

## INSTRUCCIÓN TÉCNICA N° 02/2019: DISEÑO Y EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A REDES DE DISTRIBUCIÓN.

Considerando que la modificación de la Ley N° 20.571 introdujo diversas modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, con el objeto de regular el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales, regulando la generación de energía eléctrica para autoconsumo permitiendo la inyección remunerada de los excedentes que se produjeren. Posteriormente, por medio de la Ley N° 21.118 se modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, con el fin de incentivar el desarrollo de la generación residencial y hacer aplicable sus disposiciones a todos los sistemas eléctricos del país.

Parte de las modificaciones antes señaladas, consideran el incremento en la capacidad instalada para inyectar excedentes de energía a la red de distribución hasta 300 kilowatts, de esta manera se hace necesario realizar los cambios necesarios en los Instructivos Técnicos, introduciendo nuevos requisitos técnicos en las instrucciones técnicas emitidas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles que establecen la presentación, diseño y ejecución de instalaciones con energías renovables que se acojan a la Ley de Generación Residencial.

La razón de esta consulta pública tiene como objetivo dar a conocer los nuevos cambios que se han incorporado en este instructivo técnico y que se han **resaltado**, con el fin de destacarlos para que puedan hacer las respectivas observaciones, sugerencias y/o mejoras del nuevo texto destacado.

CONSULTA PÚBLICA

## DIVISIÓN DE INGENIERÍA DE ELECTRICIDAD.

<b>INSTRUCCIÓN TÉCNICA</b>	<b>: RGR N° 02/2019</b>
<b>MATERIA</b>	<b>: DISEÑO Y EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A REDES DE DISTRIBUCIÓN.</b>
<b>REGLAMENTO</b>	<b>: D.S. N°71 REGLAMENTO DE LA LEY N° 20.571, QUE REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES.</b>
<b>FUENTE LEGAL</b>	<b>: LEY N° 21.118; REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES.</b>
<b>DICTADO POR</b>	<b>: RESOLUCIÓN EXENTA N° 21.620 DE FECHA 15.12.2017, MODIFICADA MEDIANTE RESOLUCIÓN EXENTA N° XX.XXX DE FECHA XX.XX.2019.</b>

### 1. **Objetivos.**

Acota los requerimientos que se deben observar para el diseño, ejecución, inspección y mantención de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas que se comunican a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para ser conectadas a la red de distribución, con el fin de entregar un servicio eficiente y de salvaguardar la seguridad de las personas que las operan o hacen uso de ellas, así como la integridad física y operacional de la red de distribución eléctrica.

### 2. **Alcance.**

Las disposiciones de esta Instrucción Técnica son aplicables al diseño, ejecución, inspección y mantenimiento de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas conectadas a la red de distribución, cuya potencia máxima no sobrepase lo estipulado en la Ley N° 21.118.

### 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.

IEC	60269-6:2010	Low-voltage fuses - Part 6: Supplementary requirements for fuse-links for the protection of solar photovoltaic energy systems.
IEC	60364-5-53:2002	Electrical installations of buildings - Part 5-53: Selection and erection of electrical equipment - Isolation, switching and control.
IEC	60364-7-712:2002	Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems.

IEC/TR	60755:2008	General requirements for residual current operated protective devices.
IEC	60947-2:2013	Low-voltage switchgear and controlgear - Part 2: Circuit-breakers.
IEC	60947-3:2012	Low-voltage switchgear and controlgear - Part 3: Switches, disconnectors, switch-disconnectors and fuse-combination units.
IEC	60998-1:2002	Connecting devices for low-voltage circuits for household and similar purposes - Part 1: General requirements.
IEC	61537:2007	Cable management - Cable tray systems and cable ladder systems
IEC	61557-8:2007	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 8: Insulation monitoring devices for IT systems.
IEC	61643-11:2011	Low-voltage surge protective devices - Part 11: Surge protective devices connected to low-voltage power systems - Requirements and test methods.
IEC	62020:2003	Electrical accessories - Residual current monitors for household and similar uses (RCMs)
IEC	62109-2:2011	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 2: Particular requirements for inverters.
IEC	62852:2014	Connectors for DC-application in photovoltaic systems – Safety requirements and tests.
IEC	62116:2014	Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures.
IEC	62305-2:2010	Protection against lightning - Part 2: Risk management.
UNE-EN	50272-2:2002	Requisitos de seguridad para las baterías e instalaciones de baterías. Parte 2: Baterías estacionarias.
UNE-EN	50618-2:2015	Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.
UNE-EN	62275:2016	Sistema de conducción de cables. Bridas para cables para instalaciones eléctricas
UL	2703:2015	Standard for Mounting Systems, Mounting Devices, Clamping/Retention Devices, and Ground Lugs for Use with Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels

IEEE	Std. 81	Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System.
NCh	433.Of96	Norma Chilena de Diseño sísmico de edificios.
NCh	2369.Of2003	Norma Chilena de Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales.
Norma técnica		Norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación, emitida por la Comisión Nacional de Energía, sus modificaciones o disposición que lo reemplace.
NCh Elec.	4/2003	Instalaciones de Consumo en Baja Tensión, declarada Norma Chilena Oficial de la República mediante Decreto Supremo N° 115, de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, sus modificaciones o disposición que lo reemplace.

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

#### 4. Terminología

**Anti-isla:**

Uso de relés o controles para protección contra funcionamiento de isla.

**Arreglo:**

Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

**Batería:**

Una batería o acumulador eléctrico es un dispositivo electroquímico que permite almacenar energía en forma química mediante el proceso de carga, y liberarla como energía eléctrica, durante la descarga, mediante reacciones químicas reversibles cuando se conecta con un circuito de consumo externo.

**CA**

Corriente Alterna

**Caja de conexiones de string o junction box o tablero CC:**

Caja en la que se conectan eléctricamente los strings entre sí.

**Capacidad Instalada**

Suma de la potencia máxima de las Unidades de Generación que conforman el EG de un Usuario o Cliente Final, expresada en kilowatts.

**Capacidad Instalada Permitida (CIP)**

Capacidad del (los) Equipamiento(s) de Generación (o EG) que puede conectar un Usuario o Cliente Final en un punto de conexión de la red de distribución eléctrica, sin requerir para ello de Obras Adicionales y/o Adecuaciones, expresada en kilowatts.

## CC

Corriente Continúa

### **Célula solar o fotovoltaica:**

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

### **Conductor:**

Para los efectos de esta instrucción técnica se entenderá por hilo metálico, de cobre de sección transversal frecuentemente cilíndrico o rectangular, destinado a conducir corriente eléctrica. De acuerdo a su forma constructiva podrá ser designado como alambre, si se trata de una sección circular sólida única, barra si se trata de una sección rectangular o conductor cableado si la sección resultante está formada por varios alambres iguales de sección menor.

### **Corriente de cortocircuito en condiciones de ensayo normalizadas Isc (STC):**

Corriente de cortocircuito de un módulo, de un string, de un grupo o de un generador fotovoltaico en condiciones de ensayo normalizadas.

### **Diodo de Bloqueo:**

Es un diodo utilizado para impedir el flujo inverso de corriente hacia la fuente del circuito fotovoltaico.

### **Empalme:**

Es el conjunto de materiales y equipos eléctricos necesarios para la interconexión entre la red de la empresa distribuidora de electricidad y una instalación eléctrica de consumo.

### **Empresa Distribuidora:**

Empresa concesionaria del servicio público de distribución de electricidad o todo aquel que preste el servicio de distribución de electricidad utilizando bienes nacionales de uso público.

### **Equipo de medida:**

Instrumentos y accesorios destinados a la medición o registro de potencias y energía eléctrica activa y/o reactiva, de demandas máximas de potencias o de otros parámetros involucrados en el suministro de electricidad. Se consideran incluidos en estos equipos, los transformadores de corriente y de potencial, desfases y relojes interruptores horarios.

Dentro de los equipos de medida disponemos de los siguientes medidores específicos:

**Equipo de monitoreo de generación**, destinado de manera exclusiva al sistema de generación.

**Equipo de monitoreo de inyección**, destinado de manera exclusiva al sistema de limitación de inyecciones.

### **IEC:**

International Electrotechnical Commission, Comisión Electrotécnica Internacional

### **Interfaz con la Red:**

Interconecta la salida del inversor con las cargas locales de CA del inmueble, y con el sistema eléctrico de distribución. Permite al sistema fotovoltaico operar en paralelo con la red para que la energía pueda fluir en uno u otro sentido entre la red y la interfaz.

### **Interruptor de acoplamiento**

Dispositivo de protección con capacidad de apertura bajo corrientes de carga y de cortocircuito, cuya función es desconectar el o los Equipamientos de Generación del Sistema de Distribución. Posee dos dispositivos eléctricos de desconexión conectados en serie (con redundancia).

### **Interruptor general:**

Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

### **Inversor:**

Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

### **Inversor string:**

Inversor diseñado para operar con un conjunto de varios módulos que se conectan en serie (string). Se pueden conectar uno o varios strings, dependiendo del modelo del inversor. El inversor string se caracteriza por la posibilidad de conectar los strings de manera directa, sin caja de conexión intermedia.

### **Inversor central:**

Inversor diseñado para operar con muchos módulos, conectados en serie (string), y muchos strings en paralelo. Para conectar strings en paralelo, generalmente se utiliza una caja de conexión (junction box) que junta los strings para luego realizar la conexión al inversor.

### **Inyección de Excedentes Permitida (IEP)**

Inyección del (los) Equipamiento(s) de Generación (o EG) que puede realizar un Usuario o Cliente Final en un punto de conexión de la red de distribución eléctrica.

### **Isla**

Condición provocada cuando se ha producido un corte de energía en la red eléctrica suministrada por la empresa distribuidora y esta área que ha quedado aislada del resto del sistema de distribución queda energizada por el equipamiento de generación.

En caso de presentarse una operación en isla debido a una falla en la red o una desconexión programada, el equipamiento de generación quedará impedido de realizar inyecciones de excedentes de energía a las redes eléctricas de distribución en modo isla.

### **Microinversor:**

Inversor diseñado para funcionar conectado a un o dos módulos fotovoltaicos. Su entrada es para corriente continua y en su salida exporta corriente alterna. Generalmente se instala debajo del módulo fotovoltaico e incluye todas las protecciones necesarias por el lado CC y CA.

### **MPPT:**

Seguidor de punto de máxima potencia, consiste en un dispositivo electrónico que busca el balance entre el voltaje y la corriente en el que los paneles fotovoltaicos operan a su máxima potencia.

### **Operación en Isla en la red de distribución**

Estado de operación en la cual uno o más Equipamientos de Generación pueden abastecer el consumo de varios clientes, siempre que cuenten con la aprobación de la empresa distribuidora.

### **Operación en Isla individual**

Estado de operación en la cual el Equipamiento de Generación puede abastecer el propio consumo de la instalación siempre que ésta permanezca aislada del sistema de distribución.

### **Panel o Módulo fotovoltaico:**

Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

### **Potencia de la instalación fotovoltaica:**

Es la potencia nominal que es capaz de generar el sistema fotovoltaico conectado a la red y se determina como la menor de las potencias, comparando la suma de las potencias nominales de los inversores y la suma de las potencias  $P_{peak}$  de los módulos fotovoltaicos (la especificada por el fabricante).

### **Protección de Red e Instalación (Protección RI):**

Protección que actúa sobre el Interruptor de Acoplamiento, cuando al menos un valor de operación de la red de distribución se encuentra fuera del rango de ajuste de esta protección, esta puede estar integrada en el inversor o ser externa al inversor (centralizada).

La protección RI que se encuentra fuera del inversor deberá ser sellada y protegida por una contraseña de seguridad, la cual no debe ser conocida por el usuario o cliente final. Esta protección se emplea cuando el inversor no la trae internamente, no puede mostrar su configuración o no se puede configurar según la normativa técnica de conexión y operación de equipamiento de generación.

### **Punto de conexión a la red de distribución**

Es el punto en donde se une la acometida del usuario a la red.

### **Reconexión automática (RA):**

Reconexión del interruptor de potencia controlado por un dispositivo automático.

### **Sistema fotovoltaico conectado a la red:**

Unidad o Conjunto de Unidades de Generación y aquellos componentes necesarios para su funcionamiento, conectados a la red de distribución a través del empalme del usuario o cliente final. Comprende además las protecciones y dispositivos de control necesarios para su operación y control.

### **Sistema o equipo de Limitación de Inyección:**

Conjunto de elementos intercomunicados que, configurados entre sí, permiten la limitación de inyecciones a la red eléctrica de distribución.

### **Sistema de monitoreo de baterías:**

Battery Management System (BMS), o sistema de monitoreo de baterías es el sistema encargado de conocer el estado de salud y estado de carga de las baterías, tanto a nivel modular como de banco de baterías.

### **String:**

Circuito conformado por varios módulos fotovoltaicos conectados en serie.

### **Techumbre de estacionamiento de vehículos:**

Carport, o techumbre de estacionamiento de vehículos que cuenta con una instalación fotovoltaica para generar electricidad.

### **Tensión en circuito abierto en condiciones de ensayo normalizadas (Voc stc):**

Tensión en condiciones de ensayo normalizadas, a través de los bornes descargados (abiertos) de un módulo fotovoltaico, de un string, de un grupo fotovoltaicos, de un generador fotovoltaicos o sobre el lado de corriente continua del inversor.

### **Unidad de Generación Fotovoltaica (UGF):**

Unidad generadora capaz de convertir la radiación solar incidente directamente en energía eléctrica en forma de corriente directa. Está constituido por la integración eléctrica y mecánica de los siguientes componentes:

- ✓ Módulos fotovoltaicos.
- ✓ String.
- ✓ Arreglo fotovoltaico.
- ✓ Cajas de conexión.
- ✓ Cables y conexiones eléctricas.
- ✓ Dispositivos de protección.
- ✓ Sistema de tierras.
- ✓ Estructuras de montaje.

## **5. Disposiciones Generales**

- 5.1. Toda instalación eléctrica de un sistema fotovoltaico conectada a la red de distribución, deberá ser proyectada y ejecutada en estricto cumplimiento con las disposiciones de esta Instrucción Técnica y en las normativas vigentes.
- 5.2. Toda instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución deberá ejecutarse de acuerdo a un proyecto técnicamente concebido, el cual deberá asegurar que la instalación no presenta riesgos para operadores o usuarios, sea eficiente, proporcione un buen servicio, permita un fácil y adecuado mantenimiento y tenga la flexibilidad necesaria como para permitir modificaciones o ampliaciones con facilidad.
- 5.3. El funcionamiento de las instalaciones de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución a que se refiere esta Instrucción Técnica, no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad, calidad, ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa vigente.
- 5.4. En el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea, las instalaciones eléctricas de un sistema fotovoltaico no deberán mantener tensión en la línea de distribución, ni dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- 5.5. En el caso de que una instalación de un sistema fotovoltaico se vea afectada por perturbaciones de la red de distribución se aplicará la normativa técnica vigente sobre calidad de producto eléctrico.
- 5.6. Las instalaciones eléctricas de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución, que se acojan a la Ley N° 21.118, deberán dimensionarse para que su potencia máxima no supere límite definido en la Ley.

