

DIVISIÓN DE INGENIERÍA DE ELECTRICIDAD

PLIEGO TÉCNICO NORMATIVO	: RIC N°06
MATERIA	: PUESTA A TIERRA Y ENLACE EQUIPOTENCIAL
FUENTE LEGAL	: DECRETO CON FUERZA DE LEY N° 4/20.18, DE 2006, DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN, LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS
FUENTE REGLAMENTARIA	: DECRETO N°8, DE 2019, DEL MINISTERIO DE ENERGÍA, REGLAMENTO DE SEGURIDAD DE LAS INSTALACIONES DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
DICTADO POR	: RESOLUCIÓN EXENTA N° 33.877, DE FECHA 30/12/2020, DE LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES.

1 Objetivos

- 1.1 El objetivo del presente pliego técnico es establecer los requisitos de seguridad que deben cumplir los sistemas de puesta a tierra, protección contra rayos y enlaces equipotenciales, en las instalaciones de consumo de energía eléctrica del país.
- 1.2 Los sistemas de puesta a tierra y protección contra rayos se establecen principalmente con el objeto de limitar las tensiones con respecto a tierra que puedan presentarse, en un momento dado, en las masas metálicas de los elementos que componen una instalación de consumo, asegurando la operación de las protecciones y controlando de esta forma el riesgo tanto para las personas como para los equipos.

2 Alcance

Este pliego técnico aplica a todas las instalaciones de consumo de energía eléctrica. El ámbito comprende a las instalaciones de consumo de baja y media tensión.

Cuando en los otros Pliegos Técnicos Normativos de este Reglamento, prescriban como obligatoria la incorporación de puestas a tierra de algún elemento o parte de la instalación, dichas puestas a tierra se regirán por el contenido del presente pliego.

3 Referencias normativas

Las normas técnicas a las que se hace referencia a continuación son parte integrante del presente pliego técnico y solo deben ser aplicadas en los puntos en los cuales son citadas.

3.1	ASTM G162-18	2018	Standard Practice for Conducting and Evaluating Laboratory Corrosions Tests in Soils.
3.2	ASTM G1-03(2017)e1	2017	Standard Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluating Corrosion Test Specimens.
3.3	ASTM B8-11(2017)	2017	Standard Specification for Concentric-Lay-Stranded Copper Conductors, Hard, Medium-Hard, or Soft.
3.4	IEC 60228	2004	Conductors of insulated cables.
3.5	IEC 61643-11	2011	Low-voltage surge protective devices - Part 11: Surge protective devices connected to low-voltage power systems - Requirements and test methods

3.6	IEC 61557-5	2019	Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1 000 V a.c. and 1 500 V d.c. - Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures - Part 5: Resistance to earth.
3.7	IEC 62305-2	2010	Protection against lightning - Part 2: Risk management.
3.8	IEC 62305-3	2010	Protection against lightning - Part 3: Physical damage to structures and life hazard.
3.9	IEC 62561-2	2018	Lightning protection system components (LPSC) - Part 2: Requirements for conductors and earth electrodes
3.10	IEC TR 61000-5-2	1997	Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 5: Installation and mitigation guidelines – Section 2: Earthing and cabling.
3.11	IEEE Std 80	2013	Guide for Safety in AC Substation Grounding
3.12	IEEE Std 81	2012	Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System.
3.13	IEEE Std 837	2014	Standard for Qualifying Permanent Connections Used in Substation Grounding.
3.14	IEEE Std 998	2012	Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations
3.15	NFPA 780	2020	Standard for the Installation of Lightning Protection Systems
3.16	UL 467	2013	Grounding and Bonding Equipment
3.17	UNE 21186	2011	Protección contra el rayo: Pararrayos con dispositivo de cebado.
3.18	UNE-EN 50550	2012	Dispositivos de protección contra sobretensiones a frecuencia industrial para usos domésticos y análogos (POP)

Nota: Para la aplicación de este pliego técnico se podrán utilizar, en reemplazo de las normas IEC, las normas UNE equivalentes.

4 Terminología

- 4.1 **Aislación:** Conjunto de elementos utilizados en la ejecución de una instalación o construcción de un aparato o equipo y cuya finalidad es evitar el contacto con o entre partes activas.
- 4.2 **Aislamiento:** Magnitud numérica que caracteriza la aislación de un material, equipo o instalación.
- 4.3 **Falla permanente:** Falla que tiene una duración suficiente como para que los parámetros del circuito o parte del sistema en falla alcancen sus valores estables.
- 4.4 **Superintendencia:** Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- 4.5 Tierras
- 4.5.1 **Sistema de puesta a tierra (SPT):** Lo componen todas las conexiones eléctricas, elementos y dispositivos que forman parte de la puesta a tierra de un sistema, instalación o un equipo eléctrico. Dentro de la definición anterior, se considera el sistema de electrodos de tierra interconectados, conductores desnudos enterrados, conectores, camarillas de registro, conductores, aditivos, según corresponda, los cuales en su conjunto, permiten formar una base de potencial común de conexión a tierra para los dispositivos eléctricos o estructuras metálicas, para obtener una medida de protección adicional, minimizando el peligro a la exposición a altos voltajes de paso o de contacto o un camino de baja impedancia para corrientes de falla.

- 4.5.2 **Puesta, conectar o poner a tierra:** La puesta o conexión a tierra es unir eléctricamente y de forma directa a través de un conductor, sin fusibles ni protección alguna, una instalación eléctrica, una parte de un circuito eléctrico o un elemento o estructura conductora que no forma parte de un circuito eléctrico activo, con el SPT.
- 4.5.3 **Terminal de captación o dispositivo de intercepción de rayos:** Elemento metálico cuya función es interceptar los rayos que podrían impactar directamente sobre la instalación a proteger. Por lo general se conoce este dispositivo como pararrayos y/o pararrayos tipo punta Franklin.
- 4.5.4 **Tensión de contacto:** Diferencia de potencial entre el aumento de potencial de tierra y el potencial de superficie en el punto en que una persona está de pie, mientras que al mismo tiempo tiene una mano o parte de su cuerpo en contacto con una estructura conectada a tierra.
- 4.5.5 **Tensión de paso:** Diferencia de potencial que experimenta una persona con una separación de un metro entre sus pies, sin tocar ningún objeto conectado a tierra.
- 4.5.6 **Tierra de protección:** Se entenderá por tierra de protección a la puesta a tierra de toda pieza conductora que no forma parte del circuito eléctrico activo, pero que en condiciones de falla puede quedar energizada. Su finalidad es proteger a las personas contra tensiones de contacto peligrosas.
- 4.5.7 **Tierra de servicio:** Se entenderá por tierra de servicio a poner a tierra un punto de la alimentación, en particular el neutro del empalme en caso de instalaciones conectadas en BT o el neutro del transformador que alimente la instalación en caso de empalmes en media tensión, alimentados con transformadores monofásicos o trifásicos con su secundario conectado en estrella.
- 4.5.8 **Tierra de referencia:** Parte de la tierra considerada como conductora cuyo potencial eléctrico es considerado, por convención, igual a cero, estando fuera de la zona de influencia de toda instalación de puesta a tierra. La tierra de referencia también es denominada “tierra lejana”.
- 4.5.9 **Tierra, electrodos de:** Son barras, planchas, cintas o conductores de cobre desnudos, enterrados, cuya finalidad es establecer contacto eléctrico con el suelo.
- 4.5.10 **Tierra, resistividad específica de:** Es la resistencia eléctrica específica del suelo en consideración; usualmente se representa como la resistencia de un cubo de arista unitaria, medida entre dos caras opuestas de él. En el sistema internacional de unidades de medida, su unidad es el $\text{Ohm}\cdot\text{m}^2/\text{m} = \text{Ohm}\cdot\text{m}$.
- 4.5.11 **Tierra funcional:** Es la puesta a tierra cuyo objetivo es asegurar el correcto funcionamiento del equipamiento eléctrico y permitir un correcto y confiable funcionamiento de la instalación.

5 Exigencias generales

- 5.1 El sistema de puesta a tierra (SPT) de una instalación de consumo de electricidad deberá diseñarse y ejecutarse con el objetivo que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de falla o las de descarga de origen atmosférico.
La responsabilidad por los cálculos justificativos y el adecuado diseño de una puesta a tierra será del profesional o instalador autorizado encargado de proyectar la instalación. Por su parte, la correcta ejecución y la comprobación de los valores de una puesta a tierra, será del instalador autorizado encargado de ejecutar la instalación.
- 5.2 El diseño y construcción de un sistema de puesta a tierra debe garantizar la seguridad de las personas, considerando la máxima energía eléctrica que pueden soportar, dadas por las tensiones de paso, de contacto o transferidas y no solo el valor de resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente.
- 5.3 Un sistema de puesta a tierra debe cumplir con las siguientes funciones:
- Garantizar las condiciones de seguridad de los seres vivos, con respecto al sistema eléctrico instalado.
 - Garantizar que los voltajes de contacto y de paso se mantengan en valores tolerables para las personas.
 - Permitir a los equipos de protección despejar la falla en un tiempo seguro para los usuarios.

