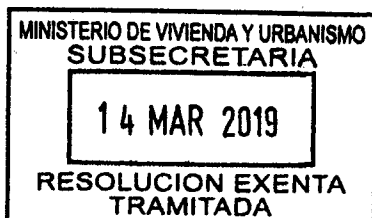


**APRUEBA ITEMIZADOS TÉCNICOS PARA PROYECTOS DE
ENERGÍAS RENOVABLES: SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS Y
SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS, EN EL MARCO DE LOS
PROGRAMAS HABITACIONALES DEL MINVU.**



14 MAR 2019

SANTIAGO,

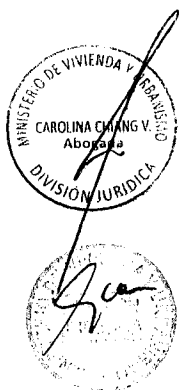
HOY SE RESOLVIO LO QUE SIGUE

RESOLUCIÓN EXENTA N° 720,

VISTO: Lo dispuesto en la Ley N° 16.391, que crea el Ministerio de Vivienda y Urbanismo; el D.L. N° 1.305 (V. y U.), de 1975, que Reestructura y Regionaliza el Ministerio de Vivienda y Urbanismo; el D.F.L. N° 458, de 1976, Ley General de Urbanismo y Construcciones; la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República, que fija normas sobre exención del trámite de toma de razón, y

CONSIDERANDO:

- Que el Artículo 8° letra d) del D.L. N° 1.305, establece como función del Ministro de Vivienda y Urbanismo "dictar en general todas las resoluciones e impartir las instrucciones que tiendan al cumplimiento de los objetivos del Ministerio y al funcionamiento regular, continuo y eficiente de los organismos dependientes o que se relacionen con el Supremo Gobierno por su intermedio".
- Que la Ley N° 20.365, modificada por la Ley N° 20.897, que establece una franquicia tributaria respecto de sistemas solares térmicos, señala en su artículo 13 que el Ministerio de Vivienda y Urbanismo podrá establecer un programa de subsidio complementario a los habitacionales, para la instalación de sistemas solares térmicos en viviendas nuevas objeto de dichos programas, y que con cargo a este subsidio se podrá financiar todo o parte del costo del sistema solar térmico y su instalación, un refuerzo en la techumbre y un programa de mantención por cinco años.
- Que la Ley N° 20.571 del Ministerio de Energía, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales - mediante una modificación al DFL N° 4, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2007, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 1, del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos - establece que los usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes.



- d) Que el MINVU ha incorporado los proyectos de Energías Renovables en las líneas de subsidios de sus programas habitacionales.
- e) Que es necesario definir el estándar técnico mínimo para proyectos de Energías Renovables que se ejecuten a través de los programas de subsidios del MINVU orientados a viviendas nuevas y existentes, que permitan asegurar un adecuado estándar de calidad de las instalaciones, equipos y materiales, con el objetivo de asegurar su buen desempeño, facilitar el uso por parte de las familias beneficiadas y definir las acciones necesarias para su mantenimiento, dicto la siguiente,

RESOLUCIÓN:

1. Apruébanse los siguientes documentos técnicos para proyectos de Energías Renovables, los que se acompañan y se entenderá que forman parte de la presente Resolución Exenta:

- "ITEMIZADO TÉCNICO PARA PROYECTOS DE SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS – MINVU, Sistemas Individuales para viviendas. Versión – V.3_2018"
- "ITEMIZADO TÉCNICO PARA PROYECTOS DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS – MINVU, Sistemas Individuales para viviendas tipo ON – GRID. Versión – V.2_2018"
- "ITEMIZADO TÉCNICO PARA PROYECTOS DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS OFF GRID – MINVU, Sistemas Individuales para viviendas tipo OFF GRID. Versión – V.1_2018"
- "ESTANDARES TECNICOS ESPACIOS COMUNES, ILUMINACIÓN DE ESPACIOS COMUNES" y "ESTANDAR TECNICO, POSTES DE ALUMBRADO FOTOVOLTAICOS".

2. Sin perjuicio de la publicación de la presente resolución en el Diario Oficial, los documentos técnicos aprobados en el resuelto precedente deberán estar disponibles para consulta en la página web del Ministerio de Vivienda y Urbanismo.

ANÓTESE, PUBLÍQUESE Y ARCHÍVESE

MINISTERIO DE VIVIENDA Y URBANISMO
DISTRIBUCIÓN
Diario Oficial
Gabinete Ministro
-Gabinete Subsecretario
-División Técnica de Estudio y Fomento Habitacional
-SERVIU todas las regiones
-SEREMI de Vivienda y Urbanismo todas las regiones
-SIAC
-Ley de Transparencia art. 7/g
-Oficina de Partes

MINISTERIO DE VIVIENDA Y URBANISMO
Gabinete del Ministro
CAROLINA CHANG V.
Abogada
DIVISION JURIDICA

MINISTERIO DE VIVIENDA Y URBANISMO
Gabinete del Ministro
MINISTRO

LO QUE TRANSCRIBO PARA SU CONOCIMIENTO



GUILLERMO ROLANDO VICENTE
SUBSECRETARIO DE VIVIENDA Y URBANISMO

ITEMIZADO TÉCNICO PARA PROYECTOS DE SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS – MINVU

Sistemas Individuales para viviendas. Versión – V.3_2018

A. INTRODUCCIÓN 5

 A.1 Objetivos 5

 A.2 Alcances 5

B. CONSIDERACIONES GENERALES 5

 B.1 Requisitos..... 5

C. CALCULO Y DISEÑO DE LOS SST 5

 C.1 Configuración de los SST 5

 C.2 Estimación de la demanda de ACS 6

 C.3 Contribución Solar Mínima del SST..... 6

 C.4 Integración en la edificación 6

 C.5 Conexionado con la instalación sanitaria 7

 C.6 Circuito hidráulico de consumo 7

 C.7 Fluido de trabajo 9

 C.8 Protección contra heladas..... 9

 C.9 Protección contra altas temperaturas 9

 C.10 Resistencia a la presión 9

D. INSTALACIÓN, PRUEBAS Y PUESTA EN MARCHA 10

 D.1 Condiciones de instalación..... 10

 D.2 Requisitos generales 10

 D.3 Montaje de tuberías y accesorios 10

 D.4 Verificación de la instalación 10

 D.5 Pruebas de circuitos 10

 D.6 Pruebas de funcionamiento y ubicación de componentes 10

 D.7 Comprobaciones y pruebas finales 11

E. ANTECEDENTES A PRESENTAR 11

F. OTRAS EXIGENCIAS 11

G. MANTENCIÓN DEL SST 12

H. ANEXO LISTA DE CHEQUEO INSPECCIÓN DE LA INSTALACIÓN DEL SST 13

I. ANEXO EETT TIPO PARA PROYECTOS DE SST 15

J. ANEXO VASO DE EXPANSIÓN DIMENSIONAMIENTO 17

K. DIAGRAMAS 18

 K.1 Conexionado en serie con calefón solar 18

 K.2 Conexionado en paralelo con calefón convencional. VM3V en agua caliente..... 18

 K.3 Conexionado en serie con calefón solar. VM3V en agua fría..... 19

 K.4 Simbología 19

ITEMIZADO TÉCNICO PARA PROYECTOS DE SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS – MINVU

Sistemas Individuales para viviendas – V.3_2018

Glosario	
Absorbedor	Componente de un Colector Solar (CS) destinado a absorber energía radiante y transferir esta energía a un fluido en forma de calor.
Agua Caliente Sanitaria – ACS	Agua caliente para el consumo doméstico.
Área de abertura	O área de apertura de un colector solar. Corresponde a la proyección en un plano de la superficie transparente del colector expuesta a la radiación solar incidente no concentrada.
Calefón Modulante o "Solar"	Es aquel que regula la potencia de la llama en función de la temperatura de entrada del agua, para una temperatura de ACS deseada.
Circuito de consumo	Circuito entre el acumulador y los puntos de consumos de ACS de la vivienda, que incluye el depósito acumulador, los componentes y las tuberías de la red de agua fría y caliente de la vivienda.
Circuito primario	Circuito de transferencia de calor entre el colector solar y el intercambiador de calor. En el caso de sistemas directos corresponde al circuito entre los colectores y el acumulador.
Tubos al vacío heat pipe	Colector solar en el cual dentro de un tubo sellado al vacío se encuentra una barra de cobre que contiene el fluido caloportador que se evapora desplazándose a la parte superior del tubo donde cede calor y condensa descendiendo en estado líquido.
Cámara de registro	Acceso en una zona del depósito acumulador que permita realizar mantenciones y comprobar el estado de las paredes, al interior del DA.
Contribución solar	Es la fracción entre la energía anual aportada por el sistema solar térmico a la salida del acumulador y la demanda energética anual de ACS estimada para la respectiva vivienda.
Colector Solar – CS	Dispositivo que forma parte de un sistema solar térmico, diseñado para captar la radiación solar incidente, transformarla en energía térmica y transmitir la energía térmica producida a un fluido de trabajo que circula por su interior.
Colector Solar Térmico Integrado – CSTI	Sistema integrado para calentar agua en base a energía solar que se comercializa, listo para instalar, como un solo producto y bajo una sola denominación de marca y modelo.
Depósito Acumulador – DA	Depósito que forma parte de un sistema solar térmico, donde se acumula la energía térmica producida por el colector solar.
Estructura de soporte	Estructura que tiene directo contacto con el CS y el DA y que permite la fijación de los equipos a otra estructura (como la techumbre de la vivienda, la estructura auxiliar o una estructura independiente), generalmente su diseño viene definido de fábrica.
Estructura auxiliar	Estructura adicional a la de soporte, necesaria para dar la orientación e inclinación deseada al colector.
Estructura independiente	Estructura auto portante e independiente de la vivienda, diseñada para recibir la estructura de soporte.
Flujo inverso	Corresponde a la circulación de fluido en sentido contrario a la del diseño en cualquier circuito del sistema solar térmico.
Integración Arquitectónica	Tipo de instalación de un sistema solar térmico donde el colector solar sustituye elementos constructivos convencionales o bien son elementos constituyentes de la envolvente del edificio y de su composición arquitectónica.
Intercambiador de calor	Elemento que sirve para transferir energía del circuito primario al circuito de consumo. Se clasifican en internos al acumulador y externos al acumulador.
Intercambiador de calor interno tipo camisa	O de doble envolvente; intercambiador de calor interno al DA donde la transferencia de calor se realiza por el manto del acumulador hacia el agua de consumo.
Ley Nº 20.365	Establece Franquicia Tributaria Respecto de Sistemas Solares Térmicos.
Reglamento de la Ley Nº 20.365	Aprobado por Decreto Supremo Nº 331, de 2009, de los Ministerios de Hacienda y de Economía, Fomento y Reconstrucción, y sus modificaciones.
Norma Técnica de la Ley Nº 20.365	"Determina algoritmo para la verificación de la contribución solar mínima de los Sistemas Solares Térmicos acogidos a la franquicia tributaria de la Ley Nº 20.365". Aprobada mediante RES EX Nº 502, del Ministerio de Energía, del año 2010.
Programa de Protección al Patrimonio Familiar – PPPF	Es un programa del MINVU, regulado por el D.S. Nº255 del año 2006 y sus modificaciones, que permite, en un trabajo conjunto con los vecinos, mantener y mejorar sus barrios, su entorno, equipamiento comunitario y sus viviendas.
Sistema Auxiliar de calentamiento de Agua – SAA	Corresponde al sistema que se utiliza para complementar la contribución solar, suministrando la energía necesaria para cubrir la demanda prevista, garantizando la continuidad del suministro de agua caliente. Ejemplo: calefón, termo eléctrico, calefón solar y otros.
Sistema Solar Térmico – SST	Sistema para la producción de agua caliente de uso sanitario, que integra un CS, un DA y un conjunto de otros componentes encargados de realizar las funciones de captar la radiación solar y transformarla directamente en energía térmica, la que se transmite a un fluido de trabajo y, por último, almacenar dicha energía térmica, para ser utilizada en los puntos de consumo de ACS. Dicho sistema podrá ser complementado con algún SAA.
Sistema Solar Térmico de Circulación Natural	O termosifón; sistema que utiliza sólo los cambios de densidad del fluido de transferencia de calor para lograr la circulación entre el colector solar y el acumulador o entre el colector solar y el intercambiador de calor.

ITEMIZADO TÉCNICO PARA PROYECTOS DE SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS – MINVU

Sistemas Individuales para viviendas – V.3_2018

Sistema Solar Térmico Indirecto	Sistema de calentamiento solar en que un fluido de transferencia de calor, diferente del agua de consumo final, pasa a través del colector solar.
Sistema Solar Térmico Unifamiliar o Individual	Sistema solar térmico utilizado por una sola vivienda.
Diagrama hidráulico	Diagrama que describe y señala todas las partes, piezas, válvulas, cañerías, materialidad de las cañerías, conexiones, diámetros, aislantes, de todos los circuitos asociados a un SST.
Superficie instalada de colectores solares térmicos	Corresponde a la suma de las áreas de abertura de cada colector solar térmico instalado, que pertenezca a un mismo SST.
Vivienda	Los bienes corporales inmuebles destinados a la habitación y las dependencias directas, tales como estacionamientos y bodegas amparadas por un mismo permiso de edificación o un mismo proyecto de construcción, siempre que el inmueble destinado a la habitación propiamente tal constituya la obra principal.
Vivienda nueva	Vivienda cuya construcción se financia total o parcialmente con un subsidio habitacional de los programas habitacionales del MINVU, y que al momento de la postulación al presente Programa no cuenta con recepción municipal definitiva, o cuenta con recepción de hace menos de 12 meses, y no se encuentra inscrita en el Conservador de Bienes Raíces correspondiente.

A. INFORMACIÓN	
A.1	Objetivos El objetivo del presente Itemizado Técnico (IT) es fijar los requerimientos técnicos mínimos que deben cumplir los proyectos de Sistemas Solares Térmicos (SST) individuales que se ejecuten a través de los programas del MINVU, especificando los requisitos de seguridad, eficiencia, calidad y durabilidad, con el objetivo de que todos los SST funcionen correctamente a lo largo de su vida útil. Este IT proporciona criterios y establece requisitos sobre: - los equipos solares que se pueden utilizar - el cálculo, diseño y ejecución de las instalaciones - la mantención y las garantías
A.2	Alcances Este IT es aplicable a proyectos de SST individuales en proyectos de construcción de viviendas nuevas y de mejoramiento de viviendas existentes, a través de los programas de subsidio del MINVU; Programa Fondo Solidario de Vivienda, regulado por el D.S. Nº 174, (V. y U.) de 2005, Programa Fondo Solidario de Elección de Vivienda, regulado por el D.S. Nº 49, (V. y U.) de 2011, y sus modificaciones, Programa de Habitabilidad Rural, regulado por el D.S. Nº 10, (V. y U.) de 2015 y Programa de Protección al Patrimonio Familiar (PPPF), o los programas que los reemplacen, procesos de reconstrucción y otros programas en los cuales MINVU dicte su aplicación, los cuales deberán cumplir con las especificaciones técnicas y los requisitos señalados en el presente documento. Los proyectos de construcción de nuevas viviendas que resulten beneficiados por el subsidio para la instalación de SST indicado en el artículo Nº 13 de la Ley 20.365, no podrán hacer uso del beneficio tributario dispuesto por dicha Ley.

B. CONDICIONES DE INSTALACIÓN	
B.1	Requisitos
B.1.1	La instalación de un SST para la producción de agua caliente sanitaria (ACS) que consume una vivienda, se realizará mediante sistemas de circulación natural (o termosifón) presurizados del tipo indirecto y los equipos deberán ser del tipo Colector Solar Térmico Integrado (CSTI).
B.1.2	Para colectores solares de placa plana, la cubierta deberá ser de vidrio templado de espesor mínimo 3mm.
B.1.3	Para colectores solares de tubos al vacío, éstos deberán ser del tipo "heat pipe".
B.1.4	Los Depósitos Acumuladores (DA) deberán contar con cámara de registro para realizar mantenciones internas, deberán contar con método de protección anticorrosivo mediante ánodo de sacrificio, salvo los depósitos acumuladores de inercia. En los DA de inercia el elemento que realiza el intercambio de energía entre el circuito de consumo y el circuito primario debe ser removible para permitir la limpieza y su reemplazo. No se permitirán DA con resistencia eléctrica.
B.1.5	Todas las instalaciones se deberán realizar con circuitos identificables de operación.
B.1.6	La instalación solar no debe afectar las presiones mínimas de agua indicadas en la NCh 2485, para el último artefacto de la red de agua potable.
B.1.7	Los SST a utilizar deben ser presurizados. En su circuito de consumo deben permitir traspasar la presión de la red de agua fría sanitaria, a la red de ACS.
B.1.8	Todas las partes del SST instaladas en el exterior deberán contar con una protección que los haga resistentes a los rayos UV, a la corrosión por condiciones ambientales y a otras inclemencias del clima.
B.1.9	Los SST deberán considerar en su diseño la prevención de daños por la corrosión interna.
B.1.10	Los proyectos considerarán el suministro, la instalación del SST y la conexión con el SAA de la vivienda (en caso de existir) y para las viviendas nuevas, la mantención por un período mínimo de cinco años.
B.1.11	Los CSTI que se utilicen, deberán pertenecer al registro actualizado de Colectores Solares Térmicos y Depósitos Acumuladores de la SEC, autorizados para acceder al beneficio tributario establecido en la Ley 20.365 y cumplir con los requisitos definidos por el presente Itemizado.
B.1.12	El oferente del SST estará a cargo del suministro de cada uno de los componentes que conforman la instalación solar, de la realización de las instalaciones, de la entrega de la documentación descrita en el presente documento, de la entrega de las garantías y del cumplimiento del presente Itemizado.
B.1.13	En proyectos en viviendas nuevas, al momento del ingreso del proyecto a Serviu, el oferente deberá presentar un contrato de mantención del o los SST por un período mínimo de cinco años, a contar de la fecha de recepción final de las obras habitacionales por parte de Serviu.
B.1.14	En proyectos en viviendas existentes, al momento del ingreso del proyecto a Serviu, el oferente deberá presentar un programa de mantención del SST, para conocimiento del beneficiario(a).
B.1.15	Los SST deberán contar con una válvula de seguridad en su circuito de consumo, accionada únicamente por presión, la cual no deberá accionarse a una presión menor de 8 bar.
B.1.16	Los SST de tubos al vacío del tipo "heat pipe", solo podrán ser instalados en las comunas que pertenecen a las zonas climáticas E y F, de acuerdo a lo establecido en el "Anexo I – Información Comunal: Latitud Media y Zona Climática" de la Norma Técnica de la Ley Nº 20.365, y en todas las comunas de la región de Aysén.
C.1	Configuración de los SST
C.1.1	Los SST individuales estarán integrados por un equipo solar térmico que calienta y acumula energía para suministrar ACS y que es conectado al circuito de consumo de la vivienda.
C.1.2	En proyectos de viviendas nuevas el SST debe disponer de un SAA para complementar el aporte energético del equipo solar y garantizar el suministro de ACS durante todos los días del año. En viviendas existentes, el SAA no es obligatorio.
C.1.3	El equipo solar térmico estará constituido por:

C.1.4	Un sistema de captación: formado por uno o más Colectores Solares (CS).																												
C.1.5	Un sistema de acumulación solar: constituido por un Depósito Acumulador (DA), Una estructura de soporte y unión del conjunto (CS – DA).																												
C.1.6	Un circuito hidráulico: o sistema de circulación que conecta el sistema de captación con la acumulación y se encarga de realizar la transferencia de calor.																												
C.1.7	Un sistema de intercambio: ubicado en el DA, que realiza la transferencia de la energía térmica al circuito de consumo.																												
C.1.8	Una estructura auxiliar (cuando sea necesaria): para dar la orientación e inclinación óptima al CS																												
C.1.9	El SST deberá tener al menos dos tipos de circuitos:																												
-	Circuito primario: siempre interno al equipo solar, que contiene el fluido de trabajo o fluido caloportador, en un circuito cerrado, que permite realizar la transferencia de calor.																												
-	Circuito de consumo: siempre contiene agua potable ya que es alimentado por la red sanitaria domiciliaria, dispone de circuitos de agua fría y de agua caliente y realiza la conexión de todos los equipos y accesorios necesarios para suministrar ACS a la vivienda.																												
C.2	Estimación de la demanda de ACS																												
C.2.1	Para dimensionar el SST, se estimará la demanda diaria de ACS a una temperatura de referencia de 45°C y se considerará un consumo diario de ACS por persona igual a 40 litros al día. Se dimensionará el número de personas conforme al número de dormitorios* de la vivienda, según la siguiente tabla:																												
Tabla N° 1: Cálculo de número de personas por vivienda																													
N° de dormitorios	1	2	3	4	5	>5																							
N° de personas	1,5	3	4	6	7	N° de dormitorios																							
*El número de dormitorios de la vivienda será el indicado en los planos constituyentes del expediente del Permiso de Edificación para viviendas nuevas y de la Recepción Definitiva para viviendas existentes.																													
C.2.2	La demanda de ACS de la vivienda, expresada en [L/día], será igual a: $D_{SST} = 40 * N^{\circ} \text{ personas}$																												
C.3	Contribución Solar Mínima del SST																												
C.3.1	Los SST deberán aportar una contribución solar igual o mayor a la correspondiente a cada zona climática, definida según su radiación solar, conforme se indica en la siguiente tabla:																												
<table><tr><th rowspan="2">Zona Climática</th><th>Radiación Solar Global Media Anual (H)</th><th>Contribución Solar SST</th></tr><tr><th>[kWh/m² año]</th><th>[%]</th></tr><tr><td>A</td><td>1948≤H</td><td>64</td></tr><tr><td>B</td><td>1701≤H<1948</td><td>56</td></tr><tr><td>C</td><td>1454≤H<1701</td><td>48</td></tr><tr><td>D</td><td>1208≤H<1454</td><td>41</td></tr><tr><td>E</td><td>961≤H<1208</td><td>33</td></tr><tr><td>F</td><td>961<H</td><td>26</td></tr></table>							Zona Climática	Radiación Solar Global Media Anual (H)	Contribución Solar SST	[kWh/m² año]	[%]	A	1948≤H	64	B	1701≤H<1948	56	C	1454≤H<1701	48	D	1208≤H<1454	41	E	961≤H<1208	33	F	961<H	26
Zona Climática	Radiación Solar Global Media Anual (H)	Contribución Solar SST																											
	[kWh/m² año]	[%]																											
A	1948≤H	64																											
B	1701≤H<1948	56																											
C	1454≤H<1701	48																											
D	1208≤H<1454	41																											
E	961≤H<1208	33																											
F	961<H	26																											
C.3.2	La definición de la zona climática según la comuna de emplazamiento del SST, será según lo indicado en el "Anexo I – Información Comunal: Latitud Media y Zona Climática", de la Norma Técnica (NT) de la Ley 20.365, que fue aprobada mediante RES EX N° 502, del Ministerio de Energía, del año 2010.																												
C.3.3	Para calcular demanda de energía y el aporte energético del SST, se utilizará el algoritmo F-chart, de la Norma Técnica de la Ley N°20365, para la verificación de la contribución solar mínima de los Sistemas Solares Térmicos.																												
C.3.4	Para acreditar el cumplimiento de la contribución solar del SST indicado en el punto C.3.1 se utilizará el "Algoritmo_Fchart.xls" del Ministerio de Energía. Los datos de entrada para el cálculo son los siguientes:																												
-	Comuna donde se ubica la vivienda																												
-	Tipo de SST: correspondiente a "SST Unifamiliar"																												
-	Número de dormitorios de la vivienda: según lo indicado en C.2.1.																												
-	Volumen de almacenamiento [L]: según lo indicado en la Res. SEC del equipo solar																												
-	Superficie de colector(es) [m²]: según lo indicado en la Res. SEC del equipo solar como "área de absorción o superficie útil"																												
-	Inclinación [°]: según proyecto																												
-	Orientación CST (azimut) [°]: según proyecto																												
-	Factor global de pérdidas (UL) [W/m²K]: según lo indicado en la Res. SEC del equipo solar																												
-	Eficiencia óptica (η0) [%]: según lo indicado en la Res. SEC del equipo solar																												
-	Pérdidas por sombra (PS) [%]: según cálculo conforme al procedimiento indicado en el punto 2.11. de la NT de la Ley 20.365 del Ministerio de Energía. Se aceptará como máximo PS=10%																												
C.4	Integración en la edificación																												
Para viviendas nuevas y existentes:																													
C.4.1	El equipo solar se ubicará en un lugar continuamente soleado y lo más cercano posible al SAA. La ubicación deberá permitir la accesibilidad, para su mantención y reparación.																												
C.4.2	El equipo solar se instalará, de preferencia, en el techo de la edificación, considerando la integración arquitectónica a la edificación.																												
C.4.3	En caso de utilizar una estructura auxiliar para mejorar la inclinación u orientación del CS, ésta se deberá respaldar mediante un proyecto de cálculo estructural, firmado por un profesional competente.																												

C.4.4	Todos los materiales de la estructura de soporte, de la estructura auxiliar y de la estructura independiente deberán contar con protección contra la acción de los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la acción combinada del aire y el agua.
C.4.5	Según la definición de zonas climáticas de la NCh 1079: en las zonas Norte Desértica (ND), Norte Valle Transversal (NVT), Central Interior (CI), Sur Interior (SI), Sur Extremo (SE) y Andina, se deberán emplear pernos y tuercas de acero inoxidable A2 DIN/ISO para la sujeción de los elementos que conforman la instalación solar, tales como DA, CS y estructuras.
C.4.6	En las zonas Norte Litoral (NL), Central Litoral (CL) y Sur Litoral (SL), se deberán emplear pernos y tuercas de acero inoxidable A4 DIN/ISO para la sujeción de los elementos que conforman la instalación solar, tales como DA, CS y estructuras, y la estructura de soporte del CS deberá ser de acero inoxidable o superior.
C.4.7	La estructura auxiliar deberá ser del mismo material de la estructura de soporte, o deberá estar elaborada con perfiles abiertos galvanizados en caliente o superior. En los cortes, perforaciones y soldaduras de perfiles, se deberá proteger con dos aplicaciones de galvanizado en frío. Cuando la materialidad de la estructura auxiliar sea distinta a la de soporte, se deberá evitar el contacto directo entre ambas, contemplando un elemento aislante, para evitar el efecto de corrosión galvánica.
C.4.8	En caso de no ser posible la instalación del equipo solar en algún elemento estructural de la vivienda, se podrá diseñar una estructura independiente elaborada con perfiles abiertos galvanizados en caliente o superior, respaldada mediante un proyecto de cálculo estructural firmado por un profesional competente.
C.4.9	La inclinación del sistema de captación respecto del plano horizontal será igual a la latitud geográfica de la localización, admitiendo desviaciones de hasta $\pm 10^\circ$, cumpliendo con la inclinación mínima indicada por el fabricante.
C.4.10	La orientación e inclinación del sistema de captación se definirá como la solución óptima, considerando las máximas prestaciones energéticas y la mejor integración arquitectónica. Para lograr lo anterior, el sistema de captación se orientará siempre al Norte, admitiendo una desviación de 45° al este o al oeste, cumpliendo como mínimo con la contribución solar exigida para la comuna donde se ubica la vivienda.
C.4.11	Se deberá acreditar las pérdidas por sombra (PS), conforme al procedimiento indicado en el punto 2.11. de la Norma Técnica de la Ley 20.365 del Ministerio de Energía, las que no podrán ser superiores al 10%.
Para vivienda nueva:	
C.4.12	En viviendas nuevas, se debe considerar el efecto de las cargas de los equipos que componen el SST en el diseño estructural de la vivienda, expresado en la memoria de cálculo estructural del proyecto, firmada por un profesional competente.
Para vivienda existente:	
C.4.13	En viviendas existentes, el oferente del SST deberá realizar un proyecto de cálculo estructural que considere las cargas de los equipos que componen el SST, ubicados en la techumbre u otro elemento estructural de la vivienda, expresado en la memoria de cálculo estructural del proyecto, firmada por un profesional competente.
C.4.14	Para respaldar el cálculo de las pérdidas por sombras (PS), se deberán presentar fotografías panorámicas desde el punto de ubicación del sistema de captación, en 180° , de este a oeste para verificar que no existen elementos que proyectan sombras.
C.5	Conexiónado con la instalación sanitaria
C.5.1	Se deberá instalar una Válvula Mezcladora Termostática (VMT) que limite la temperatura de consumo de ACS entre 40°C y 50°C , instalada a la salida del DA.
C.5.2	Cuando el SAA sea del tipo calefón convencional o de acumulación, el conexiónado con el SST será en paralelo, mediante una válvula de bola de tres vías manual, tipo "L", la cual podrá instalarse en la línea de entrada del agua fría o en la línea de salida del agua caliente del SAA. Se deberá incorporar una leyenda, en un lugar visible lo más cercano a la válvula manual de tres vías tipo L, que indique la procedencia de los flujos de ACS (SST y SAA), conforme a la posición de la manilla de la válvula de tres vías tipo L.
C.5.3	Cuando el SAA sea del tipo calefón "solar", el conexiónado será en serie. El SAA debe resistir el ingreso de agua caliente a 50°C como mínimo.
C.5.4	La conexión entre el SST y el SAA, sea en serie o en paralelo, deberá asegurar el suministro de agua fría al SAA cuando el SST no esté en uso (mantenimiento, desperfecto u otro caso).
C.5.5	Para proyectos en viviendas existentes, que no dispongan de un SAA, se deberá instalar igualmente una válvula manual de tres vías tipo "L", en un lugar accesible para su manipulación y previendo la futura instalación de un SAA.
C.6	Circuito hidráulico de consumo
C.6.1	El circuito de consumo del SST pertenece a la instalación sanitaria de la vivienda y deberá cumplir con la normativa vigente, específicamente con el Reglamento de Instalaciones Domiciliarias de Agua Potable y Alcantarillado RIDDA.
C.6.2	El diseño del circuito hidráulico y su conexión con la instalación domiciliaria deberá realizarse de forma que se garantice la estabilidad del caudal y de la temperatura de servicio. Se controlará que no haya distintas pérdidas de carga que introduzcan una modificación significativa en los caudales de los circuitos de consumo con recorridos alternativos.
C.6.3	El proyecto de SST deberá asegurar el suministro de ACS, al menos, en los puntos de consumo del lavaplatos, lavamanos y ducha.
C.6.4	Se deberá minimizar el recorrido de agua caliente desde la salida del DA hasta el punto de conexión con el SAA, el cual no podrá superar los 20 metros. En el caso de viviendas existentes (PPPF) que no posean SAA, la distancia desde la salida del DA y el punto de consumo de la ducha, no podrá superar los 20 mts.
C.6.5	Se deberá instalar un sensor de temperatura con un visor del tipo digital, que indique la temperatura real del agua de consumo en el depósito acumulador. La ubicación del visor será cercana a la válvula manual de tres vías tipo L, esto para facilitar al usuario la elección de la procedencia del agua caliente sanitaria.