- 5.7. La tensión máxima de la unidad de generación fotovoltaica en lado de corriente continua CC, no deberá ser superior a 1kV.
- 5.8. Las disposiciones de esta Instrucción Técnica están hechas para ser aplicadas e interpretadas por profesionales especializados; no debe entenderse este texto como un manual.
- 5.9. De acuerdo con lo establecido en la Ley N° 18.410, cualquier duda en cuanto a la interpretación de las disposiciones de esta Instrucción Técnica será resuelta por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante Superintendencia.
- 5.10. Los equipos, elementos y accesorios eléctricos utilizados en la unidad de generación fotovoltaica deben ser diseñados para soportar la tensión máxima generada por ella y ser adecuados para trabajar en corriente continua.
- 5.11. Solo se permitirá que el sistema de generación fotovoltaica funcione en paralelo con un grupo electrógeno o que se conecten a una misma barra cuando se cumplan cualquiera de las siguientes condiciones:
  - a) Cuando el grupo electrógeno cuente con una protección de potencia inversa.
  - b) Se demuestre técnicamente que la operación en paralelo de estas unidades de generación es compatible ante cualquier circunstancia y cuando el fabricante del grupo electrógeno lo especifique.
  - c) El sistema fotovoltaico cuente con un sistema de bloqueo que impida que ambas unidades funcionen en paralelo.
- 5.12. Durante todo el período de explotación u operación de las instalaciones eléctricas, sus propietarios u operadores deberán conservar los diferentes estudios y documentos técnicos utilizados en el diseño y construcción de las mismas y sus modificaciones, como asimismo los registros de las auditorias, mantenciones, certificaciones e inspecciones de que hubiera sido objeto, todo lo cual deberá estar a disposición de la Superintendencia.
- 5.13. En materias de diseño, construcción, operación, mantenimiento, reparación, modificación, inspección y término de operación, la Superintendencia podrá permitir el uso de tecnologías diferentes a las establecidas en la presente instrucción técnica, siempre que se mantenga el nivel de seguridad que el texto normativo contempla. Estas tecnologías deberán estar técnicamente respaldadas en normas, códigos o especificaciones nacionales o extranjeras, así como en prácticas recomendadas de ingeniería internacionalmente reconocidas. Para ello el interesado deberá presentar el proyecto y un ejemplar completo de la versión vigente de la norma, código o especificación extranjera utilizada debidamente traducida, cuando corresponda, así como cualquier otro antecedente que solicite la Superintendencia.

## 6. Condiciones de la instalación.

- 6.1. La instalación de los equipos o unidades de generación debe facilitar el mantenimiento seguro, siguiendo las especificaciones del fabricante para no afectar de forma adversa al equipo fotovoltaico.
- 6.2. Para la instalación, limpieza y mantenimiento del sistema fotovoltaico en techumbres, se deberá contar con el espacio físico para poder colocar o

apoyar una escalera que permita un acceso seguro. Se debe considerar que los paneles fotovoltaicos y su estructura en ningún caso deberán sobresalir del perímetro del techo, con el fin de evitar el efecto vela.

- 6.3. Para facilitar el mantenimiento y reparación de la unidad de generación fotovoltaica, se instalarán los elementos de seccionamiento necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión de los equipos como inversores, baterías, controladores de carga y similares, de todos los conductores no puestos a tierra, de todas las fuentes de energía y de forma simultánea. Se excluyen de esta disposición los microinversores.

Asimismo, se acepta para inversores string como medio de desconexión, el medio que incluye el equipo inversor para estos fines.

- 6.4. Los conductores o cables de la unidad de generación fotovoltaica, módulos fotovoltaicos, string e inversor deberán ser seleccionados e instalados de forma que se reduzca al máximo el riesgo de falla a tierra o de cortocircuito.

## 7. Estructura.

- 7.1. La estructura de soporte de la unidad de generación fotovoltaica deberá satisfacer la normativa vigente en Chile, en cuanto a edificación y diseño estructural para los efectos del viento, nieve y sísmicos.

- 7.2. Las estructuras sobre techo cuya potencia instalada de la unidad de generación fotovoltaica sea igual o superior a 30kW, deberán satisfacer, adicionalmente, los requerimientos establecidos en las normas NCh 433 o NCh 2369, según corresponda. No obstante, si el peso total de la unidad de generación fotovoltaica, incluido inversor(es) y medidas de seguridad, es mayor o igual al 10% del peso sísmico original de la estructura principal, se deberá presentar una memoria de cálculo de las estructuras, independiente de la capacidad instalada.

- 7.3. La estructura de soporte de la unidad de generación fotovoltaica debe ajustarse a la superficie de la instalación, ya sea horizontal o inclinada, y el método de anclaje deberá soportar las cargas de tracción y corte, mantener la estructura firme y evitar posibles volcamientos por la acción de sismo, viento o nieve.

- 7.4. El diseño y la construcción de la estructura que soporta la unidad de generación fotovoltaica, el sistema de fijación de módulos fotovoltaicos y los anclajes a la estructura existente deberán:

- a) Cumplir con las normativas vigentes y aplicables al diseño estructural de cualquier estructura, tanto el anclaje como la misma estructura de soporte
- b) Permitir las dilataciones térmicas necesarias, evitando transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos fotovoltaicos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

- 7.5. La estructura debe ser metálica y se protegerá contra la acción de los agentes agresivos en el ambiente y/o corrosivos, garantizando la conservación de todas sus características mecánicas y de composición química.

- 7.6. La totalidad de la estructura de la unidad de generación fotovoltaica se conectará a la tierra de protección.

- 7.7. Las instalaciones en techumbre cuya potencia instalada sea mayor o igual a 10 kW e inferior a 30kW deberán tener la infraestructura de acceso y cuerda de vida para permitir la mantención de la instalación fotovoltaica.
- 7.8. Las instalaciones en techumbre cuya potencia instalada sea mayor o igual a 30 kW deberán tener la infraestructura de acceso, pasillo técnico, cuerda de vida y vía de tránsito necesaria para permitir la mantención de la instalación fotovoltaica.  
Esta exigencia también aplicará a instalaciones fotovoltaicas que compartan un techo en común, en el cual la capacidad instalada sea igual o mayor a 30 kW.
- 7.9. Las instalaciones en carports deberán contar con un sistema de protección que impida que el vehículo pueda colisionar con la estructura.
- 7.10. Aquellos proyectos fotovoltaicos a nivel de terreno deberán contar con algún medio de protección que impida el acceso a estas instalaciones a personas extrañas al servicio. Se eximirán de esta exigencia aquellos proyectos en sectores agrícola cuya capacidad instalada sea igual o inferior a 5 kW.
- 7.11. Se deberán tomar los resguardos para prevenir la corrosión electroquímica entre metales diferentes. Esto puede ocurrir entre estructuras y la edificación y también entre estructuras, abrazaderas y módulos fotovoltaicos. Se deberán utilizar materiales aisladores para reducir la corrosión electroquímica entre superficies de materiales galvánicos diferentes. Los Componentes de aluminio y acero inoxidable estarán permitidos de estar en contacto directo, ya que, los dos metales son galvánicamente similares.
- 7.12. En ambientes corrosivos, para los sistemas de fijación, estructuras y paneles fotovoltaicos, deberán utilizarse materiales resistentes a la corrosión, adecuados para la vida útil del sistema, sólo se podrá utilizar aluminio anodizado o una combinación de metales de aluminio y aceros inoxidables. Sí se utiliza aluminio, este deberá ser anodizado en un espesor y especificación adecuado para la ubicación y vida útil del sistema. Los gases corrosivos como amoniaco, presente en lugares de cultivo, también deben ser considerados.
- 7.13. Para efectos de esta instrucción técnica se reconocerá como zona de alta contaminación salina a la franja costera, definida como una zona de 10 km de ancho, medidos desde el borde costero, al igual que instalaciones ubicadas en recintos en donde se procesen componentes químicos corrosivos.

## 8. Módulos fotovoltaicos.

- 8.1. Todos los módulos fotovoltaicos que formen parte de una unidad de generación deberán estar certificados en conformidad a los protocolos de ensayos establecidos por la Superintendencia para tales efectos.
- 8.2. Los cables o terminales de módulos fotovoltaicos deberán tener marcado su polaridad.

- 8.3. Los módulos fotovoltaicos tendrán una placa visible e indeleble, con la información técnica requerida en la certificación y con los siguientes valores:
- Tensión de circuito abierto.
  - Tensión de operación.
  - Tensión máxima admisible del sistema.
  - Corriente de operación.
  - Corriente de cortocircuito.
  - Potencia máxima.
- 8.4. Todos los módulos fotovoltaicos deberán incluir diodos de derivación o bypass para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- 8.5. En los casos que los módulos fotovoltaicos utilicen marcos laterales serán de aluminio, acero inoxidable, acero galvanizado u otro material resistente a agentes agresivos del ambiente y/o corrosivos.
- 8.6. No se podrán utilizar módulos fotovoltaicos de distintas características técnicas, ni orientaciones diferentes en un mismo string. Se excluyen de esta disposición a los módulos conectados a través de microinversores.
- 8.7. Solo se podrá utilizar orientaciones y módulos fotovoltaicos con distintas características que formen parte de una unidad de generación, exclusivamente en los siguientes casos:
- En String en el cual todos los módulos fotovoltaicos están orientados en una dirección y que ingresan a un tracker MPPT diferente del string en el cual todos los módulos están orientados en una dirección distinta.
  - Para aquellos casos en los cuales los paneles pertenecientes a un mismo string sean de distintas marcas, pero que sus valores nominales ( $I_{sc}$ ;  $V_{oc}$ , etc.) no difieran en más de un 1%.
  - En casos justificados en donde el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dichas causas, lo que deberá ser fundamentado en la memoria explicativa del proyecto presentado a la Superintendencia en el proceso de declaración.
- 8.8. Se deberán minimizar las pérdidas de rendimiento del sistema fotovoltaico condicionadas por las sombras sobre los paneles fotovoltaicos.
- 8.9. Los módulos fotovoltaicos deberán instalarse de modo de asegurar una buena ventilación, que garantice la disipación adecuada de calor de radiación solar local máxima.
- 8.10. Se deberá considerar en el montaje de los módulos fotovoltaicos la separación necesaria para permitir la expansión y/o contracción máxima del módulo bajo las condiciones de temperatura de operación, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.
- 8.11. No se podrán instalar módulos fotovoltaicos que presenten defectos productos de la fabricación o del traslado de estos, como roturas o fisuras.

## 9. Arreglos y Conexión Eléctrica.

- 9.1. Todas las conexiones en CC deberán ser mediante conectores tipo MC4 u equivalente y deberán permitir un montaje rápido, manteniendo la seguridad, el nivel de aislamiento y la impermeabilidad del sistema. Estará prohibida la utilización de uniones por enroscamiento de conductores o uniones a través de regletas de conexión en el lado de CC.
- 9.2. Los conductores de CC empleados para las conexiones entre el inversor y los paneles deberán protegerse mecánicamente y llegarán siempre a una caja de derivación con el grado de protección correspondiente, la cual se ubicará debajo de los paneles y a través de la cual saldrán los conductores positivo y negativo del string mediante prensaestopas o dispositivos similares. La instalación se deberá realizar contemplando que los conductores queden protegidos mecánicamente en su máxima extensión, procurando que el tramo sin protección sea el menor posible.
- 9.3. La interconexión de los módulos fotovoltaicos de la unidad de generación fotovoltaica deberá realizarse mediante conectores que deberán cumplir con los siguientes requisitos:
  - 9.3.1. Deberán ser a prueba de agua Tipo MC4 u equivalente, diseñado para aplicaciones de energía fotovoltaica, que cumpla con los requerimientos técnicos de la instalación, en conformidad a la norma IEC 62852 e IEC 60998-1.
  - 9.3.2. Los conectores serán polarizados y de configuración que no permita intercambio con tomacorrientes de otros sistemas eléctricos.
  - 9.3.3. Los conectores estarán contruidos e instalados de modo que eviten el contacto accidental de las personas con partes en tensión.
  - 9.3.4. Los conectores serán del tipo que permita su enclavamiento o bloqueo.
  - 9.3.5. Los conectores deben ser capaces de interrumpir el paso de la corriente por el circuito sin causar riesgos al operador.
  - 9.3.6. Los conectores no deberán quedar expuestos a la radiación solar
  - 9.3.7. Los conectores se deben instalar de manera de minimizar la presión entre los conectores.
- 9.4. Los arreglos y conexiones de las unidades de generación fotovoltaicos deberán ser diseñados y ejecutados con el objetivo que no se generen corrientes inversas entre los distintos string. En los arreglos que producto de su configuración, pueden generarse corrientes inversas, estas no deberán ser mayores que las corrientes inversas máximas que soportan los módulos o paneles fotovoltaicos, de lo contrario deberán ser limitadas mediante la utilización de diodos de bloqueo y/o protecciones de sobrecorriente (fusibles o interruptores automáticos)
- 9.5. Cada arreglo o string de la unidad de generación fotovoltaico deberá conectarse al inversor fotovoltaico de la siguiente manera:
  - 9.5.1. Directamente al inversor en forma independiente. Esta configuración será admitida en instalaciones que utilicen los

inversores con configuración string, en que cada string se conecta directamente al inversor en positivo y negativo, sin ninguna conexión intermedia.

9.5.2. Mediante una caja de conexiones de string o junction box acorde a lo descrito en el punto 9.9. Se utilizará esta configuración para instalaciones que utilicen los inversores con configuración central o para inversores con configuración string empleados en aquellas instalaciones en las que sea necesario agrupar en paralelo dos o más strings.

9.5.3. Para los arreglos o strings fotovoltaicos que utilicen la tecnología denominada capa fina o Thin Film, se permitirá utilizar un conector tipo Y para agrupar strings, siempre y cuando el inversor utilizado acepte esta configuración.

9.5.4. Para los arreglos o strings fotovoltaicos que utilicen la tecnología denominada capa fina o Thin Film, sólo se podrán utilizar inversores con separación galvánica, conectando además el polo negativo del sistema fotovoltaico al sistema de puesta a tierra. Se permitirá la conexión del polo positivo, en reemplazo del polo negativo al sistema de puesta a tierra, siempre y cuando el fabricante del panel lo especifique.

9.6. En instalaciones en que se utilicen microinversores, la conexión se deberá llevar a cabo de la siguiente manera:

9.6.1. Los módulos fotovoltaicos deberán conectarse de manera independiente, directamente al microinversor en positivo y negativo, sin ninguna conexión intermedia.

9.6.2. Cada microinversor se conectará en paralelo formando un circuito de corriente alterna (circuito CA), hasta el máximo número especificado por el fabricante, y respetando lo indicado en los puntos 11.18 y 11.19 para el cableado de CA.

9.6.3. Cada circuito CA se conectará a una caja de interconexión de CA, de acuerdo a las especificaciones del fabricante.

9.6.4. Cada circuito CA se conectará en paralelo a través de la caja de conexiones CA, formando un ramal de corriente alterna (ramal CA)

9.6.5. Cada ramal CA se conectará a un diferencial tipo A, de 30 mA y un interruptor magnetotérmico de suficiente capacidad según normativa vigente, y localizado en el punto de conexión, de acuerdo a lo indicado en el punto 14.20

9.7. Cuando la conexión de los arreglos en serie o string se realice según lo establecido en los puntos 9.5.3 y 9.5.4, los arreglos fotovoltaicos deberán contar con diodos de bloqueo, fusibles o una protección equivalente que impida que circule corriente inversa mayor a la permitida por el fabricante de paneles.

9.8. Las protecciones que impiden la circulación de corriente inversa tales como diodos de bloqueo, fusibles o protecciones equivalentes, podrán omitirse sólo cuando se conecte un máximo de dos string por entrada MPPT, conectados de forma directa al inversor, siempre que la suma de las corrientes máximas de los dos string, no exceda la capacidad de corriente del conductor y no exceda la corriente máxima inversa de los módulos.

- 9.9. Las cajas de conexión, junction box o tablero de CC de las unidades de generación fotovoltaica indicadas en el punto 9.5.2, deberán contar con los siguientes elementos:
- a) Seccionador bajo carga.
  - b) Descargadores de sobretensión tipo 2.
  - c) Fusibles o interruptores automáticos en CC, polos negativos, por cada string.
  - d) Fusibles o interruptores automáticos en CC, polos positivos, por cada string.
  - e) Bornes de conexión CC para línea colectora hacia el inversor.
  - f) Borne de conexión para conductor de puesta a tierra.
  - g) El tablero CC deberá ser resistente a la radiación UV, tener un IP65, o mínimo IP54 cuando se ubique bajo techo.
- 9.10. La caja de conexión o tablero CC indicado en el punto 9.9 deberá permitir el accionamiento del seccionador bajo carga desde el exterior de la caja, o el tablero CC deberá contar con contra tapa, sin que exista exposición de personas al contacto con partes con tensión. El seccionador deberá tener claramente y de manera indeleble marcado la posición abierta o cerrada.
- 9.11. Las cajas de conexión, junction box o tablero de CC, deberán ser instalados lo más cercano posible de los arreglos fotovoltaicos.
- 9.12. Todos los tableros, cajas de conexión y junction box ubicados a la intemperie, deberán ser instalados de forma que todas sus canalizaciones y conductores ingresen por la parte inferior, conservando su índice de protección IP.
- 9.13. Todos los conductores utilizados en la unidad de generación deberán contar con sus respectivos terminales.

