

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-2019, Instalaciones de energía eléctrica-Conexión, interconexión, transmisión y distribución-Especificaciones de seguridad y procedimiento para la evaluación de la conformidad.

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

ACUERDO Núm. A/032/2019

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-2019 INSTALACIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA-CONEXIÓN, INTERCONEXIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN-ESPECIFICACIONES DE SEGURIDAD Y PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD

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, 27, 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; 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 con motivo del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 20 de diciembre de 2013, el Congreso de la Unión expidió la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), ambas publicadas el 11 de agosto de 2014 en el mismo medio de difusión.

SEGUNDO. 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 y 3 de la LORCME, la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) es una dependencia de la administración pública centralizada con autonomía técnica, operativa y de gestión, con carácter de Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética.

TERCERO. 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.

CUARTO. 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.

QUINTO. Que de conformidad con lo previsto en el artículo 38, fracciones II y V, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (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 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 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 Consultivo Nacional de Normalización Eléctrico, de conformidad con lo previsto en los artículos 47, fracción I de la LFMN y 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

DÉCIMO. Que el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-018-CRE-2019 contiene especificaciones de seguridad para las instalaciones que conforman el 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-018-2019, Instalaciones de energía eléctrica-Conexión, interconexión, transmisión y distribución-Especificaciones de seguridad y procedimiento para la evaluación de la conformidad, 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-018-2019, Instalaciones de energía eléctrica-Conexión, interconexión, transmisión y distribución-Especificaciones de seguridad y procedimiento para la evaluación de la conformidad, 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, mrodriguez@cre.gob.mx y/o ehernandez@cre.gob.mx, en idioma español y dentro del plazo de 60 días naturales señalados en el Acuerdo Primero anterior.

TERCERO. Inscribese el presente Acuerdo bajo el número **A/032/2019**, 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 31 de octubre de 2019.- El Presidente, **Leopoldo Vicente Melchi García**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Norma Leticia Campos Aragón, José Alberto Celestinos Isaacs, Guadalupe Escalante Benítez, Luis Linares Zapata, Luis Guillermo Pineda Bernal**.- Rúbricas.

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

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)

Asimismo, se contó con las aportaciones del Grupo de Trabajo conformado por las instituciones y especialistas siguientes:

- Asociación Mexicana de Energía Solar Fotovoltaica (ASOLMEX)
- Asociación de Normalización y Certificación (ANCE)
- Asociación Mexicana de Unidades de Verificación de Instalaciones Eléctricas (AMUVIE)
- Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas (CANAME)
- Centro Nacional de Metrología (CENAM)
- Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)
- CFE Distribución
- CFE Transmisión
- Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas (CIME)
- Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM CFE)
- Comisión Reguladora de Energía (CRE)
- Eliud Emanuel Benavides Medrano
- Federación de Colegios de Ingenieros Mecánicos, Electricistas, Electrónicos y ramas afines de la República Mexicana (FECIME)
- Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL)
- International Copper Association Mexico (PROCOBRE)
- MT Ingeniería
- National Electrical Manufactures Association (NEMA)
- Unión Nacional de Constructores Electromecánicos (UNCE)

ÍNDICE DEL CONTENIDO

0 INTRODUCCIÓN

1 OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACIÓN

1.1 Objetivo

1.2 Campo de aplicación

2 REFERENCIAS

3 TÉRMINOS Y DEFINICIONES

3.1 Definiciones generales

3.2 Definiciones para instalaciones eléctricas con una tensión nominal menor o igual que 1 000 V

3.3 Definiciones para instalaciones eléctricas con una tensión nominal mayor que 1 000 V

3.4 Definiciones para puesta a tierra

3.5 Definiciones para líneas y redes aéreas

3.6 Definiciones para líneas y redes subterráneas

3.7 Definiciones para subestaciones

4 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES

4.1 Generalidades

4.2 Diseño**4.3** Selección del equipo eléctrico**4.4** Construcción, verificación y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas destinadas a las actividades de generación y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica**5 ESPECIFICACIONES****5.1** Generalidades**5.2** Puesta a tierra**5.3** Líneas aéreas**5.4** Líneas y redes subterráneas**5.5** Subestaciones**6 PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD****6.1** Objetivo**6.2** Referencias**6.3** Campo de aplicación**6.4** Definiciones**6.5** Disposiciones generales**6.6** Procedimiento**6.7** Aspectos técnicos específicos del proyecto a verificar**6.8** Documentación**7 VIGILANCIA****8 BIBLIOGRAFÍA****9 CONCORDANCIA CON NORMAS INTERNACIONALES****10 APÉNDICES**

APÉNDICE A (INFORMATIVO) DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

APÉNDICE B (NORMATIVO) ARREGLO DE SUBESTACIONES

APÉNDICE C (NORMATIVO) ACTA DE EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD

APÉNDICE D (NORMATIVO) CONCEPTOS EN LOS QUE DEBE BASARSE LA VERIFICACIÓN PERIÓDICA DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS LOCALIZADAS EN ÁREAS PELIGROSAS (CLASIFICADAS) CONFORME AL PROY-NOM-018-CRE-2018, INSTALACIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA-CONEXIÓN, INTERCONEXIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

APÉNDICE E (NORMATIVO) DICTAMEN DE VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS

APÉNDICE F (NORMATIVO) FORMATO DEL ESCRITO PARA EL ENVÍO DEL INFORME DE DICTÁMENES DE VERIFICACIÓN EMITIDOS E INFORME TRIMESTRAL DE DICTÁMENES DE VERIFICACIÓN EMITIDOS DE LA CONFORMIDAD CON EL PROY-NOM-018-CRE-2018, INSTALACIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA-CONEXIÓN, INTERCONEXIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

APÉNDICE G (INFORMATIVO) ESTE APÉNDICE NO ES PARTE DE LOS REQUERIMIENTOS Y ESPECIFICACIONES DE LA NOM, SE INCLUYE ÚNICAMENTE CON PROPÓSITOS INFORMATIVOS

INSTALACIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA-CONEXIÓN, INTERCONEXIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN-ESPECIFICACIONES DE SEGURIDAD Y PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD

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 debe cumplir el diseño y construcción de las instalaciones eléctricas de las Redes Generales de Distribución (RGD) y Red Nacional de Transmisión (RNT) que forman parte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN); asimismo, establece las especificaciones de seguridad para la conexión de centros de carga a las RGD o RNT, y la interconexión de las Centrales Eléctricas que entregan energía a dichas redes, con el fin de mantener la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del SEN.

1.2. Campo de aplicación

1.2.1. El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana es aplicable en el diseño eléctrico y construcción de:

- a) La Red Nacional de Transmisión;
- b) Las Redes Generales de Distribución;
- c) Los equipos e instalaciones de transformación, compensación y conmutación, entre otros, que permiten la transmisión y distribución de la energía eléctrica;
- d) La instalación de la infraestructura para la interconexión de centrales eléctricas o la conexión de centros de carga; y
- e) Los sistemas aislados.

1.2.2. Quedan excluidos del campo de aplicación del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana:

- a) Las instalaciones reguladas por la NOM-001-SEDE-2012; y
- b) Los sistemas de medición objeto del campo de aplicación de la NOM-001-CRE/SCFI-2018.

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.
NMX-J-136-ANCE-2007	Abreviaturas y símbolos para diagramas, planos y equipos eléctricos, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 19 de octubre de 2007.

3. TÉRMINOS Y DEFINICIONES

Para los propósitos de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana, se aplican los términos y definiciones siguientes:

3.1.1. Acometida

Conductores eléctricos que conectan las Redes Generales de Distribución, aérea o subterránea, al punto de recepción del suministro en la instalación del inmueble a servir.

3.1.2. Acometida aérea

Conductores eléctricos de entrada vía aérea al usuario final, que van desde el último poste 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.

3.1.3. Acometida subterránea

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

3.1.4. Aislamiento

Elemento que permite una distancia dieléctrica segura a los componentes energizados de la estructura.

3.1.5. Alimentador

Conductores eléctricos de un circuito aéreo o subterráneo (acometida) que conectan la Red Nacional de Transmisión o Redes Generales de Distribución con el equipo de seccionamiento y protección principal de usuario (Centro de Carga) o de una Central Eléctrica.

3.1.6. Alta tensión

Tensión de suministro eléctrico a niveles mayores a 35 kV.

3.1.7. Apartarrayos

Dispositivo protector autorrecuperable que limita las sobretensiones transitorias drenando la sobrecorriente producida, y evitando que continúe el paso de la corriente eléctrica.

3.1.8. Arborescencias

Trayectorias conductoras (en forma de ramas de árbol) que se forman dentro del aislamiento de los conductores.

NOTA: Las arborescencias son causadas por tres factores concurrentes: agua, tensión aplicada de corriente alterna, así como por irregularidades en el aislamiento o pantallas semiconductoras (cavidades, impurezas, protuberancias).

3.1.9. Arreglo de barras

Conjunto de elementos eléctricos dispuestos en una subestación eléctrica que combinados de cierta manera permiten la conexión de los diferentes equipos que conforman la subestación eléctrica, tales como: líneas de transmisión, transformadores, unidad de Central Eléctrica, entre otros.

3.1.10. A tierra

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

3.1.11. Baja tensión

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

3.1.12. Bahía

Espacio donde se instalan equipos primarios, estructuras, conductores, aisladores y demás materiales, que permiten conectar un alimentador a las barras de la subestación, o bien conectar entre sí distintas barras de una subestación.

3.1.13. Barras

Conjunto eléctrico que se utiliza como conexión común (nodo), de los diferentes circuitos que conectan una subestación (también identificado como barras colectoras).

3.1.14. 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.

3.1.15. 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.

3.1.16. Canalización

Combinación de ductos, bancos de ductos, registros, pozos, bóvedas y bases para equipo que forman las instalaciones subterráneas.

3.1.17. 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.

3.1.18. 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.

3.1.19. Carga transversal

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

3.1.20. Catenaria

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

3.1.21. Central eléctrica

Instalaciones y equipo que, en un sitio determinado, permiten generar energía eléctrica y productos asociados.

NOTA: Productos Asociados: Productos vinculados a la operación y desarrollo de la industria eléctrica necesarios para la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, entre los que se encuentran: potencia, Servicios Conexos, Certificados de Energías Limpias, Derechos Financieros de Transmisión, servicios de transmisión y distribución y Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, así como los otros productos y derechos de cobro que definan las Reglas del Mercado.

3.1.22. Centro de carga

Instalaciones y equipos que, en un sitio determinado permiten que un Usuario final reciba el suministro Eléctrico. Los Centros de Carga se determinan en el punto de medición de la energía suministrada.

3.1.23. Choque eléctrico

Lesión producida por el 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.

3.1.24. Claro efectivo

Distancia horizontal entre dos estructuras consecutivas.

3.1.25. Claro medio horizontal

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

3.1.26. Claro vertical

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

3.1.27. Conductor del electrodo de puesta a tierra

Conductor eléctrico utilizado para conectar el conductor puesto a tierra del sistema o el equipo, al electrodo de puesta a tierra o a un punto en el sistema de electrodos de puesta a tierra.

3.1.28. 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.

3.1.29. 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.

3.1.30. Conector aislado separable

Dispositivo para usarse en una red subterránea en media tensión diseñado para desconectar o conectar un cable en un momento dado, y que su diseño permite controlar esfuerzos eléctricos y mecánicos.

3.1.31. 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.

3.1.32. 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.

3.1.33. Cubierta exterior

Cubierta no metálica sobre la pantalla metálica, para asegurar la protección del cable de los efectos externos.

3.1.34. Densidad de rayos a tierra

Número de rayos promedios por km² por año en un lugar determinado.

3.1.35. Derecho de vía

Franja de terreno que se ubica a lo largo de cada línea, 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 y con la tensión eléctrica de operación.

3.1.36. Desconectador

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

3.1.37. Diagrama unifilar

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

3.1.38. Dispositivo

Elemento de un sistema eléctrico destinado para conducir, pero no para consumir energía eléctrica;

3.1.39. Distancia de fuga

Distancia medida a lo largo del contorno de la parte aislante de un elemento aislador.

3.1.40. Ducto

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

3.1.41. 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.

3.1.42. Electrodo de puesta a tierra horizontal

Conductor metálico desnudo, enterrado y tendido en forma horizontal, con una profundidad y longitud variable, que debe estar conectado a la estructura, y sirve para drenar corrientes de descarga atmosférica o de falla.

3.1.43. Electrodo de puesta a tierra vertical

Conductor metálico desnudo enterrado en forma vertical, con una profundidad y longitud variable que sirve para drenar corrientes de descarga atmosférica o de falla.

3.1.44. 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.

3.1.45. 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.

3.1.46. Equipo eléctrico

Elemento que se utiliza para propósitos tales como: generación, conversión, transmisión, distribución o utilización de la energía eléctrica; tales como; máquinas eléctricas, transformadores, mecanismos de distribución y de control, instrumentos de medición, dispositivos de protección, sistemas de alambrado y equipos que utilizan corriente.

3.1.47. Equipo tipo pedestal

Equipo eléctrico instalado sobre el nivel del terreno, en una base con cimentación y que forma parte de un sistema eléctrico subterráneo.

3.1.48. 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.

3.1.49. Flecha aparente

Distancia máxima entre el conductor y una línea recta imaginaria que une sus dos puntos de soporte, medida perpendicularmente a la línea recta.

3.1.50. 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.

3.1.51. Flecha inicial

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

3.1.52. Frente muerto

Equipo sin partes energizadas al frente, expuestas a un posible contacto por seres vivos.

3.1.53. Fusible

Dispositivo de protección que interrumpe el circuito durante condiciones especificadas de sobrecorriente por medio de un elemento fusible sensible a la corriente.

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.

3.1.54. 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.

3.1.55. Guarda

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

3.1.56. 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.

3.1.57. Hilo de guarda

Conductor instalado en la parte superior de la estructura, con la finalidad de evitar que las descargas atmosféricas incidan sobre los conductores de fase al drenarlas a tierra.

3.1.58. Hilo de guarda con fibra óptica

Cable que se utiliza para brindar protección contra el impacto de las descargas atmosféricas sobre los cables conductores, en donde se alojan las unidades de fibra óptica para utilizarse en la transmisión de señales de comunicaciones.

3.1.59. Interruptor de potencia

Dispositivo de interrupción capaz de conectar, conducir y desconectar corrientes bajo condiciones normales del circuito y también; conectar y conducir corrientes por un tiempo especificado y la desconexión, bajo condiciones anormales del circuito, como son aquellas de un cortocircuito.

3.1.60. Línea abierta

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

3.1.61. Línea aérea

Línea abierta soportada en postes u otro tipo de estructuras con los accesorios y herrajes necesarios para la fijación, separación y aislamiento de los conductores.

3.1.62. 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.

3.1.63. 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 líneas de comunicación, colocados bajo el nivel del suelo, en ductos o bancos de ductos, túneles o trincheras.

3.1.64. Longitud del claro

Distancia horizontal entre dos soportes consecutivos de una línea aérea.

3.1.65. 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.

3.1.66. Media tensión

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

3.1.67. 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.

3.1.68. Nivel Básico de Aislamiento al Impulso, NBAI

Nivel mínimo de aislamiento al cual se diseñan las líneas y equipos para soportar las sobretensiones en términos del valor de cresta de una onda completa normalizada (tensión soportada para impulso tipo rayo).

3.1.69. Obra civil para instalaciones subterráneas

Combinación de excavaciones para ductos, bancos de ductos, registros, pozos, bóvedas y cimentación de subestaciones que forman la obra civil para instalaciones subterráneas.

3.1.70. 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.

3.1.71. Persona calificada (personal calificado)

Persona física cuyos conocimientos, experiencia y habilidades en el ramo eléctrico, le permiten intervenir satisfactoriamente en el proyecto, cálculo, construcción, operación o mantenimiento de una determinada instalación eléctrica, y que han sido comprobados en términos de la legislación vigente o por medio de un procedimiento de evaluación de la conformidad bajo la responsabilidad del usuario o propietario de las instalaciones.

3.1.72. 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.

3.1.73. Protección primaria

Sistema de protección de un circuito eléctrico que opera en forma instantánea (sin retardo de tiempo intencional) en respuesta a una falla, dentro de una zona de protección delimitada.

3.1.74. Protección secundaria o de respaldo

Sistema de protección de un circuito eléctrico que opera con un retardo de tiempo en función del circuito a proteger, en caso de fallar la protección primaria.

3.1.75. Puesta a tierra

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

3.1.76. Puesto a tierra eficazmente

Conectado al terreno natural intencionalmente a través de una conexión o conexiones a tierra que tengan una impedancia suficientemente baja y capacidad de conducción de corriente, que prevengan la formación de tensiones eléctricas peligrosas para las personas o para los equipos conectados.

3.1.77. Red de puesta a tierra

Conjunto de electrodos y conductores de puesta a tierra, verticales y horizontales enterrados e interconectados 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 líneas de distribución aéreas o subterráneas energizadas o desenergizadas.

3.1.78. 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.

3.1.79. Redes particulares

Redes eléctricas que no forman parte de la Red Nacional de Transmisión o de las Redes Generales de Distribución.

3.1.80. Redes Generales de Distribución; RGD

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

3.1.81. 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.

3.1.82. Registro

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

3.1.83. Resistencia de puesta a tierra

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

3.1.84. Resistividad recomendada de diseño

Resistividad uniforme (ρ_d) equivalente que se obtiene a través de la interpretación de resultados de campo por medio de un promedio aritmético del valor máximo y mínimo de las mediciones realizadas.

$$\rho_d = \frac{\rho_{\max} + \rho_{\min}}{2}$$

En donde:

ρ_d es la resistividad recomendada de diseño ($\Omega \cdot m$).

ρ_{\max} es la resistividad máxima medida ($\Omega \cdot m$).

ρ_{\min} es la resistividad mínima medida ($\Omega \cdot m$).

3.1.85. 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.

3.1.86. Retenida de tempestad

Retenidas que se instalan transversales a la línea para contrarrestar los efectos mecánicos ocasionados por la acción del viento sobre la estructura.

3.1.87. 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.

3.1.88. Sobrecarga

Funcionamiento de un equipo o cable excediendo su capacidad nominal.

3.1.89. Sobrecorriente

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

3.1.90. 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 eléctrica y en el caso de las subestaciones de maniobra enviar la energía eléctrica, de acuerdo con la necesidad de la de transmisión y distribución.

NOTA: La subestación eléctrica está constituida por los siguientes equipos: Cuchillas desconectadoras, Interruptores de potencia, Buses, transformadores de Potencia y Distribución (Servicios Propios), transformadores de medición (Transformadores de Corriente-TC's-y Transformadores de Potencial-TP's -), apartarrayos, 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.

3.1.91. Tensión eléctrica (de un circuito)

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

3.1.92. Tensión eléctrica nominal

Valor de la tensión eléctrica asignado a un sistema, parte de un sistema, equipo o cualquier otro elemento y a la cual se refieren ciertas características de operación y/o comportamiento de éstos.

3.1.93. Terminal de cable

Dispositivo que distribuye los esfuerzos eléctricos del aislamiento en el extremo de conexión de un cable.

3.1.94. Terreno natural

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

3.1.95. Transición de línea

Cambio de línea aérea a subterránea, dando continuidad, mediante una terminal.

3.1.96. 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;

3.1.97. 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.

3.1.98. Velocidad de viento de diseño

Velocidad real o actual, equivalente a la velocidad máxima indicada en los anemómetros de una zona geográfica dividida entre 1.3.

3.1.99. Vías

Camino.

4. PRINCIPIOS FUNDAMENTALES**4.1. Generalidades**

Las instalaciones y equipos eléctricos deben ser seguros en la operación para los seres vivos y de sus propiedades contra los riesgos que puedan resultar del diseño y construcción de: la interconexión de las Centrales Eléctricas, la conexión de Centros de Carga, las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión.

Las instalaciones y equipos eléctricos deben soportar las influencias eléctricas, mecánicas, climáticas y ambientales previstas a su alrededor.

4.1.1. Requisitos de seguridad

Los requisitos que se establecen en este capítulo tienen el propósito de procurar la seguridad de los seres vivos y sus propiedades contra los riesgos que puedan resultar del diseño y construcción de: la interconexión de las Centrales Eléctricas, la conexión de Centros de Carga, las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión.

En la interconexión de las Centrales Eléctricas, la conexión de los Centros de Carga, las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión existen dos tipos de riesgos mayores:

- a) Las corrientes de choque eléctrico; y
- b) Las temperaturas capaces de provocar quemaduras, incendios u otros efectos peligrosos.

4.1.1.1. Protección contra los choques eléctricos

a) Protección contra los contactos directos

Las personas y los animales deben ser protegidos contra los riesgos y daños que puedan resultar por el contacto directo con las partes energizadas de la instalación.

Esta protección puede obtenerse por uno de los métodos siguientes:

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

b) Protección contra los contactos indirectos

Las personas y los animales deben ser protegidos 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 o de un animal.
- 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.

4.1.1.2. Protección contra los efectos térmicos

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 o animales sufran quemaduras.

4.1.1.3. Protección contra sobrecorrientes

Los seres vivos deben ser protegidos contra lesiones y los bienes contra daños, que se deben a 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.

4.1.1.4. Protección contra las corrientes de falla

Los conductores y otros elementos destinados a conducir corrientes de falla deben ser del material y sección transversal adecuado, 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 e instalaciones.

NOTA 1: Considerar en particular a las corrientes de falla a tierra y a las corrientes de fuga.

4.1.1.5. Protección contra sobretensiones

Los seres vivos deben ser protegidos contra lesiones, y sus bienes contra 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.

4.1.2. 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:

4.1.2.1. 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 apartarrayos;
- 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.

4.1.2.2. Clasificación de la tensión

Las instalaciones y equipos eléctricos deben soportar la frecuencia y tensión nominal del sistema, así como las sobretensiones y variaciones de frecuencia que se originan por transitorios en el sistema, las sobretensiones por maniobra y las sobretensiones por descarga atmosférica.

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

4.1.2.3. Corriente en operación normal

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

Deben considerarse el efecto del flujo de las corrientes armónicas en las instalaciones eléctricas.

4.1.2.4. Corriente de cortocircuito

Las instalaciones deben diseñarse y construirse para soportar sin peligro los efectos mecánicos y térmicos que resultan de las corrientes de cortocircuito.

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) Fase a fase a tierra.

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

El valor normalizado de la duración máxima del 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 de la falla.

Deben considerarse:

- Los métodos 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.

4.1.2.5. Frecuencia nominal del sistema

En el SEN, las instalaciones deben diseñarse para la frecuencia nominal de 60 Hz, se permite una tolerancia de ± 0.2 Hz; para los Sistemas Eléctricamente Aislados, se permite una tolerancia de ± 0.3 Hz.

4.1.2.6. Efecto corona

El efecto corona debido a campos electromagnéticos debe ser tal que la radiointerferencia producida no exceda el nivel de ruido audible, de acuerdo con la zona geográfica donde se realiza la instalación.

4.1.2.7. Campos eléctricos y magnéticos

El diseño de la instalación debe ser tal que se limiten los campos eléctricos y magnéticos, que se generan por el equipo energizado, a un nivel aceptable. Tal nivel debe limitar la magnitud del flujo de corriente inducida en el cuerpo de la persona que se expone a estos campos. Estos niveles no podrán ser superiores a los indicados en la NOM-013-STPS-1993 y la NMX-J-610/4-110-ANCE-2009, para los métodos de medición, así como los niveles recomendados para los campos eléctricos y magnéticos.

4.1.2.8. Sobretensiones

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, lo cual debe demostrarse de acuerdo con 5.4.4.2

4.1.3. 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; y
- e) Carga por viento.

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:

- f) Esfuerzo por maniobra de cierre o apertura;
- g) Esfuerzo por cortocircuito; y
- h) Esfuerzo por la pérdida de la retenida.

4.1.3.1. 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.

4.1.3.2. 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.

4.1.3.3. Carga por hielo

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

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.

4.1.3.4. 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.

4.1.3.5. 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.

4.1.3.6. Esfuerzo por cortocircuito

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

4.1.3.7. 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.

4.1.3.8. 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.

4.1.3.9. 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.

4.1.4. Requisitos climáticos, ambientales y sísmicos

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

En caso de la presencia de líquidos, partículas, polvo o elementos corrosivos y 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.

4.1.4.1. 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.

4.1.4.2. 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 instalaciones de la interconexión de las Centrales Eléctricas, la conexión de Centros de Carga, las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión, deben considerarse los requisitos siguientes:

- a) Protección de los seres vivos y sus propiedades de acuerdo con 4.1.1; y
- b) Funcionamiento satisfactorio de las instalaciones de acuerdo con el uso previsto.

La información básica para el diseño de la instalación de la interconexión de las Centrales Eléctricas, la conexión de Centros de Carga, las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión se indican de 4.1.2 a 4.1.4.

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

Para las condiciones ambientales deben considerarse las condiciones generales y la clasificación de las condiciones ambientales en las instalaciones eléctricas.

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.

NOTA: Los incisos listados anteriormente, conciernen en primer lugar a la seguridad de las instalaciones para el suministro de energía eléctrica. Las áreas de sección transversal mayores que las que se requieren para la seguridad pueden preferirse por operación económica.

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 y animales domésticos;
- 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, las cuales pueden ser protecciones 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; y
- f) Fallas entre fases.

