a 15 °C sin carga de viento y hielo.

En el caso de líneas aéreas, la máxima tensión mecánica de los conductores no debe ser mayor al 33% de su tensión de ruptura (RTS), bajo cualquier estado del cable (inicial, final o creep). Y el cálculo de flechas y tensiones de los conductores se debe hacer de acuerdo a la **Tabla 70**.

Tabla 70 - Hipótesis de diseño de carga mecánica que deben cumplir los conductores y cables de guarda que se emplearán en las líneas aéreas

Hipótesis	Consideraciones básicas				
	Temperatura de diseño (° C)	Presión de viento (Pa)	% de Tensión de Ruptura Máxima (RTS)	Sobrecarga de hielo Espesor (mm)	Condición de cable
H1.- Tensión diaria EDS (every day strength)	Media anual	0	22	0	Final después de la carga máxima
H2.- Flecha Máxima	(1)	0	22	0	Creep a 10 años
H3.- Viento máximo	Coincidente al viento máximo	Presión de viento máxima	33		Inicial por carga máxima
H4.- Flecha Mínima	0	0	33	0	Final después de carga máxima
H5.- Viento reducido Mínima	Presión de viento reducido	(2)	33	5	Inicial por carga máxima
H6.- Balanceo de cables	16°C	(3)	22	0	Final después de carga máxima
H7-Condición de rayo.	15°C	41,2	0	0	Creep a 10 años

NOTAS:

- 1) La temperatura máxima de diseño se debe determinar en función del rango térmico de la línea y en ningún caso podrá ser menor de 50°C.
- 2) Temperatura mínima registrada en la trayectoria, pero no mayor a -10°C.
- 3) La presión de viento para la hipótesis de balanceo de cables debe ser:
 - de 285 pascales para zonas expuestas y rurales,
 - de 187 pascales para zonas urbanas y protegida.
- 4) Empalmes, derivaciones y accesorios de remate.
 - i. Los empalmes deben una tensión igual o superior a la tensión de resistencia mecánica que la del conductor en el que se va a instalar;
 - ii. Las derivaciones no deben disminuir la resistencia mecánica de los conductores en el punto de conexión; y
 - iii. Los accesorios de remate y los herrajes de sujeción deben soportar la tensión de sobrecarga.
- a) Cables de guarda de acero galvanizado
 - 1) Flechas y tensiones. La tensión mecánica no debe ser mayor que 50 % de la resistencia nominal a la ruptura, bajo las condiciones de carga mecánica de acuerdo con la zona a donde se instalen.
Adicionalmente, la tensión mecánica a 0 °C sin carga de viento ni hielo, no debe exceder los porcentajes de la resistencia nominal a la ruptura del cable como se indica a continuación:

- i. Para una tensión inicial, 25 % y 20 % a una alta y extra alta resistencia mecánica, respectivamente; y
- ii. Para una tensión final, 25 % y 20 % a una alta y extra alta resistencia mecánica, respectivamente.

2) Empalmes, derivaciones y accesorios de remate

b) Mensajeros

Los mensajeros deben estar hechos de cables y su tensión mecánica no debe ser mayor que el 60 % de su resistencia nominal a la ruptura.

c) Alfileres, amarres y herrajes

Los alfileres o pernos para los aisladores, amarres y herrajes deben resistir las cargas longitudinales que se indican en 6.2.13.4 y deben soportar sin deformarse los factores de sobrecarga a los que estarán sometidos.

d) Crucetas

Deben seleccionarse para resistir las cargas que se indican en 6.2.13.4 y los factores de sobrecarga que se indican en la **Tabla 69**.

- 1) Resistencia vertical.** Deben seleccionarse para resistir 100 kg aplicada en su extremo más alejado.

2) Resistencia longitudinal.

Para tensiones mayores a 35 kV. Deben resistir la carga longitudinal indicada en 6.2.13.4 por ruptura de cables, con los factores de sobrecarga que se indican en la **Tabla 69**, aplicados a la tensión mecánica máxima de los cables.

e) Postes y estructuras

Los postes y estructuras deben resistir las cargas que se indican en 6.2.13.4 con los factores de sobrecarga que se indican en la **Tabla 69**.

- 1) Postes de madera.** Deben ser aprobados para su uso.

- 2) Postes y estructuras de acero.** Deben ser aprobados para su uso, además deben resistir la corrosión, cuando no tengan elementos que lo hagan resistente a la corrosión, debe proporcionarse una capa exterior, pintura o metal anticorrosivo, que le proporcione la resistencia.

El espesor del acero debe ser 4,8 mm mínimo para miembros principales incluyendo crucetas y 4,0 mm para el resto.

- 3) Postes de concreto.** Deben ser aprobados para su uso y deben ser de concreto reforzado o pretensado.

f) Retenidas

Deben dimensionarse para soportar los factores de sobrecarga que se indican en la **Tabla 69**.

g) Cimentación

Deben aplicarse a la estructura las cargas que se indican en 6.2.13.4 multiplicadas por los factores de sobrecarga que se indican en la **Tabla 69** y las cimentaciones deben soportar las cargas que les transmite la estructura, además verificar la cimentación de acuerdo al tipo de suelo.

6.2.15.2 Clase de conductores requerida en las líneas

Debe seleccionar el conductor de acuerdo a la tensión de la línea y a los lugares por donde pase o cruce, Para mayor información para los conductores clases A y B, véase la **Tabla 68**.

6.2.15.3 Contaminación en las líneas

El equipo eléctrico y los aisladores destinados para su uso en líneas deben seleccionarse en función de los niveles de contaminación existentes en el área que van a instalarse.

6.2.15.4 Pruebas para las líneas aéreas

- a) Resistencia eléctrica de los conductores;
- b) Continuidad eléctrica de los conductores;
- c) Pruebas de resistencia eléctrica de la red de tierra mediante el Método de Wenner;

- d) Pruebas de tensiones de paso y contacto con base al Std IEEE 81.2 Guide for Measurement of Impedance and Safety Characteristics of Large, Extended or Interconnected Grounding Systems;
- e) Pruebas de resistencia de aislamiento;
- f) Verificación de flechas de los cables y alturas mínimas de los conductores al suelo (para líneas aéreas); y
- g) Mediciones al sistema de amortiguamiento instalado con base a "Standardization of Conductor Vibration Measurements", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. Pas-85, No.1.

6.3 Líneas subterráneas para alta y extra alta tensión

La presente sección establece los requisitos mínimos para las líneas subterráneas de transmisión, así como, con la finalidad de obtener seguridad y protección para las personas.

6.3.1 Requisitos generales para las líneas subterráneas

6.3.1.1 Requisitos generales para las líneas subterráneas

En el diseño de las líneas alojadas en canalizaciones deben considerar los requisitos mínimos para soportar las condiciones a las cuales pueden estar sometidas y poder salvaguardar la seguridad de las personas y sus bienes, por lo tanto, deben cumplir con lo siguiente.

- a) Cables o conductores. Los cables o conductores deben seleccionarse considerando los esfuerzos mecánicos, térmicos, ambientales y eléctricos a los que pueden estar sometidos durante la instalación y operación.

Los cables o conductores deben seleccionarse para resistir la magnitud de las corrientes eléctricas en condiciones normales de operación, sobrecargas, así como ante la presencia de falla y su duración.

Los cables deberán incluir componentes metálicos y cubiertas exteriores, cuyas características tengan la capacidad de desempeñar su trabajo para satisfacer las condiciones ambientales adversas que prevalecen en los sitios de la instalación, a fin de proteger el aislamiento del cable contra la humedad y salvaguardar la operación segura.

- b) Trayecto. Las canalizaciones, los cables o conductores deben instalarse de forma que sean sometidos lo menos posible a esfuerzos mecánicos durante su operación diaria.

Los cables o conductores deben instalarse en forma recta para evitar daños al conductor.

Excepción. Cuando por condiciones de la geografía del sitio se requieren cambios de dirección es necesario considerar proyecciones mediante curvas horizontales, verticales, pendientes, para ello el radio de curvatura debe ser lo suficientemente largo para no dañar al conductor.

Los sistemas de cable deben colocarse de forma que se permita el acceso seguro para la construcción, inspección y mantenimiento.

- c) Condiciones naturales. Deben evitarse en lo posible que la trayectoria de la canalización subterránea atraviese terrenos inestables (pantanosos, lodosos, rellenos sanitarios, cavernas, entre otros) o altamente corrosivos o duros. Si es necesario construir a través de estos terrenos, deben preverse las medidas técnicas que aseguren la estabilidad del terreno, y considerar en la cubierta exterior de los cables o conductores las propiedades que resistan las condiciones a las que estará sometidos en estos ambientes.

- d) Condiciones específicas

- 1) Carreteras y calles. Cuando en las calles donde no existan banquetas, la canalización debe instalarse al límite de predio.

Cuando las canalizaciones se ubiquen a lo largo de las carreteras y autopistas, las canalizaciones deben instalarse al límite del derecho de vía.

Excepción. Puede instalarse dentro de los límites del carril, siempre y cuando no pueda cumplirse lo indicado anteriormente.

NOTA: Se recomienda revisar la información del derecho de vía de autopistas y vías férreas.

- 2) Puentes y túneles. Cuando se requiera la instalación de canalizaciones subterráneas en estas estructuras, deben alojarse bajo de o al lado de estas construcciones previendo garantizar la seguridad del tránsito vehicular, peatonal y la convivencia estructural - mecánica de ambas instalaciones para su operación, inspección y mantenimiento.

NOTA: Cuando los cables sean instalados en túneles se deberán incluir propiedades retardantes al fuego, baja emisión de humos halogenados, entre otros requisitos.

Se recomienda revisar la información del derecho de vía, y acordar con la Secretaría de Comunicaciones y Transporte la ubicación de la canalización subterránea en el puente o túnel, garantizando la seguridad de la instalación y permita el libre tránsito vehicular y peatonal.

- 3) Cruces de vías o similares. En los cruces de vías, para calles pavimentadas, las canalizaciones deben tener una profundidad mínima de 0,90 m, para calle no pavimentadas, las canalizaciones deben tener una profundidad mínima de 1,3 m., véase **Tabla 71**, distancias mínimas de separación entre sistemas.

NOTA: Se recomienda evitar en la medida de lo posible que la canalización esté ubicada en la pista.

En caso de ser necesario el uso de registros éstos deben seleccionarse de acuerdo con el tipo de lugar a ser instalados.

- 4) Cruce por aguas navegables. Las canalizaciones subterráneas en los cruces con espejos de agua (canales navegables o no navegables), debe ser preferentemente perpendicular. Los cables deben instalarse en el interior de una tubería plástica por cada fase, y dependiendo de las condiciones del suelo de que se trate, se instalarán los cables en el interior de una camisa o tubería metálica.

Excepción: No se permite la instalación en zonas de anclaje de barcos o barcas, zonas de actividad pesca, reservas o áreas naturales protegidas.

NOTAS:

- 1) Se debe acordar con la Autoridad competente la ubicación de la canalización subterránea en el cruce del espejo de agua, a fin de garantizar la mayor seguridad de la propia instalación y de la vía marítima o no marítima.
- 2) Los materiales que se empleen en la cubierta exterior del cable o conductor deben tener propiedades para operar bajo ambientes sumergidos permanentemente, así como una cubierta metálica hermética en material de aluminio o plomo.
- 3) De ser necesario la instalación de registros, pozos, bóvedas y otros recintos en las márgenes del cruce, éstos recintos deberán quedar los extremos terrestres y éstos deben considerar aspectos técnicos de no inundación y garantizar la seguridad del personal en su interior, y salvaguardar la seguridad de los peatones, así como la no interferencia con otras instalaciones.

6.3.1.2 Requisitos generales para las líneas subterráneas directamente enterradas

- a) Cables o conductores. Los cables o conductores deben seleccionarse considerando los esfuerzos mecánicos, térmicos, ambientales y eléctricos a los que pueden estar sometidos durante la instalación y operación.

Los cables o conductores deben seleccionarse para resistir la magnitud y duración de las corrientes de falla.