## 10. Dimensionado de Circuitos y Corriente.

- 10.1. Corriente de los circuitos fotovoltaicos o corriente de la unidad de generación fotovoltaica: La corriente máxima será la suma de las corrientes de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos en paralelo, multiplicada por 1,25 veces.
- 10.2. Corriente de los circuitos de salida fotovoltaica: La corriente máxima será la suma de las corrientes máxima de los circuitos de las fuentes en paralelo multiplicada por 1,25 veces.
- 10.3. Corriente de los circuitos de salida del Inversor: La corriente máxima será la corriente de salida del inversor de régimen continuo.
- 10.4. Corriente de los circuitos de entrada del inversor: La corriente máxima será la corriente de entrada de régimen continuo del inversor cuando el inversor produzca su potencia nominal a la menor tensión de entrada.
- 10.5. Las corrientes de los sistemas fotovoltaicos serán consideradas como de régimen continuo.

## 11. Conductores y Canalización.

- 11.1. Todos los conductores deberán ser canalizados en conformidad a los métodos establecidos en la norma NCh Elec. 4/2003, y deberán soportar las

influencias externas previstas, tales como viento, formación de hielo, temperaturas y radiación solar. También deberán estar protegidos de bordes filosos.

11.2. Los circuitos de los sistemas fotovoltaicos y los circuitos de salida fotovoltaicos no se instalarán en las mismas canalizaciones con otros circuitos de otros sistemas, a menos que los conductores de los otros sistemas estén aislados mediante una separación del mismo material.

**Se exceptuarán de esta condición los conductores canalizados en bandejas que cuenten con una separación (tabique interno) del mismo material.**

11.3. Los conductores positivos y negativos en el lado de CC deberán ser canalizados en forma ordenada y separados con excepción de aquellos casos que cumplan con lo siguiente:

- a) En los casos que se utilice canalización metálica en los cuales podrá canalizarse en forma conjunta el positivo y negativo.
- b) En canalizaciones embutidas o pre-embutidas en muros de hormigón o lozas de una construcción sólida se podrá llevar ambos conductores en tuberías no metálicas.

11.4. Está prohibido el uso de tuberías no metálicas en las siguientes condiciones:

- En lugares en que se presenten riesgos de incendio o de explosión
- Como soporte de equipos y otros dispositivos.
- Expuesta directamente a la radiación solar, excepto si el material de la tubería está expresamente aprobado para este uso y la tubería lleva marcada en forma indeleble esta condición.
- Donde están expuestas a daños físicos severos que excedan la resistencia mecánica para la cual la tubería fue diseñada.
- En donde la temperatura ambiente exceda la temperatura para la cual la tubería fue aprobada.
- Para llevar conductores cuya temperatura de servicio exceda la temperatura para la cual la tubería fue aprobada.

11.5. Para las canalizaciones a la intemperie se deberán cumplir las siguientes condiciones:

- Se podrá utilizar bandejas portaconductores para instalaciones a la intemperie, siempre y cuando sean resistentes a la radiación UV, a la corrosión húmeda o salina, a la propagación de llama y resistentes al impacto en conformidad a la norma IEC 61537:2007.
- Se podrá emplear tuberías metálicas (cañerías o tubos eléctricos) y tuberías metálicas flexibles al exterior, siempre y cuando sean resistentes a la corrosión o estén adecuadamente protegidos contra ella y no estén expuestas a daños físicos severos. Véase el anexo N° 1 en el cual se indica los códigos de clasificación de tuberías en montaje fijo en superficie.
- En tuberías metálicas, se tendrá en cuenta la posibilidad de que se produzca condensación de agua en su interior, para lo cual se elegirá convenientemente el trazado de su instalación, previendo la evacuación y estableciendo una ventilación apropiada en el interior de las tuberías, como puede ser, por ejemplo, el uso de una "T" de la que uno de los brazos no se emplea. Todos los ductos metálicos deben ser conectados a tierra. Su continuidad eléctrica deberá quedar convenientemente asegurada.

- Las cajas de conexión y las canalizaciones a la intemperie no deberán obstruir la trayectoria natural de drenaje de agua, así como tampoco transportar agua o promover la acumulación de escombros al interior de cajas de derivación, equipos eléctricos o tableros eléctricos.
  - Los conductores empleados en este tipo de canalizaciones serán aptos para trabajar en este tipo de ambientes.
- 11.6. Los conductores y conexiones eléctricas deberán ser protegidos de la abrasión, tensión, compresión y esfuerzos mecánicos que puedan surgir de ciclos térmicos, viento y condiciones de la instalación, durante la instalación y durante la vida útil de la instalación.
- 11.7. Las canalizaciones eléctricas no se instalarán debajo de elementos que pudieran producir condensación o filtraciones, tales como las destinadas a conducción de vapor, de agua, de gas o similares, a menos que se tomen las consideraciones necesarias para proteger las canalizaciones eléctricas contra los efectos de estas
- 11.8. Los cables no podrán ser colocados directamente sobre el techo o suelo sin estar debidamente canalizados, empleando además las terminaciones correspondientes, tal como prensas estopa en las entradas de las bandejas, o cajas de derivación.
- 11.9. Los cables fotovoltaicos deberán quedar afianzados ordenadamente a la estructura de soporte, a través de clips de sujeción resistentes a la corrosión, humedad y a la temperatura en conformidad a la norma UL 2703, y/o a través de amarras plásticas resistentes a la radiación UV en conformidad a la norma UNE-EN 62275.
- 11.10. Los cables fotovoltaicos no deben tocar la cubierta posterior o parte trasera del módulo fotovoltaico.
- 11.11. Los conductores utilizados en el lado de CC de la unidad de generación fotovoltaica serán de cobre estañado para 1kV en CA y de 1,8kV en CC, y deberán resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica, ya sea fija, móvil, sobre tejado o de integración arquitectónica.
- 11.12. Los conductores a utilizar en la unidad de generación fotovoltaica deberán ser conductores tipo fotovoltaicos con la designación H1Z2Z2-K o equivalentes, que cumplan con los requisitos para su uso en sistemas fotovoltaicos en conformidad a la norma UNE-EN 50618.
- 11.13. Los conductores a utilizar en la unidad de generación fotovoltaica que sean canalizados de manera subterránea deberán ser del tipo H1Z2Z2-K, o equivalente, que cumplan con los requisitos para su uso en condiciones subterráneas y bajo agua.
- 11.14. Los cables subterráneos deben estar canalizados en tuberías, debiendo cumplir con las condiciones de instalación que establece la sección 8.2.16 de la norma NCh Elec. 4/2003.  
Adicionalmente por encima de la canalización deberá instalarse cinta de señalización que advierta la existencia de los cables eléctricos, no degradables en un tiempo menor a la vida útil del cable enterrado.
- 11.15. Los conductores en el lado de CC, que estén expuestos a daños por roedores deberán contar con una protección contra roedores. Para estos

efectos, podrá utilizarse conductores que incorporen dicha protección o deberán canalizarse todos los conductores que formen parte del lado CC, incluyendo las uniones entre módulos.

- 11.16. Los conductores de la unidad de generación deberán tener una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.
- 11.17. Los conductores del lado de CC, deberán ser dimensionados para transportar una corriente no inferior a 1,25 veces la corriente máxima del circuito fotovoltaico.
- 11.18. Los conductores del lado de CA, deberán ser dimensionados para una corriente no inferior a 1,25 veces la máxima intensidad de corriente del inversor y deberán quedar protegidos por el dispositivo de sobrecorriente establecido en el punto 14.15
- 11.19. Los alimentadores o conductores del lado de CA de la unidad de generación deberán tener una sección adecuada para evitar las caídas de tensión y calentamientos, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión entre el punto de conexión a la red y la protección RI de la unidad de generación sea inferior del 3%.
- 11.20. Los alimentadores o conductores del lado de CA de la unidad de generación que requieran ser canalizados a través de líneas aéreas, deberán cumplir con lo siguiente:
- Solo se permitirán conductores aislados montados sobre aisladores
  - Los conductores aislados deberán ser de cobre o de aluminio para líneas aéreas de baja tensión.
  - Cuando se empleen conductores de aluminio o aleación de aluminio debe utilizarse conectores del tipo bimetálicos para realizar la unión con los conductores de cobre de la instalación de consumo.
  - Los conductores aislados montados sobre aisladores sólo podrán instalarse en sitios en que no queden expuestos a daños mecánicos causados por personas u objetos que se manipulen en sus proximidades.
  - Además de lo anterior, deberá cumplir con las exigencias establecidas en la norma NCh Elec. 4/2003.
- 11.21. La sección mínima de los conductores activos será de 2.5 mm<sup>2</sup> y la sección mínima del conductor de tierra será de 4 mm<sup>2</sup>. Para los conductores de tierra que posean una protección mecánica se aceptará que tengan una sección mínima de 2,5 mm<sup>2</sup>.

Nota: se entenderá por protección mecánica a los conductores canalizados en ductos y los multiconductores.

- 11.22. En la determinación de la sección transversal de los conductores de cada arreglo, se deberá considerar la temperatura máxima de operación del arreglo de acuerdo con las condiciones climatológicas del lugar, y elegir la sección transversal de conductor considerando los factores de corrección por temperatura indicados en la tabla siguiente.

Tabla N°1.

Temperatura Ambiente °C	Temperatura nominal de los conductores			
	60°C	75°C	90°C	105°C
30	1	1	1	1
31-35	0,91	0,94	0,96	0,97
36-40	0,82	0,88	0,91	0,93
41-45	0,71	0,82	0,87	0,89
46-50	0,058	0,75	0,82	0,86
51-55	0,041	0,67	0,76	0,82
56-60	-	0,58	0,71	0,77
61-70	-	0,33	0,58	0,68
71-80	-	-	0,41	0,58

- 11.23. Cuando se utilicen cables y cordones flexibles para conectar las partes móviles de los sistemas de orientación de los módulos fotovoltaicos, serán de tipo cordón o cables portátil de servicio pesado; dichos cables serán adecuados para uso extra-pesado, listados para uso a la intemperie y resistentes al agua y a la luz del sol. Cuando la temperatura ambiente supere los 30°C, se aplicarán los factores de corrección de la Tabla N°1.
- 11.24. Los conductores para corriente continua se identificarán o marcarán de color rojo para el conductor positivo, negro para el conductor negativo y verde o verde/amarillo para el conductor de tierra de protección, para el cableado de corriente alterna deberá ajustarse a lo indicado en la norma NCh Elec. 4/2003.
- 11.25. La tensión del aislamiento del conductor de lado de CC no deberá ser menor a 1.000 V.
- 11.26. La capacidad total de generación fotovoltaica no debe ser mayor de la capacidad de transporte del alimentador o del conductor utilizado en la unión entre el tablero general y el empalme.
- 11.27. Los sistemas fotovoltaicos deberán poseer resistencia de aislamiento igual o superior a los valores señalados la tabla N°2.

Tabla 2 – Valores mínimos de resistencia de aislamiento

Método de ensayo	Tensión del sistema ( $V_{oc\ stc} \times 1,25$ ) V	Tensión del ensayo V	Resistencia mínima de aislamiento MΩ
Método de ensayo 1 Separar los ensayos del terminal positivo y negativo del generador	< 120	250	0,5
	120 – 500	500	1
	> 500	1 000	1
Método de ensayo 2 Terminales positivo y negativo del generador cortocircuitados	< 120	250	0,5
	120 – 500	500	1
	> 500	1 000	1

## 12. Inversor.

- 12.1. Los inversores utilizados en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, deberán estar autorizados por la Superintendencia para tales efectos.

- 12.2. La instalación del inversor se deberá realizar según las especificaciones del fabricante, considerando la ventilación, el anclaje, la orientación, y el índice IP, entre otros aspectos. El inversor se deberá situar en un lugar con fácil acceso a personal técnico.
- 12.3. No se podrá instalar un inversor en baños, cocinas o dormitorios, en recintos con riesgos de inundación y recintos con riesgos de explosión. La altura mínima de montaje será de 0,60 m y la altura máxima será de 2,0 m, ambas distancias medidas respecto del nivel de piso terminado. Se podrá excluir de la distancia mínima aquellos inversores que estén dentro de un gabinete o armario o que sean de estos tipos.
- 12.4. Podrán instalarse a la intemperie aquellos inversores que cuenten con un grado de protección de al menos IP55 y con protección contra la radiación solar directa, expresamente aprobado por el fabricante.
- 12.5. La instalación del inversor deberá efectuarse, dejando un espacio mínimo de 15 cm a cada lado del inversor, en los casos que el fabricante especifique distancias mayores a las señaladas, deberán respetarse estas últimas. Los terminales del inversor deben permitir una fácil conexión de conductores o cables aislados.
- 12.6. Los inversores de configuración string, deberán contar internamente o externamente con protecciones contra descargas eléctricas, protecciones de sobre tensión, y protecciones de sobre corriente por cada string. Se aceptará como medio de protección de sobre corriente en la utilización de diodos de bloqueo por cada string.
- 12.7. Para los inversores de configuración string se aceptará el uso de protecciones de sobre intensidad externas tales como fusibles o diodos de bloqueo instaladas en los conductores fotovoltaicos mediante conectores del tipo MC4 o equivalente.
- 12.8. Los inversores deberán contar con una protección anti-isla en conformidad a la norma IEC 62116, la que siempre debe estar activada.

### 13. Microinversor.

- 13.1. Los microinversores utilizados en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, deberán estar autorizados por la Superintendencia para tales efectos.
- 13.2. La instalación del microinversor se deberá realizar según las especificaciones del fabricante, considerando la ventilación, el anclaje, la orientación, y el índice IP, entre otros aspectos.
- 13.3. Los microinversores no deberán quedar expuestos directamente a la luz solar o a la lluvia de forma prolongada.
- 13.4. Se deberá tener una distancia de separación entre la parte inferior del microinversor y el techo de la instalación de al menos 2 cm y una distancia de separación entre la parte superior del microinversor y la parte trasera del panel fotovoltaico de al menos 1,5 cm, en los casos que el fabricante especifique distancias mayores a las señaladas, deberán respetarse estas últimas.
- 13.5. Los terminales del microinversor deben permitir una fácil conexión de conductores o cables aislados.

- 13.6. Se debe respetar la cantidad máxima de microinversores conectados en paralelo, así como también la cantidad máxima de paneles fotovoltaicos indicados por el fabricante.
- 13.7. Los conectores para conexiones en paralelo de microinversores no utilizados deberán ser cubiertos con las tapas estancas indicadas por el fabricante.
- 13.8. Los conductores de CA que salen del último microinversor deben llegar a una caja de interconexión, la cual debe tener el grado IP correspondiente, estar aterrizada y contar con prensaestopas, conectores y similares que permiten mantener el índice de protección de la canalización. Los conductores empleados deben ser los apropiados para las condiciones de ambientes húmedos o mojados.
- 13.9. Los microinversores deberán contar con una protección anti-isla en conformidad a la norma IEC 62116, la que siempre debe estar activada.