C.6.6	El circuito hidráulico del SST deberá incluir las válvulas, accesorios y otros componentes necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación y como mínimo deberá considerar: - El conjunto de tuberías ubicadas entre la válvula de retención y la entrada de agua fría del DA (incluido el tramo que conecta con el vaso de expansión y la válvula de seguridad), deberá resistir la presión y temperatura máxima del DA y en estas condiciones tener una vida útil de al menos 10 años. - La tubería ubicada entre la salida de agua caliente del DA y la entrada de agua caliente de la Válvula Mezcladora Termostática (VMT), deberá resistir la presión y temperatura máxima del DA y en estas condiciones tener una vida útil de al menos 10 años. - Una válvula de corte de bola en la línea de alimentación de agua fría al DA, aguas abajo de la válvula de retención, en un punto de fácil acceso para el usuario. - Una válvula de corte de bola en la línea de salida de agua caliente del DA, aguas abajo de la VMT, en un punto de fácil acceso. - Una válvula de retención o antirretorno en la línea de alimentación de agua fría al DA, aguas abajo del vaso de expansión. - Una VMT en la línea de salida de agua caliente del DA; que deberá soportar el ingreso de agua caliente a la temperatura y presión máxima que genera el DA. - Una válvula de bola de tres vías manual tipo "L", para conexionado en paralelo, instalada en la línea de salida del agua caliente o en la línea de ingreso de agua fría del SAA. - Un vaso de expansión en el circuito de consumo, de tipo cerrado y calidad sanitaria, instalado en la línea de alimentación de dicho circuito, entre la válvula antirretorno y la entrada de agua fría del circuito de consumo, según indicaciones del fabricante del vaso de expansión.
C.6.7	El vaso de expansión deberá soportar la temperatura máxima generada por el DA y una presión máxima (PS) igual o superior a la de la válvula de seguridad del circuito de consumo y la presión de precarga será igual o superior a 2 Bar. El dimensionamiento del vaso de expansión se realizará conforme al método de cálculo indicado en la Norma UNE 100155:2004 y los criterios que Minvu defina para ello (ver anexo J), alternativamente, se podrá utilizar un vaso de expansión equivalente, como mínimo, al 8% del volumen del circuito de consumo. Los vasos de expansión instalados a la intemperie deberán estar expresamente diseñados para ello. En circuitos de consumo cuyo volumen sea igual o inferior a 50 litros, no es necesaria la instalación de un vaso de expansión, a menos que el fabricante indique lo contrario.
C.6.8	Las válvulas de seguridad en el circuito de consumo deberán contar con un escape conducido, garantizando que en caso de descarga no provoquen accidentes o daños a las personas. La tubería que conduzca el escape debe resistir la temperatura y presión máxima del agua eliminada y en estas condiciones tener una vida útil de al menos 10 años. En el caso que la descarga se conduzca a la cubierta o en la canalización de aguas lluvias, ambas deberán resistir la temperatura máxima del agua eliminada por la válvula. En zonas con suelos salinos, no se permitirá la absorción del agua a través del terreno.
C.6.9	Todas las tuberías que transporten agua, incluyendo todos sus accesorios y componentes de la instalación, instaladas tanto por el interior como por el exterior de la vivienda, dispondrán de aislación térmica, cuyo espesor mínimo se calculará conforme a lo indicado en la letra b del artículo 35 del Reglamento de la Ley 20.365. En las comunas costeras de las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta, Atacama, Coquimbo, Valparaíso, del General Libertador Bernardo O'Higgins y del Maule, no se requiere aislación térmica en las tuberías que transporten agua fría, pero si protección contra los rayos UV, cuando se encuentren instaladas en el exterior de la vivienda. - Tubería instalada en el Interior de la Vivienda:$e_{min} \geq d * \frac{\lambda}{0,04} * 0,75$ - Tubería instalada en el Exterior de la Vivienda:$e_{min} \geq d * \frac{\lambda}{0,04}$ Donde: emin: Espesor mínimo [mm] d: Diámetro de la tubería [mm] λ: Conductividad térmica del material aislante [W/mK] El aislamiento no dejará zonas visibles de tuberías o accesorios, quedando únicamente al exterior los elementos que sean necesarios para el buen funcionamiento y operación de los componentes. El aislamiento de las tuberías a la intemperie deberá llevar una protección externa que asegure la durabilidad ante las acciones climatológicas (radiación UV, viento, lluvia y humedad) y de animales.

C.7 Fluido de trabajo	
C.7.1	El fluido de trabajo deberá ser compatible con los valores de temperatura y presión máximos del SST, con el valor de la temperatura ambiente mínima de la comuna que se indica en C.8.3. y con los materiales con los que tendrá contacto.
C.7.2	El fluido de trabajo deberá cumplir con las siguientes condiciones: - No deberá ser tóxico, ni irritar la piel, ni contaminar el medio ambiente. - El fluido de trabajo deberá mantener sus propiedades de protección contra la corrosión y el congelamiento en las zonas donde existe riesgo de heladas (y cuando el fabricante del colector lo indique), así como sus propiedades de calor específico y PH, para todo el rango de presiones y temperaturas de trabajo del circuito, debiendo resistir la temperatura máxima de operación del SST. - Como fluido de trabajo se utilizará una mezcla de agua con inhibidores de corrosión no tóxicos y anticongelante en las zonas donde existe riesgo de heladas (y cuando el fabricante del colector lo indique).
C.7.3	Se deberá especificar la composición del fluido de trabajo, el rango de temperaturas y presiones para los cuales es estable y su duración o tiempo de vida en condiciones normales de funcionamiento. En caso de utilizar anticongelantes se debe cumplir los siguientes requisitos: - El punto de congelamiento del fluido de trabajo deberá ser igual a la temperatura mínima de diseño definida en el punto C.8.2. - Como anticongelantes se deberá utilizar propilen-glicol u otro anticongelante similar que no presente riesgo para la salud humana. No se permite el uso de etilen-glicol. - En zonas donde exista riesgo de heladas, se deberá utilizar mezcla de agua con anticongelante en los circuitos de trabajo. La proporción de anticongelante se deberá ajustar a la temperatura mínima de diseño, conforme a las características del anticongelante. Si se utiliza propilen-glicol, su proporción en la mezcla con agua no será inferior al 15% ni superior al 45%. - La mezcla anticongelante debe proporcionar protección frente a la corrosión, sobretodo en el caso de utilizar materiales diversos en cada circuito. - Los componentes de la mezcla no se deben degradar para las temperaturas máximas y mínimas de funcionamiento del SST.
C.8 Protección contra heladas	
C.8.1	Para efectos de diseñar los sistemas se deberán tomar precauciones por riesgo de heladas en todo el territorio nacional, a excepción de las comunas costeras existentes en las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta, Atacama, Coquimbo, Valparaíso, del Libertador Bernardo O'Higgins y del Maule.
C.8.2	La temperatura mínima de diseño, será igual a 5°C por debajo de la temperatura ambiente mínima de la comuna. Todas las partes del sistema que estén expuestas al exterior deben ser capaces de soportar la temperatura mínima especificada, sin sufrir daños permanentes.
C.8.3	Se entenderá por temperatura ambiente mínima de cada comuna a aquella que se refiere el artículo 17 y 1° de las Disposiciones Transitorias del Reglamento de la Ley 20.365.
C.9 Protección contra altas temperaturas	
C.9.1	El SST deberá estar diseñado para que los componentes y los materiales utilizados puedan soportar las altas temperaturas producidas por cualquier situación de operación, tal como altas radiaciones solares prolongadas y sin consumo de agua caliente. Adicionalmente, el sistema, después de alcanzar la temperatura máxima, deberá volver a su forma normal de funcionamiento, sin que el usuario tenga que hacer ninguna intervención.
C.9.2	La temperatura de consumo nunca podrá superar los 50°C.
C.10 Resistencia a la presión	
C.10.1	Todos los circuitos del SST deberán estar diseñados de forma que nunca se sobrepase la máxima presión soportada por cualquiera de sus materiales. Para ello, deberán estar provistos de válvulas de seguridad configuradas a una presión que garantice que en cualquier punto del circuito no se supere la presión máxima de trabajo de los componentes.
C.10.2	Los SST deberán contar con una válvula de seguridad en su circuito de consumo, accionada únicamente por presión, la cual no deberá accionarse a una presión menor de 8 bar.
C.10.3	Los materiales del SST deberán soportar las máximas presiones de trabajo que puedan alcanzarse en el SST, así como, después de alcanzar la presión máxima, el SST debe volver a su forma normal de funcionamiento, sin que el usuario tenga que hacer ninguna intervención.
C.10.4	Solo se permite el uso e instalación de válvulas de seguridad accionadas por presión.
C.10.5	Se protegerá la válvula de seguridad de las eventuales sobrepresiones que se producen por el aumento de temperatura mediante un sistema de expansión, según lo indicado en el punto C.6.7.

D. INSTALACIÓN PRUEBAS Y MANTENIMIENTO	
D.1 Condiciones de Instalación	
D.1.1	La instalación se realizará sobre la base del proyecto técnico en conformidad al presente Itemizado Técnico, la documentación anexa exigida, el Manual de Instalación del equipo solar, diagrama hidráulico esquemas y planos, la lista de todos los componentes y las especificaciones de montaje adicionales a este documento que se hayan establecido.
D.1.2	Antes de iniciar el montaje de la instalación se deberá formalizar un acta de inicio de obras firmada por SERVIU, la entidad patrocinante (EP) y el responsable de la instalación.
D.1.3	Deberá ejecutar una instalación piloto del SST, la cual será representativa del total de las instalaciones asignadas y se realizará para comprobar, verificar y dar conformidad al montaje del proyecto aprobado. El piloto debe ser recepcionado por el FTO y supervisor SERVIU.
D.2 Requisitos generales	
D.2.1	La instalación se ejecutará en su totalidad utilizando materiales y procedimientos de ejecución que garanticen las exigencias del servicio, durabilidad, salubridad, seguridad y mantención.
D.2.2	La recepción de los materiales y componentes se realizará comprobando el cumplimiento de las especificaciones del proyecto y sus características técnicas, según el proyecto aprobado.
D.2.3	Todos los materiales y componentes que forman parte del proyecto de SST deberán ser nuevos y no tener desperfectos atribuibles a la manipulación o transporte.
D.2.4	El responsable de la instalación deberá proteger y vigilar los materiales durante el transporte y montaje. Estos requisitos serán especialmente observados en caso de que existan materiales delicados y frágiles.
D.2.5	El montaje se realizará considerando las instrucciones dadas por los fabricantes para cada uno de los componentes.
D.2.6	La instalación de todos los componentes, equipos, válvulas, etc. se realizará de forma que sea posible el posterior acceso para efectos de su mantención, reparación o desmontaje.
D.2.7	Una vez realizada la instalación, las placas de características de los equipos deben quedar en una zona visible al momento de la recepción del proyecto.
D.3 Montaje de tuberías y accesorios	
D.3.1	Las tuberías serán instaladas de forma ordenada utilizando abrazaderas de fijación sin quitarle espesor al elemento de aislación térmica.
D.3.2	Las tuberías se instalarán lo más próximo posible a paramentos, dejando el espacio suficiente para manipular el aislamiento y los accesorios.
D.3.3	Las tuberías se ubicarán siempre por debajo de canalizaciones eléctricas que crucen o corran paralelamente.
D.3.4	Las tuberías no se instalarán nunca encima de equipos eléctricos como tableros o motores.
D.3.5	Las conexiones de las tuberías a los componentes se realizarán de forma que no se transmitan esfuerzos mecánicos.
D.3.6	Todas las uniones de tuberías con accesorios y con componentes de la instalación, deberán ser unión tipo americana.
D.3.7	Se facilitarán las dilataciones de tuberías utilizando los cambios de dirección o dilatadores axiales.
D.3.8	Durante el montaje de las tuberías se evitarán las rebabas y escorias de los cortes para su unión.
D.4 Verificación de la Instalación	
D.4.1	Durante la ejecución de la instalación, todos los tramos de tubería, uniones o elementos que vayan a quedar ocultos, deberán ser expuestos para su control y para que su montaje sea expresamente aprobado por el ITO antes de quedar ocultos incluso realizadas las pruebas que se determinen. También se verificarán los soportes de tubería utilizados, los diámetros, trazados, pendientes de tuberías y la continuidad de los aislamientos.
D.4.2	Una vez completado el montaje, se realizará una inspección completa de la instalación, que deberá quedar documentada, verificando que se cumplen todas las prescripciones del proyecto técnico y documentación anexa, de los manuales y fichas técnicas, cumpliendo con la lista de chequeo correspondiente indicada en Anexo H.
D.5 Pruebas de circuitos	
D.5.1	Todos los circuitos (primario y de consumo) deberán ser probadas hidrostáticamente, a fin de asegurar su estanqueidad, antes de quedar ocultas por obras de albañilería, material de relleno o por el material aislante.
D.5.2	El circuito de consumo deberá soportar la presión máxima requerida por las normativas vigentes para las instalaciones sanitarias del RIDAA.
D.5.3	En viviendas nuevas, para circuitos de consumo con conexión directa a la red de abastecimiento, se tendrá en cuenta la máxima presión de la misma para verificar que todos los componentes del circuito de consumo soportan dicha presión.
D.6 Pruebas de funcionamiento y ubicación de componentes	
D.6.1	Tras comprobar la completa ejecución de la instalación y una vez llenos y presurizados todos los circuitos, se realizará la puesta en marcha verificando la ubicación y funcionamiento de todos los componentes.
D.6.2	Se verificará la circulación del agua fría y caliente en el circuito de consumo conforme a las posibles configuraciones.

D.7	Comprobaciones y pruebas finales
D.7.1	El responsable de la instalación deberá asegurar la correcta ejecución de las pruebas, del estado y funcionamiento de la instalación solar térmica.
D.7.2	Se deberá verificar la correcta regulación de la válvula mezcladora termostática, comprobando que la temperatura de ACS en el primer punto de consumo se encuentre en el rango indicado en C.5.1.
D.7.3	Una vez realizadas las pruebas funcionales con resultados satisfactorios, el responsable de la instalación podrá solicitar la Recepción final del SST a SERVIU.
D.7.4	El SST deberá ser entregado completamente instalado y funcionando, incluyendo toda la estructura soportante y los refuerzos estructurales correspondientes.
D.7.5	En caso de instalar el SST sobre el techo de vivienda existente se debe hacer una inspección de hermeticidad del techo intervenido, rociando agua al techo a razón de un litro por metro cuadrado de superficie del techo intervenido, para descartar goteras y averías.
D.7.6	SERVIU podrá, en cualquier momento, verificar el cumplimiento de las especificaciones presentes en este IT y que los materiales utilizados en la instalación corresponden a los descritos en la propuesta. Las verificaciones no disminuyen la responsabilidad del responsable del SST, hasta el fin de la garantía.
D.7.7	La ejecución de la instalación termina con la entrega final del SST a SERVIU, para iniciar el periodo de mantención y garantías.

E	ANTECEDENTES PRESENTAR
E.1.1	Especificaciones Técnicas del proyecto conforme al presente Itemizado, (según formato del Anexo I). Las acreditaciones de materiales y componentes de la instalación, deberán ser respaldadas mediante fichas técnicas emitidas por el fabricante en idioma español.
E.1.2	Declaración Jurada N°2 (DJ2), conforme al formato establecido en el artículo 28, letra b), parte 2 del D.S. N° 331 de 2009, del Ministerio de Economía, que fija el Reglamento de la Ley N° 20.365, en lo que es aplicable para SST de circulación natural.
E.1.3	Certificado conforme a lo indicado en los numerales 3.1, y cuando corresponda, el numeral 3.2 de la Resolución Exenta N° 1150 de 2010, de la SEC.
E.1.4	Cálculo de las pérdidas por sombra: las características y dimensiones de los obstáculos y su valor resultante, conforme al método de cálculo indicado en la Norma Técnica del Ministerio de Energía, Res. Ex. N°502.
E.1.5	Impresión de la pantalla de salida del archivo de M.S. Excel "Algoritmo_Fchart.xls" ingresando correctamente los datos y reflejando la realidad de cada proyecto.
E.1.6	Composición del fluido de trabajo, el rango de temperaturas y presiones para los cuales es estable y su duración o tiempo de vida en condiciones normales de funcionamiento.
E.1.7	Método de protección contra heladas usado por el sistema e indicar la temperatura ambiente mínimo de la localidad donde se encuentra instalado el proyecto.
E.1.8	Tipo de protección a los rayos UV, a la corrosión por condiciones ambientales y a otras inclemencias del clima utilizada para todas las partes del Sistema Solar Térmico instaladas en el exterior.
E.1.9	Proyecto estructural, firmado por un profesional competente, que considere el cálculo y diseño de: - Los refuerzos estructurales de la techumbre - La fijación de la estructura de soporte del SST - La estructura auxiliar y su fijación a la estructura de la vivienda - La estructura independiente (cuando corresponda).
E.1.10	Copia de Resolución SEC del: CS, DA o CSI, que autoriza el ingreso al registro de equipos de la SEC.
E.1.11	Póliza de garantía de los equipos, CS, DA o CSI, por una cobertura mínima de 5 años, firmada por el emisor de la factura de venta de los equipos en Chile.
E.1.12	Garantía de la instalación que asegure el buen funcionamiento del SST por un período mínimo de 2 años, en el cual se incorpora la mantención al mes 12 desde la recepción final.
E.1.13	Diagrama del SST indicando flujos, diámetros de tuberías, equipos que conforman el SST, descripción y ubicación de componentes (llaves de corte, válvulas, sistemas de seguridad) mencionando a que circuito corresponden, materialidades, temperaturas y presiones de trabajo.
E.1.14	Fichas técnicas, catálogos y manuales de los componentes, que acrediten sus características técnicas, su funcionamiento, procedimiento de instalación y condiciones de trabajo y vida útil. Todo lo anterior en idioma español y emitido por el fabricante.
E.1.15	Para viviendas existentes, Manual de uso y Mantenimiento en idioma español.
E.1.16	Para viviendas nuevas, Manual de uso y Contrato suscrito de mantención del SST por un período mínimo de 5 años.
F	OTRAS EXIGENCIAS
F.1.1	Al momento de la presentación del proyecto, o durante la ejecución de las obras y antes de la recepción final por parte de SERVIU, se deberá exigir la entrega de los números de serie de los CS y DA, que forman parte del proyecto de SST.
F.1.2	Serviu podrá establecer exigencias adicionales, que estén por sobre el estándar técnico mínimo del presente Itemizado Técnico, conforme a los criterios técnicos, condiciones climáticas, calidad de agua y de otra índole, que Serviu determine.

G. MANTENCIÓN DEL SST																	
G.1.1	La mantención es el procedimiento que debe realizar el mantenedor por un periodo mínimo de 5 años, considerando al menos 5 mantenciones, para que todos los componentes del sistema instalado se mantengan operativos.																
G.1.2	La primera mantención se deberá realizar durante el mes 12 a contar del mes de la recepción Serviú, y las siguientes deberán ser realizadas cada 12 meses hasta completar el periodo estipulado en el contrato, de acuerdo al siguiente calendario.																
<table><tr><th>Mes</th><th>Hitos</th></tr><tr><td>0</td><td>Recepción SERVIU</td></tr><tr><td>12</td><td>Primera mantención</td></tr><tr><td>24</td><td>Segunda mantención</td></tr><tr><td>36</td><td>Tercera mantención</td></tr><tr><td>48</td><td>Cuarta mantención</td></tr><tr><td>60</td><td>Quinta mantención</td></tr><tr><td>+12 (según contrato)</td><td>Siguientes mantenciones</td></tr></table>		Mes	Hitos	0	Recepción SERVIU	12	Primera mantención	24	Segunda mantención	36	Tercera mantención	48	Cuarta mantención	60	Quinta mantención	+12 (según contrato)	Siguientes mantenciones
Mes	Hitos																
0	Recepción SERVIU																
12	Primera mantención																
24	Segunda mantención																
36	Tercera mantención																
48	Cuarta mantención																
60	Quinta mantención																
+12 (según contrato)	Siguientes mantenciones																

G.1.3 Procedimiento de mantención mínimo para SST en viviendas sociales.		
Elementos	Operación	Descripción
Área captadora	Limpieza por sobre la cubierta de vidrio y el marco, o tubos.	Se debe retirar la acumulación de polvo excesivo mediante el procedimiento indicado por el fabricante.
	Inspección visual del vidrio	Verificar presencia de condensación, grietas y fisuras. Para el caso de tubos, verificar que no exista coloración blanca en los extremos.
	Absorbedor	Observar Agrietamiento o deformaciones
	Conexiones	Verificar Corrosión, deformación, fugas, y falta de aislación
	Carcasa (para placa plana)	Identificar deformación, corrosión, fugas.
Circuito de Trabajo	Tuberías, aislamiento, protección UV y procedimiento de llenado	-Corroborar Ausencia de humedad y fugas -Verificar el buen estado del aislamiento y la protección UV -Verificar pérdidas del fluido calo portador
Circuito de consumo	Tuberías, aislamiento, protección UV, fugas	-Verificar ausencia de humedad y fugas -Verificar el buen estado del aislamiento y la protección UV -Verificar pérdidas del fluido.
	Válvula de seguridad	-Verificar ausencia de fugas -Realizar limpieza interna -Activación manual
	Válvula de corte	-Verificar ausencia de fugas -Realizar limpieza interna -Activación manual
	Válvula termostática	-Verificar ausencia de fugas -Ejecutar desarme y limpieza interna -Verificación de la temperatura de consumo de acuerdo al punto C.5.1 del presente IT.
	Válvula manual de tres vías tipo L	-Verificar ausencia de fugas -Verificar buen funcionamiento -Ejecutar desarme y limpieza interna
	Válvula de retención	-Verificar ausencia de fugas -Verificar buen funcionamiento -Ejecutar desarme y limpieza interna
	Vaso de expansión	-Verificar ausencia de fugas -Verificar buen funcionamiento -Verificar la precarga. - Ejecutar lavado interior y limpieza.
Deposito acumulador	Dentro del deposito	Verificar la presencia de lodos en su interior y limpiar
	Ánodos de sacrificio	Retiro y reposición
	Carcasa del DA	Verificar ausencia de Deformación, corrosión, fugas.
Estructura de montaje	Aprietes, fijaciones, empotramiento	Comprobar que tuercas y pernos no estén sueltos.
	Óxido	-Comprobar ausencia de óxido en pernos, tuercas, en uniones, fijaciones al DA y colector. -Tomar las medidas correctivas de limpieza y protección en caso de presencia de óxido
Estructura auxiliar	Aprietes, fijaciones, empotramiento	-Comprobar que tuercas y pernos no estén sueltos.
	óxido	-Comprobar ausencia de óxido en pernos, tuercas, en uniones, fijaciones. -Tomar las medidas correctivas de limpieza y protección en caso de presencia de óxido
Todas las acciones descritas, deberán ser complementadas con acciones correctivas que aseguren el correcto funcionamiento y operación del sistema Solar Térmico. Además, adicional a estas intervenciones se deberán realizar todas las acciones que especifique el proveedor o fabricante del SST que complementen esta mantención.		

H. ANEXO LISTA DE CHEQUEO INSPECCIÓN DE LA INSTALACIÓN DEL SST					
Nº	DESCRIPCIÓN DEL ELEMENTO	CUMPLIMIENTO			Observación
		SI	NO	N/A	
1	Instalación del SST se encuentra ejecutada				
2	Orientación e inclinación del SST corresponde al "F_chart": Orientación del SST instalado: _____ Inclinación del SST instalado: _____				
3	Colector Solar: Marca: _____ Modelo: _____ Número de serie: _____				
4	Deposito Acumulador: Marca: _____ Modelo: _____ Número de serie: _____				
5	Colector de placa plana no presenta perdidas de fluido				
6	Colector de placa plana, vidrio sin roturas ni fisuras				
7	Colector de placa plana, vidrio sin condensación (inferior al 20%)				
8	Colector de tubo al vacío, no presenta perdida de vacío (coloración blanca en los extremos)				
9	Colector de tubo al vacío no presenta fuga en los sellos y están instaladas todas las barrillas de cobre				
10	Deposito acumulador con carcasa sin deformaciones ni abolladuras				
11	Deposito acumulador sin humedad o corrosión exterior visible				
12	Deposito acumulador sin fugas o goteras				
13	Deposito acumulador con conexión de agua fría adecuada y donde corresponde según esquema hidráulico				
14	Deposito acumulador con conexión de agua caliente adecuada y donde corresponde según esquema hidráulico				
15	Aislamiento de tuberías ajustado, continuo, sin cortes y sin espacios				
16	Tuberías con protección externa y de rayos UV				
17	Las conexiones no utilizadas, del CS y DA, están cubiertas con las tapas estancas según indicación del fabricante				
18	Materialidad de tubería, entre el DA y la VMT, adecuada para la temperatura máxima del agua				
19	Materialidad de tuberías, de todos los tramos entre el DA y la válvula de retención, incluido el vaso de expansión, adecuada para la temperatura máxima del agua (agua caliente de retorno o expansión)				
20	Las tuberías se encuentran correctamente fijadas sin que el material aislante pierda su espesor				
21	Posee válvula de corte de agua fría del DA y su ubicación es de fácil acceso para el usuario				
22	Posee válvula de corte de agua caliente y su ubicación es de fácil acceso para el usuario				
23	Posee válvula de corte del vaso de expansión, según esquema hidráulico				
24	Posee válvula de seguridad del circuito de consumo, según esquema hidráulico				
25	El CS de placa plana posee válvula de seguridad del circuito primario, según esquema hidráulico				
26	Posee válvula mezcladora termostática, según esquema hidráulico				
27	Comprobación de la regulación de mezcla de la VMT, según ficha técnica y el presente IT				
28	Comprobación de la presencia del sensor de temperatura en el DA, y del visor digital, cercano al SAA				
29	Posee válvula manual de tres vías tipo L, según esquema hidráulico				
30	Estructura de soporte no presenta oxidación				
31	Protección contra la oxidación de la estructura de soporte				

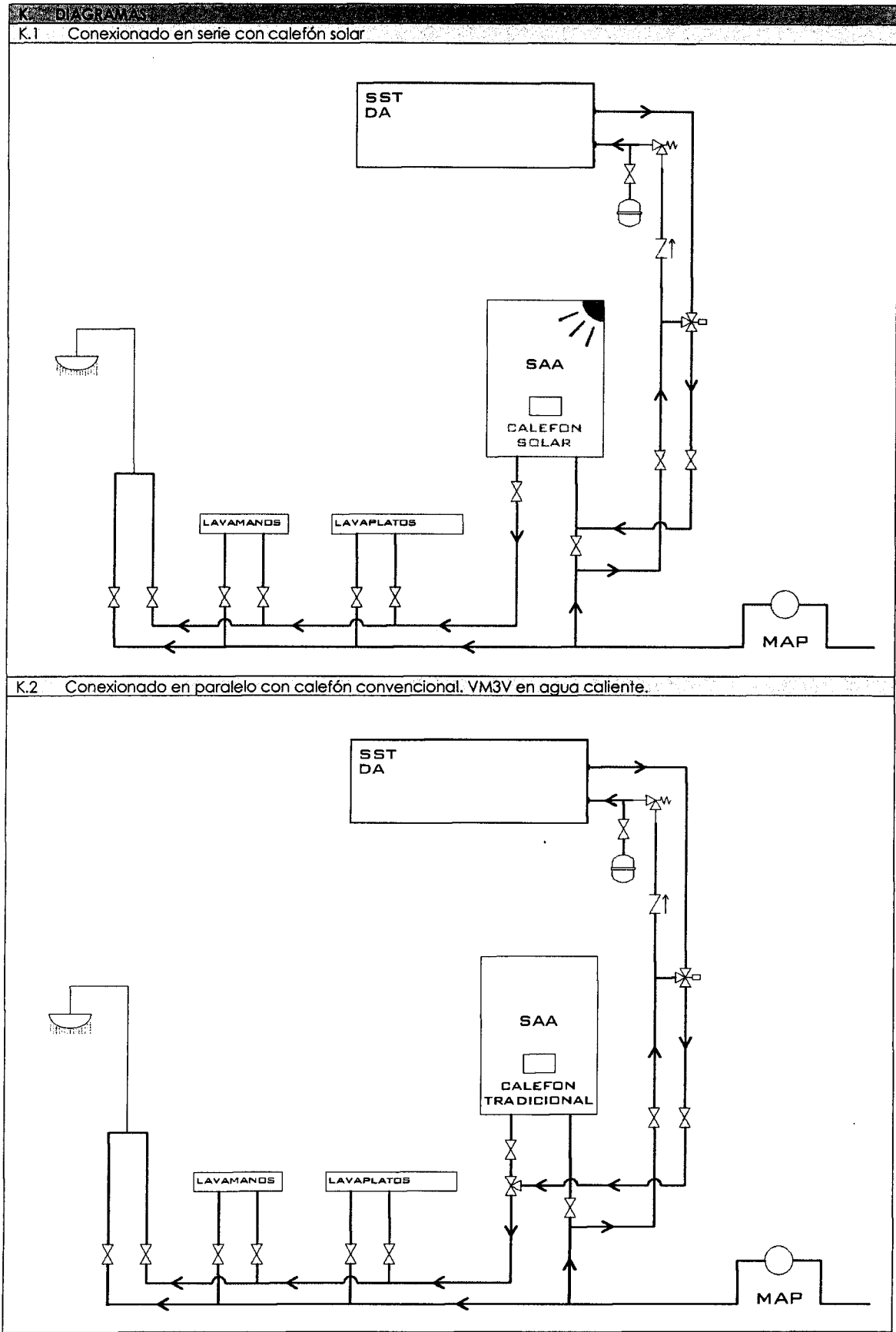
32	Vaso de expansión: Marca: _____ Modelo: _____ Capacidad: _____ Presión de precarga: _____ Presión de trabajo: _____ Temperatura de operación: _____			
33	Verificar que no se observa riesgos de sombra que pueda afectar la instalación SST en el presente o futuro, como, por ejemplo: - Existen árboles cuyo crecimiento influirá con un porcentaje de sombra importante en el sistema a futuro - Ductos de ventilación - Otras estructuras o equipos en la cubierta - Construcciones cercanas			
34	Observaciones:			
35				
	Nombre y firma del profesional EP	Nombre y firma del profesional SERVIU	Nombre y firma del profesional instalador	
INDICACIONES GENERALES:				
1_ Los profesionales que inspeccionan deben contar con elementos de seguridad, el instalador debe proporcionar herramientas o elementos mínimos de verificación de estos parámetros (brújula, nivel, diagrama hidráulico, termómetro)				
2_El incumplimiento de alguno de los puntos de la lista de chequeo, será causal de rechazo de la instalación solar térmica por parte de SERVIU				

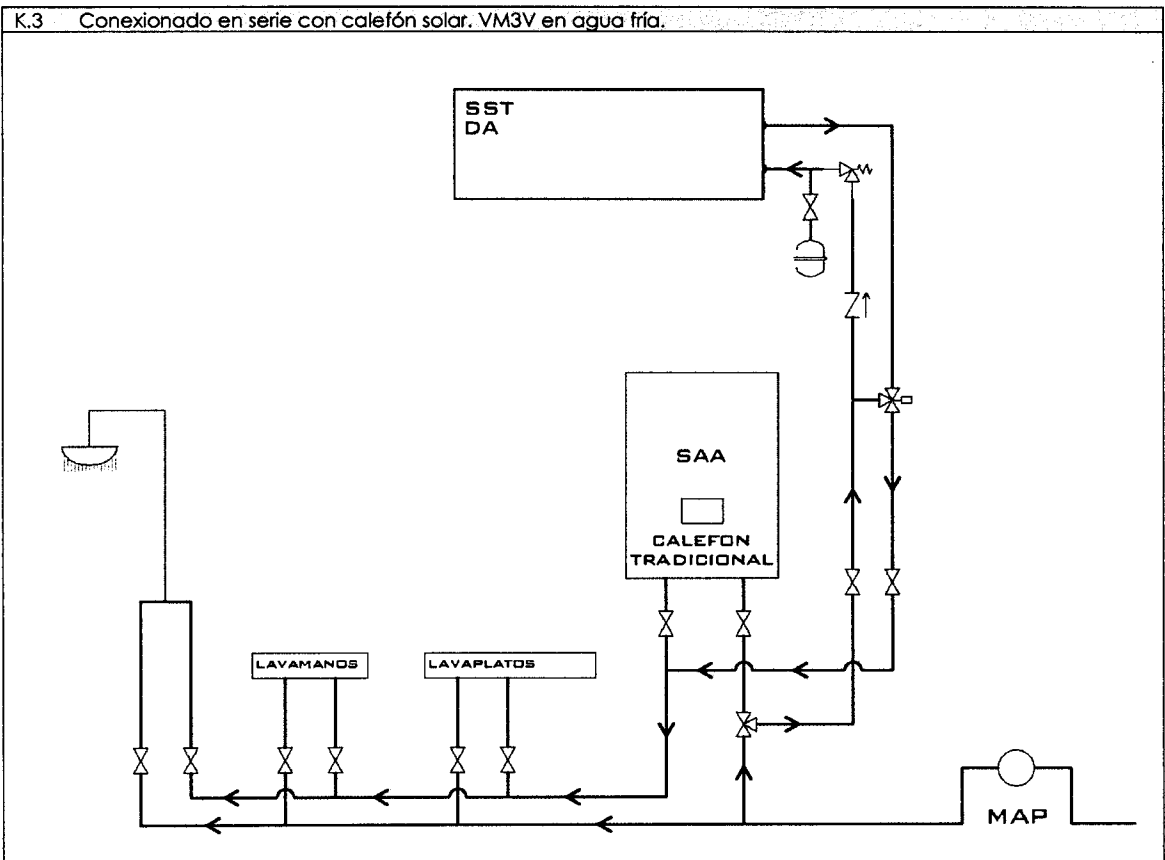
I. ANEXO EET TIPO PARA PROYECTOS DE SST	
I.1	Información general del proyecto
	Descripción general del proyecto incorporando al menos la zona geográfica (indicando si es costera), orientación de la cubierta, inclinación de la cubierta, materialidad de la cubierta, si es posible realizar trabajos sin riesgos, estado estructural de la techumbre (cerchas), indicando si necesita refuerzo estructural, mencionando la existencia de sombras cercanas de proyección sobre el área captadora y distancia del depósito acumulador con el punto más lejano de consumo.
I.2	Refuerzo estructural de la techumbre
	Descripción del proceso constructivo del proyecto de refuerzo estructural, indicando al menos; materialidad y dimensiones de los componentes, tipo de fijaciones utilizadas y otros. Lo anterior respaldado, en Anexo, mediante memoria de cálculo de refuerzo estructural, firmado por un profesional competente.
I.3	Deposito acumulador - DA
I.3.1	Deposito acumulador - DA
	Descripción de la instalación del depósito acumulador mencionando al menos, la marca, el modelo, la protección exterior ambiental, procedencia de origen, capacidad total, presión de trabajo en bar, presión máxima en bar, vida útil, materialidad.
I.3.2	Colector o área captadora
	Descripción de la instalación del colector o área captadora indicando al menos la marca: modelo; procedencia de origen, área captadora, materialidad, capacidad total, presión de trabajo en bar, presión máxima en bar, materialidad, tipo de conexión, vida útil.
I.3.3	Estructura de soporte de fábrica
	Descripción de la instalación de la estructura de soporte de fábrica mencionando al menos, marca, modelo, procedencia de origen, materialidad de los perfiles, materialidad de las tuercas y pernos, protección contra la corrosión, inclinación, materialidad, tipo de conexión, vida útil.
I.3.4	Circuito primario
	Descripción del circuito primario mencionando al menos la capacidad total, la marca del anticongelante, procedencia de origen del anticongelante, vida útil del anticongelante (no inferior a 4 años), cantidad de fluido anticongelante en el circuito primario, temperatura máxima de trabajo del anticongelante, temperatura mínima de trabajo del anticongelante, aditivos anticorrosivos, procedimiento de llenado, procedimiento de vaciado, válvula de seguridad del circuito primario, renovación del anticongelante (en años desde la puesta en marcha)
I.3.5	Válvula de seguridad del circuito primario
	Descripción de la instalación de la válvula de seguridad del circuito primario mencionando al menos marca, modelo, procedencia de origen, tara en bar, temperatura máxima de operación (°C), temperatura mínima de operación (°C), materialidad, tipo de conexión, vida útil.
I.3.6	Circuito de consumo
	Descripción del proceso de llenado del circuito de consumo e instalación mencionando al menos, capacidad total, temperatura mínima (°C), temperatura máxima (°C, de estancamiento), procedimiento de llenado, procedimiento de vaciado, válvula de seguridad, elementos adicionales, materialidad, tipo de conexión, vida útil.