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 impedancias 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. Proyecto eléctrico

Para el diseño de las instalaciones de la interconexión de las Centrales Eléctricas, la conexión de Centros de Carga, 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-2007.

4.3. Selección del equipo eléctrico

4.3.1. Generalidades

En las instalaciones eléctricas a que se refiere este Proyecto 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.

4.3.2. Característica

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 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

Si 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 4.1.2.5.

4.3.2.4 Potencia

Todos los equipos eléctricos, que se seleccionan 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 4.1.3 y 4.1.4, 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 la interconexión de las Centrales Eléctricas, la conexión de los Centros de Carga, 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, 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, de acuerdo con el Capítulo 5.

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.

4.4.2. Verificación

Las instalaciones de la interconexión de las Centrales Eléctricas, la conexión de Centros de Carga, las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión deben ser verificadas por las Unidades de Verificación aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía, de conformidad con lo numerales 6.5.2, 6.5.3 y 6.5.4 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 de la interconexión de las Centrales Eléctricas, la conexión de Centros de Carga, 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.

5. ESPECIFICACIONES

5.1. Generalidades

En las instalaciones eléctricas a que se refiere el presente Proyecto deben utilizarse materiales y equipos (productos) que cumplan con lo establecido en 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 y en su caso, 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).

5.2. Puesta a tierra

5.2.1. Generalidades

El objetivo del presente capítulo es proporcionar los métodos prácticos de puesta a tierra, como uno de los medios para salvaguardar a los seres vivos y a los operarios del daño que pudiera causar el potencial eléctrico de las Centrales Eléctricas, las Redes Generales de Distribución y 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 encuentran en los capítulos 3, 5 y 10 del presente Proyecto.

5.2.1.1. Medición de la resistencia del sistema de tierra

Para realizar la medición, el sistema eléctrico debe estar desenergizado y desconectado.

5.2.1.2. 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 abastecimiento, deben conectarse a tierra y en cortocircuito, antes y durante la reparación o mantenimiento.

5.2.1.3. 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 correspondiente durante se efectúa la circulación de corriente), sin fundirse o cambiar su estado, y para un conductor con aislamiento es la corriente que pueden conducir (soportar) 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 tierras 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 13.3 mm² (6 AWG) de cobre o de 21.2 mm² (4 AWG) de aluminio o de alambre de acero, este último con recubrimiento de cobre.

Cuando la flexibilidad del conductor de puesta a tierra es vital en la operación del apartarrayos, deben emplearse conductores flexibles.

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 de 21.2 mm² (4 AWG) de cobre o de 13.3 mm² (2 AWG) de aluminio, 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 21.2 mm² (4 AWG) de cobre.

- 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 8.37 mm² (8 AWG) de cobre o su equivalente en 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 que el producto 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 8.37 mm² (8 AWG) de cobre temple duro.

5.2.1.4. 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 los seres vivos;
- 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 si envuelven completamente al conductor o si están unidas en ambos extremos.

5.2.1.5. 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 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 estén separados 6 m mínimo los cables de comunicación subterráneos de los electrodos artificiales para apartarrayos de sistemas eléctricos no conectados a tierra, que operan a tensiones mayores que 15 kV entre fases.

5.2.1.6. 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 ser alguno de los indicados en 5.2.1.7 y 5.2.2.2.

5.2.1.7. 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.

- a) Sistemas de tubería metálica para agua. Los sistemas subterráneos de tubería metálica para agua fría, pueden usarse como electrodos de puesta a tierra.

Las tuberías de agua con uniones aislantes no deben usarse como electrodos de puesta a tierra.

NOTA: Estos sistemas normalmente tienen muy baja resistencia a tierra. Se recomienda su uso cuando estén fácilmente accesibles.

- b) Sistemas locales de tuberías de agua. Las tuberías metálicas enterradas, conectadas a pozos y que tengan baja resistencia a tierra, pueden usarse como electrodos de puesta a tierra.
- c) Varillas de refuerzo de acero en cimientos o bases de concreto. El sistema de varillas de refuerzo de un cimiento o base de concreto, que no esté aislado del contacto directo con la tierra y se extienda cuando menos 1.00 m abajo del nivel del terreno, constituye un efectivo y aceptable electrodo de puesta a tierra.

Cuando la estructura de acero (como columna, torre, 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.

5.2.1.8. 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 cimient), debe usarse una varilla de acero similar, para unir, 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 cimient), debe usarse un conductor de cobre desnudo de tamaño nominal adecuado para satisfacer el requisito indicado en 5.2.1.6, pero no menor que 21.2 mm² (4 AWG) que se conecte a las varillas de refuerzo o al alambón, mediante un conector adecuado para cable de acero. El conector y la parte expuesta del conductor de cobre 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).

5.2.1.9. Punto de conexión a sistemas de tubería

- a) El punto de conexión de un conductor de puesta a tierra a un sistema de tubería metálica para agua fría, debe estar lo más cerca posible de la entrada del servicio de agua al edificio o cerca del equipo a ser puesto a tierra donde resulte más accesible. Entre este punto de conexión y el sistema subterráneo de tubería, debe haber continuidad eléctrica permanente, por lo que deben instalarse puentes de unión donde exista posibilidad de desconexión, tal como en los medidores de agua y en las uniones del servicio; y
- b) 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 (1030 kPa o más), a menos que estén unidos eléctricamente y protegidos catódicamente como una sola unidad.

Debe evitarse la instalación de electrodos a menos de 3.00 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.

5.2.1.10. 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.

5.2.1.11. Resistencia a tierra de electrodos

El sistema de tierras 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 10Ω para líneas aéreas de alta tensión.

Para subestaciones de potencia en alta tensión a nivel de Transmisión, el valor de la resistencia del sistema de tierras debe ser menor o igual a 1Ω . Para subestaciones de potencia de media tensión el valor de la resistencia de tierra debe ser entre 1 a 4Ω .

- 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. Para mayor información de puesta a tierra de subestaciones, véase 5.2.3.
- 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 25Ω en las condiciones más críticas. Para instalaciones subterráneas el valor recomendado de resistencia a tierra es 5Ω .
- c) Sistemas con múltiples conexiones de puesta a tierra. El neutro, debe estar conectado a un electrodo en cada transformador y sobre la línea, cada 400 m máximo independiente del sistema 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.

5.2.1.12. Conexión a tierra de partes metálicas de transformadores

Debe aplicarse el artículo 450-10 de la NOM-001-SEDE-2012.

5.2.2. Puesta a tierra de líneas y redes 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.

5.2.2.1. 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 5.2.1.3), 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.

5.2.2.2. Electrodo artificiales

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 corroa.

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.

5.2.2.3. 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 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.

5.2.2.4. 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; y
 - 2) Alambre de acero con recubrimiento de cobre.
- b) Electrodo verticales de acero con recubrimiento de cobre electrolítico; y
- c) Conexiones soldadas tipo exotérmico.

5.2.2.5. 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, 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.

5.2.2.6. 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 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 se deberá instalar la bajante de tierra, rematando en espiral la parte del poste que se empotra para su soporte.

5.2.3. Puesta a tierra de líneas y redes subterráneas

5.2.3.1. Punto de conexión del conductor de puesta a tierra en sistemas de corriente alterna.

- a) Para tensión de hasta 600 V

En la conexión de puesta a tierra para sistemas trifásicos con conexión estrella de cuatro hilos, o de sistemas monofásicos de tres hilos, que requiera estar conectado a tierra, el conductor neutro debe ser puesto a tierra eficazmente en cada registro, equipo de transformación y acometida. En otros sistemas de una, dos o tres fases, asociados con circuitos de alumbrado, la conexión de puesta a tierra debe hacerse al conductor común.

La conexión de puesta a tierra de un sistema trifásico de tres hilos, derivado de un transformador conectado en delta, o conectado en estrella sin conexión de puesta a tierra, el cual no sea para alimentar circuitos de alumbrado, puede hacerse a cualquiera de los conductores del circuito o bien a un neutro derivado en forma separada.

La conexión de puesta a tierra debe hacerse en la fuente de alimentación y en el lado de la carga.

- b) Para tensión mayor que 600 V

- 1) Conductor sin pantalla (ya sea desnudo, forrado o aislado sin pantalla). El conductor neutro debe ser eficazmente puesto a tierra en el transformador y en cada una de las acometidas.
- 2) Cable con pantalla.
 - i) Conexión de la pantalla del cable con la puesta a tierra de apartarrayos. Las pantallas de los cables deben unirse con el sistema de tierras de apartarrayos;
 - ii) Cable sin cubierta exterior aislante. La conexión debe hacerse al neutro del transformador de alimentación y en las terminales del cable; y
 - iii) Cable con cubierta exterior aislante. Se recomienda hacer conexiones adicionales entre la pantalla sobre el aislamiento del cable (o armadura) y la tierra del sistema. En líneas de cable con pantalla de múltiples conexiones a tierra, la pantalla (incluyendo armadura) debe conectarse a tierra en cada unión del cable expuesta al contacto del personal.

Debe preverse que, al estar puestas a tierra en más de un punto, la corriente circulante por pantalla provoca un calentamiento adicional.

c) Conductor de puesta a tierra separado

Si se usa un conductor de puesta a tierra separado adicional a una línea subterránea, debe conectarse en el transformador de alimentación y en los accesorios del cable cuando se requiera que éstos vayan conectados a tierra. Este conductor debe estar colocado en la misma trinchera o banco de ductos (o en el mismo ducto si éste es de material magnético) que los conductores del circuito.

Excepción: El conductor de puesta a tierra para un circuito instalado en un ducto magnético puede estar en otro ducto si el que contiene al circuito está unido a dicho conductor en ambos extremos.

5.2.3.2. 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 o con dispositivos de compresión, 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, 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 600 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.

5.2.4. Puesta a tierra de subestaciones

Para el cumplimiento de este capítulo debe aplicarse lo que se indica en la Parte D del Artículo 921 de la NOM-001-SEDE-2012.

5.3. Líneas aéreas

El objetivo del presente capítulo es establecer los requisitos mínimos para las líneas aéreas de transmisión y distribución, así como, la convivencia con líneas de telecomunicación y sus equipos, con la finalidad de obtener seguridad y protección para los seres vivos y sus propiedades.

5.3.1. Generalidades

Las líneas deben cumplir con:

a) Requisitos de posición de las líneas y 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 este 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 áreas deben considerarse lo siguiente:

- 1) Separación y espaciamentos. 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 apartarrayos 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, deben ser menores que las establecidas 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 semiconductor 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 semiconductor 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 1 000 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 desnudos. Al seleccionar los conductores no deben sobrepasar su capacidad de conducción de corriente. La Tabla 1 muestra los valores máximos de capacidad de conducción de corriente, para los conductores desnudos que se utilizan usualmente en las líneas aéreas.

Tabla 1-Capacidad de conducción de corriente en conductor

Conductores para líneas aéreas					Conductores para líneas subterráneas ^{b)}			
Tamaño o designación		Cobre ^{a)}	ACSR	Aluminio	Tamaño o designación		XLP EPR 30 °C	XLP EPR 20 °C
mm ²	AWG o kcmil				mm ²	AWG o kcmil		
8.37	8	90	---	---	8.37	8	-	-
13.3	6	130	100	98	13.30	6	92	97
21.2	4	180	140	130	21.2	4	120	125
33.6	2	240	180	180	33.6	2	155	165
53.5	1/0	310	230	235	53.5	1/0	210	215
67.4	2/0	360	270	275	67.4	2/0	235	245
85.0	3/0	420	300	325	85.0	3/0	270	275
107	4/0	490	340	375	107.0	4/0	310	315
135	266.8	---	460	445	127.0	250	345	345
171	336.4	---	530	520	152.0	350	415	415
242	477	---	670	650	254.4	500	505	500
322	636	---	780	---	380.0	750	630	610
403	795	---	910	---	506.7	1 000	720	690
484	954	---	1 010	---	633.4	---	---	---
564	1 113	---	1 110	---	760.1	---	---	---
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.
- 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 5.3.8. Las líneas aéreas no deben llevar dos niveles de tensión diferentes en una misma estructura.
- 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 y el nivel de contaminación.

Los aisladores deben soportar basándose en:

- iii) Las sobretensiones que pueden originarse por descargas atmosféricas y por maniobra; y
- iv) 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 5.3.7; 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
- 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 con los seres vivos 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.

5.3.2. 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 5.3.1 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.

5.3.2.1. 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 5.3.1 b) 2), o si son conductores forrados en un mismo circuito y cumple con 5.3.1 b) 3).

Por lo tanto, debe considerarse la:

- 1) **Separación horizontal mínima.** Debe cumplir con los valores mínimos indicados en la Tabla 2, véase la Figura 1.

Tabla 2-Separación horizontal (H) mínima de los conductores en la misma estructura^{d)}

Línea	Tensión	Separación
Comunicación abierta	a)	75 mm
	b)	150 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

Tensión eléctrica (entre fases) V	Ecuación 1 Hasta 33.6 mm ² (2 AWG)					Ecuación 2 Mayor que 33.6 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 5.3.3.1 a) 1).

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

5.3.2.2. 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 4.

Excepción 1: Los conductores soportados por bastidores verticales, o por ménsulas separadas colocadas verticalmente, deben tener los espaciamientos que se indican en la Tabla 6.

Excepción 2: Este requisito no se aplica a conductores forrados del mismo circuito, que se indican en 5.3.1 b) 3).

Tabla 4-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):

- 1) Para tensiones eléctricas menores que 34.5 kV entre conductores, puede aplicarse el 75 % de la separación entre soportes indicada en la Tabla 4; y
- 2) Para tensiones eléctricas mayor que 34.5 kV entre conductores, el valor debe basarse en la tensión máxima de operación, la separación de los conductores debe cumplir con lo siguiente:
 - i) Para conductores o cables en niveles inferiores si no se trabaja con línea energizada.
Para V= 410 mm + 10 mm/kV (VL-L-8.7 kV).
 - ii) Para conductores o cables en niveles inferiores si se trabaja con línea energizada.
Para V= 1 000 mm + 10 mm/kV (VL-L-8.7 kV).

En donde:

V es la separación vertical mínima.

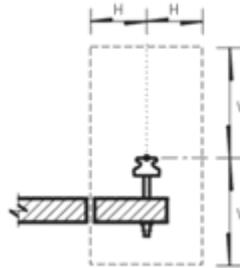
V_{L-L} es la tensión de fase a fase de la línea, en kV.

- 3) Para tensiones mayores que 50 kV, debe incrementarse 3 % por cada 300 m después de 1 000 m sobre el nivel del mar.
- 4) Los incrementos son acumulables cuando una o más condiciones aplica.

Quando sea necesario, las flechas deben reajustarse para cumplir con lo anterior, previendo que no se exceda lo establecido para la tensión mecánica de los conductores.

5.3.2.3. 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 1, en la cual V y H deben determinarse con base en la separación vertical y horizontal que se establecen en 5.3.2.1 y 5.3.2.2.



En donde:

V es la separación mínima vertical (V).

H es la separación mínima horizontal (H).

Figura 1-Distancias de separación entre conductores

5.3.2.4. 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 5.
- 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 5.

Tabla 5-Separaciones mínimas de los conductores en cualquier dirección

Separaciones de los conductores de línea 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 50 kV	Mayor que 50 kV ^{d)}
Conductores verticales o derivados	Del mismo circuito	75 mm	75 mm	75 mm	$75 \text{ mm} + 6.5 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 8.7 \text{ kV})$	Valor no especificado
	De diferente circuito	75 mm	75 mm	150 mm ^{e)}	$150 \text{ mm} + 10 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 8.7 \text{ kV})$	$580 \text{ mm} + 10 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 50 \text{ kV})$
Retenida	Paralela a la línea	75 mm	150 mm	300 mm	$300 \text{ mm} + 10 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 8.7 \text{ kV})$	$740 \text{ mm} + 10 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 50 \text{ kV})$
	Tipo ancia	75 mm	150 mm ^{e)}	150 mm	$150 \text{ mm} + 6.4 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 8.7 \text{ kV})$	$410 \text{ mm} + 6.4 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 50 \text{ kV})$
	Otras	75 mm	150 mm ^{e)}	150 mm	$150 \text{ mm} + 10 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 8.7 \text{ kV})$	$580 \text{ mm} + 10 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 50 \text{ kV})$
Superficie de crucetas	Crucetas	75 mm ^{h)}	75 mm ^{h)}	75 mm ^{f) y g)}	$75 \text{ mm} + 5 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 8.7 \text{ kV})$ ^{f) g) y h)}	$280 \text{ mm} + 5 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 50 \text{ kV})$
Superficie de estructuras	Que soportan líneas de comunicación u eléctricas	-	125 mm ^{b)}	125 mm ^{c), f) y g)}	$125 \text{ mm} + 5 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 8.7 \text{ kV})$ ^{f) y g)}	$330 \text{ mm} + 5 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 50 \text{ kV})$
	Otras	75 mm ^{h)}	-	75 mm ^{f) y g)}	$75 \text{ mm} + 5 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 8.7 \text{ kV})$ ^{f) y g)}	$280 \text{ mm} + 5 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 50 \text{ kV})$

a) 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 adecuada 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 más bajo y arriba del conductor de comunicación más alto.

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

c) 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 volts, cuya separación puede ser reducida a 25 mm.

d) Para conductores de circuitos con tensión mayor que 50 kV, la separación adicional debe incrementarse 3 % por cada 300 m de altura en exceso de 1000 m sobre el nivel mar. Todas las separaciones para tensión mayor que 50 kV, deben determinarse con base en la tensión máxima de operación.

e) Para circuitos de 1 000 V o menos, esta separación puede reducirse a 75 mm.

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

g) Para líneas eléctricas abiertas de 1 000 volts o menos y cables eléctricos de cualquier tensión, de tipos descritos en 5.3.1 b) 4), esta separación puede reducirse a 25 mm.

h) En circuitos con conductor neutro efectivamente puesto a tierra, que cumpla con lo indicado en la sección 5.3.1 b) 4), puede utilizarse 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.

5.3.2.5. 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 6;
- 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 los 5.3.2.5 a) o b) y pertenezcan a la misma empresa.

5.3.2.6. Separación entre conductores soportados por bastidores verticales

Los conductores pueden instalarse a una separación vertical menor que la que se indica en 5.3.2.2 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:

- a) La tensión eléctrica máxima entre conductores no debe ser mayor que 1 000 V, excepto cuando se trate de cables aislados de los tipos descritos en 5.3.1 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 6.

Tabla 6-Separaciones mínimas de los conductores en la misma estructura soportados por bastidores verticales

Longitud del claro	Separación entre los conductores
Hasta 45	0.10 m
Mayor que 45 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.

5.3.2.7. 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 5, para separaciones de conductores a sus soportes.

5.3.2.8. 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) Las separaciones deben ser las indicadas en la Tabla 7.

Tabla 7-Separación vertical entre conductores, entre conductores y equipos de comunicación, entre equipos eléctricos y equipos de comunicación ^{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.

5.3.2.9. 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 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 la Tabla 8, o en 5.3.2.4.

Tabla 8-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 50 kV ^{a)}	Mayor que 50 kV
Superficies de soportes	75 mm ^{b) y c)}	$75\text{ mm} + 5 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 8.7\text{ kV})$	$275\text{ mm} + 5 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 50\text{ kV})$
Mensajeros y retenidas	150 mm	$150\text{ mm} + 10 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 8.7\text{ kV})$ ^{d)}	$585\text{ mm} + 10 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 50\text{ kV})$

a) Las tensiones eléctricas son entre fases.
 b) Véase 5.3.2.9 c).
 c) Para circuitos eléctricos de hasta 1 000 V esta separación puede reducirse a 25 mm.
 d) La constante puede reducirse de 65 mm por kV para retenidas de ancla.
 e) La separación adicional para tensiones mayores a 50 kV debe incrementarse un 3 % por cada 300 m 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 de la línea.

- ii) Casos especiales. Se refieren solamente a los tramos de estructuras por donde suben trabajadores, cuando los conductores estén energizados.
 - i. 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.
 - ii. 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 8.
 - iii. 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.

5.3.3. Separación entre los conductores soportados en diferentes estructuras

5.3.3.1. 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 9.

Tabla 9-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.	

5.3.3.2. 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.

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

$$1\,500\text{ mm} + 10 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_d - 22\text{ kV}) \quad (3)$$

En donde:

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

- b) Para tensiones eléctricas mayores que 50 kV, debe incrementarse 3 % por cada 300 m después de 1 000 m sobre el nivel del mar.

5.3.3.3. 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 10.

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

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

$$1\,200\text{ mm} + 10 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_d - 22\text{ kV}) \quad (3)$$

En donde:

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

- b) Para tensiones eléctricas mayores que 50 kV, debe incrementarse 3 % por cada 300 m después de 1 000 m sobre el nivel del mar.

Tabla 10-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

5.3.4. 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.

5.3.4.1. 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 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.
- b) Separación vertical. Debe considerarse:
 - 1) A una temperatura de 50 °C en los conductores, con flecha final, sin deflexión por viento.
 - 2) Para los claros básicos como se indica a continuación:
 - i) Hasta de 75 m para la Zona de carga I (véase Figura 5); y
 - ii) Hasta de 100 m para todas las otras zonas.

- 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 2.

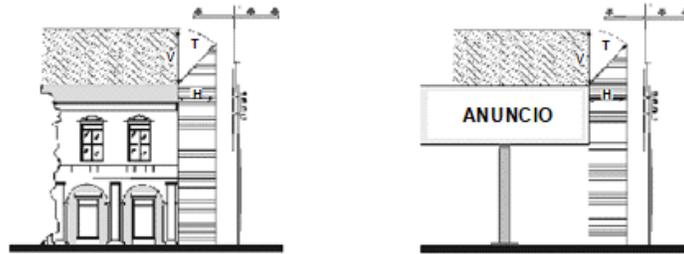


Figura 2-Transición entre separaciones horizontales y verticales

5.3.4.2. 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:

- Separación horizontal de 1.50 m para tensiones hasta 20 kV a tierra;
- Separación vertical de 1.40 m para tensiones menores que 20 kV a tierra;
- Separación horizontal de 1.50 m para líneas de comunicación a líneas eléctricas de media tensión; y
- 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 5.3.1 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.

5.3.4.3. Separaciones de conductores a edificios y otras estructuras excepto puentes

- 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.

- 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 11, véase la Figura 3;

Tabla 11-Distancias de separación de conductores a edificios u otras construcciones

Separación	Horizontal			Vertical			
	B			A		C	
Líteral							
Espacio	No accesible a personas	Accesible a personas	Anuncios, chimeneas, antenas y tanques de agua	No accesible a personas	Anuncios, chimeneas, 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 ^{a)}	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 ^{a)}	1.70 m ^{a)}	3.2 m	1.8 m	3.5 m	5.0 m

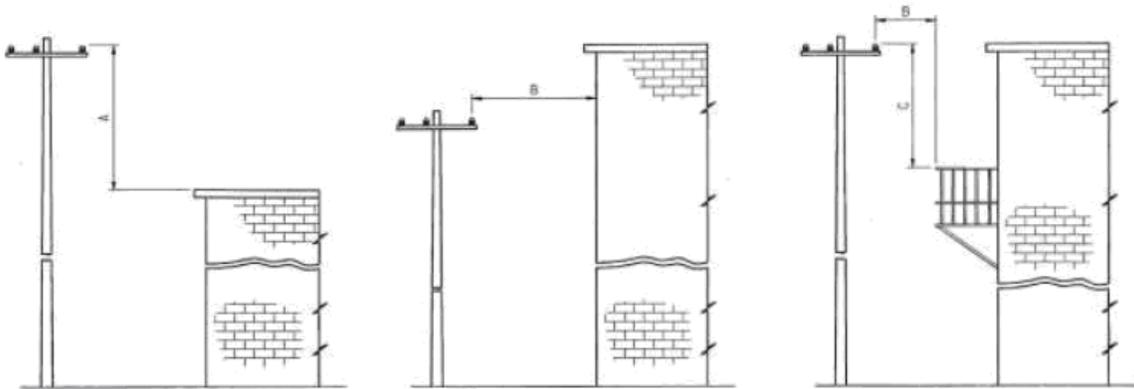
Conductores desnudos de 0 V hasta 750 V	1.70 m	1.70 m	2.3 m ^{a)}	3.8 m	2.45 m	4.1 m	5.6 m
Conductores de línea abierta de 750 V hasta 23 kV	2.30 m ^{b)}	2.30 m	2.3 m	3.8 m	2.45 m	4.1 m	5.6 m
Conductores de línea abierta de 23 kV hasta 34.5 kV	2.5 m	2.5 m	2.5 m	4.0 m	2.5 m	4.3 m	5.8 m
Partes vivas rígidas no protegidas mayor que 750 V hasta 34.5 kV	2.0 m ^{b)}	2.0 m	2.0 m	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 5.3.4.4.

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, véase 5.4.5;
- d) Para conductores fijos (instalados) a edificios, véase 5.3.2.7.



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

Figura 3-Distancias de separación de conductores a edificios u otras construcciones

5.3.4.4. 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 12.

Excepción: Este requisito no debe aplicarse a retenidas, mensajeros, cables de guarda, neutros como se indica en 5.3.1 b) 2) y 4).