Deben proporcionarse cubiertas, chaquetas o ambos cuando sea necesario para proteger el aislamiento o la pantalla contra la humedad u otras condiciones ambientales adversas.

- b) Trayecto. Los cables o conductores deben instalarse de forma que sean sometidos lo menos posible a esfuerzos mecánicos durante su operación diaria.

Los cables o conductores deben instalarse en forma recta para evitar daños al conductor.

Excepción. Cuando se requieren curvas, el radio de curvatura debe ser lo suficientemente largo para no dañar al conductor.

Los sistemas de cable deben colocarse de forma que se permita el acceso seguro para la construcción, inspección y mantenimiento.

- c) Condiciones naturales. Deben evitarse en lo posible que la trayectoria atraviese terrenos inestables (pantanosos, lodosos, rellenos sanitarios, cavernas, entre otros) o altamente corrosivos o duros. Si es necesario construir a través de estos terrenos, deben preverse las medidas técnicas que aseguren la estabilidad del terreno, y considerar en la cubierta exterior de los cables o conductores las propiedades que resistan las condiciones a las que estará sometidos en estos ambientes.

Si el conductor o cable se instala en terrenos rocosos, debe colocarse una capa de relleno compacto.

d) Condiciones específicas.

- 1) Carreteras, calles y banquetas. Los cables o conductores deben instalarse longitudinalmente debajo de la carretera, calle y banqueta.

Excepción. Puede instalarse dentro de los límites del carril, siempre y cuando no pueda cumplirse lo indicado anteriormente.

NOTA - Se recomienda revisar la información del derecho de vía de autopistas y vías férreas.

- 2) Cruces de vías o similares. Se recomienda no instalar el cable o conductor longitudinalmente a las vías o similares.

Excepción. En caso de ser necesario la instalación del cable en vías o similares, el cable debe instalarse a una profundidad no menor que 2,20 m considerando de referencia la parte superior del carril., véase **Tabla 71**, distancias mínimas de separación entre sistemas.

NOTA - La instalación de los cables o conductores directamente enterrados deben considerar la instalación de tubería plástica por cada fase, incluyendo una protección a base de una losa de concreto armado de 50 mm de peralte y un ancho mínimo igual al ancho de la excavación menos 200 mm.

- 3) Edificios y otras estructuras. Los cables o conductores no deben instalarse directamente debajo de los cimientos de los edificios u otras estructuras.

Excepción. Se permite la instalación de cables o conductores directamente en edificios u otras estructuras en su interior mediante la construcción de sótanos, galerías, trincheras, túneles para cables, así como en edificios de subestaciones encapsuladas en gas SF₆ y tableros para Media tensión, en estos casos los cables o conductores preferentemente deberán incluir propiedades retardantes al fuego, baja emisión de humos halogenados, entre otros requisitos; así mismo, los cables conductores para puesta a tierra en estas instalaciones deberán incluir un forro de aislamiento y resistir un voltaje nominal mínimo de 2 000 V.

- 4) Piscinas. El cable o conductor no deben instalarse directamente debajo de los cimientos de piscinas.

Excepción. Pueden instalarse considerando una distancia horizontal mínima de 1,5 m de la piscina siempre y cuando no se presente socavación del subsuelo o tubificación, y proporcionarse protección adicional en caso de que la distancia mínima no pueda lograrse.

La instalación de los cables o conductores directamente enterrados deben considerar la instalación de tubería plástica por cada fase, incluyendo una protección a base de una losa de concreto armado de 50 mm de peralte y un ancho mínimo igual al ancho de la excavación menos 200 mm.

- 5) Cruces por aguas navegables. Las canalizaciones subterráneas en los cruces con espejos de agua (canales navegables o no navegables), debe ser preferentemente perpendicular, siempre y cuando no se presente socavación del subsuelo o tubificación a la que puedan estar sometidos.

Los cables o conductores deben instalarse preferentemente en el interior de una tubería plástica por cada fase, y dependiendo de las condiciones del suelo de que se trate, se instalaran los cables en el interior de una camisa o tubería metálica.

Excepción: No se permite la instalación en zonas de anclaje de barcos o barcasas, zonas de actividad pesca, reservas o áreas naturales protegidas.

NOTAS:

- 1) Se debe acordar con la Autoridad competente la ubicación de la canalización subterránea en el cruce del espejo de agua, a fin de garantizar la mayor seguridad de la propia instalación y de la vía marítima o no marítima.
- 2) Los materiales que se empleen en la cubierta exterior del cable o conductor deben tener propiedades para operar bajo ambientes sumergidos permanentemente, así como una cubierta metálica hermética en material de aluminio o plomo.
- 3) De ser necesario la instalación de registros, pozos, bóvedas y otros recintos en las márgenes del cruce, estos recintos deberán quedar los extremos terrestres y éstos deben considerar aspectos técnicos de no inundación y garantizar la seguridad del personal en su interior, y salvaguardar la seguridad de los peatones, así como la no interferencia con otras instalaciones.

6.3.2 Requisitos específicos para las líneas subterráneas

Las líneas subterráneas deben cumplir con los siguientes requisitos.

6.3.2.1 Separaciones mínimas con otros sistemas

La distancia entre las canalizaciones subterráneas y otras estructuras enterradas subterráneas que se ubican en forma paralela debe tener la separación necesaria que permita el mantenimiento de las instalaciones sin dañar las estructuras enterradas paralelas. Un banco de ductos que cruce sobre otra estructura debe tener una separación de forma que se evite el daño de ésta.

Cuando un banco de ductos cruce un pozo, una bóveda o por el techo de túneles de tránsito vehicular, éstos pueden estar soportados directamente en el techo. En todo caso, los bancos de ductos deben protegerse con una barrera que impida el contacto directo con ellos.

La separación entre canalizaciones para suministro de energía con otros sistemas debe cumplir con las distancias que se indican en la **Tabla 71**.

Tabla 71 - Distancias mínimas de separación entre sistemas

Entre el sistema de:	Distancia mínima en cruzamiento (m)		
	34,5 kV-138 kV	161 kV-230 kV	400 kV
Tubería de agua y/o drenaje con diámetro mayores que 100 cm	1,00		
Servicios a casa habitación (drenaje, agua potable, telefonía y comunicaciones)	0,50		
Tuberías con gas para uso doméstico	1,40	1,60	1,80
Estructuras enterradas con cables de comunicación y telefonía	0,80	1,00	1,20
Tubería de gas y/o combustible con diámetros mayores que 10 cm	1,40	1,80	2,00
Canales de agua (riego, potable o pluvial)	1,00	1,10	1,20
Arroyos	2,00	2,50	
Ríos y lagunas	3,00		
Vías férreas	3,00	3,10	3,20
Vías férreas electrificadas	3,00	3,30	3,60
Carreteras federales y/o estatales	2,00	2,40	2,60
Autopistas de cuota	2,20	2,50	2,80

6.3.2.2 Profundidad de entierro

La distancia entre la parte superior de una canalización y la superficie debajo de la cual se instala debe ser suficiente para proteger el cable o conductor del daño impuesto por el uso esperado de la superficie.

Los cables o conductores deben cumplir con las profundidades mínimas de entierro que se indican en la **Tabla 72**.

Tabla 72 - Profundidad mínima para canalizaciones, cables o conductores

Tensión de fase a fase	Profundidad de entierro
34 500 V a 50 000 V	750 mm
50 001 V a 69 000 V	1 070 mm
69 001 a 138 000 V	1 300 mm
138 001 V a 230 000 V	1 500 mm
230 001 V a 400 000 V	1 700 mm
NOTA 1: Cuando existan conflictos con otros sistemas subterráneos, la profundidad de entierro puede reducirse a un valor no menor que 450 mm en conductores con tensión menor que 150 V a tierra.	
NOTA 2: Para terrenos con materiales de escombros, rellenos sanitarios, escurrideros debe incrementarse el valor 200 mm en cada profundidad.	

6.3.2.3 Excavaciones, rellenos y restitución de pavimentos

- a) Trincheras o zanjas. El fondo de las trincheras o zanjas debe estar limpio, relativamente plano y compactado a 90 % para banquetas y a 95 % para calles como mínimo en la última capa de compactación, de acuerdo con los lineamientos indicados en las normas de la SCT. Cuando la excavación se haga en terreno rocoso, el cable, conductor, ducto o banco de ductos debe colocarse sobre una capa protectora de material de relleno limpio y compactado de 0,05 m.
- b) Relleno. El relleno debe estar libre de materiales que puedan dañar a los cables, conductores, ductos o bancos de ductos, el boleo máximo permitido es de más de 19 mm (3/4) y debe estar compactado a 90 % para banquetas y a 95 % para calles como mínimo en la última capa de compactación, de acuerdo con los lineamientos indicados en las normas de la SCT.
- c) Restitución de pavimentos. La restitución de la estructura del pavimento debe realizarse de acuerdo con los lineamientos indicados en las normas de la SCT.

6.3.2.4 Ductos y sus acoplamientos

- a) Generalidades.
 - 1) El material de los ductos debe ser resistente a esfuerzos mecánicos, a la humedad y al ataque de agentes químicos del medio donde quede instalado;
 - 2) El material y la construcción de los ductos debe seleccionarse y diseñarse en forma que la falla de un cable en un ducto, no se extienda a los cables de ductos adyacentes;
 - 3) Los ductos o bancos de ductos deben diseñarse y construirse para soportar las cargas exteriores a que pueden quedar sujetos, de acuerdo con los criterios que se establecen en la **Tabla 73**, excepto que la carga de impacto puede ser reducida un tercio por cada 30 cm de profundidad, de forma que no necesita considerarse la carga de impacto cuando la profundidad es de 0,90 m o mayor.

Tabla 73 - Profundidad mínima de los ductos o bancos de ductos

Localización	Profundidad mínima		
	0 V a 138 kV	161 kV a 230 kV	Hasta 400 kV
Cualquier localización no indicada	1,0 m	1,2 m	1,4 m
Calles	1,0 m	1,2 m	1,4 m
Avenidas	1,3 m	1,5 m	1,7 m
Campo de cultivo	1,5 m	1,7 m	1,9 m
Terrenos con relleno (escombros de todo tipo)	1,5 m	1,7 m	1,9 m
Escurrideros	1,5 m	1,7 m	1,9 m
Suelos con alta dureza	0,5 m	0,7 m	0,9 m

- 4) El acabado interior de los ductos debe estar libre de asperezas o filos que puedan dañar los cables; y
- 5) El área de la sección transversal de los ductos debe ser tal que, de acuerdo con su longitud y curvatura, permita instalar los cables sin causarles daño.
- b) Condiciones generales
 - 1) Acoplamientos. Los tramos de ductos deben quedar unidos de forma que no queden desviaciones en los acoplamientos entre uno y otro tramo. No deben usarse materiales que puedan penetrar al interior de los ductos, formando protuberancias al solidificarse y que puedan causar daño a los cables.
 - 2) Puentes. Cuando se tengan bancos de ductos instalados en puentes metálicos y/o de concreto, el banco de ductos debe tener la capacidad de permitir la expansión y contracción de la estructura del puente. Los bancos de ductos que pasen a través de los estribos del puente deben instalarse de forma que se evite o resista cualquier hundimiento debido a un asentamiento del suelo, debiendo cumplirse con los lineamientos establecidos por la SCT y/o Justa de Caminos Locales encargados de la vigilancia y mantenimiento de los puentes.

- 3) Registros, pozos, bóvedas y otros recintos. Los ductos a la entrada de registros, pozos, bóvedas y otros recintos, deben quedar en terreno perfectamente compactado o quedar soportados adecuadamente para evitar esfuerzos cortantes en los mismos.

El extremo de los ductos dentro de los registros, pozos, bóvedas y otros recintos, debe tener los bordes redondeados y lisos para evitar daño a los cables, debiendo sellarse éste para evitar la filtración de agua. En los casos donde se construyan en terreno con nivel freático muy alto, debe eliminarse el cárcamo, debiendo quedar la losa inferior completamente sellada para evitar filtraciones al interior.

Se recomienda que los ductos se instalen con una pendiente de 0,25 % como mínimo, para facilitar el drenado en el caso de terrenos con alto nivel freático.

