



INSTRUCCIÓN TÉCNICA GENERAL RIC N°9.1/2021: DISEÑO Y EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS AISLADAS DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

ÍNDICE

1. OBJETIVO	3
2. ALCANCE Y APLICACIÓN	3
3. REFERENCIAS NORMATIVAS	4
4. ABREVIACIONES Y DEFINICIONES	7
5. DISPOSICIONES GENERALES	11
6. CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN.....	12
7. ESTRUCTURA	12
8. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	14
9. ARREGLOS Y CONEXIÓN ELÉCTRICA	15
10. DIMENSIONADO DE CIRCUITOS Y CORRIENTE.....	17
11. CONDUCTORES Y CANALIZACIÓN	18
12. INVERSORES AISLADOS.....	22
13. CONTROLADOR DE CARGA.....	24
14. PROTECCIONES.....	26
15. PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS AISLADAS	29
16. ROTULACIÓN Y SEÑALIZACIÓN	30
17. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO.....	32
18. PRUEBAS E INSPECCIÓN	33
19. MANTENIMIENTO Y TRABAJO SEGURO.	35
DISPOSICIONES TRANSITORIAS	37
ANEXO N° 1	38
ANEXO N° 2.....	41
ANEXO N° 3.....	42
ANEXO N° 4.....	43
ANEXO N° 5.....	47
ANEXO N° 6.....	48
ANEXO N° 7.....	49
ANEXO N° 8.....	51
ANEXO N° 9.....	53
ANEXO N° 10.....	54
ANEXO N° 11	57
ANEXO N° 12.....	60

1. OBJETIVO

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

2. ALCANCE Y APLICACIÓN

2.1 ALCANCE

Las disposiciones de esta instrucción técnica de carácter general son aplicables al diseño, ejecución, inspección y mantenimiento de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas aisladas.

Se entenderá como instalaciones fotovoltaicas aquellas en que la salida de CA del inversor aislado de la red nunca estará conectado a la red de distribución.

No forman parte del alcance el desarrollo de redes eléctricas de distribución aisladas.

No forman parte del alcance la alimentación en corriente continua de una instalación de consumo.

Dentro del alcance de esta instrucción, se permitirá el respaldo de las instalaciones fotovoltaicas aisladas por medio del almacenamiento de energía a través de baterías.

2.2 APLICACIÓN

Esta Instrucción técnica se leerá conjuntamente con los Pliegos Técnicos Normativos RIC establecidos en el Decreto Supremo N°8/2020 del Ministerio de energía.

Cuando las instalaciones fotovoltaicas aisladas cuenten con un sistema de almacenamiento a través de batería, este instructivo se leerá junto con el instructivo técnico de sistemas de almacenamiento que dicte la Superintendencia.

3. REFERENCIAS NORMATIVAS

Las normas técnicas a las que se hace referencia a continuación son parte integrante de la presente instrucción técnica y solo deben ser aplicadas en los puntos en los cuales son citadas.

- 3.1 **IEC 60269-6:2010:** Low-voltage fuses - Part 6: Supplementary requirements for fuse-links for the protection of solar photovoltaic energy systems.
- 3.2 **IEC 60364-7-712:2002:** Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems.
- 3.3 **IEC 60417-1:2004:** Corrigendum 1 – Graphical symbols for use on equipment.
- 3.4 **IEC 60896-21:2004:** Stationary lead-acid batteries. Part 21: Valve Regulated Types – Method of test
- 3.5 **IEC 60896-22:2004:** Stationary lead-acid batteries. Part 22: Valve Regulated Types – Requirements
- 3.6 **IEC 60947-2:2013:** Low-voltage switchgear and controlgear - Part 2: Circuit-breakers.
- 3.7 **IEC 60947-3:2012:** Low-voltage switchgear and controlgear - Part 3: Switches, disconnectors, switch-disconnectors and fuse-combination units.
- 3.8 **IEC 60998-1:2002:** Connecting devices for low-voltage circuits for household and similar purposes - Part 1: General requirements.
- 3.9 **IEC 61215-1-1:2016:** Terrestrial Photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval - Part 1-1: Special Requirements for testing of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules
- 3.10 **IEC 61386-1:2008:** Conduit Systems For Cable Management - Part 1: General Requirements
- 3.11 **IEC 61386-21:2002:** Conduit Systems For Cable Management - Part 21: Particular Requirements - Rigid Conduit Systems
- 3.12 **IEC 61386-22:2008:** Conduit Systems for cable management - Part 22: Particular requirements - Pliable conduit systems
- 3.13 **IEC 61537:2007:** Cable management - Cable tray systems and cable ladder systems
- 3.14 **IEC 61643-11:2011:** Low-voltage surge protective devices - Part 11: Surge protective devices connected to low-voltage power systems - Requirements and test methods.
- 3.15 **IEC 61646-1:2016:** Thin-film Terrestrial Photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval.
- 3.16 **IEC 61701:2011:** Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules
- 3.17 **IEC 61730-1:2016:** Photovoltaic (PV) module safety qualification – Part 1: Requirements for construction

- 3.18 **IEC 61800-3:2017:** Adjustable speed electrical power drive systems - Part 3: EMC requirements and specific test methods
- 3.19 **IEC 61800-5-1:2016:** Adjustable speed electrical power drive systems - Part 5-1: Safety requirements - Electrical, thermal and energy
- 3.20 **IEC 62109-1:2010:** Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 1: General requirements
- 3.21 **IEC 62257-7-4:2019:** Recommendations for renewable energy and hybrid systems for rural electrification – Part 7-4: Generators – Integration of solar with other forms of power generation within hybrid power systems
- 3.22 **IEC 62305-2:2010:** Protection against lightning - Part 2: Risk management.
- 3.23 **IEC 62477-1:2010:** Safety requirements for power electronic converter systems and equipment - Part 1: General.
- 3.24 **IEC 62485-2:2010:** Safety requirements for secondary batteries and battery installations. Part 2: Stationary Batteries.
- 3.25 **IEC 62619:2017:** Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes - Safety requirements for secondary lithium cells and batteries, for use in industrial applications
- 3.26 **IEC 62852:2014:** Connectors for DC-application in photovoltaic systems – Safety requirements and tests.
- 3.27 **UL 1973: 2018:** Standard for batteries for use in stationary, vehicle auxiliary power and light electric rail (LER) applications
- 3.28 **UL 2703: 2015:** Standard for Mounting Systems, Mounting Devices, Clamping/Retention Devices, and Ground Lugs for Use with Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels
- 3.29 **UL 9540: 2020:** Standard for Energy Storage Systems and Equipment.
- 3.30 **UNE-EN 50618-2:2015:** Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.
- 3.31 **UNE-EN 62275:2016:** Sistema de conducción de cables. Bridas para cables para instalaciones eléctricas
- 3.32 **UNE-EN 62485-5:2019** Requisitos de seguridad para las baterías e instalaciones de baterías. Parte 5: Funcionamiento seguro de baterías estacionarias de iones de litio.
- 3.33 **IEEE Std. 81:** Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System.
- 3.34 **NCh 433.Of96:** Norma Chilena de Diseño sísmico de edificios.
- 3.35 **NCh 2369.Of2003:** Norma Chilena de Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales.

3.36 **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. ABREVIACIONES Y DEFINICIONES

4.1 ABREVIACIONES

Para la aplicación del presente Instructivo, las siguientes abreviaciones tendrán el significado que a continuación se indica:

CA: Corriente Alterna

CC: Corriente Continua

EG: Equipamiento de Generación

FV: Fotovoltaico/a

IEC: International Electrotechnical Commission, Comisión Electrotécnica Internacional

MPPT: Seguidor de punto de máxima potencia, conocido por sus siglas en inglés (Maximum Power Point Tracking)

N.A.: Nota Aclaratoria

PCE: Equipo de Conversión de Energía, conocido por sus siglas en inglés (Power Conversion Equipment).

RCMU: Unidad de monitorización de corriente residual, conocido por sus siglas en inglés (Residual Current Monitoring Unit).

RIC: Reglamento de seguridad de las instalaciones de consumo de energía eléctrica aprobado por el Decreto Supremo N°8/2020 del Ministerio de Energía

UGF: Unidad de Generación Fotovoltaica.

Superintendencia: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

4.2 TERMINOLOGÍA

Para efectos de la aplicación del presente instructivo, se establecen las siguientes definiciones:

4.2.1 **Arreglo:** Subconjunto de módulos interconectados en paralelo o en asociaciones serie-paralelo.

4.2.2 **Banco de baterías:** Baterías o módulos de batería conectados en serie y/o en paralelo para proporcionar la tensión, corriente y capacidad de almacenamiento requeridas dentro de un sistema de baterías, y cumplir con los requisitos del equipo de conversión de energía asociado (PCE).

4.2.3 **Batería secundaria:** Unidad que consiste en una o más células de almacenamiento de energía conectadas en serie, disposición paralela o en serie paralela, y que puede ser recargada para su uso cíclico.

- 4.2.4 **Batería de iones de litio:** Batería secundaria con un electrolito solvente orgánico y electrodos positivo y negativo que utilizan un compuesto de intercalación en el que se almacena el litio
N.A.: una batería de iones de litio no contiene litio metálico.
- 4.2.5 **Batería de plomo ácido:** batería secundaria en la que los electrodos están hechos principalmente de plomo y el electrolito es una solución de ácido sulfúrico
- 4.2.6 **Batería de plomo ácido regulada por válvula:** Batería secundaria cerrada en condiciones normales pero que tiene un dispositivo que permite el escape de gas si la presión supera un valor predeterminado. El electrolito de la batería normalmente no puede ser rellenado. Esta batería es conocida por sus siglas en inglés VRLA (Valve Regulated Lead Acid Battery).
N.A.: Estas celdas tienen un electrolito inmovilizado para evitar derrames y permitir la recombinación de oxígeno en el electrodo negativo.
- 4.2.7 **Caja de conexiones de arreglo:** Caja en la que se conectan eléctricamente los arreglos entre sí.
- 4.2.8 **Capacidad Instalada:** Suma de la potencia nominal de las Unidades de Generación que conforman el EG de un Usuario o Cliente Final, expresada en kilowatts.
N.A.: Para paneles fotovoltaicos se entiende como potencia nominal la potencia en condiciones estándares de medida (STC).
- 4.2.9 **Célula solar o fotovoltaica:** Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
- 4.2.10 **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.
- 4.2.11 **Controlador de carga:** El controlador de carga, regulador de carga o controlador de batería es un equipo encargado de controlar la energía del lado de CC que entra a la batería, de forma que ésta se cargue dentro de un rango seguro (de tensión y corriente).
N.A.1: Este dispositivo no cuenta necesariamente con una salida para alimentación de consumos en CC.
N.A.2: Dentro de los controladores de carga se consideran las tecnologías MPPT y PWM, que se describen de forma separada.
- 4.2.12 **Controlador de carga MPPT:** Este controlador es capaz de separar la tensión de funcionamiento del sistema de generación, de la tensión de funcionamiento del banco de baterías.
- 4.2.13 **Controlador de carga PWM:** Este controlador modulador por ancho de pulsos o conocido por sus siglas en inglés PWM (Pulse-width modulation), no separa la tensión de funcionamiento del sistema de generación de la tensión de funcionamiento del banco de baterías, por lo que ambos sistemas deben coincidir en su tensión de trabajo.
- 4.2.14 **Corriente de cortocircuito en condiciones de ensayo normalizadas I_{sc} (STC):** Corriente de cortocircuito de un módulo, de un string, de un arreglo o de un generador fotovoltaico en condiciones de ensayo normalizadas.

- 4.2.15 **Diodo de Bloqueo:** Es un diodo utilizado para impedir el flujo inverso de corriente hacia la fuente del circuito fotovoltaico.
- 4.2.16 **Equipamiento(s) de Generación (EG):** Unidad o conjunto de Unidades de Generación y aquellos componentes necesarios para su funcionamiento. Comprende además las protecciones y dispositivos de control necesarios para su operación y control.
- 4.2.17 **Equipo de Conversión de Energía (PCE):** Dispositivo eléctrico que convierte y / o manipula un tipo de energía eléctrica a partir de un voltaje o corriente. fuente en otro tipo de energía eléctrica con respecto a voltaje, corriente y / o frecuencia.
N.A.1: los ejemplos incluyen, entre otros, inversores CC/CA, controladores de carga CC/CC e inversores cargadores CA/CC.
N.A.2: Los sistemas de gestión de baterías no se consideran PCE a los efectos de esta Norma.
- 4.2.18 **Interruptor general:** Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica aislada de la instalación de consumo.
- 4.2.19 **Inversor aislado de la red:** inversor destinado a suministrar alimentación de CA, desde una fuente de energía en CC, a una carga que no está conectada a la red eléctrica de distribución. Este equipo puede implementar más de una funcionalidad y más de un puerto de entrada y salida, los cuales se detallan a continuación y no son excluyentes:
- Funcionalidad:** MPPT, gestión de almacenamiento, control/modulación de frecuencia.
Puertos de entrada: CC para fuente de energía fotovoltaica (UGF), CC para fuente de energía a través de almacenamiento, CA para fuente de energía de respaldo (red, generador diésel, generador de energía renovable u otro).
Puertos de salida: CA para cargas primarias y/o CA para cargas secundarias (no críticas).
- N.A. 1: Este inversor es también conocido como inversor off grid.*
N.A. 2: No todos los inversores off grid cuentan con la función de almacenamiento.
N.A. 3: Para una mejor comprensión, véase el Anexo N° 1.
- 4.2.20 **Inversor unidireccional:** Es un inversor aislado de la red capaz de “crear una red” (grid forming) en su puerto de salida CA, donde el flujo va siempre desde la entrada CC a la salida CA.
- 4.2.21 **Inversor bidireccional:** inversor aislado de la red que además de cumplir con la definición de inversor unidireccional (grid forming), es capaz de implementar flujo de potencia inversa desde la entrada CA hacia su entrada CC destinada para el almacenamiento (modo rectificador). Para efectos de esta norma, solo se considerará la característica unidireccional de este inversor.
- 4.2.22 **Inversor variador:** Es un inversor aislado de la red que implementa en su entrada de CC la función de MPPT y cuya salida CA implementa control/modulación de frecuencia.
N.A. 1.: Se entenderá como ejemplo de este inversor la configuración tipo T1-1c indicado en la tabla N° 3 de este instructivo.
N.A.2: Para una mejor comprensión véase el Anexo N°2.
- 4.2.23 **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.
- 4.2.24 **Potencia de la instalación fotovoltaica:** Es la potencia nominal que es capaz de entregar el inversor o el conjunto de inversores a temperatura ambiente de 25°C (la especificada por el fabricante) expresada en kilowatts.

- 4.2.25 **Puerto:** Ubicación que da acceso a un dispositivo donde se puede suministrar o recibir energía o señal electromagnética o donde se pueden observar o medir las variables del dispositivo.
- 4.2.26 **Seguidor de punto de máxima potencia (MPPT):** 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.
- 4.2.27 **Sistema fotovoltaico aislado de la red:** Unidad o conjunto de unidades de generación y aquellos componentes necesarios para su funcionamiento, aislados de la red de distribución. Comprende además las protecciones y dispositivos de control necesarios para su operación y control.
- 4.2.28 **String:** Circuito conformado por varios módulos fotovoltaicos conectados en serie.
- 4.2.29 **Sombra directa:** sombras internas o externas a la instalación de la UGF que afectan directamente a uno o más paneles fotovoltaicos y que son permanentes.
- 4.2.30 **Sombra indirecta:** sombras internas o externas a la instalación de la UGF que afectan indirectamente a uno o más paneles fotovoltaicos y que varían en función de la posición del sol durante su trayecto diario o anual.
- 4.2.31 **Tensión en circuito abierto en condiciones de ensayo normalizadas (V_{oc} stc):** Tensión en condiciones de ensayo normalizadas, a través de los bornes descargados (abiertos) de un módulo fotovoltaico, de un string, de un arreglo, de un generador fotovoltaicos o sobre el lado de corriente continua del inversor.
- 4.2.32 **Unidad de Generación Fotovoltaica (UGF):** Unidad generadora capaz de convertir la radiación solar incidente directamente en energía eléctrica en forma de CC. Está constituido por la integración eléctrica y mecánica de los siguientes componentes:
- Módulos fotovoltaicos.
 - Arreglo fotovoltaico.
 - Cajas de conexión.
 - Cables y conexiones eléctricas.
 - Dispositivos de protección.
 - Sistema de puesta a tierra.
 - Estructuras de montaje.