Tabla 12-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 dentro de la estructura (partes del puente no accesibles) ^{d)}	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	1.2 m	1.2 m	1.4 m	2 m	1.2 m	1.8 m

a) Las tensiones eléctricas son de fase a tierra.

b) Los cables aislados son los que se indican en 5.3.1 b) 2) y los conductores neutros son los que se indican en 5.3.1 b) 4).

c) Cuando la línea esté sobre lugares transitados, ya sea encima o cerca del puente, se aplican también los requisitos que se indican en 5.3.8.

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.

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.

5.3.5. 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.

5.3.5.1. 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.

5.3.5.2. 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.

5.3.6. 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 5.3.6 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 5.3.6 e) y 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 13. 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 5.3.6 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, 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 5.3.1 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 13-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 arriba de conductores eléctricos ^{b)}
Comunicación	0 V hasta 150 V	Sin requisitos	--	c)	Ningún requisito
	Más de 150 V	600 mm recomendado	--	c)	600 mm recomendado
Eléctricos aislados	Todas tensiones	--	--	c)	Ningún requisito
Eléctricos aislados con mensajero desnudo	Todas tensiones	--	600 mm	600 mm	750 mm
Eléctricos en línea abierta o conductores forrados	0 V hasta 750 V	--	600 mm	600 mm	750 mm
	Más de 750 V hasta 15 kV	--	750 mm	750 mm	750 mm
	Más de 15 kV hasta 28 kV	--	900 mm	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.

5.3.7. 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 5.3.6 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 5.3.2.2, 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;

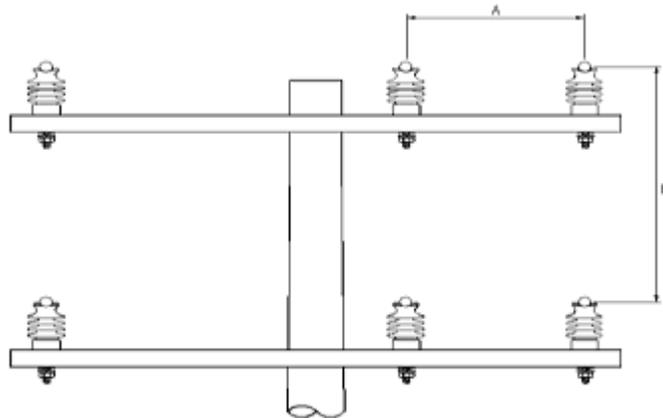
d) Localización de crucetas transversales respecto a los espacios para trabajar

Las crucetas transversales (véase Figura 4) pueden utilizarse si cumplen con el espacio mínimo de acuerdo con la Tabla 7, para mayor información véase 5.3.2.8, 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 5.3.2.1 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.



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.

Figura 4-Localización de crucetas transversales

5.3.8. 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.

5.3.8.1. Requisitos generales

Las alturas básicas deben ser como mínimo las que se indican en la Tabla 14 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.

Tabla 14-Altura mínima de los conductores y cables sobre el suelo, agua o vías férreas

Lugar	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 no navegables	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	5.5 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	4.6 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	4.0	5.3 m	8.0 m	9.6 m	11.4 m
NOTA 1: Las tensiones son de fase a fase.											
NOTA 2: El cable o conductor semi-aislado debe considerarse como un cable o conductor desnudo.											

5.3.8.2. Alturas adicionales para conductores

Las alturas que se indican en la Tabla 14 no deben incrementarse cuando los claros sean iguales o menores que los que se indican en 5.3.3.1 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 14 debe incrementarse $10 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 22 \text{ kV})$

5.3.8.3. 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 15.

- a) Para tensiones mayores que 22 kV

La altura mínima indicada en la Tabla 15 debe incrementarse $10 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 22 \text{ kV})$

Tabla 15-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	3.4 m	3.6 m	4.3 m
Caminos en zonas rurales donde es improbable que los vehículos crucen por debajo de la línea	4.0 m	4.3 m	4.9 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.

5.3.9. 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 17, 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.

5.3.9.1. 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 5 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.

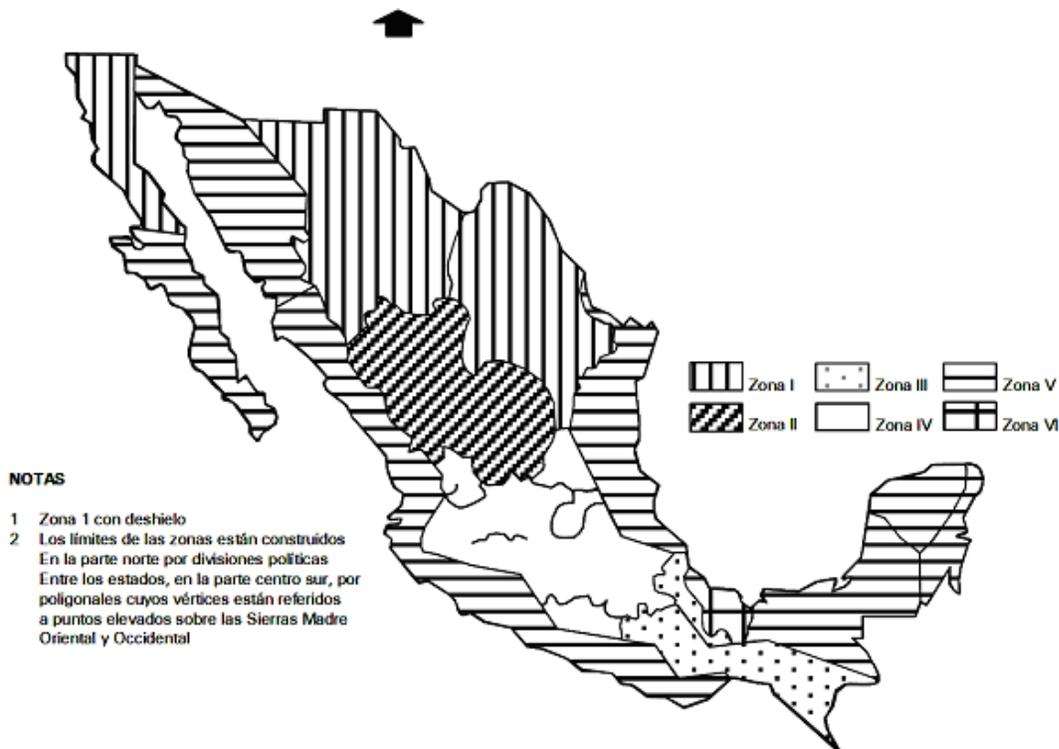


Figura 5-Zona geográfica de las cargas mecánicas

5.3.9.2. 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 16.

Tabla 16-Condicion es 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
<p>^{a)} Se considera este valor debido a que el hielo se presenta por lo general en zonas altas.</p> <p>NOTA: Para velocidad regional, se consideró la ciudad de Chilpancingo Guerrero</p>					

- b) Condiciones específicas. Para condiciones específicas de seguridad deben utilizarse los valores de la Tabla 17, que corresponde a las condiciones meteorológicas específicas de cada zona geográfica, para mayor información véase Figura 5.

Tabla 17-Condicion es meteorológicas

Zona de carga mecánica	Temperatura Mínima (°C)	Velocidad de viento de diseño (km/h)	Espesor de la capa de hielo sobre (mm)	
			Cables	Componentes horizontales
I	-10	120	6	8
II	-10	120	-	-
III	-5	120	-	-
IV	-5	120	-	-
V	7	120	-	-
VI	5	120	-	-
<p>Para altitudes mayores que 2 500 m, debe investigarse respecto a depósitos de hielo en cables y estructuras.</p> <p>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.</p> <p>La densidad del hielo se considera de 913 kg/m³, para mayor información véase 4.1.3.3.</p>				

5.3.9.3. Presión de viento

La presión del viento sobre las líneas aéreas debe calcularse, según la superficie de que se trate, considerando la presión sobre los conductores y las estructuras.

5.3.9.4. 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 17.

5.3.9.5. Cargas en las estructuras y en sus soportes

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

- a) Carga vertical. La carga vertical sobre cimientos, postes, torres, 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 estructuras de celosía (torres) de sección transversal cuadrada o rectangular, debe calcularse en función del área expuesta de una cara, más 50 % de la misma área expuesta. El porcentaje anterior puede substituirse por cálculos más precisos, por ejemplo, por el que se determine mediante pruebas reales.

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

1) Para tensiones hasta 34.5 kV. No es necesario considerar la ruptura de conductores;

2) Para tensiones mayores que 35 kV.

i) Estructuras hasta con seis conductores y con uno o dos cables de guarda: considerar la ruptura de un Hilo de guarda o del conductor o conductores de una fase en la posición más desfavorable.

ii) Estructuras con más de seis y hasta doce conductores y con dos cables de guarda: considerar la ruptura de un Hilo de guarda o de dos conductores de fase en la posición más desfavorable.

En tramos rectos de línea con conductores soportados por aisladores de suspensión, la carga es igual que el producto de la tensión mecánica máxima del conductor o conductores rotos, multiplicada por un factor de 0.70 cuando existe un conductor por fase y de 0.50 cuando son dos o más conductores por fase. Cuando la ruptura ocurre en los cables de guarda en cualquier tipo de estructura, así como la de los conductores en las estructuras de remate o de deflexión, la carga es igual que 100 % de la tensión mecánica máxima.

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

1) Para tensiones hasta 34.5 kV

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

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

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.

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

2) Para tensiones mayores que 35 kV

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

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

5.3.10. Retenidas

5.3.10.1. 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 5.3.9.2; con el factor de sobrecarga que corresponda a la clase "A" de construcción, véase Tabla 19. 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.

5.3.10.2. 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 5.3.1 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.

5.3.10.3. 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.

5.3.10.4. 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.

5.3.10.5. 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.

5.3.11. Dispositivos de protección y desconexión

5.3.11.1. 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.

5.3.11.2. 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).

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.

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.

5.3.11.3. 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.
 - 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;
 - 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) Tipo B y Tipo C (Interruptores de potencia)**
- 1) Uso. Protección para conductores y equipo en líneas aéreas, los CCF debe 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.
 - 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.

- c) Cortacircuito fusible (CCF) Tipo A (interruptores de distribución)
- 1) Uso. Protección para conductores y equipos en redes de distribución.
 - 2) Operación. Cuando los cortacircuitos con fusibles no son apropiados para interrumpir el circuito manualmente mientras portan la carga completa, debe instalarse un desconectador aprobado para abrir con carga. A menos que los cortacircuitos con fusible estén enlazados con el desconectador para evitar la apertura del cortacircuitos bajo carga, debe colocarse un aviso que resalte claramente y en forma legible el texto siguiente:
“CUIDADO NO ABRIR CON CARGA”
 - 3) Identificación. Deben estar identificado de la manera siguiente:
Los cortacircuitos de distribución deben tener sobre su cuerpo, puerta o tubo portafusible una placa o identificación legible y permanente, indicando el tipo o designación del fabricante, la capacidad de corriente eléctrica nominal en régimen de operación continua, la capacidad nominal de tensión máxima y capacidad nominal de interrupción.
Los eslabones fusibles deben tener una identificación legible y permanente indicando la capacidad nominal de corriente eléctrica en régimen de operación continua y el tipo de eslabón.
 - 4) 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 envolventes metálicos;
- d) 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.
- e) 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.

5.3.11.4. Protección contra sobretensiones en media y baja tensión

5.3.11.4.1. Generalidades

Las líneas 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 interconectados.

b) Selección del apartarrayos

La selección del apartarrayos de óxidos metálicos, ya sea clase intermedia o distribución, debe realizarse de acuerdo con las corrientes de rayo existentes en la zona, nivel de sobretensiones por maniobra en el punto de instalación, nivel de resistividad del suelo, 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.

5.3.11.4.2. 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.

5.3.11.4.3. 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) Las conexiones de puesta a tierra de los apartarrayos deben realizarse de acuerdo con 5.2. 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 y deben cumplir con 5.2;
 - 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°.

5.3.12. Acometidas

Para el cumplimiento de este capítulo debe aplicarse lo que se indica en el Artículo 230 de la NOM-001-SEDE-2012.

5.3.13. Líneas o redes de telecomunicaciones**5.3.13.1. Generalidades**

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, véase 5.3.7, 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.

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

El cable de la RT puede ubicarse en cualquier cara del poste, manteniendo la misma posición en toda la trayectoria y a la misma altura, debe analizarse su trayectoria sobre la línea de distribución, a fin de que se establezca la factibilidad de su instalación para dar espacio a la RT.

En caso de que se cuente con uno o dos cables de RT en la estructura, debe instalarse otra cruceta para no saturar la estructura.

5.3.13.1.2. Espaciamiento entre las líneas aéreas y redes de telecomunicaciones (RT)

Las separaciones y distancias de seguridad entre las líneas aéreas y la RT se indican a continuación:

- a) Para la separación mínima entre líneas aéreas y de la RT debe cumplir con los valores indicados en la Tabla 5;
- b) Para evitar daños en las líneas aéreas, la altura mínima de la RT en cruce de calles y aceras debe ser la que se indica en la Tabla 14.

La Figura 6 muestran un ejemplo de la ubicación e instalación de los equipos y sus accesorios que se utilizan en la RT.

NOTA: No se descartan otras ubicaciones e instalaciones de la RT ya que su aplicación depende del proyecto y configuración de las RT.

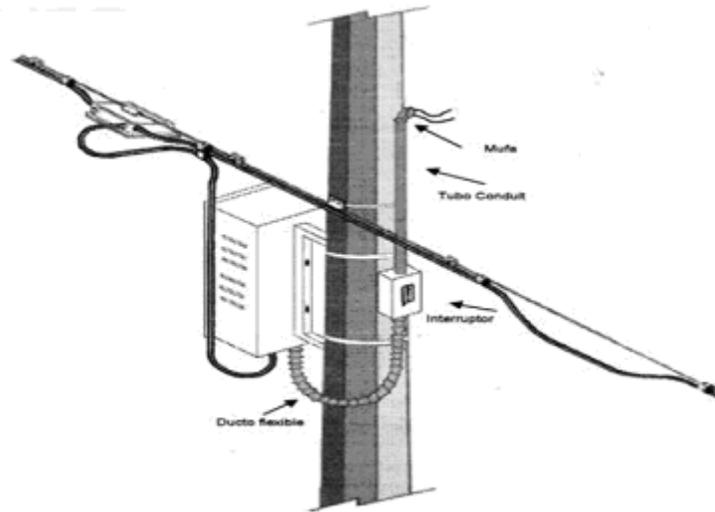


Figura 6-Ejemplo de ubicación de equipos y accesorios en la RT

5.3.14. Puesta a tierra

Las líneas y redes aéreas deben cumplir con los requisitos que se indican en 5.3.1 e).

5.3.15. Construcción de las líneas y redes aéreas

Los materiales empleados en la construcción y mantenimiento de líneas deben cumplir con los factores de sobrecarga, véase Tabla 20, y los requisitos de 5.3.15.1 y 5.3.15.2, según el grado de resistencia mecánica requerida.

5.3.15.1. Requisitos generales para los materiales

Los materiales empleados en las redes y líneas aéreas deben cumplir con los requisitos de seguridad que se citan a continuación:

- a) Conductores
 - 1) Tamaño nominal. El tamaño mínimo de los conductores para las redes y líneas aéreas debe ser los tamaños que se indican en la Tabla 18.
 - 2) Material, temple y tipo de conductores. Los conductores eléctricos utilizados en las redes y líneas aéreas deben ser del material y tipo de acuerdo con su aplicación, para mayor información véase la Tabla 18.

Tabla 18- Características de los conductores utilizados en las líneas aéreas

Tipo de cable	Material del conductor	Tamaño mínimo en mm ² (AWG)	Temple del conductor	Construcciones	Aplicación
Alambres de cobre aislados	Cobre	8.37 (8)	Suave	Alambres de cobre aislados	Acometidas de baja tensión. Puesta a tierra de equipos.
Alambres y Cables de cobre desnudos	Cobre	21.2 (4)	Semiduro	Alambres y Cables de cobre desnudos	Redes de distribución aérea en baja y media tensión. Redes de tierra. Puesta a tierra de equipos.
Cables de cobre aislados	Cobre	21.2 (4)	Suave	Cables de cobre aislados	Acometidas de baja tensión. Puesta a tierra de equipos.
Cables monoconductores con aislamiento termoplástico, tipo.	Cobre	33.6 (2)	Suave	Cable redondo concéntrico de cobre suave con aislamiento de PVC.	Conductor de puesta a tierra aislado, conexión del transformador a la red de baja tensión, conexiones diversas.
Cable concéntrico tipo espiral	Cobre	3.31 (12)	Suave	Cable redondo concéntrico de cobre suave. Aislamiento de PVC y cubierta exterior de PVC o polietileno.	Acometidas aéreas de baja tensión a medidores y salidas de éstos a los interruptores de los servicios. Se usan también para alimentar o interconectar cajas de conexiones en muros o en concentraciones de medidores.
Alambres de aluminio desnudo	Aluminio	13.3 (6)	Suave	Alambres de aluminio desnudos	Amarre de cables a aisladores en redes aéreas.
Cables de aluminio desnudo	Aluminio	53.5 (1/0)	Duro	Cables de aluminio desnudos (AAC)	Líneas aéreas en baja y media tensión.
Cable de aluminio con cableado concéntrico y núcleo de acero galvanizado	ACSR	53.5 (1/0)	Duro	Cable ACSR desnudo	Líneas aéreas en baja y media tensión.
Cable de aluminio con cableado concéntrico y núcleo de acero con recubrimiento de aluminio soldado	ACSR/AS	53.5 (1/0)	Duro	Cable ACSR/AS desnudo	Líneas aéreas de media y baja tensión en zonas con problemas de contaminación.
Cables semi-aislados para líneas aéreas de 15 a 35 kV	Cobre	53.5 (1/0)	Suave	Cables redondos de cobre, aluminio y ACSR con pantalla semiconductor sobre el conductor, aislamiento-cubierta resistente a la intemperie, rayos solares y al arrastre superficial.	Líneas aéreas en media tensión localizadas generalmente en zonas con altos índices de incidencia con árboles.
	Aluminio		Duro		
	ACSR		Duro		
Conductores múltiples para distribución aérea hasta 600 V para 75°C	Aluminio	8.37 (8)	Duro	Cables de aluminio (AAC) y mensajero ACSR o aluminio (AAC), cables de cobre y mensajero de cobre (1+1), (2+1), (3+1) con aislamiento de polietileno.	Acometidas y redes de distribución aérea en baja tensión.
	Cobre		Suave Semiduro		
	ACSR		Duro		

- 3) Clasificación. Los conductores utilizados en líneas y redes aéreas de media tensión se clasifican como se indican en la Tabla 19.

Los conductores que no se encuentren en la tabla, deberán cumplir con lo considerado en apartado 5.3.1 c) de este Proyecto.

Tabla 19-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 20-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.

- 4) Flechas y tensiones. La tensión mecánica máxima del conductor no debe ser mayor que el 60 % de su resistencia nominal a la ruptura, bajo las condiciones de cargas mecánicas indicadas en la Parte I de este artículo, para la zona en que se instale.
Adicionalmente, la tensión inicial del conductor no debe exceder 35 % de la resistencia nominal a la ruptura del conductor y la tensión final no debe exceder 25 %; ambos a 15 °C sin carga de viento y hielo.
- 5) 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.
- b) 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
Debe aplicarse lo indicado en 5.3.15.1 a) 5)
- c) 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.
- d) Alfileres, amarres y herrajes
Los alfileres o pernos para los aisladores, amarres y herrajes deben resistir las cargas longitudinales que se indican en 5.3.9.5 y deben soportar sin deformarse los factores de sobrecarga a los que estarán sometidos.
- e) Crucetas
Deben seleccionarse para resistir las cargas que se indican en 5.3.9 y los factores de sobrecarga que se indican en la Tabla 20.
 - 1) Resistencia vertical. Deben seleccionarse para resistir 100 kg aplicada en su extremo más alejado.
 - 2) Resistencia longitudinal.
Para tensiones hasta de 35 kV con temperatura mínima y claros máximos a 70 m.
Para tensiones mayores a 35 kV. Deben resistir la carga longitudinal por ruptura de cables, véase 5.3.9.5, con los factores de sobrecarga que se indican en la Tabla 20, aplicados a la tensión mecánica máxima de los cables.
- f) Postes y estructuras
Los postes y estructuras deben resistir las cargas que se indican en 5.3.9 con los factores de sobrecarga que se indican en la Tabla 20.
 - 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.

g) Retenidas

Deben dimensionarse para soportar los factores de sobrecarga que se indican en la Tabla 20.

h) Cimentación

Deben aplicarse a la estructura las cargas que se indican en 5.3.9 multiplicadas por los factores de sobrecarga que se indican en la Tabla 20 y las cimentaciones deben soportar las cargas que les transmite la estructura, además verificar la cimentación de acuerdo al tipo de suelo.

5.3.15.2. 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, véase Tabla 18. Para mayor información para los conductores clases A y B, véase la Tabla 19.

5.3.15.3. Contaminación en las líneas

El equipo eléctrico y los aisladores destinados para su uso en líneas de media tensión deben seleccionarse en función de los niveles de contaminación existentes en el área que van a instalarse.

5.4. Líneas y redes subterráneas

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

5.4.1. Requisitos generales para las líneas y redes subterráneas

5.4.1.1. Requisitos generales para las líneas y redes subterráneas por canalización

En el diseño de las líneas y redes 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 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.

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, véase 5.4.7.1 a).

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: Se recomienda revisar la información del derecho de vía de autopistas y vías férreas.

- 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.

5.4.1.2. Requisitos generales para las líneas y redes 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 disturbios.

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, véase 5.4.7.1 a).

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 atravesase 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.

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 1.27 m considerando de referencia la parte superior del carril.

- 3) **Edificios y otras estructuras.** Los cables o conductores no deben instalarse directamente debajo de los cimientos de los edificios u otras estructuras.

Excepción. Pueden instalarse los conductores debajo de los cimientos de los edificios u otras estructuras siempre y cuando se demuestre que la cimentación puede soportar la carga del edificio y que no existe la transferencia de carga que pueda dañar al cable o conductor.

- 4) **Piscinas.** El cable o conductor debe instalarse a una distancia horizontal mínima de 1.5 m de la piscina.

Excepción. Puede proporcionarse protección adicional en caso de que la distancia mínima no pueda lograrse.

- 5) **Cruces por aguas navegables.** Los cables o conductores deben instalarse y seleccionarse para que resistan la erosión a la que pueden estar sometidos.

Los cables no deben instalarse donde normalmente los barcos anclan.

5.4.2. Requisitos específicos para las líneas y redes subterráneas

Las líneas y redes subterráneas deben cumplir con los siguientes requisitos.

5.4.2.1. Separaciones mínimas con otros sistemas

La distancia entre las canalizaciones subterráneas 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.

La separación entre canalizaciones para suministro de energía con otros sistemas debe cumplir con las distancias que se indican en la Tabla 21.

Tabla 21-Distancias mínimas de separación entre sistemas

Entre el sistema de:	Distancia mínima en cruzamiento (m)		
	0 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

5.4.2.2. 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 22.

Tabla 22-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 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.

5.4.2.3. Excavaciones y rellenos

- 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. 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 boleado 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.

5.4.2.4. 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 23, 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 23-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, 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, 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 y 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.

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.
 - 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 mayor información véase la Tabla 1 de Capítulo 10 de la NOM-001-SEDE-2102.

5.4.2.5. 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 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.

5.4.3. Requisitos generales para conductores, terminales, conectadores y estructuras

5.4.3.1. 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 los seres vivos; y
- b) **Cubiertas exteriores.** Cuando se instalen cables de energía dentro de galerías y túneles transitados por personas, la cubierta debe incluir compuestos para retardar el fuego; así como en los casos de acceso a transiciones conectadas a una terminal encapsulada en gas SF₆.
- c) **Capacidad de conducción.** Los conductores deben seleccionarse de acuerdo con la corriente que van a conducir, en la Tabla 1 se proporcionan los valores de capacidad de conducción de los conductores.

NOTA: Se recomienda revisar los manuales del fabricante de acuerdo con la configuración de los conductores.

5.4.3.2. 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.

5.4.3.3. 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.

5.4.3.4. 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) Quedar localizados dentro de los registros, pozos o bóvedas.

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.

5.4.3.5. 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.

Las terminales de tipo aéreo deben cumplir una distancia mínima entre partes vivas, así como cumplir con el NBAI.

NOTA 1: La elaboración de las terminales debe ser realizados por personas calificadas.

NOTA 2: Cuando las terminales se instalen en vías públicas se recomienda que estas sean de material polimérico.

5.4.3.6. Empalmes, conectadores derivadores y conectadores múltiples

Deben soportar sin dañarse, la magnitud y duración de corrientes eléctricas de falla que se presenten durante su operación, instalándose de forma que cuando uno falle no afecte a las otras instalaciones.

Deben quedar localizados dentro de los registros o bóvedas.

5.4.4. 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.

5.4.4.1. Protecciones contra sobrecorrientes

Las personas deben protegerse contra lesiones y los bienes contra daños debidos 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) Reducir al mínimo el tiempo sin servicio a los usuarios;
- b) Proteger al equipo durante fallas en el sistema; y
- c) Facilitar la localización y reparación de las fallas.

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.

5.4.4.2. 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 apartarrayos en las transiciones y de frente muerto en los puntos normalmente abiertos de los anillos y ramales radiales.

5.4.5. Transiciones de un sistema aéreo a un sistema subterráneo

5.4.5.1. 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.