- 4) Ductos. Los ductos incluyendo sus extremos y curvas, deben quedar fijos por el material de relleno, envolvente de concreto, anclas u otros medios, de forma que se mantengan en su posición original bajo los esfuerzos impuestos durante la instalación, operación y mantenimiento de los cables u otras condiciones.

c) Condiciones específicas (líneas subterráneas por canalización)

- 1) Alta tensión. Por disipación térmica en alta tensión eléctrica debe usarse un ducto por cable el cual no exceda el 53 % del factor de relleno.
- 2) Cuando en un banco se instale más de un circuito, debe analizarse la capacidad de conducción de corriente, con el objeto de reducir las pérdidas de energía por agrupamiento de conductores.
- 3) Por viabilidad de instalación de los cables, la suma de sus diámetros debe ser menor que el diámetro interior del ducto.

NOTA: Para mayor información véase la Tabla 1 de Capítulo 10 de la NOM-001-SEDE-2102.

6.3.2.5 Registros, pozos y bóvedas

- a) Localización. La localización de los registros, pozos y bóvedas debe ser tal que su acceso desde el exterior, quede libre y sin interferir con otras instalaciones. Debe evitarse, en lo posible, que en carreteras queden localizados en la carpeta asfáltica, o en carriles para estacionamiento y en vías de ferrocarril en el terraplén. Cuando se ubiquen en carriles de estacionamiento, deben construirse de acuerdo al diseño en arroyo.
- b) Protección. Cuando los registros, pozos y bóvedas estén con el acceso abierto, deben colocarse medios adecuados de protección, identificación y advertencia para evitar accidentes.
- c) Desagüe. En los registros, pozos y bóvedas instalados en terrenos con nivel freático alto, debe dejarse el cárcamo cerrado e introducir el cable de puesta a tierra mediante un ducto colocado mínimo a 0,10 m de la parte superior del registro, pozo o bóveda para líneas de media tensión y distribución, en el caso de registros o fosas de líneas alta tensión y extra alta tensión se deberá introducir el cable de puesta a tierra mediante un ducto por el interior de los mismos. En terrenos con nivel freático bajo el cárcamo se deja abierto. No debe existir comunicación con el sistema de drenaje sanitario.
- d) Ventilación. Cuando los pozos, bóvedas y túneles tengan comunicación con galerías o áreas cerradas transitadas por personas, deben tener un sistema adecuado de ventilación por convección natural hacia el exterior para entrada hombre un sistema ubicado a cada 125 m, y sin entrada hombre a 25 m de la longitud de la galería.
- e) Detección de gases. Cuando se requiera entrar en algún pozo, bóveda, u otro recinto debe ventilarse previamente. Si se sospecha que existen en el ambiente gases explosivos o tóxicos, debe determinarse y comprobarse mediante equipo correspondiente si el ambiente es tolerable por el ser humano.
- f) Obstrucción de accesos. Los accesos a registros, pozos de visita, bóvedas, u otro recinto no deben ser obstruidos por construcciones, estructuras, instalaciones provisionales, equipos semifijos o cualquier otra instalación.
- g) Resistencia mecánica. Los registros, pozos de visita, bóvedas u otro recinto deben diseñarse y construirse para soportar todas las cargas estáticas y dinámicas que puedan actuar sobre su estructura.

Las cargas estáticas incluyen el peso propio de la estructura, el del equipo, el del agua sobre las paredes, pisos interiores y losas, el del hielo y otras cargas que tengan influencia sobre la misma estructura.

Las cargas dinámicas incluyen principalmente el peso de vehículos en movimiento y cargas por impacto que actúen sobre la estructura.

La resistencia de los registros, pozos y bóvedas deben cumplir con el Artículo 923-16 de la NOM-001-SEDE-2012 y los siguientes requerimientos:

6.3.3 Registros y fosas

6.3.3.1 Análisis de cargas

Los registros y fosas deben diseñarse para soportar todas las cargas estáticas y dinámicas que puedan actuar sobre su estructura. En registros y fosas ubicados en zonas con tránsito vehicular, debe considerarse para el análisis de las cargas vivas, el efecto de impacto y la incidencia más desfavorable de los ejes más pesados del vehículo de diseño sobre la estructura.

En el inciso h) se indican las dimensiones mínimas de registros y fosas.

a) Carga muerta (CM).

Incluye el peso propio de los registros y fosas, peso propio de los cables, peso de los soportes, relleno con arena térmica al interior, material de relleno y pavimentos sobre los registros, Además los empujes efectivos del terreno, presión hidrostática sobre la losa de fondo y muros.

b) Carga viva (CV).

Las cargas dinámicas se deben incrementar en un 30 % por efecto del impacto, de acuerdo con lo establecido en el inciso c de la sección 923-16 de la NOM-001-SEDE.

Cuando aplique; Las cargas vivas máximas se consideran las generadas por un tractor de 3 ejes con semiremolque de 3 ejes tipo (T3-S3) o un camión tipo C-2 aun cuando la estructura se localice sobre banqueta de las vías de comunicación; de acuerdo al reglamento sobre el peso, dimensiones, capacidades de los vehículos de autotransporte que transitan en los caminos y puentes de jurisdicción federal-SCT. En zonas que no tienen tránsito de vehículos debe considerarse una carga dinámica mínima de 15000 N/m² (1500 kg/m²).

c) Carga accidental (CA)

Para la evaluación de la carga accidental por sismo debe ser conforme al método indicado en el Manual de Diseño de Obras Civiles "Diseño por Sismo" de la CFE, considerando lo siguiente:

- la estructura corresponde al tipo A,
- determinar el tipo de suelo por su estratigrafía,
- la velocidad efectiva de propagación de ondas sísmicas,
- velocidad de las ondas de corte del suelo,
- periodo fundamental del suelo,
- altura de la estructura,
- calcular el coeficiente sísmico de acuerdo al Manual de Obras Civiles,
- cálculo de las fuerzas estáticas,
- cálculo de la fuerza inercial la cual será aplicada en el centro de la masa dinámica de la estructura,
- cálculo del empuje dinámico horizontal.

6.3.3.2 Identificación de las condiciones de carga.

Las cargas identificadas en los anteriores incisos se denotan mediante las siguientes literales y deben ser expresadas en kN y empujes en Pa.

- CM = Carga muerta
- CV = Carga viva
- ET = Carga de empuje lateral de relleno
- SX = Sismo en dirección X
- SY = Sismo en dirección Y
- EH = Empuje hidrostático

Las combinaciones de carga y los factores aplicables serán:

Tabla 74 - Combinaciones de carga para registros y fosas

Hipótesis de carga	Combinación de carga	Deformación permisible
Condición de servicio C1	CM+CV+ET	-
Condición de servicio C2	CM+CV+ET+EH	-
Condición de servicio C3	CM+CV+ET+1,0SX+0,3SY	-
Condición de servicio C4	CM+CV+ET+0,3SX+1,0SY	-
Condición máxima M1	1,4CM+1,4EH	-
Condición máxima M2	1,2CM+1,2EH+1,6CV+1,6ET	-
Condición máxima M3	1,2CM+1,0CV+1,0SX+0,3SY	-
Condición máxima M4	102CM+1,0CV+0,3SX+1,0SY	-
Condición máxima M5	0,9CM+1,6ET	-
Condición máxima M6	0,9CM+1,6ET+1,0SX+0,3SY	-
Condición máxima M7	0,9CM+1,6ET+0,3SX+1,0SY	-

Nota - A las combinaciones anteriores se deben adicionar las combinaciones de carga de los reglamentos locales de construcción, en la Ciudad de México: "Reglamento de Construcciones de la Ciudad de México"

El método de análisis debe considerar la disposición y propiedades de los diversos elementos que constituyen la estructura, así como la interacción entre ellos; teniendo en cuenta lo siguiente:

- La acometida del banco de ductos al registro o fosa debe quedar en terreno estable y soportado adecuadamente para evitar esfuerzos cortantes.
- Para el análisis de cargas actuando sobre losa de desplante se consideran los efectos de subpresión, bufoamiento y flotación.
- Se debe considerar la condición más desfavorable generada por los empujes de tierra, hidrostáticos o combinados actuando sobre las paredes del registro.
- Los registros y fosas contendrán anclas galvanizadas en caliente para el jalado de los cables de potencia, mismas que deben tener la resistencia mecánica suficiente para soportar las tensiones de jalado, considerando un factor de carga adicional de 2.
- Con el objeto de evitar esfuerzos mecánicos sobre los cables durante la instalación y operación, se deben de prever soportes y accesorios los cuales deben de resistir la masa de los propios cables y de cargas dinámicas.
- La losa de desplante debe considerar una pendiente mínima del 2% que permita concentrar el agua en el cárcamo de bombeo para su desalojo.

6.3.3.3 Disposiciones generales

El diseño debe evitar en lo posible las juntas frías en la construcción de los registros y fosas de concreto reforzado. En caso de juntas frías deben ser completamente impermeables, para lo cual se deben emplear aditivos y barreras de protección en dichas juntas, preparando de la superficie existente.

6.3.3.4 Galerías y cárcamos de bombeo

Las galerías y cárcamos de bombeo deben estar diseñados y contruidos para soportar todas las cargas estáticas y dinámicas que puedan actuar sobre su estructura. Las cargas estáticas incluyen el peso propio de la estructura, el del equipo, el del agua sobre los muros, pisos interiores y losas, el del hielo y otras cargas que tengan influencia sobre la misma estructura, mientras que las cargas dinámicas incluyen principalmente el peso de vehículos en movimiento y cargas por impacto que actúen sobre la estructura y las cargas accidentales por viento y sismo.

Se debe realizar el análisis y diseño de las galerías para las siguientes condiciones básicas;

- a) Galería 10 cm por encima del nivel de piso terminado dentro de subestaciones eléctricas y a nivel de terreno natural fuera del predio de la subestación.
- b) Galería que pasa por debajo de una trinchera, drenajes y banco de ductos.
- c) Galería con losa para paso vehicular.
- d) Galería con cubierta o tapas removible tipo trinchera para entrada de cables a caseta de control y entrada o salida a terminales dentro de la subestación eléctrica.
- e) Cuando aplique, diseñar las galerías de las condiciones anteriores con presencia de nivel de aguas freáticas.
- f) Galería que cruza con cimentaciones de equipos o estructuras o edificaciones existentes. Se debe realizar el levantamiento de instalaciones existentes de acuerdo a la sección censo de instalaciones subterráneas existentes, para considerar en el diseño de las galerías los cruces con instalaciones existentes.

Para cada condición se debe realizar el diagrama de cargas para las diferentes profundidades de desplante.

6.3.3.5 Trincheras

Las trincheras se diseñan con base en lo establecido en la sección Galerías y cárcamos de bombeo.

Las tapas de las trincheras se deben diseñar para ser removibles. Las trincheras deben contar con una pendiente del 2 % para la descarga de agua hacia los registros del sistema de drenaje de la Subestación.

Se deben prever juntas de dilatación (las que se rellenarán con algún compuesto asfáltico) en los cruces de trincheras y en tramos longitudinales cada 12 m.

En cruzamientos vehiculares las trincheras se deben diseñar para soportar los esfuerzos máximos conforme a los criterios establecidos en la sección de Galerías y cárcamos de bombeo, de esta sección.

6.3.3.6 Análisis y revisión al diseño de banco de ductos, registros, fosas, galerías, cárcamos de bombeo y trincheras

Para el análisis se deben emplear las cargas máximas más desfavorables, afectados por el factor de carga correspondiente a cada combinación de cargas analizada; conforme a lo indicado en las secciones respectivas: Bancos de ductos, Registros y fosas, Galerías y cárcamos de bombeo y Trincheras, de esta sección.

6.3.3.7 Capacidad de carga.

En todos los casos, la estructura enterrada debe cumplir con la desigualdad indicada a continuación:

$$\frac{\sum Q \cdot F_c}{A} \leq Q_R F_R$$

Donde:

- $\sum Q \cdot F_c$ = Suma de las acciones verticales a tomar en cuenta en la combinación de cargas considerada, afectada de su respectivo factor de carga F_c igual a 1,1, en kPa.
- A = Área efectiva de la estructura enterrada, reducida por excentricidades de carga.
- Q_R = Capacidad de carga resistente del suelo o roca obtenida del estudio geotécnico, realizado conforme al Estudio de mecánica de suelos.
- F_R = Factor de reducción de resistencia.