- d) Servir de referencia común al sistema eléctrico.
 - e) Conducir y disipar las corrientes de falla, electrostática y de rayo, a través del conductor de protección a tierra sin riesgos de sobreesfuerzos térmicos, termomecánicos ni electromecánicos peligrosos ni de choques eléctricos debidos a estas corrientes.
 - f) Realizar una conexión de baja impedancia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.
- 5.4 Toda instalación de consumo de electricidad a la que le aplique este pliego, excepto donde se indique expresamente lo contrario, tiene que disponer de un sistema de puesta a tierra, para evitar que las personas en contacto con la misma, tanto en el interior como en el exterior, queden sometidas a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales que soporta el ser humano.
- 5.5 En una instalación de consumo de electricidad podrá existir un electrodo común para la puesta a tierra de protección y la de servicio, o en su defecto electrodos separados para cada una de las puestas a tierra. Cualquiera sea la alternativa elegida, el diseño de las puestas a tierra deberá ser justificado mediante el respectivo cálculo y se deberá cumplir con todo lo establecido en el presente pliego técnico.
- 5.6 La elección e instalación de los materiales que aseguren la puesta a tierra deben ser tales que:
- 5.6.1 El valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación y se mantenga de esta manera a lo largo del tiempo, teniendo en cuenta los requisitos generales indicados en el Pliego Técnico Normativo RIC N°05 y los requisitos particulares de los Pliegos Técnicos Normativos aplicables a cada instalación.
 - 5.6.2 Las corrientes de falla a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro, particularmente desde el punto de vista de solicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas.
 - 5.6.3 La solidez o la protección mecánica quede asegurada con independencia de las condiciones estimadas de influencias externas.
 - 5.6.4 Contemplan los posibles riesgos debido a electrólisis que pudieran afectar a otras partes metálicas.
 - 5.6.5 Los puntos de conexión entre dos elementos del SPT deben asegurar continuidad y, al menos la superficie de contacto entre dos elementos debe ser igual a la superficie del elemento de menor superficie que compone la unión o junta
- 5.7 Cuando el suministro de una instalación es de alta o de media tensión, el sistema de puesta a tierra de alta o de media tensión deberá ser diseñado en conformidad a lo indicado en el pliego técnico normativo RPTD N°06 del DS N°109/2017 del Ministerio de Energía o las disposiciones que la reemplacen. Ver anexo 6.1 de este pliego.
- 5.8 Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas no podrán ser incluidos como parte de los conductores del sistema de puesta a tierra. Este requisito no excluye la exigencia de que se deben conectar a tierra, evaluando las condiciones específicas de cada sistema eléctrico. Se exceptúa de esta condición la envolvente metálica de los ductos de barras, siempre y cuando esté aprobada para este uso, mediante un certificado emitido por el fabricante.
- 5.9 La estructura de un edificio siempre se deberá conectar al sistema de puesta a tierra para mantener la equipotencialidad del sistema. Para estos efectos, se deben utilizar los medios y elementos aprobados para ello.
- 5.10 Cuando por requerimiento de un edificio existan varias puestas a tierra de protección, todas ellas deben ser diseñadas de manera específica para cada fin y siempre deben ser interconectadas eléctricamente, con el fin de asegurar la equipotencialidad entre ellas. En el caso de utilizar un sistema enmallado, el conductor que unirá las distintas mallas deberá ser como mínimo de la misma sección que el conductor de mayor sección entre estas. Ver anexo 6.5 de este pliego.
- 5.11 Bornes o conectores de puesta a tierra.
- 5.11.1 En toda instalación donde está prevista una conexión equipotencial, debe estar previsto un borne principal de tierra con el fin de conectar los siguientes conductores, según corresponda (Ver anexo 6.4 de este pliego):
 - a) Los conductores de tierra de protección.
 - b) Los conductores de tierra de servicio.
 - c) Los conductores de unión equipotencial principal.
 - d) Los conductores de puesta a tierra funcional, si son necesarios.

- 5.12 Los materiales utilizados en la ejecución de las puestas a tierra deben ser tales que sus propiedades eléctricas y mecánicas no sean alteradas por efecto de la corrosión, de forma que cumpla con las características del diseño para la cual fue construida. Las canalizaciones metálicas de otros servicios (agua, líquidos o gases inflamables, calefacción central, etc.) no deben ser utilizadas, como o parte, de la puesta a tierra por razones de seguridad.
- 5.13 Las partes de la instalación y las carcasas que, por razones técnicas justificadas del fabricante, no llevan o no estén conectadas a tierra de protección, deberán ser como mínimo de doble aislamiento o aislación de protección clase II, o de lo contrario deberán considerarse como con tensión de servicio completa, por lo tanto, se debe impedir el acceso a ellas, o bien, disponerlas de tal manera que solamente sean accesibles desde un lugar aislado para la tensión completa.
- 5.14 Cada conductor conectado al borne principal de tierra debe poder ser desconectado individualmente. Esta conexión debe ser segura y desmontable solamente por medio de una herramienta.
- 5.15 Todo sistema de puesta a tierra debe contar con un punto accesible de medición que puede ser una camarilla o caja de registro. El diámetro mínimo de la camarilla de registro de puesta a tierra no deberá ser inferior a 160 mm y cuando se utilicen cajas o cámaras de registro, sus dimensiones serán como mínimo de 30 x 30 cm.

6 Tierra de servicio

- 6.1 Las puestas a tierra de servicio deben ser diseñadas de forma que aseguren el funcionamiento correcto de los equipos y de la instalación. El diseño deberá garantizar que, en el caso de circulación de una corriente de falla permanente, la tensión de cualquier conductor activo con respecto a tierra no sobrepase los 250 V y el valor resultante de la puesta a tierra de servicio no debe superar los 20 Ohm.
- 6.2 Se podrá superar el valor resultante de la puesta a tierra de servicio de 20 Ohm, solamente en instalaciones de baja tensión que cumplan con al menos uno de los siguientes puntos:
- 6.2.1 En instalaciones cuya potencia instalada no sea superior a 10 kW, que utilicen un esquema de conexión a tierra de neutralización, (ver punto 6.4 de Pliego Técnico Normativo RIC N° 05), que cuenten con un interruptor o disyuntor general que corte todos los conductores activos, incluyendo el neutro (corte omnipolar) y que todos los alimentadores de la instalación queden protegidos con un protector diferencial con una sensibilidad de 300 mA, y que adicionalmente todos sus circuitos queden protegidos por protectores diferenciales cuya sensibilidad no supere los 30 mA. Para este caso el valor resultante de la puesta a tierra de servicio no debe superar los 80 Ohm.
- 6.2.2 Instalaciones que utilicen un esquema de conexión a tierra de neutralización, (ver punto 6.4 de Pliego Técnico Normativo RIC N° 05), que cuenten con un disyuntor general que corte todos los conductores activos, incluyendo el neutro y que todos los tableros de la instalación queden protegidos con protecciones de sobretensión permanente basadas en la norma UNE-EN 50550 y protecciones de sobretensión transitorias basadas en la norma IEC 61643-11. Para este caso el valor resultante de la puesta a tierra de servicio no debe superar los 80 Ohm.
- 6.3 El conductor neutro de cada instalación de consumo, en redes TN o TT, indicadas en el Pliego Técnico Normativo RIC N°05, deberá conectarse a una puesta a tierra de servicio.
- 6.4 La conexión a la puesta a tierra de servicio se efectuará en un punto lo más próximo posible al empalme, preferentemente en el punto de unión de la salida del empalme con la instalación o al punto neutro del secundario de un transformador conectado en estrella que alimente la instalación de consumo.
- 6.5 El conductor neutro de la instalación se deberá proteger a través de un interruptor de corte omnipolar, que actúe simultáneamente sobre la fase y el neutro. Esta condición se aplicará en las protecciones generales de cada instalación eléctrica.
- 6.6 Las secciones de los conductores del neutro y de la puesta a tierra de servicio se dimensionarán de acuerdo con los siguientes criterios:
- 6.6.1 El conductor neutro proveniente de la red pública será de una sección como mínimo igual a la sección de los conductores de fase. No obstante, la sección mínima de este conductor será de 4 mm².

- 6.6.2 El conductor de puesta a tierra de servicio que unirá el primer tablero de la instalación con el electrodo de puesta a tierra se dimensionará de acuerdo con lo indicado en el punto 6.4 del Pliego Técnico Normativo RIC N°03. No obstante, la sección mínima de este conductor será de 4 mm².
- 6.6.3 Para los alimentadores la sección del conductor neutro se dimensionará de acuerdo con lo indicado en el punto 6.4 del Pliego Técnico Normativo RIC N°03. No obstante, la sección mínima de este conductor será de 4 mm².
- 6.6.4 La sección del conductor neutro de los distintos circuitos será de una sección como mínimo igual a la sección de los conductores de fase.
- 6.7 En la red interna de distribución donde las instalaciones de consumo están conectadas a la red de media tensión (MT) mediante una subestación, se deberá tener puestas a tierra de servicio que cumplan con las siguientes condiciones:
- 6.7.1 La tierra de servicio se diseñará de modo tal que, en caso de circulación de una corriente de falla permanente, la tensión de cualquier conductor activo con respecto a tierra no sobrepase los 250 V.
- 6.7.2 El conductor neutro se pondrá a tierra en la proximidad de la subestación y en distintos puntos de la red interna de distribución de baja tensión (BT), a intervalos de 5 postes o cámaras contados desde el transformador, siempre que dicha distancia no supere los 200 m lineales o fracción de esta y también en cada extremo de la línea.
- 6.7.3 La resistencia combinada de todas las puestas a tierra resultantes de la aplicación de esta exigencia no deberá exceder de 5 Ohm.
- 6.7.4 La sección mínima del conductor de puesta a tierra de servicio que une el neutro del transformador con el electrodo de puesta a tierra será de una sección mínima de 25 mm².

7 Tierra de protección

- 7.1 El electrodo de la puesta a tierra de protección se dimensionará de forma que su resistencia de puesta a tierra, en cualquier circunstancia previsible, no sea superior al valor especificado para ella, en cada caso.
- 7.2 Toda pieza conductora que pertenezca a la instalación eléctrica o forme parte de un equipo eléctrico y que no sea parte integrante del circuito, deberá conectarse a una puesta a tierra de protección para evitar tensiones de contacto peligrosas o contactos indirectos.
- 7.3 El valor de resistencia de puesta a tierra de protección será tal que cualesquiera de las piezas conductoras señaladas en el punto 7.2 de este pliego o estructura, no puedan dar lugar a tensiones de contacto superiores a las definidas en el punto 5.8 del Pliego Técnico Normativo RIC N°05 y no deberá ser superior a:

$$R_{TP} = \frac{V_S}{I_0}$$

Donde:

V_S es la tensión de seguridad de acuerdo con el punto 5.8 del Pliego Técnico Normativo RIC N°05.