- 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 y alta tensión.** La separación entre partes vivas de una terminal o de diferentes terminales con respecto a su propia estructura, debe ser adecuada al NBI de la terminal.

En aquellos lugares donde la separación entre partes con diferente potencial eléctrico sea menor para la tensión y NBI, 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 considerarse 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.
- c) 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.

La transición para terminal SF₆ se refiere a la preparación del cable conectado a una terminal encapsulada en gas SF₆.

5.4.5.2. 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;
- e)** 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

- f) 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.

5.4.6. Puesta a tierra

Para el cumplimiento del presente capítulo debe aplicarse 5.2.3.

5.4.7. Construcción de las líneas y redes subterráneas

5.4.7.1. Generalidades

Durante los trabajos de la instalación de la red subterránea debe contemplarse lo siguiente:

- a) Los cables no deben sufrir curvaturas con radios menores al mínimo recomendado por el fabricante, de manera que se evite daño en sus componentes (en ningún caso este radio debe ser menor a 12 veces el diámetro externo del cable) durante su manejo, instalación y operación.
- b) Las tensiones de jalado y las presiones laterales sobre las paredes que se presenten durante la instalación de los cables, no deben alcanzar valores que puedan dañar a los mismos, estos valores deben limitarse a los recomendados por el fabricante.
- c) Los ductos deben limpiarse previamente a la instalación de los cables y eliminar cualquier protuberancia o material extraño que pueda causar daños a los componentes del cable.
- d) Cuando se use lubricante durante el jalado de los cables, éste no debe afectar a los componentes de los cables, ni a los ductos, tampoco debe permitir que el cable se adhiera al ducto.
- e) En instalaciones verticales o con pendientes, los cables deben sujetarse adecuadamente con soportes para evitar deslizamientos y deformaciones debido a su masa.
- f) Los cables eléctricos y de comunicación no deben instalarse dentro del mismo ducto.

5.4.7.2. Soportes para cables, en registros, pozos de visita y bóvedas

- a) Los cables dentro de los registros, pozos o bóvedas deben quedar fácilmente accesibles y soportados de forma que no sufran daño debido a su propia masa, curvaturas o movimientos durante su operación.
- b) Los soportes de los cables deben seleccionarse para resistir la masa de los propios cables y de cargas dinámicas; mantenerlos separados en claros específicos y no ser dañinos al ambiente.
- c) Los cables para media y alta tensión deben sujetarse con soportes cuando menos 10 cm por encima del piso.

Excepción 1: Este requisito no se aplica a conductores neutros y de conexión de puesta a tierra.

Excepción 2: Este requisito no aplica a los cables para baja tensión.

- d) La instalación debe permitir el movimiento del cable sin que se presente concentración de esfuerzos mecánicos que dañen su aislamiento.

5.4.7.3. 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.

5.4.7.4. Identificación

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.

5.4.7.5. Protección contra fuego

Aunque no es requisito la condición a prueba de fuego para los cables; 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.

5.5. Subestaciones

5.5.1. Generalidades

El presente Capítulo contiene requisitos de seguridad que deben aplicarse a las instalaciones eléctricas de las Subestaciones de 1 kV hasta 400 kV.

Estos requisitos se aplican a toda instalación, en el caso de instalaciones temporales, que pueden requerirse en el proceso de construcción o en subestaciones que están siendo reestructuradas o reemplazadas.

5.5.2. Clasificación de subestaciones eléctricas

- a) Por niveles de tensión
 - 1) Subestaciones de potencia transmisión 161 kV a 400 kV;
 - 2) Subestaciones de potencia distribución 69 kV a 138 kV; y
 - 3) Subestaciones de distribución 1 kV a 34.5 kV.
- b) Por su tipo de aislamiento
 - 1) Encapsulada en SF₆; y
 - 2) Convencional.

5.5.3. 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 conforma al nivel de cortocircuito en el punto de la instalación;
- b) Protección en subestaciones. El alimentador, transformador de potencia y barras de la Subestación, deben contar con protecciones primarias y secundarias o de respaldo;
- c) Protección contra sobretensiones. Debe contarse con una coordinación de aislamiento;
- d) Sistema de tierras;
- e) Sistemas de control, comunicación y medición; y
- f) Servicios propios de la Subestación.

5.5.4. Medio de desconexión

Toda subestación debe tener un medio de desconexión general (Interruptor de Potencia con cuchillas de seccionamiento asociadas), ubicado en un lugar de fácil acceso.

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

5.5.5. Requisitos generales para locales y espacios

5.5.5.1. Resguardos de locales y espacios

Los locales y espacios en que se instalen subestaciones deben tener restringido y resguardado su acceso; por medio de cercas de tela de alambre, muros o bien en locales especiales para evitar la entrada de personas no calificadas. Los resguardos deben tener una altura mínima de 2.10 m y deben cumplir con lo que se indica en 5.5.6.

5.5.5.2. Zonas de trabajo y protección

- a) Espacio de trabajo

El espacio de trabajo libre mínimo en dirección del acceso a las partes vivas de una instalación eléctrica, debe ser como mínimo el especificado en la Tabla 24, a no ser que se especifique otra cosa en esta norma.

Las distancias deben medirse desde las partes vivas, si están expuestas o desde el frente o abertura de la envolvente si están encerradas.

Tabla 24-Distancia mínima del espacio de trabajo en una instalación eléctrica

Tensión nominal a tierra (V)	Distancia mínima (m)		
	Condición 1	Condición 2	Condición 3
601-2 500	0.9	1.2	1.5
2 501-9 000	1.2	1.5	1.8
9 001-25 000	1.5	1.8	2.4
25 001-75 000	1.8	2.4	3.0
75 001-138 000	2.4	3.0	3.6
138 001-230 000	3.0	3.6	4.2
230 001-400 000	3.6	4.2	4.8

Las condiciones son las siguientes:

Condición 1. Partes vivas expuestas en un lado y no activas o conectadas a tierra en el otro lado del espacio de trabajo, o partes vivas expuestas a ambos lados protegidas eficazmente por madera u otros materiales aislantes adecuados. No se consideran partes vivas los cables o barras aislados que funcionen a no más de 300 V.

Condición 2. Partes vivas expuestas a un lado y conectadas a tierra al otro lado. Las paredes de concreto, tabique o azulejo se consideran superficies conectadas a tierra.

Condición 3. Partes vivas expuestas en ambos lados del espacio de trabajo (no protegidas como está previsto en la Condición 1), con el operador entre ambas.

Excepción: No se requiere espacio de trabajo en la parte posterior de conjuntos tales como tableros de distribución de frente muerto en los que no haya partes intercambiables o ajustables y donde todas las conexiones estén accesibles. Cuando se requiera acceso posterior para trabajar en partes no energizadas del equipo encerrado, debe existir un espacio mínimo de trabajo de 0.8 m en horizontal.

b) Separación de instalaciones de baja tensión

Cuando haya instalados desconectores, cortacircuitos u otro equipo que funcione a 600 V nominales o menos, en un cuarto o resguardo donde haya expuestas partes vivas o cables expuestos a más de 600 V nominales, la instalación de alta tensión debe separarse eficazmente del espacio ocupado por los equipos de baja tensión mediante un muro de tabique, cerca o pantalla que sea adecuados.

Excepción: Se permite instalar desconectores u otros equipos que funcionen a 600 V nominales o menos y que pertenezcan sólo a equipo dentro del cuarto, bóveda o envoltente de alta tensión en ese cuarto, bóveda o envoltente si sólo es accesible a personas calificadas.

c) Cuartos o envoltentes cerrados

Las entradas a todos los edificios, cuartos o envoltentes que contengan partes vivas expuestas o conductores expuestos que operen a más de 600 V nominales, deben mantenerse cerradas con llave, a menos que dichas entradas estén en todo momento bajo la supervisión de una persona calificada.

Cuando la tensión eléctrica supere 600 V nominales, debe haber señales preventivas permanentes y visibles en las que se indique lo siguiente, véase 5.5.5.7:

“PELIGRO - ALTA TENSIÓN - PROHIBIDA LA ENTRADA”

d) Iluminación

Debe haber iluminación apropiada en todos los espacios de trabajo alrededor del equipo eléctrico. Las cajas de salida para iluminación deben estar dispuestas de manera que las personas que cambien las lámparas o hagan reparaciones en el sistema de iluminación, no corran peligro por las partes vivas u otros equipos activos. En los cuartos de equipo eléctrico en donde estén instalados equipos con tensiones mayores que 600 V nominales, la iluminación debe ser apropiada aun cuando se interrumpa el suministro de alumbrado normal y debe instalarse circuitos de alumbrado de emergencia.

Los interruptores de control deben estar situados de modo que no sea probable que las personas entren en contacto con ninguna parte viva o móvil del equipo al accionarlos.

e) Altura de las partes vivas sin proteger

Las partes vivas sin proteger por encima del espacio de trabajo deben mantenerse a una altura no inferior a la requerida en la Tabla 25.

Tabla 25-Altura de las partes vivas sin proteger sobre el espacio de trabajo

Tensión eléctrica nominal entre fases (V)	Altura
601-7 500	2 700 mm
7 501-34, 500	2 900 mm
Más de 34, 500	$2\,900\text{ mm} + 10 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} (V_{L-L} - 34.5\text{ kV})$

5.5.5.3. Condiciones de los locales y espacios

Los locales donde se instalen subestaciones deben cumplir con lo siguiente:

- a) Deben estar hechos de materiales no combustibles;
- b) No deben emplearse como almacenes, talleres o para otra actividad que no esté relacionada con el funcionamiento y operación del equipo.
Excepción: Se permite colocar en el mismo local la planta generadora de emergencia o respaldo correspondiente.
- c) No debe existir polvo o pelusas combustibles en cantidades peligrosas, combustibles, ni gases inflamables o corrosivos;
- d) Deben tener ventilación para que el equipo opere a su temperatura nominal y para minimizar los contaminantes en el aire bajo cualquier condición de operación; y
- e) Deben mantenerse secos.

5.5.5.4. Locales para subestaciones encapsuladas en SF₆

Los locales destinados para las subestaciones eléctricas 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 a través del tiempo.

Los locales para subestaciones deben contar con los siguientes requisitos:

- 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 los locales de subestaciones 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 de SF₆.

5.5.5.5. Instalación de alumbrado

Los niveles de iluminación mínima sobre la superficie de trabajo, para locales o espacios, se muestran en la Tabla 26 y debe cumplir con lo siguiente:

Debe haber iluminación apropiada en todos los espacios de trabajo alrededor del equipo eléctrico. No se permite el control de la iluminación únicamente por medios automáticos. Las salidas para iluminación deben estar dispuestas de manera que las personas que cambien las lámparas o hagan reparaciones en el sistema de alumbrado, no corran peligro por las partes vivas u otros equipos.

Los puntos de control deben estar situados de modo que no sea probable que las personas entren en contacto con ninguna parte viva o móvil del equipo mientras encienden el alumbrado.

Tabla 26-Niveles mínimos de iluminancia requeridos

Tipo de lugar	Iluminancia (lx)
Frente de tableros de control con instrumentos, diversos e interruptores, entre otros.	270
Parte posterior de los tableros o áreas dentro de tableros “dúplex”	55
Pupitres de distribución o de trabajo	270
Cuarto de baterías	110
Pasillos y escaleras (medida al nivel del piso)	55
Alumbrado de emergencia, en cualquier área	11
Áreas de maniobra	160
Áreas de tránsito de personal y vehículos	110
General	22

Excepción 1: No se requiere iluminación permanente en celdas de desconectores y pequeños espacios similares ocupados por aparatos eléctricos.

Excepción 2: Las subestaciones de usuarios de tipo poste o pedestal quedan excluidas de los requerimientos a que se refiere esta Sección y pueden considerarse iluminadas con el alumbrado existente para otras áreas adyacentes.

a) Receptáculos y unidades de alumbrado

Los receptáculos para conectar aparatos portátiles deben situarse de manera que, al ser utilizados, no se acerquen en forma peligrosa a cordones flexibles o a partes vivas.

Las unidades de alumbrado deben situarse de manera que puedan ser controladas, repuestas y limpiadas desde lugares de acceso seguro. No deben instalarse usando conductores que cuelguen libremente y que puedan moverse de modo que hagan contacto con partes vivas de equipo eléctrico.

b) Circuito independiente

En subestaciones, el circuito para alumbrado y receptáculos debe alimentar exclusivamente estas cargas y tener protección adecuada contra sobrecorriente independiente de los otros circuitos.

c) Control de alumbrado

Con objeto de reducir el consumo de energía y facilitar la visualización de fallas en el área de equipos, barras y líneas, el alumbrado debe permanecer al mínimo valor posible, excepto en los momentos de maniobras.

d) Eficiencia

Para optimizar el uso de la energía, se recomienda proporcionar mantenimiento e inspeccionar los luminarios y sus conexiones.

e) Alumbrado de emergencia

Debe colocarse en el local, cuando menos, una lámpara para alumbrado de emergencia por cada puerta de salida.

5.5.5.6. Pisos, barreras y escaleras

a) Pisos

En las subestaciones los pisos deben ser planos, firmes y con superficie antiderrapante, debe evitarse que haya obstáculos en los mismos. Los huecos, registros y trincheras deben tener tapas adecuadas. El piso debe tener una pendiente (se recomienda una mínima de 2.5%) hacia las coladeras del drenaje.

b) Barreras

Todos los huecos en el piso que no tengan tapas o cubiertas adecuadas y las plataformas de más de 50 cm de altura, deben estar provistos de barreras, de 1.20 m de altura, como mínimo. En lugares donde se interrumpa una barrera junto a un espacio de trabajo, para dar acceso a una escalera, debe colocarse otro tipo de barrera (reja, cadena).

c) Escaleras

Las escaleras que tengan cuatro o más escalones deben tener pasamanos. Las escaleras con menos de cuatro escalones deben distinguirse convenientemente del área adyacente, con pintura de color diferente u otro medio. No deben usarse escaleras tipo "marino", excepto en bóvedas.

5.5.5.7. Accesos y salidas

Los locales y cada espacio de trabajo deben tener un acceso y salida libre de obstáculos. Si la forma del local, la disposición y características del equipo en caso de un accidente pueden obstruir o hacer inaccesible la salida, el área debe estar iluminada y debe proveerse un segundo acceso y salida, indicando una ruta de evacuación.

La puerta de acceso y salida de un local debe abrir hacia afuera y estar provista de un seguro que permita su apertura, desde adentro. En subestaciones interiores, cuando no exista espacio suficiente para que el local cuente con puerta de abatimiento, se permite el uso de puertas corredizas, siempre que éstas tengan claramente marcado su sentido de apertura y se mantengan abiertas mientras haya personas dentro del local.

La puerta debe tener fijo en la parte exterior y en forma completamente visible, un aviso con la leyenda:

"PELIGRO-ALTA TENSIÓN-PROHIBIDA LA ENTRADA"

5.5.5.8. Protección contra incendio

Independientemente de los requisitos y recomendaciones que se proporcionan a continuación, además, debe cumplirse la reglamentación en materia de prevención de incendios.

a) Extintores

Deben colocarse extintores, tantos como sean necesarios en lugares convenientes y claramente marcados, situando dos, cuando menos, en puntos cercanos a la entrada de las subestaciones.

Para esta aplicación se permiten extintores de polvo químico seco. 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.

En las subestaciones de tipo abierto o pedestal instalados en redes de distribución no se requiere colocar extintores de incendio.

b) Sistemas integrados

Para tensiones mayores que 69 kV:

- 1) se debe tener un sistema fijo que opere de forma automática y alarme contra arcos eléctricos (arc flash)
- 2) Se recomienda el uso de sistemas de protección contra incendio tipo fijo que operen automáticamente por medio de detectores de fuego que, al mismo tiempo.

c) Contenedores para aceite

En el equipo que contenga aceite, debe(n) considerarse alguna o algunas de las siguientes medidas:

- 1) Proveer medios adecuados para confinar, recoger y almacenar el aceite que pudiera escaparse del equipo, mediante recipientes o depósitos independientes del sistema de drenaje. Para transformadores mayores que 1 000 kVA, el confinamiento debe ser para una capacidad de 20% de la capacidad del equipo y cuando la subestación tiene más de un transformador, una fosa colectora equivalente al 100% del equipo de mayor capacidad.
- 2) Construir muros divisorios, de tabique o concreto, entre transformadores y entre éstos y otras instalaciones vecinas, cuando el equipo opere a tensiones iguales o mayores que 69 kV.

- 3) Separar los equipos en aceite con respecto a otros equipos, por medio de barreras incombustibles, o bien por una distancia suficiente para evitar la proyección de aceite incendiado de un equipo hacia los otros equipos.

5.5.5.9. Localización y accesibilidad

- a) Los tableros deben colocarse donde el operador no esté expuesto a daños por la proximidad de partes vivas o partes de maquinaria o equipo en movimiento;
- b) No debe haber materiales combustibles dentro del local;
- c) El espacio alrededor de los tableros debe conservarse despejado y no usarse para almacenar materiales, de acuerdo con lo que se indica en 5.5.5.2; y
- d) El equipo de interruptores debe estar dispuesto de forma que los medios de control sean accesibles al operador.

5.5.5.10. Dispositivo general de protección contra sobrecorriente

Las subestaciones de media tensión (34.5 kV o menos) deben tener en el lado primario un dispositivo general de protección contra sobrecorriente, por sobrecarga o corto circuito, para la tensión eléctrica antes referida en el punto de conexión.

En las Subestaciones Eléctricas de potencia, en cada bahía asociada a una línea, cable, transformador de potencia, unidad de Central Eléctrica y equipo de compensación, los interruptores de potencia constituyen la protección contra sobrecorriente.

En subestaciones con dos o más transformadores, o en subestaciones receptoras con varias derivaciones para transformadores remotos u otras cargas.

NOTA: Véase 240-100 de la NOM-001-SEDE-2012.

Excepción: En ampliaciones de subestaciones convencionales (compactas) debe aplicarse la Excepción de 5.5.4

5.5.6. Requisitos generales del sistema de protección del usuario

La protección del equipo eléctrico instalado en la subestación de un usuario no debe depender del sistema de protección del suministrador.

Las fallas por cortocircuito en la instalación del usuario no deben ocasionar la apertura de las líneas, lo cual puede afectarse el servicio.

5.5.6.1. Equipo a la intemperie o en lugares húmedos

En instalaciones a la intemperie o en lugares húmedos, el equipo debe estar diseñado y construido para operar satisfactoriamente bajo cualquier condición atmosférica existente.

5.5.6.2. Consideraciones ambientales

- a) Las subestaciones con tensiones mayores que 69 kV deben considerar la limitación de los esfuerzos sísmicos y dinámicos que soporta el equipo a través de sus conexiones;
- b) Los equipos deben ser capaces de soportar los esfuerzos sísmicos que se le transmiten del suelo a través de sus bases de montaje y que resultan de las componentes de carga vertical y horizontal, más la ampliación debida a la vibración resonante; y
- c) En subestaciones urbanas con tensiones mayores que 69 kV deben considerar el efecto del impacto ambiental, de manera que sus inconvenientes se reduzcan a un nivel tolerable. En las subestaciones ubicadas en áreas urbanas deben tomarse medidas con el fin de limitar el ruido audible a 60 dB, medido en el límite del predio en la colindancia a la calle o a predios vecinos.

5.5.7. Instalación y mantenimiento del equipo eléctrico

El equipo de las subestaciones debe instalarse y mantenerse para reducir al mínimo los riesgos de accidentes de las personas o seres vivos, así como el consumo de energía.

- a) Equipo de uso continuo. Antes de ser puesto en servicio, debe comprobarse que el equipo eléctrico cumple con los requisitos establecidos en los diferentes Artículos aplicables de esta norma.

Posteriormente, debe ser mantenido en condiciones adecuadas de funcionamiento, haciendo inspecciones periódicas para comprobarlo. El equipo defectuoso debe ser reparado o reemplazado.

- b) Equipo de uso eventual. Se recomienda que el equipo o las instalaciones que se usen eventualmente, deben ser revisados y probados antes de usarse en cada ocasión.

Los equipos deben soportarse y fijarse de manera consistente a las condiciones de servicio esperadas. Los equipos pesados como transformadores quedan asegurados por su propio peso, pero aquellos donde se producen esfuerzos por sismo o fuerzas dinámicas durante su operación, pueden requerir medidas adicionales. Véase 5.5.6.2.

5.5.7.1. 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 resguardos.

5.5.7.2. Identificación del equipo eléctrico

Para identificar al equipo eléctrico en subestaciones se recomienda pintarlo y numerarlo, usando placas, etiquetas o algún otro medio que permita distinguirlo fácilmente, tanto respecto de su funcionamiento como del circuito al que pertenece. Es conveniente establecer un método de identificación uniforme en todo el equipo instalado en una subestación o en un grupo de instalaciones que correspondan a un mismo usuario.

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

5.5.7.3. Transformadores de corriente

Los circuitos secundarios de los transformadores de corriente deben tener medios para ponerse en cortocircuito y conectarse a tierra simultáneamente. Cuando exista relación múltiple y con salidas no conectadas, éstas deben ponerse en cortocircuito.

5.5.7.4. Protección de los circuitos secundarios de transformadores para instrumentos

- a) Conexión de puesta a tierra. Los circuitos secundarios de transformadores para instrumentos (transformadores de corriente y de potencial) deben tener una referencia efectiva y permanente de puesta a tierra; y
- b) Protección mecánica de los circuitos secundarios cuando los circuitos primarios operen a más de 6 000 V. Los conductores de los circuitos secundarios deben alojarse en tubo (conduit) metálico, permanentemente puesto a tierra, a menos que estén protegidos contra daño mecánico y contra contacto de personas.

5.5.7.5. Circuitos para transformadores de instrumentos

Los circuitos del secundario de transformadores de corriente y de potencial para instrumentos de medición deben ser puestos a tierra cuando el devanado del primario vaya conectado a circuitos de 300 V o más a tierra. Deben ser puestos a tierra en los tableros de distribución, independientemente del valor de la tensión eléctrica.

Excepción: Los circuitos en los que el devanado del primario va conectado a circuitos de menos de 1 000 V sin partes o cables expuestos ni accesibles más que a personas calificadas.

5.5.7.6. Instalación de transformadores de potencia y distribución

Los requisitos siguientes aplican a transformadores instalados al nivel del piso, en exteriores o interiores:

- a) Instalación. Deben cumplirse las disposiciones establecidas en 5.5.8.

5.5.8. Protección

Los transformadores deben protegerse como se indica a continuación:

- a) Protección mecánica. Deben tomarse todas las medidas para reducir a un mínimo la posibilidad de daño a los transformadores por causas externas, cuando estén expuestos a daño físico;
- b) Envolvente o cubierta. Los transformadores de tipo seco deben estar dotados de una cubierta o envolvente resistente a la humedad e incombustible, que dé una protección razonable contra la entrada accidental de objetos extraños;
- c) Partes energizadas expuestas. Los transformadores deben instalarse de modo que las partes vivas estén resguardadas de acuerdo con lo indicado en 5.5.5.1;

- d) Advertencia de la tensión eléctrica. La tensión de operación de las partes vivas expuestas en las instalaciones de transformadores debe indicarse por medio de señales o marcas visibles sobre el equipo o estructuras;
- e) Transformadores que contengan aceite. En la instalación de transformadores que contengan aceite deben tenerse en cuenta las recomendaciones sobre protección contra incendio que se indican en 5.5.5.8;
- f) Edificios de subestaciones. En edificios que no se usen solamente para subestaciones, los transformadores deben instalarse en lugares especialmente destinados a ello de acuerdo con lo indicado en el inciso e) siguiente y que sean solamente accesibles a personas calificadas;
- g) Selección de los transformadores. Deben trabajar lo más próximo a 100% de su capacidad, conforme a los límites marcados por la confiabilidad operativa y requisitos de la carga que alimentan; y
- h) Ventilación. La ventilación debe disipar las pérdidas a plena carga del transformador, sin que se produzca un aumento de temperatura que exceda la nominal del transformador.

NOTA: En algunos transformadores pueden presentarse pérdidas adicionales, cuando estén presentes corrientes no sinusoidales causando un incremento de temperatura dentro del transformador, por arriba de su valor nominal.

Los transformadores con aberturas para ventilación deben instalarse de manera que no sean bloqueados por paredes u otras obstrucciones. Las separaciones necesarias deben estar marcadas claramente en el transformador.

5.5.8.1. Medio aislante

Deben considerarse las medidas siguientes:

- a) Debe cumplirse con los requisitos del Capítulo 5 de la NOM-001-SEDE-2012 para ambientes especiales;
- b) Los líquidos aislantes deben ser biodegradables, no dañinos a la salud; y
- c) No se permite el uso de bifenilos policlorados (Askarel) como medio aislante en transformadores.

5.5.8.2. Ajuste de la protección contra sobrecorriente

La protección contra sobrecorriente de transformadores (excepto los de medición y control) debe cumplir 450-3 de la NOM-001-SEDE-2012.

5.5.9. Locales para baterías

Los locales deben ser independientes con un espacio alrededor de las baterías para facilitar el mantenimiento, pruebas y reemplazo de baterías unitarias, cumpliendo con lo siguiente:

- a) Local independiente
 - 1) Las baterías deben instalarse en un local independiente; y
 - 2) Dentro de los locales debe dejarse un espacio suficiente y seguro alrededor de las baterías para la inspección, el mantenimiento, las pruebas y reemplazo de celdas.