1.3.7	Válvula de seguridad del circuito de consumo
	Descripción de la instalación y operación de la válvula de seguridad del circuito de consumo mencionando al menos, marca, modelo, procedencia de origen, tara en bar, temperatura máxima de operación (°C), temperatura mínima de operación (°C) materialidad, tipo de conexión, vida útil.
1.3.8	Válvula de retención del circuito de consumo
	Descripción de la instalación y operación de la válvula de retención del circuito de consumo mencionando al menos marca, modelo, procedencia de origen, tara en bar, temperatura máxima de operación (°C), temperatura mínima de operación (°C), materialidad, tipo de conexión, vida útil.
1.3.9	Vaso de expansión del circuito de consumo
	Descripción de la instalación y operación del vaso de expansión del circuito de consumo mencionando al menos marca, modelo, procedencia de origen, capacidad en litros, presión de trabajo en bar, presión máxima en bar, presión de pre-carga en bar (no inferior a 2 bar), temperatura máxima de operación (°C), temperatura mínima de operación (°C), orientación (posición arriba, abajo, horizontal, vertical, diagonal) y llave de corte para mantenciones, tipo de conexión, materialidad, vida útil.
1.3.10	Válvula termostática
	Descripción de la instalación y operación de la válvula termostática mencionando al menos marca, modelo, procedencia de origen, presión máxima en bar, temperatura máxima de entrada (°C), temperatura mínima de entrada, rango de temperatura de consumo, temperatura de salida a consumo (indicar posición de configuración), tipo de conexión, materialidad, vida útil.
1.3.11	Válvula manual tipo L
	Descripción de la instalación y operación de la válvula manual tipo L indicando al menos, marca, modelo, procedencia de origen, presión de trabajo en bar, presión máxima en bar, temperatura máxima de operación de entrada (°C), temperatura mínima de operación de entrada (°C), tipo de conexión, materialidad, vida útil.
1.3.12	Conexión del depósito acumulador a la red de agua fría de la vivienda
	Descripción de la instalación y operación del conexionado del depósito acumulador a la red de agua fría de la vivienda indicando a lo menos lugar, distancia, materialidad y diámetro de las cañerías, llaves de corte de fácil acceso y trabajos necesarios para el correcto trazado de tuberías.
1.3.13	Conexionado del depósito acumulador a la red de agua caliente de la vivienda
	Descripción de la instalación y operación del conexionado del depósito acumulador a la red de agua caliente de la vivienda indicando al menos lugar, distancia, materialidad, diámetro de las cañerías, llaves de corte de fácil acceso, trabajos necesarios para el correcto trazado de tuberías.
1.3.14	Aislación térmica de cañerías
	Descripción de la instalación de la aislación térmica de cañerías mencionando al menos, materialidad, espesor, protección medio ambiental, uniones en ángulos de 90°.

I.3.15	Materialidad de tubería para agua fría
	Descripción de la instalación y operación de la cañería de agua fría indicando al menos, marca, modelo, procedencia de origen, presión de trabajo en bar, presión máxima en bar, temperatura máxima de operación de entrada (°C), temperatura mínima de operación de entrada (°C), tipo de conexión, materialidad, vida útil, descripción de los tramos de instalación.
I.3.16	Materialidad de tubería para uso en agua caliente
	Descripción de la instalación y operación de la cañería de agua caliente indicando al menos, marca, modelo, procedencia de origen, presión de trabajo en bar, presión máxima en bar, temperatura máxima de operación de entrada (°C), temperatura mínima de operación de entrada (°C), tipo de conexión, materialidad, vida útil, descripción de los tramos descripción de los tramos de instalación.
I.3.17	Materialidad de tubería para uso en agua mezclada
	Descripción de la instalación y operación de la cañería de agua mezclada indicando al menos, marca, modelo, procedencia de origen, presión de trabajo en bar, presión máxima en bar, temperatura máxima de operación de entrada (°C), temperatura mínima de operación de entrada (°C), tipo de conexión, materialidad, vida útil, descripción de los tramos.

ANEXO VASO DE EXPANSIÓN-DIMENSIONAMIENTO		
El dimensionamiento del vaso de expansión se realizará conforme al método de cálculo indicado en la Norma UNE 100155:2004 y con las siguientes consideraciones. Para el procedimiento de dimensionar el vaso de expansión, se usará la siguiente formula:		
$V_t= V \times C_e \times C_p.$		
	DESCRIPCIÓN	DATOS DE ENTRADA
Vt	Volumen total del vaso de expansión	En litros
V	Volumen total de agua en el circuito de consumo	Considera el volumen total del circuito de consumo en litros..
Ce	Coefficiente de dilatación del fluido	0,04
Cp	Coefficiente de presión del gas (aire o nitrógeno, según con qué esté lleno el vaso). Siempre ≥ 2 Bar	$C_p= P_M / (P_M - P_m)$
PM	Presión máxima	PV+1
Pm	Presión mínima	Pms+ 1
Pms	Presión mínima de servicio señalado en la norma chilena NCh 691.Of98	1,52
PV	Presión de Tara de la válvula de seguridad la cual no puede ser inferior a 8 Bar	Según válvula de seguridad del circuito de consumo.
Para los circuitos de consumo que tengan un volumen total igual o menor a 50 litros, no es necesaria la instalación de un vaso de expansión.		





K.4 Simbología

SIMB	ELEMENTO	SIMB	ELEMENTO
	VALVULA DE SEGURIDAD		VASO DE EXPANSION
	VALVULA MEZCLADORA TERMOSTATICA		VALVULA DE CORTE
	VALVULA ANTIRETORNO		VALVULA MANUAL DE 3 VIAS
	AGUA FRÍA		AGUA CALIENTE

ITEMIZADO TÉCNICO PARA PROYECTOS DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS – MINVU

Sistemas Individuales para viviendas tipo ON – GRID. Versión – V.2_2018

ÍNDICE

A. INTRODUCCIÓN-----	4
A.1 Objetivos-----	4
A.2 Alcance-----	4
B. CONSIDERACIONES GENERALES-----	4
B.1 Requisitos-----	4
B.2 Antecedentes a presentar-----	5
C. CONSIDERACIONES GENERALES DE DISEÑO-----	5
C.1 Datos relevantes de la comuna-----	5
C.2 Estimación de la producción de energía-----	5
C.3 Estimación de ahorro-----	5
C.4 Condiciones arquitectónicas-----	5
C.5 Configuración de los SFV-----	5
D. DESCRIPCIONES TÉCNICAS-----	6
D.1 Condiciones de funcionamiento-----	6
D.2 Sistema solar fotovoltaico-----	6
D.3 Estructura de Techumbre-----	6
D.4 Estructura de Soporte y auxiliar-----	6
D.5 Módulos Fovovoltaicos-----	6
D.6 Inversor - micro Inversores-----	7
D.7 Medidor Bidireccional-----	7
D.8 Tablero auxiliar-----	7
D.9 Instalación Eléctrica y punto de conexión del Sistema Fovovoltaico-----	7
D.10 Condiciones de Instalación-----	8
D.11 Protección del equipo contra sobrecalentamiento y altas temperaturas-----	8
D.12 Resistencia a la Radiación-----	8
E. OTRAS EXIGENCIAS-----	9
E.1 Contador de energía-----	9
E.2 Las instalaciones fotovoltaicas - Autorización SEC-----	9

GLOSARIO

Módulo fotovoltaico	Conjunto de celdas fotovoltaicas que producen electricidad cuando sobre ellas incide la radiación solar.
ON - GRID	Sistema dependiente de la red de distribución, capaz de funcionar en paralelo con esta.
Medidor Bidireccional	Equipo de medición eléctrica que permite medir dos flujos de energía independientes.
Micro inversor	Equipo inversor de formato reducido, conectado a uno o más módulos fotovoltaicos con una salida en corriente alterna.
Inversor	Equipo inversor, conectado a módulos fotovoltaicos con una salida en corriente alterna.
Tablero eléctrico adicional	Tablero que alberga las protecciones necesarios propias del sistema fotovoltaico
Conductor eléctrico	Material conductor de electricidad de poca resistencia, típicamente confeccionado con cobre
Protección termo magnética	Protección automática que protege un circuito contra los cortocircuitos y sobrecargas eléctricas.
Conector tipo MC4	Conector existente en cada módulo confeccionado desde origen, presente en el extremo de cada polo (+ y -) del cable
Estructura de soporte de módulo	Estructura de aluminio anodizado que tiene directo contacto con el módulo fotovoltaico
Estructura auxiliar	Estructura que se utiliza para favorecer las condiciones de inclinación y orientación de la estructura de soporte y el módulo fotovoltaico.
CC	Corriente continua
AC	Corriente alterna
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
Ángulo de azimut (α)	Es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y la dirección Norte. Vale 0° si coincide con la orientación Norte, es positivo hacia el Este y negativo hacia el Oeste. Si coincide con el Este su valor es +90° y si coincide con el Oeste su valor es -90°.
Ángulo de inclinación (β)	Ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal. Su valor es 0° si el módulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical.
Net billing	Ley eléctrica que permite la generación distribuida de electricidad y regula el pago de inyecciones de energía producidas por medio de ERNC.
RGR N° 1/2017	Procedimiento de comunicación de energización de generadoras residenciales.
RGR N° 2/2017	Diseño y Ejecución de las Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red.
String	Módulos conectados entre sí, en serie, y que forman una cadena de módulos conectada a un inversor.
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

A.1. Objetivo:	
El objetivo del presente Itemizado Técnico (IT) es fijar los requerimientos técnicos mínimos que deben cumplir los proyectos de Sistemas Solares fotovoltaicos (SFV) individuales que se ejecuten a través de los programas del MINVU, especificando los requisitos de seguridad, eficiencia, calidad y durabilidad, con el objetivo de que todos los SFV funcionen correctamente a lo largo de su vida útil Este IT proporciona criterios y establece requisitos sobre: - Los equipos solares fotovoltaicos que se pueden utilizar - El diseño y ejecución de las instalaciones - La mantención y las garantías	
A.2. Alcance:	
Este IT es aplicable a proyectos de SFV individuales en proyectos de construcción de viviendas nuevas y de mejoramiento de viviendas existentes que cuenten con TE-1 vigente, a través de los programas de subsidio del MINVU; Programa Fondo Solidario de Vivienda, regulado por el D.S. Nº 174, (V. y U.) de 2005, Programa Fondo Solidario de Elección de Vivienda, regulado por el D.S. Nº 49, (V. y U.) de 2011, y sus modificaciones, Programa de Habitabilidad Rural, regulado por el D.S. Nº 10, (V. y U.) de 2015 y Programa de Protección al Patrimonio Familiar (PPPF), o los programas que los reemplacen, y otros programas en los cuales MINVU dicte su aplicación, los cuales deberán incorporar en su diseño las especificaciones técnicas y los requisitos señalados en el presente documento.	
B.1. Requisitos:	
B.1.1. La instalación de un SFV para la producción de electricidad que consume una vivienda, se realizará mediante sistemas fotovoltaicos tipo ON - GRID. Los proyectos considerarán la adquisición e instalación del SFV, el equipo de medida bidireccional, los trámites necesarios ante la empresa distribuidora y la Superintendencia, la conexión con la red existente de la vivienda y a la red pública de distribución eléctrica de acuerdo a la Ley 20.571 de generación distribuida (también conocida como net billing o generación ciudadana). B.1.2. Los sistemas fotovoltaicos a instalar deberán cumplir con los requerimientos indicados en el presente documento, las exigencias establecidas en la Ley 20.571, del 20/02/2012 del Ministerio de Energía, su Reglamento, D.O. Nº71 del Ministerio de Energía, del 04/06/2014, la RGR Nº1/2017, la RGR Nº 2/2017 y NCH4.2003. Sin perjuicio de lo anterior, se deberá cumplir con toda la normativa y reglamentación eléctrica vigente y aplicable en Chile. B.1.3. Los módulos fotovoltaicos, inversores o micro inversores y medidores bidireccionales que se utilicen, deberán pertenecer al registro de equipamiento autorizado de la SEC aplicables en la ley 20.571 Net billing. (http://www.sec.cl/Ley20571; Sección "Equipamiento Autorizado") B.1.4. El oferente del SFV estará a cargo del suministro de cada uno de los componentes que conforman la instalación del sistema fotovoltaico, de la realización de las instalaciones, de la entrega de la documentación descrita en el presente documento, de la entrega de las garantías y del cumplimiento del presente IT. B.1.5. En proyectos en viviendas nuevas y existentes, al momento del ingreso del proyecto a Serviu, el oferente deberá presentar un programa de mantención y el procedimiento de desconexión de emergencia del SFV, para conocimiento del beneficiario. B.1.6. La instalación fotovoltaica deberá contar con el TE-4 inscrito y aprobado por SEC y con el protocolo de conexión por parte de la empresa eléctrica distribuidora, para su operación en el marco de la Ley para la Generación Distribuida (Ley 20.571). Lo anterior implica que el responsable del proyecto deberá realizar la total tramitación del sistema fotovoltaico y sus cobros asociados en cada uno de los tramites según el proceso de conexión Ley 20.571., de acuerdo a lo establecido en el reglamento de la Ley 20.571, Decreto 71, del 4 de junio de 2014, del Ministerio de Energía; Reglamento de la Ley Nº 20.571, que Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales. B.1.7. Sólo se aceptan estructura de soporte de aluminio anodizado. B.1.8. Las estructuras auxiliares deberán ser de acero galvanizado en caliente o superior, a excepción de las estructuras auxiliares que se ejecuten en las zonas norte litoral (NL), central litoral (CL) y sur litoral (SL) (según NCh 1079, Of. 2008, las cuales deberán ser de aluminio anodizado). B.1.9. Las instalaciones eléctricas, para su recepción definitiva, deberán contar con la inscripción de la instalación a través del TE-4 en la SEC y con la aprobación de la conexión por parte de la empresa distribuidora, situación que deberá acreditarse con el Protocolo de Conexión. Dicho documento se encuentra detallado en la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión, o el documento que lo reemplace. El formulario de dicho protocolo se puede descargar desde www.sec.cl/ley20571, sección "formularios" y debe entregarse firmado por la empresa distribuidora B.1.10. Los sistemas fotovoltaicos a implementar deben ser desde 750 Wp, conectados a la red eléctrica pública y deberán cumplir las exigencias establecidas en la Ley 20.571. B.1.11. Dentro del equipamiento que incluye la solución fotovoltaica se debe considerar micro inversores o inversores, cuya conexión debe ser integrada a la instalación eléctrica de la vivienda. Los módulos fotovoltaicos serán montados de preferencia sobre la techumbre del inmueble. La conexión del sistema	

fotovoltaico deberá ser realizada al tablero general de distribución de la vivienda nueva con sus respectivas protecciones y canalizaciones. En vivienda existente se podrá realizar la conexión a un tablero auxiliar, con sus respectivas protecciones y canalizaciones.

B.1.12. Los módulos fotovoltaicos, micro inversores o inversores y medidores bidireccionales deben ser autorizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC, para su uso en el contexto de la ley para la generación distribuida (Ley 20.571).

B.2. Antecedentes a presentar

- B.2.1. Al momento del ingreso del proyecto a SERVIU:
- Toda la información que se solicita en el punto 5.2 del Procedimiento de Puesta en Servicio: RGR N° 01/2017 (o las disposiciones que lo modifiquen), de la SEC, exceptuando la información que solo se pueden obtener después de la instalación
 - Simulación del sistema fotovoltaico propuesto, el cual debe incluir al menos, esquema de la solución propuesta en la vivienda para pre visualizar la instalación sobre la edificación, análisis de sombra y generación anual de energía eléctrica del sistema.
 - Ficha técnica de la estructura de soporte de los módulos, garantía del fabricante y declaración o certificado del fabricante donde se puede verificar que el producto cumple con la normativa chilena vigente.
 - Se debe definir el sistema de impermeabilización a utilizar para mantener la hermeticidad de la cubierta intervenida.
 - Listado de equipos con sus respectivas especificaciones técnicas e instrucciones de instalación de todos los componentes en idioma español.

C.1. Datos relevantes de la comuna

- C.1.1. Ubicación geográfica: comuna y región de emplazamiento del proyecto.
- C.1.2. Especificar la dirección de la vivienda, y número de cliente.
- C.1.3. Identificar y señalar si se encuentra en las zonas norte litoral (NL), central litoral (CL) y sur litoral (SL) (según NCh 1079, Of. 2008.
- C.1.4. Valor del kilowatt hora de facturación.

C.2. Estimación de la producción de energía

- C.2.1. Simulación de la producción de energía mediante el explorador solar (<http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>), considerando los datos reales de la instalación tales como: latitud, inclinación, orientación, potencia instalada, características del módulo fotovoltaico, eficiencia del inversor.

C.3. Estimación de ahorro

- C.3.1. Entregar informe donde se realice una estimación del ahorro económico energético, según datos de producción del sistema fotovoltaico y costo de la energía, suponiendo un autoconsumo de 50% de la energía generada.

C.4. Condiciones arquitectónicas

- C.4.1. Integración en la edificación (idealmente paralelo a la cubierta)
- C.4.2. El equipo solar se ubicará en un lugar continuamente soleado.
- C.4.3. El equipo solar se instalará, en el techo de la vivienda y deberá considerarse la integración arquitectónica y privilegiar el mayor aporte de ahorro económico de electricidad.
- C.4.4. En viviendas nuevas, se debe considerar el efecto de las cargas de los equipos que componen el sistema solar fotovoltaico en el diseño estructural de la vivienda, expresado en la memoria de cálculo estructural del proyecto, firmada por un profesional competente.
- C.4.5. En viviendas existentes (PPPF) el oferente del SFV deberá realizar un proyecto de cálculo estructural que considere las cargas de los equipos que componen el SFV, ubicados en la techumbre u otro elemento estructural de la vivienda, expresado en la memoria de cálculo estructural del proyecto, firmada por un profesional competente. En caso de no ser necesario un cálculo de refuerzo estructural, esto deberá ser indicado por un personal competente mediante una declaración jurada.
- C.4.6. En caso de utilizar una estructura auxiliar para mejorar la inclinación u orientación del SFV, ésta se deberá respaldar mediante un proyecto de cálculo estructural, firmado por un profesional competente.
- C.4.7. La orientación e inclinación del sistema de captación se definirá como la solución óptima, considerando las máximas prestaciones energéticas y la mejor integración arquitectónica.
- C.4.8. El sistema de captación se orientará al Norte o a la orientación óptima sugerida por la herramienta Explorador solar (o su actualización), reflejada en el punto C.2.1. En vivienda nueva y existente con TE-1, se podrá admitir una desviación máxima de 45° al este o al oeste desde la orientación 0°. Si la orientación óptima tiende ser Oeste, se sugiere que la desviación máxima sea en esta orientación hasta 45°. Si la orientación óptima tiende a ser Este, se sugiere que la desviación máxima sea en esta orientación hasta 45°. **La orientación sur no está permitida en ambos casos.**
- C.4.9. La inclinación del sistema de captación respecto del plano horizontal será igual a la latitud geográfica de la localización, admitiendo desviaciones de hasta +/- 10°, para facilitar su integración.
- C.4.10. Se deberá acreditar la ausencia de sombras durante todas las horas de sol, mediante fotografías referenciales de los lugares de instalación tomadas a diferentes horas del día (mañana, medio día, tarde)

C.5. Configuración de los SFV
C.5.1. Los SFV individuales estarán integrados por un equipo de generación, transformación de la energía y protecciones eléctricas, para suministrar corriente alterna al tablero general de la vivienda.
C.5.2. En viviendas nuevas que opten al subsidio de sistema fotovoltaico, el diseño del tablero general eléctrico deberá contemplar las exigencias del capítulo 6 de la norma NCH Elec. 4/2003 más todas las protecciones propias del sistema fotovoltaico.
C.5.3. En viviendas existentes con TE-1, que opten al subsidio de sistema fotovoltaico, el tablero general eléctrico existente deberá contemplar los espacios mínimos indicados en la NCH Elec. 4/2003 y todas las protecciones propias del sistema fotovoltaico. En caso de que la condición anterior no se cumpla se deberá instalar un tablero eléctrico que contenga las protecciones (disyuntor bipolar y diferencial tipo A) del equipo generador cumpliendo la normativa vigente para este tipo de instalaciones.
C.5.4. Pernos y tuercas de acero inoxidable (A2 DIN/ISO. A4 DIN/ISO para zonas costeras).
C.5.5. Un circuito eléctrico: que conectará la generación de energía en corriente alterna con el tablero eléctrico de protecciones.
C.5.6. Una estructura auxiliar galvanizada en caliente, con perfiles estructurales abiertos (cuando sea necesaria): para dar la orientación e inclinación óptima a los módulos fotovoltaicos.
C.5.7. Será responsabilidad del oferente velar por el correcto y adecuado diseño del sistema fotovoltaico. Este debe cumplir con la normativa estructural y eléctrica vigente en Chile, respetar las especificaciones descritas por el fabricante y subsanar todas las observaciones del organismo fiscalizador SEC.

D.1. Condiciones de funcionamiento
D.1.1. En viviendas nuevas y viviendas existentes con TE-1, se procederá como lo indica el procedimiento de conexión la Ley 20.571.
D.2. Sistema solar fotovoltaico
D.2.1. Un sistema de captación desde 750Wp: constituido por módulos fotovoltaicos, los que podrán ser del tipo mono cristalino o poli cristalino.
D.2.2. Un sistema de transformación: constituido por uno o más micro inversores o inversores.
D.2.3. Una estructura de soporte de aluminio anodizado.
D.2.4. Una estructura auxiliar solo cuando sea necesario.
D.2.5. Cables y canalizaciones.
D.2.6. Tableros eléctricos y circuitos.
D.2.7. Medidor bidireccional.
D.2.8. Sistema de puesta a tierra en caso de que no exista
D.2.9. Contador de energía generada (opcional).
D.3. Estructura de techumbre
D.3.1. En proyectos de viviendas nuevas, la techumbre en su totalidad o la parte de la techumbre que soporte los módulos fotovoltaicos, deberá estar orientada al norte, con una tolerancia de 45° al Este o al Oeste, para privilegiar la integración arquitectónica. La orientación sur queda descartada.
D.3.2. En caso de viviendas existentes, la techumbre en su totalidad o la parte que soporte los módulos fotovoltaicos, deberá tener una orientación que privilegie la integración arquitectónica de los módulos fotovoltaicos. La orientación Sur queda descartada.
D.3.3. Los elementos ubicados en la techumbre, como ductos de ventilación, equipamientos u otros elementos de la techumbre y los elementos externos a la techumbre o vivienda, como vegetación u otras construcciones, no deben generar sombras sobre el sistema fotovoltaico. Se debe tener en consideración que el sombreado de una parte pequeña de un módulo fotovoltaico, reduce de manera importante su generación, razón por la que sombras parciales sobre los módulos deben evitarse.
D.3.4. la inclinación de la techumbre de la vivienda será igual a la latitud geográfica de la localización, admitiendo desviaciones de hasta +/- 10°.
D.4. Estructura de soporte y auxiliar
D.4.1. Las estructuras utilizadas para soportar los módulos fotovoltaicos deberán cumplir con la normativa estructural nacional aplicable y vigente.
D.4.2. El diseño de la estructura se realizará para la localización, altura, orientación y ángulo de inclinación especificado en cada proyecto.
D.4.3. En caso de no cumplir la techumbre con los requerimientos de inclinación y orientación, se podrá utilizar estructura de soporte de aluminio anodizado con inclinación o estructura auxiliar para fijación a la estructura de soporte.
D.4.4. Para la sujeción de los módulos a la estructura de soporte, se deberá emplear pernería de acero inoxidable A2 DIN/ISO en aplicaciones comunes y A4 DIN/ISO en las zonas norte litoral (NL), central litoral (CL) y sur litoral (SL), según NCh 1079, Of. 2008.
D.4.5. La estructura de soporte deberá ser fija, es decir, no debe contar con un sistema de seguimiento del sol.
D.4.6. Las estructuras deberán contar con un sistema que dificulte el desmonte de módulos, inversores o micro inversores. No se permiten montaje del tipo sobre puesto o por gravedad.
D.4.7. Garantía de fabricación mínima de 5 años. Esta garantía debe ser proporcionada por el oferente al momento de ingreso de proyecto a Serviu y debe ser válida para la localización concreta de la instalación fotovoltaica y el sistema de anclaje adecuado a las características constructivas del techo a intervenir.