I_0 es la corriente de operación de la protección del circuito o del equipo protegido por la puesta a tierra.

Este valor dependerá también de las medidas de protección contra contactos indirectos definidas en la sección 8 del Pliego Técnico Normativo RIC N°05.

- 7.4 Si las condiciones de la instalación son tales que pueden dar lugar a tensiones de contacto superiores a los valores señalados anteriormente, se asegurará la rápida eliminación de la falta mediante dispositivos de corte adecuados a la corriente de servicio.
- 7.5 La sección de cada conductor de protección debe ser capaz de soportar las corrientes de falla calculadas en cada punto de la instalación.

- 7.6 No deberán intercalarse dispositivos de desconexión, ni fusibles, en los conductores de tierra de protección.
- 7.7 La sección del conductor de puesta a tierra de protección se fijará de acuerdo con lo definido en el anexo 6.7 de este pliego.
- 7.8 La protección ofrecida por una tierra de protección se logrará mediante una puesta a tierra individual por cada equipo protegido, o bien, mediante una puesta a tierra común y un conductor de tierra de protección al cual se conectarán los equipos protegidos.
- 7.9 Un sistema de puesta tierra siempre deberá ir acompañado con alguna de las medidas de protección contra contactos indirectos indicadas en la sección 8 del Pliego Técnico Normativo RIC N°05.
- 7.10 No se admite la utilización de los siguientes elementos metálicos como conductores de protección o de equipotencialidad de protección:
- a) Canalizaciones metálicas de agua.
 - b) Canalizaciones que contienen gases o líquidos inflamables.
 - c) Partes que pertenecen a la construcción.
 - d) Conductos metálicos flexibles o curvables, a menos que estén diseñados para tal propósito.
 - e) Partes metálicas flexibles.
 - f) Cables fiadores.
 - g) El cuerpo metálico de tuberías, bandejas, escalerillas o canastillos de cables.
- 7.11 Las uniones y derivaciones de las puestas a tierra de protección deberán cumplir con lo siguiente:
- a) Las uniones entre el conductor de puesta a tierra y la puesta a tierra será mediante soldaduras de alto punto de fusión como oxiacetileno o por reacción exotérmica o prensas de unión, y cuando esta unión sea visible se podrán emplear abrazaderas. Se aceptará el empleo de soldadura de plomo-estaño solo como complemento al uso de abrazaderas o prensas de unión. En caso de que la unión quedara no registrable, solo se permitirán soldaduras de alto punto de fusión.
 - b) La sección del conductor de puesta a tierra de protección que unirá a la puesta a tierra con un tablero deberá ser igual a la sección de los alimentadores activos. No obstante, lo anterior, la sección mínima de este conductor será de 4 mm².
 - c) Las conexiones de las puestas a tierra que van bajo el nivel del suelo deberán ser realizadas mediante soldadura exotérmica o conector apropiado para enterramiento, en conformidad a lo definido en el protocolo de análisis y/o ensayos de seguridad de productos eléctricos respectivo. En ausencia de este, deberán realizarse en conformidad a la norma IEEE Std 837, debiéndose asegurar la permanencia de la unión, no experimentar al paso de la corriente calentamientos superiores a los del conductor y estar protegidos contra la corrosión galvánica.
 - d) Los materiales empleados en estas uniones y su forma de ejecución serán resistentes a la corrosión.
 - e) Debe prestarse atención a la corrosión electrolítica cuando se utilicen materiales diferentes en una instalación de puesta a tierra.

8 Electrodo de puesta a tierra

- 8.1 Los materiales y las dimensiones de las puestas a tierra deben ser elegidas de forma tal que resistan a la corrosión y presenten una resistencia mecánica apropiada.
- 8.2 Los conductores de las puestas a tierra deben estar convenientemente protegidos contra los deterioros mecánicos, químicos o electroquímicos y contra las fuerzas electrodinámicas y termodinámicas.

- 8.3 Los tipos de configuraciones de puesta a tierra posibles de utilizar serán los siguientes:
- 8.3.1 Electrodo de conductores desnudos o cintas enterrados adoptando algunas de las disposiciones indicadas en el anexo 6.2 de este pliego.
 - 8.3.2 Electrodo de barras redondas, tubos o perfiles metálicos enterrados en forma vertical. Si para obtener la resistencia de puesta a tierra exigida es necesario enterrar más de una barra, la distancia entre ellas deberá ser como mínimo el doble del largo de cada una. La sección del conductor de unión entre barras no deberá ser inferior a 16 mm².
 - 8.3.3 Electrodo de plancha, formados por planchas metálicas corrugadas o lisas, continuas o perforadas, enterradas en el suelo en forma vertical. Las dimensiones mínimas recomendadas para estas planchas son de 0,5 m x 1 m y 4 mm de espesor.

Si es necesario colocar varias planchas para obtener la resistencia de puesta a tierra exigida, la distancia mínima entre ellas será de 3 m.
 - 8.3.4 Otras configuraciones o arreglos metálicos enterrados que se demuestren que son apropiadas.
- 8.4 Se aceptará el uso de las barras de hormigón armado de zapatas y vigas de fundación de edificios como electrodos de tierra, siempre que la longitud total de estas barras no sea inferior a 15 m, su profundidad de enterramiento no sea inferior a 0,75 m, y su diámetro no sea inferior a 10 mm. La longitud requerida puede obtenerse con una o más barras.

Las uniones entre las barras embutidas en el hormigón y entre éstas y su conexión al exterior se harán mediante soldaduras de alto punto de fusión.
- 8.5 Los conductores desnudos componentes de un electrodo de puesta a tierra deben garantizar que la resistencia a la corrosión de estos sea como mínimo de 15 años contados a partir de la fecha de instalación; de acuerdo con lo definido en el protocolo de análisis y/o ensayos de seguridad de productos eléctricos respectivos. En ausencia de éstos, deberá respetarse la norma ASTM G162-18 o la ASTM G1-03(2017)e1. Para las varillas o electrodos se deben cumplir los estándares de la norma UL 467 y para aplicación de cobre se debe cumplir con la norma IEC 62561-2. Los electrodos en cable de acero galvanizado deberán probarse con muestras del suelo similar a donde se pretendan instalar.
- 8.6 Los materiales utilizados, las dimensiones habituales frente a la corrosión y la resistencia mecánica para conductores de tierra enterrados directamente en el terreno son las indicadas en la tabla N°6.1 de este pliego.

Tabla N°6.1: Dimensiones mínimas de materiales utilizados por su resistencia a la corrosión y su resistencia mecánica para enterramiento en el terreno.

Material	Superficie	Forma	Dimensiones mínimas				
			Diámetro	Sección	Espesor	Espesor del revestimiento/ recubrimiento	
			mm	mm ²	mm	Valor individual µm	Valor medio µm
Acero	Galvanizado en caliente ^a o inoxidable ^{a, b}	Banda ^c		90	3	63	70
		Secciones		90	3	63	70
		Varilla redonda para electrodos profundos	16			63	70
		Alambre redondo para electrodo de superficie ^g	10				50 ^e
		Conducto	25		2	47	55
	Envoltorio de cobre	Varilla redonda para electrodos profundos	15			2000	
	Con cobre depositado por electrolisis	Varilla redonda para electrodos profundos	14			90	100
Cobre	Desnudo ^a	Banda		50	2		
		Alambre redondo para electrodo de superficie ^g		25 ^f			
		Cordón	1,8 para cada filamento	25			
		Conducto	20		2		
	Revestido de estaño	Cordón	1,8 para cada filamento	25		1	5
	Revestido de zinc	Banda ^d		50	2	20	40

^a Puede también ser utilizado para las tomas de tierra destinadas para ser embebidas en el hormigón.
^b No se aplica revestimiento.
^c Arrollado en banda o hendido en banda con rebordes redondeados.
^d Banda con bordes redondeados.
^e En el caso de revestimientos continuos por baño, solamente es técnicamente realizable actualmente un espesor de 50 µm.
^f Cuando la experiencia muestra que el riesgo de corrosión y de daños mecánicos es muy pequeño, puede utilizarse una sección de 16 mm².
^g 60 µm para terrenos alcalinos o neutros y no menor de 100 µm para los otros terrenos. En todo caso debe asegurarse una vida útil no menor a 15 años.

- 8.7 Los conductores desnudos utilizados como electrodos tendrán una sección mínima de 25 mm² y serán de "clase 2" para cables en calibres estándar en [mm²] en conformidad con la norma IEC 60228 y para cables en calibres [AWG] o [kcmil] serán de "clase B" según norma ASTM B8-11(2017).