- b) Conductores y canalizaciones

No deben instalarse conductores desnudos en lugares de tránsito de personas, a menos que se coloquen en partes altas para quedar protegidos. Para instalar los conductores aislados puede usarse canalización metálica, siempre que estén debidamente protegidos contra la acción deteriorante del electrolito.

En los locales para baterías, los conductores con envolturas barnizadas no deben usarse.

- c) Terminales

Si en el local de las baterías se usan canalizaciones u otras cubiertas metálicas, los extremos de los conductores que se conecten a las terminales de las baterías deben estar fuera de la canalización, por lo menos a una distancia de 30 cm de las terminales, y resguardarse por medio de una boquilla aislante.

El extremo de la canalización debe cerrarse herméticamente para no permitir la entrada del electrolito.

d) Pisos

Los pisos de los locales donde se encuentren baterías y donde sea probable que el ácido se derrame y acumule, deben ser de material resistente al ácido o estar protegidos con pintura resistente al mismo. Debe existir un recolector para contener los derrames de electrolito.

e) Equipos de calefacción

No deben instalarse equipos de calefacción de flama abierta o resistencias incandescentes expuestas en el local de las baterías.

f) Iluminación

Los locales de las baterías deben tener una iluminación natural adecuada durante el día. En los locales para baterías, deben usarse luminarios con portalámparas a prueba de vapor y gas protegidos de daño físico por barreras o aislamientos.

g) Receptáculos y apagadores

Los receptáculos y apagadores deben localizarse fuera del local.

h) Ventilación

Deben tomarse las medidas necesarias para una ventilación y difusión de los gases de las baterías, a fin de impedir la acumulación de una mezcla explosiva en el local. Cuando se utilice ventilación forzada, las fallas en el sistema de ventilación deben operar una señal preventiva.

5.5.10. Tarimas y tapetes aislantes

Estos medios de protección no deben usarse como sustitutos de los resguardos 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 de tipo interior, las tarimas y 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.

5.5.11. Puesta a tierra

Para el cumplimiento con los requisitos de puesta a tierra, véase 5.2.4.

6. 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.

6.1. Objetivo

Este PEC, establece la metodología para que, mediante la verificación, se evalué la conformidad de las instalaciones de la interconexión de las Centrales Eléctricas, la conexión de los Centros de Carga, las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión con este Proyecto.

6.2. 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-2007, Abreviaturas y símbolos para diagramas, planos y equipos eléctricos.

6.3. Campo de aplicación

El Presente PEC es para evaluar la conformidad de las instalaciones a que se refieren los artículos 33, fracciones IV y V, y 40 de la Ley de la Industria Eléctrica; 112 de su Reglamento, independientemente de por quién estarán energizadas o suministradas.

La evaluación de la conformidad del diseño y construcción de la interconexión de las Centrales Eléctricas, la conexión de Centros de Carga, las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión con el Proyecto será en cualquier tiempo por la autoridad competente de manera fundada y motivada, y por las Unidades de Verificación aprobadas por la misma autoridad, para cuyo efecto se hará uso del presente PEC.

6.4. Definiciones

Para efectos de este PEC, además de lo dispuesto en el artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica, se establecen las definiciones siguientes:

6.4.1. Acta de evaluación de la conformidad: documento elaborado por la Unidad de Verificación en cada una de las visitas de verificación a la instalación eléctrica, en el cual deben constar por lo menos los datos siguientes: hora, días, mes y año en que inicie y concluya la visita; calle, número, colonia o población, municipio o alcaldía, código postal y entidad federativa o georreferencia; objeto de la visita de verificación, las no conformidades encontradas y, en su caso, el cumplimiento de las mismas, observaciones de la persona que atendió la visita de verificación, y pruebas ofrecidas en caso de haberlas, datos que son evidencia objetiva de la verificación a las instalaciones eléctricas.

6.4.2. Alcance de la verificación: es la parte o el total de la interconexión de las Centrales Eléctricas, de la conexión de Centros de Carga, de las Redes Generales de Distribución y de la Red Nacional de Transmisión que el solicitante de la verificación requiera que sea verificado.

6.4.3. Ampliación: es la adición al diseño original de la interconexión de las Centrales Eléctricas, de la conexión de Centros de Carga, de las Redes Generales de Distribución y de la Red Nacional de Transmisión con las especificaciones y lineamientos de carácter técnico establecidos en la sección o secciones aplicables del Proyecto.

6.4.4. Autoridad competente: la Comisión Reguladora de Energía, a través de la Unidad de Electricidad, conforme a sus atribuciones.

6.4.5. Dictamen de verificación: documento que emite y firma la Unidad de Verificación, mediante el cual certifica que una instalación eléctrica o parte de ella, cumple en un momento determinado con el Proyecto.

6.4.6. Evaluación de la conformidad: la determinación del grado de cumplimiento del diseño y construcción de la interconexión de las Centrales Eléctricas, la conexión de Centros de Carga, las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión con el Proyecto.

6.4.7. Expediente técnico: documentación que incluye el proyecto eléctrico, listas de verificación y, en su caso, los informes de las pruebas, mediciones, comprobaciones y demás información que se recabe o genere durante el proceso de verificación.

6.4.8. Instalación eléctrica: para fines del presente PEC, entiéndase instalación eléctrica como la interconexión de las Centrales Eléctricas, la conexión de Centros de Carga, las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión.

6.4.9. Listas de verificación: documentos que elabora y utiliza la Unidad de Verificación en la revisión del proyecto eléctrico y durante la visita de verificación.

6.4.10. Modificación: es el cambio de las características originales de un diseño y construcción de la instalación eléctrica con las especificaciones y lineamientos de carácter técnico establecidos en la sección o secciones aplicables del Proyecto.

6.4.11. No conformidad: incumplimiento de un elemento, dispositivo o parte de la instalación eléctrica con las especificaciones y lineamientos de carácter técnico establecidos en la sección o secciones aplicables del Proyecto.

6.4.12. 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.

6.4.13. Proyecto eléctrico: Planos, memoria técnico-descriptiva y diagramas en físico o en formato electrónico correspondientes a una instalación eléctrica que se ha de construir o a partir de los cuales se ha construido.

6.4.14. Responsable del proyecto: Persona física que sea ingeniero electricista, ingeniero mecánico electricista, ingeniero eléctrico electrónico o ingeniero en ramas afines, con cédula profesional.

6.4.15. SCIAN: Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte en la versión México. Es la agrupación de actividades económicas en tres grandes grupos de actividades primarias, secundarias y terciarias. Consta de cinco niveles de agregación: sector, subsector, rama, subrama y clase.

6.4.16. Solicitante de la verificación: persona responsable que requiere a una Unidad de Verificación el servicio de verificación de un diseño y construcción de la instalación eléctrica.

6.4.17. 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.

6.4.18. Verificación: la constatación ocular, comprobación, pruebas o examen de documentos, que se realiza para evaluar la conformidad de un diseño y construcción de la instalación eléctrica con el Proyecto en un momento dado.

6.5. Disposiciones generales

6.5.1. Las disposiciones de carácter obligatorio indicadas en este PEC se caracterizan por el uso de la palabra “debe” o “deberá”.

6.5.2. La evaluación de la conformidad la lleva a cabo una UV a petición de parte.

El solicitante de la verificación puede requerir a la UV de su preferencia la evaluación de la conformidad del diseño y construcción de la instalación eléctrica con el Proyecto, para dar cumplimiento a las disposiciones legales o para los fines que al interesado convenga.

Para evitar conflicto de interés, la UV que seleccione el solicitante de la verificación 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; y
 - 5) Suministrador.
- 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.

La verificación del diseño y construcción de la instalación eléctrica podrá realizarse durante las diferentes etapas de su construcción, quedando asentado en el acta correspondiente.

6.5.3. Los dictámenes de verificación que emitan las UV serán reconocidos en los términos establecidos en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

6.5.4. La Autoridad competente 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 del diseño y construcción de la instalación eléctrica con el Proyecto, 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.

6.5.5. 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.

6.5.6. 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.

6.6. Procedimiento

6.6.1. El solicitante de la verificación debe requerir a una UV la evaluación de la conformidad del diseño y construcción de la instalación eléctrica con el Proyecto.

6.6.2. 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 del diseño y construcción de la instalación eléctrica a verificar:

- 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 el diseño y construcción 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.
 - IX.1. Para ciudadanos mexicanos, deberá registrar cualquiera de los siguientes documentos:
 - 1) Clave Única de Registro de Población (CURP);
 - 2) Clave de elector de la credencial para votar;
 - 3) Matrícula de la cartilla militar;
 - 4) Número de pasaporte.
 - IX.2. Para extranjeros, deberá registrar:
 - 1) Número de teléfono o número de celular;
 - 2) Dirección de correo electrónico;
 - 3) El Folio de la Forma Migratoria.
- X. Datos de la persona que atiende la visita para resolver cualquier duda con respecto al diseño y construcción de 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.
 - X.1. Para ciudadanos mexicanos, deberá registrar cualquiera de los siguientes documentos:
 - 1) Clave Única de Registro de Población (CURP);
 - 2) Clave de elector de la credencial para votar;
 - 3) Matrícula de la cartilla militar;
 - 4) Número de pasaporte.
 - X.2. Para extranjeros, deberá registrar:
 - 1) Número de teléfono o número de celular;
 - 2) Dirección de correo electrónico;
 - 3) El Folio de la Forma Migratoria.

XI. Características del diseño y construcción de la instalación eléctrica a verificar:

- a) El alcance de la verificación;
- b) Tensión eléctrica de transmisión, distribución o generación en volts (V);
- c) Capacidad de la subestación en kilovoltamperes (kVA), en caso de que se encuentre dentro del alcance de la verificación;
- d) Tipo de instalación: Línea de transmisión, línea de distribución, conexión o interconexión;
- e) Tipo de verificación: Instalación nueva, ampliación, modificación, verificación periódica que cuente con instalaciones de áreas peligrosas (clasificadas), subestación o instalación construida antes de la entrada en vigor del Proyecto.

El solicitante de la verificación debe entregar a la Unidad de Verificación la información de carácter técnico en función del alcance de la verificación, conforme a lo establecido en el Capítulo 6 de este PEC.

6.6.3. Una vez que la UV reciba información del diseño y construcción de la instalación eléctrica 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 del proyecto eléctrico se encuentren no conformidades con el Proyecto, la UV debe asentar este hecho en las listas de verificación que para tal efecto haya elaborado y notificarlo al solicitante de la verificación, para que realice las acciones necesarias para subsanar las no conformidades.

Una vez subsanadas las no conformidades al proyecto eléctrico, 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, el proyecto cumple con lo establecido en el Proyecto.

6.6.3.1. Las listas de verificación deberán contener como mínimo la información siguiente:

- a) Artículo, sección e inciso del Proyecto;
- 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.

6.6.3.2. El proyecto eléctrico 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) Observaciones de la UV a la revisión documental.

De igual manera, la UV deberá adjuntar en el portal de la Comisión Reguladora de Energía, las versiones finales en formato PDF (Portable Document Format), los cuales podrán ser agrupados en RAR o ZIP (Archivo comprimido), de los documentos siguientes:

La información necesaria para documentar el cumplimiento debe cumplir con:

- a) Para líneas aéreas con 6.6.3.3;

- b) Para líneas subterráneas con 6.6.3.4; y
- c) Para instalaciones eléctricas con conexión o interconexión eléctrica con 6.6.3.5.

6.6.3.3. Para líneas aéreas

- a) Diagrama unifilar;
- b) Trayectoria de la línea;
- c) Planos de planta, perfil y proyecto de localización de estructuras:
 - 1) Planos del proyecto de localización de estructuras, como mínimo con la información siguiente:
 - Kilómetro del sitio donde han sido localizadas las estructuras;
 - Número consecutivo de la estructura, iniciando con la primera estructura posterior al marco de la subestación;
 - Tipo de estructura;
 - Nivel de la estructura; y
 - Claro efectivo, claro medio horizontal y claro vertical.
 - 2) Esquema a escala donde se muestren claramente los detalles de salidas y llegadas de las líneas; y
 - 3) Esquemas a escala donde se muestren claramente los detalles del entronque señalando el tramo de las estructuras adyacentes al mismo.
- d) Planos:
 - 1) Sistema de puesta a tierra;
 - 2) Sistema de distribución de amortiguamiento;
 - 3) Transiciones aéreas-subterráneas o SF₆-subterráneas; y
 - 4) Señalización.
- e) Planos de conjuntos de herrajes;
- f) Plano de arreglo de transposiciones;
- g) Memoria del cálculo del parámetro del diseño;
- h) Hojas de distribución de estructuras;
- i) Localización georreferenciada de estructuras;
- j) Resumen de materiales de instalación permanente:
 - 1) Por tipo de estructura; y
 - 2) Total para toda la línea aérea.
- k) Cálculo y dibujo de cruzamientos;
- l) Cálculo de flechas y tensiones;
- m) Medición de resistividad y resistencia del terreno;
- n) Memoria técnica de amortiguamiento;
- o) Coordinación de aislamiento; y
- p) Diagramas de esfuerzo-deformación.

6.6.3.4. Para líneas subterráneas

- a) Diagrama unifilar;
- b) Trayectoria de la línea;
- c) Planos de planta, perfil y proyecto de localización de estructuras:

- 1) Planos del proyecto de localización de estructuras enterradas, como mínimo con la información siguiente:
 - Kilómetro del sitio donde han sido localizadas los registros;
 - Número consecutivo de los registros, iniciando con la primera estructura posterior al marco de la subestación;
 - Tipo de registro;
 - Nivel de registro; y
 - Claro efectivo, claro medio horizontal y claro vertical.
 - 2) Esquema a escala donde se muestren claramente los detalles de salidas y llegadas de las líneas;
 - 3) Esquemas a escala donde se muestren claramente los detalles del entronque señalando el tramo de las estructuras adyacentes al mismo.
- d) Planos:
- 1) Sistema de puesta a tierra;
 - 2) Sistema de distribución de amortiguamiento;
 - 3) Sistema de ventilación;
 - 4) Transiciones aéreas-subterráneas o SF6-subterráneas; y
 - 5) Señalización.
- e) Estudio de mecánica de suelos;
- f) Memoria de cálculo de tensiones de jalado;
- g) Memoria del cálculo del parámetro del diseño;
- h) Hojas de distribución de estructuras y registros;
- i) Localización georreferenciada de estructuras enterradas;
- j) Resumen de materiales de instalación permanente;
- 1) Por tipo de estructura; y
 - 2) Total para toda la línea subterránea.
- k) Cálculo y dibujo de cruzamientos;
- m) Medición de resistividad y resistencia del terreno;
- n) Memoria técnica de amortiguamiento;
- o) Coordinación de aislamiento; y
- p) Diagramas de esfuerzo-deformación;
- 6.6.3.5. Para instalaciones eléctricas con conexión o interconexión:**
- 6.6.3.5.1. Subestaciones eléctricas**
- a) Nombres de las subestaciones;
 - b) Características técnicas (voltajes capacidad en Kva, número de alimentadores);
 - c) Dirección y ubicación georreferenciada;
 - d) Diagrama unifilar;
 - e) Lista de materiales y equipos principales aprobados y acreditados;
 - f) Manifestaciones de impacto ambiental;
 - g) Autorizaciones, permisos y licencias en materia de impacto ambiental y de construcción con dependencias municipales, estatales y federales;
 - h) Estudio de mecánica de suelos;

- i) Estudio de topografía;
- j) Estudio de resistividad y resistencia;
- k) Plano de planta general;
- l) Plano de corte general;
- m) Plano de corte de alta tensión;
- n) Plano detalle de obra electromecánica;
- o) Planos de estructuras mayores y menores;
- p) Planos de bases o soportes de equipo;
- q) Estructuras de transición aéreas-subterráneas;
- r) Distribución de equipos en casetas de control;
- s) Cedula de cables;
- t) Plano de ubicación letreros de seguridad y extintores;
- u) Estudio de coordinación de aislamiento;
- v) Diagramas de servicios propios corriente alterna y corriente directa;
- w) Diagramas de protecciones y medición;
- x) Diagrama de comunicaciones y control;
- y) Estudio de cortocircuito; y
- z) Planos de drenajes, caminos, accesos.

6.6.4. La UV debe realizar las visitas de verificación necesarias para comprobar que el diseño y construcción de la instalación eléctrica cumple con el Proyecto. 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.

6.6.5. En cada visita a la instalación eléctrica, la UV debe verificar el elemento, dispositivo o parte de la instalación eléctrica con base en el proyecto eléctrico y elaborar un acta de evaluación de la conformidad, en presencia del solicitante y/o la persona calificada designada por este para atender la visita, utilizando el formato establecido en el Apéndice C, misma que deberá adjuntar en formato PDF.

La UV debe asentar en el acta de evaluación de la conformidad 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 lo establecido en el Proyecto.

La UV debe asentar en el acta de evaluación de la conformidad 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 el Proyecto.

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.

6.6.6. La UV deberá realizar las comprobaciones necesarias a fin de acreditar que los conceptos siguientes están dentro de los límites y parámetros establecidos en el Proyecto:

- a) Resistencia de aislamiento de los conductores alimentadores principales;
- b) Continuidad eléctrica de envolventes y canalizaciones metálicas, en su caso;
- c) Continuidad de los conductores;
- d) Impedancia de la línea de transmisión o distribución;

- e) Resistencia de electrodos artificiales y de la red de tierra;
- f) Los demás que se requieran para verificar el cumplimiento con el Proyecto.

6.6.7. El Dictamen de Verificación será expedido por la UV solo si ha constatado que el diseño y construcción de la instalación eléctrica cumple con el Proyecto. Dicho dictamen debe estar soportado por las actas de evaluación de la conformidad, así como por el expediente técnico. Cuando se trate de modificaciones o ampliaciones, la verificación y el Dictamen de Verificación se pueden limitar a la parte modificada o ampliada si el solicitante de la verificación así lo solicita.

Para el caso de la instalación eléctrica que hayan estado en servicio antes de la entrada en vigor de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2018, Instalaciones Eléctricas (utilización) y por cualquier causa requieran de un Dictamen de Verificación, éste deberá emitirse con base en los conceptos y alcance que se indican en 6.4. y en el Apéndice B del presente PEC.

6.6.8. La UV emitirá el dictamen de Verificación 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 según el formato ilustrativo indicado en el Apéndice E.

6.6.9. El solicitante del servicio debe entregar al suministrador un ejemplar del Dictamen de Verificación y conservar el otro para efectos de demostrar el cumplimiento con el Proyecto en un momento determinado.

6.6.10. Para el caso de instalaciones eléctricas interconectadas a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución, el solicitante de la verificación debe conservar por lo menos uno de los dos ejemplares del Dictamen de Verificación en el domicilio donde se ubica la instalación eléctrica, sin el cual no debe energizarse la instalación.

Los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista deben entregar al CENACE un ejemplar del Dictamen de Verificación y conservar el otro para efectos de demostrar el cumplimiento con el Proyecto en un momento determinado.

6.6.11. Para el caso de las instalaciones eléctricas que tengan áreas peligrosas (clasificadas), deben cumplir con la NOM-001-SEDE-2012 y su Procedimiento de Evaluación de la Conformidad.

6.6.12. La UV debe proceder a inscribir en el portal de la Comisión Reguladora de Energía los datos a que hacen referencia los numerales 6.6.2, 6.6.3, 6.6.4 y 6.6.5, dentro de los cinco días naturales posteriores a la realización de cada una de las actividades contempladas.

6.7. Aspectos técnicos específicos del proyecto a verificar

Con el fin de simplificar el proceso de verificación se señala de manera enunciativa, más no limitativa, lo siguiente:

6.7.1. Para líneas aéreas y subterráneas

Como requisito mínimo para llevar a cabo la verificación, el solicitante de la verificación debe entregar a la UV el proyecto eléctrico correspondiente. En este caso, el proyecto debe estar integrado por una memoria de cálculo, diagrama unifilar, trayectoria de la línea, lista de materiales y equipos utilizados de manera general, incluida la información de los transformadores, cuando así aplique, adjuntando además los documentos que comprueben que éstos están debidamente aprobados y cumplen con las normas oficiales mexicanas y disposiciones legales aplicables vigentes.

A las instalaciones eléctricas que tengan áreas peligrosas (clasificadas), le aplica lo establecido en el numeral 7.3 del PEC de la NOM-001-SEDE-2012 y el siguiente:

6.7.2. Para instalaciones eléctricas con interconexión.

Como requisito para llevar a cabo la verificación, el solicitante debe entregar a la UV el proyecto eléctrico que debe contener la información que permita determinar el grado de cumplimiento con las disposiciones establecidas en el Proyecto, conforme a lo siguiente:

I. Diagrama unifilar:

I.1 Características de la generación de energía eléctrica.

I.2 Características de la subestación.

I.3 Características de los alimentadores hasta los centros de carga, tableros de fuerza, alumbrado, entre otros, indicando en cada caso el tamaño de los conductores (conductores activos, conductor puesto a tierra y de puesta a tierra), la longitud y la corriente en amperes.

- I.4** Tipo de dispositivos de interrupción, capacidad interruptiva e intervalo de ajuste de cada una de las protecciones de los alimentadores.
- II.** Cuadro de distribución de cargas por circuito:
- II.1** Circuitos de alumbrado y contactos, número de circuitos; número de lámparas, de contactos y de dispositivos eléctricos por cada circuito; fase o fases a que va conectado cada circuito. Carga en watts o voltamperes y corriente en amperes de cada circuito, tamaño de los conductores, protección contra sobrecorriente de cada circuito y el desbalanceo entre fases expresados en por ciento.
- II.2** Circuitos de fuerza. Número de circuitos, fases a las que va conectado el circuito, características de los motores o aparatos y sus dispositivos de protección y control, con carga en watts o voltamperes y corriente en amperes de cada circuito, tamaño de los conductores y el resumen de cargas indicando el desbalanceo entre fases expresado en por ciento.
- II.3** Otros circuitos, tales como: de emergencia, de comunicaciones, contra incendios, entre otros, número de circuitos, fase o fases a que va conectado el circuito, carga en watts o voltamperes y corriente en amperes de cada circuito, tamaño de los conductores y el resumen de cargas indicando el desbalanceo entre fases expresado en por ciento.
- III.** Plano eléctrico, el cual debe:
- III.1** Estar elaborado a una escala tal que el contenido sea legible e interpretable. Se permite el uso de archivos electrónicos para cumplir este requisito.
- III.2** Utilizar el Sistema General de Unidades de Medida, de acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-008-SCFI-2002 y todas sus leyendas en idioma español.
- III.3** Contener los datos relativos a la instalación eléctrica, incluir la información suficiente para una correcta interpretación, de manera que permita construir la instalación. Pueden agregarse notas aclaratorias en los elementos que el proyectista considere necesarios.
- III.4** Incluir la información siguiente:
- III.4.1** Del solicitante de la verificación:
- a)** Nombre o razón social;
 - b)** Domicilio (calle, número, colonia, población, municipio o alcaldía, código postal y entidad federativa);
 - c)** Número de teléfono;
 - d)** Dirección de correo electrónico.
- III.4.2** Del responsable del proyecto eléctrico:
- a)** Nombre completo;
 - b)** Número de cédula profesional;
 - c)** Firma o carta responsiva, cuando el proyecto sea entregado en medios electrónicos;
 - d)** Fecha de elaboración del proyecto eléctrico.
- III.5** Los planos eléctricos de planta y elevación deben incluir lo siguiente:
- a)** Localización del punto de acometida, del interruptor general y del equipo principal, incluyendo el tablero o tableros generales de distribución.
 - b)** Localización de los centros de control de motores; tableros de fuerza, de alumbrado, de contactos y otros.
 - c)** Trayectoria de alimentadores y circuitos derivados, tanto de fuerza como de alumbrado, identificando cada circuito e indicando su tamaño y canalización; localización de motores y equipos alimentados por los circuitos derivados, localización de los controladores y sus medios de desconexión, localización de contactos y unidades de alumbrado con sus controladores, identificando las cargas con su circuito y tablero correspondiente.

- d) Localización, en su caso, de áreas peligrosas, indicando su clasificación de acuerdo con el Proyecto.
- IV. Lista de los principales materiales utilizados.
- V. Lista de los principales equipos utilizados, incluida la información de transformadores, cuando así aplique, adjuntando los documentos que comprueben que están debidamente aprobados y cumplen con las normas oficiales mexicanas y disposiciones legales aplicables vigentes.
- VI. Croquis de localización (georreferencia) donde se ubica la instalación eléctrica.
- VII. Memoria técnica, la cual debe contener, de manera enunciativa más no limitativa:
 - VII.1 Los cálculos de corriente de cortocircuito trifásico.
 - VII.2 Los cálculos de corriente de falla de fase a tierra (monofásico y bifásico).
 - VII.3 Los cálculos correspondientes a la malla de tierra incluyendo la resistividad del terreno para subestaciones considerando las tensiones de paso, contacto, su resistencia a tierra, tamaño y longitud del conductor de la malla, y la selección de los electrodos.

En los casos en que el neutro sea corrido (suministrador) o que la subestación sea tipo poste, no se requieren los cálculos de la malla a tierra.
 - VII.4 Los cálculos de caída de tensión.

Se podrán emplear los símbolos que se indican en la Norma Mexicana NMX-J-136-ANCE-2007. En caso de utilizar algún símbolo que no aparezca en dicha norma mexicana, debe indicarse su descripción en los planos eléctricos.