5. DISPOSICIONES GENERALES

- 5.1 Toda instalación eléctrica de un sistema fotovoltaico aislado de 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 aislado de 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 La tensión máxima de la unidad de generación fotovoltaica en lado de corriente continua CC, no deberá ser superior a 1kV.
- 5.4 Las disposiciones de esta Instrucción Técnica están hechas para ser aplicadas e interpretadas por profesionales especializados; no debe entenderse este texto como un manual.
- 5.5 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.
- 5.6 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.
- 5.7 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 auditorías, mantenciones, certificaciones e inspecciones de que hubiera sido objeto, todo lo cual deberá estar a disposición de la Superintendencia.
- 5.8 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 la operación y 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 adecuado 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.

Asimismo, se acepta para inversores 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, strings, arreglos 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 deberá 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. Para efectos de la estructura metálica sólo se considerarán el aluminio anodizado, el acero galvanizado en caliente y acero inoxidable.
- 7.6 La totalidad de la estructura de la unidad de generación fotovoltaica se conectará a la tierra de protección.
N.A.: Se deberán sacar como mínimo dos conductores de forma independiente del sistema de puesta a tierra, con el fin de que exista una continuidad eléctrica en caso de que uno de ellos se produzca una rotura, por lo que deberán llegar a diferentes partes de la estructura metálica de la UGF.
- 7.7 Las instalaciones en techumbre cuya potencia instalada sea mayor o igual a 10 kW e inferior a 30kW deberán tener una estructura 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 una estructura 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 canalizaciones que estén sujetas a riesgo de daños mecánicos, tales como las que se ubican en instalaciones del tipo carports (techumbre de estacionamiento de vehículos), instalaciones a nivel de terreno y otras similares, deberán presentar una resistencia adecuada a los daños mecánicos. En estos casos, las tuberías presentarán una resistencia mínima al impacto grado 4 y una resistencia mínima a la compresión grado 5. Si se utilizan canales protectoras o bandejas porta conductores, éstas presentarán una resistencia mínima IK08 a impactos mecánicos. Véase el Anexo N°3.
- 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.
N.A.: El medio de protección indicado no debe proyectar sombras en los paneles fotovoltaicos.
- 7.11 Se deberán tomar los resguardos para prevenir la corrosión electroquímica entre metales diferentes. Esto puede ocurrir entre estructuras y sistema de anclaje y/o 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, lo que deberá ser fundamentado en la memoria explicativa del proyecto presentado a la Superintendencia en el proceso de declaración. 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, con el espesor adecuado para ubicación y vida útil del sistema.
Nota: 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 cumplir con las normas IEC 61730, e IEC 61215 o IEC 61646, según corresponda y deberán ser autorizados por la Superintendencia para tales efectos.
- 8.2 Las autorizaciones emitidas para los módulos fotovoltaicos que se acojan a la ley 21.118 serán suficientes para cumplir con el punto anterior.
- 8.3 Los cables o terminales de módulos fotovoltaicos deberán tener marcados su polaridad.
- 8.4 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 (punto de máxima potencia).
 - Tensión máxima admisible del sistema.
 - Corriente de operación (punto de máxima potencia).
 - Corriente de cortocircuito.
 - Potencia nominal (STC).
- 8.5 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.
- 8.6 En los casos que los módulos fotovoltaicos utilicen marcos laterales, éstos serán de aluminio, acero inoxidable, acero galvanizado u otro material resistente a agentes agresivos del ambiente y/o corrosivos.
- 8.7 Para instalaciones que se emplacen en zonas de alta contaminación salina a la franja costera descrita en el punto 7.13, los módulos fotovoltaicos deberán cumplir con la norma IEC 61701.
- 8.8 No se podrán utilizar módulos fotovoltaicos de distintas características técnicas, ni orientaciones diferentes en una unidad de generación fotovoltaica. Se excluyen de esta disposición a los módulos que cumplan con el punto 8.9.
- 8.9 Solo se podrá utilizar orientaciones y módulos fotovoltaicos con distintas características que formen parte de una unidad de generación fotovoltaica, exclusivamente en los siguientes casos:
- Quando los módulos fotovoltaicos que estén orientados en una dirección ingresen a un MPPT y los módulos fotovoltaicos orientados en otra dirección distinta ingresen a otro MPPT del mismo inversor o controlador de carga.
N.A.: hay equipos que tienen más de una entrada FV, aunque un solo sistema de tracking. En dicho caso, no se permite la utilización de orientaciones diferentes o módulos con distintas características.
 - Para aquellos casos en los cuales los paneles pertenecientes a un mismo string sean de distintas marcas, pero que sus valores nominales deben ser iguales (Isc y Voc.).
N.A.: Para efectos de regularización de instalaciones existentes, se aceptará que los paneles pertenecientes a un mismo string o arreglo sean de distintas marcas, pero sus valores nominales deben ser iguales (Isc y Voc.).

- c) 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.

Cualquiera de los casos empleados deberá ser fundamentado en la memoria explicativa del proyecto presentado a la Superintendencia en el proceso de declaración.

- 8.10 Se deberán minimizar las pérdidas de rendimiento del sistema fotovoltaico condicionadas por las sombras sobre los paneles fotovoltaicos. No se permiten las sombras directas sobre la UGF.
- 8.11 Los módulos fotovoltaicos deberán instalarse de modo de asegurar una correcta ventilación, que garantice la disipación adecuada de calor de radiación solar local máxima.
- 8.12 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.
- 8.13 No se podrán instalar módulos fotovoltaicos que presenten defectos producto 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 mantener la seguridad, el nivel de aislamiento y la impermeabilidad del sistema. Para la conexión de arreglos de módulos fotovoltaicos se empleará las cajas de conexiones de arreglos descritas en el punto 9.6.
- 9.2 Los conductores de CC empleados en la UGF deberán protegerse mecánicamente. Cuando no se tenga una caja de conexiones de arreglos, los conductores llegarán siempre a una o más cajas 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 simple, paralelo (tipo Y) u equivalente, diseñado para aplicaciones de energía fotovoltaica, que cumpla con los requerimientos técnicos de la instalación.
- 9.3.2 Los conectores deberán cumplir con las normas IEC 62852 e IEC 60998-1.
- 9.3.3 Los conectores serán polarizados y de configuración que no permita intercambio con tomacorrientes de otros sistemas eléctricos.
- 9.3.4 Los conectores estarán contruidos e instalados de modo que eviten el contacto accidental de las personas con partes en tensión.
- 9.3.5 Los conectores serán del tipo que permita su enclavamiento o bloqueo.
- 9.3.6 Los conectores deben ser capaces de interrumpir el paso de la corriente por el circuito sin causar riesgos al operador.

- 9.3.7 Los conectores no deberán quedar expuestos a la radiación solar
- 9.3.8 Los conectores se deben instalar de manera de minimizar la presión entre los conectores y no deben quedar sometidos a esfuerzos mecánicos.
- 9.3.9 Los conectores deberán mantener su grado de protección IP luego de ser instalados
- 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 UGF deberá conectarse de alguna de las siguientes maneras:
- 9.5.1 Directamente al inversor cuando se utilicen los inversores denominados “inversor variador”.
 - 9.5.2 Mediante una caja de conexiones de arreglos acorde a lo descrito en el punto 9.6. Se utilizará esta configuración para instalaciones que deban agrupar en paralelo dos o más strings.
 - 9.5.3 Mediante conectores tipo MC4 paralelos tipo “Y” con fusibles incorporados en los conectores o externos a ellos, sólo cuando se conecte un máximo de dos strings en paralelo.
 - 9.5.4 Para los arreglos o strings fotovoltaicos que utilicen la tecnología denominada capa fina o Thin Film, se permitirá utilizar un conector paralelo tipo “Y” para agrupar strings, siempre y cuando el inversor o el controlador de carga utilizado acepte este tipo de tecnología.
 - 9.5.5 Para los arreglos o strings fotovoltaicos que utilicen la tecnología denominada capa fina o thin film, se deberá seguir las recomendaciones de uso e interconexión con los PCE que establece el Fabricante del panel.

N.A.: Para una mejor comprensión entre las conexiones e interconexiones de strings y arreglos, véase el Anexo N°4

- 9.6 Las cajas de conexión de arreglos de las unidades de generación fotovoltaica indicadas en el punto 9.1 y 9.5.2 deberán estar rotuladas con el nombre del arreglo correspondiente (véase el numeral 16.4), ser resistentes a la radiación UV, tener un IP65, o mínimo IP54 cuando se ubique bajo techo y contarán con los siguientes elementos por cada conjunto de arreglos conectados al mismo controlador de carga:
- a) Seccionador bajo carga.
 - b) Descargadores de sobretensión tipo 2.
 - c) Fusibles en CC, polos negativos, por cada string.
 - d) Fusibles en CC, polos positivos, por cada string.
 - e) Bornes de conexión CC para línea colectora.
 - f) Borne de conexión para conductor de puesta a tierra.

N.A. 1.: El seccionador bajo carga, será exigido para instalaciones cuya distancia (longitud del conductor) entre la caja de arreglos y el regulador de carga o inversor sea superior a 30 m.

N.A. 2: Los descargadores de sobretensión tipo 2, serán exigidos para instalaciones donde la tensión en circuito abierto del string o arreglo (Voc) sea mayor a 250V.

N.A. 3: Los descargadores de sobretensión tipo 2, deberán estar asociados al correcto uso del sistema de puesta a tierra y en lugares con un alto nivel isocerámico.

N.A. 4.: Para una mejor comprensión entre las interconexiones de strings y arreglos, véase el Anexo N°4.

- 9.7 La caja de conexión de arreglos indicada en el punto 9.6 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.
- 9.8 Las cajas de conexión de arreglos deberán ser instaladas lo más cercano posible de los arreglos fotovoltaicos.
- 9.9 Se deberá reducir al máximo los tramos de canalización de CC. En instalaciones en que no pueda reducirse esta distancia se deberá entregar una adecuada protección mecánica, la que deberá estar destacada en los planos y claramente detallada en la memoria explicativa del proyecto presentado a la Superintendencia en el proceso de declaración. No se aceptarán canalizaciones en CC de forma aérea.
- 9.10 Todos los tableros, cajas de conexión de arreglos y cajas de derivación ubicadas 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.
- 9.11 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 o strings conectados en paralelo.
- 10.2 Corriente de los circuitos en corriente continua: La corriente máxima será la suma de las corrientes máxima de los circuitos de las fuentes en paralelo.
- 10.3 Corriente de los circuitos de salida del Inversor: La corriente máxima será la corriente de salida del inversor de régimen continuo a una temperatura ambiente de 25°C.
- 10.4 Corriente de los circuitos de entrada del inversor variador o controlador de carga: La corriente máxima será la corriente de cortocircuito aceptada del producto.
- 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 el Pliego Técnico Normativo RIC N°04 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía, 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 de CC y los circuitos de salida fotovoltaicos de CA 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. El cableado de CC no debe instalarse ni pasar por tableros de CA.
- 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:
- En los casos que se utilice canalización metálica en los cuales podrá canalizarse en forma conjunta el positivo y negativo.
 - 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 no metálicas del tipo pesado 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 y a las características técnicas descritas en el Pliego Técnico Normativo RIC N°04 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía.
 - Se podrá emplear tuberías metálicas rígidas o 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° 5 en el cual se indica los códigos de clasificación de tuberías en montaje fijo en superficie.
N.A.: Debe entenderse como tubería metálica a las tuberías que tienen alta protección interior y exterior a la corrosión, con un recubrimiento de galvanizado en caliente, por ejemplo.
 - 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" instalada en un lugar protegido del ingreso de agua, 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. (Para una mejor comprensión véase el anexo N° 6).

- d) 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.
 - e) La instalación y montaje de las canalizaciones exteriores que ingresen a un tablero eléctrico e inversor deberá impedir la entrada de agua y de objetos sólidos extraños, debiendo cumplir con las medidas necesarias para ello, además de asegurar que la canalización ingrese siempre por el lado inferior del tablero eléctrico o del inversor.
 - f) 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 en el Pliego Técnico Normativo RIC N°04 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía. 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 14.10
- 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 inversor y el punto más desfavorable de la instalación de consumo 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 los Pliegos Técnicos Normativos RIC N°03 y 04 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía.
- 11.21 La sección mínima de los conductores activos será de 2.5 mm² y la sección mínima del conductor de tierra será de 4 mm². Para los conductores de tierra que posean una protección mecánica se aceptará que tengan una sección mínima de 2,5 mm².
N.A.: 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 N°1 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 H07RN-F o equivalente 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 el Pliego Técnico Normativo RIC N°04 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía.

11.25 El alimentador correspondiente al conductor de neutro deberá ser al menos de la misma sección que el o los conductores de fase.

11.26 La tensión del aislamiento del conductor de lado de CC no deberá ser menor a 1.000 V.

11.27 La capacidad total de generación fotovoltaica no debe ser mayor de la capacidad de transporte del alimentador o del conductor que transporta la energía.

11.28 Los sistemas fotovoltaicos deberán poseer resistencia de aislamiento igual o superior a los valores señalados la tabla N°2.

Tabla N°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. INVERSORES AISLADOS

- 12.1 Todos los inversores utilizados con aplicaciones fotovoltaicas aisladas deberán cumplir los requisitos de seguridad de las normas IEC 62109-1 o IEC 62477-1 o el estándar UL 9540 y deberán ser autorizados por la Superintendencias para tales efectos.
- 12.2 Los inversores aislados deben seleccionarse correctamente para las características y configuraciones que disponen y serán dimensionados en función de las cargas que deben alimentar o de las fuentes de energía que las alimentan.
- 12.3 Dependiendo de la arquitectura de la instalación fotovoltaica aislada, los inversores deberán tener ciertas características, de forma que sean adecuados para la aplicación y arquitectura del sistema.
- 12.4 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.
- 12.5 La configuración interna del inversor debe ser segura ante manipulaciones inadvertidas o no autorizadas para lo cual deberá estar protegida mediante el uso especializado de software o hardware o mediante una contraseña de seguridad.
- 12.6 No se podrá instalar un inversor en baños, cocinas o dormitorios, en recintos con riesgos de inundación y recintos con riegos 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.
- 12.7 Los inversores no deberán quedar expuestos directamente a la luz solar o a la lluvia de forma prolongada y podrán instalarse a la intemperie siempre y cuando cuenten con un grado de protección de al menos IP55 y con medios de protección contra la radiación solar directa, expresamente aprobado por el fabricante. Para los casos en que los inversores estén al interior de una sala o dentro de un gabinete eléctrico con grado de protección IP55 o superior, deberán contar un grado de protección de al menos IP20.

- 12.8 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.
- 12.9 Las señaléticas y rotulación de inversores se instalarán en conformidad con los requisitos de la sección 16.
- 12.10 Las siguientes consideraciones son aplicables solo a los “inversores variadores” para accionamiento de velocidad variable (con arquitectura del sistema T1I-c indicados en la tabla N°3 de esta instrucción técnica). Para una mejor comprensión véase el Anexo N° 2.
- 12.10.1 Solo se permitirá el uso de inversores variadores que tengan seguidor del máximo punto de potencia (MPPT).
- 12.10.2 La tensión máxima del puerto de entrada CC fotovoltaica (UGF) del inversor deberá ser igual o superior la tensión de circuito abierto (Voc) del UGF a la temperatura más baja esperada en el lugar de instalación.
- 12.10.3 La corriente del puerto de entrada CC del inversor deberá ser igual o superior a la corriente de cortocircuito del UGF conectado en las condiciones de prueba estándar (STC)
- 12.10.4 La tensión y corriente máxima del puerto de CA de salida del inversor no deberá ser superior a los valores nominales de la carga.
- 12.10.5 Los inversores para accionamiento de velocidad variable deberán cumplir adicionalmente con los requisitos de seguridad de las normas IEC 61800-3 e IEC 61800-5-1.
- 12.11 Las siguientes consideraciones son aplicables solo a los inversores unidireccionales aislados (que funcionan con arquitectura del sistema T2I indicados en la tabla N°3 de esta instrucción técnica) y en los inversores bidireccionales (arquitectura T4I indicados en la tabla N°3 de esta instrucción técnica) funcionando como inversor unidireccional. Para una mejor comprensión véase el Anexo N° 7.
- 12.11.1 El inversor requerido para esta aplicación debe ser capaz de producir una tensión nominal y una frecuencia fija, adecuada para las cargas que se le conectarán.
- 12.11.2 La tensión nominal del puerto de entrada CC de almacenamiento del inversor deberá coincidir con la tensión nominal del banco de baterías.
- 12.11.3 El inversor deberá contar con protección de descargas profundas, de acuerdo a las exigencias descritas en la instrucción técnica RGR N°06/2021.
- 12.11.4 La tensión y corriente máxima del puerto de CA de salida del inversor no deberá ser superior a los valores nominales de la carga.
- 12.11.5 En caso de que el inversor aislado tenga un puerto CC fotovoltaico (UGF), es decir, que tiene un controlador de carga integrado, deberá seguir las exigencias técnicas descritas en la sección 13 de este instructivo técnico.