- 8.8 Los conductores que conformen la puesta a tierra deberán ser dimensionados para la mayor corriente a tierra previsible y el tiempo de exposición a dicha corriente, sin experimentar deterioro. Sin embargo, el tiempo de exposición nunca podrá ser superior a 0,5 segundos.
- 8.9 Los electrodos de puesta a tierra y los conductores desnudos utilizados para conexiones a tierra y para la construcción de puestas a tierra deberán ser de cobre nuevo. En ningún caso se permite el uso de conductores reutilizados, reparados y/o con uniones no aptas para este propósito. Se prohíbe la utilización de electrodos de puesta a tierra o conductores desnudos de aluminio, de aleación de aluminio, fierro o acero no protegido para aplicaciones en contacto directo con el suelo.
- 8.10 Las conexiones y uniones de los conductores de las puestas a tierra que no estén enterradas deberán poder ser identificadas fácilmente y quedar accesibles para permitir su control. Deberán estar alejadas de las partes combustibles de los edificios y de las canalizaciones metálicas de otros servicios (agua, líquidos o gases inflamables, calefacción central, etc.); y protegidas contra los deterioros mecánicos y los efectos de la corrosión.
- 8.11 El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la puesta a tierra por encima del valor previsto. La profundidad mínima para las mallas de puesta a tierra nunca deberá ser inferior a 0,5 m.
- 8.12 Para la selección y disposición de los electrodos de puesta a tierra se tendrá en cuenta las características del suelo, parámetros eléctricos del sistema y la superficie de terreno disponible. Se deberá cumplir también con el procedimiento de sondeo eléctrico vertical, (Ver anexo 6.6 de este pliego)
- 8.13 La tabla N°6.2 de este pliego muestra, a título de orientación, valores de la resistividad para un cierto número de terrenos. Con el objeto de obtener una primera aproximación de la resistencia a tierra, los cálculos pueden efectuarse utilizando los valores medios indicados en la tabla N°6.3 de este pliego.
- 8.14 Los cálculos efectuados a partir de los valores de la tabla N°6.2 resultan en un valor aproximado de la resistencia a tierra del electrodo. Por lo tanto, se debe medir la resistencia de tierra de este electrodo, aplicando las fórmulas dadas en la tabla N°6.4 de este pliego, obteniendo con ello una estimación del valor medio local de la resistividad del terreno.

Tabla N°6.2: Valores orientativos de la resistividad en función del terreno

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arenas arcillosas	50 a 500
Arena silíceas	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1.500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

Tabla N°6.3. Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm.m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Tabla N°6.4. Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 \rho/P$
Pica vertical	$R = \rho/L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 \rho/L$
ρ , resistividad del terreno (Ohm.metro) P, perímetro de la placa (m) L, longitud de la pica o del conductor (m)	

9 Tomas de puestas a tierra independientes

- 9.1 Se considerará independiente una toma de tierra respecto a otra, cuando una de las tomas de tierra, no alcance respecto a un punto de potencial cero, una tensión superior a 50 V, cuando por la otra circula la máxima corriente de falla a tierra prevista.
- 9.2 Todo sistema de puesta a tierra deberá estar debidamente justificado, ser medido y comprobado al momento de su puesta en servicio por el instalador eléctrico a cargo de la supervisión directa de la construcción de la instalación de consumo.

10 Separación entre las puestas a tierra de baja tensión y media tensión.

- 10.1 Se verificará que las masas puestas a tierra en una instalación de consumo, así como los conductores de protección asociados a estas masas o a los relés de protección de masa, no están unidas a la toma de tierra de las masas de un centro de transformación, para evitar que, durante la evacuación de un falla a tierra en el centro de transformación, las masas de la instalación de consumo puedan quedar sometidas a tensiones de contacto peligrosas. Si no se hace el control de independencia del punto 9.1 de este pliego, entre las puestas a tierra de las masas de las instalaciones de utilización respecto a la puesta a tierra de protección o masas del centro de transformación, se considerará que las tomas de tierra son eléctricamente independientes cuando se cumplan todas y cada una de las condiciones siguientes:
- No exista canalización metálica conductora (cubierta metálica de cable no aislada especialmente, canalización de agua, gas, etc.) que cruce o atraviese la zona donde se ubican las tierras de media y baja tensión.
 - La distancia entre las puestas a tierra de media tensión y las tomas de tierra de baja tensión u otros elementos conductores enterrados en los locales será la resultante de la siguiente fórmula:

$$D = \frac{\rho I_d}{2\pi U}$$

Donde D: distancia de separación mínima entre electrodos, en metros.

ρ : resistividad media del terreno en ohm.metro.

I_d : corriente de falla a tierra (o corriente de cortocircuito), en amperes, para el lado de media tensión, que será facilitado por la empresa eléctrica.

U: tensión de defecto 600 V para sistemas de distribución TT, siempre que el tiempo de eliminación del defecto en la instalación de media tensión sea menor o igual a 5 segundos y 250 V, en caso contrario.

Para redes TN, **U** será inferior a dos veces la tensión de contacto máxima admisible de la instalación definida en el pliego técnico normativo RPTD N°06 del DS N°109/2017 del Ministerio de Energía o las disposiciones que la reemplacen.

- c) El centro de transformación MT/BT que está situado en un recinto aislado de la instalación de consumo o bien, si esta contiguo a la instalación de consumo o en el interior de esta y está establecido de tal manera que sus elementos metálicos no están unidos eléctricamente a los elementos metálicos constructivos de la instalación de consumo.
- 10.2 Sólo se podrán unir la puesta a tierra de la instalación de consumo de baja tensión y la puesta a tierra de protección (masas) del transformador MT/BT o centro de transformación, si el valor de la resistencia de puesta a tierra única es baja para que se cumpla que en el caso de evacuar el máximo valor previsto de la corriente de falla a tierra del centro de transformación, el valor de la tensión de defecto sea menor que la tensión de contacto máximo aplicada, definida en el pliego técnico normativo RPTD N°06 del DS N°109/2017 del Ministerio de Energía o las disposiciones que la reemplacen.

Se considerará una resistencia de puesta a tierra suficientemente baja cuando se cumpla que:

$$R_t < \frac{V_{ca}}{I_d}$$

Siendo:

R_t : resistencia máxima que puede tener la puesta a tierra de protección MT.

I_d : corriente de falla a tierra (o corriente de cortocircuito), en amperes, para el lado de media tensión, que será facilitado por la empresa eléctrica.

V_{ca} está dada por la siguiente expresión:

$$V_{ca} = \frac{K}{t^n}$$

$K = 72$ y $n = 1$ si el tiempo de eliminación del defecto, t , está comprendido entre 0.1 y 0.9s.

$K = 38$ y $n = 0.18$ si el tiempo de eliminación del defecto, t , está comprendido entre 0.9 y 3s.

Para tiempos entre 3 y 5s la tensión V_{ca} será 64 V, mientras que para tiempos superiores a 5s la tensión V_{ca} será 50 V.

11 Medición de la resistencia de puesta a tierra

- 11.1 Todo sistema de puesta a tierra será comprobado en el momento de su establecimiento y revisado por instaladores eléctricos autorizados por la Superintendencia. Esta verificación consistirá en una inspección visual y en la medición de la resistencia de puesta a tierra, de acuerdo con los procedimientos definidos en el anexo 6.3 de este pliego o en las normas IEEE Std 81 o la IEC 61557-5, según sea el caso que corresponda.
- 11.2 Durante la construcción y utilización de una puesta a tierra deberán adoptarse las disposiciones necesarias como para que su resistencia pueda medirse sin dificultades.
- 11.3 Para cumplir lo establecido en el punto 11.1 precedente se dejará por lo menos un punto de la puesta a tierra lo más cerca del centro de la malla del SPT accesible conforme a lo dispuesto en el punto 5.15 de este pliego.
- 11.4 La resistencia de la puesta a tierra se medirá utilizando un instrumento adecuado para tal efecto. Los equipos e instrumentos utilizados en la medición deben contar con un certificado de calibración vigente, emitido por un organismo acreditado para tales efectos y cuya vigencia no debe superar los 24 meses corridos. La medición debe quedar respaldada en registros fotográficos y un informe con las mediciones.

12 Mantenimiento de sistemas de puesta a tierra

- 12.1 Los componentes de un sistema de puesta a tierra tienden a perder su efectividad, debido a la corrosión, fallas eléctricas, daños mecánicos e impactos de rayos. Por tal razón, estos sistemas deben contar con una mantención adecuada. Los trabajos de inspección y mantenimiento a ser realizados deben garantizar una continua actualización del sistema para el cumplimiento de este pliego técnico. Si una inspección muestra que se requieren reparaciones, éstas deben ser realizadas.
- 12.2 Las pruebas que deben realizarse como parte de una inspección son:
- Realizar ensayos de equipotencialidad.
 - Medir resistencia de puesta a tierra. Los resultados deben quedar consignados en los reportes de inspección.
 - Medir corrientes falsas o no deseadas.
 - Pruebas de continuidad.
- 12.3 El registro de inspección del sistema de puesta a tierra debe contener mínimo la siguiente información:
- Condiciones generales de los conductores del sistema.
 - Nivel de corrosión, si es posible.
 - Estado de las uniones de los conductores y componentes.
 - Valores de resistencia.
 - Desviaciones respecto de los requisitos.
 - Documentación de todos los cambios frente a la última inspección.
 - Los resultados de las pruebas realizadas.
 - Entregar registros fotográficos.
 - Rediseñar o proponer mejoras del sistema si se requieren.
 - Certificados de calibraciones del o los equipos utilizados para realizar la medición de la puesta a tierra.

13 Protección contra rayos

- 13.1 Cuando las condiciones lo requieran, según lo defina el nivel isoceraunico de la región y/o de acuerdo con la evaluación definida en la norma IEC 62305-2 o NFPA 780, deberá instalarse una protección contra rayos la cual debe basarse en la aplicación de un sistema integral, conducente a mitigar los riesgos asociados con la exposición directa e indirecta a los rayos.
- 13.2 Para efectos de este pliego técnico, el comportamiento de todo pararrayos o terminal de captación debe tomarse como el de un pararrayos tipo Franklin o terminales bajo las metodologías indicadas en las normas IEC 62305-3; NFPA 780 o IEEE Std 998.
- 13.3 La puesta a tierra de los dispositivos utilizados como pararrayos se conectará a la puesta a tierra de la instalación o aparatos que protejan. Estas conexiones deberán realizarse procurando que su recorrido sea mínimo y sin cambios bruscos de dirección. No se aceptan cables de conexión a tierra con uniones intermedias.
- 13.4 La instalación de la puesta a tierra asegurará, en cualquier caso que, para las intensidades de descarga previstas, las tensiones a tierra de estos dispositivos no alcancen valores que puedan originar tensiones de retorno o transferidas, de carácter peligroso, para otras instalaciones o aparatos igualmente puestos a tierra.
- 13.5 Los conductores empleados para la puesta a tierra del pararrayo no dispondrán de cintas ni tubos de protección de material magnético.
- 13.6 El diseño e implementación deben realizarse aplicando metodologías reconocidas por las normas IEC 62305-3; UNE 21186, NFPA 780 o IEEE Std 998, las cuales se basan en el método electrogeométrico, también conocido como de esfera rodante. El proyectista debe incluir la justificación técnica y descriptiva del sistema, considerando las buenas prácticas de ingeniería de protección contra rayos, con el fin disminuir sus efectos, que pueden ser de tipo electromagnético, mecánico o térmico.
- 13.7 En la tabla N°6.5 de este pliego, se presentan las características que deben cumplir los pararrayos o terminales de captación construidos para este fin.