#### 14. Protecciones.

- 14.1. Las instalaciones de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución, estarán equipadas con un sistema de protección que garantice su desconexión en caso de una falla en la red o fallas internas en la instalación del propio generador, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.
- 14.2. Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución deberán tener protección de falla a tierra para reducir el riesgo de incendio.
- 14.3. El dispositivo de protección de falla a tierra deberá ser capaz de detectar una falla, interrumpir el flujo de corriente de falla, y dar una indicación que ocurrió la falla.
- 14.4. Los conductores activos de la fuente en que ocurrió la falla serán desconectados en forma automática. Si se desconecta el conductor de tierra del circuito en que ocurrió la falla, para cumplir con los requisitos del punto 14.3, todos los demás conductores del circuito con falla abrirán en forma automática y simultánea.

Se permitirá la desconexión del conductor de tierra del arreglo o la desconexión de las secciones del arreglo que presenten la falla con la finalidad de interrumpir la vía de corriente de falla a tierra.

- 14.5. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red que utilicen sistemas de puesta a tierra TN o TT deberán contar con un monitor de corriente diferencial (RCMU) el que podrá estar incluido en el inversor o ser externo a él. Dicho monitor deberá ser sensible a todo tipo de corriente, capaz de diferenciar entre las corrientes de escape capacitivas condicionadas por el servicio (causadas por las capacidades de los módulos fotovoltaicos a tierra) y las corrientes de falla (causadas por el contacto de un polo del generador FV). El inversor se deberá desconectar inmediatamente de la red en cuanto se supere el valor límite absoluto de 300 mA (protección contra incendios) o el valor de la corriente de falla del lado de CC de 30 mA.

En los casos en que el monitor de corriente diferencial (RCMU) esté incorporado al inversor, deberá cumplir con la norma IEC 62109-2. Para aquellos casos en que el RCMU no esté incorporado en el inversor, deberá satisfacer los requerimientos de las normas IEC 62020 y IEC 60755.

- 14.6. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red que utilicen sistemas de puesta a tierra IT, deberán contar con un vigilante de aislamiento interno o externo al inversor, con señales audibles y/o visibles, el que deberá estar regulado en conformidad al 4.8.2 de la norma IEC 62109-2.
- 14.7. En los casos que el vigilante no esté incorporado al inversor, deberá satisfacer los requerimientos de la norma IEC 61557-8, y deberá desconectar la instalación ante un fallo de aislamiento  $50V/\Omega$  en conformidad a la norma IEC 60364-5-53, anexo H.
- 14.8. Los dispositivos de sobre corriente en el lado CC, serán dimensionados para conducir una corriente no inferior a 1,25 veces la máxima corriente del string y no deberá ser superior a la corriente inversa máxima que soportan los módulos que forman parte del string.
- 14.9. Los fusibles utilizados en el lado CC de las instalaciones fotovoltaicas deberán cumplir con los siguientes requisitos:
- Contar con protección adecuada para sistemas fotovoltaicos contra sobre corrientes y cortocircuitos en conformidad con la norma IEC 60269-6.
  - Ser seleccionados para ser capaces de disipar la potencia que se desarrolla en las peores condiciones de funcionamiento.
  - Estar clasificados para ser utilizado en CC
  - Contar con una clasificación de tensión igual o superior que la tensión máxima del sistema fotovoltaico.
  - Ser de clase gPV para instalaciones fotovoltaicas
- 14.10. Los portafusibles utilizados en el lado CC de las instalaciones fotovoltaicas deberán cumplir con los siguientes requisitos:
- Estar clasificados para ser utilizado en CC
  - Contar con una clasificación de tensión igual o superior que la tensión máxima del sistema fotovoltaico.
  - Contar con una clasificación de corriente admisible igual o superior que el fusible correspondiente.
  - Entregar un grado de protección adecuado a su ubicación.
- 14.11. Los interruptores automáticos y seccionadores utilizados en el lado CC de las instalaciones fotovoltaicas, deberán cumplir los requerimientos establecidos en las normas IEC 60947-2 o IEC 60947-3, y ser adecuados para instalaciones fotovoltaicas, capaces de extinguir arcos eléctricos en CC.
- 14.12. Los descargadores de sobretensión utilizados en instalaciones fotovoltaicas deberán ser del tipo 2, en conformidad a la IEC 61643-11
- 14.13. Cuando se utilicen diodos de bloqueo, su tensión asignada inversa deberá ser 2 veces la tensión máxima del string a circuito abierto. Además, deberán ser instalados de manera que no queden expuestas partes activas, y se protejan de la degradación por efectos ambientales.
- 14.14. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red deberán contar con protección por aislamiento de las partes activas clase II, en el lado de CC.

- 14.15. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, en el lado de corriente alterna, deberán contar con una protección diferencial del tipo A o B, e interruptor general magnetotérmico bipolar, para el caso de las instalaciones monofásicas o tetrapolar para el caso de las instalaciones trifásicas, con una corriente de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.
- 14.16. Las protecciones fotovoltaicas deberán estar contenidas en un tablero eléctrico específico para su uso o en algún tablero eléctrico existente, el cual deberá contar con puerta, cubierta cubre equipos y placa de identificación, cumpliendo además con lo exigido en el capítulo 6 de la Norma eléctrica NCh Elec. 4/2003.
- 14.17. Toda interconexión entre el sistema fotovoltaico y la instalación de consumo deberá realizarse dentro de un tablero eléctrico, a través de barras de distribución cumpliendo con lo establecido en la Norma eléctrica NCh Elec. 4/2003.
- 14.18. La protección diferencial del lado de corriente alterna, indicada en el punto 14.15, que se instale en un sistema fotovoltaico que no presenta como mínimo una separación simple entre los lados de las corrientes continua y alterna, el dispositivo diferencial instalado para garantizar la protección en caso de falla debe ser tipo B conforme con lo especificado en la norma IEC 60755.
- Si el inversor no puede, por construcción, inyectar corrientes continuas de falla en la instalación eléctrica, no se requiere un dispositivo diferencial del tipo B conforme con lo especificado en la norma IEC 60755, en estos casos se podrá utilizar un diferencial tipo A.
- 14.19. La protección diferencial indicada en el punto 14.15, para unidades de generación de potencia instalada inferiores 10kW, deberán ser de una corriente diferencial no superior a 30mA. En unidades de generación de potencia instalada igual o superior a 10kW deberá utilizar una protección diferencial con intensidad diferencial no superior a 300 mA.
- 14.20. El interruptor general magnetotérmico y el diferencial indicado en el punto 14.15 deberán estar instalados y claramente identificados en el tablero de distribución fotovoltaico o en alguno de los tableros eléctricos de la instalación de consumo, además la protección diferencial deberá estar protegida a la sobrecarga y al cortocircuito mediante una protección termomagnética (Ver anexo N°2).
- 14.21. La protección diferencial indicada en el punto 14.15 podrá emplearse para proteger varios circuitos fotovoltaicos con un máximo de 3 inversores, teniendo presente que la corriente de este diferencial debe ser igual o mayor a la corriente nominal de la protección termomagnética aguas arriba, o se aceptará, también que la suma de las corrientes nominales de las protecciones termomagnéticas aguas abajo que dependan del diferencial, no sean mayor a la capacidad nominal de este (ver el anexo N° 3).

14.22. La protección diferencial indicada en el punto 14.15, podrá ser del tipo electrónico asociado a toroide y contactor o desconectador, debiendo cumplir con lo siguiente:

a) El contactor, en caso de falla deberá cortar todos los conductores activos en forma automática, deberá emplear la categoría de utilización AC-1 y será protegido ante sobrecargas y cortocircuitos.

b) La sección del transformador toroidal deberá ser dimensionada para circundar el cableado de alimentación y neutro juntos. Su medición de corriente y su relación de transformación deben ser iguales o mayores a la corriente nominal del punto de la instalación que se está midiendo.

c) su regularse su tiempo de operación como mínimo en 20ms y su corriente nominal debe ser igual o mayor a la corriente nominal de la protección termomagnética aguas arriba.

14.23. Para aquellos casos en que el inversor o microinversor esté a una distancia mayor a 30 metros del tablero eléctrico que contiene sus protecciones eléctricas en CA, se deberá instalar un tablero de distribución fotovoltaica que las contenga y que esté ubicado cerca de la unidad generación (Ver anexo N°3).

14.24. El interruptor general magnetotérmico indicado en el punto 14.15 debe ser un interruptor termomagnético que permita la desconexión del generador fotovoltaico de la red y las cargas locales. La calibración del dispositivo de sobrecorriente se determina en función de la potencia máxima de salida del inversor y deberá cubrir las siguientes especificaciones:

- a) Ser manualmente operable.
- b) Contar con un indicador visible de la posición "On-Off".
- c) Tener la capacidad interruptiva requerida de acuerdo con la capacidad de cortocircuito de la línea de distribución.
- d) Debe ser operable sin exponer al operador con partes vivas.

14.25. En el caso de que la protección termomagnética sea del tipo regulable, el alimentador deberá quedar protegido ante la peor condición, es decir para la corriente más alta del dispositivo de protección.

14.26. En aquellos lugares en que exista peligro de caída de rayos, deberá instalarse las protecciones de pararrayos respectivas, en conformidad las normas IEC 62305-2, IEC 60364-7-712.

## 15. Protección RI

15.1. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red deberán contar con una protección de red (RI), la cual puede estar integrada al inversor o externa al inversor en conformidad a lo establecido en la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación:

a) Si la capacidad instalada del EG  $> 100$  kW, se debe instalar una protección RI centralizada.

b) Si la capacidad instalada del EG  $\leq 100$  kW, no se requiere de la protección RI centralizada, siempre y cuando se cuente con la protección RI integrada en el inversor.

Asimismo, en el caso de EG sin inversores la protección RI deberá ser del tipo centralizada.

- 15.2. Los ajustes de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia de la protección RI, serán establecidos en la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación.
- 15.3. La protección RI centralizada debe ser instalada en un gabinete especial, el cual podrá albergar al interruptor de acoplamiento centralizado y al sistema de control de inyección de tal forma que pueda ser sellado por la empresa Distribuidora. Esta protección debe ser ubicada lo más cercana posible al equipo de medida de la instalación.
- 15.4. La protección RI centralizada debe incorporar un botón de prueba que permita verificar el correcto funcionamiento del circuito entre la Protección RI y el interruptor de acoplamiento. Para este fin, al presionar el botón de prueba debe ser posible visualizar la activación del interruptor de acoplamiento.
- 15.5. En la Protección RI centralizada debe ser posible leer la información independientemente de las condiciones de operación del equipamiento de generación, y sin necesidad de medios auxiliares. En la Protección RI integrada se permite que la información sea obtenida a través de una interfaz de comunicación.
- 15.6. Para sistemas de generación fotovoltaica con capacidad instalada mayor o igual a 100 kW conectados en Media Tensión, la protección RI deberá medir en MT, a excepción de los clientes conectados en MT con punto de medición en baja tensión, y en los casos que el equipo compacto de medida no permita medir en MT, en atención al burden de dicho equipo. Para equipamientos de generación con capacidad instalada inferior a 100 kW, la protección RI podrá medir en MT o BT.
- 15.7. El interruptor acoplamiento centralizado debe ser diseñado para soportar la corriente de cortocircuito permitida y para operar sin retardo frente a la orden de apertura de las funciones de protección RI centralizada.
- 15.8. El Interruptor de Acoplamiento centralizado debe ejecutarse como dos elementos de interrupción galvánicas en serie (ej: relés, interruptor protector de motor, interruptor de corriente mecánico) y debe cumplir el criterio N-1. La capacidad de apertura de ambos interruptores que forman el interruptor de acoplamiento deberá ser dimensionada en concordancia con la máxima contribución de corriente de corto circuito proveniente del sistema de distribución o del equipamiento de generación. En este último caso, se deberá garantizar la desconexión de todos los polos
- 15.9. En el caso en que el interruptor de acoplamiento centralizado se ubique en un lugar distinto a la protección RI, esta última deberá actuar sobre el interruptor de acoplamiento mediante un sistema de disparo transferido (Véase el anexo 4).
- 15.10. El sistema de disparo transferido deberá cumplir con las siguientes características mínimas:
- a) En caso de falla del enlace para la transferencia del disparo, el interruptor de acoplamiento deberá desacoplar al equipamiento de generación inmediatamente.
  - b) Se deberá tomar resguardo contra interferencias que puedan afectar al sistema de disparo transferido.

c) En caso de presencia de grupos de emergencia, se deberá tomar los resguardos necesarios para evitar el paralelismo no intencional entre éstos y el o los equipamientos de generación.

d) Se deberá habilitar también las protecciones RI e interruptores de acoplamiento integrados en los equipamientos de generación.

e) La pérdida de la tensión auxiliar de la Protección RI centralizada o del control de la Protección RI integrada debe llevar a la apertura inmediata del interruptor de acoplamiento.

## 16. Sistema de limitación de inyección

16.1. El sistema de limitación de inyección permite controlar la potencia generada hacia las redes de distribución y debe ser instalado cuando el CIP otorgado es menor al IEP.

16.2. Si el sistema de generación con limitación de energía está constituido por más de un inversor, la comunicación entre ellos debe realizarse de forma alámbrica, con RS485, ethernet o equivalente dispuesto por el fabricante. El sistema de comunicación elegido e implementado debe utilizar un cableado de largo efectivo menor a lo que el protocolo y fabricante recomiendan para garantizar buen desempeño (véase el anexo 5).

16.3. La comunicación entre los inversores, equipos de monitoreo de inyección u otros dispositivos utilizados en el sistema de limitación de inyecciones debe operar en señales en una ventana de 1 segundo.

16.4. El máximo tiempo de actuación del sistema de limitación de inyección en reducir la potencia exportada actual a un valor igual o menor al IEP será de 5 segundos.

16.5. En caso de que cualquiera de los componentes sistema de limitación de inyección, falle, pierda su comunicación, señal o su fuente de alimentación, el sistema deberá reducir la potencia inyectada a la red a un valor que sea menor o igual al IEP en una ventana de 5 segundos.

16.6. Los datos de monitoreo de los equipos del sistema de limitación de inyecciones deben disponer la posibilidad de ser extraídos, mediante su comunicación, datalogger u otro medio equivalente.

## 17. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

17.1. Deberán conectarse todas las partes metálicas de la instalación a la tierra de protección. Esto incluye las estructuras de soporte, pasillos técnicos y las carcasas de los equipos.

17.2. La puesta a tierra de protección de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas, se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

17.3. Las conexiones a un módulo o panel de la unidad de generación fotovoltaica deben estar hechas de modo que sí se quita un módulo o panel del circuito de la fuente fotovoltaica no se interrumpa la continuidad de ningún conductor puesto a tierra de cualquier otro circuito de fuente fotovoltaico.

- 17.4. El aterrizaje de los módulos o paneles, así como de los inversores y microinversores, se deberá realizar como lo establecen los diferentes fabricantes, con el fin de respetar la garantía de los productos.
- 17.5. El sistema de puesta a tierra utilizado para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de distribución será el siguiente:
- 17.5.1. En caso de instalaciones con separación galvánica, podrá utilizarse el sistema IT o de neutro aislado, por lo que ningún conductor activo será puesto a tierra, sin perjuicio de que todas las partes metálicas de los aparatos y soportes que forman parte de la instalación, deberán estar conectadas entre sí y puestas a tierra según la configuración indicada en el presente punto normativo.
- 17.5.2. En caso de instalaciones sin separación galvánica, la instalación será TT o TN, por lo que el conductor identificado como neutro estará puesto a tierra, al igual que todas las partes metálicas de los aparatos y soportes que forman parte de la instalación.
- 17.6. El sistema de puesta a tierra utilizado deberá cumplir con los requerimientos de seguridad y valores establecidos en la norma NCh Elec. 4/2003.
- 17.7. Se podrá superar el valor resultante de la puesta a tierra de 20 Ohm, solamente en las instalaciones de baja tensión que cumplan con los siguientes puntos:
- En instalaciones de consumo cuyo empalme no supere los 10kW de potencia.
  - En instalaciones de consumo que cuenten con un esquema de conexión del sistema de puesta a tierra TN.
  - Cuando el sistema fotovoltaico utilice el sistema de puesta a tierra de la instalación de consumo.
  - Cuando el valor resultante de la puesta a tierra no supere los 80 Ohm.
- 17.8. La medición de la resistencia de puesta a tierra deberá realizarse en conformidad a los procedimientos descritos en el anexo N° 6 o en la norma IEEE Std. 81.
- 17.9. Debe considerarse el efecto del sistema de puesta a tierra en el aumento del nivel de cortocircuito y en la coordinación de protecciones correspondiente.
- 17.10. La conexión de un nuevo sistema de puesta a tierra con uno existente debe mantener al menos las mismas características del conductor de mayor sección, para soportar la corriente de cortocircuito en el peor caso. La unión entre estos sistemas de puesta a tierra debe ser a través de procesos de soldadura exotérmica o métodos de compresión permanente aprobados para la unión de puesta a tierra, de manera que aseguren la continuidad eléctrica.