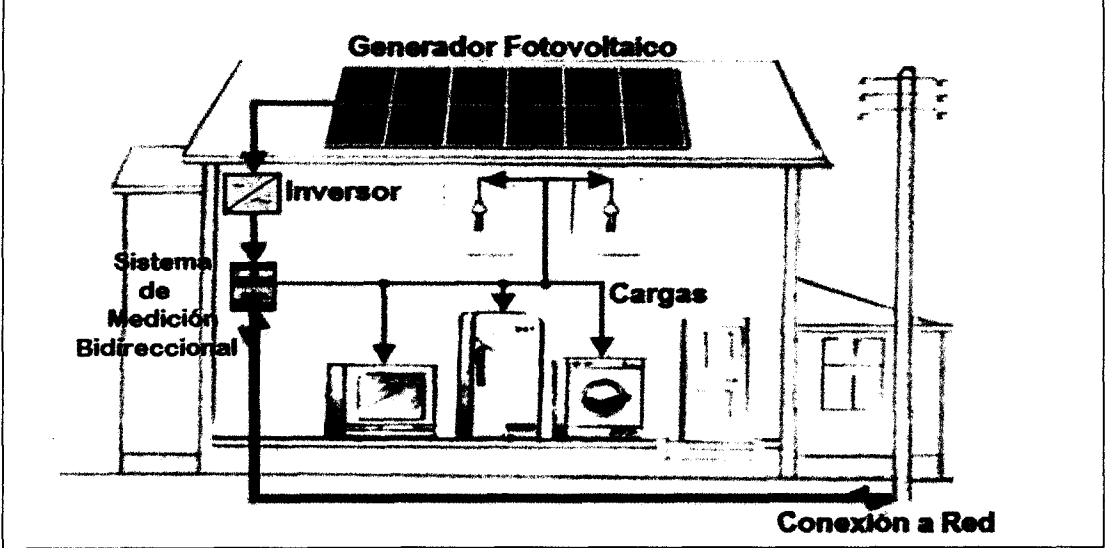
D.4.8. Para la instalación se deben seguir en todo momento las instrucciones del fabricante.
D.4.9. Se deberá tener en cuenta la dilatación de los componentes, procurando que la dilatación del conjunto no provoque esfuerzos sobre la estructura, módulos fotovoltaicos o los elementos de unión entre la estructura de montaje y la estructura del techo a intervenir.
D.4.10. La posición de los módulos en relación a la inclinación será en horizontal.
D.5 Módulos fotovoltaicos
D.5.1. Todos los módulos fotovoltaicos deben ser nuevos del mismo tipo y modelo. Se podrán utilizar aquellos de tipo mono cristalino o poli cristalino. En el caso de ser necesaria una reposición de uno o más módulos FV, por causas de falla o funcionamiento, estos podrán ser de modelos, tipos o incluso tecnologías diferentes, siempre y cuando se garantice la compatibilidad entre ellos y cumplan técnicamente las especificaciones de funcionamiento del inversor. Siendo el caso ideal, módulos idénticos.
D.5.2. Para el caso de micro inversores, se pueden utilizar módulos de distintos modelos y orientaciones (punto 8.6 del RGR N° 02/2017)
D.5.3. Los módulos deberán estar autorizados por la SEC, para ser utilizado en instalaciones de generación eléctrica residencial que se conecten a las redes de distribución eléctrica, conforme a lo establecido en el reglamento de la Ley 20.571.
D.5.4. Los módulos fotovoltaicos deben totalizar una potencia peak mínima de 750 [Wp], con tolerancia positiva, en condiciones de prueba estándar (STC).
D.5.5. Presentar documento de garantía de potencia de salida, al año 25 después de la puesta en operación, igual o superior al 80% de la potencia máxima del módulo.
D.5.6. Disponer de conectores ensamblados en fábrica, compatibles con la entrada CC del micro inversor
D.5.7. Presentar documento de Garantía de fabricación de al menos 10 años.
D.5.8. Para proyectos que se emplacen en las zonas norte litoral (NL), central litoral (CL) y sur litoral (SL) (según NCh 1079, Of. 2008), los módulos fotovoltaicos deberán tener la certificación IEC 61701 "Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules, de resistencia del módulo FV al ambiente salino.
D.5.9. Certificado de reciclaje, en el cual se indica que es miembro de la asociación, para el modelo de módulo fotovoltaico que se está utilizando.
D.6 Inversor, micro inversores
D.6.1. Como equipo electrónico necesario para inyectar la energía generada por la instalación fotovoltaica a la red, se debe utilizar un inversor o micro inversor monofásico, los cuales deben ser nuevos y estar autorizados por la SEC para tales efectos.
D.6.2. El inversor o micro inversor a utilizar debe tener declarada su configuración con el perfil de protecciones de red chileno, ajustado de acuerdo a lo exigido en la normativa vigente, y que éste haya sido verificado por la SEC.
D.6.3. Rendimiento máximo, según su ficha técnica, mayor o igual a 95%.
D.6.4. El micro inversor debe poseer un grado IP de 65 o superior.
D.6.5. El inversor debe poseer un grado IP de 54 o superior, o estar protegido para condiciones que requieran un grado de IP más exigente.
D.6.6. Garantía de fabricación de al menos 5 años.
D.6.7. La conexión del inversor o micro inversor a la instalación eléctrica de la vivienda será del tipo ON GRID, con canalización y conductores que resistan las condiciones ambientales según sus condiciones de uso.
D.6.8. El recorrido del conductor de CA de salida del micro inversor debe seguir las especificaciones del fabricante.
D.6.9. Cada micro inversor se conectará en paralelo en su salida de CA con su conector de fábrica formando un solo circuito de corriente alterna. La cantidad máxima de micro inversores a conectarse entre sí estará especificada por el fabricante.
D.6.10. La instalación del micro inversor o inversor se deberá realizar según las especificaciones del fabricante, considerando la ventilación, anclaje, orientación, el fácil mantenimiento y el grado IP entre otros aspectos.
D.6.11. La tensión y frecuencia de salida alterna será la establecida en el Título 4-4 Artículo 4-8 Tabla 2 de la norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión.
D.6.12. El inversor o micro inversor debe tener servicio técnico en Chile o presentación de una declaración jurada donde se manifieste que hay un Representante de la marca en Chile y que éste tiene capacidad de servicio técnico en el País.
D.6.13. Los inversores o micro inversores deben contar con una interfaz gráfica que permita su correcta configuración e inspección de los parámetros configurados. Dicha interfaz no debe quedar necesariamente instalada en la vivienda, pero debe estar disponible para las inspecciones técnicas, fiscalizaciones de la SEC y procedimiento de conexión. Estos parámetros sólo pueden ser manipulados por un instalador autorizado, por lo que es necesaria la existencia de una protección por contraseña, que asegure la exclusiva manipulación del mismo.
D.7 Medidor bidireccional
D.7.1. Equipo necesario para la medición bidireccional de energía, el medidor debe estar autorizado por SEC y ser validado por la compañía eléctrica distribuidora, para ser utilizado en instalaciones fotovoltaicas que se conecten a las redes de distribución eléctrica, conforme a lo establecido en la Ley 20.571.

D.8. Tablero auxiliar
D.8.1. Tablero que albergará las protecciones propias y típicas de una instalación fotovoltaica (disyuntor bipolar y diferencial tipo A) necesarias para el correcto funcionamiento y seguridad del sistema, su uso será necesario sólo cuando el tablero general de la vivienda no cuente con el espacio suficiente requerido por normativa.
D.9. Instalación eléctrica y punto de conexión del sistema fotovoltaico
D.9.1. Todos los componentes necesarios para la instalación y conexión del sistema fotovoltaico deben cumplir a cabalidad con lo establecido en la Ley 20.571 y con toda la normativa eléctrica vigente aplicable, principalmente la que regula aspectos tales como: configuración de módulos y conexión eléctrica, dimensionamiento de circuitos, conductores y canalizaciones, protecciones, puesta a tierra, interfaz con red, medidor, parámetros eléctricos y pruebas e inspección.
D.9.2. Decreto 71, del 4 de junio de 2014, del Ministerio de Energía: Reglamento de la Ley N° 20.571, que Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales.
D.9.3. Resolución Exenta N° 513, del 20 de octubre de 2014, de la Comisión Nacional de Energía: Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión.
D.9.4. Instrucción Técnica RGR N° 01/2017, de La Superintendencia de Electricidad y Combustibles: Procedimiento de Comunicación de Puesta en Servicio de Generadoras Residenciales.
D.9.5. Instrucción Técnica RGR N° 02/2017, de La Superintendencia de Electricidad y Combustibles: Diseño y Ejecución de las Instalaciones Fotovoltáicas Conectadas a Red.
D.9.6. NCh Elec. 4/2003: Instalaciones de Consumo en Baja Tensión.
D.9.7. El punto de conexión del sistema fotovoltaico será el tablero de distribución general de la vivienda nueva.
D.9.8. En viviendas existentes que cuenten con TE-1, pero no con el suficiente espacio para incorporar las protecciones del sistema fotovoltaico, se podrá conectar mediante un tablero adicional situado en el exterior o interior de la vivienda.
D.9.9. Los alimentadores o conductores del lado de CA de la unidad de generación deberán tener una sección no inferior a 2,5mm² y adecuada para evitar las caídas de tensión y calentamientos, para cualquier condición de trabajo. Los conductores de tierra tendrán una sección mínima de 4 mm².
D.9.10. Tanto canalizaciones como cajas de conexiones deberán ser completamente estancas y con grado de protección IP 65 o superior.
D.9.11. El tablero general de distribución de la vivienda nueva debe tener espacio suficiente para albergar tanto las protecciones de los circuitos de consumo como las del circuito del sistema fotovoltaico (espacio en barras de distribución de fase, neutro y tierra, además de espacio para disyuntor bipolar y diferencial tipo A). Para vivienda existente con TE-1 el circuito del sistema fotovoltaico podrá conectarse mediante un tablero adicional en el caso de que el tablero general de la vivienda existente no sea suficiente.
D.9.12. La instalación eléctrica deberá incorporar en la tapa del tablero y de manera visible, la siguiente información mínima: placa con nombre del tablero, Nombre de la empresa que instaló el sistema, datos de contacto, procedimiento de desconexión de emergencia del sistema fotovoltaico además de una placa con la siguiente información: a. Potencia máxima (CA) b. Corriente de operación (CA) c. Voltaje de operación (CA) d. N° de micro-inversores (Sólo para cuando hay micro inversores)
D.9.13. La puesta a tierra del sistema deberá ejecutarse de acuerdo al capítulo 10 de la NCh Elec. 4/2003.
D.9.14. En caso de utilizarse un tablero adicional para conectar el sistema FV, éste deberá cumplir con el capítulo 6 de la NCh Elec. 4/2003.
D.10. Condiciones de instalación
D.10.1. La instalación se realiza sobre la base del Proyecto Técnico y toda la documentación anexa que sea necesaria, así como el Manual de Instalación del equipo solar, Esquemas y Planos, la lista de todos los componentes y las especificaciones de montaje adicionales a este Itemizado Técnico que se hayan establecido.
D.10.2. Antes de iniciar el montaje de la instalación se deberá formalizar un acta de inicio de obras la cual contemple la ejecución de un sistema piloto representativo del total de subsidios asignados, firmada por SERVIU, entidad patrocinante (EP) y el oferente.
D.10.3. El sistema piloto será representativo de la instalación y se realizará para comprobar, verificar y dar conformidad al montaje del proyecto aprobado, una vez que se ha revisado en obra todo su contenido. Para tal efecto se deberá prestar atención al menos a los siguientes puntos: - Espacios disponibles para ubicación de módulos fotovoltaicos, inversor o micro inversor, estructura de soporte y resto de componentes. - Todas las partes y componentes del SFV. - Verificación de espacios para trazados de circuitos y canalizaciones. - Sistemas de puesta a tierra y sujeción de la estructura. - Procedimientos de montaje - Medios auxiliares necesarios para la correcta ejecución de la instalación - Accesibilidad a toda la instalación tanto para el montaje como para operaciones posteriores de mantención. - Concordancia con toda la información contenida en la carpeta técnica (diagramas, fichas técnicas y otros).

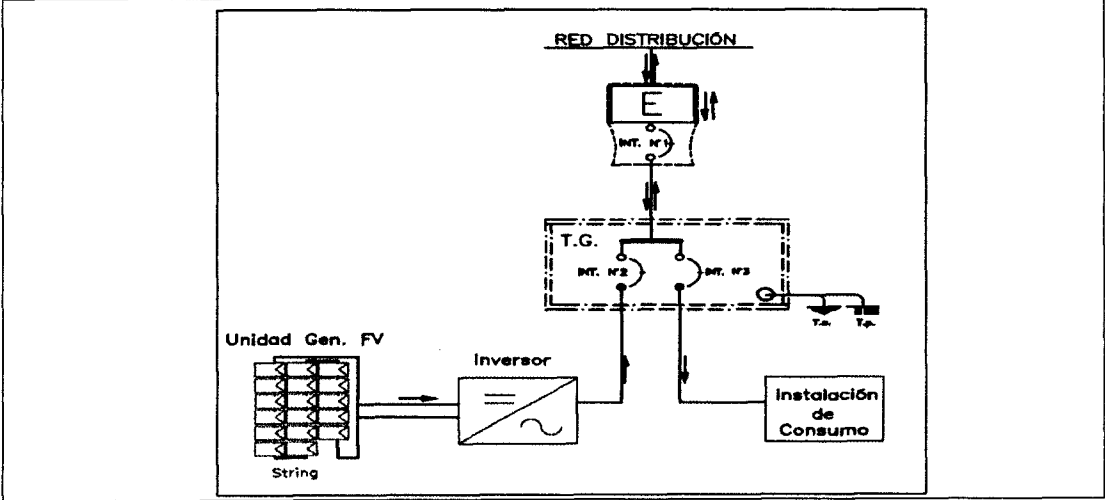
D.11. Protección del equipo contra sobrecalentamiento y altas temperaturas
D.11.1. Los tableros eléctricos e inversores no deben quedar expuestos a la radiación directa
D.11.2. Los cables solares deben quedar ordenados, y protegidos de la radiación directa bajo el módulo fotovoltaico, no deben tocar la superficie posterior del módulo ni tampoco la cubierta de techumbre.
D.11.3. El micro inversor debe estar protegido de la radiación directa, así como sus conectores y partes, quedando instalado bajo el módulo fotovoltaico.
D.11.4. Todas las canalizaciones y conductores expuestos a la radiación solar deben ser aptas para esta condición.
D.12. Resistencia a la radiación
D.12.1. Todas las cajas, cables, canalizaciones, tableros y todo material que quede expuesto a la radiación solar, deberán ser resistentes a esta condición.

E.1. Contador de energía
E.1.1. El sistema solar fotovoltaico podrá contemplar la instalación y suministro de un contador de energía (tipo DIN), para facilitar la lectura de la energía producida y realizar la comprobación de producción fácilmente.
E.2. Las instalaciones fotovoltaicas - Autorización SEC
E.2.1. Los proyectos fotovoltaicos que se implementen mediante subsidios MINVU, deberán cumplir con lo indicado en el presente documento. Para dar inicio a las obras de ejecución, el proyecto deberá estar ingresado y revisado por SERVIU, para verificar el cumplimiento del presente Itemizado Técnico.
E.2.2. Las instalaciones fotovoltaicas deberán seguir en todo momento las recomendaciones y exigencias de las SEC, y deberán subsanar todas las observaciones que éste ente fiscalizador realice. Se entenderá por terminada la instalación fotovoltaica, cuando se realice el protocolo de conexión. Una vez finalizado este protocolo, comenzaran a regir todas las garantías asociadas a los equipos y a la instalación.
E.2.3. El instalador del SFV deberá presentar una copia del protocolo de conexión a SERVIU para acreditar el término de la instalación.

F.1. FIGURA 1: Diagrama de flujos de inyección de excedentes. La línea verde representa la energía generada, mientras que la línea roja representa la energía consumida. Los módulos fotovoltaicos pueden ser conectados a un inversor o micro inversores según la configuración del proyecto presentado.



F.2. FIGURA 2: Localización de los interruptores de desconexión con la red.



ITEMIZADO TÉCNICO PARA PROYECTOS DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS – MINVU

Sistemas Individuales para viviendas tipo ON – GRID - Versión – V.2_2018

SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO (SFV)					
NOMBRE BENEFICIARIO		ENTIDAD PATROCINANTE (EP):			
DIRECCIÓN :		I.T.O. EP:			
FONO:		E. CONSTRUCTORA:			
COMITÉ DE VIVIENDA:		CÓDIGO DEL PROYECTO:			
FECHA DE INICIO CHECK LIST		FECHA DE TÉRMINO CHECK LIST			
LISTA DE INSPECCIÓN DE LA PARTIDA					
Nº	DESCRIPCIÓN DEL ELEMENTO	CUMPLIMIENTO			Observación
		SI	NO	N/A	
1	La instalación SFV se encuentra ejecutada.				
2	ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL SFV CORRESPONDE AL PROYECTO PRESENTADO EN SERVIU: Orientación (norte, o desviaciones Este u Oeste máxima de 45º) del SFV instalado: _____ Inclinación (10º más/menos la latitud del lugar geográfico) del SFV instalado: _____				
3	Inversor - micro inversor Marca: _____ / Modelo: _____ / Número de serie: _____				
4	Módulo fotovoltaico Marca: _____ / Modelo: _____ / Número de serie: _____				
5	Módulo fotovoltaico está en buenas condiciones (no presentan defectos producto de la fabricación o traslado de éstos, como rotura o fisura)				
6	Módulos fotovoltaicos son del mismo modelo y están con la misma orientación en un mismo string. Se excluyen los módulos conectados a través de micro inversores.				
7	Existe camarilla de registro con sistema de puesta a tierra (barra cooper) y con el conexionado firme de conductores neutro y tierra de 4mm cada uno (blanco y verde o verde/amarillo). Debe haber un chicote de al menos 15 cm, para que la SEC pueda realizar la medición de puesta a tierra				
8	El sistema cuenta en el tablero general o de distribución, con un interruptor magnetotérmico Bipolar (automático) para instalaciones monofásicas.				
9	El sistema cuenta en el tablero general o de distribución, con un protector diferencial del tipo A.				
10	El tablero de corriente alterna, cumplen con la NCH Elec. 4/2003 (Volumen libre de al menos un 25%, uso de terminales eléctricos en las puntas de cada cable, cubierta cubre equipos (que sólo deja ver las perillas de disyuntores y diferenciales, para evitar contactos directos), orden de cableado y cuenta con barras de tierra, neutro y fase)				
11	El tablero está rotulado y tiene cuadros indicativos de circuitos (en forma legible e indeleble) / Debe identificar las protecciones del sistema fotovoltaico.				
12	Las canalizaciones eléctricas plásticas (Cajas, tuberías y tablero) expuestas directamente a la radiación solar, deben encontrarse aprobadas para este uso (las tuberías deben estar marcadas en forma indeleble para esta condición). La recomendación es no permitir tuberías plásticas a la intemperie <u>expuestas al sol</u>				
13	El inversor – micro inversor, no queda expuesto directamente a la luz solar o a la lluvia.				
14	El procedimiento de apagado de emergencia de la Unidad de Generación (UG) está visible (en forma legible e indeleble) de forma simple y clara en el tablero eléctrico que contiene las protecciones del SFV.				
15	Los conductores de la Unidad de Generación (UG) de Corriente Continua (CC), son del tipo fotovoltaico y cumplen con el código de colores o se identifica su polaridad (rojo para positivo +, negro para negativo -)				
16	Los conductores de la Unidad de Generación (UG) de Corriente Alterna (CA) cumplen con el código de colores o se identifican (rojo para fase, blanco para neutro, verde o verde/amarillo para tierra).				
17	El conductor fotovoltaico y conexiones eléctricas no quedan sometidos a esfuerzos mecánicos permanentes, ni accidentales.				

ITEMIZADO TÉCNICO PARA PROYECTOS DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS – MINVU

Sistemas Individuales para viviendas tipo ON – GRID - Versión – V.2_2018

18	Módulos Fotovoltaicos cuentan con señalética de peligro indeleble y visible con la leyenda: "PRECAUCIÓN: PELIGRO DE DESCARGA ELÉCTRICA - NO TOCAR - TERMINALES ENERGIZADOS EN POSICIÓN DE ABIERTO – SISTEMA FOTOVOLTAICO"				
19	Los conectores no utilizados están cubiertos con las tapas estancas indicadas por el fabricante.				
20	Las conexiones de los módulos fotovoltaicos cuentan con conectores tipo MC4 o equivalentes, protegidos del sol y lluvia (no se aceptan uniones con cinta aislante o regletas).				
21	Verificar que las cajas eléctricas de los módulos FV se encuentren en buenas condiciones, tengan la rotulación de peligro y no han perdido su grado de protección (IP)				
22	Las Partes metálicas de la instalación están protegidas contra tensiones peligrosas. Esto incluye las estructuras de soporte, módulos y los micro inversores (debe existir continuidad eléctrica). Se debe verificar que las uniones estén bien afianzadas, de modo que si se quita un módulo fotovoltaico del circuito de la UG, no se interrumpa la continuidad de ningún conductor de la puesta a tierra de protección.				
23	La toma a la tierra de protección del marco de aluminio del módulo fotovoltaico está fijada en el lugar que indica el fabricante				
24	El marco de aluminio del módulo fotovoltaico no presenta perforaciones adicionales a las dispuestas por el fabricante.				
25	Verificar distancia de separación entre la parte inferior del micro inversor con el techo de la instalación y el módulo fotovoltaico, y cumpla con lo indicado en la ficha técnica del fabricante del inversor - micro inversor				
26	Verificar que los cables fotovoltaicos no toquen la cubierta de la techumbre ni la parte trasera de los módulos fotovoltaicos. (no deben quedar sueltos ni tensionados)				
27	Comprobar que la estructura de soporte del sistema FV sea de Aluminio Anodizado y pernería de acero inoxidable A2, o A4 en zonas costeras. (identificación visible en cada perno o tuerca, en relieve o contra relieve)				
28	Los tableros, los micro inversores, las cajas de conexión CA y demás componentes de la instalación cumplen con el grado IP para el lugar donde están instalados. (IP 65 Exterior – IP54 Interior)				
29	Verificar que no se observa riesgos de sombra que pueda afectar la instalación FV en el presente o futuro, como, por ejemplo: - Existen árboles plantados que su crecimiento influirá con un porcentaje de sombra importante en el sistema a futuro. - Ductos de ventilación. - Otras estructuras o equipos en la cubierta. - Construcciones cercanas				
Observaciones:					
	Nombre y firma del profesional EP	Nombre y firma del profesional SERVIU	Nombre y firma del profesional instalador		

**ITEMIZADO TÉCNICO PARA PROYECTOS DE SISTEMAS SOLARES
FOTOVOLTAICOS OFF GRID – MINVU**

Sistemas Individuales para viviendas tipo OFF – GRID. Versión – V.1_2018

ÍNDICE

Nº	CONTENIDO	PAG
1.	Introduccion.....	3
2.	Generalidades.....	3
3.	Normativa aplicable.....	4
4.	Terminología.....	5
5.	Características generales	6
6.	Sistemas fotovoltaicos y sus instalaciones.....	7
7.	Obras e instalaciones.....	15
8.	Estructuras de soporte de módulos fotovoltaicos	15
9.	Otros requerimientos.....	16
10.	Documentos a presentar.....	16
11.	Capacitación.....	17
12.	Mantenición.....	17
13.	Antecedentes.....	18
14.	Anexos.....	19

1. INTRODUCCIÓN
1.1. Objetivos
El siguiente Itemizado Técnico tiene por objetivo definir los requerimientos mínimos para proyectar, suministrar e instalar un sistema fotovoltaico del tipo OFF GRID, para entregar suministro eléctrico a viviendas que se encuentren sin conexión a la red de distribución eléctrica.
1.2. Alcances
Este IT es aplicable a proyectos de SFV – OFF GRID individuales para ser instalados en viviendas sociales sin conexión a la Red de distribución eléctrica.

2. REQUISITOS
2.1.1. El proyecto e implementación del sistema fotovoltaico del tipo OFF GRID, debe cumplir a cabalidad con lo establecido en el presente Itemizado Técnico y con toda la normativa eléctrica vigente aplicable, principalmente las que regulan aspectos tales como: instalaciones eléctricas de corriente alterna, dimensionamiento de canalizaciones y cableados, selección de protecciones, configuración de módulos fotovoltaicos, cableado de conexión eléctrica en corriente continua y alterna, puesta a tierra, definición de pruebas e inspección.
2.1.2. EL siguientes Itemizado Técnico tienen por objetivo definir los requerimientos mínimos para proyectar, suministrar e instalar un sistema fotovoltaico del tipo OFF GRID, para entregar suministro eléctrico a viviendas sociales que se encuentren sin conexión a la red de distribución eléctrica.
2.1.3. El presente IT considera que el oferente deberá generar e implementar un proyecto de suministro eléctrico alimentado sólo por módulos fotovoltaicos, sin conexión a la red eléctrica pública.
2.1.4. El sistema fotovoltaico OFF GRID debe producir un total de energía mínima de 47KWh/mes, en el mes de menor radiación anual.
2.1.5. El sistema deberá funcionar en óptimas condiciones aun cuando pasen dos días nublados sin la radiación suficiente para que el sistema recupere su carga. La autonomía mínima será de dos días.
2.1.6. Las presentes EE.TT. forman parte del proyecto de electricidad a implementar por el oferente y definen el diseño y las características del sistema fotovoltaico a desarrollar y ejecutar, considerando los siguientes alcances mínimos: a. El cálculo y diseño del sistema fotovoltaico OFF GRID. b. El proyecto de la instalación eléctrica. c. La instalación y el suministro de canalizaciones y cableado en corriente continua y corriente alterna. d. Dimensionamiento de circuitos en corriente continua y corriente alterna. e. Suministro e instalación de protecciones en corriente continua y alterna. f. Suministro e instalación de módulos fotovoltaicos, regulador de carga, inversor OFF GRID, baterías de libre mantenimiento, estructuras y canalizaciones. g. Cálculo, suministro e instalación de la solución estructural para el montaje de los módulos fotovoltaicos en la techumbre. h. Sistemas de anclaje para módulos fotovoltaicos (pernería y otros), por ejemplo, del tipo anti robo. No se permiten estructuras del tipo sobrepuestas o ajustadas por gravedad. i. Suministro e instalación del gabinete de baterías, Tablero General Fotovoltaico de corriente alterna, Tablero General Fotovoltaico de corriente alterna. j. Todo lo necesario para la implementación total del sistema fotovoltaico OFF GRID. k. Cálculo, suministro, cableado e instalación del banco de baterías. l. Sistema de puesta a tierra de las nuevas instalaciones (tierras de servicio y de protección). m. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas (estructura de soporte, módulos fotovoltaicos, carcasa de equipos, gabinetes, y partes metálicas).
2.1.7. La ejecución de los trabajos que se detallan y los tipos de materiales que se empleen, deberán ceñirse a las siguientes disposiciones normativas: a. Norma NCH Elec 4/2003 o la normativa que la reemplace. b. Instructivo técnico RGR N° 01/2017 c. Instructivo técnico RGR N° 02/2017

2.1.8.	Así mismo el oferente deberá complementar, preparar y costear todos aquellos documentos y trámites que se requieran para la declaración de la instalación ante la SEC.
2.1.9.	El oferente deberá disponer, para la ejecución de los trabajos de personal idóneo y en la cantidad que la obra lo requiera. La supervisión y declaración del proyecto estará a cargo de un instalador autorizado SEC clase A o B. Además, se deberá apoyar para el diseño e instalación de personal especializado en energías renovables no convencionales.
2.1.10.	Junto con el presupuesto detallado de cada elemento, se deberá presentar una declaración simple firmada por el oferente, que manifieste que conoce y acepta el presente Itemizado técnico.
2.1.11.	El oferente, en conocimiento de las especificaciones y con su experiencia en este tipo de obras, deberá estar en condiciones de entregar el trabajo terminado en el plazo requerido por el SERVIU de acuerdo al "programa de avance de las obras" y en la calidad que corresponda, deberá gestionar oportuna y anticipadamente las solicitudes de trámites y documentos.
2.1.12.	El oferente que se adjudique esta obra será responsable de realizar todas las coordinaciones necesarias, a fin de que las obras se desarrollen oportunamente y de manera de no ocasionar inconvenientes que puedan afectar la seguridad y los tiempos de ejecución del proyecto habitacional.
2.1.13.	El oferente deberá instalar un sistema fotovoltaico OFF GRID piloto representativo del total de las obras adjudicadas, y una vez que tenga la aprobación de SERVIU, podrá continuar con las instalaciones.
3. NORMAS APLICABLES	
3.1.1.	NCH ELEC.4/2003 Electricidad – Instalaciones de Consumo en Baja Tensión.
3.1.2.	NCH 2369.Of2003 Norma Chilena de Diseño Sísmico de Estructuras e Instalaciones Industriales.
3.1.3.	NCH 431-2010 Norma Chilena Oficial de Diseño estructural – sobre carga de nieve.
3.1.4.	NCH 432.Of1971 Norma Chilena Oficial de Cálculo de la acción del viento sobre las construcciones.
3.1.5.	NCH 433.Of1996 mod. 2009 Norma Chilena de Diseño sísmico de edificios.
3.1.6.	NCH 3346:2013 Norma Chilena de Recubrimiento de Galvanización en Caliente sobre piezas de Hierro y Acero.
3.1.7.	NCH 1079, Of. 2008.
3.1.8.	Certificaciones internacionales para módulos fotovoltaicos: CE; TUV; IEC61215; IEC61730
3.1.9.	Certificación de reciclaje PV CYCLE o similar.
3.1.10.	Instructivo técnico RGR N° 01/2017.
3.1.11.	Instructivo técnico RGR N° 02/2017.

TERMINOLOGÍA		
Sistema Fotovoltaico OFF GRID	Sistema de generación eléctrica conformado por módulos fotovoltaicos, regulador de carga, baterías de libre mantenimiento, inversor OFF GRID, canalización y protecciones en corriente continua y alterna, autónomo de la red de suministro eléctrico.	
Módulo Fotovoltaico	Conjunto de celdas fotovoltaicas que producen electricidad cuando sobre ellas incide la radiación solar.	
Conector tipo MC4	Conector asociado a la interconexión entre módulos fotovoltaicos.	
Inversor OFF GRID	Equipo electrónico capaz de convertir una fuente de alimentación continua en una fuente de alimentación alterna. Se conecta a instalaciones eléctricas sin coexistir con la red de distribución de energía eléctrica.	
Regulador de Carga	Equipo electrónico encargado de regular la carga y descarga de las baterías.	
Batería	Dispositivo de una o más celdas electroquímicas que pueden convertir la energía química almacenada en electricidad y viceversa, aptas para sistemas fotovoltaicos.	
Estructura de soporte del módulo fotovoltaico	Estructura que tiene contacto directo con el marco del módulo fotovoltaico.	
Ángulo de Acimut (A)	Es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y la dirección Norte. Vale 0° si coincide con la orientación Norte, es positivo hacia el Este y negativo hacia el Oeste. Si coincide con el Este su valor es +90° y si coincide con el Oeste su valor es -90°.	
Ángulo de Inclinación (B)	Ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal. Su valor es 0° si el módulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical.	
CC	Corriente Continua.	
CA	Corriente Alterna.	
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles.	
TGF-CA	Tablero General Fotovoltaico de Corriente Alterna, que contiene todas las protecciones necesarias en corriente alterna, para el correcto funcionamiento y operación de la generación de corriente alterna.	
TGF-CC	Tablero General Fotovoltaico de Corriente Continua, que contiene todas las protecciones necesarias en corriente continua, para el correcto funcionamiento y operación de la generación de corriente continua.	
TDA	Tablero de Distribución de Alumbrado de la Vivienda, que contiene todas las protecciones necesarias en corriente alterna, para el correcto funcionamiento, operación y distribución de la electricidad de la vivienda.	

5. CARACTERÍSTICAS GENERALES	
5.1. Suministro de energía	
5.1.1.	El suministro de energía estará dado por un sistema fotovoltaico OFF GRID, siendo esta la única fuente de alimentación de las instalaciones eléctricas de la vivienda.
5.1.2.	La energía útil disponible para ser usada por el beneficiado será aproximadamente de 1.334 wh/d.
5.2. Alimentador general	
5.2.1.	El oferente suministrará y montará el o los alimentadores de corriente continua, los cuales deben ser conductores tipo fotovoltaicos, PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente, que cumplan con los requisitos para su uso en sistemas fotovoltaicos en conformidad a la norma UNE-EN 50618 o TÜV 2 pfg 1169/08.2007.
5.2.2.	El oferente suministrará el o los alimentadores de conexión de corriente alterna.
5.3. Distribución de energía	
5.3.1.	La conexión entre el Tablero General Fotovoltáico de Corriente Alterna (TGF-CA) y el TDA de la vivienda.
5.3.2.	Se considera dentro del proyecto, el suministro y la ejecución de todos los circuitos de corriente continua y alterna.
5.3.3.	Conexión a todos los circuitos de distribución de la vivienda.
5.3.4.	Las canalizaciones y cableado se proyectarán, suministrarán y ejecutarán por el oferente según norma NCH Elec 4/2003.
5.3.5.	En general, todas las canalizaciones sobrepuestas en cañerías de acero galvanizadas y afianzadas a estructuras, muros o losas se realizarán con abrazaderas tipo caddy.
5.4. Puesta a tierra	
5.4.1.	El oferente suministrará y ejecutará la puesta a tierra de las nuevas instalaciones, cumpliendo con el punto 15.7 del instructivo RGR N° 02/2017.
5.4.2.	Este sistema de puesta a tierra debe contar con camarilla de registro, la cual debe tener el espacio y un largo de conductores suficiente para realizar mediciones del valor óhmico.
5.5. Tableros	
5.5.1.	El oferente debe considerar el suministro y montaje de tableros para distribución de cargas y distribución de circuitos, según se define: a. El tablero General Fotovoltáico de Corriente Alterna "TGF-CA" deberá contar con las protecciones de corriente alterna necesarias para la correcta operación del sistema fotovoltaico. b. El Tablero General Fotovoltáico de Corriente Continua "TGF-CC" deberá contar con las protecciones de Corriente Continua necesarias para la correcta operación del sistema fotovoltaico, considerando como mínimo: corta corriente o fusible en baterías, corta corriente o fusible para módulos fotovoltaicos. c. El tablero de Distribución de Alumbrado de la Vivienda "TDA" deberá contar con las protecciones de corriente alterna necesarias para la correcta operación y distribución de la corriente alterna en la vivienda cumpliendo lo señalado en la NCH Elec. 4/2003. d. Los tableros deberán tener el grado IP correspondiente al lugar en que se instalen, según el punto 6.2.1.15 de la NCH Elec. 4/2003. e. Los tableros deberán cumplir con las exigencias estipuladas en el capítulo 6 de la Norma NCH Elec. 4/2003. f. Todas las rotulaciones de tableros, señalizaciones, procedimientos de encendido y/o emergencia, requeridas por las diferentes normativas y que se instalarán en este proyecto, deberán cumplir con lo siguiente: - Ser indelebles. - Ser legibles. - Estar diseñadas y fijas de manera que sean legibles durante la vida útil del equipo o tablero al que están adheridas o relacionadas. - Ser simples y comprensibles.