Tabla N°6.5: Características de los terminales de captación, bajantes, diámetros y espesores mínimos

MATERIAL	CONFIGURACIÓN	ÁREA MÍNIMA (mm ²)	DIÁMETROS Y ESPESORES MÍNIMOS ²⁾
Cobre	Cinta sólida	50	2 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro
Aluminio o aluminio recubierto de cobre	Cinta sólida	70	3 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
Aleación de aluminio 6201	Cinta sólida	50	2,5 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro
Acero galvanizado en caliente o acero recubierto de cobre	Cinta sólida	50	2,5 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro Espesor de la capa: 50 µm.
Acero inoxidable	Cinta sólida	50	2,5 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	70	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro
Bronce	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Tubo	50	4 mm de espesor
	Varilla	200	16 mm de diámetro

*En las dimensiones de espesor, ancho y diámetro se admite una tolerancia de ±10 %.
No se deben utilizar terminales de captación o pararrayos con elementos radiactivos.*

- 13.8 Cualquier elemento metálico de la estructura que se encuentre expuesto al impacto del rayo, como antenas de televisión, chimeneas, techos, torres de comunicación y cualquier tubería que sobresalga, debe ser tratado como un terminal de captación siempre que se garantice su capacidad de conducción y continuidad eléctrica. Estos elementos se deben interconectar con el pararrayos, el cual debe estar situado a lo menos dos metros por sobre cualquier estructura metálica del edificio.
- 13.9 El objeto de los conductores bajantes o simplemente “bajantes”, es conducir a tierra, en forma segura, la corriente del rayo que incide sobre la estructura e impacta en los pararrayos. Con el fin de reducir la probabilidad de daños debidos a las corrientes del rayo que circulan por el sistema de protección contra rayos, las bajantes deben disponerse de tal manera que desde el punto de impacto hasta tierra (las cuales deben estar fabricadas para esta aplicación considerando respaldos de fabricante): existan varios caminos en paralelo, o bajantes para la corriente, la longitud de los caminos de corriente se reduzca al mínimo y se realicen conexiones equipotenciales a las partes conductoras de la estructura.
- 13.10 En los diseños se deben considerar dos tipos de bajantes, la más común que implica unirlos directamente a la estructura a proteger y la que queda aislada eléctricamente de la misma. La decisión de cual tipo de bajante utilizar depende del riesgo de efectos térmicos o explosivos en el punto de impacto del rayo y de los elementos almacenados en la estructura. El tipo aislado se aplica en estructuras con paredes combustibles y en áreas con peligro de explosión.
- 13.11 La interconexión de bajantes se debe hacer en la parte superior; y son opcionales la interconexión a nivel de piso y los anillos intermedios. Cuando se trate de edificios con muro cortina las uniones equipotenciales deben realizarse en las partes superiores e inferiores y deberán aterrizarse en diferentes partes del suelo.
- 13.12 La geometría de las bajantes y la de los anillos de unión afecta a la distancia de separación.
- 13.13 La instalación de más bajantes, espaciadas de forma equidistante alrededor del perímetro y conectadas mediante anillos equipotenciales, (ver anexo 6.4), reduce la probabilidad de que se produzcan chispas peligrosas y facilita la protección interna. Esta condición se cumple en estructuras totalmente metálicas y en estructuras de concreto en las que el acero de refuerzo es eléctricamente continuo.
- 13.14 El número de bajantes no debe ser inferior a dos y deben ubicarse en el perímetro de la estructura a proteger a excepción de que el conducto sea diseñado para esta aplicación, como un conductor apantallado que cuente con un respaldo técnico, en función de las restricciones arquitectónicas y prácticas. Deben instalarse, en la medida de lo posible, en las esquinas opuestas de la estructura. Se podrá bajar por el interior del recinto siempre y cuando la arquitectura disponga de dos vías de evacuación, mediante shaft dedicados exclusivamente para estos efectos. La sección mínima del conductor de bajada debe ser de 50 mm².

13.15 En la tabla N°6.6 de este pliego se dan las distancias típicas recomendadas entre los conductores bajantes y entre anillos equipotenciales, en función del nivel de protección contra rayos (NPR).

Tabla N°6.6: Distancias para la separación de bajantes y anillos

NPR	DISTANCIA TÍPICA PROMEDIO [m]
I	10
II	10
III	15
IV	20

- 13.16 Cada bajante debe terminar en una puesta tierra que tenga un camino vertical y otro horizontal a la corriente.
- 13.17 Las bajantes deben instalarse, de manera que sean una continuación directa de los conductores del sistema de captación.
- 13.18 Los conductores bajantes deben instalarse de manera rectilínea y vertical, siguiendo el camino más corto y directo a tierra. Debe evitarse la formación de bucles en el conductor bajante y de curvas de menos de 20 cm de radio.
- 13.19 Las bajantes no deben instalarse en canales de drenaje de aguas, incluso si tienen un aislamiento eléctrico.
- 13.20 Los materiales deben cumplir las especificaciones dadas en la tabla N°6.5 de este pliego.
- 13.21 Los marcos o elementos de la fachada pueden ser utilizados como bajantes, si son perfiles o rieles metálicos y sus dimensiones cumplen con los requisitos para los conductores bajantes, es decir, para láminas o tubos metálicos su espesor no sea inferior a 0,5 mm y su equipotencialidad vertical sea garantizada de tal manera que fuerzas mecánicas accidentales (por ejemplo, vibraciones, expansión térmica, etc.) no causen el rompimiento de los materiales o la pérdida de equipotencialidad.
- 13.22 La puesta a tierra de protección contra rayos debe interconectarse con las otras puestas a tierra de la edificación, de manera directa o mediante el uso de vías de chispas, según lo requiera el proyecto.

ANEXO 6.1 CRITERIO DE TENSIÓN DE PASO Y DE CONTACTO TOLERABLES BASADOS EN IEEE 80

- Los cálculos necesarios para asegurar la exigencia de los **criterios de tensión de paso y de contacto tolerables**, se realizarán según las especificaciones de la norma internacional IEEE Std 80 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding".

- La tensión de paso tolerable límite es:

$$V_{\text{paso}} = (R_c + 2 \cdot R_f) \cdot I_c$$

Para un cuerpo de 50 kg de peso:

$$V_{\text{paso}50} = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,116}{\sqrt{t_s}}$$

Para un cuerpo de 70 kg de peso:

$$V_{\text{paso}70} = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$

- La tensión de contacto tolerable límite es:

$$V_{\text{contacto}} = (R_c + \frac{R_f}{2}) \cdot I_c$$

Para un cuerpo de 50 kg de peso:

$$V_{\text{contacto}50} = (1000 + 1,5C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,116}{\sqrt{t_s}}$$

Para un cuerpo de 70 kg de peso:

$$V_{\text{contacto}70} = (1000 + 1,5C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$

El factor C_s se calcula con la siguiente expresión:

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \cdot \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 \cdot h_s + 0,09}$$

Donde:

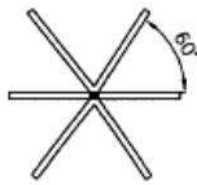
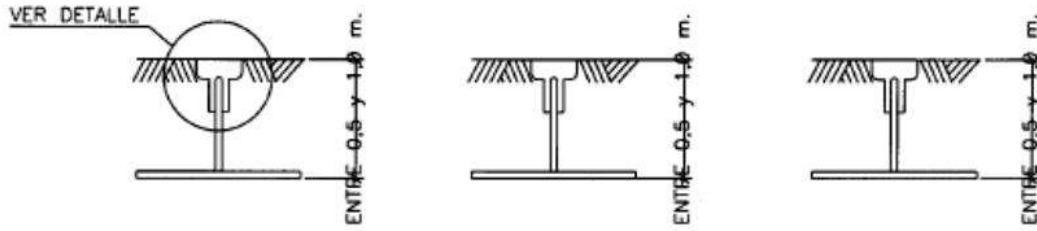
- V_{contacto} = Tensión de contacto en V.
- V_{paso} = Tensión de paso en V.
- R_c = Resistencia del cuerpo.
- R_f = Es la resistencia a tierra de un pie en Ω (ignorando la presencia del sistema de puesta a tierra de la subestación).
- I_c = Magnitud rms máximo de la corriente a través del cuerpo en amperes.
- C_s = Calculado con la fórmula antes descrita.
- ρ_s = Resistividad de la superficie del terreno en $\Omega \cdot m$.
- ρ = Resistividad de la tierra por debajo de la superficie del material en $\Omega \cdot m$.
- t_s = Duración de la corriente de falla a tierra en segundos. El cálculo se deberá realizar con un valor de t_s menor o igual al tiempo de operación de la protección de respaldo.
- h_s = Espesor del material de la superficie.

C_s corresponde a un factor de corrección para calcular la resistencia efectiva del pie en la presencia de un espesor finito de material de la superficie.