El factor de reducción de resistencia F_R debe ser asignado por estrato, empleando los siguientes valores de acuerdo a la exploración geotécnica realizada.

- i. 0,70, cuando los parámetros de diseño geotécnico del suelo ó roca se hayan obtenido de pruebas puntuales del sitio, mediante ensayos triaxiales (con muestras inalteradas).

- ii. 0,50, cuando la resistencia de los materiales O parámetros de diseño geotécnico (suelo o roca) sean obtenidos con pruebas de campo (prueba de placa, presiometro, dialtometro, piezocono, ficometro, corte con veleta, penetración dinámica tipo PANDA).
- iii. 0,35, en cualquier otro caso (parámetros de diseño geotécnico obtenidos por correlaciones).

a) Volteo

Se debe cumplir:

$$\frac{M_r}{M_v} > 1$$

Donde:

- M_r = Momento resistente, producido por las fuerzas que se oponen al volteo aplicadas a la cimentación, respecto al borde de la zapata o losa.
- M_v = Momento de volteo, producido por las fueras que ocasionan el volteo de estructura enterrada, respecto al mismo borde.

Las fuerzas resistentes por la masa del relleno se deben calcular considerando los pesos volumétricos que se indican en el estudio geotécnico para las dos siguientes condiciones que imperen durante su vida útil:

- suelo sumergido (nivel freático superficial, por arriba del desplante de la cimentación),
- suelo húmedo (nivel freático abajo de la profundidad de desplante).

La masa del relleno actuante sobre las estructuras enterradas es producto del peso volumétrico efectivo del suelo que gravite directamente sobre ésta, más el producto del peso volumétrico efectivo del concreto de la estructura enterrada.

b) Flotación

Se debe cumplir:

$$F_h F_s < W_g$$

Donde:

- F_h = Fuerza del empuje ascendente debida a la presión hidrostática de fondo a la profundidad de desplante.
- W_g = Peso de la estructura enterrada.
- F_s = Factor de seguridad para las diferentes condiciones de operación

Construcción, 1,3

Operación normal, 1,5

Extremo (cuando el Nivel de Aguas Freáticas está a Nivel de Terreno Natural), 1,1

c) Revisión por sismo

Se debe realizar la revisión de estabilidad en base al método AASHTO para el cálculo de efecto de sismo en muros, capítulos 3 y 11 del AASHTO LRFD Bridge Design Specifications, en las condiciones siguientes:

- la estabilidad se debe determinar aplicando la sumatoria de las fuerzas estáticas, la fuerza inercial horizontal y el 50 % del empuje dinámico horizontal,
- considerar el máximo coeficiente de aceleración sísmica,
- el empuje dinámico horizontal se puede evaluar por el método indicado en el Manual de Diseño de Obras Civiles Diseño por Sismo de la Comisión Federal de Electricidad y se debe aplicar a la superficie posterior del relleno reforzado a una altura de 0,6H a partir de la base,
- la fuerza inercial horizontal se debe aplicar en el centro de la masa dinámica de la estructura.

d) Estados límite de servicio

Para cumplir con los estados límite de servicio, se debe verificar que:

- i. los asentamientos totales simultáneos de los registros y galerías son menores de 5 cm,

ii. los asentamientos diferenciales son menores que los señalados enseguida:

- entre esquinas de registros: 2 cm,
- en galerías para una longitud de 10 m: 5 cm,
- en banco de ductos y trincheras para una longitud de 10 m: 2 cm.

En el análisis de desplazamientos verticales se deben considerar las deformaciones de los estratos de acuerdo con su comportamiento mecánico. En cada caso se deben determinar los desplazamientos inmediatos y diferidos debajo de la estructura enterrada.

En el caso de desplazamientos inmediatos, se deben utilizar expresiones que consideren la distribución del incremento de esfuerzos en la masa de suelo junto con sus propiedades de deformabilidad elástica de cada estrato. Para desplazamientos diferidos, se deben determinar éstos con base en las curvas de compresibilidad de los materiales susceptibles a consolidarse (suelos finos saturados).

6.3.3.8 Consideraciones Adicionales

Las estructuras enterradas deben diseñarse para satisfacer los requisitos de estabilidad y funcionalidad.

En el caso de sitios donde se presente fricción negativa, se deben considerar sus efectos sobre los cimientos, tales como son el incremento de las solicitaciones sobre éstos, y su reducción de capacidad de carga, en función de los resultados del estudio geotécnico.

- a) Dimensiones. Las paredes interiores de los registros deben dejar un espacio libre cuando menos igual que el que deja su tapa de acceso, y su altura debe ser tal que permita a una persona trabajar desde el exterior o parcialmente introducida en ellos.

Para los registros y fosas de empalme en líneas subterráneas en alta y extra tensión se deberán considerar las siguientes dimensiones mínimas para salvaguardar la seguridad del personal, equipo y las instalaciones;

- b) Registros de empalme. Las dimensiones mínimas en su interior deberán ser considerando un espacio libre entre paredes de 3 veces el tamaño (largo) del empalme, más 1,2 m libre para maniobras, un ancho tal que en su centro geométrico tenga un diámetro libre de 2,00 m, más 1,2 m libre para maniobras e instalación de los empalmes, y su altura debe ser tal que permita a una persona trabajar libremente en el interior del mismo.
- c) Fosas de empalme. Las dimensiones mínimas en su interior deberán ser considerando un espacio libre entre paredes de 3 veces el tamaño (largo) del empalme, más 2 m libre para maniobras, el ancho deberá ser tal permita una persona pueda extender ambas manos de forma horizontal, más 1,2 m libre para maniobras e instalación de los empalmes, y su altura debe ser tal que permita a una persona trabajar libremente en el interior del mismo.

Nota - Estas dimensiones pueden ser mayores, dependiendo de las características de los empalmes y los requerimientos de espacios para maniobras de instalación en el interior de las fosas, así como del espacio libre para mantenimiento, el cual no debe ser menor a 1,2 m, medido sobre el eje transversal del plano horizontal.

- d) Registros de deflexión. El registro deberá estar diseñado para absorber cambios de dirección de la trayectoria de la línea de transmisión con deflexiones de 45°, 60° y hasta 90°, estos registros deben tener dimensiones mínimas interiores de: y su altura debe ser tal que permita a una persona trabajar libremente en el interior del mismo, un ancho tal que en su centro geométrico tenga un diámetro libre de 2,00 m, y una longitud acorde a la proyección del radio mínimo de curvatura permisible al cable de potencia a instalarse.
- e) Registro de transición. Los registros de transición son diseñados para alojar el arreglo del cable de potencia entre el último tramo de línea y la acometida del mismo a la estructura de transición, estos registros deben tener dimensiones mínimas interiores de: un ancho tal que en su centro geométrico tenga un diámetro libre de 4.00 m, la altura debe ser tal que permita a una persona trabajar libremente en el interior del mismo y una longitud acorde al radio mínimo de curvatura permisible al cable de potencia a instalarse, considerando además que se instalarán una vuelta adicional de reserva "cocas" de cables de potencia por fase en el interior del mismo, respetando una separación mínima entre cables de 30 cm.
- f) Acceso. El acceso a los registros y pozos debe tener un espacio libre mínimo de 56 cm x 65 cm si es rectangular, o de 84 cm de diámetro si es circular. En el caso de líneas de comunicación dicho espacio debe ser de 40 cm x 50 cm si es rectangular. El acceso debe estar libre de protuberancias que puedan lesionar al personal o que impidan una rápida salida.

El acceso a pozos y bóvedas no debe ser localizado directamente sobre los cables o equipo. Cuando el acceso interfiera con algún obstáculo, puede quedar localizado sobre los cables, si se cumple con alguna de las siguientes medidas:

- una señal de advertencia adecuada;
- una barrera de protección sobre los cables; o
- una escalera fija.

En bóvedas puede tenerse otro tipo de aberturas localizadas sobre el equipo, para facilitar su operación desde el exterior.

- g) Tapas.** Las tapas para registros, pozos y bóvedas deben ser antiderrapantes y contar con un recubrimiento adecuado a las condiciones térmicas, químicas, mecánicas y ambientales del lugar; asimismo, deben tener una identificación visible desde el exterior que indique el tipo de instalación o la empresa a la que pertenecen. Deben tener bisagra antirrobo.

En líneas de alta y extra alta tensión el diseño de las tapas para registros y fosas deben ser removibles y seccionadas e intercaladas de un ancho no menor de 1,00 m, con jaladeras (ganchos de izaje) de acero deslizables galvanizados por inmersión en caliente de acuerdo a la norma NMX-H-004-SCFI-2008.

- h) Puertas de acceso a túneles y bóvedas.**

- 1)** Las puertas de acceso deben localizarse de forma que se provea un acceso seguro.
- 2)** Las puertas de acceso del personal a las bóvedas no deben localizarse o abrir directamente sobre el equipo o cables. Las aperturas de otros tipos (no para acceso del personal) en las bóvedas, pueden ubicarse sobre el equipo para facilitar el trabajo, reemplazo o instalación del mismo;
- 3)** Cuando las puertas de túneles y bóvedas dentro de edificios estén accesibles al público, deben estar cerradas con llave, a menos que persona autorizada impida la entrada al público; y
- 4)** Estas puertas deben diseñarse de forma que una persona pueda salir rápidamente, aun cuando la puerta esté cerrada desde el exterior.

6.3.4 Requisitos generales para conductores, terminales, conectadores y estructuras

6.3.4.1 Requisitos generales para cables

- a) Selección.** Se recomienda evitar el uso de materiales contaminantes al medio ambiente en las pantallas y cubiertas de los cables que, en contacto directo o como resultado de su combustión sean dañinos para la salud de las personas; y
- b) Cubiertas exteriores.** Cuando se instalen cables de energía dentro de galerías y túneles transitados por personas, la cubierta debe incluir compuestos retardantes al fuego y bajo en emisiones de humo; así como en los casos de acceso a transiciones conectadas a una terminal encapsulada en gas SF₆
- c) Capacidad de conducción.** Los cables de energía deben seleccionarse con base lo indicado en la norma internacional IEC, IEC 60287-1-1, IEC 60287-1-2, IEC 60287-1-3, IEC 60287-2-1, IEC 60287-2-2, IEC 60287-2-3, IEC 60287-3-1, IEC 60287-3-2, IEC 60287-3-3.

Para factores de carga diarios y condiciones de emergencia se debe calcular la capacidad de conducción de corriente conforme a lo indicado en la norma internacional IEC 60853-2

Para conductores con secciones transversales mayores se debe considerar que los valores de efecto piel factor (ks) y factor de efecto de proximidad (kp) serán conforme con las recomendaciones del brochure CIGRE Technical Brochure 272

NOTA - Se recomienda revisar los manuales del fabricante de acuerdo con la configuración de los conductores.

6.3.4.2 Empalmes de alta tensión

Los empalmes que se emplean en los cables de alta y extra alta tensión deben ser producto aprobado.

Las funciones que desempeñan los empalmes de alta y extra alta tensión son en primer lugar confinar el esfuerzo eléctrico.

Los empalmes de alta tensión deben:

- a) Soportar sin dañarse, la magnitud y duración de corrientes eléctricas de falla que se presenten durante su operación, instalándose de tal manera que cuando uno falle no afecte a las otras instalaciones;
- b) Evitar la penetración de humedad dentro de los cables; y
- c) Contener una barrera retardante a la flama en casos donde las instalaciones están expuestas a condiciones de fuego, derrames de aceites dieléctricos, entre otros factores.
- d) Quedar localizados dentro de los registros, pozos, bóvedas, fosas o galerías (casos especiales).

Para realizar transposición de pantallas metálicas, los empalmes deben considerar una interrupción o discontinuidad en su componente semiconductor sobre aislamiento.

La elaboración de los empalmes debe realizarse por personas calificadas por el fabricante.