## 18. Rotulación y señalización

18.1 Todas las rotulaciones, señalizaciones, procedimientos y advertencias requeridas en este instructivo deberán cumplir con lo siguiente:

- Ser indelebles
- Ser legibles
- Estar diseñadas y fijadas de manera que sean legibles durante la vida útil del equipo o tablero al que están adheridas o relacionadas
- Ser simples y comprensibles

18.2 El equipo de medida deberá contar con una placa de advertencia ubicada al frente o a un costado, de manera que sea visible y con el siguiente texto:

**PRECAUCIÓN  
ESTA PROPIEDAD CUENTA CON UN SISTEMA DE GENERACIÓN  
FOTOVOLTAICA**

18.3 El tamaño de la placa indicada en 18.2 será como mínimo de 70 mm por 40 mm. La inscripción será indeleble y la letra tendrá un tamaño de 5 mm como mínimo.

18.4 La unidad de generación fotovoltaica, deberá contar con las respectivas señaléticas de seguridad como se describe a continuación:

- a. La señalética deberá estar instalada cercana a los paneles fotovoltaicos, en la estructura que los soporta o en el acceso a estas instalaciones.
- b. La forma constructiva y dimensiones de la señalética deben cumplir con lo detallado en el anexo N° 7 de este instructivo.

18.5 Todos los equipamientos, protecciones, interruptores, terminales y alimentadores del EG a la llegada de la barra del punto de conexión deben estar rotulados.

18.6 Todas las cajas de conexión o junction box de CC, deberán contar con una placa de identificación en forma legible e indeleble que indique este nombre, además de un etiquetado de peligro indicando que las partes activas dentro de la caja están alimentadas por la unidad generadora y que pueden todavía estar energizadas tras su aislamiento o apagado del inversor y la red pública.

18.7 Se instalará una placa de identificación legible e indeleble por parte del instalador al momento de montaje de la unidad de generación, ubicada en el tablero eléctrico que contiene las protecciones fotovoltaicas o en los medios de desconexión, en un sitio accesible, en el cual se especifique la capacidad de la fuente fotovoltaica y que indique:

- a) Nombre del tablero eléctrico
- b) La corriente de operación (CC)
- c) La tensión de operación (CC)
- d) La tensión máxima del sistema (CC)
- e) Potencia máxima (CA)
- f) Corriente de cortocircuito (CC)

Para los casos de microinversores, los datos a especificar son los siguientes:

- a) Nombre del tablero eléctrico
- b) Cantidad de microinversores
- c) La tensión de operación (CC)
- d) Potencia máxima (CA)
- e) Corriente de cortocircuito (CC)

- 18.8 Se deberá identificar claramente el o los conductores provenientes del inversor o microinversor que ingresen a la barra de distribución de un tablero diferente al tablero fotovoltaico, tanto en su aislación o cubierta protectora como en el tablero. Se deberá identificar además la barra de distribución donde se conecte la generación, diferenciándola del resto de barras de distribución que contenga el tablero eléctrico.
- 18.9 Todas las cajas de paso, unión o derivación empleadas entre el panel y el tablero eléctrico que contiene las protecciones fotovoltaicas, deberán contar con una señalética de peligro.
- 18.10 Los propietarios de las unidades de generación fotovoltaicas deberán contar con procedimientos abreviados de apagado de emergencia del inversor, el cual deberá estar ubicado a un costado del inversor. Para el caso de los microinversores, el procedimiento de apagado deberá estar ubicado en el tablero eléctrico que contiene las protecciones del sistema fotovoltaico. El tamaño de la letra del procedimiento será como mínimo de 6 mm.
- 18.11 Los conductores positivos y negativos de diferentes strings al llegar a la junction box o al inversor deberán estar debidamente rotulados de manera indeleble e indicando el N° de string al que pertenecen.
- 18.12 Toda instalación que cuente con baterías deberá contar con un diagrama de conexionado de las baterías indicando además la siguiente información del sistema de baterías:
- Marca, modelo y cantidad
  - Tecnología
  - Capacidad (A/h)
  - Voltaje y corriente del sistema (CC)
  - Vida útil (años según fabricante)
  - Tipo de conexión
  - Conductores empleados (sección en mm<sup>2</sup> y aislación)
  - Sección de terminales o borneras para interconexión.

## 19. Interfaz con red.

- 19.1 La instalación fotovoltaica deberá conectarse en paralelo con la red y contribuir a abastecer el suministro de energía a la red. Si existe una carga local en el inmueble, ésta debe ser alimentada por cualquiera de las dos fuentes, por ambas simultáneamente u otro medio interno.
- 19.2 La instalación fotovoltaica debe contar con un medio de desconexión que permita su separación de la red en caso de falla o para realizar labores de mantenimiento.

Para garantizar la seguridad y flexibilidad en la operación del sistema fotovoltaico conectado a la red, se deben emplear dos interruptores de separación en la interfaz con la red, un interruptor general del sistema fotovoltaico indicado en el punto 14.15 para aislar la instalación fotovoltaica

de la red, y otro dispositivo de desconexión deberá ir ubicado en el empalme o punto de conexión a la red de distribución (Ver el anexo N° 2).

## 20. Equipo de Medida

- 20.1 Los sistemas de medición, monitoreo y control de los equipamientos de generación serán de propiedad y responsabilidad de la Empresa Distribuidora y deberán ser implementados por ésta, de acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación.
- 20.2 Los equipamientos de generación con una capacidad instalada superior a 30 kW deberán contar con un equipo de monitoreo de generación con capacidad de integrarse al sistema de medición monitoreo y control de la empresa distribuidora, de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación. Este equipo de monitoreo de generación deberá quedar montado en el tablero de distribución del equipamiento de generación y claramente rotulado.
- 20.3 Los sistemas de medición monitoreo y control que cuenten con un sistema limitador de inyecciones, deberán ser capaces de generar una alerta cuando se supere la IEP autorizada de acuerdo a lo establecido en artículo 5-4 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación.

## 21. Sistema de almacenamiento

- 21.1. Los sistemas de almacenamiento que formen parte de instalaciones de Generadoras Residenciales acogidas a la Ley de Generación Distribuida serán diseñados en conformidad con el instructivo técnico que dicte la Superintendencia para estos efectos. Mientras no se desarrolle y publique dicho instructivo, las instalaciones acogidas a la Ley de Generación Distribuida que cuenten con sistemas de almacenamiento de energía deberán cumplir con las siguientes disposiciones.
- 21.2. De existir baterías en el equipamiento de generación, se deberá respetar para el diseño, montaje, operación, inspección y mantenimiento los requisitos descritos en la norma UNE EN 50272-2.
- 21.3. La instalación de baterías deberá disponer de dispositivos de protección aislados ante sobrecorriente para su desconexión en corriente continua.
- 21.4. Las conexiones principales de los bornes deberán estar diseñadas para soportar las fuerzas electromagnéticas que se producen en un cortocircuito.
- 21.5. Todas las conexiones de la batería hasta su dispositivo de protección se deberán realizar de manera tal que no se produzca un cortocircuito en cualquiera de las condiciones posibles.
- 21.6. Los terminales de las baterías deben estar fácilmente accesibles para lecturas, inspecciones y limpieza, cuando sea requerido según el diseño del equipo. A su vez los conductores eléctricos deben estar correctamente identificados con su polaridad y sección milimétrica.
- 21.7. Los conductores empleados deben soportar la corriente a transportar y deben protegerse tanto a la sobrecarga como al cortocircuito.

- 21.8. Los conductores de baterías deben ser los adecuados y lo más cortos posibles.
- 21.9. Las partes energizadas de los sistemas de baterías de las viviendas deben estar resguardadas para evitar el contacto accidental con personas u objetos, independientemente de la tensión o tipo de batería.
- 21.10. Cuando la corriente disponible de cortocircuito de una batería o banco de baterías de un sistema solar fotovoltaico sea mayor que la capacidad nominal de interrupción o la de soporte de los demás equipos instalados en el circuito, en cada uno de los circuitos y cerca de las baterías se debe instalar un dispositivo limitador de corriente o dispositivo de protección contra sobrecorriente.
- 21.11. Para facilitar el mantenimiento y reparación, el banco de baterías debe tener una protección por sobrecarga mediante fusible con carcasa cubierta y aislada por polaridad. Además, debe agregarse un selector que permita la desconexión del banco de baterías por cada polaridad como medida de segregación.
- 21.12. Solo podrán conectarse en paralelo baterías que aseguren tener las mismas características eléctricas y la misma química. En el caso que no sea posible demostrar ello, se deberá utilizar baterías nuevas con las mismas características entre sí.
- 21.13. Cuando la carga de acumulación en las baterías supere los 1000 A/h, se deben realizar el estudio de cálculo asociado al valor mínimo de la corriente de aire para la ventilación del lugar o compartimento donde se alojen las baterías.
- 21.14. El lugar donde se instalen los sistemas de almacenamiento debe estar resguardado y correctamente ventilado para evitar acumulación de gases liberados por la batería en caso de que así sea.
- 21.15. Los lugares o salas de baterías se consideran seguros cuando, ya sea por medio de la ventilación natural o forzada (artificial), la concentración de hidrógeno se mantiene por debajo del límite de seguridad.
- Nota aclaratoria: El objeto de ventilar un lugar donde hay una batería es mantener la concentración de hidrógeno por debajo del Límite Inferior de Explosión (LEL), que es del 4% del volumen.*
- 21.16. Para el caso de instalaciones consideradas como “Local de reunión de personas” (locales asistenciales, educacionales, de entretenimiento, guarderías, etc.), los sistemas de batería deben estar contenidos en una habitación separada de otras partes de la edificación, con una barrera contra incendios que soporte un mínimo de 2 horas. Para el caso de instalaciones diferentes a las nombradas anteriormente, el sistema de almacenamiento con baterías debe estar en una habitación separada de otras partes del edificio, con una barrera contra incendios que soporte un mínimo de 1 hora.
- 21.17. Las baterías irán montadas sobre soportes y bajo ellas se colocarán bandejas que cumplan las siguientes condiciones:
- Los soportes podrán ser de madera tratada, de metal tratado o materiales tales como fibra de vidrio, de modo que sean resistentes a la corrosión provocada por acción del electrolito. En todo caso, las partes del soporte que estén en contacto directo con las baterías deberán ser de material no conductor.
  - Las bandejas irán colocadas bajo las baterías y serán de madera tratada u otro material no conductor resistente a la acción corrosiva del ácido.

- El lugar donde se instale el banco de baterías debe estar en una altura de al menos 0,15 m, medida desde su punto más bajo sobre el nivel del piso terminado.

- Cuando las baterías se encuentren en diferentes niveles o racks, la conexión eléctrica entre las baterías y los cables no debe presentar tensión mecánica.

- Se debe evitar el acceso a la instalación del banco de baterías a personal no calificado a través de un cerramiento con llave u otro elemento, a menos que se encuentre localizado en una sala de equipos separada donde solo haya acceso para personal autorizado.

21.18. Los sistemas de baterías deben estar apoyados sísmicamente acorde a lo señalado por las normativas constructivas vigentes.

21.19. Para las capacidades indicadas en la tabla N° 4, se deben cumplir las exigencias descritas en la tabla N° 5.

**Tabla N°4. Exigencias mínimas para considerar en el diseño de un sistema de almacenamiento en función de las capacidades energéticas**

Compuesto base	Capacidad mínima para medidas de seguridad	Capacidad para "Peligro Alto"
Plomo-ácido	40 kWh	600 kWh
Níquel-cadmio	40 kWh	600 kWh
Baterías de litio	20 kWh	600 kWh
Baterías de flujo <sup>1</sup>	20 kWh	600 kWh
Otro tipo de tecnología de baterías	10 kWh	200 kWh

<sup>1</sup> Incluye vanadio, zinc-bromo, polisulfuro-bromo, y otros tipos de flujo electrolítico.

21.20. Para el caso de instalaciones que encuentren bajo la capacidad señalada en la Tabla N°4, las cuales preferentemente son instalaciones del tipo domiciliario, se debe tener las siguientes consideraciones de seguridad:

- Instalación de baterías debe estar apoyada sísmicamente acorde a lo señalado por las normativas constructivas vigentes.
- Diseño de habitáculos cerrados con ventilación.
- Los materiales para la carcasa y los estantes que contengan las baterías serán del tipo ignífugo.
- Las baterías deben incluir empotramiento en el lugar que se almacenen.
- Las baterías no deben colocarse debajo de inversores o equipos electrónicos
- La instalación debe incluir fusible de sobrecarga y sobrecorriente, como se señala en los numerales precedentes.
- Las partes energizadas de los sistemas de baterías de las viviendas deben estar resguardadas para evitar el contacto accidental con personas u objetos, independientemente de la tensión o tipo de batería.
- El lugar de almacenamiento de baterías debe ser cerrado, de manera que solo personas autorizadas puedan acceder. En el acceso principal deben existir logos de advertencia que indiquen lo que ahí se maneja.
- se debe instalar la señalética indicada en el numeral 21.23 de este instructivo.

**Tabla N°5. Exigencias mínimas para considerar en el diseño de un sistema de almacenamiento en función de las capacidades energéticas**

Requerimientos	Baterías de plomo-ácido	Baterías de níquel-cadmio	Baterías plomo-ácido reguladas por válvula	Litio
Tapas de seguridad	Tapas de purga	Tapas de purga	Tapa contenedora de flama auto sellante	-
Gestión térmica "fuera de control" (Thermal runaway)	No se requiere sistema, a excepción de las baterías con válvula reguladora (VRLA) que deben contar con un sistema que evite, detecte y controle el embalamiento térmico en el proceso de carga y descarga de baterías. Puede estar incluido en sistema BMS.	Se requiere sistema	Requerido	Requiere un sistema que evite, detecte y controle el embalamiento térmico. Puede venir incluido con el BMS.
Control de derrames	Cuando existan baterías con electrolito líquido de flujo libre con recipientes individuales que tengan una capacidad mayor a 200 litros o múltiples recipientes con una capacidad total que excede los 3700 <i>litros</i> de volumen, deben contar con control de derrames que evite el flujo de líquidos a áreas adyacentes. Esto no aplica para el caso de baterías con válvula reguladora (VRLA). Para la neutralización, en caso de derrame se recomienda tener un mecanismo capaz de mantener el <i>pH</i> entre 7.0 y 9.0.		No requerido	
Ventilación	Se tomará uno de los criterios, en la peor situación: a) El sistema de ventilación debe estar diseñado para limitar la concentración máxima de hidrógeno a 1.0% del volumen total de la habitación durante el peor de los casos de carga o descarga. b) La ventilación mecánica se debe proporcionar a una velocidad de al menos 5.1 <i>l/s/m2</i> del área del piso de la habitación o gabinete, en forma continua.			Se tomará uno de los criterios, en la peor situación:  a) El sistema de ventilación debe estar diseñado para limitar la concentración máxima al 25% del Límite de Inflamabilidad Inferior del volumen total de la habitación durante el peor de los casos de carga o descarga.  b) La ventilación mecánica se debe proporcionar a una velocidad de al menos 5.1 <i>l/s/m2</i> del área del piso de la habitación o gabinete, en forma continua.
Señalización	Requerido véase el numeral 21.23 de este instructivo			
Control sísmico	Los sistemas de baterías deben estar apoyados sísmicamente acorde a lo señalado por las normativas constructivas vigentes. Centrarse en normativas NCh 2369 Of2003 y NCh 433 Of1996.			
Detección de humo	El sistema automático de detección de humo requerido debe ser supervisado por una estación centralizada, propietaria o remota, o una alarma local que emita una señal audible en una ubicación constantemente atendida. Para lugares normalmente desocupados, estructuras de telecomunicaciones independientes, con una superficie bruta menor a 140 <i>m2</i> no se requerirá una detección de humo.			