5.6. Cálculos justificativos eléctricos									
5.6.1. Pérdidas de voltaje, Circuitos monofásicos corriente alterna:									
$V_p = \frac{0,018 \times I_d \text{ máx} \times 2 \times L}{S}$	<table><tr><td>Vp</td><td>: Voltaje de pérdida en volts.</td></tr><tr><td>Id máx</td><td>: Corriente de carga en Amperes.</td></tr><tr><td>L</td><td>: Longitud del conductor.</td></tr><tr><td>S</td><td>: Sección del conductor.</td></tr></table>	Vp	: Voltaje de pérdida en volts.	Id máx	: Corriente de carga en Amperes.	L	: Longitud del conductor.	S	: Sección del conductor.
Vp	: Voltaje de pérdida en volts.								
Id máx	: Corriente de carga en Amperes.								
L	: Longitud del conductor.								
S	: Sección del conductor.								
Nota: Las pérdidas de tensión en el tramo del alimentador no deben superar el 3%, de acuerdo a norma (NCh. Elec 4/2003).									
6. SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SISTEMAS DE ALIMENTACIÓN									
6.1. Sistema fotovoltaico									
6.1.1.	Se entiende como sistema fotovoltaico OFF GRID, al conjunto conformado por módulos fotovoltaicos, regulador de carga, inversor OFF GRID, baterías de libre mantenimiento, protecciones en corriente alterna, protecciones en corriente continua, canalizaciones, conductores, gabinetes y estructuras.								
6.1.2.	Los sistemas fotovoltaicos se conectarán al Tablero de Distribución de Alumbrado de las viviendas de referencia como se indica en la figura N° 1:								
1: Protección módulos CC. 2: Protección baterías CC. Figura N° 1: Diagrama referencial de un sistema fotovoltaico OFF GRID.									
6.1.3.	El sistema fotovoltaico deberá contar con todas las características necesarias para producir como mínimo 47KWh/mes, en el mes de menor radiación anual.								

6.2. Sistema fotovoltaico dimensionamiento

6.2.1. El sistema fotovoltaico deberá producir como mínimo 47KWh/mes, en el mes de menor radiación anual. Adicionalmente se debe incluir fotografías panorámicas desde el punto de ubicación del sistema de captación, en 180°, de Este a Oeste para verificar que no existen elementos que proyectan sombras sobre el área captadora.

6.2.2. En la Tabla 1 se indica la potencia mínima del módulo fotovoltaico e inclinación según región. La orientación de los módulos será Norte 0°.

Tabla 1. Potencia mínima del módulo fotovoltaico e inclinación		
Región	Inclinación	Potencia mínima (W)
Arica y Parinacota	35	480
Tarapacá	40	510
Antofagasta	40	420
Atacama	40	440
Coquimbo	50	550
Valparaíso	50	620
Metropolitana	50	580
O'Higgins	50	550
Maule	50	670
Biobío	55	630
Araucanía	55	770
Los Ríos	55	850
Los Lagos	65	830
Aysén	65	800
Magallanes	65	870

6.2.3. Dimensionamiento para el banco de baterías. La energía total acumulada será de un mínimo de 10.463 W/h, la cual se puede acumular con alguna de las siguientes configuraciones sugeridas.

Tabla 2. Configuración del banco de baterías			
Modelo de batería (VDC)	Voltaje	Capacidad	Voltaje nominal del conjunto
8	12	110	12/24 /48
6	12	165	12
5	12	200	12
4	12	220	12/24
4	12	265	12/24

6.3. Módulos fotovoltaicos

- 6.3.1. Todos los módulos fotovoltaicos deben ser nuevos del mismo tipo y modelo.
- 6.3.2. Los módulos fotovoltaicos deberán estar autorizados por la SEC, para ser utilizados en instalaciones de generación eléctrica residencial conforme a la Ley 20.571.
- 6.3.3. Cuando el controlador de carga sea del tipo PWM, se debe utilizar para 12 Volt nominales del banco de baterías, módulos fotovoltaicos de 36 celdas y para 24 Volt nominales del banco de baterías, módulos fotovoltaicos de 72 celdas, (dos de 36 celdas en serie / uno de 72 celdas).
- 6.3.4. Los módulos deberán contar con certificaciones internacionales CE; TUV; IEC61215; IEC61730, (cuando corresponda IEC 61701) PV CYCLE o equivalente.
- 6.3.5. Los módulos fotovoltaicos deben incorporar diodos de bloqueo para aislar unidades sombreadas. El montaje de los módulos debe ser en horizontal privilegiando de esta manera el correcto funcionamiento de los diodos.

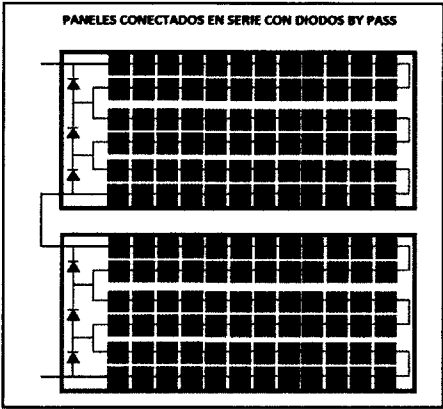


Figura N° 2: módulos en horizontal

- 6.3.6. Los módulos fotovoltaicos a instalar podrán ser de celdas mono-cristalinas o poli-cristalinas, descartándose el uso de celdas de menor eficiencia.
- 6.3.7. Los módulos fotovoltaicos deberán poseer una tolerancia de potencia positiva.
- 6.3.8. La conexión entre módulos deberá ser a través de conectores tipo MC4 o MC4 paralelo.
- 6.3.9. Para proyectos que se emplacen en las zonas norte litoral (NL), central litoral (CL) y sur litoral (SL) según NCh 1079, Of. 2008, los módulos fotovoltaicos deberán tener la certificación IEC 61701 "Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules", de resistencia del módulo fotovoltaico al ambiente salino.
- 6.3.10. Los módulos fotovoltaicos deberán ser montados sobre la techumbre del inmueble a través de estructura de soporte de aluminio anodizado.
- 6.3.11. La unidad de generación fotovoltaica deberá contar con las respectivas señaléticas de seguridad establecidas en la sección 17 del instructivo RGR N° 02/2017

6.4. Azimut, inclinación y estructura de montaje

6.4.1. Los módulos fotovoltaicos deberán instalarse en la techumbre norte, admitiéndose desviaciones de $\pm 5^\circ$ desde este punto cardinal, cumpliendo con la producción mínima. La orientación sur queda descartada.

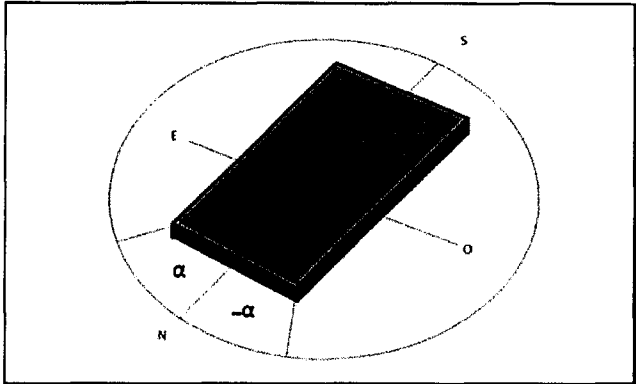


Figura N° 3: Orientación

6.4.2. Considerando la posibilidad de que no todas las techumbres tengan orientación norte, se podrá suministrar e instalar una estructura auxiliar que permita dejar de forma horizontal una base para luego instalar los módulos con la inclinación requerida y orientación Norte. A modo de ejemplo las siguientes figuras ilustran la estructura auxiliar (en color rojo) que da la horizontalidad a la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos, que son orientados hacia el norte en el ángulo de inclinación requerido. Esta estructura deberá ser calculada y su materialidad podrá ser de acero galvanizado en caliente o superior técnico.

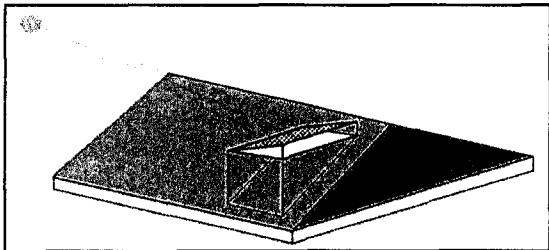


Figura N° 4: Estructura auxiliar

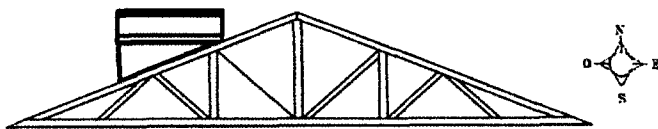


Figura N° 4.1: Estructura auxiliar

6.4.3. La ubicación seleccionada de los módulos fotovoltaicos deberá estar sin proyecciones de sombra dentro de las horas de radiación solar, cualquier día del año, lo que deberá estar justificado presentando fotografías panorámicas desde el punto de ubicación del sistema de captación, en 180° de Este a Oeste para verificar que no existen elementos que proyectan sombras sobre el área captadora.

6.5. Reguladores de carga / controladores de carga Solares	
6.5.1.	El regulador deberá detectar automáticamente la tensión del conjunto de baterías.
6.5.2.	La tensión del conjunto de los módulos fotovoltaicos debe ser suficiente para cargar el banco de baterías en cualquier estado del régimen de carga. (El banco de baterías podrá ser de 12, 24 o 48 Volt nominales, según la configuración implementada).
6.5.3.	La corriente nominal de entrada del regulador en caso de ser del tipo PWM, debe ser mayor a la intensidad de la corriente de corto circuito del conjunto de módulos fotovoltaicos.
6.5.4.	El regulador de carga debe disponer de control de carga con compensación de temperatura.
6.5.5.	El sensor de temperatura del regulador de carga debe estar expuesto a las mismas condiciones de temperatura que el banco de baterías, para que opere apropiadamente el sistema de control de carga con compensación de temperatura.
6.5.6.	El regulador de carga permitirá seleccionar el nivel de descarga máximo de las baterías según el tipo de baterías.
6.5.7.	El regulador de carga debe disponer de una alarma visual por baja tensión de batería previo a la desconexión de la carga.
6.5.8.	Si la tensión de las baterías disminuye por debajo del valor máximo de descarga el consumo debe desconectarse del regulador automáticamente.
6.5.9.	El regulador debe ser programable.
6.5.10.	El regulador de carga debe incluir al menos las siguientes protecciones: • Contra sobre temperatura. • Contra desconexión por baja tensión. • Contra polaridad inversa de la batería. • Contra cortocircuitos de salida.
6.5.11.	Las siguientes indicaciones de estado deben incluirse: • Indicadores de tensión en batería. • Indicador de tensión del módulo fotovoltaico. • Indicadores de fase de carga de la batería. • Indicadores de sobre temperatura / cortocircuito.
6.5.12.	Se deberá utilizar terminales eléctricos (ferrules) en todos los conductores que ingresen o salgan del regulador de carga, conectores tipo MC4 o respetando las indicaciones del manual de instalación del fabricante.
6.5.13.	El regulador de carga a instalar debe contar con una garantía de fabricación de 5 años mínimo, para todo el territorio Nacional.
6.5.14.	El regulador de carga a instalar debe tener servicio técnico y/o distribuidor oficial en Chile.

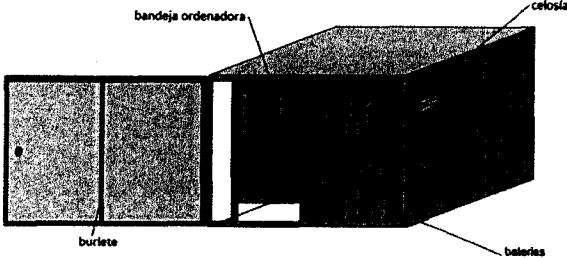
6.6. Baterías de libre mantenimiento	
6.6.1.	Las baterías deben ser del tipo ciclo profundo y de libre mantenimiento.
6.6.2.	Las baterías pueden ser de GEL selladas, OPZ (Sellada de libre mantenimiento), o superior técnico.
6.6.3.	No se deben utilizar baterías para automóviles o camiones en las instalaciones del sistema fotovoltaico.
6.6.4.	Los bancos de baterías podrán ser de 12, 24 o 48 Volt, según la configuración implementada.
6.6.5.	Todas las baterías deben ser nuevas del mismo modelo, marca y capacidad.
6.6.6.	El sistema de respaldo (banco de baterías) debe tener como mínimo una vida útil de 1.800 ciclos de carga, trabajando a un régimen de descarga del 30% (15% por cada día) como máximo independientemente de la tecnología de batería que se utilice, la vida útil de la batería en estado de flotación debe ser mínimo de 10 años a 20° C.
6.6.7.	El banco de baterías deberá tener una capacidad mínima de 10.463 W.
6.6.8.	Para determinar la capacidad nominal de amperes de una batería, se debe considerar una velocidad de descarga de 10 horas, expresado como "C10" en la ficha técnica original del fabricante.
6.6.9.	La instalación de baterías deberá disponer de dispositivos de protección, para su desconexión en corriente continua.
6.6.10.	Las baterías deben ser instaladas en un gabinete metálico, para intemperie cuando corresponda, que no esté expuesto a temperaturas extremas en su interior. Para ello el gabinete debe contar con un revestimiento interior en base a Poliestireno expandido de 50 mm con una densidad 15 a 20 kg/m³ en todas sus caras y puerta.

- 6.6.11. El gabinete donde se instalen las baterías debe permitir la aireación interna, sin la posibilidad de que entre agua a su interior. Este gabinete deberá ser aterrizado.
- 6.6.12. Para el cableado entre baterías se deberá utilizar cable de cobre blando, extra flexible, de aislación en base a polietileno reticulado (XLPE) y chaqueta de PVC de preferencia colores rojo (+) y negro (-) o en su defecto negros debidamente marcado en los extremos e intermedios según polaridad, no siendo inferior a 33 mm² la sección del conductor.
- 6.6.13. Las conexiones de los bornes deberán estar diseñadas para soportar las fuerzas electromagnéticas que se producen en un cortocircuito.
- 6.6.14. Se deberán usar conectores compatibles con los bornes de la batería y su apriete debe ajustarse al torque definido por el fabricante.
- 6.6.15. Las baterías deben cumplir las normativas CE y UL, los recipientes deben ser resistentes al fuego (ABS).
- 6.6.16. Garantía mínima de 2 años para el territorio nacional.

- 6.7. Inversores OFF – GRID**
- 6.7.1. Para alimentar él o los circuitos de electricidad de la vivienda será necesario una generación eléctrica en 220 V CA. Para ello se debe considerar el suministro e instalación de un inversor OFF – GRID monofásico.
 - 6.7.2. El inversor OFF GRID deberá ser compatible con la tensión nominal del banco de baterías.
 - 6.7.3. La potencia del inversor OFF GRID será mínimo de 1.200 volt/Amper a una temperatura de 25°C
 - 6.7.4. Deberá ser de onda sinusoidal pura.
 - 6.7.5. La tensión de salida alterna (Voltaje nominal) será de 230V, admitiéndose desviaciones de +/- 3%.
 - 6.7.6. Los inversores OFF - GRID generarán una salida con frecuencia nominal de 50 Hz. Admitiéndose una desviación de +/- 0,1%.
 - 6.7.7. Rendimiento máximo, según su ficha técnica, deberá ser mayor o igual al 91%.
 - 6.7.8. Temperatura de operación de -40° a 65° Celsius.
 - 6.7.9. Refrigerado por ventilador.
 - 6.7.10. El inversor OFF - GRID deberá poseer un IP 20 o superior.
 - 6.7.11. Resistente a la humedad sin condensación de hasta un 95%
 - 6.7.12. Los inversores OFF - GRID deben contar con display gráfico o indicadores visuales LED, para verificar su correcta operación y estado.
 - 6.7.13. Se deberá utilizar terminales eléctricos (ferrules) en todos los conductores que ingresen o salgan del inversor OFF GRID o sus conectores de fábrica originales según las indicaciones del fabricante.
 - 6.7.14. El inversor OFF – GRID debe contar con protección de corto circuito de salida, sobrecarga, tensión de la batería demasiado alta o baja, temperatura, ondulación CC.
 - 6.7.15. Desconexión por baja tensión del banco de baterías ajustable.
 - 6.7.16. Todo inversor OFF - GRID a instalar debe contar con una garantía de fabricación mínima de 5 años.
 - 6.7.17. El inversor OFF - GRID a instalar debe tener servicio técnico y/o distribuidor oficial en Chile.

- 6.8. Instalaciones eléctricas, cableado de corriente alterna.**
- 6.8.1. La instalación fotovoltaica deberá proveer de energía eléctrica a todos los circuitos eléctricos de la vivienda bajo los requerimientos normativos establecidos en la NCH 4/2003.
 - 6.8.2. La salida del inversor OFF GRID se conectará a las protecciones fotovoltaicas de CA que estarán albergadas en el TGF-CA y luego al TDA de la vivienda.
 - 6.8.3. Los conductores que salen del inversor OFF - GRID y se dirigen al Tablero General Fotovoltaico CA deberán ser dimensionados, siendo no inferiores a 1,25 veces la máxima intensidad de corriente de salida del inversor y con una caída de tensión máxima de 3% a su máxima potencia, no siendo inferiores a 2,5 mm² y deberán quedar protegidos tanto a la sobrecarga como al cortocircuito, según lo definido en la NCH ELEC 4/2003.

6.9. Tablero General Fotovoltaico de Corriente Alterna TGF-CA	
6.9.1.	El oferente deberá suministrar y montar el tablero TGF-CA el cual se construirá de acuerdo a los siguientes requerimientos mínimos:
6.9.2.	Se deberán utilizar barras de conexión según layout propuesto para la capacidad del proyecto.
6.9.3.	El Tablero General Fotovoltaico de Corriente Alterna deberá tener espacio suficiente para albergar tanto las protecciones de los circuitos de generación, la protección general, diferencial, barras de distribución, debiéndose adicionar un 25% de espacio libre para futuras ampliaciones de las instalaciones de generación, en conformidad con lo establecido en el capítulo 6 de la NCH Elec. 4/2003.
6.9.4.	El TGF-CA deberá disponer del espacio interior necesario para los conductores de ingreso y salida, provenientes del inversor OFF GRID y de conexión con el TDA de la vivienda, respectivamente.
6.9.5.	Las dimensiones del tablero serán suficientemente holgadas para permitir un fácil montaje y cableado de sus componentes.
6.9.6.	El TGF-CA se instalará cercano al inversor OFF GRID, y deberá quedar conectado a la Tierra de Protección.
6.9.7.	Las instalaciones fotovoltaicas, en el lado de corriente alterna, deberán contar con una protección diferencial del tipo A o B, e interruptor general magnetotérmico bipolar, para el caso de las instalaciones monofásicas.
6.9.8.	Para la protección a las personas, se opta por el uso de una protección contra contactos indirectos mediante la instalación de un protector diferencial general de 30 mA de sensibilidad.
6.9.9.	Cada protección automática debe individualizarse indicando el servicio y/o el número de su circuito de acuerdo al nombre dado en el proyecto. Esta identificación se hará en letras blancas grabadas bajo relieve, en plancha de acrílico negro.
6.9.10.	Todas las barras deberán quedar marcadas con la identificación de colores dada por la NCH 4/2003 o su reemplazo.
6.9.11.	Todo el cableado interior del TGF-CA, desde las barras a los interruptores automáticos, será utilizando cables de sección acorde con la capacidad de los disyuntores respectivos, considerando una capacidad de transporte en ducto, más un 25% de tolerancia.
6.9.12.	Las barras de alimentación serán de Cu electrolítico perforadas, de bordes redondeados con protección en baño electrolítico de nitrato de plata y tendrá tantas perforaciones como circuitos existan, más un 30% de vacantes.
6.9.13.	Las barras generales de neutro y de tierra de protección deberá ser de la misma sección de la barra de fase.
6.9.14.	Se deberá utilizar terminales eléctricos (ferrules) en todos los conductores que ingresen o salgan de protecciones o barras de distribución al interior del TGF-CA.
6.9.15.	En el lado interior de la puerta se instalará una lámina plastificada que incluya el diagrama unilíneal, el cuadro de carga de las instalaciones y el protocolo de desconexión de emergencia.

6.10. Gabinetes	
6.10.1. El gabinete de baterías deberá albergar en su interior todas las baterías.	
6.10.2. En el caso que el gabinete de baterías albergue componentes distintos a baterías, deberá contar con una placa separadora que aislé el área de baterías del área de equipos, (regulador de carga, el inversor OFF GRID, los fusibles, entre otros componentes), generando dos ambientes perfectamente separados que imposibiliten el ingreso de gases provenientes de las baterías al área de equipos y componentes.	
	
	<i>Figura N° 5: Gabinete de baterías</i>
6.10.3. Se podrá utilizar un gabinete separado del banco de baterías para instalar el regulador de carga, el inversor OFF GRID, y otros elementos y componentes.	
6.10.4. Los gabinetes deberán ser resistentes al agua y el polvo (IP55), deberán estar aterrizado y la puerta debe incluir burllete de goma, para impedir el acceso del agua y del polvo a su interior.	
6.10.5. Los gabinetes deberán contar con dos celosías de evacuación de aire cruzadas y a diferente nivel, con rejilla anti insectos/anti polvo.	
6.10.6. El cableado de corriente alterna, deberá quedar separado del cableado de corriente continua mediante una separación del mismo material a lo largo del recorrido de la bandeja y de la misma altura que ésta.	
6.10.7. El gabinete de baterías y otros llevarán, puerta exterior con bisagras abatibles en 180 grados.	
6.10.8. Todas las bisagras de los gabinetes serán de aluminio anodizado u otro material resistente a la corrosión.	
6.10.9. Los gabinetes llevarán chapa de apertura con llave.	
6.10.10. Los gabinetes deberán ser contruídos en acero de 2 mm de espesor con refuerzo para soportar el peso de las baterías y pintado con una capa de anti oxido y dos manos de esmalte de color blanco. También se podrá optar por una protección galvanizada en caliente.	
6.10.11. Los gabinetes deben quedar conectados a la barra Tp, mediante cable de Cu flexible de 4 mm². Entre la puerta y el gabinete se dispondrá de un conductor a masa.	
6.10.12. Los gabinetes deberán contar con una rotulación que indique los componentes que alberga, como la precaución eléctrica que debe tener el usuario con este gabinete.	
6.10.13. Los gabinetes deberán ser instalados en un lugar seguro para su operación y de fácil acceso para instalaciones, mantenciones y visualización de estados de funcionamiento de los componentes que se encuentren en su interior.	

6.11. Sistemas de puesta a tierra
6.11.1. La Puesta a Tierra será suministrada e instalada por el oferente en el caso que el proyecto eléctrico de la vivienda no sea suficiente.
6.11.2. La barra Cooper Well deberá ser de 1,5 m de largo y 5/8" de diámetro como mínimo.
6.11.3. Deberá incluir abrazadera de apriete para la conexión de los conductores.
6.11.4. Deberá incluir camarilla de registro con tapa y el conductor suficientemente holgado para la verificación con instrumentación.
6.11.5. Deberá realizar una medición, validando que el valor óhmico cumple con lo establecido en la norma NCH Elec. 4/2003.
6.12. Instalaciones eléctricas de corriente continua, conductores y canalizaciones.
6.12.1. Los conductores positivos y negativos deberán ser transportados en forma ordenada en todo su trayecto.
6.12.2. Los alimentadores en corriente continua provenientes de los módulos fotovoltaicos, bajarán canalizados para protegerlos mecánicamente, hasta el TGF-CC que contenga las protecciones en corriente continua y entrarán a éste, por la parte inferior a través de pasa cables con prensa estopa y se utilizarán terminales eléctricos (ferrules) o conectores tipo MC4, para su conexión al fusible o cortacorriente.
6.12.3. El tramo entre los módulos fotovoltaicos y el controlador de carga, deberá ser lo más corto posible, no mayor a 20 mts. La sección del conductor podrá ser de 6 mm² como mínimo.
6.12.4. El conductor en el tramo, entre los módulos y hasta el controlador de carga, debe tener una sección tal que soporte al menos 1,25 veces la corriente máxima generada por los módulos fotovoltaicos.
6.12.5. En corriente continua solo se admitirán conductores monopolares.
6.12.6. Los conectores de los módulos tipo MC4, deberán tener un grado IP 67.
6.12.7. 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. Los conductores a utilizar en la unidad de generación fotovoltaica deberán ser conductores tipo fotovoltaicos, PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente técnico, que cumplan con los requisitos para su uso en sistemas fotovoltaicos en conformidad a la norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007.
6.12.8. Al conectar módulos en paralelo, se deberán utilizar conectores tipo MC4 paralelo, cuya capacidad sea de 50A, respaldado por ficha técnica original del fabricante, no se aceptan conectores tipo MC4 paralelos que soporten menos amperaje.
6.12.9. Los fusibles o cortacorriente, de corriente continua, debe ser instalado en el interior del Tablero General Fotovoltaico de Corriente Continua.
6.12.10. Podrá canalizarse en forma conjunta el positivo y negativo, siempre que este aterrizada la canalización.
6.12.11. El cableado entre baterías se deberá utilizar cable de cobre blando, extra flexible, de aislación en base a polietileno reticulado (XLPE) y chaqueta de PVC de preferencia colores rojo (+) y negro (-) o en su defecto negros debidamente marcado en los extremos e intermedios según polaridad, no siendo inferior a 33 mm² la sección del conductor.
6.12.12. Para la conexión entre el controlador de carga, el inversor OFF GRID y las baterías se podrá utilizar una barra de conexiones para corriente continua.
6.12.13. El cableado entre la batería y el controlador de cargas deberá ser lo más corto posible y siguiendo las recomendaciones del fabricante, la sección del conductor podrá ser de 10 mm² como mínimo por polo.
6.12.14. El cableado entre el inversor OFF GRID y las baterías deberá ser lo más corto posible siguiendo las recomendaciones del fabricante, se utilizarán los conductores proporcionados por el fabricante, o en su ausencia se suministrará un conductor de una sección de 33 mm² como mínimo por polo.
6.12.15. Las cajas de conexiones deberán ser completamente estancas, sin pre-marcado, con grado de protección IP 65, de acuerdo a la NCh Elec. 4/2003, capítulo 8, apéndice 1. Esto es válido para todas las cajas de distribución de la instalación ya sea en continua o alterna.

- 6.12.16. Los fusibles o cortacorrente utilizados en el sistema, deberán ser adecuados para instalaciones fotovoltaicas:
- Estar clasificados para ser utilizado en CC.
 - Contar con una clasificación de tensión igual o superior a la tensión máxima del circuito que serán instalados, según corresponda dentro del sistema fotovoltaico.
 - Contar con una clasificación de corriente admisible igual o superior que el fusible correspondiente.
 - Entregar un grado de protección adecuado a su ubicación.
- 6.12.17. Las ubicaciones de las protecciones de corriente continua de los módulos fotovoltaicos y el fusible en CC de la línea de baterías, se indican en el siguiente diagrama (referencial).

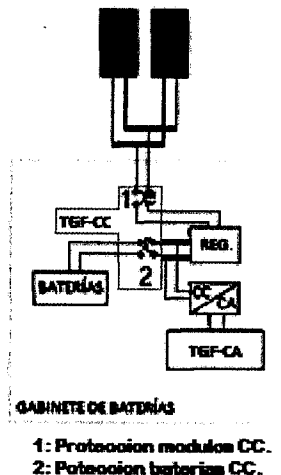


Figura N° 6: Diagrama referencial de protecciones

- 6.12.18. La estructura de montaje de los módulos fotovoltaicos, los módulos fotovoltaicos, la carcasa del inversor OFF GRID, la carcasa del controlador de carga, gabinetes y elementos metálicos, deberán estar conectados a la tierra de protección con una sección del conductor, no menor a 4 mm².

7. BASES DE INSTALACIONES

- 7.1.1. El oferente ejecutará todas las obras que se requieran para instalar los sistemas y equipos. Esto implica estructura de montaje de módulos fotovoltaicos, refuerzos estructurales en techumbre (cuando corresponda) y estructura para soportar el gabinete de baterías.
- 7.1.2. En general, para los equipos principales y los refuerzos estructurales que sean necesario instalar, el oferente deberá desarrollar la ingeniería de detalle correspondiente, incluyendo planos de detalles y cálculos para su instalación.
- 7.1.3. El proyecto deberá incluir el cálculo estructural de la techumbre, que valide la instalación de la estructura con el peso y esfuerzo de los módulos a instalar, la cual deberá cumplir con la normativa aplicable vigente y estar firmadas por un personal competente.
- 7.1.4. Las cargas proporcionadas por factores climáticos deben adecuarse a cada zona en donde vayan a ser instalado los módulos fotovoltaicos y otros componentes.
- 7.1.5. El trabajo de montaje de cualquier equipo, además todas las labores propias de la instalación (nivelación, conexionado, entre otras), incluyen una revisión completa de los componentes, reapriete de pernos estructurales y de conexionado, revisión de los circuitos de acuerdo a planos, y en general una inspección global que permita identificar inconvenientes tempranamente.
- 7.1.6. Si la estructura de techumbre no cumple con los requerimientos estructurales mínimos para la instalación de la estructura soportante de los módulos fotovoltaicos, se deberá proveer de una solución calculada para su modificación.

8. ESTRUCTURAS DE SOPORTE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	
8.1.1.	Las estructuras deberán ser de aluminio anodizado.
8.1.2.	Para la sujeción de los módulos a la estructura de soporte, se deberá emplear pernería de aluminio anodizado o acero inoxidable Seri-grafiado en relieve o contra relieve, A2 DIN/ISO en aplicaciones comunes y A4 DIN/ISO en las zonas norte litoral (NL), central litoral (CL) y sur litoral (SL), según NCh 1079, Of. 2008.
8.1.3.	La estructura de soporte deberá ser fija, es decir, no debe contar con un sistema de seguimiento del sol.
8.1.4.	Las estructuras deberán contar con un sistema que dificulte el robo o desmonte de módulos fotovoltaicos. Para estos fines se podrán utilizar, por ejemplo, pernos antirrobo, no se permiten estructuras del tipo sobrepuestas o ajustadas por gravedad.
8.1.5.	Para la instalación de la estructura, se debe seguir en todo momento las instrucciones del fabricante.
8.1.6.	Se deberá tener en cuenta la dilatación de los componentes de la estructura, procurando que la dilatación del conjunto no provoque esfuerzos sobre la propia estructura o los elementos de unión entre ésta, el modulo fotovoltaico y la estructura del techo a intervenir.
8.1.7.	El sistema de fijación de la estructura de soporte a la superficie existente (losa, techo u otro) debe ser tal que no se produzca daños ni filtraciones. Para verificar lo anterior la inspección de obra podrá exigir pruebas para verificar la impermeabilización de la cubierta.
8.1.8.	La estructura seleccionada debe evitar interrumpir las pendientes de desagüe de la cubierta o generar de cualquier forma zonas de agua estancada.
8.1.9.	La estructura deberá estar conectada a la tierra de protección con una sección del conductor no menor a 4 mm².