NOTA 1: Para evitar la penetración contra la humedad, considerar accesorios tales como; cubiertas metálicas "metallic casing" y carcasas plásticas "coffin box",

NOTA 2: Para garantizar una barrera retardante a la flama considerar accesorios tales como; Cubierta Ignífuga "Casing fireproof", Category C, conforme a norma internacional IEC 60332-3-24.

NOTA 3: Se recomienda revisar los manuales de instalación del fabricante.

6.3.4.3 Terminales de alta tensión

Las terminales que se empleen en los cables de alta tensión deben ser producto aprobado.

Las terminales de alta tensión deben:

- a) Soportar sin dañarse, la magnitud y duración de las corrientes de falla que se presenten durante su operación; y
- b) Quedar instalados en las estructuras de transición aéreo-subterráneas.
- c) Las terminales de tipo aéreo deben cumplir una distancia mínima entre partes vivas, así como cumplir con el NBAI.
- d) Quedar instalados en las envolventes SF_6 de subestaciones para transiciones (cable - SF_6) o (SF_6 - Boquillas Transformador).

Las terminales de tipo aéreo deben cumplir una distancia dieléctrica mínima entre partes vivas, así como cumplir con el NBAI, y a la altitud de operación de la instalación.

NOTA 1 - La elaboración de las terminales debe ser realizados por personas calificadas.

NOTA 2 - Cuando las terminales se instalen en vías públicas o acometidas en subestaciones eléctricas se recomienda que éstas sean de material polimérico.

NOTA 3 - Se recomienda revisar los manuales de instalación del fabricante.

6.3.5 Requisitos de protección para las líneas subterráneas

Las características de los equipos de protección, deben determinarse con respecto a su función, la cual puede ser, la protección contra los efectos de: sobrecorrientes (sobrecargas, cortocircuito) y sobretensiones.

Los equipos de protección deben operar a los valores de corriente, tensión y tiempo. Deben adaptarse a las características de los circuitos y a los peligros posibles que puedan presentarse.

6.3.5.1 Protección contra sobretensiones

Las personas deben protegerse contra lesiones y los bienes contra daños que sean consecuencia de una sobretensión provocada por fenómenos atmosféricos, electricidad estática, fallas en la operación de los equipos de interrupción o bien por fallas entre partes vivas de circuitos alimentados a tensiones diferentes.

Para la coordinación de protecciones contra sobretensión deben instalarse apartarrays en las transiciones y de frente muerto en los puntos normalmente abiertos de los anillos y ramales radiales.

6.3.6 Transiciones de un sistema aéreo a un sistema subterráneo

6.3.6.1 Generalidades

Es una conexión eléctrica de un sistema aéreo a un sistema subterráneo del mismo nivel de tensión debe diseñarse y construirse para soportar los esfuerzos combinados de tipo mecánico, térmico, eléctrico y de penetración de humedad hacia el cable del sistema al que va a estar conectado, así como los efectos del medio ambiente del lugar de ubicación, y garantizar la seguridad del personal que tenga acceso a estas instalaciones.

- a) Transiciones en alta tensión. Punto de la línea de transmisión donde se realiza un cambio de un sistema aéreo a un sistema subterráneo mediante la conexión mecánica aislada en el mismo nivel de tensión sin que se produzcan esfuerzos mecánicos, y térmicos, y eléctricos en los puntos de conexión con la terminal.

La separación entre partes vivas de una terminal o de diferentes terminales con respecto a su propia estructura, debe ser adecuada al NBAI de la terminal.

En aquellos lugares donde la separación entre partes con diferente potencial eléctrico sea menor para la tensión y NBAI, deben proporcionarse barreras aislantes o terminales completamente aisladas que reúnan los requisitos equivalentes a las separaciones.

Nota - Para determinar las separaciones de la parte viva de la terminal con respecto a la estructura donde va ser instalada, será cumpliendo con los requerimientos de una coordinación de aislamiento para el nivel de tensión, NBAI, y condiciones del lugar de emplazamiento. En la sección 6.2.3.15 se indican las **Tabla 40** a **Tabla 42** con las relaciones de tensiones de aguante normalizadas de impulso por rayo, maniobra y sus distancias mínimas en aire referidas a una altitud de 1000 m sobre el nivel de mar.

Para el análisis y diseño de estructuras en transiciones deben considerarse aspectos mecánicos y eléctricos, cuyo cumplimiento debe considerar como mínimo los parámetros siguientes:

- 1) Utilización dieléctrica y mecánica;
- 2) Velocidad regional de viento;
- 3) Angulo de blindaje;
- 4) Altura sobre el nivel del mar;
- 5) Tensión máxima de operación;
- 6) Nivel de contaminación;
- 7) Separaciones dieléctricas entre partes energizadas y hacia la propia estructura
- 8) Masas y dimensiones de herrajes, accesorios para transición (cadena de aisladores, apartarrayos y terminales), así como las generadas por maniobras de elevación y colocación en la estructura;
- 9) En la sección inferior de las estructuras debe considerarse el espacio libre para efectuar la acometida de los cables, considerando que el desarrollo de los dobleces o los radios que formen las curvaturas de los cables en cualquier punto de las transiciones, debiendo sujetarse a las recomendaciones del fabricante del cable;
- 10) Diseño de los dispositivos adicionales de soporte y sujeción de cables, terminales, cadenas de aisladores y apartarrayos; y
- 11) La utilización de equipos de seccionamiento.
 - i. Transiciones a subestaciones en aire y SF₆. Esta transición se realiza únicamente en alta tensión considerando una línea aérea a una terminal de tipo intemperie elaborada para recibir cable de potencia.
 - ii. La transición para terminal SF₆ se refiere a la preparación del cable conectado a una terminal encapsulada en gas SF₆

6.3.6.2 Estructuras de transición de líneas aéreas en vía pública a cables subterráneos o viceversa

- a) Las transiciones deben construirse para soportar los esfuerzos combinados de tipo mecánico, térmico y eléctrico del sistema al que van a conectarse, así como los efectos del ambiente del lugar de ubicación y pueden instalarse en:
- 1) Torre autosoportada;
 - 2) Poste de acero;
 - 3) Estructura de celosía o tubular soportada o autosoportada;
 - 4) Estructura de concreto armado; y
 - 5) Estructura de madera.
- b) El conductor neutro debe cubrirse con una cubierta de polímero reticulado de color negro en la parte expuesta a los rayos solares, excepto si su aislamiento cuenta con protección contra rayos ultravioleta;

- c) En el caso de conductores de aluminio deben utilizarse conectadores bimetálicos y deben colocarse cubiertas de polímero reticulado para evitar el ingreso de humedad al conductor;
- d) La transición, en la parte donde se encuentra confinado el cable, debe garantizar en su estructura la resistencia necesaria contra vandalismo y factores ambientales, rayos ultravioletas e impactos controlados; mediante la construcción de una malla o barda perimetral con base a los requerimientos del derecho de vía;
- e) En los accesos de los cables de potencia hacia la estructura de transición se debe considerar la instalación de una protección de concreto polimérico, o láminas de acero galvanizado en la interface del banco de ductos - estructura para garantizar la seguridad de las personas y la instalación. La altura de esta protección deberá ser de 2,5 m mínimo.
- f) El alambre, cable de cobre o de acero recubierto de cobre, que es componente del sistema de conexión de puesta a tierra de la transición en poste de acero o de concreto hueco, debe alojarse en su interior, mientras que en postes macizos el conductor de bajada para la puesta a tierra debe realizarse de manera externa y debe protegerse con ducto no metálico; y
- g) Los cables deben subir verticalmente desde el suelo y sólo con la desviación que sea necesaria para fijarlos en la estructura, sin que se rebase el radio mínimo de curvatura permisible de los cables.

Restricción: Para líneas subterráneas de alta tensión para niveles de 400 kV no se podrán realizar transiciones aéreas - subterráneas en:

- 1) Torre auto soportada,
- 2) Poste de acero,
- 3) Estructura de celosía o tubular soportada o auto soportada,
- 4) Estructura de concreto armado, y
- 5) Estructura de madera.

6.3.7 Protección contra fuego

Este requisito es una condición a prueba de fuego para los cables, y sus accesorios (- empalmes premoldeados- herrajes), para aquellas instalaciones subterráneas que se requiera tener una barrera retardante al fuego, debiendo considerar que la cubierta exterior de los cables de potencia incluya la propiedad de “no propagación al incendio”, y satisfacer una baja emisión de humos o baja densidad de humos.

Asimismo en los registros, pozos de visita, bóvedas y gabinetes deben contar con tapas, rejillas con bloqueo para filtración de basura o puertas con candado, de manera que se evite la propagación de fuego externo, sellos redondos a base de bloques o módulos a compresión para cada uno de los cables de potencia por fase, cables dieléctricos con fibras ópticas y cables con forro de aislamiento para puesta a tierra, incluyendo el montaje y colocación de herrajes y accesorios herméticos al agua, humedad, polvo y fauna nociva que puedan contribuir a evitar la propagación de fuego o deterioro del sistema de cables de potencia.

Nota: La protección contra fuego de los cables de potencia debe cumplir con los requerimientos de la Norma Internacional IEC 60332-3-24, IEC 61034-1 e IEC 61034-2, para cumplir y satisfacer un nivel mínimo de transmitancia de luz del 40%.

6.3.8 Pruebas para las líneas subterráneas

- a) Pruebas eléctricas después de la instalación en corriente directa (CD) a la cubierta exterior de los cables de potencia se deben realizar con base a lo establecido en las normas IEC 60840, y/o IEC 62067.
- b) Pruebas eléctricas después de la instalación en corriente alterna (CA) al aislamiento de los cables de potencia; con base a lo establecido en las normas IEC y/o IEC 62067.

7. Procedimiento para la evaluación de la conformidad

De conformidad con los artículos 68, primer párrafo y 70, fracción I, y 73 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, se establece el Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad para este Proyecto, en adelante PEC.

7.1 Objetivo

Este PEC, establece la metodología para que, mediante la verificación de tercera parte, se evalúe la conformidad de las instalaciones de las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión con este Proyecto.

7.2 Referencias

- a) Ley Federal sobre Metrología y Normalización;
- b) Ley de la Industria Eléctrica;
- c) Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización;
- d) Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica;
- e) Norma Oficial Mexicana NOM-008-SCFI-2002, Sistema General de Unidades de Medida; y
- f) Norma Mexicana NMX-J-136-ANCE-2019, Abreviaturas y símbolos para diagramas, planos y equipos eléctricos;
- g) Norma Mexicana NMX-EC-17020-IMNC-2014, Evaluación de la conformidad-requisitos para el funcionamiento de diferentes tipos de unidades (organismos) que realizan la verificación (inspección);
- h) Norma Mexicana NMX-EC-17000-IMNC-2007, Evaluación de la Conformidad-Vocabulario y Principios Generales.
- i) Norma Mexicana NMX-CC-9001-IMNC-2015, Sistemas de gestión de la calidad-requisitos;
- j) Norma Mexicana NMX-EC-17011-IMNC-2018, Evaluación de la Conformidad - Requisitos para los Organismos de Acreditación que realizan la acreditación de Organismos de Evaluación de la Conformidad;
- k) Norma Mexicana NMX-EC-17050-1-IMNC-2007, Evaluación de la Conformidad - Declaración de Conformidad del Proveedor-Parte 1: Requisitos Generales;
- l) Norma Mexicana NMX-EC-17050-2-IMNC-2007, Evaluación de la Conformidad - Declaración de Conformidad Del Proveedor-Parte 2: Documentación de Apoyo;
- m) Norma Mexicana NMX-C-561-ONNCCE-2019, Industria de la construcción - Administración de proyectos de obra de edificación e infraestructura - Requisitos
- n) Norma Internacional ISO/IEC 17007:2009, Evaluación de la conformidad — Orientación para la redacción de documentos normativos adecuados para la evaluación de la conformidad;
- o) Norma Internacional IEC 60071-1 Insulation co-ordination-Part 1: Definitions, principles and rules
- p) Norma Internacional IEC 60071-2 Insulation co-ordination-Part 2: Application guidelines
- q) Norma Internacional IEC 60840 "Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 kV (Um = 36 kV) up to 150 kV (Um = 170 kV) - Test methods and requirements; y
- r) Norma Internacional IEC 62067 "Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 150 kV (Um = 170 kV) up to 500 kV (Um = 550 kV) - Test methods and requirements.