21.21. Al emplear baterías de litio, deberán instalarse equipos o sistemas de monitoreo de baterías (BMS o Battery Management System) que indiquen el estado de carga de dichas baterías.

21.22. Los bancos de baterías de plomo-ácido o níquel-cadmio deberán contar con equipos, BMS u otro medio tal que permita mantener las baterías dentro de un rango de operación adecuado.

21.23. El lugar donde se instalen los sistemas de almacenamiento debe contar con la señalética y rotulación que se menciona en los siguientes numerales:

21.23.1 La instalación de un banco de baterías debe contener una señalética ubicada al frente o a un costado de ésta, de manera que sea visible y con la siguiente información:

- a. Química de batería
- b. Modelo de baterías a utilizar.
- c. Capacidad del banco.
- d. Configuración física del banco de baterías (arreglo serie y paralelo).
- e. Energía disponible a utilizar.
- f. Indicar la corriente de carga y descarga recomendada por fabricante.
- g. Indicar tensión máxima y mínima de las baterías (de carga y descarga).
- h. Temperatura de operación.

Características Técnicas Banco de Baterías	
Modelo batería:	Modelo_de_batería
Química Batería	Plomo ácido
Configuración	2P 5S
Energía disponible	4.8 kWh
Capacidad	80 [Ah]
Corriente carga	40 [A]
Corriente descarga	160 [A]
Rango tensión operación	50 [V] a 71.5 [V]
Rango temperatura operación	-5 [°C] a 55 [°C]
Volumen	100 litros

21.23.2 Se debe instalar en la puerta de acceso a los sistemas de almacenamiento, en la habitación o el gabinete que lo contiene, la siguiente señalización:



21.23.3 El medio de desconexión debe estar legiblemente señalizado y debe incluir:

- a. Voltaje nominal del banco de baterías
- b. Corriente máxima disponible de cortocircuito derivado desde el sistema de almacenamiento.

c. El tiempo de despeje (clearing time) o la duración del arco en función de la corriente disponible para cortocircuito desde el sistema de almacenamiento y los dispositivos de protección asociados.

21.23.4 En caso de que se tenga un sistema de gestión de baterías (BMS) debe indicarse sus funciones y ajustes.

21.23.5 Para el caso de los inversores conectados a baterías, se debe indicar que este equipo funciona con baterías y se debe señalar los datos técnicos de entrada y salida de tensión y corriente en CA y CC.

21.23.6 Se debe dejar una señalética que indique el procedimiento abreviado de encendido y apagado normal del sistema de almacenamiento, el cual deberá estar ubicado a un costado del sistema de almacenamiento.

21.23.7 Los propietarios de las unidades de generación fotovoltaicas deberán contar con procedimiento de apagado de emergencia del sistema de almacenamiento y el número de contacto para llamar en caso de emergencia.

## 22. Parámetros Eléctricos

Los sistemas de generación fotovoltaica conectados a la red de distribución deberán cumplir con las exigencias de calidad de suministro y parámetros de seguridad establecida en la norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación.

## 23. Pruebas e inspección

23.1 La puesta en marcha sólo podrá ser realizada por el instalador eléctrico autorizado responsable de la declaración de puesta en servicio y personal de la empresa distribuidora de energía eléctrica cuando corresponda.

23.2 Será responsabilidad del instalador realizar todas las pruebas necesarias para garantizar la seguridad de la instalación del generador fotovoltaico, las cuales deberán ser documentadas a través de un informe de ensayos y mediciones del generador – Verificación inicial (Ver Apéndice N°4.1 y 4.2 del instructivo técnico RGR N° 01/2019).

23.3 Antes de la puesta en servicio, como mínimo deberán verificarse los siguientes aspectos:

23.3.1 La UG, módulos, tableros, conductores y sus componentes cumplen con el etiquetado, rotulación y señaléticas requeridas en la instrucción técnica.

23.3.2 Fijación de la estructura.

23.3.3 Fijación de los módulos fotovoltaicos a la estructura.

23.3.4 Los módulos fotovoltaicos se encuentran sin daños.

23.3.5 Verificar que están conectadas todas las partes metálicas de la instalación a la tierra de protección. Esto incluye las estructuras de soporte y las carcasas de los equipos.

23.3.6 Los conductores y conexiones eléctricas no deben quedar sometidos a esfuerzos mecánicos permanentes ni accidentales.

- 23.3.7 Los conductores y la canalización instalados conforme a la norma eléctrica NCh 4/2003 y a lo especificado en el punto 11 de este documento.
- 23.3.8 La caja de diodos de los módulos fotovoltaicos, los inversores y demás componentes de la instalación tienen un IP que cumple con lo indicado en el este documento.
- 23.3.9 Los tableros cumplen con el grado IP para el lugar donde se encuentran instalados.
- 23.3.10 Las conexiones eléctricas cumplen con lo estipulado en el punto 9 de este documento.
- 23.3.11 Verificar que la capacidad del conductor del lado CC de la UG, sea superior a la capacidad de la protección de sobrecorriente.
- 23.3.12 El código de colores para CC es el mismo que el referido en el punto 11.25 de este documento.
- 23.3.13 El código de colores para los conductores de CA cumple con la norma NCh 4/2003.
- 23.3.14 El conductor utilizado es del tipo fotovoltaico con la designación H1Z2Z2-K o equivalente.
- 23.3.15 Verificación de polaridad.
- 23.3.16 Verificación de resistencia de aislamiento.
- 23.3.17 Continuidad del sistema de puesta a tierra y/o red equipotencial.
- 23.3.18 Medición de puesta a tierra y verificar que los valores de tierra de servicio y protección cumplen con la norma NCh 4/2003.
- 23.3.19 Verificarse el funcionamiento del seccionador, de las cajas de conexión o junction box.
- 23.3.20 Verificar que las cajas de conexión o junction box, cumplen con lo descrito en los puntos 9.9, 9.11, 9.12 y 9.13.
- 23.3.21 Verificar que los rangos de corriente máxima y tensión máxima del string estén en conformidad a los rangos de entrada del inversor.
- 23.3.22 Verificar que la capacidad de generación no sea mayor que la capacidad de su empalme, y alimentador.
- 23.3.23 Medición de parámetros eléctricos en lado CC y CA del inversor, corriente, tensión y frecuencia, en caso de micro-inversores solo CA.
- 23.3.24 Medir tensión de string a circuito abierto y verificar que la totalidad de módulos fotovoltaicos en cada uno de los string de la entrada al inversor no supera los 1000V.
- 23.3.25 Verificar que la UG cuenta en el tablero general o distribución con un automático y diferencial no superior a 300mA destinados a la UG. (de 30 mA para el caso de microinversores y para instalaciones menores o iguales a 10kW)

23.3.26 Pruebas al inversor. Comprobar la correcta operación del inversor según manual de instalación del producto. Las pruebas mínimas son:

- Arranque y paro automático.
- Prueba Básica Anti-Isla, desconectar automático del empalme y verificar que inversor se desconecte en forma automática.
- verificar que el inversor se conecte en un tiempo no inferior a 60 segundos.

23.3.27 Pruebas a la protección RI Centralizada.

- Probar que el botón de prueba que permite verificar el correcto funcionamiento del circuito entre la protección RI y el interruptor de acoplamiento esté operativo
- Probar que el conductor que realiza la comunicación entre la protección RI centralizada y el interruptor de acoplamiento realice el acoplamiento del equipamiento de generación en caso de funcionamiento normal.
- Probar que el conductor que realiza la comunicación entre la protección RI centralizada y el interruptor de acoplamiento realice el desacoplamiento del equipamiento de generación en caso de falla del enlace de transferencia

23.3.28 Pruebas al sistema de limitación de inyección. Probar que ante la pérdida de comunicación, señal o fuente de alimentación se reduzca la potencia inyectada a la red en un tiempo menor o igual a 5 segundos.

23.3.29 Pruebas a la protección diferencial del tipo electrónico indicado en el punto 14.22 de este instructivo, junto a su transformador toroidal y contactor.

23.3.30 Verificación de parámetros de frecuencia, voltaje y ajuste de protecciones en conformidad a la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación

23.3.31 Verificar existencias de procedimientos de apagado de emergencia en el emplazamiento, el cual siempre debe comenzar indicando la desconexión de la corriente alterna.

23.3.32 Verificar existencias de la documentación sobre el diagrama unilineal y conexionado de baterías y sus procedimientos de funcionamiento, carga y descarga y de emergencia.

## 24. Mantenimiento y Trabajo Seguro.

24.1 Disposiciones Generales de operación y mantenimiento

24.1.1 Los propietarios de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red deberán contar con procedimientos de operación, mantención, emergencia y análisis de riesgo para instalaciones, según lo establecido en el apéndice N° 5 del instructivo técnico RGR N° 01/2019 o las disposiciones que la reemplacen.

24.1.2 Se deberá considerar, en el proyecto y en las etapas de inspección y mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas, un procedimiento de emergencias que considere los contactos telefónicos de los servicios

de urgencia para el caso de accidentes o incidentes con daños a la propiedad, y de los servicios públicos relacionados con la seguridad de las personas o bienes.

24.1.3 Es deber de los propietarios de las unidades de generación, mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligro para las personas o cosas.

## 24.2 Seguridad en las labores de operación y mantenimiento

24.2.1 Las intervenciones en instalaciones deberán ser ejecutadas y mantenidas de manera que se evite todo peligro para las personas y no ocasionen daños a terceros.

24.2.2 Las intervenciones en instalaciones se deberán efectuar con medios técnicos que garanticen seguridad tanto para el personal que interviene como para las instalaciones intervenidas.

24.2.3 Los trabajos en instalaciones eléctricas, aun cuando no estén con presencia de tensión, deberán ser ejecutados por personal preparado y premunido de equipos y elementos de protección personal apropiados.

24.2.4 A cada persona que intervenga en instalaciones eléctricas deberá instruírsele en forma clara y precisa sobre la labor que le corresponda ejecutar y sus riesgos asociados. Además, deberá mantenerse una adecuada supervisión a las labores que se ejecutan en las instalaciones.

24.2.5 Las herramientas que se utilicen para trabajos con energía, con método de contacto, deberán ser completamente aisladas y acordes al nivel de tensión en el cual se esté interviniendo. Si se detecta cualquier defecto o contaminación que pueda afectar negativamente las cualidades de aislamiento o la integridad mecánica de la herramienta, ésta deberá ser retirada del servicio.

24.2.6 Se debe mantener el espacio el sistema de baterías y las entradas de ventilación limpias. Evitar material inflamable cerca del sistema de baterías

## 24.3 Exigencias para realizar intervenciones seguras

24.3.1 Las instalaciones deberán llevar señalética con simbología e inscripciones que representen llamativamente el peligro de muerte al cual se exponen las personas, por contacto o cercanía a los conductores y equipos energizados.

- 24.3.2 En la etapa de ejecución de una instalación fotovoltaica, ésta deberá estar provista de señales de advertencia y de peligros en las zonas que se encuentran energizadas, y se deberán marcar las principales características eléctricas de todos los componentes energizados ubicados en la parte exterior e interior del recinto, a fin de evitar posibles accidentes a las personas que operan en la instalación
- 24.3.3 Cuando se intervengan instalaciones fotovoltaicas deberá verificarse el disyuntor de protección del inversor por fase en la parte de corriente alterna, el switch del inversor, cuando corresponda, en la parte de corriente continua, la tarjeta de operación para la operación de bloqueo y la tensión en los componentes que se manipularán.
- 24.3.4 En salas eléctricas o de subestaciones transformadoras, donde se instalen los inversores, se deberán tomar las debidas precauciones de seguridad para no interferir el normal funcionamiento de los equipos instalados en las salas.
- 24.3.5 Para el entorno de las instalaciones fotovoltaicas y en la etapa de montaje de paneles solares, se deberá contar con un análisis de riesgo que considere todas las medidas de prevención tendientes a evitar alteraciones o fallas en las instalaciones existentes.
- 24.3.6 Las unidades o inversores de las instalaciones fotovoltaicas no deben ser manipuladas o intervenidas por personas no capacitadas, a fin de evitar accidentes graves por peligro de choque eléctrico.
- 24.3.7 En las instalaciones fotovoltaicas, los paneles conectados a la unidad inversora expuestos a la luz natural o artificial, deben considerarse en la condición de energizado y se deberán tomar todas las medidas efectivas para evitar contactos eléctricos con las partes energizadas.
- 24.3.8 En los sistemas de respaldo mediante el uso de un banco baterías, se debe tomar las precauciones de ventilar previamente el recinto antes de ingresar y verificar la ausencia de los gases emanados por estas baterías.
- 24.3.9 Para minimizar el riesgo en intervenciones a sistemas de almacenamiento a través de baterías, el sistema debe contar con lo siguiente:
- Utilizar bornes cubiertos para permitir mantenimientos frecuentes. Esto evita el contacto directo con elementos energizados.
  - Debe haber una distancia mínima de 1.5 m entre componentes energizados no aislados, que tienen una tensión nominal a 120 Vdc y que pueden tener contacto en simultáneo.
  - Existencia de fusibles que previenen el contacto con componentes energizados.
  - Las personas que realicen mantenimiento no deben contar con elementos metálicos como parte de su vestimenta (anillos, cadenas, pulseras, entre otros).
  - En el caso de haber baterías con tensión nominal mayor a 120 Vdc, se recomienda utilizar ropa de seguridad aislada y propiciar un aislamiento local que evite el contacto con el piso o componentes aterrizados.
  - Se debe aislar el circuito antes de conectar o desconectar las baterías.

24.3.10 En la etapa de prueba de una instalación fotovoltaica se debe verificar que los switch de la unidad inversora (encendido / apagado) estén plenamente identificados y el esquema unilineal simple tenga identificado (componentes físicos con igual marca) todos los puntos de apertura y desconexión del sistema.