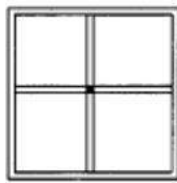
Si no se utiliza ninguna capa protectora de la superficie, $C_s = 1$ y $\rho_s = \rho$.

- En toda instalación de transformadores de media tensión, se deberá asegurar que en ninguna circunstancia se sobrepasarán los límites de tensión de paso y de contacto tolerables.

ANEXO 6.2
ELECTRODOS DE TIERRA



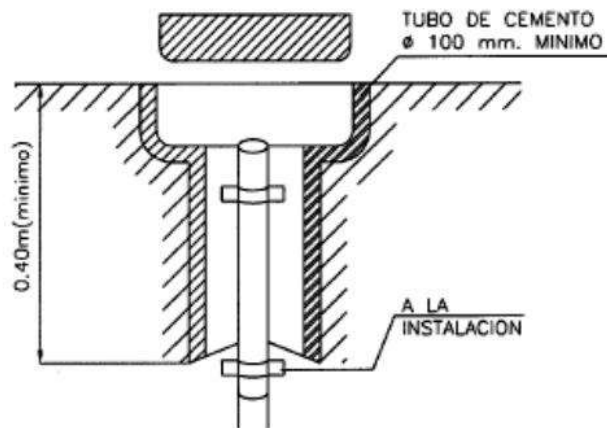
ELECTRODO RADIAL



ELECTRODO ENMALLADO



ELECTRODO ANULAR



DETALLE DE CAMARILLA
DE MEDIDA

ANEXO 6.3 METODOLOGÍA PARA LA MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

En el presente anexo se presentan dos (2) métodos para la medición de la resistencia de puesta a tierra (RPT) de una instalación eléctrica, estos métodos corresponden a:

- Método de la caída de potencial.
- Medida de la RPT mediante medidor tipo pinza.

En la referencia IEEE Std 81 existen otros métodos tales como: pendiente de Tagg o método de la pendiente (ver IEEE Std 81 apartado 8.2.2.4), método de los tres (3) puntos (ver IEEE Std 81 apartado 8.2.2.2), etc.

El escoger el método más adecuado para la medida de la resistencia de puesta a tierra será responsabilidad del proyectista y/o instalador.

1. Método de la caída de potencial

La resistencia de puesta a tierra debe ser medida antes de la puesta en funcionamiento de un sistema eléctrico, como parte de la rutina de mantenimiento o excepcionalmente como parte de la verificación de un sistema de puesta a tierra. Para su medición se debe aplicar el método de caída de potencial, cuya disposición de montaje para medición se muestra en la figura 1.

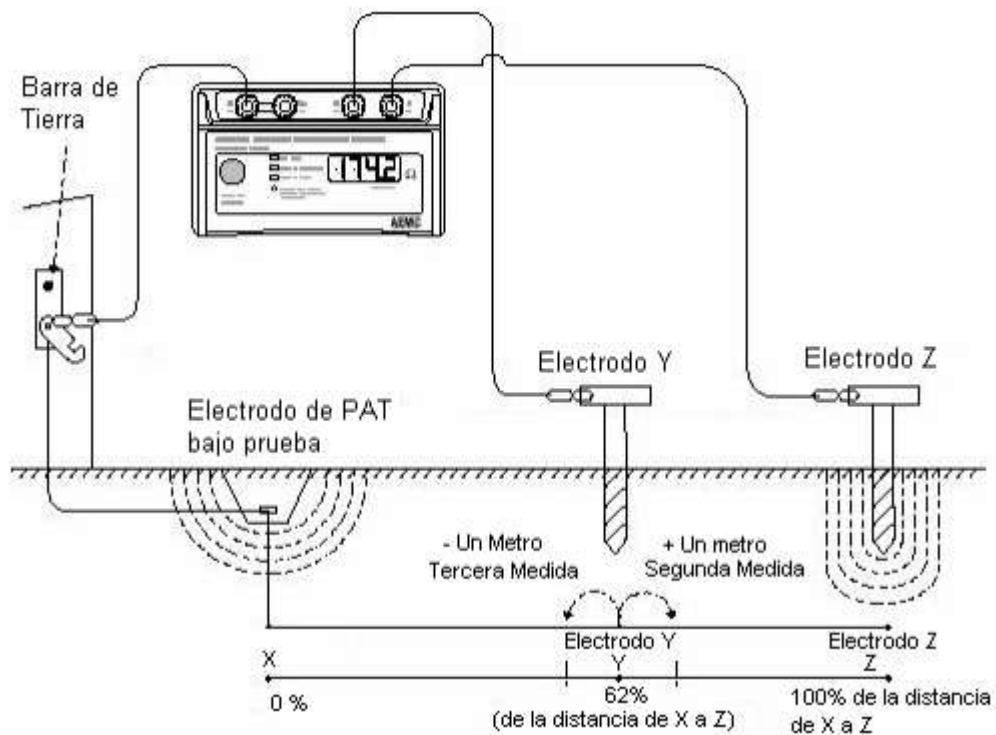


Figura 1. Método de la caída de potencial para medir la RPT

El método consiste en pasar una corriente entre el electrodo o sistema de puesta a tierra a medir (X) y un electrodo de corriente auxiliar (Z) y medir la tensión entre la puesta a tierra bajo prueba y un electrodo de potencial auxiliar (Y) como muestra la figura 1. Para minimizar la influencia entre electrodos, el electrodo de corriente se coloca generalmente a una sustancial distancia del sistema de puesta a tierra. Esta distancia debe ser como mínimo 6.0 veces superior a la diagonal más grande de la puesta a tierra bajo estudio.

El electrodo de potencial debe ser colocado en la misma dirección del electrodo de corriente, pero también puede ser colocado en la dirección opuesta como lo ilustra la figura 1. En la práctica, la distancia "Y" para el electrodo de potencial se elige aproximadamente al 62% de la distancia del electrodo de corriente. Esta distancia está basada en la posición teóricamente correcta (61.8%) para medir la resistencia exacta del electrodo para un suelo de resistividad homogéneo.

La localización del electrodo de potencial es muy crítica para medir la resistencia de una puesta a tierra. La localización debe ser libre de cualquier influencia del sistema de puesta tierra bajo medida y del electrodo auxiliar de corriente. La manera más práctica de determinar si el electrodo de potencial está fuera de la zona de influencia de los electrodos, es obtener varias lecturas de resistencias moviendo el electrodo de potencial en varios puntos entre la puesta a tierra bajo prueba y el electrodo de corriente. En la posición teórica de

aproximadamente el 62 % de la distancia "Y" del electrodo de corriente, si se toman dos o tres lecturas consecutivas aproximadamente constantes estas pueden asumirse como representativas del valor de resistencia verdadera. Estas lecturas consecutivas se pueden tomar una vez que se ha verificado que la tendencia de la curva de la resistencia v/s distancia de los electrodos corresponde a la figura N° 2.

La figura 2, muestra una gráfica típica de resistencia v/s distancia del electrodo de potencial (P). La curva muestra cómo la resistencia es cercana a cero cuando (P) se acerca al sistema de puesta a tierra, y se aproxima al infinito hacia la localización del electrodo de corriente (C). El punto de inflexión en la curva corresponderá a la resistencia de puesta a tierra del sistema bajo estudio.

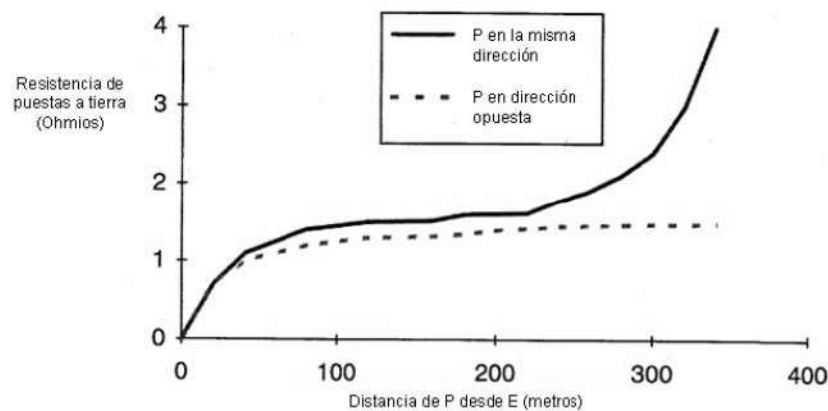


Figura 2. Resistencia de puesta a tierra versus distancia de (P)

Es aconsejable repetir el proceso de medición en una dirección distinta, preferentemente de forma perpendicular a la primera medición, lo que aumenta la confiabilidad de los resultados.

2. Gradientes de Potencial

La medición de la RPT por el método de caída de potencial genera gradientes de potencial en el terreno, producto de la inyección de corriente por tierra a través del electrodo de corriente. Por ello, si el electrodo de corriente, el de potencial y la puesta a tierra se encuentran muy cercanos entre sí, ocurrirá una superposición de los gradientes de potencial generados por cada electrodo, resultando una curva en la cual el valor de resistencia medida se incrementará con respecto a la distancia, tal como se muestra en la figura 3.