7.3 Campo de aplicación

El Presente PEC es para realizar la evaluación de la conformidad de las instalaciones a las que se refiere el alcance de la presente norma, también referidas en el artículo 33, fracción IV de la Ley de la Industria Eléctrica; 112 de su Reglamento, independientemente de por quién estarán energizadas o suministradas.

7.4 Definiciones

Para efectos de este PEC, además de lo dispuesto en el artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica, y las definiciones de las normas a las que se hace referencia en el punto 7.2 se establecen las definiciones siguientes.

7.4.1 Alcance de la inspección

Son las instalaciones eléctricas que forman parte de las Redes Generales de Distribución y de la Red Nacional de Transmisión.

Nota - El término Verificación, para los efectos del presente PEC, se refiere al término Inspección utilizado en la NMX-EC-17020-2014.

7.4.2 autoridad competente

La Comisión Reguladora de Energía, a través de la Unidad de Electricidad, conforme a sus atribuciones.

7.4.3 instalación

Para fines del presente PEC, entiéndase como aquellas que están dentro del alcance de la presente Norma Oficial Mexicana.

7.4.4 listas de verificación

Documentos que deben formar parte de los Informes de Verificación o Dictámenes de Verificación, siguiendo lo establecido en la NMX-EC-17020-2014, que elabora y utiliza la Unidad de Verificación en la revisión del proyecto eléctrico y durante la visita de verificación.

Nota - Para los efectos del presente PEC, se refiere a los Ítems de Inspección a los que se refiere la NMX-EC-17020-2014.

7.4.5 no conformidad

Incumplimiento de un elemento, dispositivo o parte de la instalación con los requisitos respecto a los cuales se realizará la Verificación.

Nota - Para los efectos del presente PEC, se refiere al registro de una anomalía en los Registros de Inspección a los que se refiere la NMX-EC-17020-2014.

7.4.6 organismo de Certificación de Producto, OCP

Personas morales acreditadas y en su caso, aprobadas, en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, que tengan por objeto realizar funciones de certificación.

Nota - Para los efectos del presente PEC, los OCP son equivalentes a los Organismos de Evaluación de la Conformidad, a los que se refiere la Ley de la Infraestructura de la Calidad.

7.4.7 Información Aprobada para Construcción (IAC)

Se refiere a toda la Información Documentada (NMX-CC 9001-IMNC-2015) que ha sido Aprobada para Construcción (NMX-C-561-ONNCCE-2019).

7.4.8 administrador del Proyecto

Conforme a la definición de la NMX-C-561-ONNCCE-2019.

7.4.9 solicitante de la verificación

Persona responsable que requiere una Certificación por parte de la Unidad de Verificación conforme el Alcance de la Verificación.

7.4.10 UV

Unidad de Verificación. Es la persona física o moral que cuenta con una acreditación emitida por una entidad de acreditación y aprobada por la Autoridad competente, para realizar actos de verificación del diseño y construcción de la instalación eléctrica.

7.4.11 Verificación

Examen del diseño de una instalación que está dentro del alcance de la presente norma y la determinación de su conformidad con los requisitos específicos que se establece la presente norma o sobre la base del juicio profesional, con requisitos generales.

Nota - Definición adaptada de la norma NMX-CC-17020-2014 "Inspección".

7.5 posiciones generales

La evaluación de la conformidad de las instalaciones eléctricas que están dentro del alcance de la presente norma, será en cualquier tiempo por la autoridad competente de manera fundada y motivada, y por las Unidades de Verificación acreditadas por una entidad de acreditación y aprobadas por la misma autoridad, para cuyo efecto se hará uso del presente PEC.

7.5.1 Las disposiciones de carácter obligatorio indicadas en este PEC se caracterizan por el uso de la palabra "debe" o "deberá".

7.5.2 La evaluación de la conformidad la lleva a cabo una UV a petición de parte.

El solicitante de la verificación deberá solicitar a la Comisión Reguladora de Energía la asignación de la Unidad de Verificación que esté acreditada con base en la Norma Mexicana NMX-EC-17020-IMNC-2014 como organismo de inspección de tercera parte que se indica en la cláusula 4.1.6 a), para la evaluación de la conformidad de la instalación eléctrica respecto requisitos conforme a los cuales se realizará la verificación establecidos en la presente norma.

La UV debe garantizar la imparcialidad e independencia, con base en lo establecido en la Norma Mexicana NMX-EC-17020-IMNC-2014; y realizar la detección y mitigación de riesgos contra la imparcialidad en los términos establecidos en dicha norma. Entre otras, para evitar conflicto de interés, la UV no debe tener, durante el proceso de verificación:

a) Relación comercial alguna, ni ser empleado del:

- 1)** Propietario;
- 2)** Solicitante de la verificación;
- 3)** Constructor;
- 4)** Proyectista de la instalación eléctrica;
- 5)** Transportista; y
- 6)** Distribuidor

b) Participación en:

- 1)** El diseño o construcción de la instalación eléctrica a verificar;
- 2)** En alguna consultoría relacionada con la instalación eléctrica a verificar; y
- 3)** En el suministro de equipo y material eléctrico para la instalación eléctrica a verificar.

Los empleados y directivos de los Organismos de Evaluación de la Conformidad estarán impedidos para conocer de las solicitudes de Evaluación de la Conformidad promovidas por personas con las cuales tengan nexos familiares por afinidad o consanguinidad hasta el cuarto grado en línea recta o colateral, intereses económicos o conflictos de interés de otra índole (Ley de la Infraestructura de la Calidad, Art. 57, 2020).

La Unidad de Verificación, debe aplicar los métodos y procedimientos normalizados que son requeridos en la presente norma oficial mexicana. La aplicación de métodos y procedimientos, normalizados y no normalizados, debe apegarse a lo establecido en la NMX-EC-17020-IMNC-2014.

7.5.3 Los dictámenes de verificación que emitan las UV serán reconocidos en los términos establecidos en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

7.5.4 La Comisión Reguladora de Energía publicará en su página web <http://www.gob.mx/cre> un directorio con los datos generales de las UV aprobadas para la evaluación de la conformidad de la instalación, siempre y cuando exista el consentimiento expreso para difundir sus datos personales de conformidad con la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública y la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública.

7.5.5 El incumplimiento a lo dispuesto en este PEC, y demás disposiciones legales, reglamentarias y normativas en materia de evaluación de la conformidad podrá ser sancionado en términos de las leyes aplicables.

7.5.6 Los gastos que se originen por los trabajos de verificación deben ser a cargo del solicitante de la verificación, conforme a lo establecido en el artículo 91 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

7.6 Procedimiento

7.6.1 El solicitante de la verificación debe requerir a una UV la evaluación de la conformidad de la instalación eléctrica asignada por la Comisión Reguladora de Energía, con base en los requisitos conforme a los cuales se realizará la verificación establecidos en la presente norma e incluidos aquellos que no estén definidos para que la UV procesa a su desarrollo en los términos de la NMX-EC-17020-IMNC-2014, respecto a métodos y procedimientos de inspección, indicando el Alcance de la Verificación.

7.6.2 Recibida la Solicitud de Verificación, la Unidad de Verificación, de común acuerdo con el solicitante de la verificación, debe establecer los términos y las condiciones de los trabajos de verificación a través de un contrato de prestación de servicios y proceder a inscribir en el portal de la Comisión Reguladora de Energía los datos de la instalación eléctrica a verificar, los cuales deben contener, por lo menos:

- I.** Fecha de recepción de la solicitud de verificación.
- II.** Fecha de firma del contrato de prestación de servicios celebrado entre la Unidad de Verificación y el solicitante de la verificación.
- III.** Nombre, denominación o razón social del solicitante de la verificación.
- IV.** Nombre comercial, en su caso.
- V.** Para personas morales, el Registro Federal de Contribuyentes (RFC).

-
- VI.** Para personas físicas, la Clave Única del Registro de Población (CURP), clave de elector de la credencial para votar, la matrícula de la cartilla militar o el número de pasaporte. En caso de ser extranjero el folio de la Forma Migratoria.
- VII.** Clasificación de la actividad del diseño y construcción de la instalación eléctrica conforme al SCIAN que se puede consultar a través del portal en Internet del INEGI.
- VIII.** Domicilio y datos de contacto de quien realiza la información de la instalación eléctrica a verificar:
- a)** calle
 - b)** Número exterior.
 - c)** Número interior.
 - d)** Colonia o población.
 - e)** Municipio o alcaldía.
 - f)** Código Postal.
 - g)** Ciudad.
 - h)** Entidad Federativa.
 - i)** Número de teléfono o número de celular.
 - j)** Dirección de correo electrónico.
- IX.** Datos de la persona que firma el contrato de prestación de servicios con la UV:
- a)** Nombre(s);
 - b)** Apellido paterno;
 - c)** Apellido materno;
 - d)** Número de teléfono o número de celular;
 - e)** Dirección de correo electrónico.
- 1)** Para ciudadanos mexicanos, deberá registrar cualquiera de los siguientes documentos:
- i.** Clave Única de Registro de Población (CURP);
 - ii.** Clave de elector de la credencial para votar;
 - iii.** Matrícula de la cartilla militar;
 - iv.** Número de pasaporte.
- 2)** Para extranjeros, deberá registrar:
- i.** Número de teléfono o número de celular;
 - ii.** Dirección de correo electrónico;
 - iii.** El Folio de la Forma Migratoria.
- X.** Datos de la persona que atiende la visita para resolver cualquier duda con respecto a la instalación eléctrica durante la verificación:
- a)** Nombre(s);
 - b)** Apellido paterno;
 - c)** Apellido materno;
 - d)** Número de teléfono o número de celular;
 - e)** Dirección de correo electrónico.
- 1)** Para ciudadanos mexicanos, deberá registrar cualquiera de los siguientes documentos:
- i.** Clave Única de Registro de Población (CURP);
 - ii.** Clave de elector de la credencial para votar;
 - iii.** Matrícula de la cartilla militar;
 - iv.** Número de pasaporte.

- 2)** Para extranjeros, deberá registrar:
- i. Número de teléfono o número de celular;
 - ii. Dirección de correo electrónico;
 - iii. El Folio de la Forma Migratoria.
- 3)** Características de la instalación eléctrica a verificar:
- i. El alcance de la verificación;
 - ii. Tensión eléctrica de transmisión, distribución o generación en kilovolts (kV);
 - iii. Capacidad de la subestación en kilovoltamperes (kVA), en caso de que se encuentre dentro del alcance de la verificación;
 - iv. Tipo de instalación: Línea de la RNT, subestación o bahía de ampliación de la subestación de la RNT, línea o red de la RGD, subestación o bahía de ampliación de la subestación de la RGD, conexión o interconexión;
 - v. Alcance de la Verificación: La información necesaria a la que se refiere el numeral 7.6.3.2 debe estar elaborada por profesionales que cuenten las certificaciones en las competencias requeridas siguiendo los lineamientos de la norma NMX-C-561-ONNCCE-2019. Todos los documentos deben estar controlados por un sistema de control de calidad, conforme la norma NMX-EC-9001-2015, y ser trazables, debe ser posible contener al menos lo siguiente:
 - Nombre o razón social.
 - Domicilio completo (calle, número, colonia o población, municipio, código postal y entidad federativa)
 - Teléfono de contacto.
 - Dirección de correo electrónico.
 - Incluir nombre completo del profesionista que los elabora, firma o carta responsiva, cédula profesional.
 - Fecha de elaboración.
 - Ubicación de la instalación.
 - Simbología (aplica para planos eléctricos)
 - Usar el sistema general de unidades de medida, con base en la NOM-008-SCFI-2002
 - Estar elaborados en idioma español.