CONSULTA PÚBLICA

## ANEXO N° 1

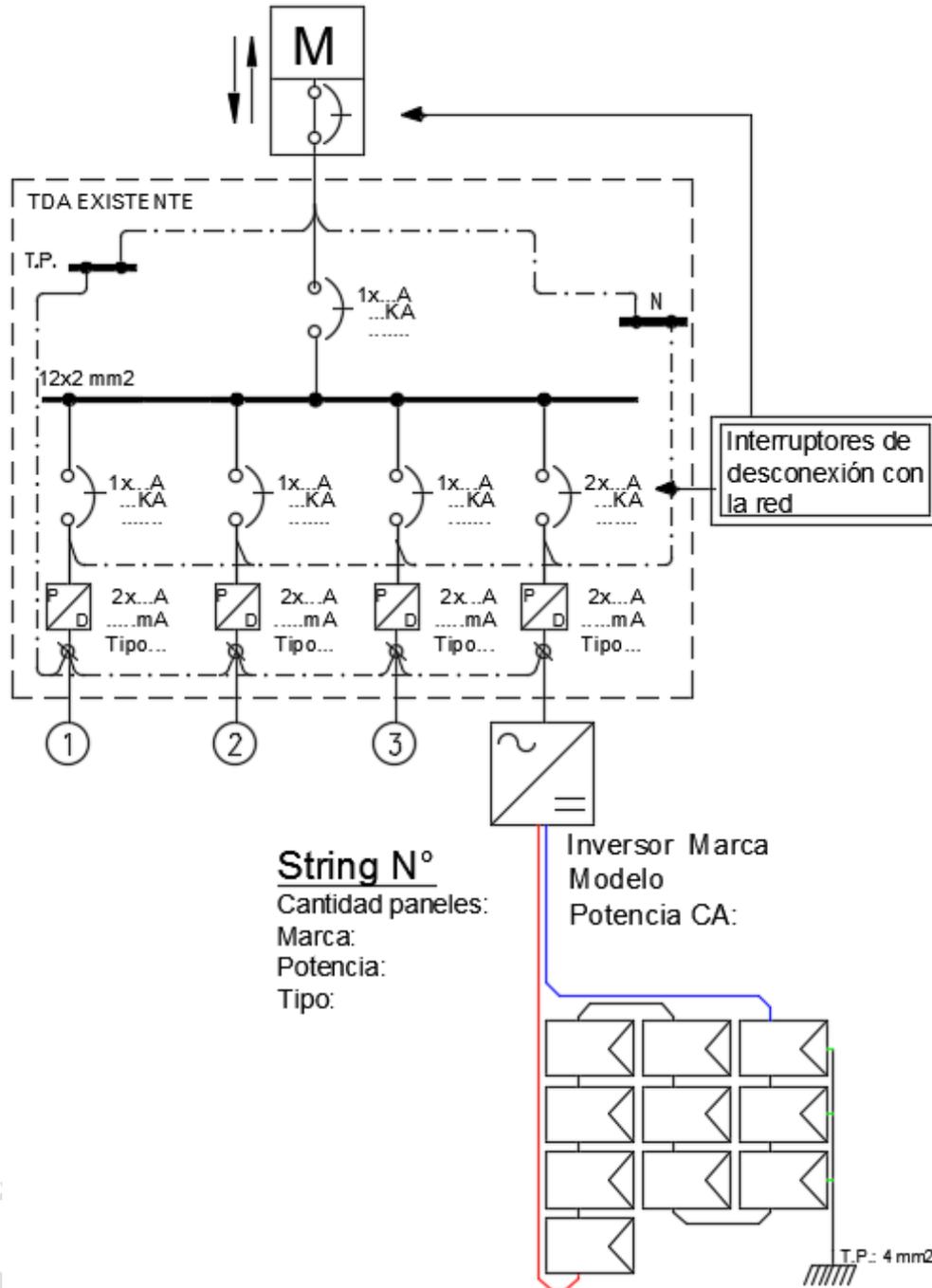
CÓDIGOS MÍNIMOS DE CLASIFICACIÓN DE TUBERÍAS SEGÚN MONTAJE FIJO EN SUPERFICIE

<b>Códigos mínimos para tuberías en montaje fija en superficie (sobrepuesta)</b>		
<b>Tipos</b>	<b>Características</b>	<b>Código</b>
Tuberías No Metálicas	Rígida	432112540010
	Curvable	432122540010
	Flexible	432142540010
Tuberías Metálicas	Rígida	432111542010/432111544010*
	Flexible	432141542010/432141544010*

Nota: \* Aplica para tuberías en instalaciones en el exterior en ambientes húmedos o mojados con presencia de agentes químicos activos o en zonas costeras.

## ANEXO N° 2.

### LOCALIZACIÓN DE LOS INTERRUPTORES DE DESCONEXIÓN DE RED

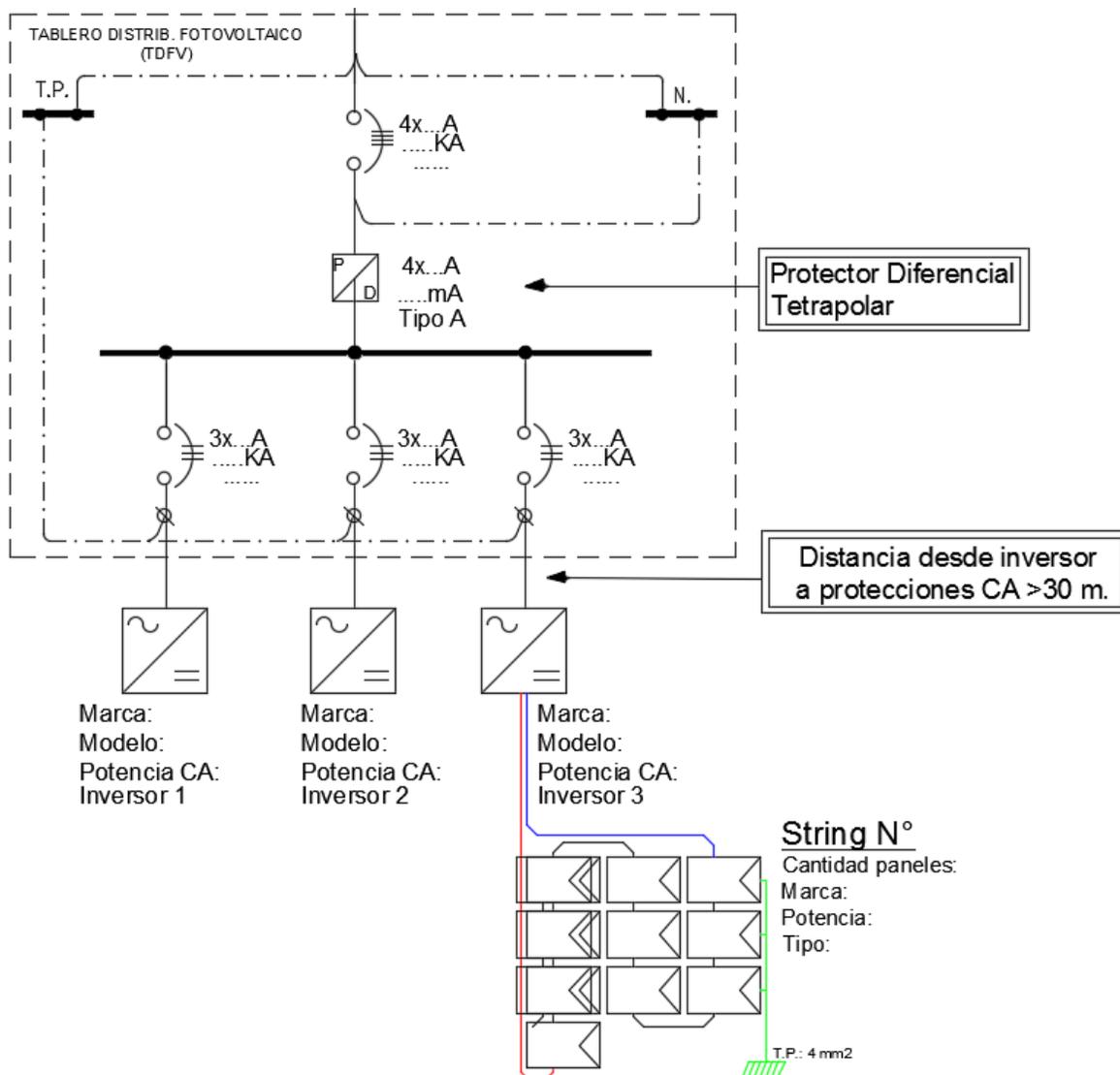


Este anexo muestra un diagrama unilineal tipo en el cual se indican la obligatoriedad de las protecciones termomagnéticas (en este caso el disyuntor es bipolar al ser una instalación monofásica) para desconectar o aislar la instalación fotovoltaica de la red y la protección para la desconexión de la red (instalada en el empalme o punto de conexión a la red).

Usando como ejemplo el mismo diagrama unilineal, se muestra la instalación e identificación del interruptor magnetotérmico y el diferencial indicados en el punto 14.15 de este instructivo.

### ANEXO N° 3

#### DIAGRAMA UNILINEAL TIPO PARA UNIDADES GENERADORAS FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A TABLERO DE DISTRIBUCIÓN FOTOVOLTAICO



Este anexo muestra un diagrama unilineal tipo en el cual se indica que para distancias superiores a 30 m entre el inversor y el tablero que contiene las protecciones de CA, se debe emplear el ejemplo de este esquema tipo.

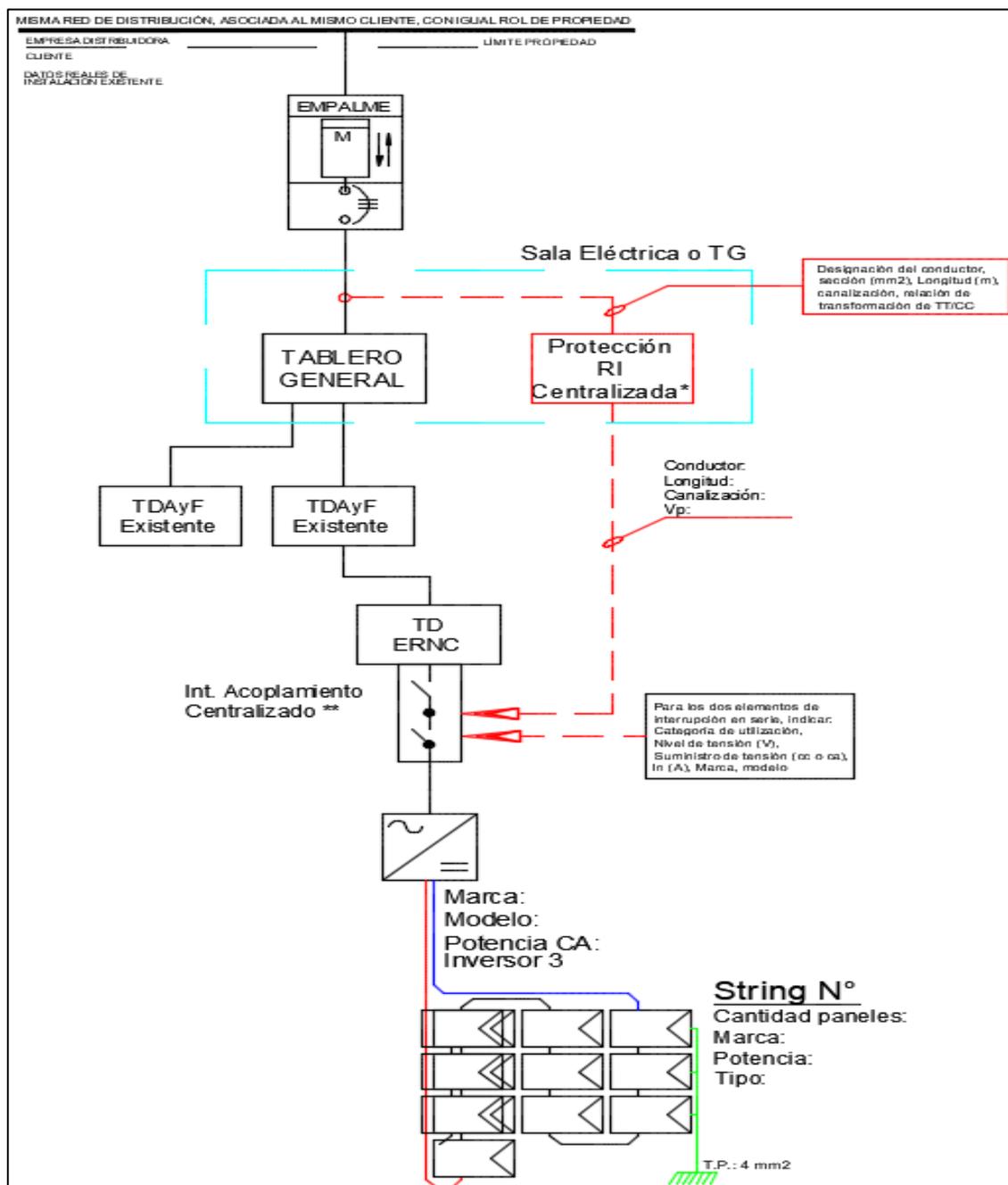
Para proyectos cuya capacidad instalada sea superior a 30 kW, dentro del Tablero de Distribución Fotovoltaico, se encontrará el medidor que registrará la energía generada y que tendrá la capacidad de integrarse al sistema de medición, monitoreo y control (SMMC) de la empresa Distribuidora.

Para casos en los que la distancia sea menor a 30 m, no será necesario incorporar un tablero eléctrico fotovoltaico específico, pudiendo conectarse a algún tablero eléctrico existente.

Usando como ejemplo el mismo diagrama unilineal, podría darse la situación de instalar protectores diferenciales por cada inversor o agruparlos en un solo protector diferencial siempre y cuando no se supere los 3 inversores y se respete lo indicado en el punto 14.21 de este instructivo.

### ANEXO N° 4

#### DIAGRAMA UNILINEAL TIPO PARA UNIDADES GENERADORAS FOTOVOLTAICAS > A 100 kW CON PROTECCIÓN RI CENTRAL



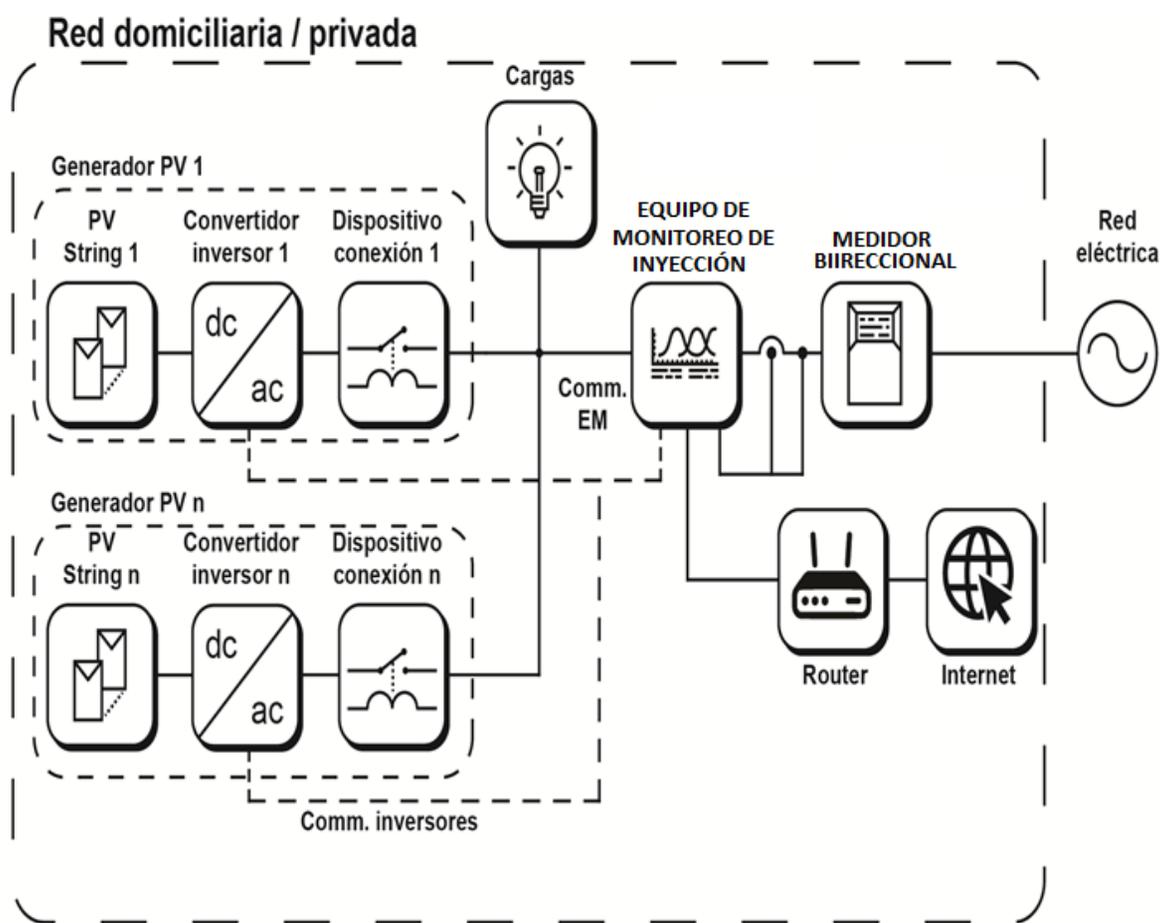
Este anexo muestra un diagrama unilineal tipo en el cual se indica la protección RI Centralizada\* que tiene disparo transferido sobre el interruptor de acoplamiento centralizado\*\* que está en un lugar diferente de la RI Central (configurada bajo la NTCO-EG).