6.8. Documentación

6.8.1. La UV deberá informar cada trimestre calendario a la Autoridad competente sobre los dictámenes de verificación emitidos, o en su caso, de no emisión de dictámenes, dentro del plazo de diez días naturales siguientes al vencimiento de cada trimestre calendario.

Para ello, la UV, a través del portal de la Comisión Reguladora de Energía, deberá generar y enviar el "Escrito para el Envío del Informe Trimestral de Dictámenes de Verificación e Informe Trimestral de Dictámenes de Verificación (Apéndice F)".

6.8.2. 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. Actas de evaluación de la conformidad;
- IV. Expedientes técnicos; y
- V. Copias de los Dictámenes de Verificación.

Los documentos deben mantenerse físicamente en el archivo activo disponible en el domicilio de la Unidad de Verificación, como mínimo dos 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. 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.

8. 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.

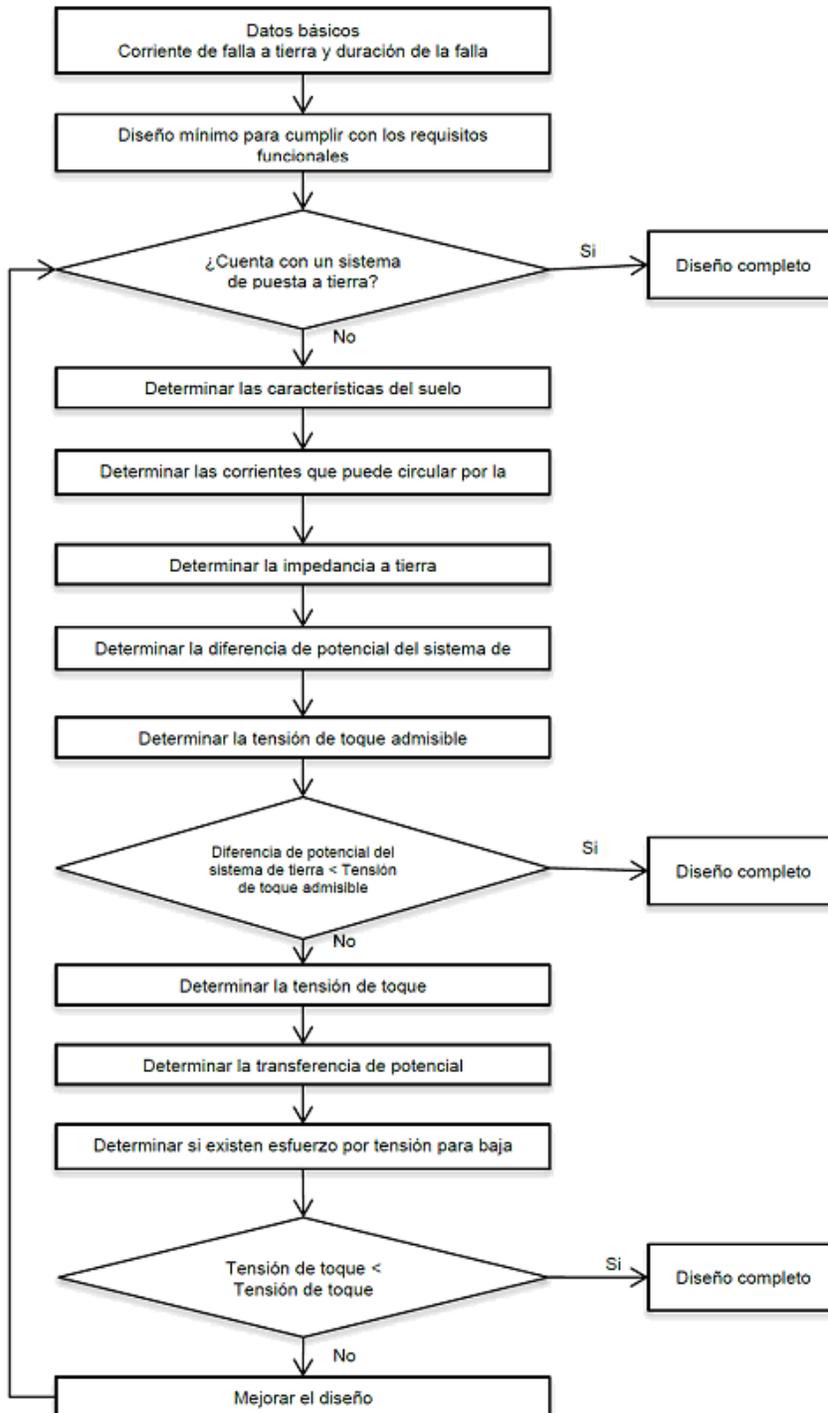
3. NMX-J-675/1-ANCE-2015 Instalaciones eléctricas de potencia con tensiones superiores a 1 kV de corriente alterna-Parte 1: Reglas comunes, fecha de publicación en el Diario Oficial de la Federación 24 de mayo de 2016.
4. Especificación CFE DCCIAMBT (140221) Construcción de instalaciones aéreas en media 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.

9. 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.

10. APÉNDICES

APÉNDICE A (INFORMATIVO) DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA



APÉNDICE B (NORMATIVO) ARREGLO DE SUBESTACIONES

B.1 Objetivo

El presente apéndice establece el arreglo mínimo que deberán utilizar las subestaciones eléctricas para la integración a la Red Nacional de Transmisión (RNT) o a las Redes Generales de Distribución (RGD) asociadas a proyectos de interconexión, conexión o expansión de las mismas.

B.2 Campo de aplicación

El presente apéndice aplica a las subestaciones eléctricas que se integrarán a la RNT (tensiones igual o mayor a 69 kV) o a las RGD (tensiones mayor o igual a 1 kV y hasta 69 kV) derivado de proyectos de interconexión, conexión o expansión de las mismas.

B.3 Referencias

Los siguientes documentos a los que se hace referencia son indispensables para la aplicación de este apéndice. Para las referencias fechadas, solo la edición citada aplica. Para referencias no fechadas, la última edición del documento aplica.

NOM-008-SCFI-2012	SISTEMA GENERAL DE UNIDADES DE MEDIDA.
NMX-J-136-ANCE-2007	ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS PARA DIAGRAMAS, PLANOS Y EQUIPOS ELÉCTRICOS.
NMX-J-098-ANCE-2014	SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA-SUMINISTRO-TENSIONES ELÉCTRICAS NORMALIZADAS.

B.5 Símbolos y abreviaturas

Para los efectos de este apéndice, deben utilizarse los símbolos y abreviaturas indicados en la NMX-J-136-ANCE-2007.

B.6 Principios fundamentales

B.6.1 Generalidades

Las instalaciones y equipos deben tener la capacidad de resistir influencias eléctricas, mecánicas, climáticas y ambientales previstas en el lugar.

En la selección del diseño de los arreglos debe tomarse en cuenta lo siguiente:

- a) El propósito de la instalación;
- b) Los requisitos de los usuarios, tales como la calidad de la energía, la fiabilidad, la disponibilidad y capacidad de la red eléctrica para soportar efectos de las condiciones transitorias, las interrupciones y restablecimiento de la energía de la instalación;
- c) La seguridad de los operadores y del público;
- d) La influencia del medio ambiente; y
- e) La posibilidad para la ampliación (si se requiere) y el mantenimiento.

Existen seis formas básicas para conexión de barras, interruptores y líneas o alimentadores, cada una de estas formas, puede tener algunas variables que deben cumplir para satisfacer los requisitos particulares de cada proyecto.

En la selección de un arreglo depende principalmente del costo, la aplicación de la subestación, por ejemplo, si se conecta a la RNT o RGD, el grado de confiabilidad y continuidad requerida.

Para el caso de ampliaciones el arreglo de barras debe ser igual al existente.

Los arreglos más comunes, utilizados para los distintos niveles de tensión en los proyectos son los indicados en la Tabla B.1.

Tabla B.1-Tipos de Arreglos de subestación

Tensión de línea a línea	Tipos de arreglos
400 kV	Doble barra con doble interruptor Doble barra con interruptor y medio
230 kV	Doble barra con doble interruptor Doble barra con interruptor y medio Barra 1, barra 2 y barra de transferencia con interruptor de amarre e

	interruptor de transferencia Barra principal y barra auxiliar con interruptor de amarre
69 kV hasta 115 kV	Barra 1 y barra 2 y barra de transferencia con interruptor de amarre e interruptor de transferencia Barra principal y barra auxiliar con interruptor de amarre Barra principal y barra de transferencia con interruptor de transferencia Arreglo en anillo

B.6.2 Configuraciones de conexión de las barras

Para los efectos de esta disposición normativa, la presente clasificación de arreglos está enunciado acorde al orden de importancia y/o grado de flexibilidad operativa de las subestaciones eléctricas dentro del Sistema Eléctrico Nacional complementando lo dispuesto en el código de red, relativo al cual el arreglo deberá ser mejor, en términos de Confiabilidad de las subestaciones eléctricas, donde al arreglo tipo A le corresponde una menor ponderación respecto del inmediato siguiente en orden ascendente, de tal manera que al arreglo tipo I le corresponde la mayor ponderación dentro de este documento.

B.6.2.1

Tipo A: Línea-Transformador

- 1) Un interruptor común a la línea de interconexión o conexión y el transformador principal de la subestación eléctrica.
- 2) Un juego de cuchillas seccionadoras y de puesta a tierra para llegada de la línea.
- 3) El segundo juego de cuchillas seccionadoras y de puesta a tierra será requerido si la distancia de la línea entre el punto de conexión y la subestación eléctrica particular es mayor a 500 metros.

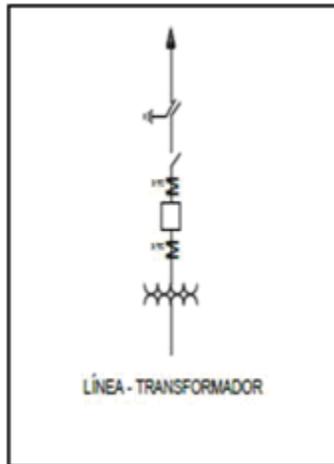


FIGURA B.1

B.6.2.2

Tipo B: Barra principal o Barra Sencilla

Es un arreglo sencillo desde el punto de vista constructivo, considerando la cantidad de equipo y el área que ocupa, también resulta ser económico.

No obstante, la confiabilidad de servicio es poca, ya que una falla en la barra principal provoca la salida de operación de ésta, Asimismo, el mantenimiento a los interruptores se dificulta, ya que es necesario dejar fuera de servicio el elemento al que está conectado:

Para este arreglo no debe operar la protección 87B al cerrar cuchillas de puesta a tierra de las líneas o transformador y deberá considerar cuchillas de bypass por interruptor.

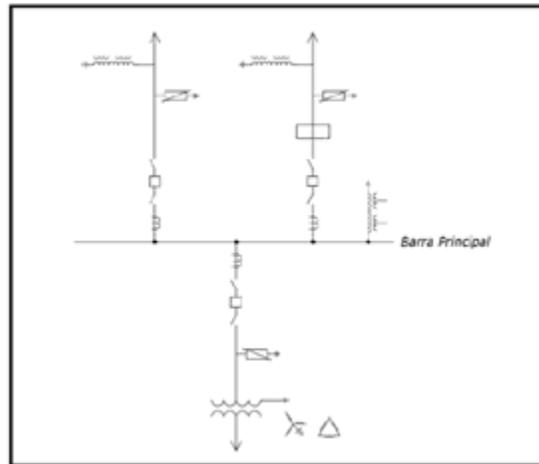


FIGURA B.2 –

B.6.2.3

Tipo C: Barra en anillo

Arreglo que permite continuidad de servicio, ya que evita, en caso de falla, la salida completa de los demás elementos. Además, ofrece la posibilidad de dar mantenimiento a los interruptores sin que se pierda el suministro de energía en la subestación.

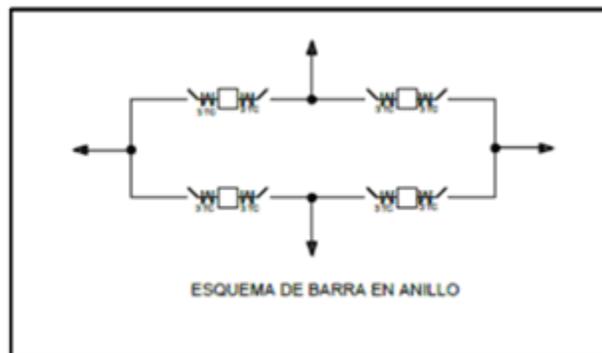


FIGURA B.3 –

B.6.2.4

Tipo D: Barra Principal con Barra de Transferencia Interruptor de Transferencia

El arreglo se compone por los equipos siguientes:

- 1) Una Barra principal y una Barra de Transferencia;
- 2) Un Interruptor de transferencia.

Este arreglo permite utilizar una barra de transferencia para sustituir, a través de un interruptor de transferencia, cualquier interruptor que necesite mantenimiento.

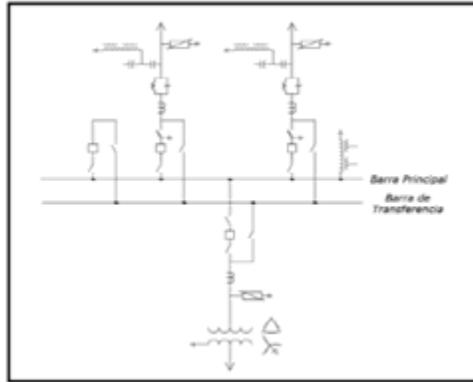


FIGURA B.4 –

Es importante señalar que se debe prever lo necesario, en cuanto a los esquemas de protección, para que al cerrar las cuchillas de puesta a tierra de las líneas y/o cerrar/abrir cuchillas bypass de las líneas o transformadores no debe operar la protección 87B, ya que ello va en detrimento de la confiabilidad de la instalación.

B.6.2.5

Tipo E: Barra principal, Barra Auxiliar con Interruptor Amarre-Transferencia.

El arreglo se compone por los equipos siguientes:

- 1) Una Barra principales y una Barra auxiliar;
- 2) Un Interruptor de amarre entre Barras.

Este arreglo ofrece una mayor continuidad de servicio, puesto que, en caso de existir una falla en cualquiera de las dos barras, ocasiona únicamente la pérdida de los elementos conectados a ésta.

Debido a ello, la subestación puede ser operada como dos subestaciones independientes con arreglo de barra simple

Permite dar mantenimiento a los interruptores sin perder los elementos conectados a él y desenergizar cualquiera de las dos barras sin alterar el funcionamiento de la subestación. Sin embargo, aumentan las maniobras en el equipo cuando se utiliza el interruptor de amarre como interruptor de transferencia. La cantidad de equipo requerido es mayor, por tanto, su costo también incrementa respecto del Tipo D.

El uso principal del interruptor de amarre o transferencia es como interruptor de amarre y sólo ante requerimiento de mantenimiento de alguno de los interruptores funge como interruptor de transferencia.

Es importante señalar que se debe prever lo necesario, en cuanto a lo se esquemas de protección, para que al cerrar cuchillas de puesta a tierra y/o cerrar/abrir cuchillas bypass de las líneas o trasformadores no debe operar la protección 87B, ya que ello va en detrimento de la confiabilidad de la instalación.

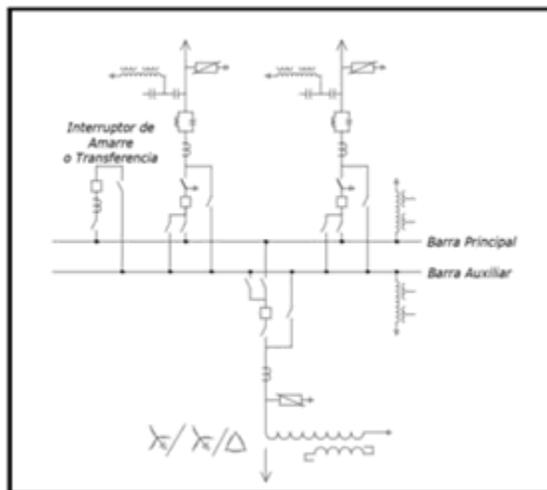


FIGURA B.5 –

B.6.2.6

Tipo F: Barra 1, Barra 2 y Barra de Transferencia

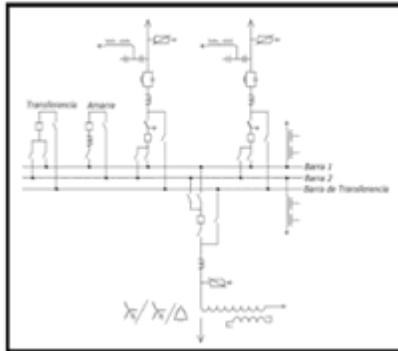


FIGURA B.6 –

El arreglo se compone por los equipos siguientes:

- 1) Dos Barras principales y una Barra de transferencia;
- 2) Un Interruptor por elemento más un interruptor de amarre entre Barras.

Ofrece las mismas ventajas que el arreglo Tipo E, con la diferencia de que se requiere menor cantidad de maniobras para hacer uso del interruptor de transferencia.

En este caso, la subestación puede ser operada como dos subestaciones independientes con arreglo de barra principal y como una subestación de arreglo de barra de transferencia.

Al cerrar cuchillas de puesta a tierra de las líneas o transformadores, no debe operar la protección 87B.

B.6.2.7

Tipo G: Interruptor y Medio.

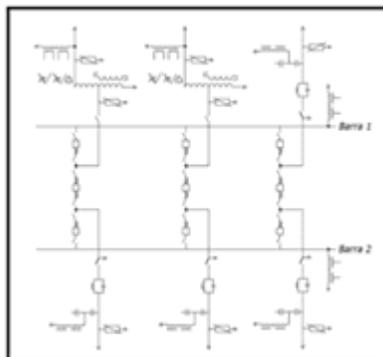


FIGURA B.7 –

El arreglo se compone por los equipos siguientes:

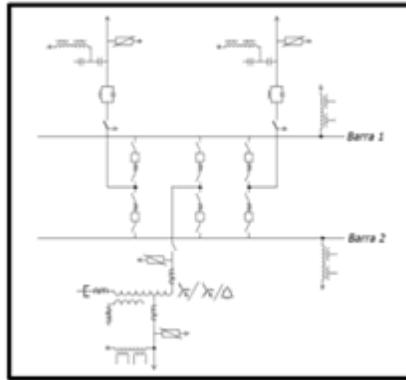
- 1) Dos barras principales;
- 2) Un Interruptor por elemento más un interruptor compartido con otro elemento.

El Interruptor y medio debe ser capaz de transmitir o entregar la capacidad total de los elementos asociados.

Arreglo que ofrece buena confiabilidad y ventajas para el mantenimiento de los interruptores sin afectar el servicio.

Regularmente las transferencias se hacen a través de los interruptores, lo que permite conservar los esquemas de protección de los elementos aun cuando alguno de los interruptores se encuentre en mantenimiento.

En este tipo de arreglo el CENACE determinará la conectividad de los elementos, ya que esto permitirá mantener la continuidad y flexibilidad operativa, ante la ocurrencia de contingencias en los elementos de la RNT.

B.6.2.8**Tipo H: Doble Barra, Doble Interruptor****FIGURA B.8 –**

El arreglo se compone por los equipos siguientes:

- 1) Dos Barras principales.
- 2) Dos Interruptores por elemento, cada uno de ellos conectado a cada una de las Barras.

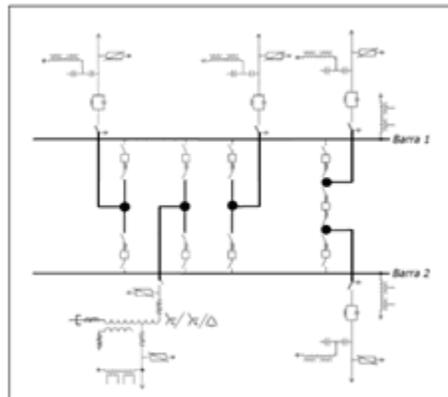
Es una buena opción en cuanto a confiabilidad se refiere, no obstante, es uno de los arreglos más costoso en comparación a los Tipo A al G.

Con un interruptor fuera de servicio, únicamente se pierde el elemento que dispara en esta condición

Con una barra fuera de servicio, la falla en la otra barra provoca la desconexión total de los elementos de la subestación.

Las subestaciones con éste arreglo pueden ser operadas como dos subestaciones independientes de barra simple.

Deberá considerarse el espacio para convertir una bahía de doble interruptor en una bahía de interruptor y medio.

B.6.2.9**Tipo I: Híbrido Interruptor y Medio, Doble Interruptor****FIGURA B.9 –**

El arreglo se compone por los equipos siguientes:

- 1) Dos Barras principales.
- 2) Un Interruptor por elemento conectado a cada una de las Barras o un Interruptor por elemento más un interruptor compartido.

Es la mejor opción en cuanto a confiabilidad se refiere al tener un número considerable de elementos, no obstante, es un arreglo costoso.

En este tipo de arreglo el CENACE determinará la conectividad de los elementos, ya que esto permitirá mantener la continuidad y flexibilidad operativa, ante la ocurrencia de contingencias en los elementos de la RNT. Asimismo, deberá considerarse el espacio para convertir una bahía de doble interruptor en una bahía de interruptor y medio.

Las subestaciones con éste arreglo también pueden ser operadas como dos subestaciones independientes de barra simple, esto dependiendo de la definición del CENACE, a fin de asegurar la independencia de la RNT con los equipos de las Centrales Eléctricas.

El CENACE tiene la facultad de determinar en corredores prioritarios del SEN o por la ubicación de la subestación dentro del SEN, el arreglo de la subestación y la conectividad de los elementos, con la finalidad de incrementar o mantener la seguridad operativa del SEN.

A continuación, se establecen los arreglos mínimos de subestaciones, ante la ampliación, modernización y expansión del SEN.

Nivel de Tensión de la Subestación en kV	Subestación que conecta más de 3 elementos	Subestación que conecta Radial o hasta 3 elementos
400	G [0]	G [0]
230	G [0]	E [3]
161 y 138	E [1]	D [1]
115 y 85	Con más de 6 elementos, el arreglo mínimo debe ser Tipo F Con 6 elementos, el arreglo mínimo es Tipo E Con 4 a 6 elementos, el arreglo mínimo debe ser Tipo E [1]	D [1]
69	E [1]	D [1]

Notas:

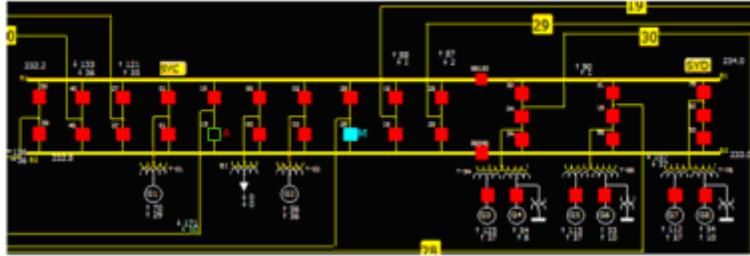
0. El CENACE determina la conectividad de los elementos y cantidad de bahías en el arreglo, lo cual dependerá del número de elementos y ubicación de la subestación dentro del SEN.
1. Con la capacidad a ser transformada a Tipo F, ante el posible incremento de elementos a conectar en la subestación.
2. Para el caso de no considerarse crecimiento de la Subestación.
3. Con la capacidad a ser transformada a Tipo G, ante el posible incremento de elementos a conectar en la subestación.

En ningún caso la conexión o interconexión a la RNT deberá quedar en "tap" o "derivación" sobre una línea de transmisión que conforman la RNT.

Otras consideraciones:

- a) Arreglo Tipo G.- Para el caso de arreglos de Interruptor y medio que en su etapa inicial sean tres elementos, se empleará en forma transitoria lo siguiente:
 - i. un arreglo utilizando dos interruptores por elemento, con disposición de equipo para un arreglo de interruptor y medio;
 - ii. Cuando se tengan cuatro elementos, el arreglo para dos elementos será de una bahía de interruptor y medio y arreglo de dos interruptores para los otros dos elementos;
 - iii. para cinco o más elementos se completará el arreglo de interruptor y medio en las bahías.
- b) Para subestaciones de 69 kV a 161 kV en la fase de diseño.- El arreglo Tipo E, al incluirse el sexto elemento, se deberá realizar las previsiones (espacio para barra de transferencia) para su eventual conversión a un arreglo de Tipo F.
- c) Para subestaciones de 69 kV a 161 kV.- El arreglo Tipo F, será necesario al tener más de 6 elementos.
- d) Para subestaciones de 69 kV a 115 kV.- El arreglo Tipo D, deberá incluir las previsiones para su eventual conversión a un arreglo de barra principal y barra auxiliar.

- e) Para subestaciones de 400 kV.- Cuando la subestación sea de enlace con Centrales Eléctricas mayores a 500 MW o tenga más de ocho elementos en su etapa final, el arreglo será de cuatro barras (realizando una partición de barras con interruptores de amarre correspondientes).