La Unidad de Verificación debe determinar los procedimientos normalizados que forman parte de los requisitos conforme a los cuales se debe realizar la verificación establecidos en la presente norma. Para aquellos procedimientos no normalizados que sean parte de los requisitos o que se necesario desarrollar como parte del proceso de verificación, la Unidad de Verificación debe documentarlos completamente en términos de lo establecido en la norma mexicana NMX-EC-17020-IMNC-2014 y hacerlos del conocimiento del Solicitante, para que en común acuerdo se apliquen en sus procedimientos de verificación de primera parte; los procedimientos no normalizados, deben cumplir con lo establecido en la norma ISO/IEC 17007:2009, con el fin, entre otros, de cumplir con el principio de ser comparables.

La Unidad de Verificación, debe notificar a la Comisión Reguladora de Energía, de los procedimientos no normalizados que documente, en los términos de la norma mexicana NMX-EC-17020-IMNC-2014, y que hayan sido acordados con el Solicitante.

El solicitante de la verificación debe entregar a la Unidad de Verificación la Información Aprobada para Construcción en función del Alcance de la Verificación, conforme a lo establecido en este PEC.

7.6.3 Una vez que la UV reciba información de la instalación a verificar, debe proceder a su revisión con objeto de confirmar que dicha información es suficiente en términos de este PEC, en su defecto, hará el requerimiento al Solicitante de la Verificación.

Cuando en la revisión de la información se encuentren No Conformidades, la UV debe registrarlo en los términos de la NMX-EC-17020-IMNC-2014, y notificarlo al Solicitante de la Verificación, para que realice las acciones necesarias para subsanar las No Conformidades.

Una vez subsanadas las No Conformidades, la UV debe adjuntar a las listas de verificación la evidencia objetiva de las acciones efectuadas por el solicitante de la verificación y documentar si con tales acciones, la instalación cumple con los requisitos conforme a los cuales se debe realizar la verificación establecidos en la presente norma.

7.6.3.1 Las listas de verificación deberán cumplir con los registros de inspección, informes de Verificación o dictámenes de Verificación a los que se refiere la norma NMX-EC-17020-IMNC-2014 y contener como mínimo la información siguiente:

- a) Artículo, sección e inciso del Ítem verificado;
- b) Texto de la referencia;
- c) Tipo de verificación (documental, ocular, comprobación, medición o análisis);
- d) Criterios de aceptación o rechazo;
- e) Conforme y no conforme.

Los criterios de aceptación, deben estar conformes con los requisitos respecto a los cuales se debe realizar la verificación establecidos en la presente norma, en su defecto con los procedimientos acortados con el Solicitante de la Verificación.

7.6.3.2 La Información Aprobada para Construcción utilizada para realizar la Verificación, deberá registrarse en el portal de la Comisión Reguladora de Energía, con los datos siguientes:

- a) Fecha de inicio de la revisión documental;
- b) Fecha de término de la revisión documental; y
- c) Informes de la Inspección documental.

La UV debe permitir que la Comisión Reguladora de Energía, tenga acceso al Control de Documentos que se refiere en la norma NMX-EC-17020-IMNC-2014.

La Información Aprobada para Construcción, mínima necesaria para realizar la Verificación, debe corresponder con el Alcance de Verificación y cumplir con los requisitos conforme a los cuales se debe realizar la verificación establecidos en la presente norma, en este PEC y con la norma mexicana NMX-CC-9001-IMNC-2015. Es opcional proporcionar los modelos 3D y el Modelado de la Información de la Construcción (BIM), a los que se refiere la NMX-C-561-ONNCCE-2019. Los documentos mínimos requeridos son los siguientes:

- a) Para la RGD, con 7.6.3.3 y 7.6.3.4;
- b) Para la RNT, con 7.6.3.5 y 7.6.3.6;

La Información Aprobada para Construcción, debe estar aprobada por los responsables conforme a los requisitos de la norma NMX-C-561-ONNCCE-2019.

El Administrador del Proyecto, podrá dar acceso a la Unidad de Verificación al Libro de Proyecto Digital al que se refiere la norma NMX-C-561-ONNCCE-2019, respecto a los documentos necesarios para realizar la Verificación en el Alcance de la Verificación.

7.6.3.3 Para la RGD, subestaciones

- a) Nombres de las subestaciones;
- b) Características técnicas (voltajes capacidad en kVA, número de alimentadores);
- c) Dirección y ubicación georreferenciada;
- d) Diagrama unifilar de maniobras;
- e) Lista de materiales y equipos principales aprobados y acreditados respecto a las normas referidas en el punto 5;
- f) Estudio de resistividad del terreno y resistencia de la red de tierras;
- g) Plano de planta general (disposición de equipos);
- h) Plano de corte general (Perfil);
- i) Plano de ubicación letreros de seguridad y extintores;

- j) Estudio de coordinación de aislamiento;
- k) Estudio de cortocircuito;
- l) Planos de caminos, accesos;
- m) Reportes de pruebas a los equipos y materiales elaborados por los fabricantes de acuerdo a 4.3.5. Control de Calidad;
- n) Resultados de pruebas de comprobación de parámetros realizadas y hojas de calibración de los instrumentos con los que se realizaron conforme al numeral 7.6.6

7.6.3.4 Para la RGD, líneas y redes

- a) Planos de definitivos de construcción con los siguientes datos:
 - Diagrama unifilar de maniobras
 - Orientación geográfica
 - Tipo y calibre del conductor
 - Número e identificación de fases
 - Tipo de aislamiento
 - Dispositivos de protección y seccionamiento
 - Características de transformadores
 - Altura de postes y longitud de claros interpostales
 - Planos en corte señalando distancias horizontales y verticales
 - Ubicación de retenidas
 - Tipos de registros y distancias entre éstos
 - Detalles de transiciones aéreo - subterráneas
 - Detalle de sistema de tierras utilizado
 - Coordenadas UTM de cuando menos el punto de conexión y el extremo de la línea
- b) Cálculo y plano de detalles del Derecho de vía de la línea;
- c) Vistas a escala de las Alturas de partes vivas de equipo, sobre suelo;
- d) Vistas a escala de las Alturas de conductores sobre el suelo, aguas o vías férreas;
- e) Vistas de Separaciones de conductores a edificios y otras construcciones;
- f) Reportes de pruebas a los equipos y materiales elaborados por los fabricantes de acuerdo a 4.3 Control de Calidad;
- g) Resultados de pruebas de comprobación de parámetros realizadas y hojas de calibración de los instrumentos con los que se realizaron conforme al numeral 7.6.6.

7.6.3.5 Para la RNT, líneas aéreas

- a) Plano a escala de localización general de trayectoria de la línea;
- b) Planos a escala de planta, perfil y proyecto del proyecto de localización de estructuras;
- c) Lista de distribución de estructuras;
- d) Localización georreferenciada de estructuras en sistema de coordenadas UTM;
- e) Plano a escala de detalles de salidas en Subestación Eléctrica;
- f) Plano a escala de detalles de llegada en Subestación Eléctrica;
- g) Plano a escala de detalles de entronque señalando el tramo de las estructuras adyacentes al mismo;
- h) Memoria de cálculo del parámetro del diseño mecánico de los cables mediante el uso de la ecuación de cambio de estado;

- i) Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra con mediciones de resistividad eléctrica del terreno;
- j) Planos de sistema de puesta a tierra;
- k) Memoria de cálculo para amortiguamiento de vibraciones eólicas;
- l) Planos de Señalización;
- m) Planos a escala de distancias eléctricas y conjuntos de herrajes por tipo de estructura;
- n) Plano a escala de detalles de cruzamientos;
- o) Memoria de cálculo de Coordinación de aislamiento con base a lo establecido en la IEC 60071-1 e IEC 60071-2;
- p) Reportes de pruebas a los equipos y materiales elaborados por los fabricantes de acuerdo a 4.3 Control de Calidad;
- q) Resultados de pruebas de comprobación de parámetros realizadas y hojas de calibración de los instrumentos con los que se realizaron conforme al numeral 7.6.6.

7.6.3.6 Para la RNT, líneas subterráneas

- a) Diagrama unifilar;
- b) Plano a escala de localización general de trayectoria de la línea;
- c) Planos a escala de planta, perfil y conformación del sistema de cables (banco de ductos, trincheras, y/o galerías), como mínimo con la información siguiente:
 - Levantamiento topográfico con el Censo de instalaciones subterráneas existentes detectadas; drenajes sanitarios, pluviales (colectores), redes de comunicación (teléfono, fibra óptica, televisión), redes y servicios eléctricos (líneas de servicio eléctrico, acometidas subterráneas), redes y servicios de gas, agua potable, tuberías de combustible, gasoductos, oleoductos, entre otros.
 - Tipo de estructura enterrada (bancos de ductos, registros, fosas, trincheras, y/o galerías) con sus dimensiones (largo, ancho y alto),
 - Cota o nivel de piso terminado de la estructura enterrada (bancos de ductos, registros, fosas, trincheras, y/o galerías),
 - Cota o nivel de relleno de la estructura enterrada (bancos de ductos, registros, fosas, trincheras, y/o galerías),
 - Cota o nivel de interferencia de la estructura enterrada (bancos de ductos, registros, fosas, trincheras, y/o galerías), con otra instalación subterránea.
 - Cota o nivel de cruzamiento de la estructura enterrada (bancos de ductos, registros, fosas, trincheras, y/o galerías) con otra instalación subterránea.
 - Cuadros de construcción, coordenadas UTM, curvas horizontales, verticales, radio, longitud de cuerda, estación de inicio, estación final.
- d) Lista de distribución de estructuras enterradas en sistema de coordenadas UTM
- e) Plano a escala de detalles de salida en Subestación Eléctrica o Punto de Transición aéreo - subterráneo - SF₆
- f) Plano a escala de detalles de llegada en Subestación Eléctrica o Punto de Transición aéreo - subterráneo - SF₆
- g) Plano a escala de detalles de registros, fosas (transición, y empalme), trincheras y/o galerías
- h) Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra en registros y/o fosas, con mediciones de resistividad eléctrica del terreno.
- i) Plano del sistema puesta a tierra en registros y/o fosas;
- j) Plano de soportería y fijación de accesorios de los cables de potencia,
- k) Planos de detalles de banco de ductos por medio de tubería hincada o microtuneleo.

- l) Memoria de cálculo de tensiones inducidas en estado estable y transitorio para el diseño del sistema de puesta a tierra para conexión de las pantallas metálicas de los cables de potencia, donde se recomienda el uso de los documentos TB 347 Cigre, TB 283 Cigre e IEEE Std 575.
- m) Plano del sistema de puesta a tierra para conexión de las pantallas metálicas de los cables de potencia.
- n) Planos de señalización
- o) Reportes de pruebas a los equipos y materiales elaborados por los fabricantes de acuerdo a 4.3 Control de Calidad;
- p) Resultados de pruebas de comprobación de parámetros realizadas y hojas de calibración de los instrumentos con los que se realizaron conforme al numeral 7.6.6.

7.6.3.7 Para la RNT, subestaciones

- a) Nombre de la subestación;
- b) Características eléctricas de la subestación (nivel de tensión, capacidad de transformación kVA, capacidad reactiva y/o capacitiva kVAR, número de líneas de transmisión);
- c) Dirección y ubicación georreferenciada;
- d) Diagrama unifilar simplificado;
- e) Lista de materiales y equipo eléctrico primario aprobados y acreditados;
- f) Plano a escala del arreglo general planta;
- g) Plano a escala de disposición de equipo planta y cortes;
- h) Estudio de resistividad eléctrica del terreno y determinación de la resistencia eléctrica;
- i) Plano a escala del sistema de red de tierras;
- j) Planos a escala del detalle de la obra electromecánica;
- k) Levantamiento Topográfico
- l) Planos a escala de estructuras mayores y menores;
- m) Planos a escala de bases o soportes de equipo;
- n) Planos a escala de las estructuras de transición aéreas-subterráneas;
- o) Planos a escala de drenajes, caminos, accesos;
- p) Planos del sistema contra incendio;
- q) Estudio de cortocircuito;
- r) Estudio de coordinación de aislamiento;
- s) Reportes de pruebas a los equipos y materiales elaborados por los fabricantes de acuerdo a 4.3 Control de Calidad;
- t) Resultados de pruebas de comprobación de parámetros realizadas y hojas de calibración de los instrumentos con los que se realizaron conforme al numeral 7.6.6.