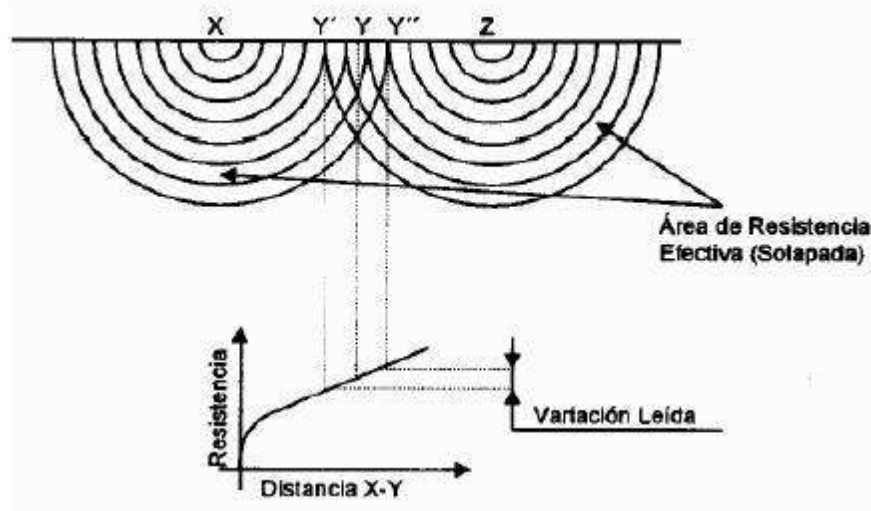


Figura 3. Superposición de los gradientes de potencial

Al ubicarse el electrodo de corriente a una distancia lo suficientemente lejana de la puesta a tierra a medir, la variación de posición del electrodo de potencial, desde la puesta a tierra hasta el electrodo de corriente, no producirá superposición entre los gradientes de cada electrodo, originándose entonces una curva como la mostrada en la figura 4.

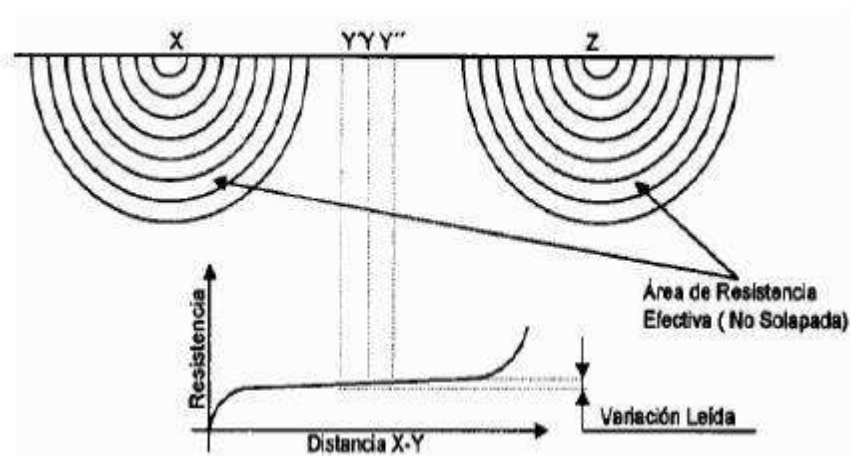


Figura 4. Curva de resistencia versus distancia sin superposición de gradientes de potencial

En la figura 4 puede observarse cómo existe una porción de la curva que permanece casi invariable, la cual será más prolongada o corta, dependiendo de la separación entre los electrodos de corriente (Z) y bajo prueba (X). El valor de resistencia asociada a este sector de la curva será el valor correcto de resistencia de puesta a tierra.

3. Medida de la RPT mediante medidor tipo pinza.

Este método solo se aceptará para inspección de un SPT existente, por tanto, no se considerará como un método de medición válido para la recepción inicial de un SPT.

Este es un método práctico que viene siendo ampliamente usado para medir la puesta a tierra en sitios donde es imposible usar el método convencional de caída de potencial, como es el caso de lugares densamente poblados, centros de las ciudades, etc.

El medidor tipo pinza, mide la resistencia de puesta a tierra de una varilla o de una puesta a tierra de dimensiones pequeñas, simplemente abrazando el conductor de puesta a tierra o bajante como lo ilustra la figura 5.

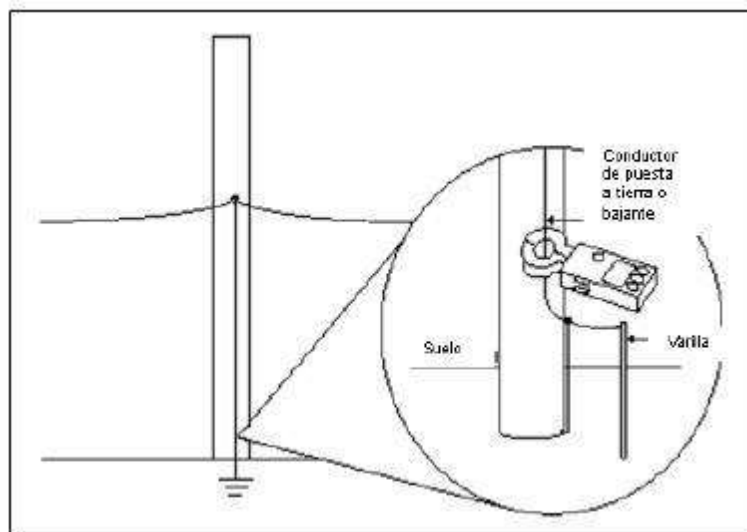


Figura 5. Medición de la RPT utilizando pinza

El principio de operación es el siguiente:

El neutro de un sistema puesto a tierra en más de un punto, puede ser representado como un circuito simple de resistencias de puesta a tierra en paralelo (figura 6). Si una tensión "E" es aplicada al electrodo o sistema de puesta a tierra R_x , la corriente "I" resultante fluirá a través del circuito.

Se utilizarán geómetros de cuatro terminales con una escala mínima de 1 Ohm, con una resolución no mayor de 0,01 Ohm y una escala máxima no inferior a 100 Ohm. El instrumento a ser utilizado debe tener una periodicidad en su calibración y va a depender de varios factores, tales como: utilización de equipo, resultados de las calibraciones, trascendencia de los resultados, recomendaciones de los fabricantes, etc.

La periodicidad y la fecha de la última calibración del instrumento serán revisadas por el instalador eléctrico autorizado por la Superintendencia. Esta verificación será de la documentación del instrumento y se comprobará que el certificado de calibración del instrumento debe estar vigente a la fecha de realizar la medición de la resistencia de puesta a tierra y no debe tener una antigüedad mayor a 1 año.

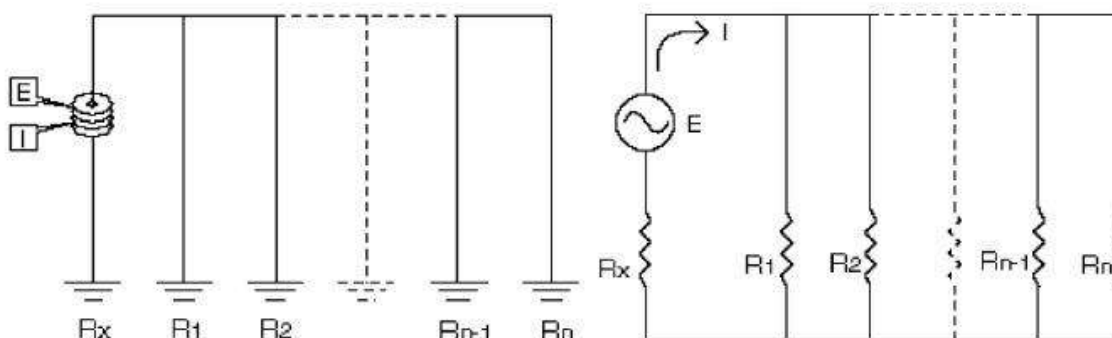


Figura 6. Circuito equivalente para un sistema puesto a tierra en más de un punto

La relación entre la tensión y la corriente es determinada por el instrumento y desplegada en forma digital. El método está basado en la suposición de que la impedancia del neutro del sistema puesto a tierra en más de un punto, excluyendo el electrodo bajo medida, es muy pequeña y puede ser asumida igual a cero. La ecuación es la siguiente:

$$E/I = R_x + \frac{1}{\sum_{k=1}^n \frac{1}{R_k}}$$

Donde usualmente,

$$R_x \gg \frac{1}{\sum_{k=1}^n \frac{1}{R_k}}$$

Con esta suposición, la lectura indicada representa la resistencia de puesta a tierra del electrodo que se está midiendo.

El método posee las siguientes limitaciones:

- La aplicación es limitada a electrodos conectados a sistemas puestos a tierra en más de un punto de baja impedancia.
- Las conexiones corroídas o partidas del neutro del sistema (o cable de guarda) pueden influenciar las lecturas.
- No es aplicable a los sistemas de puesta a tierra en los cuales la corriente inyectada pueda retornar por caminos diferentes a la tierra misma.
- La presencia de ruido de alta frecuencia o campos electromagnéticos altos en el sistema podría influenciar las lecturas.
- La existencia de altas resistencias en las conexiones con el electrodo de puesta a tierra.
- Si el conductor de conexión con el electrodo está abierto no se tendría una medida confiable.

Es importante tener muy presente que si se está midiendo en postes donde no es accesible el conductor de puesta a tierra o donde se puede estar midiendo dos electrodos en paralelo, se debe usar un transformador de corriente de gran tamaño, ofrecido por algunos fabricantes (figura 7).

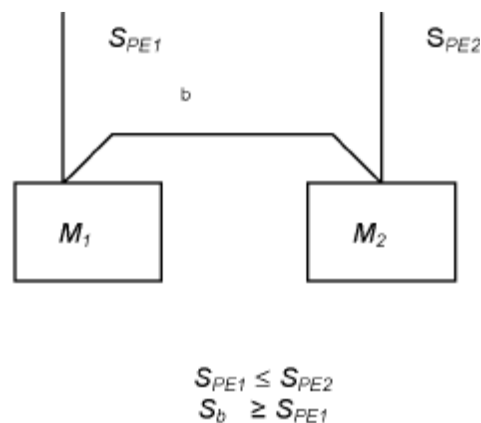


Figura 7. Transformador de corriente para abrazar todo el poste

ANEXO 6.4 CONDUCTORES DE EQUIPOTENCIALIDAD

Conductores de equipotencialidad para protección suplementaria

Un conductor de equipotencialidad que une dos masas debe tener una sección no inferior a la más pequeña de los conductores de protección unidos a esta masa (ver figura 1). Un conductor de equipotencialidad que no forma parte de un cable se considera que está mecánicamente protegido situándolo en un conducto, canal, moldura o si está protegido de forma similar.