- f) Transformadores de corriente:
- i. En el arreglo Tipo G, se instalará un juego de tres transformadores de corriente a ambos lados de cada uno de los interruptores;
 - ii. En el arreglo Tipo H, se instalarán un juego de tres transformadores de corriente en un lado de cada interruptor;
 - iii. En el arreglo Tipo E y F, se instalará un juego de tres transformadores de corriente en ambos lados del interruptor de amarre-transferencia.
- g) Transformadores de potencial en barras:
En cada una de las barras activas de las subestaciones de 400 kV hasta 69 kV, se deberán instalar 3 transformadores de potencial inductivo.
- h) Transformadores de potencial en líneas.- Para subestaciones de 400 kV, 69 kV se instalarán tres transformadores de potencial capacitivo o inductivo según sea el caso, para cada línea de transmisión.
- i) La conexión de bancos de reactores o capacitores de línea.- deben estar lo más cercano o en a las barras de la subestación.
- j) La conexión de un Compensador Estático de VAR's (CEV).- deberá realizarse través de un arreglo con doble interruptor, en las subestaciones con arreglo Tipo G, H, I.
- k) En el diseño de SE nuevas, se debe considerar espacio para crecimientos futuros al menos espacio para la conexión de 2 elementos (líneas, transformadores, capacitores, reactores, etc.).

Consideraciones por número de elementos:

- 1) **En arreglos Tipo G y H, de 400 kV a 69 kV:** se aceptará un máximo de 8 elementos en cada arreglo, al requerirse el noveno elemento se requerirá que el interesado realice una partición de barras con interruptores de amarre correspondientes (cuatro barras) así como la reubicación necesaria para equilibrar fuente-carga en cada arreglo.
- 2) **En conexiones e interconexiones iguales o menores a 500 MW en tensiones menores a 230 kV,** cuando el proyecto final contemple tres elementos se aceptará un arreglo transitorio Tipo E, previendo el espacio para completar el arreglo Tipo G con 6 Interruptores al requerirse conectar el cuarto elemento a la Subestación.
- 3) **En arreglos Tipo E.-** Se aceptará un máximo de 8 elementos en cada arreglo, al requerirse el noveno elemento se requerirá que el proyecto se modifique o se realice la modificación a un arreglo Tipo F.

ARREGLO DE BARRAS PARA SUBESTACIONES DE LA RED GENERAL DE DISTRIBUCIÓN

Todas las subestaciones en tensiones menores a 35 kV deberán contar con al menos un medio de interrupción automático, por lo cual el arreglo mínimo deberá ser el Tipo A, en el cual se tiene un interruptor y deberá garantizar su desconexión automática ante fallas.

ARREGLO DE SUBESTACIONES CON GENERACIÓN

El arreglo deberá garantizar se cumplan los siguientes criterios:

- a) Que la contingencia sencilla que involucre pérdida de generación, ésta no sobrepase los valores mostrados en la tabla No 1.

b) Contar con un medio de interrupción en la subestación eléctrica de la unidad de Central Eléctrica.

c) La conectividad de los elementos debe minimizar la pérdida de las unidades de Central Eléctrica ante contingencias sencillas en diferentes condiciones operativas incluyendo condiciones de mantenimiento de algún elemento (Bus, Línea o Interruptor de la subestación eléctrica de la unidad de la Central Eléctrica).

Áreas Síncronas	Máxima Pérdida de Capacidad (MW)
Sistema Interconectado Nacional	450
Sistema Baja California	250
Sistema Baja California Sur	15
Sistema Interconectado Mulegé	10

Tabla No. X

Independientemente del arreglo utilizado, ante la salida de un elemento se deberá tener la capacidad de entregar el total de la capacidad de generación y no debe ser superior al valor definido en los estándares de confiabilidad del CENACE.

En los arreglos de subestaciones que la capacidad de la central sobrepase la Máxima Pérdida de Capacidad la conectividad de los elementos deberá ser determinado por el CENACE.

Los arreglos de la Subestación Eléctrica para Centrales Eléctricas estarán en base a la siguiente tabla:

Nivel de tensión	Tipo de arreglos mínimos necesarios para la interconexión de Subestación "Maniobras"		
	Interconexión Unidad de Central Eléctrica > 500 MW	Interconexión Unidad de Central Eléctrica ≤500 MW - > 60 MW	Interconexión Generador ≤ 60 MW
400 kV	I	G	G
230 kV	I	G	E
230 kV < TENSION ≥ 69 kV	G	E	E

En el caso de los Sistemas de Baja California Sur y el Sistema Interconectado Mulegé toda unidad de Central Eléctrica que sea mayor al 50% de la Máxima Pérdida de Capacidad soportable por el sistema deberá ser mínimo arreglo G.

ARREGLO PARA SUBESTACIONES DE USUARIO CALIFICADO

Ningún Centro de Carga podrá conectarse como "tap" o "derivación" en la RNT.

Todo Centro de Carga deberá de contar con al menos un elemento de interrupción automático y desconexión en sus instalaciones, específicamente en el elemento de conexión o interconexión a la RNT o RGD.

Las variantes de los arreglos dependen del grado de confiabilidad que el usuario desee para su suministro considerando que son instalaciones propias.

Si por cuestiones ambientales y/o de aspectos sociales (turísticos, alta densidad de población, espacios reducidos), la subestación deba ser encapsulada en gas SF₆, se deberán respetar lo arreglos de subestaciones definidos en este documento.

Nivel de tensión	Tipo de arreglos mínimos necesarios para la interconexión de Subestación "Maniobras"	
	Conexión Carga > 20 MW	Conexión Carga ≤ 20 MW
400 kV	G	G
230 kV	E	E
230 kV ≤ TENSIÓN ≤ 69 kV	E	E

NOTAS APLICABLES:

PARA CADA UNO DE LOS ARREGLOS

Cuando se trate de ampliaciones de Subestaciones existentes, estas conexiones e interconexiones mantendrán los arreglos establecidos excepto aquellos en que se rebasen el número de elementos o capacidades que al efecto se establecen en estos criterios.

POR EL NUMERO DE ELEMENTOS.

En Conexiones e Interconexiones iguales o menores al 50% de la máxima pérdida de capacidad en tensiones menores a 230 kV, cuando el proyecto final contemple tres elementos se aceptará un arreglo transitorio, en la subestación que formará parte de la RNT o de la RGD, Tipo C barra en anillo con tres interruptores, previendo el espacio para completar el arreglo de Interruptor y medio con 6 Interruptores al requerirse conectar el cuarto elemento a la Subestación.

Para los arreglos tipo B o del tipo D al H en donde el número de elementos sea mayor a ocho, se seleccionará el arreglo inmediato superior o se realizara lo necesario para particionar barras dejando secciones de bus completas y con la funcionalidad descrita en este documento.

COMO PARTE DEL PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SECTOR ELECTRICO (PRODESEN).

En Subestaciones existentes, cuando se solicite la interconexión o conexión, deberá contemplarse en primer término los espacios para el desarrollo de las obras del PRODESEN a efecto de determinar si existe factibilidad de la interconexión o conexión sin la adquisición de terreno adicional.

En todos los arreglos que se originen con barra principal y con barra auxiliar, barra principal con barra de transferencia y de una sola barra deberá preverse la adquisición del terreno necesario para alojar el crecimiento en arreglo Tipo E.

POR EL TIPO DE ELEMENTO A CONECTAR.

Para el caso de conexiones de elementos de compensación como CEV's, Bancos de reactores o Capacitores se conectarán de manera independiente a los buses, es decir, sin interruptores compartidos con otro elemento.

RELATIVAS A SUBESTACIONES ENCAPSULADAS EN GAS SF₆.

En los casos que, por cuestiones ambientales, por aspectos sociales (turísticos, alta densidad de población, espacios reducidos) y/o algún otro, se requiera que la Subestación sea encapsulada en gas SF₆, deberá soportarse con el estudio correspondiente, para que CENACE lo valide y requiera al solicitante de interconexión o conexión, pero siempre respetando los tipos de arreglo considerados en este documento y de requerirse espacio adicional en la subestación para futuro crecimiento deberán considerarse las bahías equipadas.

B.6.4 Requisitos generales

Para la selección y construcción del arreglo de la subestación debe considerar los siguientes parámetros:

- a) **Confiabilidad:** Índice de confianza que debe tener la instalación. Se relaciona con el diseño, la construcción, la operación, el mantenimiento y la manufactura de los equipos que la integran.
- b) **Continuidad:** Seguridad de que la energía suministrada por la subestación tiene el menor número de interrupciones y que, en caso de ocurrir alguna, su duración sea lo más corta posible. Para asegurar la continuidad del servicio deben cumplirse aspectos que permitan tener alternativas de solución a las posibles fallas de algún elemento de la subestación, como son:
 - Tener capacidad de reserva en los equipos de transformación y en las barras, para hacer frente a la posible salida de servicio de cualquier alimentador de línea o transformador.
 - Tener un sistema de protección automático que permita aislar con suficiente rapidez cualquier elemento fallado de la subestación y de las líneas de transmisión.

- Diseñar el sistema de manera que la falla o desconexión de un elemento tenga la menor repercusión posible sobre el resto de la subestación.
 - Disponer de fuentes de respaldo en los servicios propios para hacer frente a una falla en la alimentación normal, a fin de mantener su alimentación ininterrumpida.
 - Tener los medios para un restablecimiento rápido del servicio, disminuyendo así la duración de las interrupciones.
- c) Flexibilidad: Factor que indica hasta dónde puede una instalación cambiar sus condiciones normales de operación, ya sea por fallas, por mantenimiento, por modificación o por ampliación, sin afectar o afectando lo menos posible la continuidad del servicio.
- d) Capacidad máxima de potencia: La capacidad de las barras de una subestación se determina con base en:
- El nivel de tensión primaria. Sumando la energía proporcionada por las líneas de transmisión que aporten potencia a las barras.
 - El nivel tensión secundaria. Sumando la energía de los equipos de transformación más la de los alimentadores que aporten energía en ese nivel de tensión.
- Los valores de máxima potencia en las barras sirven de base para seleccionar aquellos arreglos que proporcionen mayor flexibilidad y confiabilidad, de acuerdo al tamaño de la instalación. Al determinar el volumen de energía en las barras se deben considerar ampliaciones futuras.
- e) Económico: contempla aspectos como el costo de equipos, costo del terreno, costo del proyecto, costo de obra, costo de operación, costo de mantenimiento, urgencia de la instalación y vida útil de los equipos (factores de depreciación).

La selección de arreglos de alta confiabilidad, continuidad y flexibilidad significa una inversión con mayor costo e inversión inicial.

Como regla general, para cualquier arreglo de una subestación, debe considerarse el nivel de tensión y lo siguiente:

- a) La subestación económica, es aquella con menos elementos y que ocupa el menor espacio; y
- b) La subestación confiable, es aquella que incluye, el menor número de cadenas de aisladores o aisladores de soporte.

B.6.4.1 Requisitos eléctricos

B.6.4.1.1 Tensión

Debe considerarse la tensión nominal, la tensión máxima de diseño, el nivel básico de aislamiento al impulso por rayo y el nivel básico de aislamiento al impulso por maniobra.

En la Tabla B.2 se indican los valores de tensiones normalizadas.

Tabla B.2-Niveles de tensión de aguante asignados a los equipos de potencia para las subestaciones, Líneas aéreas, cables, acordes a clase de tensión.

Tensión nominal kV	Tensión máxima de diseño kV	Tensión de aguante normalizada de corta duración a 60 Hz kV	Nivel básico de aislamiento, al impulso por rayo kV	Nivel básico de aislamiento, al impulso por maniobra kV
115	123	230	550	-
230	245	460 395 360	1050 950 850	-
400	420	-	1300 1425	1050

NOTA: Los valores indicados en la presente tabla están normalizados de acuerdo con las condiciones atmosféricas normalizadas de referencia:

- a) Temperatura: 20 °C;

- b) Presión: 101.3 kPa; y
c) humedad absoluta: 11 g/m³.

B.6.4.1.2 Corriente

a) Capacidad de corriente

Los valores de corriente nominales, para cada uno de los niveles de tensión, están determinados, por los límites térmicos de los conductores usados, así como en las bahías de las líneas, a partir del calibre nominal.

En la Tabla B.3 se indican los valores de corriente nominal.

Tabla B.3-Capacidad de conducción de los conductores

Tensión nominal kV	Calibre del conductor (ACSR) kcmil	Límite de corriente térmico por conductor a 75 °C A
115	477	900
	795	970
	900	1110
	1113	
230	900	970
	1113	1110
400	1113	1110

b) Cortocircuito

Los valores máximos de corriente de cortocircuito asimétrica en 115 kV, 230 kV y 400 kV a excepción de casos especiales, están limitados a los indicados en la Tabla B.4.

Tabla B.4-Corrientes de cortocircuito

Tensión nominal kV	Corriente de cortocircuito asimétrica kA
115	40
230	40
400	40

Los valores indicados en la Tabla B.4, deben verificarse lo siguiente:

- 1) La capacidad térmica de los conductores;
- 2) La capacidad interruptiva de los interruptores;
- 3) El cálculo de los esfuerzos electrodinámicos en los conductores, aisladores y conectores; y
- 4) El cálculo de la resistencia de los efectos producidos por el arco eléctrico en las cadenas de suspensión, las corrientes de cortocircuito térmicas y dinámicas en transformadores de corriente, cuchillas desconectores y trampas de onda.

Las duraciones de cortocircuito, se consideran las siguientes:

- I) 0.05 s sin recierre; y
- II) 0.10 s con un recierre posterior a 0.10 s con un tiempo de aislamiento de falla, no menor a 5 s.

B.6.4.1.3 Coordinación de aislamiento

Debe realizarse la coordinación de aislamiento para precisar:

- a) Los valores de niveles básicos de aislamiento por rayo y por maniobra;
- b) Los márgenes de protección;
- c) Las distancias mínimas, de fase a tierra en aire;
- d) Las distancias mínimas, de fase a fase en aire;

- e) Las distancias mínimas al suelo;
- f) Las distancias horizontales de trabajo; y
- g) Las distancias de trabajo verticales.

Puede utilizarse la NMX-J-150-1-ANCE y NMX-J-150-2-ANCE para realizar el estudio de coordinación de aislamiento.

B.6.4.2 Requisitos mecánicos

Los arreglos de las subestaciones deben cumplir con los requisitos de 4.1.3.

B.6.4.3 Requisitos climáticos, ambientales y sísmicos

Los arreglos de las subestaciones deben cumplir con los requisitos de 4.1.4.

APÉNDICE C (NORMATIVO) ACTA DE EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD

DATOS DEL SOLICITANTE DE LA VERIFICACIÓN

Nombre, denominación o razón social del solicitante:
Actividad de la instalación:
Nombre y cargo de la persona que atendió la visita de verificación:

DATOS DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA:

Nombre de la Instalación:
Domicilio (cuando aplique):
Georreferencia:

DATOS DE LA VISITA DE VERIFICACIÓN

Objeto de la visita de verificación:
Fecha de la visita de verificación:
Día: _____ Mes: _____ Año: _____
Hora de inicio: _____ Hora de término: _____

DESARROLLO DE LA VISITA DE VERIFICACIÓN

Circunstancias en las que se efectúa la visita de verificación: _____ _____ _____
No conformidades encontradas: _____ _____ _____
Observaciones de la persona que atendió la visita de verificación: _____ _____ _____
Acciones realizadas y documentación ofrecida para el Cierre de no Conformidades con respecto a lo asentado en el desarrollo de la visita de verificación: _____ _____ _____

FIRMAS DE LOS QUE INTERVINIERON EN LA VERIFICACIÓN

Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas: _____ _____ No. de registro: _____ _____	Firma: _____
Datos de la persona que atendió la visita Nombre: _____ Identificación: _____ Número o folio de la identificación: _____ Expedida por: _____ Dirección: _____	Firma: _____
Datos de la persona que atendió la visita Nombre: _____ Identificación: _____ Número o folio de la identificación: _____ Expedida por: _____ Dirección: _____	Firma: _____
Datos de la persona que atendió la visita	

Nombre: _____ Identificación: _____ Número o folio de la identificación: _____ Expedida por: _____ Dirección: _____	Firma: _____
---	--------------

APÉNDICE D (NORMATIVO) CONCEPTOS EN LOS QUE DEBE BASARSE LA VERIFICACIÓN PERIÓDICA DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS LOCALIZADAS EN ÁREAS PELIGROSAS (CLASIFICADAS) CONFORME AL PROY-NOM-018-CRE-2019, INSTALACIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA-CONEXIÓN, INTERCONEXIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.

- a) Resistencia de aislamiento de los equipos principales como son: los transformadores, interruptores, seccionadores, los conductores de alimentación de demás equipos instalados.
- b) Continuidad eléctrica de envolventes y canalizaciones metálicas.
- c) Resistencia de electrodos artificiales y de la red de tierra.
- d) Impedancia de los conductores.
- e) Protecciones. Deberán indicarse en los diagramas existentes los siguientes valores para los circuitos
 - 1) Corriente nominal o ajuste de disparo.
 - 2) Corriente de interrupción o capacidad interruptiva.
- f) Locales de subestaciones:
 - 1) Espacios de seguridad.
 - 2) Accesos.
 - 3) Equipo de seguridad.
 - 4) Puesta de tierra.
 - 5) Red de tierra.
 - 6) Medios para captar los aceites.
- g) Sistemas de emergencia y de reserva, en su caso. Comprobar su buen estado.

APÉNDICE E (NORMATIVO) DICTAMEN DE VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 3, fracciones IV-A y XVII, 68, 70, 70-C, 73, 74, 84, 85, 86, 87, 88, 91, 92, 94, 97, 98 y 99 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 33 fracción IV y V, y 40 de la Ley de la Industria Eléctrica; 112 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica y demás disposiciones legales aplicables, en mi carácter de Unidad de Verificación, aprobada con registro número:, con acreditación vigente de fecha: otorgada por una entidad de acreditación autorizada, y aprobación vigente de la Comisión Reguladora de Energía otorgada en mediante oficio No. de fecha, y habiéndose aplicado el procedimiento para la evaluación de la conformidad correspondiente a las instalaciones para el uso de energía eléctrica que se describen a continuación:

Dictamen de Verificación Folio No.: Fecha:		
Nombre, Denominación o Razón Social del visitado: Registro Federal de Contribuyentes:		
Tensión eléctrica (entre conductores): <input type="checkbox"/> Hasta 1000 volts <input type="checkbox"/> Mayor de 1000 volts Capacidad de Generación: _____(kW) Capacidad de subestaciones: _____kVA	Tipo de instalación: <input type="checkbox"/> Línea aérea <input type="checkbox"/> Línea subterránea <input type="checkbox"/> Subestación <input type="checkbox"/> Otro _____	<input type="checkbox"/> Instalación nueva <input type="checkbox"/> Ampliación de una instalación existente <input type="checkbox"/> Modificación de una instalación existente <input type="checkbox"/> Instalación construida antes de la entrada en vigor del PROY-NOM-018-CRE-2019
Fecha de la próxima verificación para áreas peligrosas (clasificadas):		
NOTAS:		
Datos del visitado Domicilio (cuando aplique): Calle y No. exterior:No. interior: Colonia o Población: Municipio o Alcaldía: Ciudad y Estado: Código Postal:	Georreferencias	
Teléfono:		
Correo electrónico:		
Solicitante del servicio Nombre: CURP: Teléfono: Correo electrónico:		

CERTIFICO, en los términos establecidos en los artículos 33, fracción V, y 40 de la Ley de la Industria Eléctrica, que las instalaciones en cuestión cumplen con las disposiciones aplicables del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-018-CRE-2019, Instalaciones de energía eléctrica-conexión, interconexión, transmisión y distribución.

Declaro bajo protesta de decir verdad, que los datos asentados en el presente Dictamen de Verificación son verdaderos y acepto la responsabilidad que pudiera derivarse de la veracidad de los mismos, haciéndome acreedor a las sanciones que, en su caso, procedan.

EL TITULAR (O GERENTE) DE LA UNIDAD DE VERIFICACIÓN

Nombre y firma

Domicilio:

Teléfono: Fax: Correo electrónico:

**11. APÉNDICE G
(INFORMATIVO)**

ESTE APÉNDICE NO ES PARTE DE LOS REQUERIMIENTOS Y ESPECIFICACIONES DE LA NOM, SE INCLUYE ÚNICAMENTE CON PROPÓSITOS INFORMATIVOS

TABLA G.1 LISTA DE NORMAS OFICIALES Y NORMAS MEXICANAS

NORMA	Título
NOM-022-STPS-2015	Electricidad estática en los centros de trabajo-Condiciones de seguridad
NOM-029-STPS-2011	Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo-condiciones de seguridad.
NOM-010-ASEA-2016	Gas natural comprimido (GNC). Requisitos mínimos de seguridad para terminales de carga y terminales de descarga de módulos de almacenamiento transportables y estaciones de suministro de vehículos automotores.
NMX-J-163-ANCE-2004	Artefactos eléctricos-Configuraciones
NMX-J-284-ANCE-2012	Transformadores y autotransformadores de potencia-Especificaciones (Cancela a la NMX-J-284- ANCE-2006).
NMX-J-472-ANCE-2014	Conductores-Determinación de la cantidad de gas ácido Halogenado y del grado de acidez de los gases liberados durante la combustión de materiales poliméricos-Métodos de pruebas
NMX-J-498-ANCE-2011	Conductores-Determinación de la resistencia a la propagación de la flama en conductores eléctricos que se colocan en charola vertical-Método de prueba
NOM-007-ENER-2014	Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en edificios no residenciales
NOM-053-SCFI-2000	Elevadores eléctricos de tracción para pasajeros y carga-Especificaciones de seguridad y métodos de prueba para equipos nuevos
NMX-I-154-NYCE-2008	Telecomunicaciones-Cableado-Cableado estructurado-Cableado genérico residencial
NMX-I-24764-NYCE-2013	Tecnología de la información-Sistema de cableado genérico para centros de datos
NMX-I-14763-2-NYCE-2017	Tecnologías de la información-Implementación y operación de cableado estructurado-Parte 2: Planeación e instalación
NMX-J-502/-1-ANCE-2005	Sistemas de control de centrales generadoras-Parte 1: Guía para especificar sistemas de control de turbinas hidráulica
NMX-J-502/2-ANCE-2006	Sistemas de control de centrales generadoras-Parte 2: Métodos de prueba para los sistemas de control de turbinas hidráulicas
NMX-J-501-ANCE-2015	Sistemas de control de centrales generadoras-Sistemas de excitación estáticos controlados por tiristores para generador síncrono-Especificaciones y métodos de prueba

TABLA G.2 LISTADO DE NORMAS DE PRODUCTOS ELÉCTRICOS

NORMA	TÍTULO
NOM-003-SCFI-2014	Productos eléctricos-especificaciones de seguridad
NMX-J-005-ANCE-2015	Interruptores de uso general para instalaciones eléctricas-especificaciones y métodos de prueba
NOM-058-SCFI-2017	Controladores para fuentes luminosas artificiales, con propósitos de iluminación en general-especificaciones de seguridad y métodos de prueba.
NOM-063-SCFI-2001	Productos eléctricos-Conductores-Requisitos de seguridad
NOM-064-SCFI-2000	Productos eléctricos-Luminarios para uso en interiores y exteriores-especificaciones de seguridad y métodos de prueba
NOM-021-ENER/SCFI-2017	Eficiencia energética y requisitos de seguridad al usuario en acondicionadores de aire tipo cuarto. límites, métodos de prueba y etiquetado
NOM-011-ENER-2006	Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo central, paquete o dividido. Límite, métodos de prueba y etiquetado
NOM-014-ENER-2004	Eficiencia energética de motores eléctricos de corriente alterna, monofásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, enfriados con aire, en potencia nominal de 0.180 kW a 1.500 kW. Límites, método de prueba y marcado
NOM-016-ENER-2016	Eficiencia energética de motores de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, en potencia nominal de 0.746 kW a 373 kW, límites, método de prueba y marcado
NMX-J-002-ANCE-2001	Conductores-Alambres de cobre duro para usos eléctricos-Especificaciones
NMX-J-008-ANCE-2001	Conductores-Alambres de cobre estañado suave o recocido para usos eléctricos-Especificaciones
NMX-J-009-248-1-ANCE-2017	Fusibles para baja tensión-Parte 1: requisitos generales
NMX-J-009/248-4-ANCE-2006	Fusible para baja tensión-Parte 4: Fusibles Clase CC
NMX-J-009/248-7-ANCE-2006	Fusibles para baja tensión-Parte 7: Fusibles renovables Clase H
NMX-J-009-248-8-ANCE-2016	Fusibles para baja tensión-Parte 8: Fusibles Clase J
NMX-J-009/248-15-ANCE-2006	Fusibles para baja tensión-Parte 15: Fusibles Clase T
NMX-J-009-248-11-ANCE-2016	Fusibles para baja tensión-Parte 11: Fusibles tipo tapón
NMX-J-010-ANCE-2015	Conductores-Conductores con aislamiento termoplástico para instalaciones hasta 600 V-Especificaciones
NMX-J-012/1-ANCE-2014	Conductores-Conductores de cobre y aluminio con designación internacional-especificaciones
NMX-J-017-ANCE-2015	Accesorios para cables y tubos-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-023/1-ANCE-2007	Cajas registro metálicas y sus accesorios-Parte 1: Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-024-ANCE-2005	Artefactos eléctricos-Portalámparas roscados tipo Edison-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-028-ANCE-2001	Conductores-Cables concéntricos tipo espiral para acometida aérea a baja tensión, hasta 600 V-Especificaciones
NMX-J-032-ANCE-2014	Conductores-Cable de aluminio aleación 1350 con cableado concéntrico, para usos eléctricos-Especificaciones
NMX-J-036-ANCE-2001	Conductores-Alambre de cobre suave para usos eléctricos-Especificaciones
NMX-J-038/11-ANCE-2014	Equipos de soldadura eléctrica por arco-Parte 11: Portaelectrodos
NMX-J-058-ANCE-2007	Conductores-Cable de aluminio con cableado concéntrico y alma de acero (ACSR)-Especificaciones
NMX-J-059-ANCE-2004	Conductores-Cable de cobre con cableado concéntrico compacto, para usos eléctricos-Especificaciones
NMX-J-075/1-1994-ANCE	Aparatos eléctricos-Máquinas rotatorias-Parte 1: Motores de inducción de corriente alterna del tipo de rotor en cortocircuito, en potencias desde 0.062 a 373 kW-