9. OTRAS REQUERIMIENTOS	
9.1.1.	El oferente será responsable hasta la recepción final de la obra por parte de SERVIU, de la condición en que se encuentren los equipos y materiales instalados, debiendo reemplazar sin costos aquellos que resultaren dañados durante este período, por causas atribuibles a su responsabilidad o seguros comprometidos.
9.1.2.	Daños a la propiedad privada asociados a los trabajos realizados por el oferente, deberán ser reparados a satisfacción de los afectados, sin que esto signifique un costo para el SERVIU o los beneficiarios.

10. LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS AUTOMATIZADAS	
10.1.1.	Los proyectos fotovoltaicos que se implementen mediante subsidios MINVU, deberán cumplir con lo indicado en el presente documento. Para dar inicio a las obras de ejecución, el proyecto deberá estar ingresado y revisado por SERVIU, para verificar el cumplimiento del presente Itemizado Técnico.
10.1.2.	Las instalaciones fotovoltaicas deberán seguir en todo momento las recomendaciones y exigencias de las SEC, y deberán subsanar todas las observaciones que éste ente fiscalizador realice.
10.1.3.	El oferente deberá complementar, preparar y costear todos los documentos y tramites que se requieran para declarar el proyecto ante la SEC, a través del trámite eléctrico correspondiente según la normativa vigente.

11. DOCUMENTACIÓN DEL SERVIDOR	
11.1. Al momento del ingreso del proyecto a SERVIU	
11.1.1.	El oferente deberá entregar en formato digital de buena calidad, más una copia en papel la siguiente documentación:
11.1.2.	Formulario de Presentación de Proyectos (contenido en Antecedentes).
11.1.3.	Simulación del sistema fotovoltaico propuesto, el cual debe incluir a lo menos: Esquema de la solución propuesta en la vivienda para pre-visualizar la instalación sobre la edificación y adicionalmente se debe incluir set fotográfico para demostrar que no existen elementos constructivos o árboles que proyecten sombra al área de instalación de los módulos fotovoltaicos.
11.1.4.	Ficha técnica de la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos en idioma español, garantía del fabricante y declaración o certificado del fabricante donde se puede verificar que el producto cumple con la normativa chilena vigente.
11.1.5.	Se debe definir el sistema de impermeabilización describiendo el procedimiento y los materiales utilizados.

11.1.6.	Listado de equipos identificando como mínimo marca y modelo del inversor OFF GRID, los módulos fotovoltaicos, regulador de carga, las baterías de libre mantenimiento, los conductores en CC, los conductores en CA, protecciones en corriente continua, protecciones en corriente alterna, canalizaciones, gabinetes, entre otros. Con sus respectivas especificaciones técnicas e instrucciones de instalación en idioma español.
11.1.7.	Proyecto estructurales a. Plano de estructura de montaje de módulos fotovoltaicos. b. Plano de refuerzo de estructura de techumbre, si corresponde c. Plano de estructura de montaje de baterías
11.1.8.	Proyecto de electricidad a. Planos del proyecto. b. Diagrama unilineal y cuadro de carga de los tableros a ejecutar de corriente alterna y continua. c. Plano de distribución de los módulos fotovoltaicos. d. Detalles de fijación de canalizaciones. e. Plano del layout de las baterías identificando su conexionado, voltaje y capacidad nominal del banco. f. Plano de puesta a tierra de las instalaciones a ejecutar.
11.2.3.	Garantías a. Garantía de operación de la instalación fotovoltaica por un período mínimo de 2 año. b. Presentar documento de garantía de potencia de salida, al año 25 después de la puesta en operación, igual o superior al 80% de la potencia máxima del módulo fotovoltaico. c. Presentar documento de garantía de fabricación de al menos 10 años para los módulos fotovoltaicos, 5 años para reguladores de carga e inversores OFF GRID y de 2 años para las baterías de libre mantenimiento. d. Manual de mantenimiento y uso del sistema fotovoltaico mencionando los procesos de encendido, apagado, señales de los indicadores LED y simulaciones de fallas o eventos, protocolo o instrucciones para emergencias.

11.2.	Al finalizar la ejecución del proyecto
11.2.1.	El oferente deberá entregar en formato digital de buena calidad, más una copia en papel la siguiente documentación:
11.2.2.	Proyecto de electricidad finalmente ejecutado a. Planos del proyecto final ejecutado. b. Diagrama unilineal y cuadro de carga de los Tablero ejecutados corriente alterna y continua. c. Plano de distribución de los módulos fotovoltaicos. d. Detalles de fijación de canalizaciones. e. Diagrama unilineal de corriente continua. f. Diagrama de corriente alterna. g. Plano del layout de las baterías identificando su conexionado y voltaje nominal. h. Plano de puesta a tierra de las instalaciones.

11.3.	Capacitación
11.3.1.	Se deberá llevar a cabo una capacitación por parte del instalador, a los beneficiarios la cual deberá estar respaldada por un documento que acredite con la firma del beneficiario (lista de asistencia) que recibió la capacitación, que considere las siguientes actividades mínimas: a. Presentación del Manual de operación y uso del sistema fotovoltaico. b. Presentación del Protocolo de mantenimiento preventivo. c. Presentación del protocolo de emergencias, procesos de encendido, apagado, señales de los indicadores LED y simulaciones de fallas o eventos.
11.4.	Mantenición
11.4.1.	El oferente debe proporcionar un plan de mantenimiento preventivo en un documento que indique la periodicidad para efectuar rutinas de limpieza y chequeos con el fin de verificar el funcionamiento del sistema y sus instalaciones, identificación de elementos de proyección de sombras y acciones correctivas, sugerencias de comportamiento de consumo, entre otras.

12. ANEXOS FORMULARIO DE PRESENTACION DE PROYECTO SOLAR OFF GRID																											
12.1.1. Formulario de presentación de proyecto SFV OFF GRID																											
<table><tr><td colspan="2">Formulario de presentación de proyecto SFV OFF GRID</td></tr><tr><td>Nombre EP</td><td></td></tr><tr><td>Nombre Empresa Constructora</td><td></td></tr><tr><td>Nombre de la empresa instaladora fotovoltaica</td><td></td></tr><tr><td>Nombre del responsable electrico autorizado SEC</td><td></td></tr><tr><td>Nombre del proyecto</td><td></td></tr><tr><td>Nombre del beneficiario</td><td></td></tr><tr><td>Dirección del proyecto</td><td></td></tr></table>		Formulario de presentación de proyecto SFV OFF GRID		Nombre EP		Nombre Empresa Constructora		Nombre de la empresa instaladora fotovoltaica		Nombre del responsable electrico autorizado SEC		Nombre del proyecto		Nombre del beneficiario		Dirección del proyecto											
Formulario de presentación de proyecto SFV OFF GRID																											
Nombre EP																											
Nombre Empresa Constructora																											
Nombre de la empresa instaladora fotovoltaica																											
Nombre del responsable electrico autorizado SEC																											
Nombre del proyecto																											
Nombre del beneficiario																											
Dirección del proyecto																											
12.1.2. Toda la información indicada en las siguientes tablas, deberá estar respaldada por la información original que provee el fabricante en idioma español. Adjuntar especificaciones técnicas, manuales de instalación y de usuario, emitidas por el fabricante para la marca y modelo propuesto en idioma español.																											
<table><tr><td colspan="2">12.1.3. Módulos Fovovoltaicos</td></tr><tr><td>Marca</td><td></td></tr><tr><td>Modelo</td><td></td></tr><tr><td>Tecnología de la célula fotovoltaica</td><td></td></tr><tr><td>Potencia Módulo (STC) [W]</td><td></td></tr><tr><td>Tolerancia a la potencia %</td><td></td></tr><tr><td>Años de garantía del fabricante</td><td></td></tr><tr><td>Potencia de salida, al año 25 después de la puesta en operación, en porcentaje respecto de la potencia máxima del módulo [%]</td><td></td></tr><tr><td>País de procedencia</td><td></td></tr><tr><td>Cantidad de módulos</td><td></td></tr><tr><td>Certificado IEC 61701 (cuando corresponda)</td><td></td></tr><tr><td>Certificación PV CYCLE o similar</td><td></td></tr><tr><td>Nº Resolución Exenta SEC para los módulos</td><td></td></tr></table>		12.1.3. Módulos Fovovoltaicos		Marca		Modelo		Tecnología de la célula fotovoltaica		Potencia Módulo (STC) [W]		Tolerancia a la potencia %		Años de garantía del fabricante		Potencia de salida, al año 25 después de la puesta en operación, en porcentaje respecto de la potencia máxima del módulo [%]		País de procedencia		Cantidad de módulos		Certificado IEC 61701 (cuando corresponda)		Certificación PV CYCLE o similar		Nº Resolución Exenta SEC para los módulos	
12.1.3. Módulos Fovovoltaicos																											
Marca																											
Modelo																											
Tecnología de la célula fotovoltaica																											
Potencia Módulo (STC) [W]																											
Tolerancia a la potencia %																											
Años de garantía del fabricante																											
Potencia de salida, al año 25 después de la puesta en operación, en porcentaje respecto de la potencia máxima del módulo [%]																											
País de procedencia																											
Cantidad de módulos																											
Certificado IEC 61701 (cuando corresponda)																											
Certificación PV CYCLE o similar																											
Nº Resolución Exenta SEC para los módulos																											

12.1.4. Inversores OFF GRID	
Marca	
Modelo	
Potencia Nominal CA [V/A]	
Voltaje nominal CC	
Grado de protección IP	
Eficiencia [%]	
Años de garantía del fabricante	
País de procedencia	
Datos de contacto servicio técnico en Chile (nombre, dirección, teléfono, correo electrónico)	

12.1.5. Reguladores de carga	
Marca	
Modelo	
Corriente máxima de entrada FV [A]	
Voltaje maximo de entra FV [V]	
Grado de protección IP	
Años de garantía del fabricante	
País de procedencia	
Datos de contacto servicio técnico en Chile (nombre, dirección, teléfono, correo electrónico)	

12.1.6. Baterías de libre mantenimiento	
Marca	
Modelo	
Capacidad [Ah] C10	
Cantidad de baterías	
Tipo de batería	
Profundidad de descarga	
Voltaje nominal del banco de baterías	
País de procedencia	
Años de garantía	
Datos de contacto servicio técnico en Chile (nombre, dirección, teléfono, correo electrónico)	

12.1.7. Estructura de Soporte y sistema de anclaje	
Marca	
Modelo	
Material de la estructura	
Clasificación de la pernería (Alumino, A2 o A4).	
País de procedencia	
Años de garantía	
Tipo de anclaje de los modulos	
Datos de contacto servicio técnico en Chile (nombre, dirección, teléfono, correo electrónico).	

13. LISTA DE INSPECCIÓN DE LA PARADA				
Nº	DESCRIPCIÓN DEL ELEMENTO	CUMPLE		OBSERVACIÓN
		SI	NO	
1	La instalación SFV se encuentra ejecutada.			
2	ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL SFV CORRESPONDE AL PROYECTO PRESENTADO EN SERVIU: Orientación norte del SFV instalado:_____ la Inclinación del SFV instalado corresponde a lo indicado en la tabla 1:_____			
3	Inversor OFF GRID Marca: _____ / Modelo: _____ / Número de serie: _____			
4	Módulo fotovoltaico Marca: _____ / Modelo: _____ / Número de serie: _____			
5	Módulo fotovoltaico está en buenas condiciones (no presentan defectos producto de la fabricación o traslado de éstos, como rotura o fisura)			
6	Módulos fotovoltaicos son del mismo modelo y están con la misma orientación en un mismo string.			
7	Existe camarilla de registro con sistema de puesta a tierra (barra cooper) y con el conexionado firme de conductores neutro y tierra de 4mm cada uno (blanco y verde o verde/amarillo). Debe haber un chicote de al menos 15 cm, para que la SEC pueda realizar la medición de puesta a tierra			
8	El sistema cuenta en el tablero general o de distribución, con un interruptor magnetotérmico Bipolar (automático) para instalaciones monofásicas.			
9	El sistema cuenta en el tablero general o de distribución, con un protector diferencial del tipo A.			
10	El tablero de corriente alterna, cumplen con la NCH Elec. 4/2003 (Volumen libre de al menos un 25%, uso de terminales eléctricos en las puntas de cada cable, cubierta cubre equipos (que sólo deja ver las perillas de disyuntores y diferenciales, para evitar contactos directos), orden de cableado y cuenta con barras de tierra, neutro y fase)			
11	El tablero está rotulado y tiene cuadros indicativos de circuitos (en forma legible e indeleble) / Debe identificar las protecciones del sistema fotovoltaico.			
12	Las canalizaciones eléctricas plásticas (Cajas, tuberías y tablero) expuestas directamente a la radiación solar, deben encontrarse aprobadas para este uso (las tuberías deben estar marcadas en forma indeleble para esta condición). se recomienda que las canalizaciones sean metálicas.			
13	El inversor OFF GRID, controlador de carga, cables y gabinetes no quedan expuestos directamente a la luz solar.			
14	El procedimiento de apagado de emergencia de la Unidad de Generación (UG) está visible (en forma legible e indeleble) de forma simple y clara en el tablero eléctrico que contiene las protecciones del SFV.			
15	Los conductores de la Unidad de Generación (UG) de Corriente Continua (CC), son del tipo fotovoltaico y cumplen con el código de colores o se identifica su polaridad (rojo para positivo +, negro para negativo -)			
16	Los conductores de la Unidad de Generación (UG) de Corriente Alterna (CA) cumplen con el código de colores o se identifican (rojo para fase, blanco para neutro, verde o verde/amarillo para tierra).			
17	El conductor fotovoltaico y conexiones eléctricas no quedan sometidos a esfuerzos mecánicos permanentes, ni accidentales.			
18	Módulos Fotovoltaicos cuentan con señalética de peligro indeleble y visible con la leyenda: "PRECAUCIÓN: PELIGRO DE DESCARGA			

	ELÉCTRICA - NO TOCAR - TERMINALES ENERGIZADOS EN POSICIÓN DE ABIERTO – SISTEMA FOTOVOLTAICO"			
19	Los conectores no utilizados están cubiertos con las tapas estancas indicadas por el fabricante.			
20	Las conexiones de los módulos fotovoltaicos cuentan con conectores tipo MC4 o equivalentes, protegidos del sol y lluvia (no se aceptan uniones con cinta aislante o regletas).			
21	Verificar que las cajas eléctricas de los módulos FV se encuentren en buenas condiciones, tengan la rotulación de peligro y no han perdido su grado de protección (IP)			
22	Las Partes metálicas de la instalación están protegidas contra tensiones peligrosas. Esto incluye las estructuras de soporte, módulos fotovoltaicos, inversores OFF GRID, controladores de carga entre otros (debe existir continuidad eléctrica). Se debe verificar que las uniones estén bien afianzadas, de modo que si se quita un módulo fotovoltaico del circuito de la UG, no se interrumpa la continuidad de ningún conductor de la puesta a tierra de protección.			
23	La toma a la tierra de protección del marco de aluminio del módulo fotovoltaico está fijada en el lugar que indica el fabricante			
24	El marco de aluminio del módulo fotovoltaico no presenta perforaciones adicionales a las dispuestas por el fabricante.			
25	Verificar que los cables fotovoltaicos no toquen la cubierta de la techumbre ni la parte trasera de los módulos fotovoltaicos. (no deben quedar sueltos ni tensionados)			
26	Comprobar que la estructura de soporte del sistema FV sea de Aluminio Anodizado y pernería de acero inoxidable A2, o A4 en zonas costeras. (identificación visible en cada perno o tuerca, en relieve o contra relieve)			
27	Los tableros y demás componentes de la instalación cumplen con el grado IP para el lugar donde están instalados. (IP 65 Exterior – IP54 Interior)			
28	Verificar que no se observa riesgos de sombra que pueda afectar la instalación FV en el presente o futuro, como, por ejemplo: - Existen árboles plantados que su crecimiento influirá con un porcentaje de sombra importante en el sistema a futuro. - Ductos de ventilación. - Otras estructuras o equipos en la cubierta. -Construcciones cercanas			
	Observaciones:			
	Nombre y firma del profesional EP	Nombre y firma del profesional SERVIU	Nombre y firma del profesional instalador	



ESTANDARES TECNICOS ESPACIOS COMUNES

ILUMINACIÓN DE ESPACIOS COMUNES

CONTENIDO

1.	OBJETIVO.....	3
2.	GENERALIDADES	3
3.	NORMATIVA APLICABLE	5
4.	TERMINOLOGÍA	5
5.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA	7
6.	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS ELÉCTRICOS	8
7.	DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS Y SUS INSTALACIONES	9
9.	OBRAS CIVILES	27
10.	TRANSPORTE Y MONTAJE DE PANELES, EQUIPOS Y ESTRUCTURAS	30
11.	OTROS REQUERIMIENTOS	30
12.	DOCUMENTOS A PRESENTAR.....	30
13.	CAPACITACIÓN.....	32
14.	MANTENCIÓN	32
15.	ANTECEDENTES	33
16.	ANEXOS.....	35

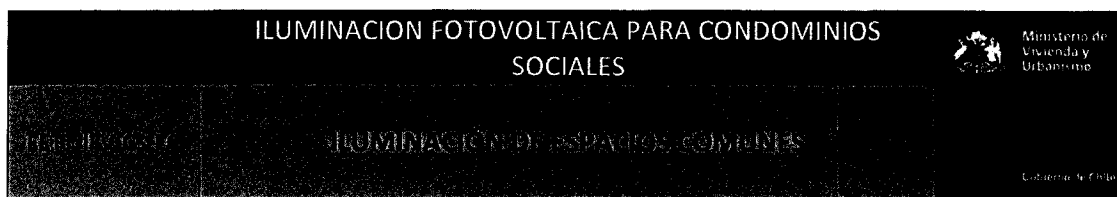


1. OBJETIVO

Las siguientes Especificaciones Técnicas tienen por objetivo definir los requerimientos mínimos para proyectar, suministrar e instalar un sistema de iluminación para espacios comunes dentro de condominios sociales alimentados desde un sistema fotovoltaico autónomo sin conexión a la red de distribución eléctrica.

2. GENERALIDADES

- 2.1. El proyecto e implementación del sistema de iluminación de espacios comunes en condominios sociales deben cumplir a cabalidad con lo establecido en la presente Especificación Técnica y con toda la normativa eléctrica vigente aplicable, principalmente las que regulan aspectos tales como: instalaciones eléctricas de alumbrado, dimensionamiento de canalizaciones y cableados, selección de protecciones, configuración de paneles fotovoltaicos y cableado y conexión eléctrica en corriente continua, puesta a tierra, provisión e instalación de luminarias, definición de pruebas e inspección.
- 2.2. Las presentes EE.TT. consideran que el oferente deberá generar e implementar un proyecto de iluminación eléctrica alimentado sólo por paneles fotovoltaicos sin conexión a la red eléctrica pública.
- 2.3. El sistema fotovoltaico deberá proveer de toda la energía eléctrica necesaria para que funcionen las instalaciones de iluminación de los espacios comunes como pasillos y escaleras desde el anochecer al amanecer.
- 2.4. El sistema debe proveer de iluminación las horas que sean necesarias, independientemente de la época del año, asegurando niveles de iluminancia óptimos para estos espacios desde el anochecer hasta el amanecer.
- 2.5. El sistema deberá funcionar en óptimas condiciones aun cuando pasen dos días nublados sin la radiación suficiente para que el sistema recupere su carga. La autonomía mínima será de 28 horas de funcionamiento nocturno.
- 2.6. El nivel de iluminancia mínimo en escalera y pasillos debe ser de 50 lux.
- 2.7. Las presentes EE.TT. forman parte del proyecto de electricidad a desarrollar por el oferente y definen el diseño y características del sistema eléctrico a desarrollar y ejecutar, considerando los siguientes alcances mínimos:
 - a. El cálculo del sistema fotovoltaico.
 - b. El proyecto de la instalación eléctrica de iluminación en los espacios comunes conformados por pasillos y cajas escalas.
 - c. La instalación y el suministro de canalizaciones y cableado en corriente continua y corriente alterna.



- d. Dimensionamiento de circuitos en corriente continua y corriente alterna.
- e. Suministro e instalación de protecciones en corriente continua y alterna.
- f. Suministro e instalación de luminarias de tecnología led de última generación.
- g. Suministro e instalación de paneles fotovoltaicos, regulador, inversor, baterías, luminarias y circuitos.
- h. Calculo, suministro e instalación de la solución estructural para el montaje de los paneles fotovoltaicos en la techumbre del último piso del edificio.
- i. Sistemas de anclaje para paneles fotovoltaicos (pernería y otros), por ejemplo, del tipo anti robo. No se permiten estructuras del tipo sobrepuestas o ajustadas por gravedad.
- j. Suministro e instalación del gabinete de baterías y tablero de distribución de alumbrado (TDA).
- k. Todo lo necesario para la implementación total del sistema de iluminación (incluida pernería, anclajes, tuercas, etc.).
- l. Cálculo, suministro, cableado e instalación del banco de baterías.
- m. Sistema de puesta a tierra de las nuevas instalaciones de iluminación de los espacios comunes (tierras de servicio y de protección).
- n. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas (estructura de soporte y carcasa de equipos).
- o. Desconexión y retiro de luminarias, cableado eléctrico, cajas de derivación y tuberías sobrepuestas existentes, asociadas a los espacios comunes como pasillos y escaleras en el caso de encontrarse en desuso o que presenten un riesgo para la seguridad del inmueble o personas. Lo anterior deberá estar aprobado por el comité del condominio a intervenir mediante una declaración simple emitida por la junta de vecinos.

2.8. Será responsabilidad del oferente verificar o levantar en terreno las distancias y superficies a iluminar.

2.9. Así mismo debe conocer las características físicas de la edificación. Con tal objetivo, los oferentes deben visitar él o los condominios involucrados, previo a la presentación de la propuesta.

2.10. La ejecución de los trabajos que se detallan y los tipos de materiales que se empleen, deberán ceñirse a las disposiciones de la Norma NCH Elec 4/2003 o la disposición que la reemplace.

2.11. Será responsabilidad del oferente entregar al término de la obra, los planos corregidos y actualizados "de acuerdo a lo ejecutado".

2.12. Así mismo el oferente deberá complementar y preparar todos aquellos documentos que se requieran para la inscripción de esta instalación ante la SEC.

2.13. El oferente deberá disponer, para la ejecución de los trabajos, de personal idóneo y en la cantidad que la obra lo requiera. La supervisión e inscripción del proyecto estará a cargo de un instalador autorizado por

SEC clase A o B. Además, se deberá apoyar para el diseño en personal especializado en energías renovables no convencionales.

2.14. Junto con el presupuesto, se deberá presentar una declaración simple firmada por el oferente, que manifieste que conoce y acepta las presentes especificaciones técnicas.

2.15. El oferente, en conocimiento de las especificaciones y de su experiencia en este tipo de obras, deberá estar en condiciones de entregar el trabajo terminado en el plazo requerido por el SERVIU, de acuerdo al "programa de avance de las obras" y en la calidad que corresponde, deberá gestionar oportuna y anticipadamente las solicitudes de trámites.

2.16. El oferente que se adjudique esta obra será responsable de realizar todas las coordinaciones necesarias con los residentes del o los condominios, a fin de que las obras se desarrollen oportunamente y de manera de no ocasionar inconvenientes que puedan afectar la seguridad de los residentes.

3. NORMATIVA APLICABLE

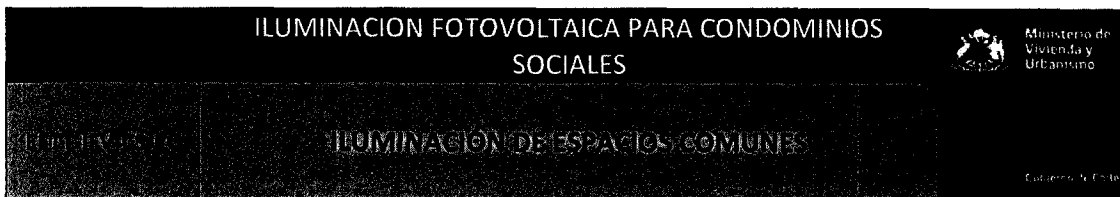
Las siguientes normas son aplicables dentro de la presente Especificación Técnica:

- NCH ELEC.4/2003 Electricidad – Instalaciones de Consumo en Baja Tensión.
- Norma EN ISO 4892-2.
- NCh 2369.Of2003 Norma Chilena de Diseño Sísmico de Estructuras e Instalaciones Industriales.
- NCh 431-2010 Norma Chilena Oficial de Diseño estructural – sobre carga de nieve.
- NCh 432.Of1971 Norma Chile Oficial de Cálculo de la acción del viento sobre las construcciones.
- Nch 433.Of1996 mod. 2009 Norma Chilena de Diseño sísmico de edificios.
- NCH 3346:2013 Norma Chilena de Recubrimiento de Galvanización en Caliente sobre piezas de Hierro y Acero
- NCh 1079, Of. 2008
- 3.9 Certificaciones internacionales para paneles fotovoltaicos: CE; TUV; IEC61215; IEC61730
- 3.10 Certificación de reciclaje PV CYCLE o similar.

4. TERMINOLOGÍA

Condominios Sociales	Soluciones habitacionales tales como edificios de hasta 4 pisos que comparten áreas comunes tales como pasillos y escaleras.
----------------------	--

Sistema Fotovoltaico	Sistema de generación eléctrica conformado por los paneles fotovoltaicos, regulador de carga de batería, baterías, inversor, canalización y protecciones en corriente continua.
Panel Fotovoltaico	Conjunto de celdas fotovoltaicas que producen electricidad cuando sobre ellas incide la radiación solar.
Inversor Off Grid	Equipo electrónico capaz de convertir una fuente de alimentación continua en una fuente de alimentación alterna. Se conecta a instalaciones eléctricas sin coexistir con la red de distribución de energía eléctrica.
Regulador de Carga de Batería	Equipo electrónico encargado de regular la carga y descarga de las baterías.
Protección Termomagnética	Protección automática que protege un circuito contra los cortocircuitos y sobrecargas eléctricas.
Conector tipo MC4	Conector asociado a la interconexión entre paneles fotovoltaicos.
TDA	Tablero de distribución de alumbrado. Es aquel tablero donde se ubican las protecciones termomagnéticas que protegen una instalación domiciliaria.
TCC	Tablero de Corriente Continua.
Batería	Dispositivo de una o más celdas electroquímicas que pueden convertir la energía química almacenada en electricidad y viceversa, aptas para sistemas fotovoltaicos.
Ángulo de Acimut (A)	Es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y la dirección Norte. Vale 0° si coincide con la orientación Norte, es positivo hacia el Este y negativo hacia el Oeste. Si coincide con el Este su valor es +90° y si coincide con el Oeste su valor es -90°.
Ángulo de Inclinación (B)	Ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal. Su valor es 0° si el panel se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical.
CC	Corriente continua
CA	Corriente alterna
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
Luminaria	Equipo de iluminación constituido por carcasa, lámpara, circuitería interna y pantalla.
Lámpara	Bombilla o unidad led emisora de luz.



5. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

5.1. SUMINISTRO DE ENERGÍA

El suministro de energía estará dado por un sistema fotovoltaico Off - Grid, siendo esta la única fuente de alimentación de las instalaciones eléctricas de iluminación de los espacios comunes.

5.2. ALIMENTADOR GENERAL

El oferente suministrará y montará el alimentador de corriente continua entre el TCC y TDA.

5.3. DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

5.3.1. La distribución de la energía a las instalaciones eléctricas de iluminación de los espacios comunes se realizará en corriente alterna monofásica de 220 V CA.

5.3.2. Se considera el proyecto, el suministro y la ejecución de todos los circuitos de alumbrado de las áreas comunes de los condominios.

5.3.3. Las canalizaciones y cableado se proyectarán, suministrarán y ejecutarán por el oferente según norma NCH Elec 4/2003 o la que norma que la reemplace.

5.3.4. En general, todas las instalaciones del alumbrado de las áreas comunes, se canalizarán sobrepuestas en cañerías de acero galvanizadas y afianzadas a estructuras metálicas o losas, con abrazaderas tipo caddy.

5.4. LUMINARIAS

5.4.1. Se considera el suministro e instalación de todas las luminarias del proyecto por parte del oferente.

5.4.2. El proyecto sólo debe considerar luminarias nuevas de tecnología led de última generación y máxima eficiencia y certificadas por la SEC.

5.5. PUESTA A TIERRA

El oferente suministrará y ejecutará la puesta a tierra de las nuevas instalaciones.

5.6. TABLEROS

El oferente debe considerar el suministro y montaje de tableros para distribución de cargas y distribución de circuitos, según se define:



- a. Tablero de Distribución de Alumbrado “TDA”
- b. Los tableros deberán tener el grado IP correspondiente al lugar en que se instalen, según el punto 6.2.1.15 de la NCH Elec. 4/2003
- c. Los tableros deberán estar correctamente rotulados y señalizados indeleblemente
- d. Los tableros deberán cumplir con las exigencias estipuladas en el capítulo 6 de la Norma NCH Elec. 4/2003.

6. CALCULOS JUSTIFICATIVOS ELÉCTRICOS

6.1. PÉRDIDAS DE VOLTAJE

Circuitos monofásicos:

$$V_p = \frac{0,018 \times I_d \text{ máx} \times 2 \times L}{S}$$

- Vp : Voltaje de pérdida en volts.
- Id máx : Corriente de carga en Amperes.
- L : Longitud del conductor.
- S : Sección del conductor.

Nota: Las pérdidas de tensión en el tramo del alimentador no deben superar el 3%, de acuerdo a norma (NCh. Elec 4/2003).

7. DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS Y SUS INSTALACIONES

7.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

7.1.1. Se entiende como sistema fotovoltaico al conjunto conformado por paneles fotovoltaicos, regulador de carga, inversor off-grid, baterías, protecciones, fusibles en corriente continua, canalización y luminarias.

7.1.2. Los sistemas fotovoltaicos se conectarán a las instalaciones eléctricas de iluminación de espacios comunes del condominio como se indica en la figura N° 1:

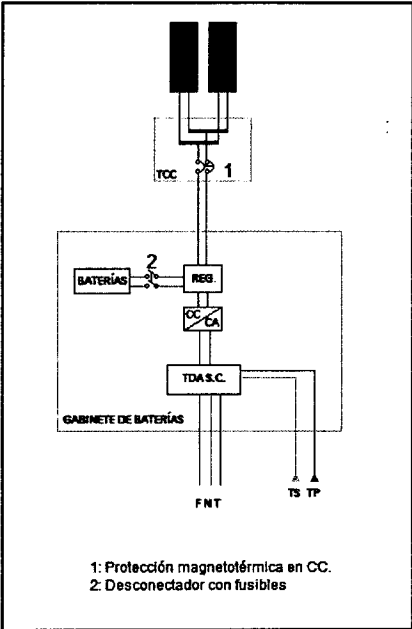


Figura N° 1: Diagrama referencial de un sistema fotovoltaico

7.1.3. El sistema fotovoltaico deberá proveer de toda la energía necesaria para alimentar las instalaciones de alumbrado de los espacios comunes, los 365 días del año, indistintamente del nivel de radiación mínimo esperado para la ubicación geográfica donde es instalado.