- 12.11.6 En caso de que el inversor aislado tenga un puerto de entrada CA de respaldo, es decir, que tiene un cargador integrado, este puerto no podrá entregar energía de forma inversa, es decir, se debe prevenir la energización desde el puerto de entrada CA de respaldo a la instalación de consumo.
El inversor debe ser capaz de cargar las baterías de protegiendo la salud de las baterías y evitando el sobrecalentamiento de éstas, cumpliendo las exigencias de la instrucción técnica de almacenamiento que dicte la Superintendencia.
- 12.12 Las siguientes consideraciones son adicionales y aplicables a instalaciones aisladas que utilizan más de inversor aislado, ya sea en paralelo y/o en configuración trifásica. Para una mejor comprensión véase el Anexo N° 8.
- 12.12.1 Cuando se conecten inversores en paralelo, uno de los inversores deberá ser configurado como un inversor maestro, determinando el voltaje y la frecuencia, mientras que los otros inversores se sincronizarán con éste.
Para cumplir con lo anterior, los inversores se interconectarán a través de los puertos de comunicación de acuerdo a lo establecido por el fabricante.
- 12.12.2 Para los sistemas trifásicos contruidos con varios inversores más pequeños, su conexión deberá ser en estrella, además de interconectarse a través de los puertos de comunicación de acuerdo a lo establecido por el fabricante.
- 12.12.3 Se deberá verificar las exigencias técnicas establecidas por el fabricante para la interconexión entre inversores (compatibilidad entre distintos modelos, año de fabricación, versión de firmware, entre otros, cantidad máxima de conexión de equipos en paralelo, etc.).
- 12.12.4 En sistemas con inversores en paralelo y/o en configuración trifásica, se debe considerar una barra de CC por polo, ambas de sección adecuada, para la conexión de todos los elementos a través de las protecciones respectivas descritas en la sección N° 14 de este instructivo técnico.
- 12.12.5 La distribución física de las conexiones dentro de la barra de los diferentes elementos debe ser tal que no circule la corriente máxima CC del sistema por una única sección de la barra, sino que ésta se distribuya homogéneamente. Para una mayor claridad, ver el Anexo N° 9.
- 12.12.6 El sistema de comunicación elegido e implementado debe utilizar un cableado de largo efectivo menor al máximo establecido al protocolo que el fabricante recomiendan para garantizar un buen desempeño y adicionalmente debe ser protegido mecánicamente y rotulado.

13. CONTROLADOR DE CARGA

- 13.1 Todos los controladores de carga utilizados con aplicaciones fotovoltaicas aisladas deberán cumplir los requisitos de seguridad de las normas IEC 62109-1 o IEC 62477-1 y deberán ser autorizados por la Superintendencias para tales efectos.
- 13.2 Los controladores deben garantizar la correcta operación con la UGF y deberán contar interna o externamente con protecciones de cortocircuito de salida, protecciones de sobre temperatura y polaridad inversa para la entrada de la UGF.

- 13.3 Los controladores deben garantizar la correcta operación con el banco de baterías, por lo que deberán cumplir las exigencias técnicas de las protecciones eléctricas descritas en el instructivo técnico de sistemas de almacenamiento.
- 13.4 Los controladores serán seleccionados para la química de las baterías, en función de los parámetros eléctricos tales como las tensiones de carga de las baterías, la corriente de carga y de carga rápida.
- 13.5 Su instalación debe ser lo más cercana posible al banco de baterías, pero nunca directamente encima de las baterías salvo que el fabricante del controlador de carga lo permita.
- 13.6 Su instalación debe ser en lugares secos, en donde no puedan producirse explosiones de gas o polvo y debe contar con un espacio mínimo de 10 cm de otros elementos en todas direcciones del controlador o el espacio señalado por el fabricante, en los casos que el fabricante especifique distancias mayores a las señaladas, deberán respetarse estas últimas.
- 13.7 Los controladores no deberán quedar expuestos directamente a la luz solar o a la lluvia de forma prolongada y podrán instalarse a la intemperie siempre y cuando cuenten con un grado de protección de al menos IP55 y con medios de protección contra la radiación solar directa, expresamente aprobado por el fabricante. Para los casos en que los controladores estén al interior de una sala o de un gabinete eléctrico de al menos IP55, deberán contar un grado de protección de al menos IP20.
- 13.8 Para la conexión de paneles y baterías con el controlador, debe seguirse las instrucciones del fabricante del controlador, con el fin de no dañarlo, y nunca conectarse directamente sin el uso de las protecciones eléctricas adecuadas.
- 13.9 Los parámetros de carga deberán configurarse de acuerdo a lo indicado por el fabricante de la batería, respecto a la tensión, corriente y temperatura máxima de carga, además de la compensación por temperatura.
- 13.10 En caso de falla de los controladores, se deberá realizar los pasos que indica el fabricante en su manual de instalación.
- 13.11 Los controladores de carga deben contar con un sistema de comunicación que les permita funcionar en paralelo y cargar en simultáneo un mismo banco de baterías de acuerdo a los requerimientos establecidos por el Fabricante del Controlador.
- 13.12 Los controladores de carga del tipo MPPT deberán tener las siguientes consideraciones para su diseño:
- a) La tensión máxima de circuito abierto (V_{oc}) del string o arreglo, esperada en condiciones estándar de 1.5 ATM, irradiancia 1000W/m² y la mínima temperatura del lugar de instalación, no puede superar la tensión de entrada del controlador elegido.
 - b) La corriente de cortocircuito en condiciones STC del string o arreglo, no puede superar la corriente de cortocircuito máxima indicada por el fabricante.
 - c) La potencia total del arreglo fotovoltaico no podrá superar la potencia máxima indicada por el fabricante para la tensión de trabajo de diseño del sistema.
- 13.13 Los controladores de carga del tipo MPPT deberán ser compatibles con el BMS del sistema de almacenamiento cuando se utilice la tecnología de litio.

13.14 Los controladores de carga del tipo PWM deberán tener las siguientes consideraciones para su diseño:

- a) La tensión nominal del banco de batería y del sistema de generación debe ser la misma que la tensión nominal del controlador.
- b) La cantidad de celdas de los paneles fotovoltaicos y la tensión de trabajo de éstos deben ser iguales a la tensión que permite el fabricante del controlador.
- c) La corriente de cortocircuito en condiciones STC del string o arreglo, no puede superar la corriente de cortocircuito máxima indicada por el fabricante.

N.A.: En ciertas zonas del país, se pueden encontrar niveles de irradiancia superiores a 1000W/m², que elevan la corriente de cortocircuito, por lo cual se debe tener presente no superar la corriente de cortocircuito indicada por el fabricante del controlador (MPPT o PWM) para las condiciones

13.15 Las señaléticas y rotulación de controladores se instalarán en conformidad con los requisitos de la sección 16.

14. PROTECCIONES

14.1 Las instalaciones de un sistema fotovoltaico aislado estarán equipadas con un sistema de protección que garantice su desconexión en caso de una falla interna de la unidad de generación, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de la instalación de consumo a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

14.2 Los dispositivos de sobre corriente en el lado CC, serán dimensionados para conducir una corriente no inferior a la corriente máxima del tramo de CC respectivos y no deberá exceder la corriente de transporte del conductor.

14.3 Para la conexión en el lado de CC de los diferentes elementos que forman parte de la instalación fotovoltaica aislada (paneles, controlador de carga, banco de baterías e inversor), deberán emplearse fusibles o disyuntores de CC de acuerdo con las exigencias técnicas descritas en el instructivo técnico de almacenamiento que dicte la Superintendencia. Los dispositivos de protección y aislamiento de CC deberán cumplir con los puntos 14.4, 14.5 y 14.6 de este Instructivo Técnico.

14.4 Los fusibles utilizados en la UGF deberán cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Ser seleccionados para ser capaces de disipar la potencia que se desarrolla en las peores condiciones de funcionamiento.
- b) Estar clasificados para ser utilizado en CC
- c) Contar con una clasificación de tensión igual o superior que la tensión máxima del sistema fotovoltaico.
- d) Ser de clase gPV para instalaciones fotovoltaicas
- e) Cumplir con los requerimientos de la norma IEC 60269-6

Los fusibles incorporados en los conectores del tipo MC4 o equivalente deberán cumplir con las mismas características descritas anteriormente.

- 14.5 Los portafusibles utilizados en la UGF deberán cumplir con los siguientes requisitos:
- a) Estar clasificados para ser utilizado en CC
 - b) Contar con una clasificación de tensión igual o superior que la tensión máxima del sistema fotovoltaico.
 - c) Contar con una clasificación de corriente admisible igual o superior que el fusible correspondiente.
 - d) Entregar un grado de protección adecuado a su ubicación.
 - e) Cumplir con los requerimientos de la norma IEC 60947-3
- 14.6 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.
- 14.7 Los descargadores de sobretensión utilizados en instalaciones fotovoltaicas deberán ser del tipo 2, en conformidad a la IEC 61643-11
- 14.8 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.
- 14.9 Las instalaciones fotovoltaicas deberán contar con protección por aislamiento de las partes activas clase II, en el lado de CC.
- 14.10 Las instalaciones fotovoltaicas, en el lado de corriente alterna, deberán contar con una protección diferencial, 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 adecuada a la potencia de salida del o los inversores.
- 14.11 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 Pliego Técnico Normativo RIC N°02 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía.
- 14.12 Las protecciones eléctricas para el lado de CC deberán estar albergada al interior de un tablero eléctrico de CC, mientras que las protecciones de CA estarán contenidas en un tablero eléctrico de CA. Se podrán eximir de esta exigencia aquellas instalaciones fotovoltaicas aisladas que tengan una potencia igual o menor a 3 kW (potencia nominal del inversor), siempre y cuando en el tablero de distribución que contiene las protecciones eléctricas de CC y CA, sean agrupadas ordenadamente en las distintas secciones del tablero y cuyos conductores y barras de distribución estén claramente identificadas con CC o CA según corresponda.
- 14.13 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 el Pliego Técnico Normativo RIC N°02 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía.
- 14.14 La protección diferencial del lado de corriente alterna, indicada en el punto 14.10, que se instale en un sistema fotovoltaico aislado deberá ser del tipo A. Se podrán eximir de esta exigencia aquellas instalaciones fotovoltaicas aisladas que tengan una potencia igual o menor a 3 kW (potencia nominal del inversor), en cuyo caso deberán considerar un diferencial del tipo AC. También se eximirán de esta exigencia aquellas instalaciones en las cuales el inversor

no puede, por construcción, inyectar corrientes continuas de falla en la instalación eléctrica independiente de la potencia nominal de dicho inversor.

- 14.15 La protección diferencial indicada en el punto 14.10, deberán ser de una corriente diferencial no superior a 300mA.
- 14.16 El interruptor general magnetotérmico y la protección diferencial indicado en el punto 14.10 deberán estar instalados y claramente identificados en el tablero de distribución. Este tablero deberá ser instalado tan cerca como sea posible del inversor, pero a no más de 2 m de distancia.
- 14.17 La protección diferencial indicada en el punto 14.10, podrá ser del tipo electrónico asociado a toroide y contactor o desconectador, debiendo cumplir con los puntos 14.14, 14.15 y con lo siguiente:
- 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.
 - La sección del transformador toroidal deberá ser dimensionada para circundar los cables y/o barras tanto de alimentación como 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.
 - Deberá regularse su tiempo de operación como máximo en 200ms y su corriente nominal debe ser igual o mayor a la corriente nominal de la protección termomagnética aguas arriba.
- 14.18 En caso de emplear la protección diferencial del tipo electrónico indicada precedentemente, se deberá explicar detalladamente su operación e interconexión con el resto de los dispositivos que permiten su operación en la memoria explicativa del proyecto presentado a la Superintendencia en el proceso de declaración.
- 14.19 El interruptor general magnetotérmico indicado en el punto 14.10 debe ser un interruptor termomagnético que permita la desconexión del generador fotovoltaico 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:
- Ser manualmente operable.
 - Contar con un indicador visible de la posición "On-Off".
 - Tener la capacidad interruptiva requerida de acuerdo con la corriente de cortocircuito adecuada a la potencia de salida del o los inversores.
 - Debe ser operable sin exponer al operador con partes activas.
- 14.20 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.
- 14.21 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. PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS AISLADAS

- 15.1 Deberán conectarse todas las partes metálicas de la instalación a la tierra de protección. Esto incluye las estructuras de soporte, las carcasas de los equipos, etc.
- 15.2 Los materiales utilizados en la ejecución de las puestas a tierra deben ser tales que no se vea afectada la resistencia mecánica y la conductividad eléctrica por efecto de la corrosión, de forma que cumpla con las características del diseño de la instalación. Las canalizaciones metálicas de otros servicios (agua, líquidos o gases inflamables, etc.) no deben ser utilizadas, como parte de la puesta a tierra por razones de seguridad.
- 15.3 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.
- 15.4 El aterrizaje de los módulos o paneles, así como de los controladores de carga e inversores, se deberá realizar como lo establecen los diferentes fabricantes, con el fin de respetar la garantía de los productos.
- 15.5 El sistema de puesta a tierra utilizado para las instalaciones fotovoltaicas 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.
- 15.6 El sistema de puesta a tierra utilizado deberá cumplir con los requerimientos de seguridad y valores establecidos en el Pliego Técnico Normativo RIC N°06 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía.
- 15.7 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:
 - a) En instalaciones de consumo cuyo EG no supere los 10kW de capacidad instalada.
 - b) En instalaciones de consumo que cuenten con un esquema de conexión a tierra de neutralización (TN-S).
 - c) Cuando el valor resultante de la puesta a tierra no supere los 80 Ohm.
- 15.8 La medición de la resistencia de puesta a tierra deberá realizarse en conformidad a los procedimientos descritos en el anexo N° 10 o en la norma IEEE Std. 81.
- 15.9 Debe considerarse el efecto del sistema de puesta a tierra en el aumento del nivel de cortocircuito y en la coordinación de protecciones correspondiente.

15.10 En toda instalación donde está prevista una conexión equipotencial, debe estar previsto un borne principal de tierra con el fin de conectar los siguientes conductores, según corresponda (Ver anexo N°11 de este instructivo):

- a) Los conductores de tierra de protección.
- b) Los conductores de tierra de servicio.
- c) Los conductores de unión equipotencial principal.
- d) Los conductores de puesta a tierra funcional, si son necesarios.

16. ROTULACIÓN Y SEÑALIZACIÓN

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

- a) Ser indelebles
- b) Ser legibles
- c) Estar diseñadas y fijas de manera que sean legibles durante la vida útil del equipo o tablero al que están adheridas o relacionadas
- d) Ser simples y comprensibles

16.2 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° 12 de este instructivo.

16.3 Todos los equipamientos, protecciones, interruptores, terminales y alimentadores del EG a la llegada de la barra del punto de conexión en los enlaces de CA y de CC deben estar rotulados.

16.4 Todas las cajas de conexión de arreglos y 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 o controlador de carga.

16.5 Se instalará una placa de identificación legible e indeleble por parte del instalador al momento de montaje de la unidad de generación, ubicada en los tableros eléctricos que contienen las protecciones fotovoltaicas de CC y CA 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 tensión de servicio
- c) La corriente nominal
- d) Empresa desarrolladora
- e) Año de instalación
- f) Grado de protección IP
- g) Potencia máxima
- h) Instalación cuenta con suministro de energía a través de almacenamiento de baterías (SI/NO)
- i) Instalación cuenta con suministro de energía a través de generador diésel u otro medio de generación (SI/NO)

- 16.6 Se deberá identificar claramente el o los inversores empleados en la instalación, a través de una placa en la cual se especifique:
- Puertos de entrada y salida del inversor aislado (véase como ejemplo el Anexo N°1)
 - N° de inversor e identificación de “maestro” (aplica sólo cuando se tiene inversores en paralelo y/o conexión trifásica)
 - Identificación de fases (sólo aplica para cuando se tiene inversores en conexión trifásica)
 - Tensión nominal en CC (V):
 - Tensión nominal en CA (V):
 - Potencia de salida CA (kW):
- 16.7 Se deberá identificar claramente el o los controladores de carga empleados en la instalación, a través de una placa en la cual se especifique:
- Tipo de tecnología: (MPPT o PWM)
 - N° de controlador (aplica cuando se cuenta con más de un controlador)
 - Tensión nominal del banco de baterías en (V):
 - Tensión circuito abierto del arreglo conectado (Voc):
 - Corriente de cortocircuito del arreglo conectado (Isc) (A):
 - Potencia nominal de ingreso del arreglo conectado (W):
- N.A. 1.: Estos campos serán respaldados con la ficha técnica del controlador de carga emitida por el fabricante.*
- N.A. 2.: En el caso de que el o los controladores tengan más de un puerto de entrada, éstos deberán tener indicada la corriente de cortocircuito del arreglo conectado a cada puerto.*
- N.A. 3.: Para el caso de los controladores que tengan más de un MPPT, éstos deberán quedar claramente indicados.*
- 16.8 Se deberá identificar claramente el o los conductores provenientes del sistema de generación fotovoltaica, del sistema de almacenamiento a través de baterías y del generador diésel u otro medio de generación eléctrico, tanto en su aislación o cubierta protectora como en el tablero al que ingresen. Se deberá identificar además la barra de distribución donde se conecten, diferenciándola del resto de barras de distribución que contenga el tablero eléctrico.
- 16.9 Se deberá identificar claramente la caja de conexiones de arreglos a través de una placa, la cual además indicará el N° de caja, cuando exista más de una caja de conexiones de arreglo.
- 16.10 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.
- 16.11 Los conductores positivos y negativos de diferentes strings al llegar a la caja de arreglos o al inversor o controlador de carga, deberán estar debidamente rotulados de manera indeleble e indicando el N° de string o arreglo al que pertenecen.
- 16.12 Los conductores y barras de distribución para CC y CA que estén al interior de un tablero que contiene protecciones de CC y CA indicadas en el punto 14.12 de esta instrucción técnica, deberán estar debidamente rotulados indicando el nombre de CC o CA, además desde qué elemento viene (controlador, banco de baterías, inversor, etc).
- 16.13 La instalación deberá contar con procedimientos de encendido, y apagado de emergencia ubicado en los tableros eléctricos donde se puede realizar dicha operación.

17. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

- 17.1 Los sistemas de almacenamiento que formen parte de instalaciones fotovoltaicas aisladas serán diseñados en conformidad con el instructivo técnico que dicte la Superintendencia para estos efectos.
- 17.2 Dentro del alcance de esta instrucción técnica, sólo se permite el almacenamiento a través de baterías de plomo ácido reguladas por válvulas y litio.
- 17.3 Todas las baterías y sistemas de baterías de litio que formen parte de la instalación de almacenamiento de energía deberán estar certificados en conformidad a la norma IEC 62619 o al estándar UL 1973 o UL 9540.
- 17.4 Todas las baterías y sistemas de baterías de plomo ácido reguladas por válvula que formen parte de la instalación de almacenamiento de energía deberán cumplir con las certificaciones en conformidad a las normas IEC 60896-21 y 60896-22 o con estándares equivalentes.
- 17.5 Cuando se utilice un sistema de almacenamiento con baterías de litio, su BMS deberá ser compatible con el controlador de carga y el inversor, validada por los fabricantes de estos equipos.
N.A.: El BMS debe contar con un sistema de comunicación compatible con el protocolo de comunicación del controlador y/o inversor.

18. PRUEBAS E INSPECCIÓN

- 18.1 La puesta en marcha sólo podrá ser realizada por el instalador eléctrico autorizado responsable de la declaración de puesta en servicio.
- 18.2 Será responsabilidad del instalador realizar todas las pruebas necesarias para garantizar la seguridad de la instalación aislada.
- 18.3 Antes de la puesta en servicio, como mínimo deberán verificarse los siguientes aspectos:
- 18.3.1 La UG, módulos, tableros, conductores y sus componentes cumplen con el etiquetado, rotulación y señaléticas requeridas en la instrucción técnica.
 - 18.3.2 Fijación de la estructura.
 - 18.3.3 Fijación de los módulos fotovoltaicos a la estructura.
 - 18.3.4 Los módulos fotovoltaicos se encuentran sin daños.
 - 18.3.5 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.
 - 18.3.6 Los conductores y conexiones eléctricas no deben quedar sometidos a esfuerzos mecánicos permanentes ni accidentales.
 - 18.3.7 Los conductores y la canalización fueron instalados conforme a los Pliegos Técnicos Normativos RIC N°03 y 04 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía y a lo especificado en la sección 11 de este instructivo.
 - 18.3.8 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.
 - 18.3.9 Los tableros cumplen con el grado IP para el lugar donde se encuentran instalados.
 - 18.3.10 Las conexiones eléctricas cumplen con lo estipulado en la sección 9 de este instructivo.
 - 18.3.11 Verificar que la capacidad del conductor del lado CC de la UG, sea superior a la capacidad de la protección de sobrecorriente.
 - 18.3.12 El código de colores para CC es el mismo que el referido en el punto 11.24 de este instructivo.
 - 18.3.13 El código de colores para los conductores de CA cumple con el Pliego Técnico Normativo RIC N°04 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía.
 - 18.3.14 El conductor utilizado es del tipo fotovoltaico con la designación H1Z2Z2-K o equivalente.
 - 18.3.15 Verificación de polaridad.
 - 18.3.16 Verificación de resistencia de aislamiento.
 - 18.3.17 Continuidad del sistema de puesta a tierra y/o red equipotencial.

- 18.3.18 Medición de puesta a tierra y verificar que los valores de tierra de servicio y protección cumplen con el Pliego Técnico Normativo RIC N°06 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía.
- 18.3.19 Verificarse el funcionamiento del seccionador y de las cajas de conexión de arreglos.
- 18.3.20 Verificar que las cajas de conexiones de arreglos, cumplen con lo descrito en la sección 9 de este instructivo.
- 18.3.21 Verificar que los rangos de corriente máxima y tensión máxima del string estén en conformidad a los rangos de entrada del inversor o controlador de carga.
- 18.3.22 Medición de parámetros eléctricos en lado CC y CA del inversor, corriente, tensión y frecuencia.
- 18.3.23 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 el voltaje máximo de entrada del inversor o controlador de carga.
- 18.3.24 Verificar que la UG cuenta en el tablero general o distribución con un automático y diferencial no superior a 300mA destinados a la UG
- 18.3.25 Pruebas al inversor. Comprobar la correcta operación del inversor según manual de instalación del producto.
- 18.3.26 Pruebas a la protección diferencial del tipo electrónico indicado en el punto 14.17 de este instructivo, junto a su transformador toroidal y contactor.
- 18.3.27 Verificar existencias de procedimientos de apagado de emergencia en el emplazamiento, el cual siempre debe comenzar indicando la desconexión de la corriente alterna.
- 18.3.28 Verificar existencias de la documentación sobre el diagrama unilineal y conexionado de baterías y sus procedimientos de funcionamiento, carga y descarga y de emergencia.

19. MANTENIMIENTO Y TRABAJO SEGURO.

19.1 Disposiciones Generales de operación y mantenimiento

- 19.1.1 Los propietarios de las instalaciones fotovoltaicas aisladas deberán contar con procedimientos de operación, mantención, emergencia y análisis de riesgo para instalaciones.
- 19.1.2 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.
- 19.1.3 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.

19.2 Seguridad en las labores de operación y mantenimiento

- 19.2.1 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.
- 19.2.2 Las intervenciones en instalaciones se deberán efectuar con medios técnicos que garanticen seguridad tanto para el personal que interviene como para las instalaciones intervenidas.
- 19.2.3 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.
- 19.2.4 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.
- 19.2.5 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.

19.3 Exigencias para realizar intervenciones seguras

- 19.3.1 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.
- 19.3.2 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

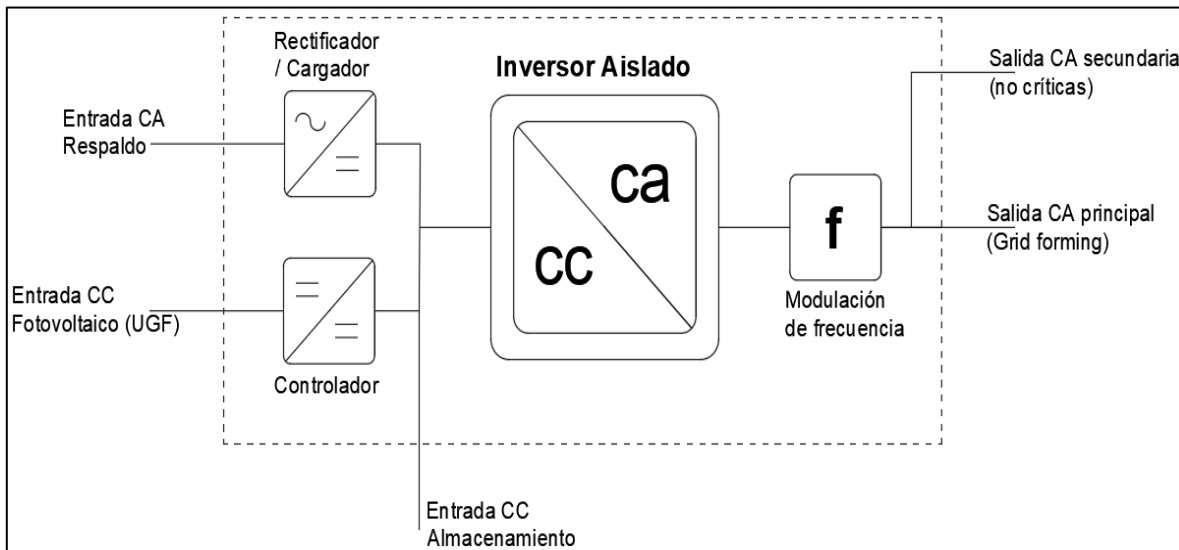
- 19.3.3 Cuando se intervengan instalaciones fotovoltaicas deberá verificarse el disyuntor de protección del inversor por fase (cuando hay inversores trifásicos) en la parte de corriente alterna, el switch del inversor, cuando corresponda, en la parte de corriente continua, la tarjeta de operación para la operación de bloqueo y la tensión en los componentes que se manipularán.
- 19.3.4 En salas eléctricas o de subestaciones transformadoras, donde se instalen los inversores y/o controladores de carga, se deberán tomar las debidas precauciones de seguridad para no interferir el normal funcionamiento de los equipos instalados en las salas.
- 19.3.5 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.
- 19.3.6 Las unidades, controladores de carga 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.
- 19.3.7 En las instalaciones fotovoltaicas, los paneles 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.
- 19.3.8 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.
- 19.3.9 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.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

1. Para efectos de lo establecido en el punto 2.2 del presente instructivo y hasta que los Pliegos Técnicos Normativos RIC establecidos en el Decreto Supremo N°8/2020 del Ministerio de energía no se encuentren vigentes, se deberán aplicar en su reemplazo la norma eléctrica NCH Elec. 4/2003.
2. Para efectos de lo establecido en los puntos 14.11 y 14.13 del presente instructivo y hasta que el Pliegos Técnicos Normativos RIC N°02 establecidos en el Decreto Supremo N°8/2020 del Ministerio de energía no se encuentren vigentes, se deberán aplicar en su reemplazo el capítulo 6 de norma eléctrica NCH Elec. 4/2003.
3. Para efectos de lo establecido en los puntos 11.20 letra e) y 18.3.7 del presente instructivo y hasta que el Pliegos Técnicos Normativos RIC N°03 establecidos en el Decreto Supremo N°8/2020 del Ministerio de energía no se encuentren vigentes, se deberán aplicar en su reemplazo el capítulo 7 de norma eléctrica NCH Elec. 4/2003.
4. Para efectos de lo establecido en los puntos 11.1, 11.5 letra a), 11.14, 11.20 letra e), 11.24, 18.3.7 y 18.3.13 del presente instructivo y hasta que el Pliegos Técnicos Normativos RIC N°04 establecidos en el Decreto Supremo N°8/2020 del Ministerio de energía no se encuentren vigentes, se deberán aplicar en su reemplazo el capítulo 8 de norma eléctrica NCH Elec. 4/2003.
5. Para efectos de lo establecido en lo punto 15.6 y 18.3.18 del presente instructivo y hasta que el Pliegos Técnicos Normativos RIC N°06 establecidos en el Decreto Supremo N°8/2020 del Ministerio de energía no se encuentren vigentes, se deberán aplicar en su reemplazo el capítulo 10 de norma eléctrica NCH Elec. 4/2003.
6. Para efectos de lo establecido en el anexo N° 7 del presente instructivo y hasta que el Pliegos Técnicos Normativos RIC N°09 establecidos en el Decreto Supremo N°8/2020 del Ministerio de energía no se encuentren vigentes, se deberán aplicar en su reemplazo el capítulo 14 de norma eléctrica NCH Elec. 4/2003.
7. Mientras la Superintendencia no dicte el instructivo técnico de sistemas de almacenamiento indicado en el capítulo 17, se aplicarán las siguientes disposiciones transitorias para las instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes eléctricas de distribución que cuenten con sistemas de almacenamiento de energía:
 - a) 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 IEC 62485-2 que aplican para las baterías de plomo ácido reguladas por válvulas, mientras que para las baterías de litio se debe emplear la norma UNE-EN 62485-5.
 - b) Todos los inversores utilizados con aplicaciones fotovoltaicas aisladas y que funcionen con un sistema de almacenamiento a través de baterías, deberán cumplir los requisitos de seguridad de las normas IEC 62109-1 o IEC 62477-1 o el estándar UL 9540.

ANEXO N° 1

DIAGRAMA GENERAL DE UN INVERSOR AISLADO DE LA RED



Este anexo muestra un esquema tipo de un inversor aislado que comercialmente puede tener integrados otros elementos. Así en el mercado local se pueden encontrar:

- Inversor aislado
- Inversor aislado con cargador (conocido comercialmente como inversor cargador o inversor híbrido)
- Inversor aislado con cargador y controlador de carga
- Inversor aislado con control/modulación de frecuencia (conocido como inversor variador)

En este anexo, además se muestra a través del mismo esquema tipo, a un inversor aislado con los diferentes puertos de conexión que puede incorporar:

- Puerto de entrada CC para fuente de energía fotovoltaica (dedicado a la unidad de generación fotovoltaica UGF)
- Puerto de entrada CC para almacenamiento (dedicado al sistema de baterías)
- Puerto de entrada CA de respaldo (dedicado al generador diésel)
- Puerto de salida CA principal (dedicado a las cargas primarias)
- Puerto de salida CA secundaria (dedicado a las cargas no críticas)

Nota 1: En este esquema simplificado, no se dibujaron las protecciones eléctricas, sin embargo, éstas son necesarias para cada uno de los componentes, lo que puede ser verificado en la sección 14 de este instructivo técnico.

Nota 2: En este anexo no se ejemplificaron los puertos de comunicaciones que incluyen los inversores.

Con la finalidad de poder mostrar el resto de los inversores aislados, a continuación, se presentan los esquemas generales básicos de éstos:

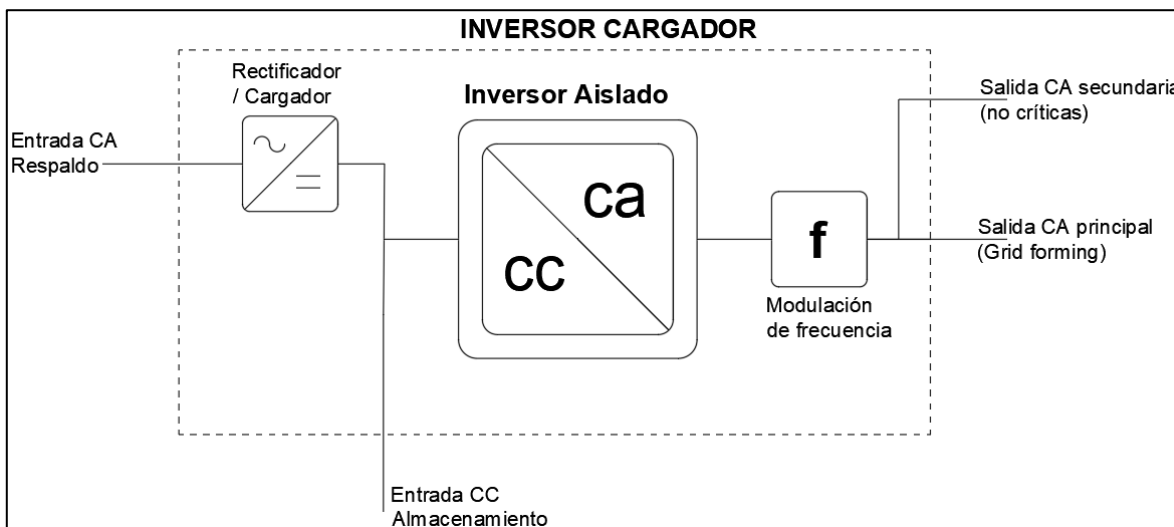


Figura N°1: Inversor cargador

Figura N°1: Este esquema muestra un “inversor cargador” o también conocido comercialmente como “inversor híbrido”, el cual además de funcionar como un inversor aislado incorpora dentro de su carcasa al cargador de baterías.

El inversor cargador no es parte del alcance de este instructivo, por lo que su instalación diseño y exigencias técnicas deberán ser consultadas al instructivo técnico de sistemas de almacenamiento.