	Especificaciones
NMX-J-075/2-1994-ANCE	Aparatos eléctricos-Máquinas rotatorias-Parte 2: Motores de inducción de corriente alterna del tipo de rotor en cortocircuito, en potencias grandes-Especificaciones
NMX-J-075/3 -1994-ANCE	Aparatos eléctricos-Máquinas rotatorias-Parte 3: Métodos de prueba para motores de inducción de corriente alterna del tipo de rotor en cortocircuito, en potencias desde 0.062 kW
NMX-J-093-ANCE-2009	Conductores-Determinación de la resistencia a la propagación de incendio en conductores eléctricos-Métodos de prueba
NMX-J-102-ANCE-2015	Conductores-Cordones flexibles tipo SPT con aislamiento termoplástico a base de policloruro de vinilo para tensiones hasta 300 V-Especificaciones
NMX-J-116-ANCE-2017	Transformadores de distribución tipo poste y tipo subestación-Especificaciones
NMX-J-118/1-ANCE-2000	Productos eléctricos-Tableros de alumbrado y distribución en baja tensión-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-118/2-ANCE-2007	Tableros-Tableros de distribución de baja tensión-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-142-1-ANCE-2017	Conductores-Cables de energía con pantalla metálica, aislados con polietileno de cadena cruzada o a base de etileno-propileno para tensiones de 5 kV a 35 kV-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-142/2-ANCE-2011	Conductores de energía con pantalla metálica, aislados con polietileno de cadena cruzada o a base de etileno-propileno para tensiones de 69 kV hasta 115 kV-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-148-ANCE-2016	Electroductos-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-149-2-ANCE-2016	Fusibles para alta tensión-Parte 2: Cortacircuitos fusible de expulsión-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-150/1-ANCE-2008	Coordinación de aislamiento-Parte 1: Definiciones, principios y reglas
NMX-J-150/2-ANCE-2004	Coordinación de aislamiento-Parte 2: Guía de aplicación
NMX-J-158-ANCE-2002	Empalmes-Empalmes para cables de media y alta tensión-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-170-ANCE-2002	Conectores-Conectores de tipo compresión para líneas aéreas-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-192-ANCE-2009	Conductores-Resistencia a la propagación de la flama en conductores eléctricos-Métodos de prueba
NMX-J-199-ANCE-2002	Terminales- Terminales para cable aislado con pantalla para uso interior y exterior, 2.5 kV a 230 kV en corriente alterna-especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-203/1-ANCE-2012	Capacitores-Parte 1: Capacitores de potencia en conexión paralelo-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-203/2-ANCE-2014	Capacitores-Parte 2: Bancos de capacitores de potencia en conexión paralelo-Especificaciones y guía para la instalación y operación
NMX-J-203/3-ANCE-2008	Capacitores-Parte 3: Fusibles de media y alta tensión para la protección externa de bancos de capacitores y unidades capacitivas de potencia en conexión paralelo-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-203/4-ANCE-2010	Capacitores-Parte 4: Guía para realizar la pruebas de envejecimiento de ciclo de sobre tensión
NMX-J-203/5-ANCE-2013	Capacitores con conexión en paralelo para sistemas de potencia de corriente alterna con un nivel e tensión mayor que 1 000 V-Parte 5. Protección de capacitores en paralelo y bancos de capacitores en paralelo
NMX-J-234-ANCE-2016	Aisladores-Boquillas de extra alta, alta y media tensión para c.a.-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-235/1-ANCE-2008	Envolventes-Envolventes para uso en equipo eléctrico-Parte 1: Consideraciones no

	ambientales-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-235/2-ANCE-2014	Envoltentes - Envoltentes para uso en equipo eléctrico - Parte 2: Consideraciones ambientales - Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-250/2-ANCE-2015	Aisladores-Aisladores poliméricos soporte tipo columna para subestaciones con tensiones de c.a. mayores que 1 kV a 245 kV-Definiciones, especificaciones, métodos de prueba y criterios de aceptación
NMX-J-266-ANCE-2014	Interruptores-Interruptores automáticos en caja moldeada-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-271/1-ANCE-2007	Técnicas de prueba en alta tensión-Parte 1: Definiciones generales y requisitos de prueba
NMX-J-281/601-ANCE-2011	Vocabulario electrotécnico-Parte 601: Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica-Generalidades
NMX-J-285-ANCE-2016	Transformadores tipo pedestal monobásicos y trifásicos para distribución subterránea-Especificaciones
NMX-J-297-ANCE-2017	Conductores-Conductores flexibles de cobre para usos eléctricos y electrónicos-Especificaciones
NMX-J-298-ANCE-2007	Conductores-Conductores tipo dúplex (TWD) con aislamiento termoplástico para instalaciones hasta 600 V-Especificaciones
NMX-J-300-ANCE-2013	Conductores-Cables control- Especificaciones
NMX-J-321/4-ANCE-2013	Apartarrayos-Parte 4: Apartarrayos de óxidos metálicos sin electrodos de descarga (explosores), para sistemas de corriente alterna-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-321/5-ANCE-2008	Apartarrayos-Parte 5: Recomendaciones para selección y aplicación
NMX-J-383-ANCE-2004	Conectores-Conectores de tipo mecánico para líneas aéreas-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-395-ANCE-2015	Conectores-conectores para subestaciones eléctricas-especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-412-ANCE-2008	Clavijas y receptáculos-Especificaciones y métodos de prueba generales
NMX-J-412/1-ANCE-2011	Clavijas y contactos para uso doméstico y similar-Parte 1: requisitos generales
NMX-J-412/2-3-ANCE-2009	Conectores-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-412/2-6-ANCE-2009	Artefactos grado hospital-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-429-ANCE-2009	Conductores-Alambres, cables y cordones con aislamiento de PVC 80 °C, 90 °C y 105 °C, para equipos eléctricos-Especificaciones.
NMX-J-436-ANCE-2007	Conductores-Cordones y cables flexibles-Especificaciones
NMX-J-451-ANCE-2011	Conductores-Conductores con aislamiento termofijo-Especificaciones
NMX-J-486-ANCE-2013	Conductores-Cables control y multiconductores de energía para baja tensión con aislamientos y cubiertas termofijas de baja emisión de humos y sin contenido de halógenos (LS0H) - Especificaciones
NMX-J-492-ANCE-2013	Conductores-Cables monoconductores de energía para baja tensión con aislamiento y cubierta termofijos, sin contenido de halógenos (LS0H) - Especificaciones
NMX-J-508-ANCE-2010	Artefactos eléctricos-Requisitos de seguridad-Especificaciones y métodos de prueba.
NMX-J-511-ANCE-2011	Soportes para conductores eléctricos-Sistemas de soportes metálicos tipo charola-Especificaciones y métodos de prueba.
NMX-J-515-ANCE-2014	Equipos de control y distribución-Requisitos generales de seguridad-Especificaciones y métodos de prueba.
NMX-J-519-ANCE-2011	Conectores-Conectores sellados-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-520-ANCE-2017	Interruptores de circuito por falla a tierra-Especificaciones y métodos de prueba

NMX-J-529-ANCE-2012	Grados de protección proporcionados por los envoltentes (código IP)
NMX-J-534-ANCE-2013	Tubos metálicos rígidos de acero tipo pesado y sus accesorios para la protección de conductores-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-535-ANCE-2008	Tubos rígidos de acero tipo semipesado y sus accesorios para la protección de conductores-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-536-ANCE-2016	Tubos metálicos rígidos de acero tipo ligero y sus accesorios para la protección de conductores eléctricos-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-538/1-ANCE-2015	Productos de distribución y de control de baja tensión-Parte 1: Reglas generales
NMX-J-538/2-ANCE-2005	Productos de distribución y de control de baja tensión-Parte 2: Interruptores automáticos
NMX-J-542-ANCE-2006	Tubo corrugado (flexible) no metálico para la protección de conductores eléctricos-Especificaciones y Métodos de prueba
NMX-J-543-ANCE-2013	Conectores-Conectores para instalaciones eléctricas de utilización hasta 34.5 kV-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-548-ANCE-2014	Conectores-Conectores tipo empalme para instalaciones eléctricas utilización-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-549-ANCE-2005	Sistema de protección contra tormentas eléctricas-Especificaciones, materiales y métodos de medición
NMX-J-550/1-1-ANCE-2008	Compatibilidad electromagnética (EMC) Parte 1-1: Generalidades Aplicación e interpretación de definiciones y términos básicos
NMX-J-552-ANCE-2005	Conectores-Herrajes y remates para líneas aéreas-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-554-ANCE-2004	Roscas para tubo (conduit) y sus accesorios-Especificaciones y método de prueba.
NMX-J-569-ANCE-2005	Accesorios eléctricos - Interruptores automáticos para protección contra sobrecorriente en instalaciones domésticas y similares - Interruptores automáticos para operación con c.a.
NMX-J-570/1-ANCE-2006	Sistema de canalizaciones y ductos para instalaciones eléctricas-Parte 1: Requisitos generales
NMX-J-570/2-ANCE-2006	Sistema de canalizaciones y ductos para instalaciones eléctricas-Parte 2: Requisitos particulares-Sección 1: Sistemas de canalizaciones y ductos diseñados para montarse en techos
NMX-J-575-ANCE-2006	Interruptores automáticos operados con corriente diferencial residual sin protección integrada contra sobrecorrientes para instalaciones domésticas y usos similares (IDS) Parte 1: Reglas generales
NMX-J-576-ANCE-2013	Tubos metálico rígido para la protección de conductores eléctricos y sus accesorios-Aluminio, latón y acero inoxidable-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-580/1-ANCE-2015	Ensamblados de tableros de control y distribución de baja tensión-Parte 1: Reglas generales
NMX-J-580/2-ANCE-2015	Ensamblados de tableros de control y distribución de baja tensión-Parte 2: Tableros de control y distribución de energía
NMX-J-589-ANCE-2010	Métodos de medición para instalaciones eléctricas
NMX-J-590-ANCE-2009	Conectores-Equipo para puesta tierra
NMX-J-592/1-ANCE-2008	Sistemas de gestión de energía - Esquemas de funcionamiento - Parte 1: Directrices y requisitos generales
NMX-J-592/2-ANCE-2008	Sistemas de gestión de energía-Esquemas de funcionamiento-Parte 2: Definiciones
NMX-J-593/1-ANCE-2014	Redes y sistemas de intercomunicación para la automatización de servicios de las compañías suministradoras de energía-Parte 1: Introducción y visión de conjunto
NMX-J-593/2-ANCE-2008	Sistemas de interconexión de subestaciones eléctricas-Parte 2: Definiciones
NMX-J-593/3-ANCE-2008	Sistemas de interconexión de subestaciones eléctricas-Parte 3: Requisitos

	generales
NMX-J-594-ANCE-2008	Relevadores de protección y control en la operación de sistemas eléctricos - Guía de aplicación
NMX-J-603-ANCE-2008	Guía de aplicación del sistema de protección contra tormentas eléctricas
NMX-J-604-ANCE-2016	Instalaciones eléctricas-Métodos de diagnóstico y reacondicionamiento de instalaciones eléctricas en operación-Especificaciones
NMX-J-609/826-ANCE-2009	Vocabulario electrotécnico internacional-Parte 826: Instalaciones eléctricas (Utilización)
NMX-J-614/3-ANCE-2014	Aisladores para líneas aéreas-Aisladores poliméricos tipo suspensión y tensión para sistemas de c.a. con una tensión nominal mayor que 1 000 V-Definiciones, métodos de prueba y criterio de aceptación.
NMX-J-616-ANCE-2015	Guía de aplicación de filtros y capacitores con conexión en paralelo para la corrección de distorsión armónica
SERIE NMX-J-618/1-ANCE-2015	Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 1: Requisitos generales para construcción
SERIE NMX-J-643/1-ANCE-2011	Dispositivos fotovoltaicos-Parte 1: Medición de la característica corriente-Tensión de los dispositivos fotovoltaicos
NMXJ-620/1-ANCE-2009	Interruptores automáticos operados con corriente residual con protección integrada contra sobrecorrientes para instalaciones domésticas y usos similares (IDCS) Parte 1: Reglas generales
NMX-J-623-ANCE-2009	Sistemas de canalizaciones para cables - Cinchos de sujeción para cables para instalaciones eléctricas
NMX-J-627-ANCE-2009	Envolventes-Grados de protección proporcionados por la envolventes de equipos eléctricos en contra de impactos mecánicos (Código IK)
NMX-J-631-ANCE-2017	Canalizaciones eléctricas-Ductos metálicos, canales auxiliares y accesorios asociados-Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-643/1-ANCE-2011	Dispositivos fotovoltaicos-Parte 1: Medición de la característica corriente -Tensión de los dispositivos fotovoltaicos
NMX-J-647-ANCE-2012	Conductores-Cable de aluminio con cableado concéntrico y alma de acero con recubrimiento de aluminio soldado (ACSR-AS)-Especificaciones y métodos de prueba
SERIE NMX-J-673-1-ANCE-2014	Aerogeneradores-Parte 1: Requisitos de diseño
NMX-J-713/1-ANCE-2015	Unidades de cadenas de aisladores poliméricos para líneas aéreas con una tensión nominal mayor que 1 000 V-Parte 1: Clases de esfuerzo normalizadas y herrajes terminales
NMX-J-713/2-ANCE-2016	Unidades de cadenas de aisladores poliméricos para líneas aéreas con una tensión nominal mayor que 1 000 V-Parte 2: Características dimensionales y eléctricas
NMX-J-714-ANCE-2016	Características de aisladores tipo columna para interiores y exteriores para sistemas con tensiones nominales mayores que 1 kV
NMX-E-242/1-ANCE-CNCP-2005	Industria del plástico-Tubo de polietileno de alta densidad (PEAD) para instalaciones eléctricas subterráneas (Conduit)-Especificaciones y métodos de prueba-Parte 1: Pared corrugada
NMX-E-242/2-ANCE-CNCP-2005	Industria del plástico-Tubo de polietileno de alta densidad (PEAD) para instalaciones eléctricas subterráneas (Conduit)-Especificaciones y métodos de prueba-Parte 2: Pared lisa
NMX-E-252-ANCE-CNCP-2008	Industrial del plástico-Tubos (Conduit) y conexiones poli(cloruro de vinilo) (PVC) sin plastificante tipo 1 (cédula 40) y tipo 2 (cédula 80) para instalaciones eléctricas-Especificaciones y métodos de prueba

TABLA G.3 LISTADO DE NORMAS INTERNACIONALES			
NORMA	Título	NMX	
ISO 965-1: 1998	ISO general-purpose metric screw threads-Tolerances-Part 1: Principles and basic data	NMX-H-026-1986	ROSCAS MÉTRICAS ISO-TOLERANCIAS PRINCIPIOS Y DATOS BÁSICOS
ISO 965-3: 1998	ISO general purpose metric screw threads-Tolerances-Part 3: Deviations for constructional screw threads		
IEC 60079-0 (2017-12)	Explosive atmospheres-Part 0: Equipment-General requirements		
IEC 60079-1 (2014-08)	Explosive atmospheres-Part 1: Equipment protection by flameproof enclosures "d"		
IEC 60079-2 (2014-07)	Explosive atmospheres-Part 2: Equipment protection by pressurized enclosures "p"		
IEC 60079-13 (2017-05)	Explosive atmospheres-Part 13: Equipment protection by pressurized room "p"		
IEC 60079-15 (2017-12)	Explosive atmospheres-Part 15: Equipment protection by type of protection "n"		
IEC 60079-6 (2015-02)	Explosive atmospheres-Part 6: Equipment protection by oil immersion "o"		
IEC 60079-7 (2017-08)	Explosive atmospheres-Part 7: Equipment protection by increased safety "e"		
IEC 60079-18 (2017-08)	Explosive atmospheres-Part 18: Equipment protection by encapsulation "m"		
IEC 60079-5 (2015-02)	Explosive atmospheres-Part 5: Equipment protection by powder filling "q"		
IEC 60079-10-1 (2015-09)	Explosive atmospheres-Part 10-1: Classification of areas-Explosive gas atmospheres		
IEC 60079-10-2 (2015-01)	Explosive atmospheres - Part 10-2: Classification of areas - Combustible dust atmospheres		
IEC 60079-16 (1990-05)	Electrical apparatus for explosive gas atmospheres. Part 16: Artificial ventilation for the protection of analyzer (s) houses		
IEC 60079-20-1 (2010-01)	Electrical apparatus for explosive gas atmospheres-Part 20: Data for Flammable gases and vapors, relating to use of electrical apparatus		
IEC 60598-2-22 (2017-09)	Luminaires-Part 2-22: Particular requirements-Luminaires for emergency lighting		
IEC 61400-1 ed3.0 (2005-08)	Wind turbines Part 1: Design requirements	NMX-J-673/1-ANCE-2014	Aerogeneradores- Parte 1: Requisitos de diseño
ISO 30061 (2007)	Emergency lighting		
IEC 60287-2-1 (2015-04)	Electric cables-Calculation of the current rating-Part 2-1: Thermal resistance-Calculation of thermal resistance		
IEC 60287-3-1 (2017-06)	Electric cables-Calculation of the current rating-Part 3-1: Sections on operating		

	conditions-Reference operating conditions and selection of cable type		
--	---	--	--

TABLA G.4 LISTADO DE NORMAS EXTRANJERAS

NORMA	Título
C2-2017	National Electrical Safety Code (NESC)
NFPA 20-2016	Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection
IEEE 142-2007	Recommended practice for grounded of industrial and commercial power systems
NFPA 30-2018	Flammable and Combustible Liquids Code
NFPA 32-2016	Standard for Dry Cleaning Plants
NFPA 33-2018	Standard for Spray Application Using Flammable or Combustible Materials
NFPA 34-2018	Standard for Dipping, Coating and Printing Processes Using Flammable or Combustible Liquids
NFPA 35-2016	Standard for the Manufacture of Organic Coatings
NFPA 36-2017	Standard for Solvent Extraction Plants
NFPA 45-2015	Standard on Fire Protection for Laboratories using Chemicals
NFPA 58-2017	Liquefied Petroleum Gas Code
NFPA 59-2016	Utility LP-Gas Plant Code
NFPA 77-2017	Recommended Practice on Static Electricity
NFPA 496-2017	Standard for Purged Pressurized Enclosure for Electrical Equipment
UL 2062-2006	Outline of Investigation for Enclosures for Use in Hazardous (Classified) Locations
NFPA 497-2017	Recommended Practice for the Classification of Flammable Liquids, Gases, or Vapors and of Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas
NFPA 499-2017	Recommended Practice for the Classification of Combustible Dusts and of Hazardous Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas
NFPA 780-2017	Standard for the Installation of Lightning Protection Systems
NFPA 820-2016	Standard for Fire Protection in Wastewater Treatment and Collection Facilities
API RP 500- 2012	Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division 1 and Division 2
API 2003-2015	Protection Against Ignitions Arising Out of Static Lightning and Stray Currents
ANSI/API RP 14F 2008	Design, Installation, and Maintenance of Electrical Systems for Fixed and Floating Offshore Petroleum Facilities for Unclassified and Class 1, Division 1 and Division 2 Locations
UL 1203-2006	Standard for Explosion-Proof and Dust-Ignition-Proof Electrical Equipment for Use in Hazardous (Classified) Locations
UL 1604-2006	Standard for Electrical Equipment For Use In Class I and II, Division 2, And Class III Hazardous (Classified) Locations

UL 913-2006	Standard for Intrinsically Safe Apparatus and Associated Apparatus for Use in Class I, II, III, Division 1, Hazardous (Classified) Locations
UL 698A-2008	Standard for Industrial Control Panels Relating to Hazardous (Classified) Locations
ANSI/ASHRAE 15- 2016	Safety Standard for Mechanical Refrigeration
ANSI CGA G2.1-2014	Requirements for the Storage and Handling of Anhydrous Ammonia.
ASTM D 3175-17	Standard Test Method for Volatile Material in the Analysis Sample for Coal and Coke
NFPA 505-2017	Fire Safety Standard for Powered Industrial Trucks Including Type Designations, Areas of Use, Conversions, Maintenance, and Operation
ANSI/ISA RP12.06.01-2003	Recommended Practice for Wiring Methods for Hazardous (Classified) Locations Instrumentation Part 1: Intrinsic Safety
UL 913-2006	Standard for Safety, Intrinsically Safe Apparatus and Associated Apparatus for Use in Class I, II, and III, Division 1, Hazardous (Classified) Locations
UL 2279-1996	Electrical Equipment for use In Class I, Zone 0,.1 and 2 Hazardous (Classified) Locations
ANSI/ISA-60079-0- (12.00.01)-2013	Electrical Apparatus for Use in Class I, Zones 0.1 & 2 Hazardous (Classified) Locations: General Requirements (IEC 60079-0 Mod)
ANSI/ISA-12.10-1988	Area Classification in Hazardous (Classified) Dust Locations
ANSI/ISA 12.12.01-2015	Non incentive Electrical Equipment for Use in Class I & II, Division 2 & Class III, Divisions I & 2 Hazardous
ANSI/ISA-60079-7 (12.16.01)-2008	Electrical Apparatus for Use in Class I, Zone 1 Hazardous (Classified) Locations: Type of Protection-Increased Safety "e" (IEC 60079-7 Mod)
ANSI/ISA-60079-1- (12.22.01)-2009	Electrical Apparatus for use in Class I, Zone 1 and 2 Hazardous (Classified) Locations, Type of Protection -Flameproof "d"
ANSI/ISA-60079-18- (12.23.01)-2012	Electrical Apparatus for Use in Class I, Zone 1 Hazardous (Classified) Locations Type of Protection-Encapsulation "m" (IEC 60079-18 Mod)
ANSI/ISA-60079-5- (12.00.04)-2009	Explosive atmospheres-Part 5: Equipment Protection by Powder Filling "q" (IEC 60079-5 Mod)
ANSI/ISA-60079-6- (12.00.05)-2009	Explosive atmospheres-Part 6: Equipment Protection by Oil Immersion "o" (IEC 60079-6 Mod)
API RP 505 1998	Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, and Zone 2
ISA S12.24.01-1998	Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations Classified as Class I, Zone 0, Zone 1, or Zone 2
NFPA 88A -2014	Standard for Parking Structures
NFPA 409-2015	Standard on Aircraft hangars
NFPA 30A-2017	Code for Motor Fuel Dispensing Facilities and Repair Garages
NFPA 91-2014	Standard for Exhaust Systems for Air Conveying of Vapors, Gases, Mists, and

	Noncombustible Particulate Solids
NFPA 99-2017	Health Care Facilities Code Handbook
NFPA 101-2018	Life Safety Code
ASHRAE	Handbook of fundamentals (Indicado en el Capítulo 24)
NFPA 40-2015	Standard for the Storage and Handling of Cellulose Nitrate Motion Picture Film
ASAE EP 473-2001	Equipotential Planes in Animal Containment Areas, American Society of Agricultural Engineers
SAE J1128-2015	Low-Tension Primary Cable
SAE J1127-2018	Low Voltage Battery Cable
NFPA 1192-2018	Standard on Recreational Vehicles
NFPA 302-2015	Fire Protection Standard for Pleasure and Commercial Motor Craft
NFPA 303-2016	Fire Protection Standard for Marinas and Boatyards
NFPA 110-2016	Standard for Emergency and Standby Power Systems
IEEE 446-1996	Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications
NFPA 70E-2018	Handbook for Electrical Safety in the Workplace
NFPA 72-2016	National Fire Alarm and Signaling Code
TIA/EIA 568-A-2009	Commercial Building Telecommunications, Wiring Standard
TIA/EIA 569 -2001	Commercial Building Standard for Telecommunications Pathways and Spaces
TIA/EIA 570-2004	Residential and Light Commercial Telecommunications Wiring Standard
UL 1666-2007	Test for Flame Propagation Height of Electrical and Optical-Fiber Cable Installed Vertically in Shafts
UL 2024 -2014	Standard for Signaling, Optical Fiber and Communications Raceways and Cable Routing Assemblies
UL 1459-2015	Standard for Safety, Telephone Equipment
UL 1863-2004	Standard for Safety, Communications Circuit Accessories
UL 497A-2001	Standard for Secondary Protectors for Communications Circuits
NFPA 86-2015	Standard for Ovens and Furnaces
NEMA 250-2014	Enclosures for Electrical Equipment (1 000 volts Maximum)
SAE J554-1987	Electric Fuses (Cartridge Type)
SAE J1284-1988	Blade Type Electric Fuses
UL 275-2013	Automotive Glass-Tube Fuses
NEMA WD6-2016	Wiring Devices-Dimensional Requirements