7.2. SOBRE LOS PANELES

7.2.1. Todos los paneles fotovoltaicos deben ser nuevos del mismo tipo y modelo.

7.2.2. Los paneles fotovoltaicos deberán estar autorizados por la SEC, para ser utilizado en instalaciones de generación eléctrica residencial.

- 7.2.3. Cuando el controlador de carga sea del tipo PWM, se debe utilizar Para 12 Volt nominales del banco de baterías, paneles solares de 36 celdas y Para 24 Volt nominales del banco de baterías, paneles solares de 72 celdas, (2 de 36 celdas en serie).
- 7.2.4. Los paneles deberán contar con certificaciones internacionales CE; TUV; IEC61215; IEC61730; PV CYCLE o similar.
- 7.2.5. Los paneles fotovoltaicos deben incorporar diodos de bloqueo para aislar unidades sombreadas. El montaje de los módulos debe ser en horizontal privilegiando de esta manera el correcto funcionamiento de los diodos.

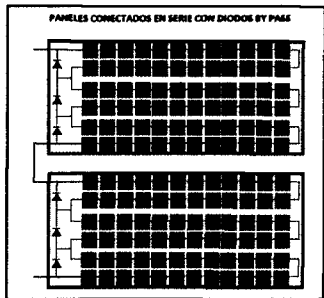


Figura N° 2: paneles en horizontal

- 7.2.6. Los paneles a instalar deben ser de celdas monocristalinas o policristalinas, descartándose el uso de panel de inferior eficiencia.
- 7.2.7. La conexión entre paneles deberá ser a través de conectores tipo MC4 y MC4 paralelo.
- 7.2.8. Para proyectos que se emplacen en las zonas norte litoral (NL), central litoral (CL) y sur litoral (SL) (según NCh 1079, Of. 2008), los paneles fotovoltaicos deberán tener la certificación IEC 61701 "Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules, de resistencia del panel fotovoltaico al ambiente salino.
- 7.2.9. Los paneles fotovoltaicos deberán ser montados sobre la techumbre del inmueble a través de una estructura, o rieles de fijación cuando la inclinación de la techumbre coincida con la inclinación que requieren los paneles.

7.3. SOBRE EL AZIMUT, LA INCLINACIÓN Y ESTRUCTURA DE MONTAJE

- 7.3.1. Los paneles fotovoltaicos deberán instalarse en la techumbre norte del edificio, admitiéndose desviaciones de $\pm 5^\circ$ desde este punto cardinal. La orientación sur queda descartada.

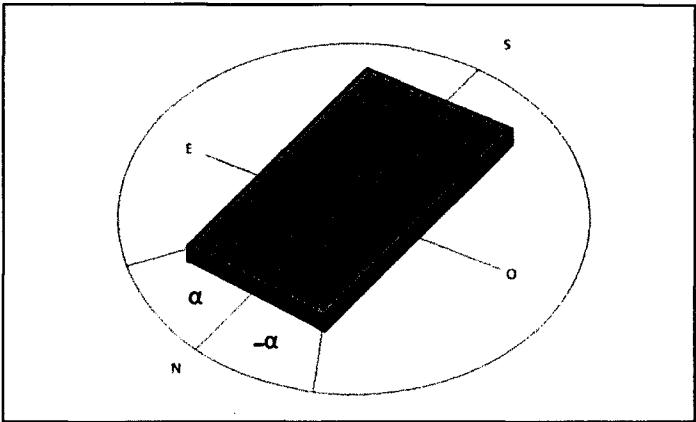


Figura N° 3: Orientación

7.3.2. Considerando que no todas las techumbres tienen orientación norte, se debe suministrar e instalar una estructura tal que permita dejar de forma horizontal una base para luego instalar los paneles con la inclinación requerida y orientación norte.

A modo de ejemplo se tienen las siguientes figuras en donde se encuentra la estructura (en color rojo) que le da la horizontalidad a la estructura de soporte de los paneles solares que son orientados hacia el norte en el ángulo de inclinación requerido.

Esta estructura deberá ser calculada de acero galvanizado en caliente y de perfiles abiertos.

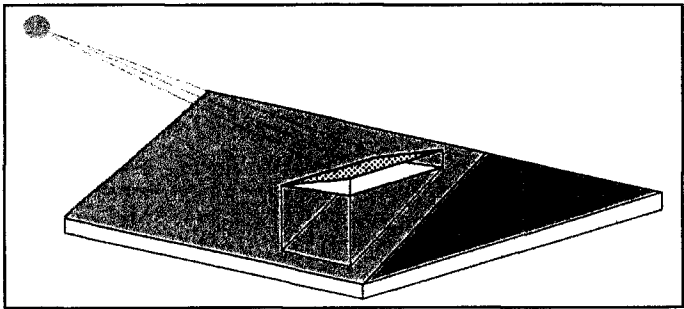


Figura N° 4: Estructura auxiliar

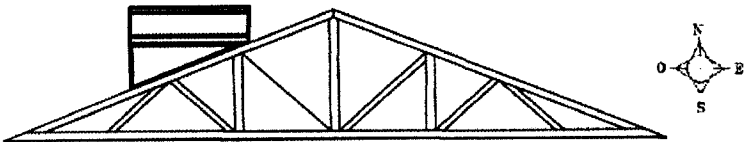


Figura N° 4.1: Estructura auxiliar

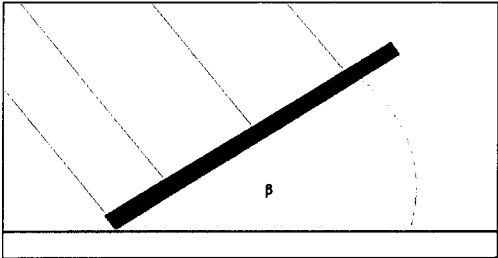
7.3.3. La ubicación seleccionada del sistema de captación deberá estar sin interferencias dentro de las horas de mayor radiación solar, cualquier día del año, lo que deberá estar justificado con set fotográfico de referencia a distintas horas del día (mañana, medio día, tarde). Debe evitarse la sombra parcial o total

en la superficie de los paneles fotovoltaico ya que esto reduce de manera importante su generación. Además, la ubicación más apropiada dentro del espacio debe ser seleccionada y justificada con software de radiación solar “Explorador Solar 3” disponible en <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/>.

7.3.4. La inclinación de los paneles con respecto al plano horizontal para las diferentes regiones del país son las siguientes:

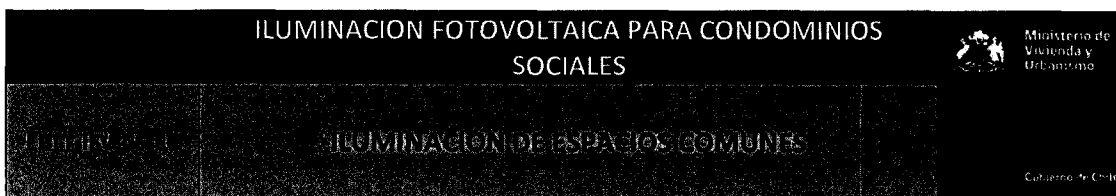
REGIÓN	CIUDADES	LONGITUD	LATITUD	INCLINACIÓN
Arica y Parinacota	Arica	-18.264°	-18.2576°	40°
Tarapacá	Iquique	-20.2549°	-70.1051°	40°
Antofagasta	Calama	-22.445°	-68.9063°	30°
Antofagasta	Antofagasta	-23.7285°	-70.3345°	40°
Atacama	Copiapó	-27.4044°	-70.8235°	45°
Coquimbo	Coquimbo	-30.0184°	-71.3287°	50°
Valparaíso	Valparaíso	-33.0671°	-71.5759°	45°
Metropolitana	Santiago	-33.4529°	-70.6201°	45°
O'Higgins	Rancagua	-34.3304°	-70.708°	45°
Maule	Talca	-35.41°	-71.6089°	45°
Bío Bío	Concepción	-36.8475°	-73.0371°	45°
Araucanía	Temuco	-38.7656°	-72.5427°	45°
Los Ríos	Valdivia	-39.693°	-73.2458°	60°
Los Lagos	Puerto Montt	-41.4606°	-73.0042°	60°
Aysén	Coyhaique	-45.609°	-71.927°	60°
Magallanes	Punta Arenas	-53.0193°	-70.9277°	60°

Tabla N° 1: Inclinación óptima según región



7.3.5. La inclinación de los paneles fotovoltaicos puede variar en ±3°.

7.4. SOBRE LOS REGULADORES DE CARGA DE BATERÍA



- 7.4.1. El regulador deberá detectar automáticamente la tensión del conjunto de baterías.
- 7.4.2. La tensión del conjunto de paneles debe ser suficiente para cargar el banco de baterías en cualquier estado del régimen de carga. El banco de baterías podrá ser de 12 o 24 VCC según el arreglo implementado.
- 7.4.3. La corriente nominal de entrada del regulador en caso de ser del tipo PWM, debe ser al menos 1,25 veces la intensidad de la corriente del conjunto de paneles fotovoltaicos.
- 7.4.4. La corriente nominal de salida del regulador debe ser la suficiente para asegurar el correcto funcionamiento de los consumos.
- 7.4.5. El regulador de carga debe disponer de control de carga con compensación de temperatura.
- 7.4.6. El regulador permitirá seleccionar el nivel de descarga máximo de las baterías según el tipo de baterías.
- 7.4.7. El regulador debe disponer de una alarma visual por baja tensión de batería previo a la desconexión de la carga.
- 7.4.8. Si la tensión de las baterías disminuye por debajo del valor máximo de descarga el consumo debe desconectarse del regulador automáticamente.
- 7.4.9. El regulador debe ser totalmente programable.
- 7.4.10. Humedad sin condensación máxima 98%
- 7.4.11. Rango de temperatura de funcionamiento -20 a 50° C.
- 7.4.12. Grado de protección IP 30
- 7.4.13. El regulador debe incluir al menos las siguientes protecciones:
- Contra sobrecarga.
 - Contra desconexión por baja tensión.
 - Contra polaridad inversa de los paneles.
 - Contra polaridad inversa de la batería.
 - Contra cortocircuitos de salida.
- 7.4.14. Las siguientes indicaciones de estado deben incluirse:
- Indicadores de tensión en batería.
 - Indicador de tensión de panel



- Indicadores de fase de carga.
- Indicador de carga activada
- Indicador de carga apagada.
- Indicadores de sobrecarga/ cortocircuito.

7.4.15.El regulador de carga debe contar con la opción de encendido crepuscular.

7.4.16.Se deberá utilizar terminales de puntillas en todos los conductores que ingresen o salgan del regulador de carga.

7.4.17.El regulador de carga a instalar debe contar con una garantía de fabricación de 5 años mínimo.

7.4.18.El regulador de carga a instalar debe tener servicio técnico en Chile.

7.5. SOBRE LAS BATERÍAS

7.5.1. Las baterías deben ser del tipo ciclo profundo y de libre mantenimiento.

7.5.2. Las baterías pueden ser de GEL selladas, OPz, o superior.

7.5.3. No se deben utilizarse baterías para automóviles o camiones dentro de las instalaciones del sistema fotovoltaico.

7.5.4. Las baterías podrán ser de 12 o 24 V según el arreglo implementado.

7.5.5. Todas las baterías deben ser nuevas del mismo modelo, marca y capacidad.

7.5.6. El sistema de respaldo (banco de baterías) debe tener una vida útil de 1800 ciclos de carga trabajando a un régimen de descarga del 30% como máximo, la vida útil de la batería en estado de flotación debe ser desde 10 años a 20° C.

7.5.7. Las baterías deben instalarse en un gabinete metálico, para intemperie, que no esté expuesto a temperaturas extremas en su interior. Para ello el gabinete debe contar con un revestimiento interior en base a Poliestireno expandido de 50 mm con una densidad 15 a 20 kg/m³ en todas sus caras y puerta.

7.5.8. El gabinete donde se instalen las baterías debe permitir la aireación interna sin que por esto implique la posibilidad de que entre agua a su interior.

7.5.9. El regulador de carga debe estar expuesto a las mismas condiciones de temperatura que el banco de baterías para que opere apropiadamente el sistema de control de carga con compensación de



temperatura. El gabinete de baterías debe ser compartimentado para aislar el regulador de carga y todos los elementos electrónicos del ambiente de baterías (ver punto 7.7.7).

7.5.10. Para el cableado entre baterías se deberá utilizar cable de cobre blando, extra flexible, de aislación en base a polietileno reticulado (XLPE) y chaqueta de PVC de preferencia colores rojo (+) y negro (-) o en su defecto negros debidamente marcado en los extremos.

7.5.11. Deben usarse conectores compatibles con los bornes de la batería y su apriete debe ajustarse al torque definido por el fabricante.

7.5.12. Las baterías deben cumplir las normativas CE y UL, los recipientes deben ser resistentes al fuego (ABS).

7.5.13. Garantía mínima 2 años.

7.6. SOBRE LOS INVERSORES

Para alimentar él o los circuitos de iluminación de los espacios comunes se hace necesario una distribución eléctrica en 220 V CA. Para ello se debe considerar el suministro e instalación de un inversor off- grid monofásico, el cual debe ser nuevo y adicionalmente deberán cumplir con los siguientes requisitos:

7.6.1. El inversor deberá ser compatible con la tensión de salida nominal del regulador de carga de las baterías.

7.6.2. Deberá ser de onda sinusoidal pura.

7.6.3. La tensión de salida alterna (Voltaje nominal) será de 230V, admitiéndose desviaciones de +/- 3%.

7.6.4. Los inversores generarán una salida con frecuencia nominal de 50 Hz. Admitiéndose una desviación de +/- 0,1%.

7.6.5. Rendimiento máximo, según su ficha técnica, deberá ser mayor o igual al 91%.

7.6.6. El rango de temperatura de operación va de los -40 a 50°C.

7.6.7. Materialidad de la carcasa aluminio.

7.6.8. Refrigerado por ventilador.

7.6.9. El inversor deberá operar con una humedad relativa sin condensación de un 95%.

7.6.10. El inversor deberá poseer un IP 20 o superior.



7.6.11. El inversor debe estar dentro del gabinete de baterías, pero en una compartimentación aislada de las baterías para protegerlo de emanaciones de gases corrosivos (ver punto 7.7.7) y para ser protegido y permitir al mismo tiempo revisar su estado de operación y parámetros eléctricos.

7.6.12. Los inversores deben contar con display gráfico o indicadores visuales para verificar su correcta operación y estado.

7.6.13. Se deberá utilizar terminales de puntillas en todos los conductores que ingresen o salgan del inversor.

7.6.14. Todo inversor a instalar debe contar con una garantía de fabricación de 5 años mínimo.

7.6.15. El inversor a instalar debe tener servicio técnico en Chile.

7.7. SOBRE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE ILUMINACIÓN DE ESPACIOS COMUNES, CABLEADO Y CANALIZACIONES EN CORRIENTE ALTERNA.

7.7.1. Las instalaciones eléctricas de iluminación de espacios comunes (escaleras y pasillos interiores) alimentadas por un sistema fotovoltaico como única fuente de alimentación, viene a ser un complemento en el caso que existan instalaciones eléctricas de iluminación de espacios comunes conectadas a la red.

7.7.2. Las nuevas instalaciones deberán proveer de iluminación a todos los espacios comunes como escaleras y pasillos interiores bajo los mismos requerimientos normativos de iluminancia establecidos en la NCH 4/2003 o su reemplazo.

7.7.3. La salida del sistema fotovoltaico (salida del inversor) se conectará a la entrada de las instalaciones eléctricas de iluminación de los espacios comunes (entrada de la protección general del tablero de distribución de alumbrado "TDA").

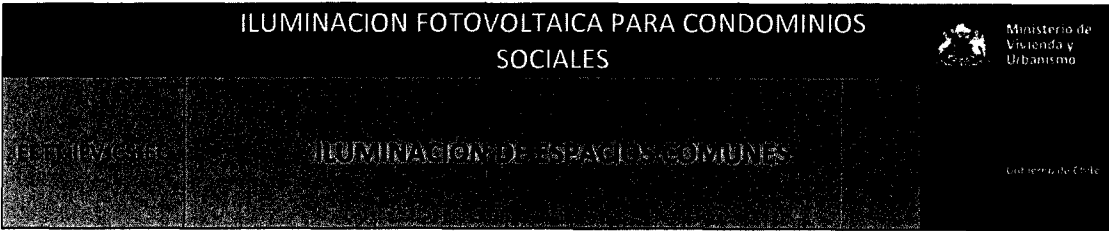
7.7.4. Los conductores que salen del inversor y se dirigen al TDA deberán ser dimensionados para una corriente no inferior a 1,25 veces la máxima intensidad de corriente de salida del inversor y una caída de tensión máxima de 3% a su máxima potencia, no siendo inferiores a 2,5 mm² y deberán quedar protegidos tanto a la sobrecarga como al cortocircuito, según lo definido en la NCH ELEC 4/2003 o su reemplazo.

7.7.5. Tablero de Distribución de Alumbrado (TDA)

- i. El oferente deberá suministrar y montar el tablero de distribución de alumbrado de servicios comunes, el cual se construirá de acuerdo a las presentes especificaciones.



- ii. Se deberán utilizar barras de conexión según layout propuesto para la capacidad del proyecto.
- iii. El tablero de distribución de alumbrado deberá tener espacio suficiente para albergar tanto las protecciones de los circuitos de consumo, la protección general, diferencial, barras de distribución, etc., debiéndose adicionar un 25% de espacio libre para futuras ampliaciones de las instalaciones de consumo, en conformidad con lo establecido en el capítulo 6 de la NCH Elec. 4/2003 o su reemplazo.
- iv. El TDA deberá disponer del espacio interior respectivo para el arribo de los conductores provenientes del inversor.
- v. Las dimensiones del tablero serán suficientemente holgadas para permitir un fácil montaje y cableado de sus componentes.
- vi. El TDA se instalará dentro del gabinete de baterías.
- vii. La caja del TDA deberá quedar conectada a la Tierra de Protección.
- viii. Para la protección de las instalaciones y equipos conectados a ellas se debe instalar una protección termomagnética general bifásica en la cual se conectará el conductor proveniente desde el inversor.
- ix. Cada circuito de distribución que se proyecte debe estar protegido por una protección termomagnética. El conductor deberá tener una capacidad deberá ser 1,25 veces la carga total del circuito.
- x. Para la protección a las personas, se opta por el uso de una protección contra contactos indirectos mediante la instalación de un protector diferencial general de 30 mA. de sensibilidad, aguas abajo de la protección termomagnética general bifásica.
- xi. Cada protección automática debe individualizarse indicando el servicio y/o el número de su circuito de acuerdo al nombre dado en el proyecto. Esta identificación se hará en letras blancas grabadas bajo relieve, en plancha de acrílico negro.
- xii. Todas las barras deberán quedar marcadas con la identificación de colores dada por la norma NCH 4/2003 o su reemplazo.
- xiii. Todo el cableado interior del TDA desde las barras a los interruptores automáticos será utilizando cables de sección acorde con la capacidad de los disyuntores respectivos, considerando capacidad de transporte en ducto, más un 25% de tolerancia.



- xiv. Las barras de alimentación serán de Cu electrolítico perforadas, de bordes redondeados con protección en baño electrolítico de nitrato de plata y tendrá tantas perforaciones como circuitos existan, más un 30% de vacantes
- xv. Las barras generales de neutro y de tierra de protección deberá ser de la misma sección de la barra de fase.
- xvi. Los extremos e intermedios de las barras se identificarán con los colores de acuerdo a normas NCH 4/2003 o su reemplazo.
- xvii. Se deberá utilizar terminales de puntillas en todos los conductores que ingresen o salgan de protecciones o barras de distribución al interior del TDA.
- xviii. Componentes

Los componentes serán de los siguientes tipos:

Disyuntores de circuitos hasta 32A	:	Modulares para fijación a riel DIN Bornes Cubiertos y porta etiqueta Capacidad de ruptura mínima indicada en diagramas, de acuerdo a IEC 947-2 Curva C para alumbrado
Diferenciales	:	30 mA / 25 A Tipo A

- xix. En el lado interior de la puerta se instalará una lámina plastificada que incluya el diagrama unilíneal, el cuadro de carga de las instalaciones y el protocolo de desconexión de emergencia.
- xx. Documentos

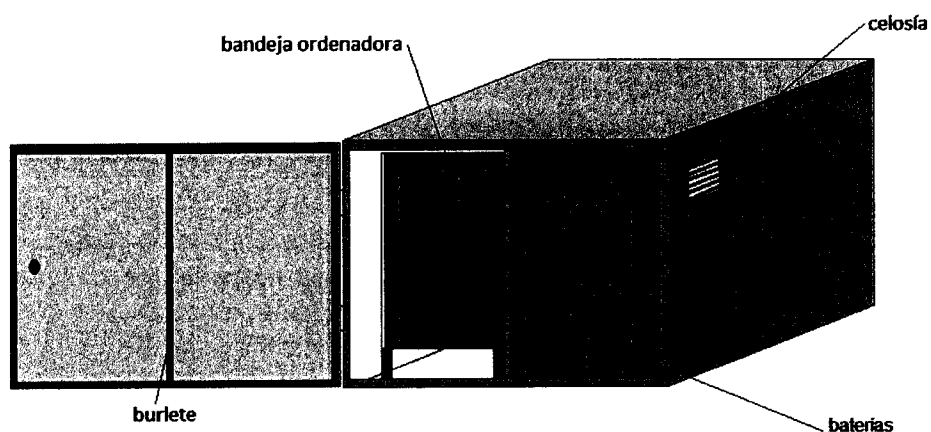
El oferente al término de su trabajo, entregará a la ITO los siguientes documentos:

- Plano constructivo del tablero de distribución de alumbrado.
- Listado de componentes con indicación de marcas y modelo.
- Catálogo o copia de catálogo, con características técnicas de fábrica, de cada uno de los elementos contenidos en el tablero, en idioma español.
- Certificado de garantía no inferior a un año, que cubra la fabricación, pintura y elementos proporcionados por el fabricante.

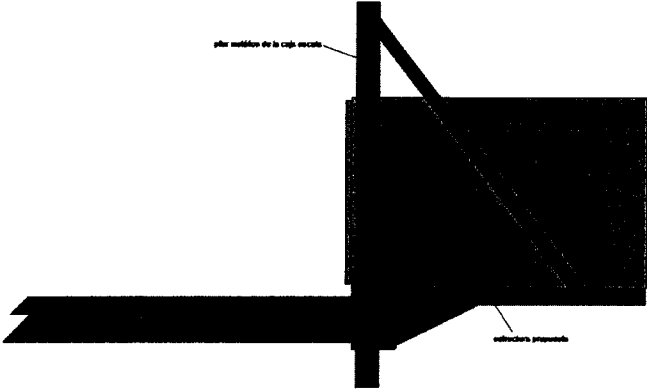
7.7.6. Gabinete de baterías

- i. El gabinete de baterías deberá albergar en su interior todas las baterías necesarias para energizar las instalaciones.

- ii. Dentro del gabinete de baterías se deberá montar el regulador de carga, el inversor, el desconectador con fusibles de la batería, el TDA de servicios comunes (alumbrado de escalas y pasillo). Todos estos elementos se fijarán a una placa metálica fija tras la puerta de acceso a los equipamientos y tablero.
- iii. El gabinete deberá contar con una placa separadora metálica que separe el área de baterías del área de equipos y tableros generando dos ambientes perfectamente separados que imposibiliten el ingreso de gases corrosivos provenientes de las baterías al área de equipos y tablero.



- iv. El gabinete deberá ser resistente al agua y el polvo (IP55), deberá estar aterrizado, y la puerta debe incluir burlete de goma para impedir el acceso del agua y del polvo a su interior.
- v. El gabinete de baterías deberá contar con dos celosías de evacuación de aire caliente cruzadas y a diferente nivel, con rejilla anti insectos/anti polvo.
- vi. El gabinete de baterías de preferencia debe ser montado en una estructura de montaje en el área de descansó de la escalera del último piso.



- vii. Solo si la estructura metálica de la escalera no permite montar el gabinete de baterías como se indica en el punto “vi” podrá ser instalado en un rincón sobre el área de descanso del último piso de la caja escala anclado a piso. La ubicación seleccionada debe asegurar los anchos de pasillos necesarios en caso de evacuación, de no cumplirse esta condición el gabinete no debe montarse a piso.
- viii. Los alimentadores en corriente continua provenientes de los paneles fotovoltaicos, deberán canalizarse para protegerse mecánicamente y llegarán al tablero de corriente continua (TCC) y desde este bajarán canalizados en cañería de acero galvanizada, hasta el gabinete de baterías y entrarán a éste, por el costado.
- ix. Del mismo modo él o los circuitos de iluminación saldrán por el fondo o un lado del gabinete de baterías canalizados en cañerías de acero galvanizadas.
- x. El ordenamiento de conductores en el interior del gabinete de baterías se realizará utilizando bandejas ordenadoras con ranuras de pvc. El cableado de corriente alterna deberá quedar separado del cableado de corriente continua.
- xi. El gabinete de baterías llevará puerta exterior abisagrada, abatible en 180 grados y una placa interior donde se montarán además del TDA, el regulador de carga, el inversor y el desconectador con fusibles de las baterías.
- xii. Todas las bisagras del gabinete de baterías serán de aluminio anodizado u otro material resistente a la corrosión.
- xiii. El gabinete de baterías llevará chapa de apertura con llave.
- xiv. El gabinete de baterías deberá ser construido en acero de 2 mm de espesor con refuerzo para soportar el peso de las baterías y pintado con una capa de anti oxido y dos manos de esmalte de color blanco. También se podrá optar por una protección electro galvanizada en caliente.



- xv. El gabinete de baterías debe quedar conectado a la barra Tp, mediante cable de Cu flexible 6 mm². Entre la puerta y el gabinete central se dispondrá de un conductor a masa.

7.7.7. Distribución

En general para la ejecución de estas partidas se deben tener presente los siguientes criterios:

i. Circuitos Eléctricos de Alumbrado

Para los circuitos de alumbrado de escaleras y pasillos, los conductores serán de aislación XTU, temperatura de servicio 90°C, tensión de servicio 600V, con certificación nacional SEC, de la sección indicada en el cuadro de carga respectivos.

Los alimentadores, se tenderán en un tramo entre TDA y la primera caja de distribución, no aceptándose uniones en su recorrido.

El conductor de Tp tendrá la misma sección, aislación y longitud del alimentador y se conectará a la barra Tp del TDA ubicado en el gabinete de baterías.

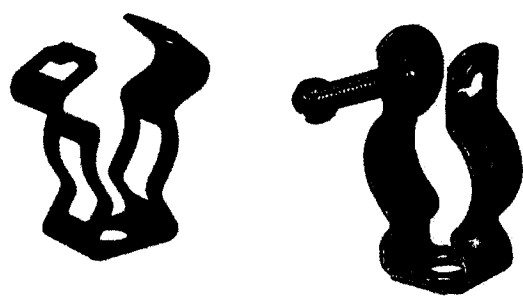
Las uniones en cajas, serán estañadas y llevarán doble capa de cinta aislante de goma auto fundante y doble capa de cinta aislante plástica.

Cada circuito de iluminación será energizado de manera automática a través del inversor, el cual estará conectado al regulador de carga.

ii. Ductos metálicos

Los ductos a utilizar corresponden a cañería de acero galvanizados en caliente con sus respectivos fitting y curvas de fábrica. Para todos estos ductos es obligatorio el uso de terminales para los empalmes a las cajas respectivas.

Todos los ductos irán sobrepuestos y se fijarán mediante abrazaderas tipo Clip o apernadas del tipo que se indica en la siguiente figura.





iii. Cajas

Todas las cajas serán sobrepuestas, con el grado IP correspondiente, metálicas, de 100x65x65, de diámetro acorde al ducto y con tapa metálica. Las tapas de aquellas cajas en que se deriva hacia las lámparas, serán del tipo pasa cable con prensa estopa y el cordón tripolar SVT 3X075 mm con certificación SEC no deberá tener una extensión mayor a 15 cm entre la caja y la entrada a la luminaria.

Para cumplir con aspectos normativos todas las cajas metálicas deberán quedar aterrizadas en un perno de bronce unido al conductor Tp del circuito en la base de la caja, con terminales tipo ojal en el chicote de conexión. El conductor de Tp del circuito no será cortado.

Para diferenciar las cajas de derivación del sistema solar de otras instalaciones, éstas deberán ser pintadas por el exterior de color naranja con esmalte sintético.

7.8. EQUIPOS DE ILUMINACIÓN

- 7.8.1. El oferente debe incluir en su propuesta el suministro y montaje de todas las luminarias del proyecto.
- 7.8.2. Las luminarias deberán ser de tecnología led de última generación y máxima eficiencia.
- 7.8.3. La lámpara deberá ser de una temperatura de color entre los 4000 a 6500° K.
- 7.8.4. Los equipos de iluminación deberán ser para la intemperie en cajas de escalas abiertas y normales en cajas de escalas cerradas y pasillos techados.
- 7.8.5. Todos los equipos de iluminación y accesorios quedarán conectados al cable de tierra de protección.
- 7.8.6. El montaje de la luminaria se realizará lo más cerca posible a la caja de derivación y su cordón de alimentación se tenderá como se indica en el punto 7.7.8–iii de la presente especificación.

7.9. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

- 7.9.1. La Puesta a Tierra será suministrada e instalada por el oferente.
- 7.9.2. El instalador deberá ejecutar los enlaces (toma tierras) desde el TDA a la barras Cooper Well, con los siguientes conductores:

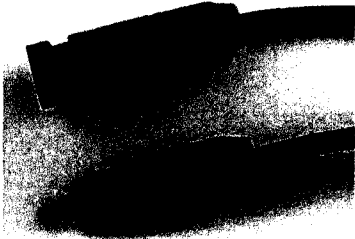


- Ts-BT = XTU 4 mm² (Marcado con cinta PVC Blanca)
- Tp-BT = XTU 4 mm² (Marcado con cinta PVC Verde)

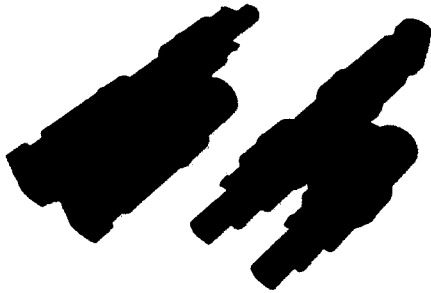
- 7.9.3. La barra Cooper Well deberá ser de 1,5 m de largo y 5/8" de diámetro.
- 7.9.4. Deberá incluir abrazadera de apriete para la conexión de los cables.
- 7.9.5. Deberá incluir camarilla de registro con tapa.
- 7.9.6. Deberá realizarse una medición, validando que el valor óhmico cumple con lo establecido en la norma NCH Elec. 4/2003

8. SOBRE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE CORRIENTE CONTINUA, CABLEADO Y CANALIZACIONES.

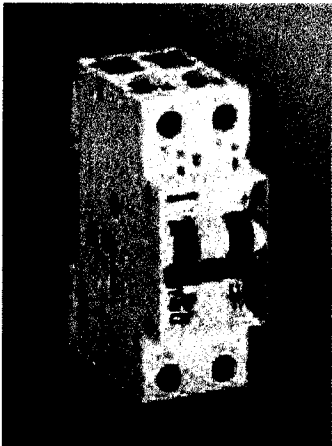
- 8.1. Los conductores positivos y negativos deberán ser transportados en forma ordenada y separada dentro del trayecto que va desde los paneles al TCC.
- 8.2. En corriente continua solo se admitirán conductores monopolares.
- 8.3. Los conectores de los paneles tipo MC4 deberán tener un grado IP 67.
- 8.4. Los conductores a utilizar deberán ser conductores del tipo fotovoltaicos, PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente, que cumplan con los requisitos para su uso en sistemas fotovoltaicos en conformidad a la norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007.