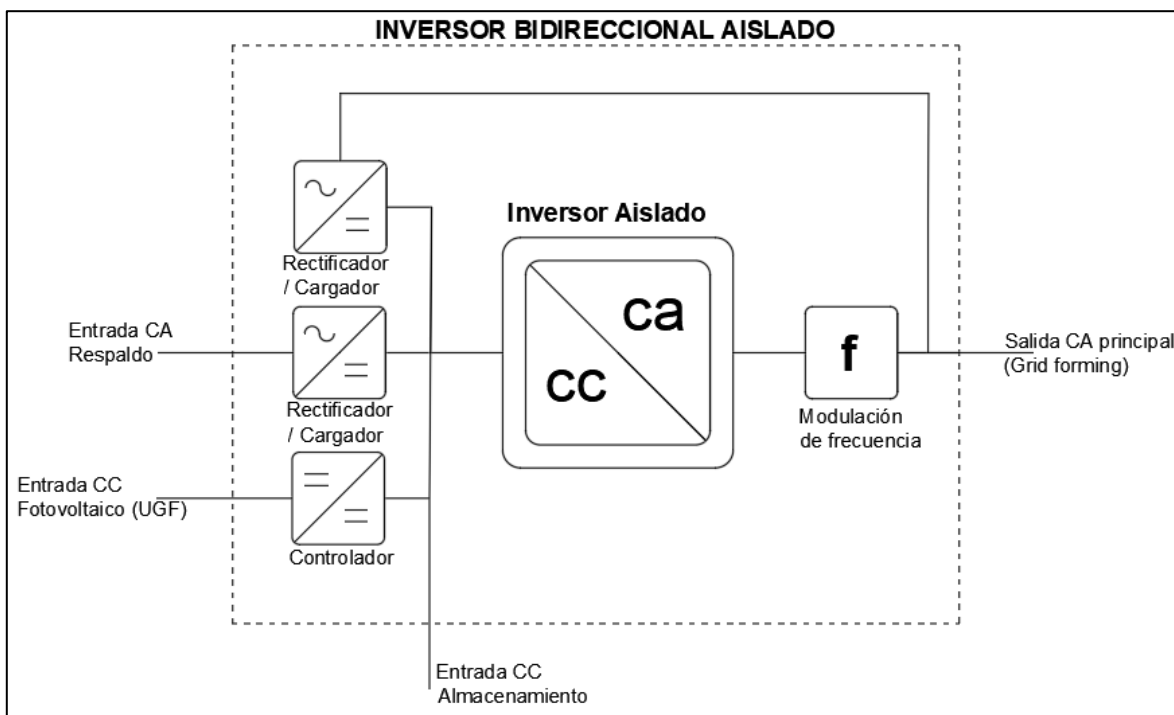


Figura N°2: Inversor Bidireccional Aislado

Figura N°2: Este esquema muestra un “inversor bidireccional aislado”, el cual tiene múltiples modos u operación con diferentes puertos de entrada y salida que incorpora los diferentes elementos integrados o al interior de su carcasa.

Este inversor permite una bidireccionalidad en la inyección de energía, lo que no es parte del alcance de este instructivo, por lo que su instalación diseño y exigencias técnicas deberán ser consultadas al instructivo técnico de sistemas de almacenamiento.

Nota 1: La figura N° 2, muestra un inversor bidireccional aislado con la arquitectura T4I de la tabla N°3 que para efectos de este instructivo se muestra funcionando sólo como un inversor unidireccional.

La tabla N°3 muestra las arquitecturas, compatibilidad y aplicación para las distintas configuraciones de instalaciones fotovoltaicas aisladas.

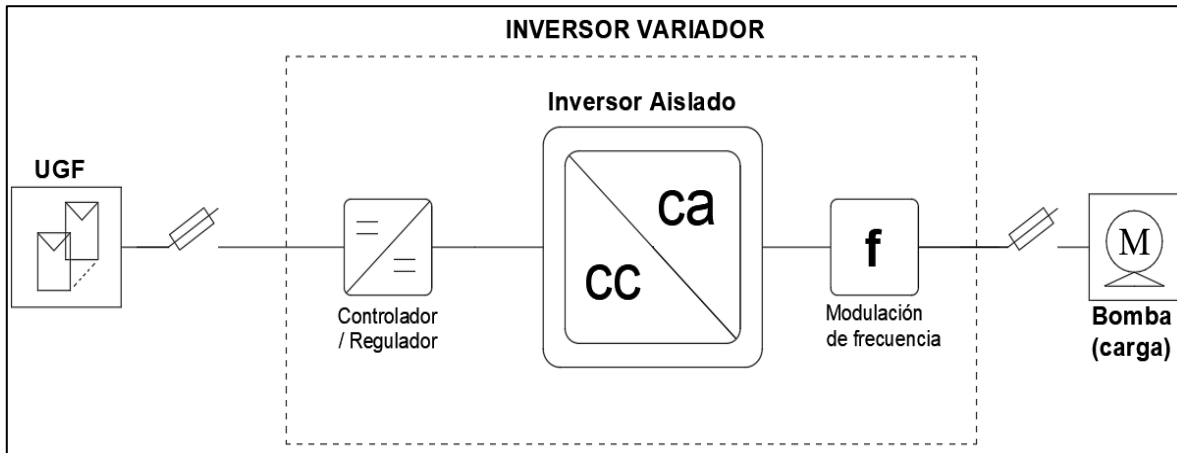
Tabla N°3.

Tipo de inversor	Arquitectura principal del sistema	Descripción	Ejemplo de aplicaciones	Variaciones en la arquitectura
Accionamiento de velocidad variable	T1I-c	UGF operando sin almacenamiento y sin generadores diésel o red aislada de apoyo	Bombeo de agua solar	Algunas unidades también pueden utilizar diésel o la red eléctrica aislada
Inversores Grid forming que trabajan con Baterías	T2I	UGF con almacenamiento y sin generadores diésel o red de apoyo. La UGF y la batería están acoplados en el enlace de CC	Sistemas solares residenciales	Algunos sistemas pueden usar algo de almacenamiento en baterías para facilitar la transición entre la UGF y el generador diésel
Inversores bidireccionales que funcionan con Baterías	T4I	La UGF opera con generadores diésel o red de apoyo y almacenamiento. La UGF y la batería están acoplados en el enlace de CC o CA	Torres de telecomunicaciones; sistemas solares residenciales más grandes	Algunos sistemas residenciales grandes podrían no incluir diésel

Nota: También hay inversores de modo dual, que se sincronizan con una red en circunstancias normales, pero en caso de fallo de la red se convierten en inversores grid forming. La aplicación típica de este tipo de inversor es para sistemas conectados a la red, donde la red es débil y poco confiable, y no es parte del alcance de este instructivo.

ANEXO N° 2

INVERSOR VARIADOR, DE ACUERDO A LA ARQUITECTURA PRINCIPAL DEL SISTEMA T11-C DESCRITO EN LA TABLA N°3



El esquema tipo que se señala en este anexo, muestra un sistema de generación fotovoltaica que entrega su energía a un inversor variador, el cual a su vez alimenta a una bomba de agua.

En esta aplicación, las fuentes de CC se convierten directamente en CA, haciendo uso del recurso solar cuando está disponible. Un uso típico de esta arquitectura es el bombeo de agua solar de CA (el bombeo de agua solar de CA con un inversor se usa típicamente para aplicaciones de mayor potencia que las bombas solares de CC a CC más simples y más pequeñas que no están cubiertas por este instructivo).

El inversor será controlado por un sistema de control de energía, el que podrá estar integrado o ser externo a él, y que debe ser capaz de ajustar la frecuencia del inversor dependiendo de la corriente de CC proporcionada, para iniciar las cargas de CA a niveles bajos de irradiancia y aumentar la velocidad a medida que avanza el día.

También puede ser posible tener una programación adicional en la unidad que controla la frecuencia de acuerdo con otros criterios (por ejemplo, como una forma de controlar el flujo de agua).

Sin una batería como soporte, la potencia para operar la carga por la mañana y por la noche es limitada. Los motores requieren magnetización y corrientes de arranque si se suministran con frecuencia fija, y se requiere mucha potencia reactiva. Para superar este obstáculo, los sistemas de bombas solares de CA generalmente utilizarán variadores de frecuencia que comenzarán magnetizando el motor con corriente CA (frecuencia cero) y luego aumentarán la frecuencia con una rampa mientras se mantiene baja la corriente del motor. La bomba se opera con una frecuencia más baja por la mañana, bombeando a una tasa menor, y esta tasa aumenta a medida que aumenta la irradiancia. **Para este caso el inversor unidireccional actúa como un variador de frecuencia solar.**

N.A. 1: Para este esquema no se requiere de un controlador de carga, ya que el sistema fotovoltaico se conecta directamente al inversor, sin embargo, podría haber otro tipo de configuración que sí lo requiera.

N.A. 2: Este inversor es llamado también variador de frecuencia solar.

ANEXO N° 3

CARACTERÍSTICAS MÍNIMAS PARA TUBOS EN CANALIZACIONES QUE ESTÉN SUJETAS A RIESGO DE DAÑOS MECÁNICOS

N° Dígitos	Característica	Código	Grado
1	Resistencia a la compresión	5*	Muy Fuerte
2	Resistencia al impacto	4**	Fuerte
3	Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5 °C
4	Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60 °C
5	Resistencia al curvado	(1) / (2) / (4)	Rígida / curvable / Flexible
6	Propiedades eléctricas	(1) / (2)	Continuidad eléctrica / aislante
7	Resistencia a la penetración de objetos sólidos	5	Protegida contra el polvo
8	Resistencia a la penetración de agua	4	Protegida contra salpicaduras de agua
9	Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2 ***	Protección interior y exterior media
10	Resistencia a la tracción	0	No declarada
11	Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
12	Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

* En el caso de canalizaciones sobrepuestas fijas sin riesgo de circulación de vehículos podrá utilizarse el código 4 para la resistencia a la compresión.

** En el caso de canalizaciones sobrepuestas fijas sin riesgo de circulación de vehículos podrá utilizarse el código 3 para la resistencia al impacto.

*** Solo aplica a canalizaciones metálicas. Para canalizaciones no metálicas debe ser un dígito 0. En instalaciones en el exterior en ambientes húmedos o mojados con presencia de agentes químicos activos o en zonas costeras en código será 4 con Alta protección interior y exterior.

ANEXO N° 4

UNIÓN DE STRINGS, ARREGLOS Y CONEXIÓN DE LA UGF A CONTROLADORES

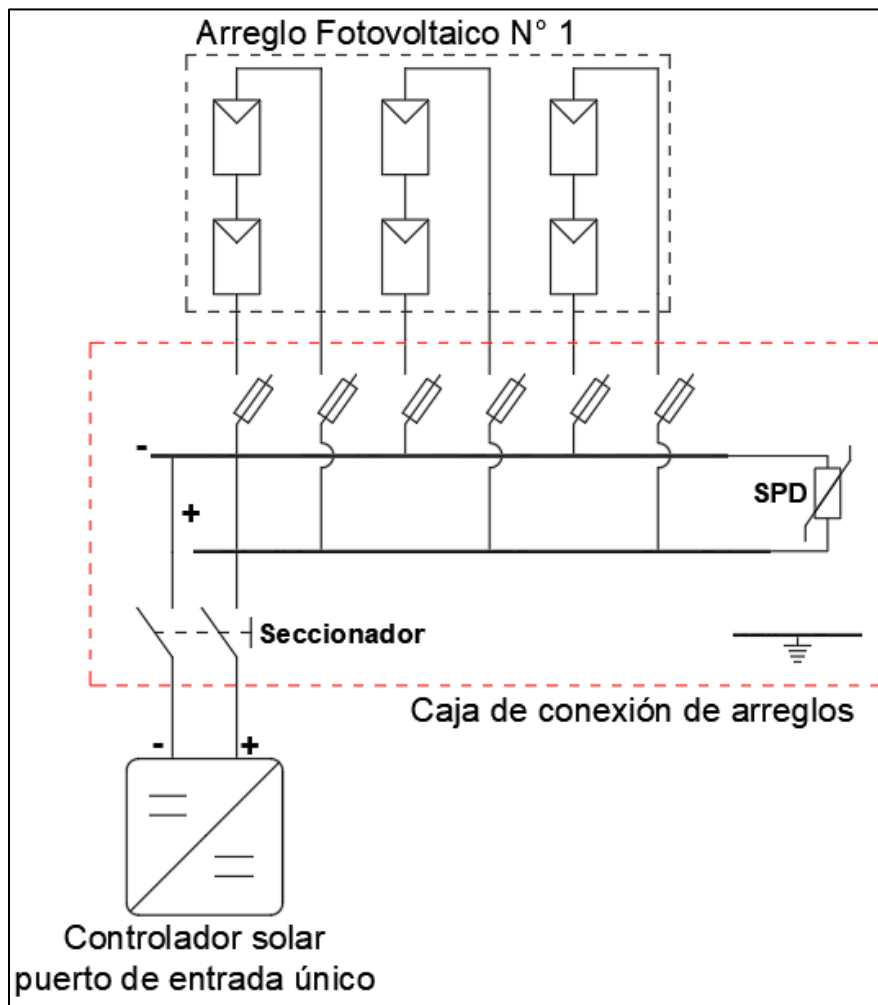


Figura N°3: Caja de conexión de arreglos

Este anexo tiene como finalidad, mostrar los diferentes esquemas de conexión de los paneles fotovoltaicos (strings o arreglos) con los diferentes elementos (caja de conexiones de arreglos, conectores, controladores y/o inversores).

La figura N°3 muestra un esquema de conexión tipo para la interconexión de strings (que conforman un arreglo fotovoltaico) que ingresan a un controlador (podría también ser un inversor) que cuenta con un solo puerto de entrada CC.

Por otro lado, la caja de conexión de arreglos incluye todos los elementos de protección por cada arreglo conectado al mismo controlador

Nota 1: Se debe verificar no exceder la capacidad de corriente establecida por el fabricante para el puerto de entrada CC del controlador de carga y tener un conductor fotovoltaico adecuado para el transporte de corriente.

Nota 2: En este esquema simplificado de la figura N°3, no se dibujaron las protecciones eléctricas a la salida del controlador solar, sin embargo, éstas son exigidas en la sección 14 de este instructivo técnico.

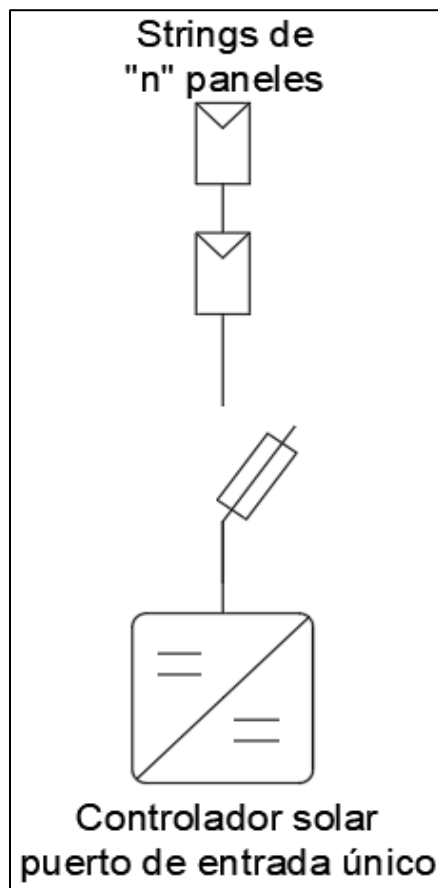


Figura N°4: Conexión de un string a un controlador solar

La figura N°4 muestra un esquema de conexión tipo para la interconexión de 1 string que ingresa a un controlador (podría también ser un inversor) que cuenta con un solo puerto de entrada CC.

La protección fusible (que va al interior de un portafusible) puede estar incorporado en el conductor fotovoltaico mediante conectores del tipo MC4 o podrá estar incorporada en el controlador solar.

Nota 1: Se debe verificar no exceder la capacidad de corriente establecida por el fabricante para el puerto de entrada CC del controlador de carga y tener un conductor fotovoltaico adecuado para el transporte de corriente.

Nota 2: En este esquema simplificado de la figura N°4, no se dibujaron las protecciones eléctricas a la salida del controlador solar, sin embargo, éstas son exigidas en la sección 14 de este instructivo técnico.