Nota - Cuando la subestación incluya la colocación de un Compensador Estático de VAR's (CEV) en subestaciones de la RNT, la información mínima requerida deberá ser conforme a lo indicado en 7.6.3.7.

7.6.4 La UV debe realizar las visitas de verificación necesarias para comprobar que la instalación eléctrica cumple con los requisitos conforme a los cuales se realizará la verificación establecidos en la presente norma, aplicando los procedimientos normalizados referidos en la presente norma y los no normalizados, que estén completamente documentados y acordados con el Solicitante. Cada visita de verificación deberá registrarse en el portal de la Comisión Reguladora de Energía con los datos siguientes:

- a) Fecha de la visita de verificación;
- b) Hora de inicio de la visita de verificación;
- c) Hora de término de la visita de verificación;
- d) Evidencia fotográfica de la visita;
- e) Los procedimientos normalizados y no normalizados aplicados durante la verificación.

7.6.5 La UV debe asentar en el Informe de Verificación o Dictamen de Verificación correspondiente, las no conformidades que detecte. Al firmar el acta de evaluación de la conformidad, el solicitante de la verificación se da por enterado de las no conformidades detectadas por la UV y hará las modificaciones necesarias para corregir las mismas de acuerdo con los requisitos conforme a los cuales se realizará la verificación establecidos en la presente norma.

7.6.6 La UV debe asentar en el Informe de Verificación o Dictamen de Verificación correspondiente las acciones correctivas realizadas por el solicitante de la verificación e indicar si con tales acciones se dan por cerradas las no conformidades y con ello la instalación eléctrica cumple con los requisitos conforme a los cuales se realizará la verificación establecidos en la presente norma.

La persona que atiende la visita de verificación podrá, durante la elaboración del acta de evaluación de la conformidad, hacer observaciones y ofrecer pruebas a la UV con relación a los hechos contenidos en la misma, o por escrito podrá hacer uso de este derecho dentro del término de cinco días hábiles siguientes a la fecha en que se haya cerrado el acta.

7.6.7 La UV deberá documentar las comprobaciones, mediante procedimientos internos de los sujetos verificados a fin de acreditar que los conceptos siguientes están dentro de los límites y parámetros establecidos en la presente norma:

a) Para la RGD, subestaciones:

- Los equipos eléctricos de las subestaciones de distribución deben probarse y verificarse conforme a lo indicado en el procedimiento GOD-3531 "Procedimiento de Pruebas de Campo para equipo Primario de Subestaciones de Distribución".
- Listar pruebas para eliminar la referencia del procedimiento GOD-3531
- Los equipos de medición que se requieran para la determinación de los parámetros de los equipos eléctricos de subestaciones de distribución deben estar calibrados por un laboratorio acreditado o trazables a patrones nacionales o internacionales, evidenciando documentalmente con los informes de calibración.

b) Para la RGD, líneas y redes:

- Listar pruebas

c) Para la RNT, subestaciones:

- La revisión deberá ser documental, tanto para las características eléctricas de todo el equipo primario y auxiliar, así como los expedientes técnicos con las pruebas eléctricas recientes que le apliquen. Listar pruebas
- Alturas de partes vivas de equipo, sobre suelo, entre fases y de fase a tierra.

d) Para la RNT, líneas aéreas:

- Pruebas de resistencia de puesta a tierra
- Pruebas de tensiones de paso y contacto, se recomienda emplear la norma IEEE 81.2.
- Pruebas de resistencia de aislamiento
- Verificación de flechas de los cables y separaciones mínimas de los conductores (para líneas aéreas)
- Mediciones al sistema de amortiguamiento instalado
- Verificación de faseo

e) Para la RNT, líneas subterráneas:

- Verificación de faseo
- Pruebas eléctricas después de la instalación en corriente directa (CD) a la cubierta exterior de los cables de potencia, con base a lo establecido en las normas IEC 60840 y/o IEC 62067, de acuerdo con el nivel de tensión eléctrica de que se trate.
- Pruebas eléctricas después de la instalación en corriente alterna (CA) al aislamiento de los cables de potencia, con base a lo establecido en las normas IEC 60840 y/o IEC 62067, de acuerdo con el nivel de tensión eléctrica de que se trate.

7.6.8 El Certificado de Inspección será expedido por la UV sólo si ha constatado que la instalación eléctrica cumple con los requisitos conforme a los cuales se realizará la verificación establecidos en la presente norma. Dicho dictamen debe estar soportado por los registros de inspección de los Informes de Verificación o Dictámenes de Verificación a los que se refiere la norma NMX-EC-17020-IMNC-2014.

7.6.9 La UV emitirá el Informe de Verificación o Dictamen de Verificación y Certificaciones de Inspección con base en la información capturada en el portal de la Comisión Reguladora de Energía y entregará al solicitante de la verificación dos ejemplares debidamente firmados.

7.6.10 El solicitante del servicio debe entregar un ejemplar de los Informes de Verificación o Dictámenes de Verificación y Certificaciones de Inspección conservar el otro para efectos de demostrar el cumplimiento con el Proyecto en un momento determinado. Si el solicitante es el Transportista o Distribuidor y no requiere suministro del servicio a través de estas instalaciones, debe entregar un ejemplar al CENACE si le es requerido y conservar el otro para efectos de demostrar el cumplimiento con el Proyecto en un momento determinado.

7.6.11 La UV debe proceder a inscribir en el portal de la Comisión Reguladora de Energía los datos a que hacen referencia los numerales 7.6.2, 7.6.3, 7.6.4 y 7.6.5; dentro de los cinco días naturales posteriores a la realización de cada una de las actividades contempladas.

7.7 Aspectos técnicos específicos del proyecto a verificar

Como requisito mínimo para llevar a cabo la verificación, el solicitante de la verificación debe entregar a la UV los documentos listados en la sección 7.6 de esta norma.

7.8 Documentación

7.8.1 La UV debe informar cada trimestre calendario a la Comisión Reguladora de Energía sobre los Informes de Verificación o dictámenes de Verificación de las Inspecciones y Certificaciones de Inspección emitidos, o en su caso, de no emisión de dictámenes, dentro del plazo de diez días naturales siguientes al vencimiento de cada trimestre calendario.

La UV, deberá generar y enviar el Informe, utilizando los medios electrónicos que disponga la Comisión Reguladora de Energía a través de su portal.

7.8.2 La Unidad de Verificación debe conservar durante cinco años, para aclaraciones o para efectos de verificación de la Autoridad competente, el original de los documentos siguientes:

- I. Solicitudes de verificación firmadas;
- II. Contratos de prestación de servicio firmados por las partes;
- III. Informes de Verificación o Dictámenes de Verificación;
- IV. Certificado de Inspección

Las Unidades de Verificación, están obligadas a contar con un Control de Documentos, en los términos de la norma NMX-EC-17020-IMNC-2014.

Los documentos deben mantenerse en medios digitales en el domicilio de la Unidad de Verificación y desde respaldos alternos, como mínimo cinco años a partir de la fecha de emisión, al término de los cuales se pueden enviar al archivo pasivo, donde deberán permanecer tres años como mínimo.

7.9 Requerimientos para las Unidades de Verificación

Las Unidades de Verificación deben estar Acreditadas mediante Organismos de acreditación que cumplan con los requisitos que establece la norma NMX-EC-17011-IMNC-2018.

Una vez obtenida la acreditación, las personas que pretendan operar como Unidades de Verificación, deben solicitar a la Comisión Reguladora la Energía su aprobación.

Las Unidades de Verificación deben contar con mecanismos de atención de reclamaciones, de conformidad con la NMX-EC-17020-IMNC-2014; sin perjuicio de las sanciones que procedan de acuerdo con las disposiciones legales aplicables. Las Unidades de Verificación deben hacer del conocimiento de la Comisión Reguladora de Energía, de los procedimientos de reclamación que inicien.

La Comisión Reguladora de Energía, en caso de violaciones a lo establecido en el presente PEC, por parte de las Unidades de Verificación, podrá sancionarlas, sin perjuicio de las sanciones establecidas en los ordenamientos legales aplicables, mediante:

- a) La suspensión o cancelación de la aprobación para operar como Unidad de Verificación
- b) Suspensión o Cancelación del Dictamen de Verificación

La Comisión Reguladora de Energía, realizará visitas de evaluación o acciones que considera necesarias para comprobar que las Unidades de Verificación cuenten con el personal técnico calificado, capacidad operativa y material necesario, para realizar sus actividades de evaluación de la conformidad.

Las Unidades de Verificación, deben contar con la acreditación y aprobación vigente al momento de realizar un procedimiento de evaluación de la conformidad, respecto a las normas mexicanas, estándares o normas internacionales, que sean requeridas para realizar las comprobaciones que se indican dentro de los requisitos conforme a los cuales se debe realizar la evaluación de la conformidad establecidos en la presente norma y los procedimientos no normalizados acordados con el Solicitante de la Verificación.

Las Unidades de Verificación pueden estar acreditadas y aprobadas, para realizar procedimientos de evaluación de la conformidad, de uno o más de las siguientes:

- a) Subestaciones para Redes Generales de Distribución, de acuerdo con los requisitos de la cláusula 5.1
- b) Líneas y Redes para Redes Generales de Distribución, de acuerdo con los requisitos de la cláusula 5.2
- c) Subestaciones para la Red Nacional de Transmisión, de acuerdo con los requisitos de la cláusula 6.1
- d) Líneas de Transmisión y Subtransmisión para la Red Nacional de Transmisión, de acuerdo con los requisitos de la cláusula 6.2

Las Unidades de Verificación, deben notificar a la Comisión Reguladora de Energía, para su aprobación, cualquier aumento o disminución en los procedimientos de evaluación de la conformidad, para los que pretenda ser aprobado, siempre que cuente con la acreditación vigente respecto a la norma NMX-EC-17020-IMNC-2014.

8. Vigilancia

La Comisión Reguladora de Energía, a través de la Unidad de Electricidad conforme a sus atribuciones, es la autoridad encargada de verificar o comprobar la aplicación y el cumplimiento del presente Proyecto.

9. Bibliografía

1. Norma Oficial Mexicana NOM-013-STPS-1993 Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se generen radiaciones electromagnéticas no ionizantes, fecha de publicación en el Diario Oficial de la Federación 6 de diciembre de 1993.
2. NMX-J-610/4-110-ANCE-2009 Compatibilidad electromagnética (EMC)-Parte 4-110: Técnicas de prueba y medición-Métodos de medición de los niveles de campo eléctrico y magnético que se generan por sistemas eléctricos de potencia relativos a la exposición del cuerpo humano, fecha de publicación en el Diario Oficial de la Federación 15 de abril de 2009.
3. NMX-J-675/1-ANCE-2015 Instalaciones eléctricas de potencia con tensiones superiores a 1 kV de corriente alterna-Parte 1: Reglas comunes, fecha de publicación en el Diario Oficial de la Federación 24 de mayo de 2016.
4. Especificación CFE DCCIAMBT (140221) Construcción de instalaciones aéreas en media y baja tensión, febrero 2014.
5. Especificación CFE DCCLAAT1 Construcción de líneas aéreas de alta tensión de 69 kV hasta 138 kV, diciembre 2013.
6. Especificación CFE DCCLTA01 Diseño de líneas de transmisión aéreas, marzo 2014.
7. NRF-011-CFE-2004 Sistema de tierra para plantas y subestaciones eléctricas.
8. Especificación CFE 00J00-52 Red de puesta a tierra para estructura de líneas de transmisión aéreas de 69 kV a 400 kV en construcción. Junio 2015.
9. National Electrical Safety Code, Edición 2012.
10. IEC 61936-1:2010+AMD1:2014 CSV Consolidated version, Power installations exceeding 1 kV a.c.-Part 1: Common rules.
11. Especificación CFE DCDLTS01 Diseño de líneas de Transmisiones subterráneas 2012

10. Concordancia con normas internacionales

Esta Norma Mexicana no es equivalente (NEQ) con ninguna Norma Internacional, por no existir esta última al momento de su elaboración.