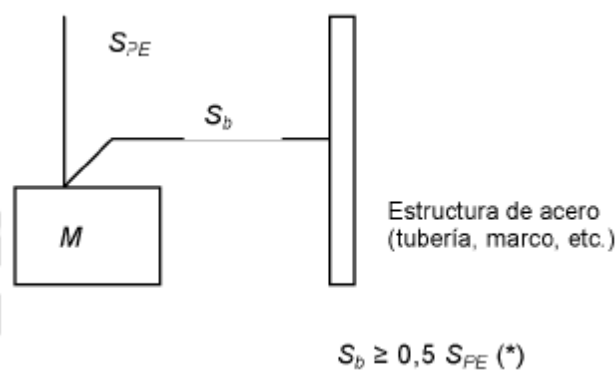


Leyenda:

M_1, M_2	Masas.
S_{PE1}, S_{PE2}	Sección transversal del conductor de equipotencialidad.
S_b	Sección transversal del conductor de equipotencial para protección suplementaria.

Figura 1. Conductores de equipotencialidad entre dos masas

Un conductor de equipotencialidad que une una masa a una parte conductora externa debe tener una conductancia no inferior a la mitad de la correspondiente a la sección del conductor de protección conectado a esta masa. Un conductor de equipotencialidad que no forma parte de un cable se considera que está mecánicamente protegido situándolo en un conducto, canal, moldura o si está protegido de forma similar.



(*) Con un mínimo de 2,5 mm² de Cu si los conductores están protegidos mecánicamente, o 4 mm² de Cu si los conductores no están mecánicamente protegidos.

Leyenda:

M	Masa.
S_{PE}	Sección transversal del conductor de equipotencialidad.
S_b	Sección transversal del conductor de equipotencial para protección suplementaria.

Figura 2. Conductores de equipotencialidad entre una masa M y una estructura

- C4 Aire acondicionado.
 - C5 Sistema de calefacción.
 - C6 Canalización metálica de agua, por ejemplo, en un cuarto de baño.
 - C7 Partes conductoras externas al alcance de masas.
 - B Borne principal de tierra.
Borne o barra que forma parte del dispositivo de puesta a tierra de una instalación, y que garantiza la conexión eléctrica de un cierto número de conductores para los fines de la puesta a tierra.
 - T Toma (electrodo) de tierra.
Parte conductora que puede estar incorporada en un medio conductor particular, por ejemplo hormigón, en contacto eléctrico con la tierra.
 - T1 Cimentación del electrodo de tierra.
 - T2 Electrodo de tierra para sistema de protección frente al rayo, si es necesario.
 - LPS Sistema de protección frente al rayo.
 - PE Junta de barra para conductor de protección.
 - 1 Conductor de protección.
Conductor previsto con fines de seguridad, por ejemplo protección contra choques eléctricos.
 - 2 Conductor de equipotencialidad.
Conductor de protección previsto para realizar una conexión equipotencial de protección.
 - 3 Conductor de equipotencialidad para protección suplementaria.
 - 4 Conductor de bajada de un sistema de protección frente al rayo.
 - 5 Conductor de (puesta a) tierra.
Conductor que asegura un camino conductor, o una parte de este, entre un punto dado de una red, de una instalación, o de un equipo y una toma de tierra.
- Nota:** El conductor de tierra realiza la conexión entre el electrodo de tierra y la conexión equipotencial principal, generalmente el borne principal de tierra.

ANEXO 6.5 INTERCONEXIÓN DE VARIAS PUESTAS A TIERRA

Cuando por requerimientos de un edificio existan varias puestas a tierra, todas ellas deben estar interconectadas eléctricamente, según criterio adoptado de IEC TR 61000-5-2, tal como aparece en la figura 1.

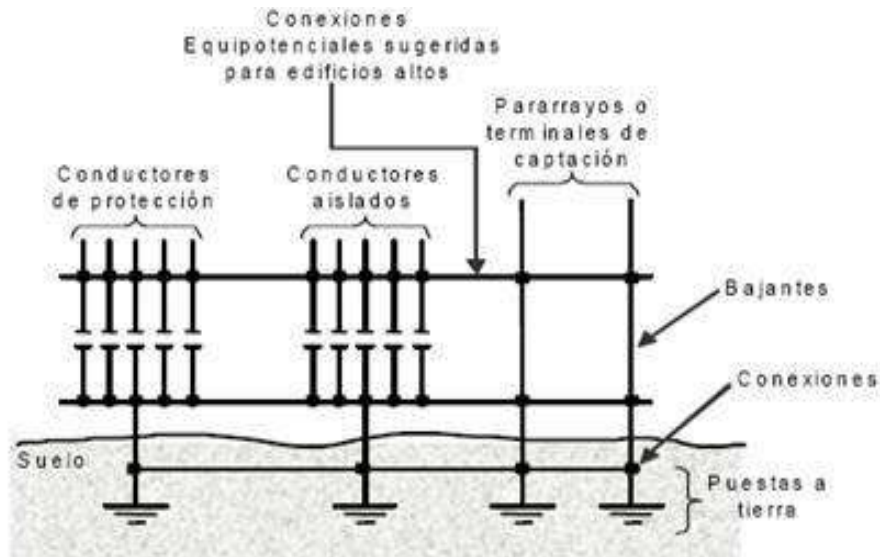


Figura 1. Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas

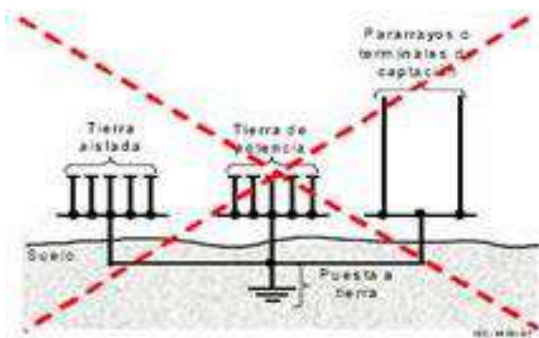


Figura 2. Una sola puesta a tierra para todas las necesidades

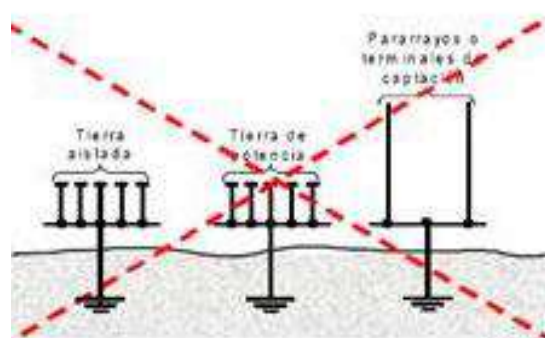


Figura 3. Puesta a tierra separadas o independientes

Nota: Para un mismo edificio quedan expresamente prohibidos los sistemas de puestas a tierra que aparecen en las figuras 2 y 3, según criterios adoptados de la IEC TR 61000-5-2.

Las anteriores figuras aclaran que se deben interconectar todas las puestas a tierra de un edificio, es decir, aquellas componentes del sistema de puesta a tierra que están bajo el nivel del terreno y diseñadas para cada aplicación particular deben interconectarse. Esta interconexión puede hacerse por encima o por debajo del nivel del piso.

ANEXO 6.6 PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DE TERRENO

Finalidad

Conocer los parámetros geoelectricos representativos de la característica del terreno, que permitirán un adecuado diseño de la puesta a tierra.

Metodología

La medición se deberá efectuar en la zona del terreno en que se construirá la puesta a tierra, de no ser ello posible por falta de espacio, por la presencia de obstáculos u otras razones atendibles la medición se efectuará en otra área lo más próxima posible a dicha zona.

Serán aceptadas como métodos normales de medición las configuraciones tetraelectrónicas conocidas como Schlumberger o Wenner, las cuales podrán aplicarse indistintamente, pero una sola de ellas en cada oportunidad.

Los electrodos de medida se dispondrán sobre una línea recta, con alas de medición de hasta 100 m.

De no ser posible la disposición en recta, se sugiere que se dispongan sobre una misma línea de nivel, si la medición se está efectuando en un cerro o lomaje, o bien, si algún obstáculo sobre un terreno llano impide cumplir esta condición la medición puede hacerse sobre dos rectas que formen un ángulo no mayor de 15° , con vértice en el centro de medición; si estas condiciones no pueden ser cumplidas, la medición se efectuará en otra zona próxima que permita cumplirlas.

Si no se dispone de terreno como para obtener un ala de 100 m serán aceptables mediciones con alas de 50 m. Excepcionalmente, por condiciones extremas, se aceptarán alas de hasta 30 m.

Instrumentos empleados

Se utilizarán geómetros de cuatro terminales con una escala mínima de 1Ω , con una resolución no mayor de $0,01 \Omega$ y una escala máxima no inferior a 100Ω .

Calificación de resultados

No procede en este caso la calificación de resultados, dado que la medición es la representación objetiva de las características naturales del terreno medido.

ANEXO 6.7

DIMENSIONAMIENTO DE LA SECCION MINIMA DEL CONDUCTOR DE TIERRA DE PROTECCION.

La sección del conductor de puesta a tierra de protección se fijará de acuerdo con la siguiente tabla

Sección de los conductores de fase S mm^2	Sección mínima de los conductores de protección correspondientes mm^2
$S \leq 25$	S (La misma sección que la fase)
$25 < S \leq 50$	25
$S > 50$	$\frac{S}{2}$

S : es el valor de la sección de la fase

Nota: Esta tabla es aplicable solamente a conductores de cobre, para otro tipo de conductores la sección del conductor de tierra de protección será igual a la sección del conductor de fase.