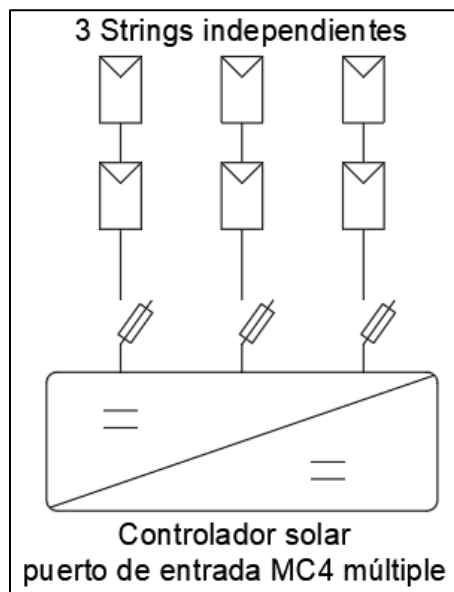


Figura N°5: Conexión de strings directamente a un controlador solar con múltiples puertos de entrada

La figura N°5 muestra un esquema de conexión tipo para la conexión directa de 3 strings que ingresan a un controlador (podría también ser un inversor) que tiene múltiples puertos de entrada CC.

La protección fusible (que va al interior de un portafusible) puede estar incorporado en el conductor fotovoltaico mediante conectores del tipo MC4 o podrá estar incorporada en el controlador solar.

Nota 1: Se debe verificar no exceder la capacidad de corriente establecida por el fabricante para cada puerto de entrada CC del controlador de carga y tener un conductor fotovoltaico adecuado para el transporte de corriente.

Nota 2: En este esquema simplificado de la figura N°5, no se dibujaron las protecciones eléctricas a la salida del controlador solar, sin embargo, éstas son exigidas en la sección 14 de este instructivo técnico.

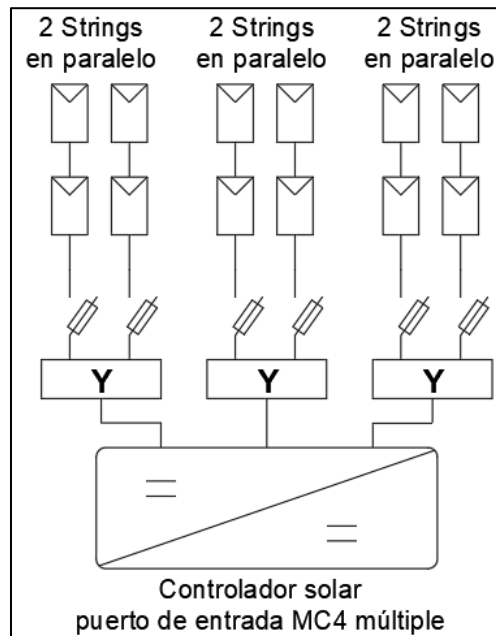


Figura N°6: Conexión de un máximo de 2 strings a través de un conector tipo MC4 paralelo tipo “Y” con un controlador solar con múltiples puertos de entrada.

La figura N°6 muestra un esquema de conexión tipo para la conexión directa de un máximo de 2 strings en paralelo interconectados a través de un conector tipo MC4 paralelo tipo “Y” con el que se ingresa al controlador (podría también ser un inversor) que tiene múltiples puertos de entrada CC.

La figura N°6 puede ser empleada como un esquema de conexión tipo para los strings de paneles fotovoltaicos que empleen la tecnología llamada capa fina o Thin film.

Es importante precisar que para la interconexión de más de 2 strings en paralelo, se deberá emplear la caja de conexión de arreglos indicada en los puntos 9.1 y 9.6 de esta instrucción técnica.

La protección fusible (que va al interior de un portafusible) puede estar incorporado en el conductor fotovoltaico mediante conectores del tipo MC4 paralelo tipo “Y” o podrá estar incorporada en el controlador solar.

Nota 1: El conductor fotovoltaico que sale del conector tipo MC4 paralelo tipo “Y”, debe ser adecuado para transportar la corriente resultante de la conexión en paralelo entre ambos strings.

Nota 2: Se debe verificar no exceder la capacidad de corriente establecida por el fabricante para cada puerto de entrada CC del controlador de carga y tener un conductor fotovoltaico adecuado para el transporte de corriente.

Nota 3: En este esquema simplificado de la figura N°6, no se dibujaron las protecciones eléctricas a la salida del controlador solar, sin embargo, éstas son exigidas en la sección 14 de este instructivo técnico.

ANEXO N° 5

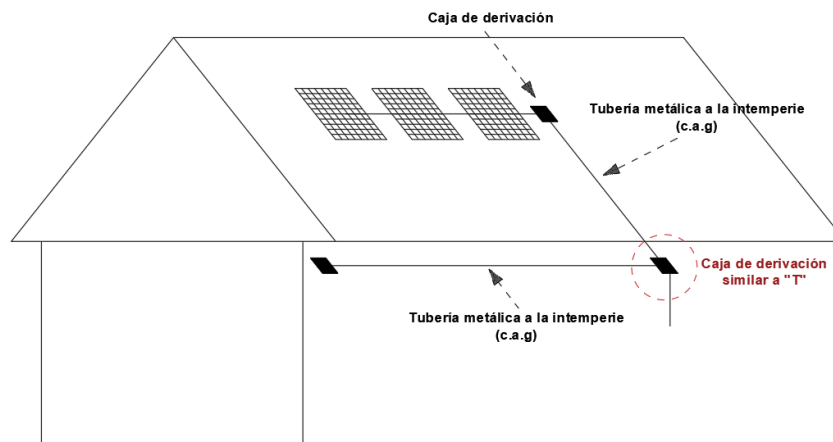
CARACTERÍSTICAS MÍNIMAS PARA TUBERÍA EN CANALIZACIONES SOBREPUESTAS FIJAS

N° Dígitos	Característica	Código	Grado
1	Resistencia a la compresión	4	Fuerte
2	Resistencia al impacto	3	Media
3	Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5 °C
4	Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60 °C
5	Resistencia al curvado	(1) / (2) / (4)	Rígida / curvable / Flexible
6	Propiedades eléctricas	(1) / (2)	Continuidad eléctrica / aislante
7	Resistencia a la penetración de objetos sólidos	5	Protegida contra el polvo
8	Resistencia a la penetración de agua	4	Protegida contra salpicaduras de agua
9	Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2 *	Protección interior y exterior media
10	Resistencia a la tracción	0	No declarada
11	Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
12	Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada
<p>* Solo aplica a canalizaciones metálicas. Para canalizaciones no metálicas debe ser un dígito 0. En instalaciones en el exterior en ambientes húmedos o mojados con presencia de agentes químicos activos o en zonas costeras en código será 4 con Alta protección interior y exterior.</p>			

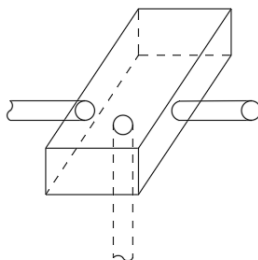
Nota: El cumplimiento de estas características se realizará según los ensayos indicados en los protocolos de análisis y/o ensayos de seguridad de productos eléctricos respectivos definidos por la Superintendencia. En ausencia de estos, se deberá aplicar la norma IEC 61386-1, IEC 61386-21 para tuberías rígidas y IEC 61386-22 para tuberías curvables.

ANEXO N° 6

ELIMINACIÓN DE CONDENSACIÓN AL INTERIOR DE CANALIZACIONES A LA INTEMPERIE



Caja de derivación (similar a "T")



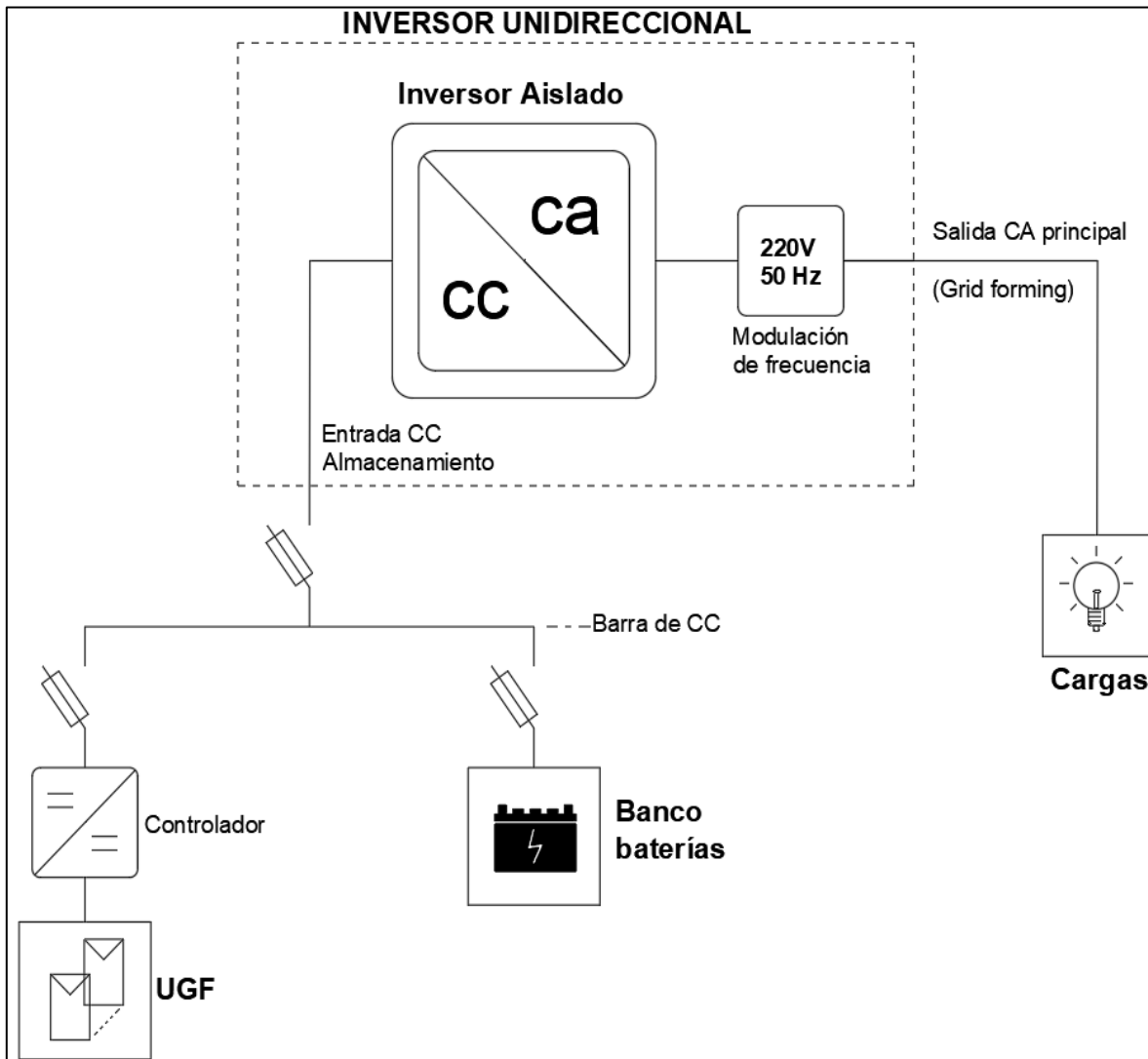
El esquema tipo que se señala en este anexo, muestra la canalización a la intemperie en un techo desde un sistema fotovoltaico, el cual muestra una caja de derivación inicial a la cual llegan los conductores fotovoltaicos (cumpliendo con que los conductores no toquen el techo y lleguen a la caja de derivación a través de una prensa estopa o terminación afín, como establece el punto 11.8 de este instructivo), luego a través de canalización metálica se va a una segunda caja de derivación, la que viene a cumplir la función de eliminar la condensación y eventual ingreso de agua antes de que llegue a otra caja (cumpliendo con el punto 11.5 letra c) a través de una solución similar a la "T")

N.A.1.: Debe entenderse como tubería metálica a las tuberías que tienen alta protección interior y exterior a la corrosión, con un recubrimiento de galvanizado en caliente, por ejemplo.

N.A.2.: Para efectos de ejemplificar la canalización metálica, en este esquema se emplea la cañería de acero galvanizado, cuya abreviación es c.a.g.

ANEXO N° 7

EJEMPLIFICACIÓN A: INVERSOR AISLADO OPERANDO CON ALMACENAMIENTO DE BATERÍAS (INVERSOR GRID FORMING), DE ACUERDO A LA ARQUITECTURA PRINCIPAL DEL SISTEMA T21 DESCRITO EN LA TABLA N°3



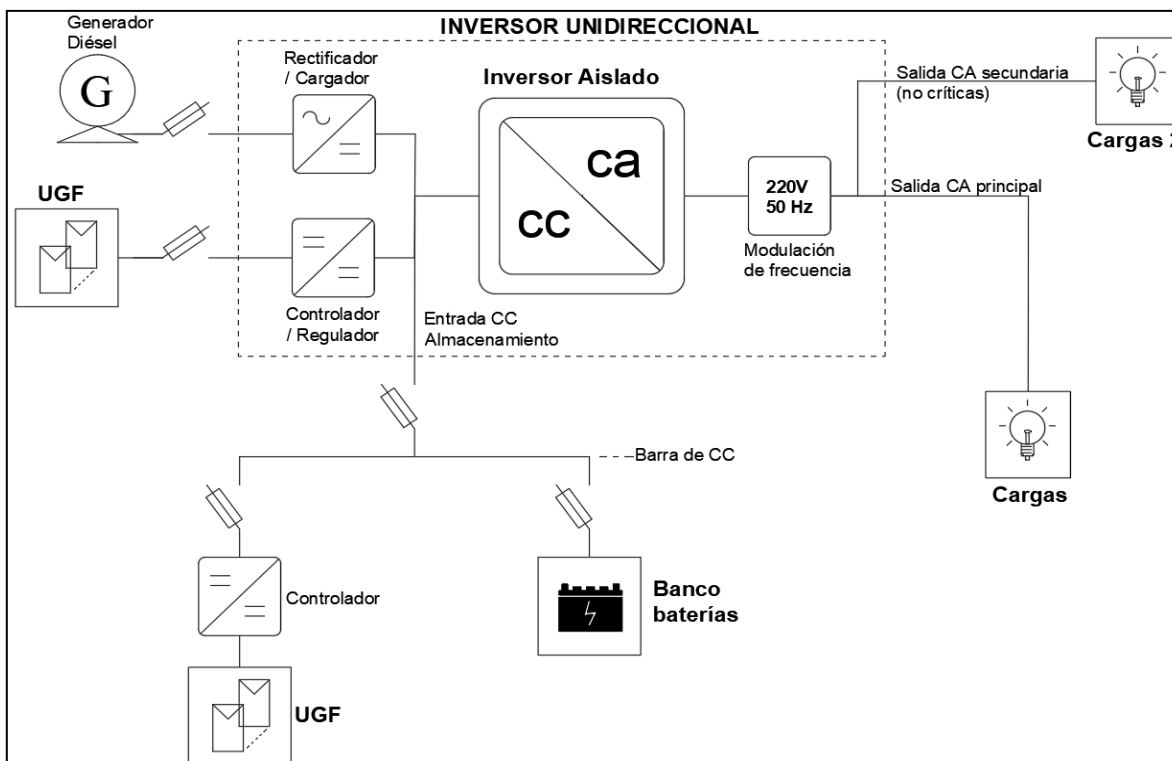
El esquema tipo que se señala en este anexo, muestra un sistema de generación fotovoltaica que entrega su energía al banco de baterías y al inversor unidireccional aislado.

En esta aplicación, las fuentes fotovoltaicas y las baterías se conectan a la Barra de CC. Las baterías se mantienen cargadas únicamente a través de la generación fotovoltaica en CC (a través del controlador de baterías), por lo que no hay respaldo del generador diésel.

El voltaje del enlace de CC viene determinado por el voltaje del banco de baterías. La UGF está conectado al enlace de CC a través de un controlador de carga.

Las cargas de CA se alimentan a través del puerto de CA del inversor unidireccional aislado, el que forma la red (grid forming).

EJEMPLIFICACIÓN B: INVERSOR AISLADO OPERANDO CON ALMACENAMIENTO DE BATERÍAS, GENERADOR DIÉSEL Y CARGADOR DE BATERÍAS (HÍBRIDO), DE ACUERDO A LA ARQUITECTURA PRINCIPAL DEL SISTEMA T2I DESCRITO EN LA TABLA N°3



El esquema tipo que se señala en este anexo, muestra un sistema de generación fotovoltaica que a través del inversor unidireccional genera la red y puede trabajar en paralelo con un generador diésel y un sistema de almacenamiento.

Los generadores diésel se conectan y desconectan según las cargas. Para la salud de los generadores es importante que operen a una carga base mínima o nominal de acuerdo a las especificaciones del fabricante, de lo contrario pueden sufrir daños por combustión parcial y se deberá prestar atención a las características de eficiencia del combustible para minimizar el consumo de combustible. También estarán protegidos de la potencia inversa que fluye desde la generación renovable, en conformidad a lo establecido en el Pliego Técnico Normativo RIC N°09 del DS N°8/2020.

Para garantizar esto, la generación fotovoltaica debe estar controlada para que no generen más de una cantidad predeterminada (considerando variaciones bruscas de carga), por lo que necesitan un sistema de control para limitar su potencia activa.