\* La Protección RI Centralizada es obligatoria en proyectos fotovoltaicos mayores a 100 kW de capacidad instalada, y para cualquier fuente ERNC o cogeneración eficiente distinta de la fotovoltaica que no tenga inversores.

\*\* El interruptor de acoplamiento centralizado puede estar en un lugar diferente de la RI Centralizada y activarse a través del disparo transferido, sin embargo, debe protegerse frente a sobrecargas y cortocircuitos.

## ANEXO N° 5

### ESQUEMA TIPO PARA UNIDADES GENERADORAS CON EQUIPO LIMITADOR DE INYECCIONES DE ENERGÍA



El esquema tipo que se señala en este apéndice, muestra un sistema de generación fotovoltaica controlada por un dispositivo central autónomo. Este esquema requiere de un equipo externo al sistema de generación (para el ejemplo, se utiliza el equipo de monitoreo de inyección que tiene la capacidad de medir el consumo neto de energía hacia la red), quien comunica al (los) inversor (es) al momento de limitar las inyecciones configuradas.

El máximo tiempo de actuación del sistema de limitación de inyección en reducir la potencia aparente exportada actual a un valor igual o menor a la capacidad exportable máxima será de 5 segundos.

El sistema de limitación de inyección debe ser fail-safe o falla-segura, de forma que, si cualquier componente o sistema de señales que comprometa la limitación de energía falla o pierde su fuente de alimentación, el esquema debe reducir la potencia activa inyectada a la red a un valor que sea menor o igual a la máxima potencia exportable en una ventana de 5 segundos.

## ANEXO N° 6

## METODOLOGÍA PARA LA MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

### 1. Método de 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.

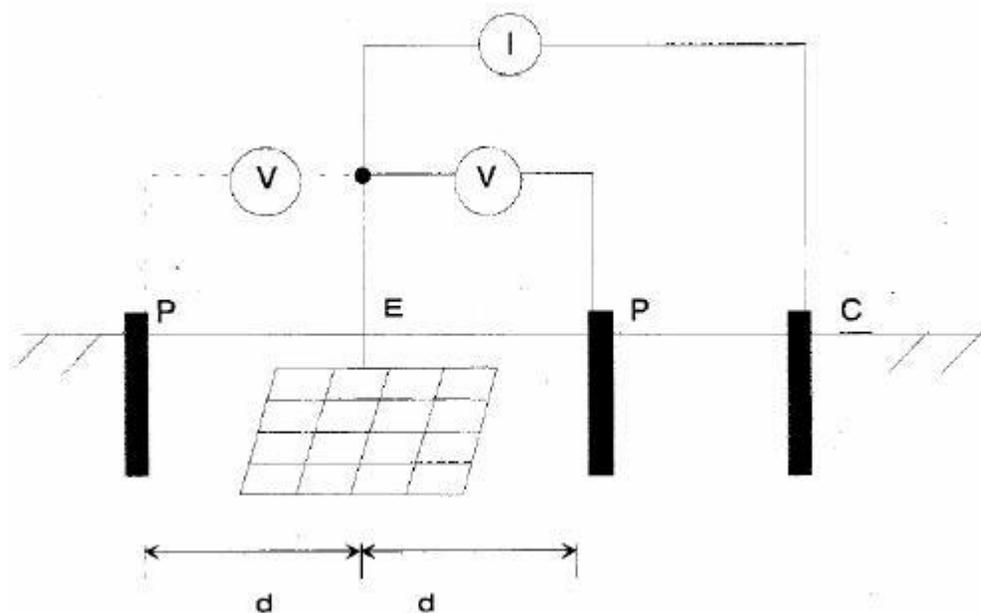


Figura 1. Método de la caída de potencial para medir la RPT.

El método consiste en pasar una corriente entre el electrodo o sistema de puesta a tierra a medir y un electrodo de corriente auxiliar (C) y medir la tensión entre la puesta a tierra bajo prueba y un electrodo de potencial auxiliar (P) 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. Típicamente ésta distancia debe ser mínimo 6.0 veces superior a la dimensión 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 "d" 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. Dos o tres lecturas consecutivas aproximadamente constantes pueden asumirse como representativas del valor de resistencia verdadera.

La Figura 2, muestra una gráfica típica de resistencia contra 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.

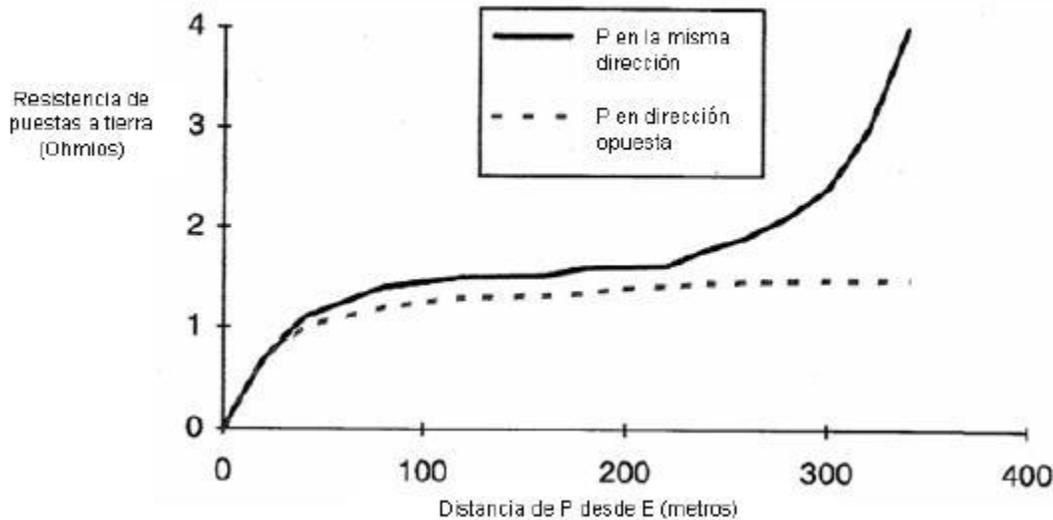


Figura 2. Resistencia de puesta a tierra versus distancia de (P).

Es aconsejable repetir el proceso de medición en una dirección distinta, 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 un solapamiento 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.

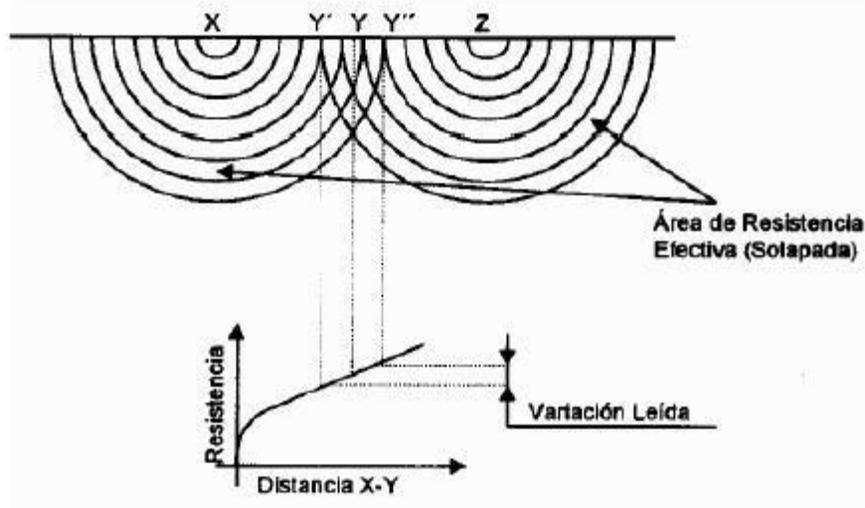


Figura 3. Solapamiento de los gradientes de potencial.

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 solapamiento entre los gradientes de cada electrodo, originándose entonces una curva como la mostrada en la figura 4.

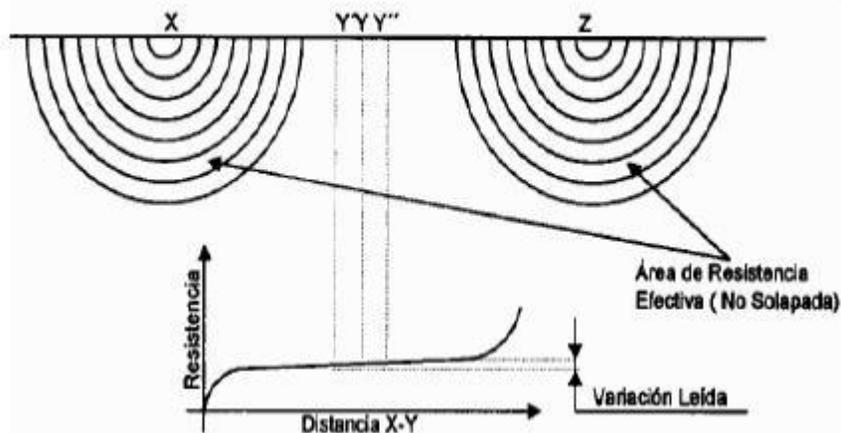


Figura 4. Curva de resistencia versus distancia sin solapamiento de gradientes de potencial.

En 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 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.

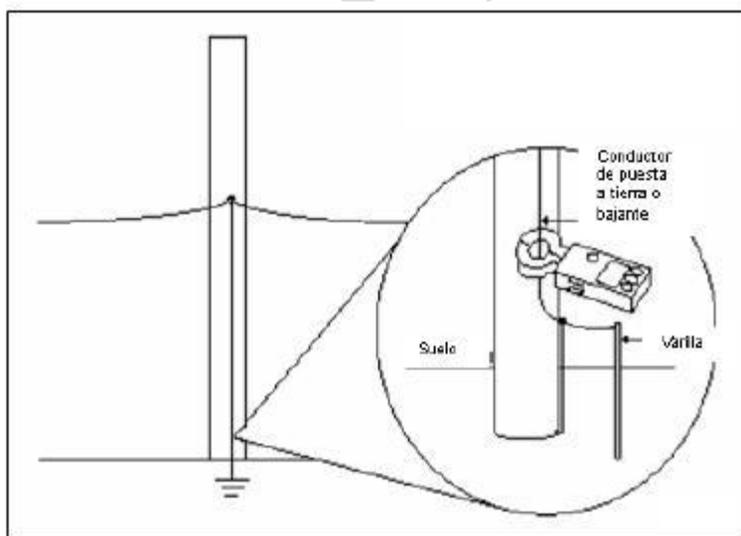


Figura 5. Medición de la RPT utilizando pinza.

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 Rx, la corriente "I" resultante fluirá a través del circuito.

Típicamente los instrumentos poseen un oscilador de tensión a una frecuencia de 1.6 kHz, y la corriente a la frecuencia generada es recolectada por un receptor de corriente. Un filtro interno elimina las corrientes de tierra y ruido de alta frecuencia.

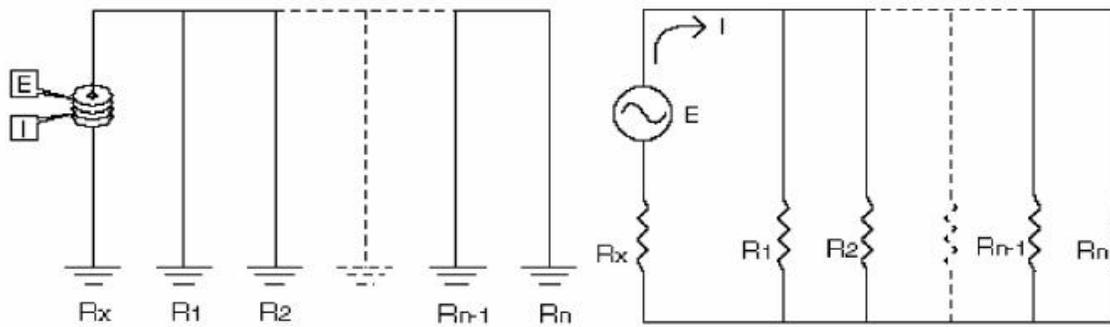


Figura 6. Circuito equivalente para un sistema puesto a tierra en más de un punto.

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 N° 7

### SEÑALÉTICA DE SEGURIDAD EN UNIDADES DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA



El tamaño de la señalética de seguridad será como mínimo 100 mm por 200 mm. La inscripción será indeleble, inscrita por ambos lados del cartel de advertencia y la letra tendrá un tamaño de como mínimo 10 mm.

Esta señalética se deberá instalar cercana a los paneles fotovoltaicos, en la estructura que soporta a los paneles fotovoltaicos o en el acceso a estas instalaciones. La finalidad de esta señalética es la de advertir a las personas que acceden a este sistema fotovoltaico del riesgo que hay en las conexiones eléctricas.

El símbolo de riesgo eléctrico en señalización de seguridad, se deben utilizar las siguientes dimensiones, adoptadas de la IEC 60417-1: Se podrán aceptar medidas con tolerancias de  $\pm 10\%$  de los valores señalados.

h	a	b	c	d	e
30	1,2	7,5	15,3	6	4,8
40	1,6	10	20	8	6,4
50	2	12,5	25,5	10	8
64	2,5	16	33	13	10
80	3	20	41	16	12,8
100	4	25	51	20	16
125	5	31	64	25	20
160	6	40	82	32	26
200	8	50	102	40	32

Tabla N° 3. Dimensiones del símbolo de riesgo eléctrico en mm.

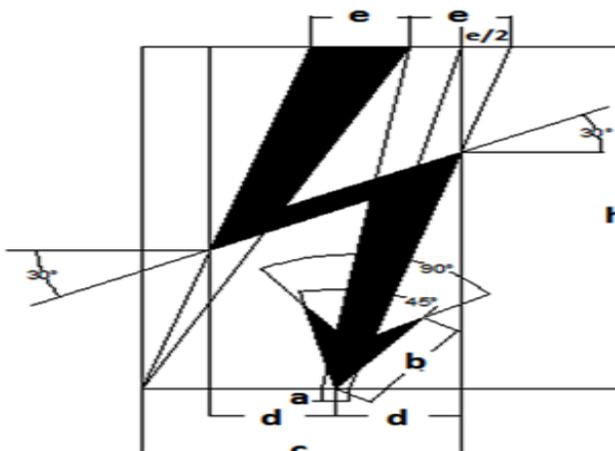


Figura N° 8. Símbolo de riesgo eléctrico

## ANEXO N° 8

### SELLO DE ENERGÍAS RENOVABLES PARA IDENTIFICAR LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN ACOGIDOS A LA LEY 20.517



Este sello es de aplicación voluntaria y se utilizará en aquellas instalaciones que requieran contar con una identificación que permita reconocer fácilmente aquellas instalaciones que producen energía limpia bajo el marco de la ley 21.118

El tamaño del sello será como mínimo de 100 mm de ancho por 120 mm de alto.

La instalación del sello se realizará como se indica a continuación:

- El sello deberá estar instalado en el acceso o fachada de la propiedad, de manera que sea fácilmente visible por los diferentes operadores (distribuidora eléctrica, bomberos, personal de mantenimiento, fiscalizadores, etc.).
- El sello deberá contener los datos de Inscripción del TE-4, el cual mediante el código QR permitirá tener acceso a la información técnica, tales como marcas de paneles, inversores y equipos de la unidad de generación, etc.
- La escritura sobre el sello se deberá realizar empleando los instrumentos de escritura permanentes adecuados al lugar de instalación, de manera que la información persista en el tiempo.

En la página web: [www.sec.cl/energiasrenovables](http://www.sec.cl/energiasrenovables) podrá descargar este instructivo y el archivo para enviar a elaborar el sello de este anexo.