Este sistema de control dependerá del modo de operación de los generadores diésel y del porcentaje de penetración del UGF, por lo cual deberán cumplir con la sección 5.2.6 de la norma IEC 62257-7-4

Nota 1: Este esquema emplea la arquitectura T2I, sin embargo, también puede ser empleado para ejemplificar la arquitectura "T4I" indicado en la tabla N°3, pero con el inversor unidireccional funcionando como un inversor bidireccional.

Nota 2: Este esquema tipo muestra la sincronización del inversor con la red generada por el generador diésel, para lo cual se requiere de un sistema de control y comunicación para gestionar el correcto funcionamiento de cada uno de los elementos.

Nota 3: Este esquema tipo muestra como protecciones de sobrecorriente a fusibles, sin embargo, estas protecciones eléctricas de CC y CA también pueden ser disyuntores, debiendo ambos tipos de protección cumplir con la sección 14 de este instructivo técnico.

ANEXO N° 8

CONEXIÓN EN PARALELO Y/O CONFIGURACIÓN TRIFÁSICA DE INVERSORES AISLADOS

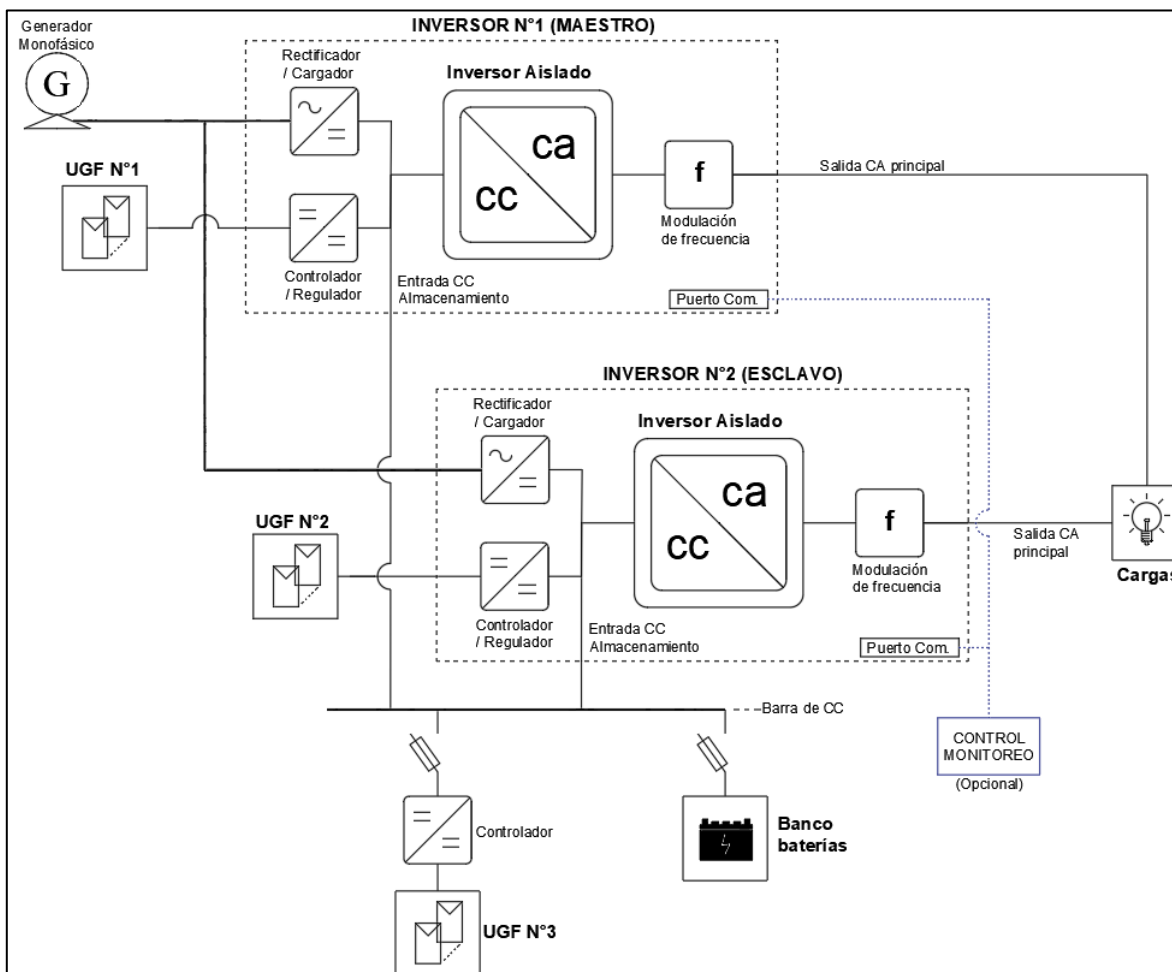


Figura N°7: Conexión en paralelo de inversores

Este anexo tiene como finalidad, mostrar los diferentes esquemas de conexión en paralelo y/o trifásica de los inversores aislados.

La figura N°7 muestra un esquema tipo para la interconexión en paralelo de 2 inversores aislados, los cuales deben contar con un sistema de comunicación entre ellos, deben estar conectados al mismo banco de baterías y uno de ellos será el inversor "maestro".

Nota 1: Una vez que los inversores estén interconectados, se debe rotular el inversor que será el "maestro".

Nota 2: En este esquema simplificado de la figura N°7, no se dibujaron todas las protecciones eléctricas, sin embargo, éstas son exigidas en la sección 14 de este instructivo técnico.

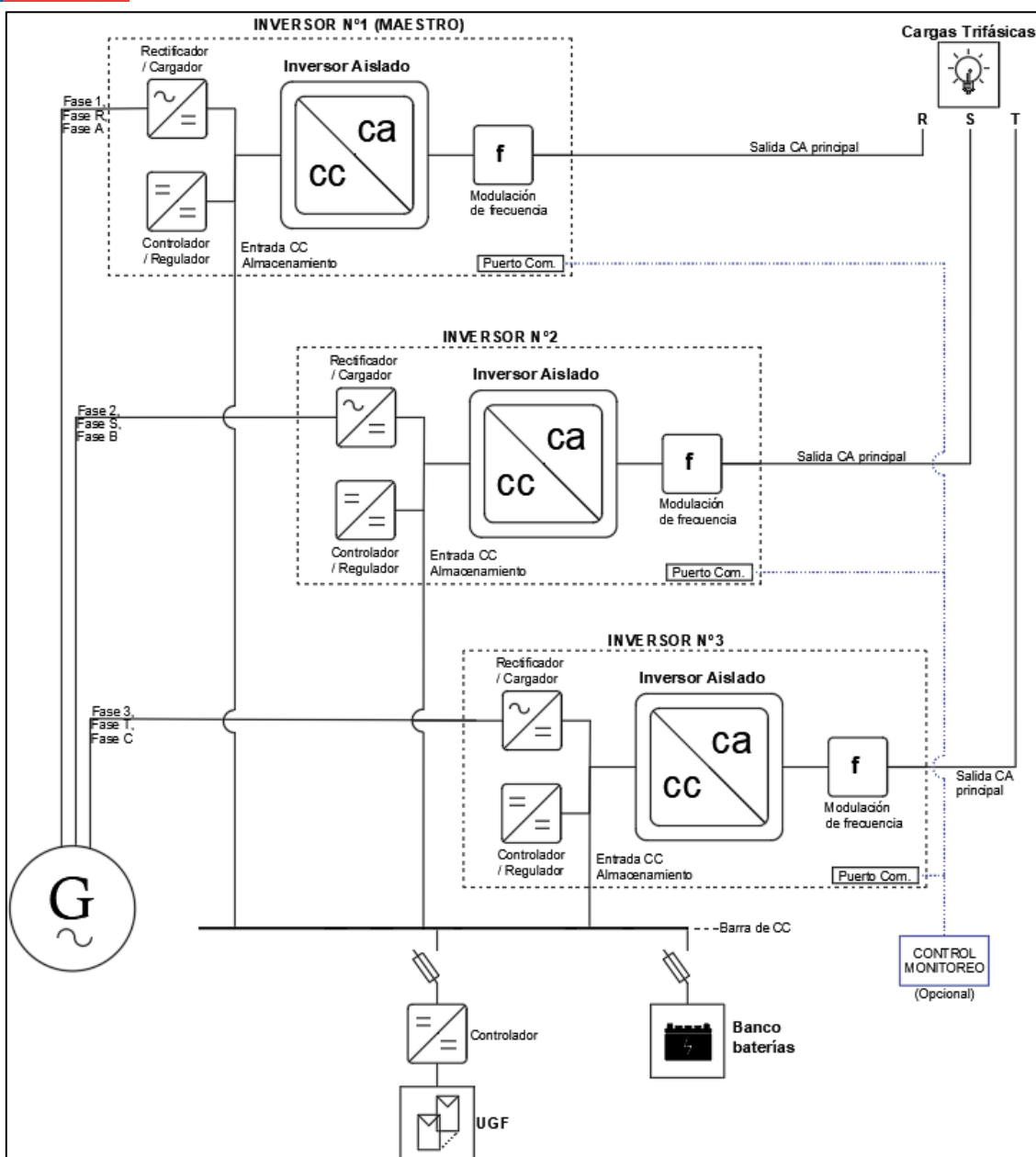


Figura N°8: Conexión trifásica de inversores

La figura N°8 muestra un esquema tipo para la interconexión en trifásica de 3 inversores aislados monofásicos, los cuales deben contar con un sistema de comunicación entre ellos, deben estar conectados al mismo banco de baterías y uno de ellos será el inversor “maestro”.

Nota 1: Una vez que los inversores estén interconectados, se debe rotular el inversor que será el “maestro”.

Nota 2: Una vez que los inversores estén interconectados, se debe configurar que la carga desequilibrada no exceda los 5 kVA por fase.

Nota 3: En este esquema simplificado de la figura N°8, no se dibujaron todas las protecciones eléctricas, sin embargo, éstas son exigidas en la sección 14 de este instructivo técnico.

ANEXO N° 9

DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE EN BARRA DE CC EN SISTEMAS GRANDES

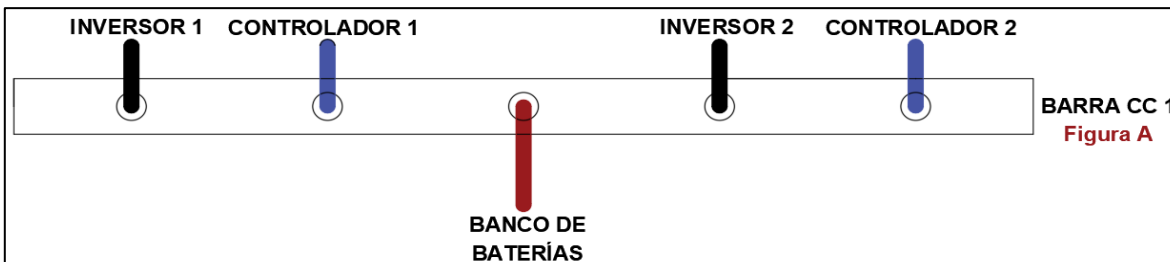


Figura A: Barra de distribución con distribución con 2 inversores y 2 controladores de carga: corrientes se distribuyen en forma simétrica.

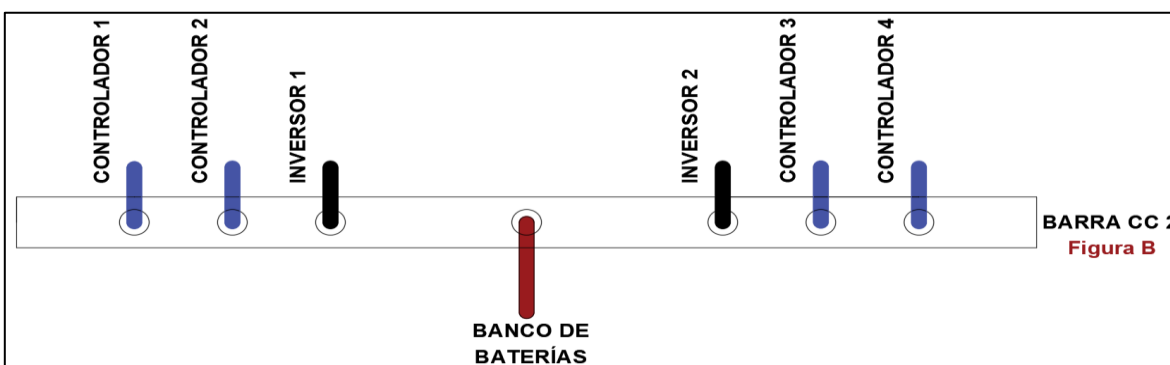


Figura B: Barra de distribución con distribución con 2 inversores y 4 controladores de carga: corrientes se distribuyen en forma simétrica.

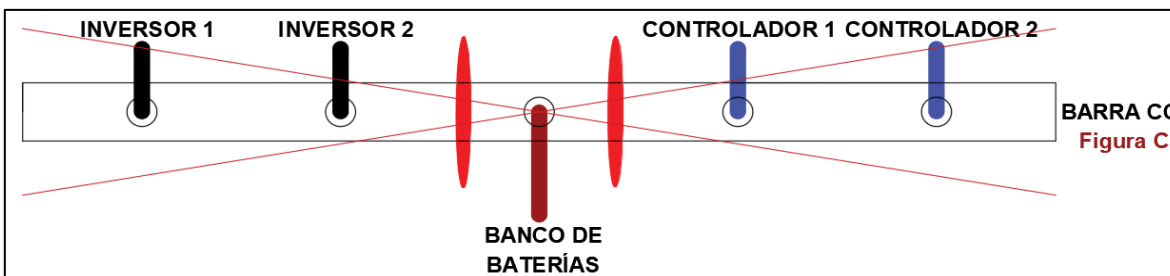


Figura C: Barra de distribución con distribución de corriente del banco de baterías de forma asimétrica

En las figuras A y B, se ejemplifica una barra de distribución de CC con una configuración que permite distribuir las corrientes en forma simétrica entre todos los elementos, impidiendo sobrecargar la barra en un punto. Cuando hay generación fotovoltaica, las corrientes de los controladores solares se distribuyen en forma simétrica, ya sea cargando las baterías y/o alimentando a los inversores. A su vez, cuando no hay generación fotovoltaica o ésta es insuficiente para alimentar a la carga, la corriente proveniente del banco de baterías se distribuye de forma simétrica a los inversores.

En la figura C, se ejemplifica una mala práctica en la cual la distribución de corriente no es simétrica. El punto más crítico es aquel entre el banco de baterías y el inversor 2, por el cual circulará toda la corriente proveniente de las baterías y de los controladores solares. En este caso se generan puntos calientes (hot spots) en la barra generando potenciales riesgos a la instalación, aun cuando la barra se encuentre correctamente dimensionada.

Adicionalmente, se debe prestar especial atención a mantener el mismo largo de conductores en CC, tanto para el polo positivo como negativo.

ANEXO N° 10

METODOLOGÍA PARA LA MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

En el presente anexo se presentan solo un (1) método para la medición de la resistencia de puesta a tierra (RPT) de una instalación eléctrica, que corresponde al Método de la caída de potencial.

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

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

1. Método de la caída de potencial

La resistencia de puesta a tierra debe ser medida antes de la puesta en funcionamiento de un sistema eléctrico, como parte de la rutina de mantenimiento o excepcionalmente como parte de la verificación de un sistema de puesta a tierra. Para su medición se debe aplicar el método de caída de potencial, cuya disposición de montaje para medición se muestra en la figura N° 9.

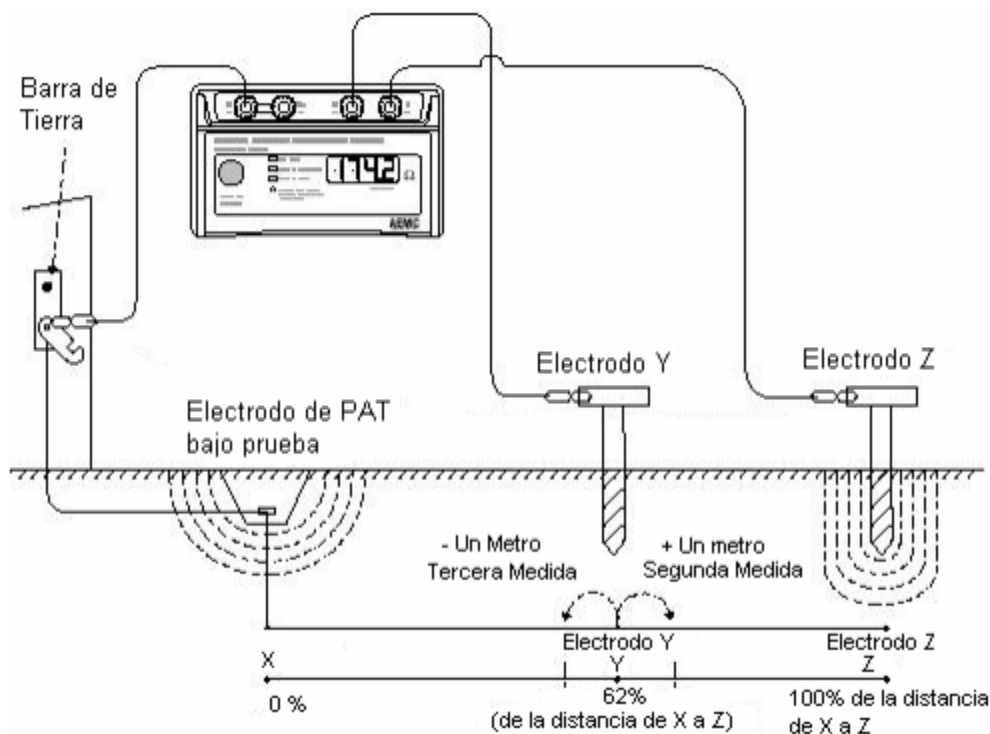


Figura N° 9. Método de la caída de potencial para medir la RPT

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

El electrodo de potencial debe ser colocado en la misma dirección del electrodo de corriente, pero también puede ser colocado en la dirección opuesta como lo ilustra la figura N° 9. En la práctica, la distancia "Y" para el electrodo de potencial se elige aproximadamente al 62% de la distancia del electrodo de corriente. Esta distancia está basada en la posición teóricamente correcta (61.8%) para medir la resistencia exacta del electrodo para un suelo de resistividad homogéneo.

La localización del electrodo de potencial es muy crítica para medir la resistencia de una puesta a tierra. La localización debe ser libre de cualquier influencia del sistema de puesta tierra bajo medida y del electrodo auxiliar de corriente. La manera más práctica de determinar si el electrodo de potencial está fuera de la zona de influencia de los electrodos, es obtener varias lecturas de resistencias moviendo el electrodo de potencial en varios puntos entre la puesta a tierra bajo prueba y el electrodo de corriente. En la posición teórica de aproximadamente el 62 % de la distancia "Y" del electrodo de corriente, si se toman dos o tres lecturas consecutivas aproximadamente constantes estas pueden asumirse como representativas del valor de resistencia verdadera. Estas lecturas consecutivas se pueden tomar una vez que se ha verificado que la tendencia de la curva de la resistencia v/s distancia de los electrodos corresponde a la figura N° 10.

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

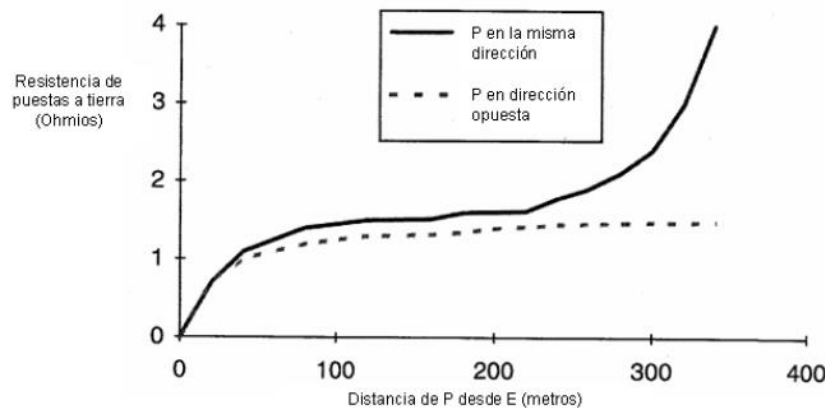


Figura N° 10. Resistencia de puesta a tierra versus distancia de (P)

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

2. Gradientes de Potencial

La medición de la RPT por el método de caída de potencial genera gradientes de potencial en el terreno, producto de la inyección de corriente por tierra a través del electrodo de corriente. Por ello, si el electrodo de corriente, el de potencial y la puesta a tierra se encuentran muy cercanos entre sí, ocurrirá una superposición de los gradientes de potencial generados por cada electrodo, resultando una curva en la cual el valor de resistencia medida se incrementará con respecto a la distancia, tal como se muestra en la figura N°11.

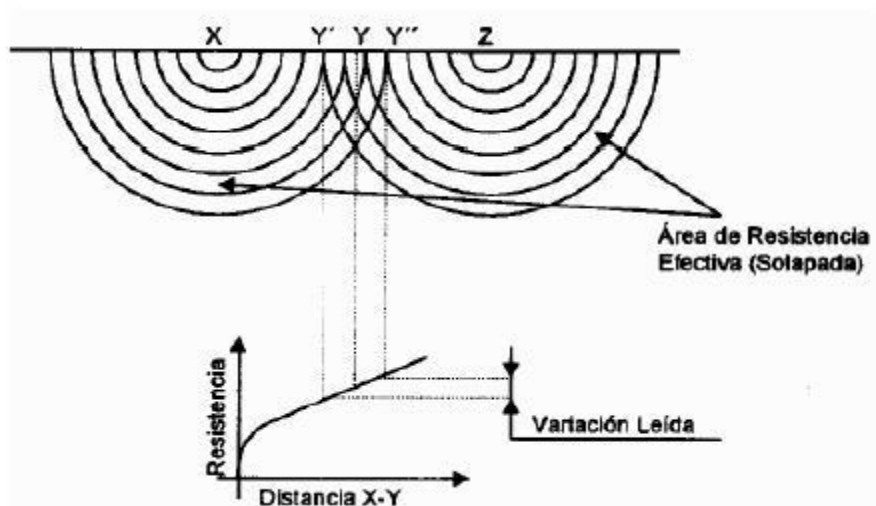


Figura N°11. Superposición de los gradientes de potencial

Al ubicarse el electrodo de corriente a una distancia lo suficientemente lejana de la puesta a tierra a medir, la variación de posición del electrodo de potencial, desde la puesta a tierra hasta el electrodo de corriente, no producirá superposición entre los gradientes de cada electrodo, originándose entonces una curva como la mostrada en la figura N°11.

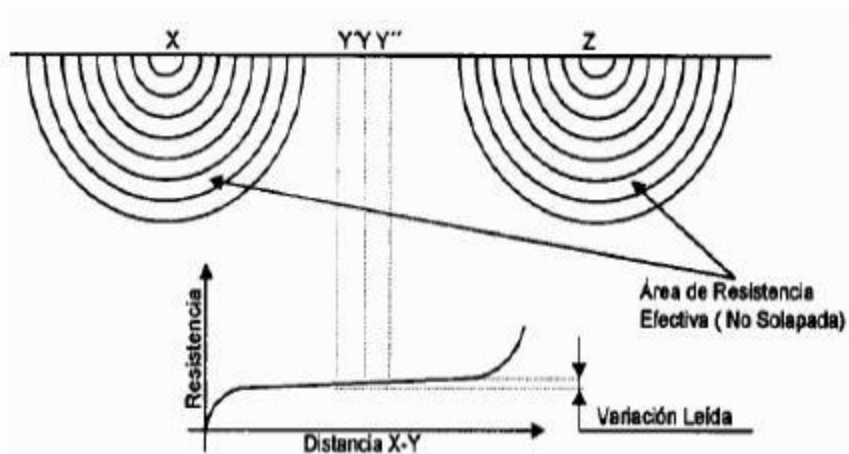


Figura N°12. Curva de resistencia versus distancia sin superposición de gradientes de potencial

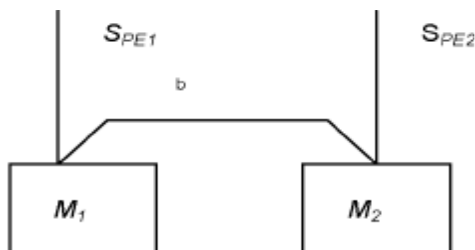
En la figura N°12 puede observarse cómo existe una porción de la curva que permanece casi invariable, la cual será más prolongada o corta, dependiendo de la separación entre los electrodos de corriente (Z) y bajo prueba (X). El valor de resistencia asociada a este sector de la curva será el valor correcto de resistencia de puesta a tierra.

ANEXO N° 11

CONDUCTORES DE EQUIPOTENCIALIDAD

Conductores de equipotencialidad para protección suplementaria

Un conductor de equipotencialidad que une dos masas debe tener una sección no inferior a la más pequeña de los conductores de protección unidos a esta masa (Ver Figura N° 13). Un conductor de equipotencialidad que no forma parte de un cable se considera que está mecánicamente protegido situándolo en un conducto, canal, moldura o si está protegido de forma similar.



$$S_{PE1} \leq S_{PE2}$$

$$S_b \geq S_{PE1}$$

Leyenda:

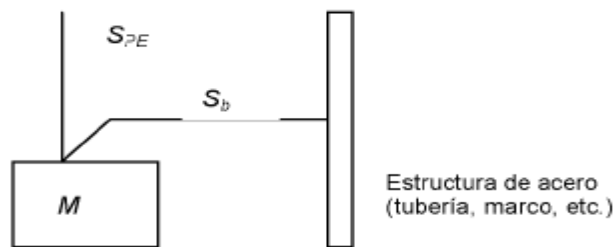
M_1, M_2 Masas.

S_{PE1}, S_{PE2} Sección transversal del conductor de equipotencialidad.

S_b Sección transversal del conductor de equipotencial para protección suplementaria.

Figura N°13. Conductores de equipotencialidad entre dos masas

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



$$S_b \geq 0,5 S_{PE} (*)$$

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

Leyenda:

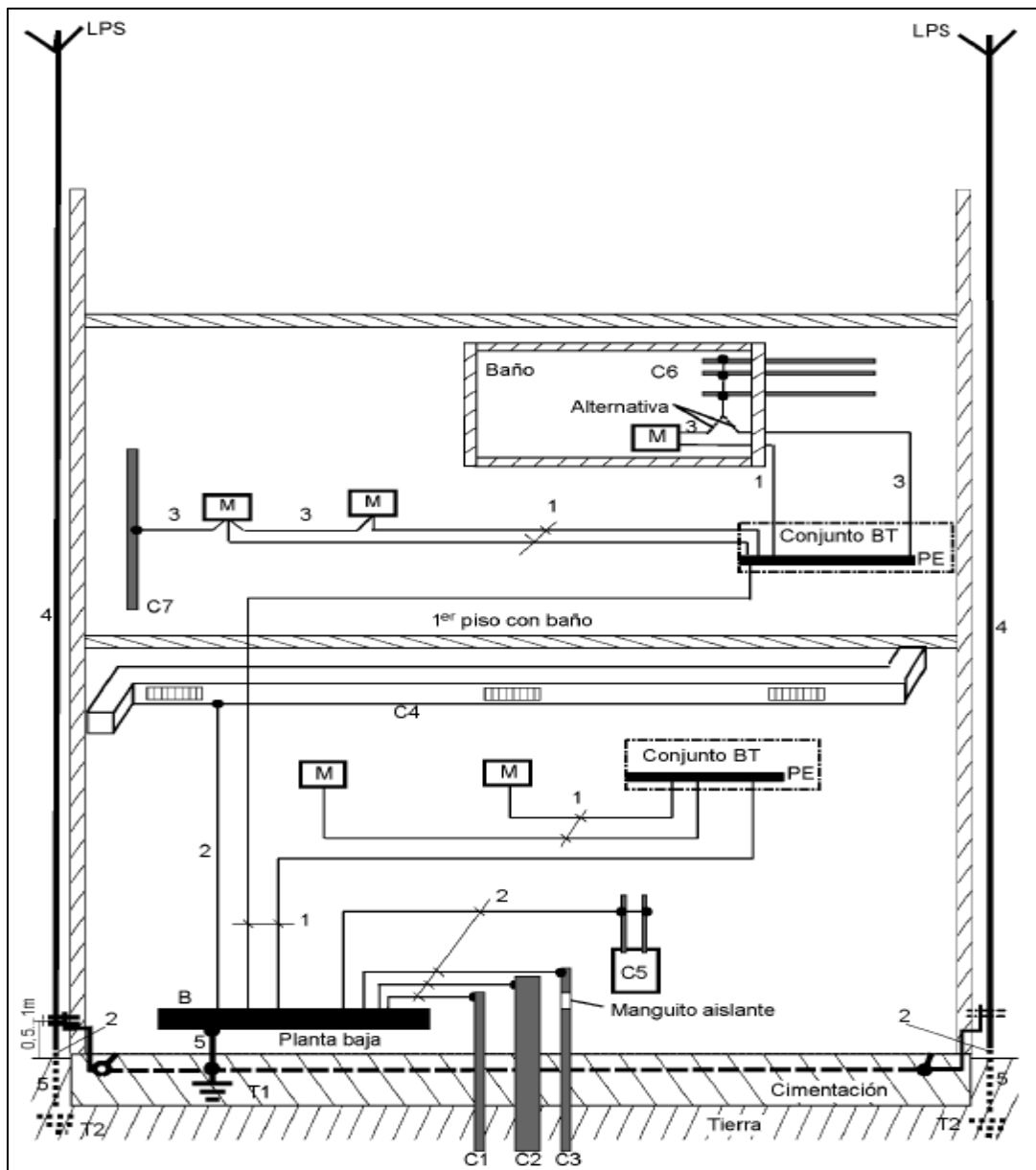
M Masa.

S_{PE} Sección transversal del conductor de equipotencialidad.

S_b Sección transversal del conductor de equipotencial para protección suplementaria.

Figura N°14. Conductores de equipotencialidad entre una masa M y una estructura

ILUSTRACIÓN DE UNA DISPOSICIÓN DE PUESTA A TIERRA, CONDUCTORES DE PROTECCIÓN Y CONDUCTORES DE EQUIPOTENCIALIDAD



Leyenda

- M Parte conductora accesible (masa).
Parte conductora de un equipo susceptible de ser tocado y que no está normalmente en tensión, pero puede ponerse cuando falla el aislamiento principal.
- C Parte conductora externa.
Parte conductora que no forma parte de la instalación eléctrica y capaz de introducir un potencial eléctrico, generalmente el de una tierra local.
- C1 Canalización metálica de agua que proviene del exterior.

- C2 Canalización metálica de evacuación de aguas usadas que provienen del exterior.
- C3 Canalización metálica de gas con manguito aislante que proviene del exterior.
- C4 Aire acondicionado.
- C5 Sistema de calefacción.
- C6 Canalización metálica de agua, por ejemplo, en un cuarto de baño.
- C7 Partes conductoras externas al alcance de masas.
- B Borne principal de tierra.
Borne o barra que forma parte del dispositivo de puesta a tierra de una instalación, y que garantiza la conexión eléctrica de un cierto número de conductores para los fines de la puesta a tierra.
- T Toma (electrodo) de tierra.
Parte conductora que puede estar incorporada en un medio conductor particular, por ejemplo hormigón, en contacto eléctrico con la tierra.
- T1 Cimentación del electrodo de tierra.
- T2 Electrodo de tierra para sistema de protección frente al rayo, si es necesario.
- LPS Sistema de protección frente al rayo.
- PE Junta de barra para conductor de protección.
- 1 conductor de protección.
Conductor previsto con fines de seguridad, por ejemplo, protección contra choques eléctricos.
- 2 conductor de equipotencialidad.
Conductor de protección previsto para realizar una conexión equipotencial de protección.
- 3 conductor de equipotencialidad para protección suplementaria.
- 4 conductor de bajada de un sistema de protección frente al rayo.
- 5 conductor de (puesta a) tierra.
Conductor que asegura un camino conductor, o una parte del mismo, entre un punto dado de una red, de una instalación, o de un equipo y una toma de tierra

Nota: El conductor de tierra realiza la conexión entre el electrodo de tierra y la conexión equipotencial principal, generalmente el borne principal de tierra.

ANEXO N° 12

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, incluso en las protecciones en estado apagado.

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° 4. Dimensiones del símbolo de riesgo eléctrico en mm.

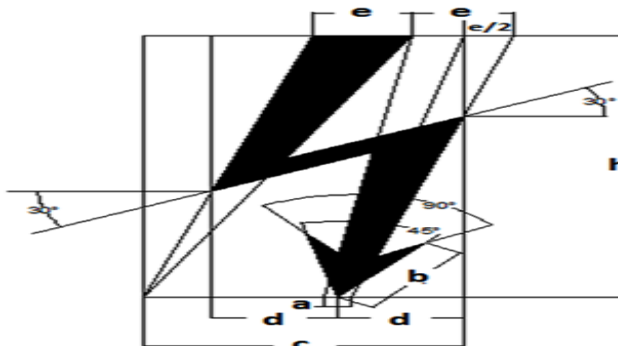


Figura N°15. Símbolo de riesgo eléctrico