- 8.5. Los conductores positivo y negativo de los paneles, al conectarse paneles en paralelo deberán utilizar conectores tipo MC4 paralelo cuya capacidad es 50A, no se aceptan conectores tipo MC4 paralelos que soporten menos amperaje.

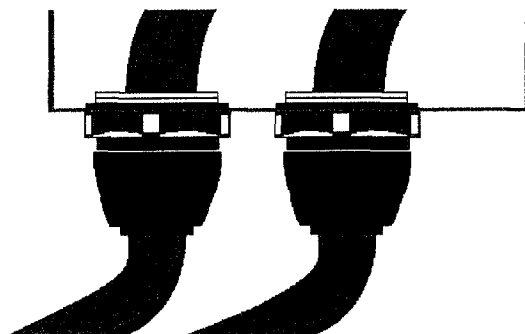


8.6. Un termomagnético de corriente continua se conectará aguas abajo de la unión paralela.

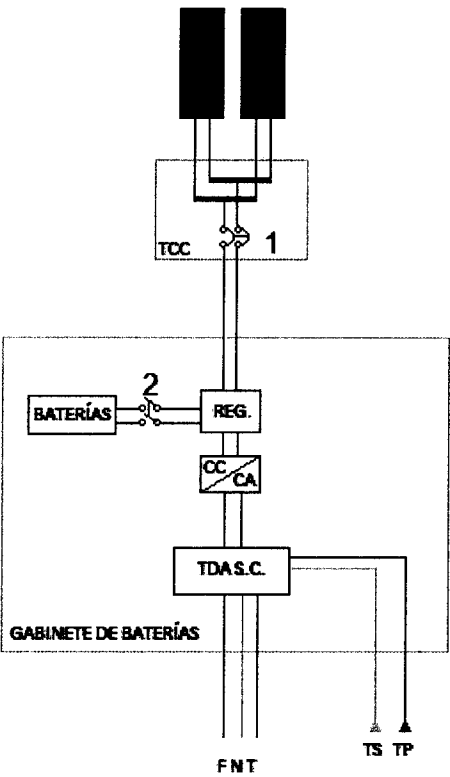


- 8.7. El termomagnético de corriente continua debe ser instalado en el interior del tablero de corriente continua (TCC). Los cables provenientes de las uniones tipo paralela positiva y negativa entrarán al TCC a través de pasa cables con prensa estopa y se utilizarán terminales eléctricos de puntillas para su conexión al termomagnético.
- 8.8. Dicho tablero deberá ser metálico, electro galvanizado en caliente, IP 65 y deberá ser instalado junto a los paneles adosado a la estructura de montaje.
- 8.9. El cableado en la etapa de CC debe tener una sección tal que soporte al menos 1,25 veces la corriente máxima generada por cada panel.
- 8.10. 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, sobre tejado o de integración arquitectónica.

- 8.11. El tramo de bajada entre la protección termomagnética bifásica de corriente continua y la entrada al regulador de carga ubicado en el gabinete de baterías será canalizado en tubería metálica y podrá cablearse en forma conjunta el positivo y negativo en su interior.
- 8.12. El tramo entre el tablero de corriente continua en la cubierta y el controlador de baterías deberá ser corto, no mayor a 15m.
- 8.13. 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 al 1,5 %, no siendo inferior a 6 mm² el alimentador que une la generación con el controlador de carga.
- 8.14. Para el cableado entre baterías se deberá utilizar cable de cobre blando, extra flexible, de aislación en base a polietileno reticulado (XLPE) y chaqueta de PVC de colores rojo (+) y negro (-). Se acepta el marcado de cables (rojo/negro) en caso de no disponer de cables de colores, no siendo inferior a 35 mm².
- 8.15. Las cajas de conexiones deberán ser completamente estancas, sin pre-marcado, con grado de protección IP 65, de acuerdo a la NCh Elec. 4/2003, capítulo 8, apéndice 1. Esto es válido para todas las cajas de distribución de la instalación ya sea en continua o alterna.
- 8.16. La entrada de cables de CC o CA a cajas de eléctricas debe incluir terminal de caja del tipo prensa estopa.



- 8.17. El fusible utilizado en la línea de baterías, deberá cumplir los requerimientos establecidos en las normas IEC 60947-2 o IEC 60947-3, con certificación ISO9001 y ser adecuados para instalaciones fotovoltaicas y capaces de extinguir arcos eléctricos en CC.
- 8.18. La ubicación de la protección termomagnética bifásica de corriente continua y el desconector o fusible en CC de la línea de baterías, se indican en el siguiente diagrama (referencial).



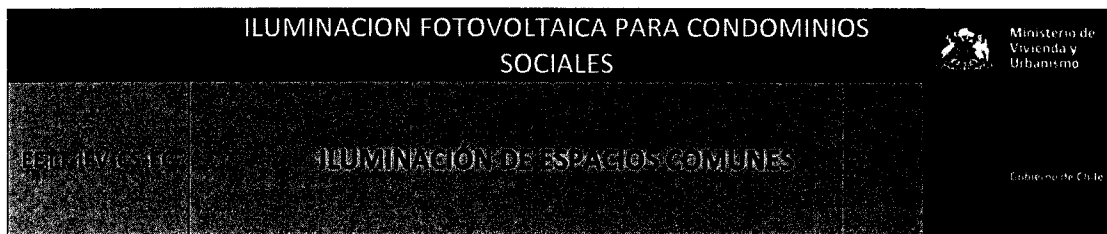
1: Protección magnetotérmica en CC.
2: Desconectador con fusibles

8.19. La estructura de montaje de los paneles y la carcasa de cada inversor deberán estar aterrizados a la tierra de protección de las instalaciones.

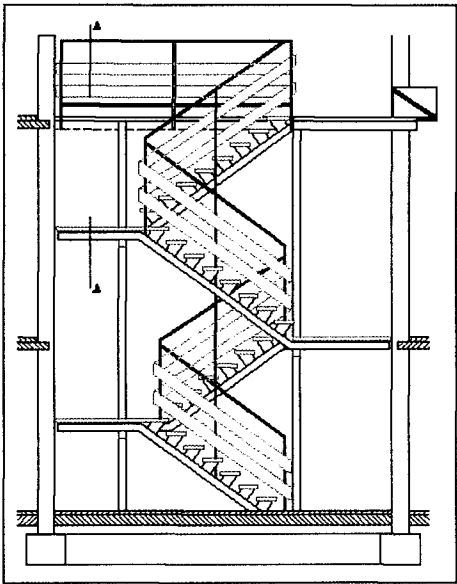


9. OBRAS CIVILES

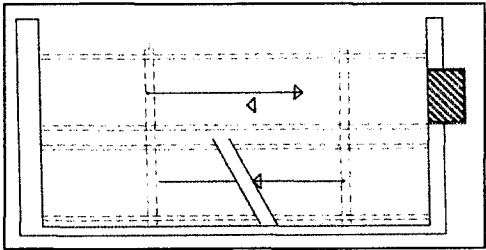
- 9.1. El oferente ejecutará todas las obras civiles que se requieran para instalar los sistemas y equipos. Esto implica estructura de montaje de paneles fotovoltaicos, refuerzos estructurales en techumbre de ser necesario y estructura para soportar el gabinete de baterías.
- 9.2. En general, para los equipos principales, y los refuerzos estructurales que sean necesario instalar, el oferente deberá desarrollar la ingeniería de detalle necesaria, la que incluye planos de detalles y cálculos para su instalación.
- 9.3. El proyecto deberá incluir el cálculo estructural de la techumbre, que valide la instalación de la estructura con el peso y esfuerzo de los paneles a instalar, la cual deberá cumplir con todas las normas de referencias descritas en punto 3 de la presente EE.TT.
- 9.4. Las cargas proporcionadas por factores climáticos deben adecuarse a cada zona en donde vayan a ser instalado los paneles fotovoltaicos.
- 9.5. El trabajo de montaje de cualquier equipo, además de las labores propias de montaje (instalación, nivelación, conexión, etc.), incluyen una revisión completa de los componentes, reapriete de pernos estructurales y de conexión, revisión de los alambrados, de acuerdo a plano, y en general una inspección global que permita realizar una oportuna reclamación al fabricante del equipo.
- 9.6. Si la estructura de techumbre existente no cumple con los requerimientos estructurales mínimos para la instalación de la estructura soportante de los paneles fotovoltaicos, cargas por factores climáticos, se deberá proveer de una solución calculada para su modificación.
- 9.7. Las estructuras utilizadas para soportar los paneles fotovoltaicos deberán cumplir con los siguientes requisitos:
 - 9.7.1. Las estructuras deberán ser de aluminio anodizado.
 - 9.7.2. Para la sujeción de los paneles a la estructura de soporte, se deberá emplear pernería de acero inoxidable A2 DIN/ISO en aplicaciones comunes y A4 DIN/ISO en las zonas norte litoral (NL), central litoral (CL) y sur litoral (SL), según NCh 1079, Of. 2008.
 - 9.7.3. La estructura de soporte deberá ser fija, es decir, no debe contar con un sistema de seguimiento del sol.
 - 9.7.4. Las estructuras deberán contar con un sistema que dificulte el robo o desmonte de paneles e inversores. Para estos fines se podrán utilizar, por ejemplo, pernos antirrobo, no se permiten estructuras del tipo sobrepuestas o ajustadas por gravedad.



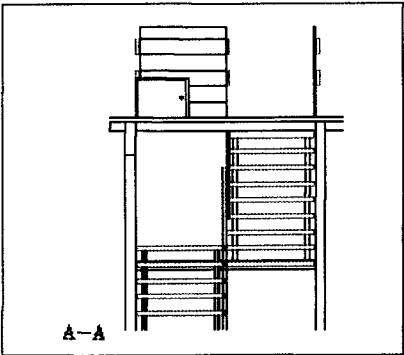
- 9.7.5. Para la instalación de la estructura se debe seguir en todo momento las instrucciones del fabricante.
- 9.7.6. Se deberá tener en cuenta la dilatación de los componentes de la estructura, procurando que la dilatación del conjunto no provoque esfuerzos sobre la propia estructura o los elementos de unión entre ésta y la estructura del techo a intervenir.
- 9.7.7. El sistema de fijación de la estructura de soporte a la superficie existente (losa, techo u otro) debe ser tal que no se produzca daños ni filtraciones. Para verificar lo anterior la inspección de obra podrá exigir pruebas para verificar la impermeabilización de la cubierta.
- 9.7.8. La estructura seleccionada debe evitar interrumpir las pendientes de desagüe de la cubierta o generar, de cualquier forma, zonas de agua estancada.
- 9.7.9. La estructura deberá estar conectada a la tierra de protección de la nueva instalación.
- 9.7.10. En los casos que se deba atravesar muros o techumbre, se deberá considerar tuberías metálicas flexibles, según lo indicado en la NCh Elec. 4/2003, capítulo 8.
- 9.8. La estructura de soporte del gabinete de baterías deberá cumplir con los siguientes requerimientos:**
- 9.8.1. Deberá ser metálica electro galvanizada en caliente y con perfiles abiertos esta podrá ser ubicada en el último descanso de la escalera o en el fondo de un pasillo del último piso del edificio.
- 9.8.2. Debe ser anclado a la losa del descanso y soldado o unido mecánicamente a la estructura de acero de la escalera.
- A modo de ejemplo se presentan las siguientes figuras en donde se da la ubicación que debe tener el gabinete de baterías marcado en color rojo.



Vista en elevación



Vista en planta



Vista frontal



9.9. De los anclajes

Para el caso de los anclajes que se deban colocar en muros, se debe utilizar pernos de anclajes debidamente calculados y en caso de ser barras se debe utilizar algún adhesivo existente en el mercado.

10. TRANSPORTE Y MONTAJE DE PANELES, EQUIPOS Y ESTRUCTURAS

El oferente deberá incluir en su cotización el transporte de todos los materiales, equipamientos, paneles fotovoltaicos, estructuras, gabinetes y luminarias hasta el lugar de su instalación, independiente de la ciudad de destino.

11. OTROS REQUERIMIENTOS

- 11.1.** El oferente será responsable hasta la recepción final de la obra, por parte de SERVIU, de la condición en que se encuentren los equipos y materiales instalados, debiendo reemplazar sin costos aquellos que resultaren dañados durante este período, por causas atribuibles a su responsabilidad.
- 11.2.** Daños a la propiedad privada, asociados a los trabajos realizados por el oferente, deberán reparados a satisfacción de los afectados, sin que esto signifique un costo para el SERVIU o los beneficiarios.

12. DOCUMENTOS A PRESENTAR

12.1. Al momento del ingreso del proyecto a SERVIU.

Se deberá presentar la siguiente información del proyecto:

- a.** Formulario de Presentación de Proyectos (contenido en Antecedentes).
- b.** Simulación del sistema fotovoltaico propuesto, el cual debe incluir a lo menos: Esquema de la solución propuesta en la vivienda para pre-visualizar la instalación sobre la edificación y generación de electricidad del sistema en el mes de menor radiación anual con software de radiación solar "Explorador Solar 3", disponible en <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/>. Adicionalmente se debe incluir set fotográfico para demostrar que no existen elementos constructivos o árboles que den sombra a los paneles.
- c.** Ficha técnica de la estructura de soporte de los paneles fotovoltaicos en idioma español, garantía del fabricante y declaración o certificado del fabricante donde se puede verificar que el producto cumple con la normativa chilena vigente.



- d. Se debe definir el sistema de impermeabilización.
- e. Listado de equipos con sus respectivas especificaciones técnicas e instrucciones de instalación de todos los componentes en idioma español.
- f. Planos de anteproyecto eléctrico y de obras civiles.

12.2. Al finalizar la ejecución del proyecto

Una vez termina la ejecución de las obras y previo a su recepción por parte de SERVÍU, el oferente deberá entregar la siguiente documentación, en formato digital más una copia en papel de:

- a. Todos los documentos que presentaron en el punto 12.1 sin carácter de anteproyecto.
- b. Planos del proyecto final ejecutado
 - i. PROYECTO ELECTRICIDAD
 - EL_001 Diagrama unilineal y cuadro de carga del Tablero de Distribución de Alumbrado
 - EL_002 Plano de distribución de iluminación
 - EL_003 Detalles de fijación de canalizaciones
 - EL_004 Diagrama unilineal de tablero de corriente continua
 - EL_005 Plano de layout de gabinete de baterías
 - EL_006 Puesta a tierra de las instalaciones
 - EL-007 Plano de luminarias
 - ii. PROYECTO ESTRUCTURALES
 - EM_001 Plano de estructura de montaje de paneles
 - EM_002 Plano de refuerzo de estructura de techumbre, si corresponde.
 - EM_003 Plano de estructura de montaje de estructura de baterías
- c. Garantía de operación de la instalación fotovoltaica por un período de al menos 2 año.
- d. Presentar documento de garantía de potencia de salida, al año 25 después de la puesta en operación, igual o superior al 80% de la potencia máxima del panel.
- e. Presentar documento de Garantía de fabricación de al menos 10 años para los paneles y 5 años



para los reguladores e inversores y de 2 años para baterías.

- f. Manual de mantenimiento y uso del sistema fotovoltaico firmado por algún representante del condominio, validando que se le enseñaron los procesos de encendido, apagado, señales de los indicadores LED y simulaciones de fallas o eventos.
- g. Protocolo o instrucciones para emergencias
- h. CD con toda la documentación anterior digitalizada por proyecto.

13. CAPACITACIÓN

Se deberá llevar a cabo una capacitación, a los habitantes del condominio, que considere las siguientes actividades:

- 13.1. Presentación del proyecto en funcionamiento.
- 13.2. Presentación del Manual de operación y uso de la planta fotovoltaica.
- 13.3. Presentación del Protocolo de mantenimiento preventivo.
- 13.4. Presentación del protocolo de emergencias, procesos de encendido, apagado, señales de los indicadores LED y simulaciones de fallas o eventos.
- 13.5. Visita a las instalaciones.

14. MANTENCIÓN

El oferente, debe incluir un plan de mantenimiento de las instalaciones y equipos, con un calendario de mantenimiento anual.

Debe incluir la elaboración de un programa de mantención de acuerdo a las siguientes bases:

- a.- Definición de un Plan de Mantenimiento Preventivo que consiste en un documento que indique la periodicidad para efectuar rutinas de limpieza y chequeos simples con el fin de verificar el funcionamiento del sistema y sus instalaciones.
- b.- Mantenimiento correctivo, con proposición del responsable del proyecto. Esta mantención debe estar asociada a la boleta de garantía de correcta ejecución de obras, a ejecutar por el responsable del proyecto.

15. ANTECEDENTES

FORMULARIO DE PRESENTACIÓN DE PROYECTO SFV AUTÓNOMOS	
Nombre EP	
Nombre Empresa Constructora	
Nombre del proyecto	

Módulos Fotovoltaicos	
Marca	
Modelo	
Tecnología de la célula fotovoltaica	
Potencia Módulo (STC) [W]	
Tolerancia a la potencia %	
Años de garantía del fabricante [años]	
Potencia de salida, al año 25 después de la puesta en operación, en porcentaje respecto de la potencia máxima del módulo [%]	
Cantidad de módulos	
Certificado IEC 61701 (cuando corresponda)	
Certificación PV CYCLE o similar	
N° Resolución Exenta SEC para los módulos	

La información indicada deberá estar respaldada por la información que provee el fabricante. Adjuntar especificaciones técnicas emitidas por el fabricante para la marca y modelo propuesto en español.

Inversores	
Marca	
Modelo	
Potencia Nominal AC [W]	
Grado de protección IP	
Eficiencia máxima [%]	
Años de garantía del Fabricante [años]	
Datos de contacto servicio técnico en Chile (nombre, dirección, teléfono, correo electrónico, etc)	
N° Resolución Exenta SEC para los inversores	
Servicio técnico en Chile	

La información indicada deberá estar respaldada por la información que provee el fabricante. Adjuntar especificaciones técnicas emitidas por el fabricante para la marca y modelo propuesto en idioma español.

Reguladores	
Marca	
Modelo	
Máxima corriente de Carga [A]	
Maxima corriente de consumo [A]	
Grado de protección IP	
Rango de temperatura Ambiente [°C]	



Años de garantía del Fabricante [años]	
Datos de contacto servicio técnico en Chile (nombre, dirección, teléfono, correo electrónico, etc)	

La información indicada deberá estar respaldada por la información que provee el fabricante. Adjuntar especificaciones técnicas emitidas por el fabricante para la marca y modelo propuesto en idioma español.

Baterías	
Marca	
Modelo	
Capacidad [Ah]	
Tipo de batería	
Baterías de libre mantenimiento	
Años de garantía	
Servicio Técnico en Chile	

La información indicada deberá estar respaldada por la información que provee el fabricante. Adjuntar especificaciones técnicas emitidas por el fabricante para la marca y modelo propuesto en idioma español.

Luminaria	
Marca	
Modelo	
Potencia W	
Tipo de lampara	
Eficiencia minima de 120 lumenes/W	
Horas de operacion	
Tipo de reflector	
Años de garantia	
Servivio tecnico en Chile	

La información indicada deberá estar respaldada por la información que provee el fabricante. Adjuntar especificaciones técnicas emitidas por el fabricante para la marca y modelo propuesto en idioma español.

Estructura de Soporte y sistema de anclaje	
Marca	
Modelo	
Material de la estructura	
Clasificación de acero inoxidable de la pernería (A2 o A4)	
Años de garantía	
Sistema de anclaje propuesto	
Servicio Técnico en Chile	

La información indicada deberá estar respaldada por la información que provee el fabricante. Adjuntar especificaciones técnicas emitidas por el fabricante para la marca y modelo propuesto en idioma español.

16. ANEXOS

16.1. Diseño básico sugerido de dimensionamiento según potencia de consumo.

Dimensionamiento estándar para Arica y Parícuti		
Equipo	Característica	Voltaje (V) PV
Luminaria	35W (2)	12 o 24
Batería	320 ah (3)	12 o 24
Controlador	20A (1)	12 o 24
Potencia de módulo fotovoltaico (Wp)		
Región	Ciudad	Módulo (V) PV
Arica y Parícuti	Arica	157
Tarapacá	Iquique	157
Antofagasta	Calama	108
Antofagasta	Antofagasta	133
Atacama	Copiapó	144
Coquimbo	Coquimbo	216
Valparaíso	Valparaíso	288
Metropolitana	Santiago	216
O'Higgins	Rancagua	216
Maule	Talca	288
Biobío	Concepción	288
Araucanía	Temuco	432
Los Ríos	Valdivia	432
Los Lagos	Puerto Montt	346
Aysén	Coyhaique	576
Magallanes	Punta Arenas	576
Nota: El dimensionamiento estándar debe ser instalado y confeccionado, siguiendo en todo momento los requerimientos del presente documento.		
(1): Amperaje recomendado para la potencia de módulo máxima expresado en la tabla. El amperaje del controlador puede ser menor si la potencia del módulo es menor.		
(2): La potencia de la luminaria corresponde al total de luminarias instaladas en el proyecto, no puede ser mayor al valor indicado en la tabla.		
(3): La capacidad del banco de baterías no puede ser inferior al valor indicado en la tabla.		

16.2. Diseño básico sugerido de dimensionamiento según potencia de consumo.

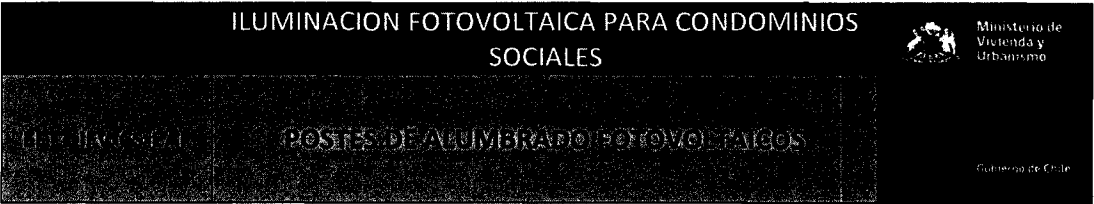
Dimensionamiento estándar de equipos		
Equipo	Capacidad	Voltage
Luminarias	50W (2)	12 o 24
Batería	458 ah	12 o 24
Controlador	30A (1)	12 o 24
Potencia de módulo fotovoltaico (Wp)		
Región	Ciudad	Módulo (Wp) /V
Arica y Parinacota	Arica	225
Tarapacá	Iquique	225
Antofagasta	Calama	154
Antofagasta	Antofagasta	190
Atacama	Copiapó	206
Coquimbo	Coquimbo	309
Valparaíso	Valparaíso	412
Metropolitana	Santiago	309
O'Higgins	Rancagua	309
Maule	Talca	412
Biobío	Concepción	412
Araucanía	Temuco	618
Los Ríos	Valdivia	618
Los Lagos	Puerto Montt	494
Aysén	Coyhaique	824
Magallanes	Punta Arenas	824
Nota: El dimensionamiento estándar debe ser instalado y confeccionado, siguiendo en todo momento los requerimientos del presente documento.		
(1): Amperaje recomendado para la potencia de modulo máxima expresado en la tabla. El amperaje del controlador puede ser menor si la potencia del modulo es menor.		
(2): La potencia de la luminaria corresponde al total de luminarias instaladas en el proyecto, no puede ser mayor al valor indicado en la tabla.		
(3): La capacidad del banco de baterías no puede ser inferior al valor indicado en la tabla.		

16.3. Diseño básico sugerido de dimensionamiento según potencia de consumo.

Dimensionamiento estándar sugerido por ellos		
Equipo	Características	Voltaje
Luminarias	100W (2)	24
Batería	915 ah	24
Controlador MPPT	30A (1)	100
Potencia del módulo fotovoltaico máxima		
Región	Ciudad	Módulo (W) EV
Arica y Parinacota	Arica	449
Tarapacá	Iquique	449
Antofagasta	Calama	309
Antofagasta	Antofagasta	380
Atacama	Copiapó	412
Coquimbo	Coquimbo	618
Valparaíso	Valparaíso	824
Metropolitana	Santiago	618
O'Higgins	Rancagua	618
Maule	Talca	824
Biobío	Concepción	824
Araucanía	Temuco	1.235
Los Ríos	Valdivia	1.235
Los Lagos	Puerto Montt	988
Aysén	Coyhaique	1.647
Magallanes	Punta Arenas	1.647
Nota: El dimensionamiento estándar debe ser instalado y confeccionado, siguiendo en todo momento los requerimientos del presente documento.		
(1): Amperaje recomendado para la potencia de modulo máxima expresado en la tabla. El amperaje del controlador puede ser menor si la potencia del modulo es menor.		
(2): La potencia de la luminaria corresponde al total de luminarias instaladas en el proyecto, no puede ser mayor al valor indicado en la tabla.		
(3): La capacidad del banco de baterías no pude ser inferior al valor indicado en la tabla.		

16.4. Diseño básico sugerido de dimensionamiento según potencia de consumo.

Dimensionamiento estándar caso 16.4.1		
Equipo	Característica	Voltaje
Luminarias	150W (2)	24
Batería	1373 ah	24
Controlador MPPT	50A (1)	100
Potencia de la potencia fotovoltaica recomendada		
Región	Chileno	Modulo (W) / V
Arica y Parinacota	Arica	674
Tarapacá	Iquique	674
Antofagasta	Calama	463
Antofagasta	Antofagasta	570
Atacama	Copiapó	618
Coquimbo	Coquimbo	926
Valparaíso	Valparaíso	1.235
Metropolitana	Santiago	926
O'Higgins	Rancagua	926
Maule	Talca	1.235
Biobío	Concepción	1.235
Araucanía	Temuco	1.853
Los Ríos	Valdivia	1.853
Los Lagos	Puerto Montt	1.482
Aysén	Coyhaique	2.471
Magallanes	Punta Arenas	2.471
Nota: El dimensionamiento estándar debe ser instalado y confeccionado, siguiendo en todo momento los requerimientos del presente documento.		
(1): Amperaje recomendado para la potencia de modulo máxima expresado en la tabla. El amperaje del controlador puede ser menor si la potencia del modulo es menor.		
(2): La potencia de la luminaria corresponde al total de luminarias instaladas en el proyecto, no puede ser mayor al valor indicado en la tabla.		
(3): La capacidad del banco de baterías no puede ser inferior al valor indicado en la tabla.		



ESTANDAR TECNICO

POSTES DE ALUMBRADO FOTOVOLTAICOS

CONTENIDO

1.	OBJETIVO	3
2.	GENERALIDADES.....	3
3.	NORMATIVA APLICABLE	6
4.	TERMINOLOGÍA.....	6
5.	CARACTERÍSTICA GENERALES DEL POSTE DE ALUMBRADO FOTOVOLTAICO	7
6.	CALCULOS JUSTIFICATIVOS	12
7.	DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS Y SUS INSTALACIONES	12
8.	OTROS REQUERIMIENTOS	19
9.	TRANSPORTE Y MONTAJE DE PANELES Y EQUIPOS	19
10.	DOCUMENTOS A PRESENTAR	20
11.	CAPACITACIÓN	21
12.	MANTENCIÓN.....	21
13.	ANTECEDENTES	22
14.	ANEXOS.....	24



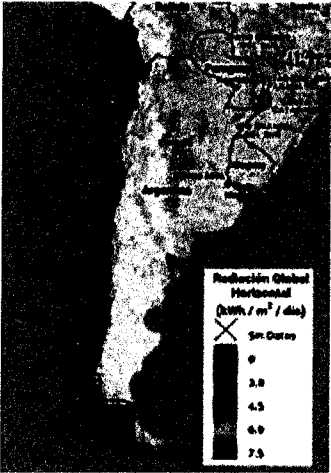
1. OBJETIVO

Las siguientes Especificaciones Técnicas tienen por objetivo definir los requerimientos mínimos para proyectar, suministrar e instalar un sistema de iluminación para espacios comunes abiertos en base a poste de alumbrado fotovoltaicos dentro de condominios sociales.

2. GENERALIDADES

- 2.1. Las presentes EETT consideran que el oferente deberá generar e implementar un proyecto de iluminación eléctrica a través de postes de alumbrado alimentado solo por paneles fotovoltaicos sin conexión a la red de distribución eléctrica pública.
- 2.2. Los lugares destinados para su instalación son plazas o áreas verdes, veredas interiores y aéreas públicas extensas sin alumbrado público, por donde solo circulen peatones.
- 2.3. No aplica su instalación en lugares tales como antejardines y aéreas a corta distancia de ventanas de departamentos que dificulten las horas de sueño de los ocupantes (ver punto 5.9.6).
- 2.4. El proyecto e implementación del sistema de iluminación de espacios comunes abiertos a través de postes de alumbrados fotovoltaicos en condominios sociales deben cumplir a cabalidad con lo establecido en la presente Especificación Técnica y con toda la normativa vigente aplicable.
- 2.5. Un poste de alumbrado fotovoltaico debe incluir necesariamente los siguientes componentes:
 - Luminaria led
 - Un poste
 - Brazo para luminaria
 - Estructura de montaje para los paneles fotovoltaicos
 - Paneles fotovoltaicos
 - Regulador de carga
 - Baterías
 - Cableado (conductores)
 - Gabinete metálico colgante, para contener la(s) batería(s) y el regulador de carga en compartimientos separados.
 - Fundación para montaje de poste.
- 2.6. Los paneles fotovoltaicos deberán proveer de toda la energía eléctrica necesaria para que el poste de alumbrado funcione desde el anochecer al amanecer.

- 2.7. El sistema debe proveer de iluminación las horas que sean necesarias independientemente de la época del año o la región en donde se instale asegurando niveles de iluminancia seguros desde el anochecer hasta el amanecer.
- 2.8. El poste de alumbrado fotovoltaico debe operar los 365 días del año durante toda la noche (desde el anochecer hasta el amanecer) en cualquiera de las zonas de radiación solar definidas por el Ministerio de Energía y debe estar previsto su funcionamiento normal en aquellas zonas complejas con alta nubosidad anual (zona costera) o baja radiación (zona austral).



- 2.9. El sistema deberá funcionar en óptimas condiciones aun cuando pasen dos días nublados consecutivos sin la radiación suficiente para que el sistema recupere su carga (autonomía de 28 horas de operación, lo que corresponde a dos noches de operación).
- 2.10. Los niveles de iluminancia horizontal mantenida deben cumplir lo establecido en el Decreto 51/2015, del Ministerio de Energía, Artículo 19 y 21.
- 2.11. El oferente debe entregar entre otros lo siguiente ítems:
- 2.11.1 Memoria de cálculo del sistema fotovoltaico.
 - 2.11.2 Suministro e instalación de luminarias con lámparas de tecnología led de última generación.
 - 2.11.3 Suministro e instalación de paneles fotovoltaicos autorizados por la SEC.
 - 2.11.4 Suministro e instalación de regulador de carga de batería.
 - 2.11.5 Memoria de Cálculo, suministro, cableado e instalación del banco de baterías.
 - 2.11.6 Memoria de Cálculo, suministro e instalación de estructura de montaje de los paneles fotovoltaicos.



- 2.11.7 Sistemas de anclaje anti robo para paneles fotovoltaicos (pernería y otros).
 - 2.11.8 Suministro e instalación del gabinete colgante.
 - 2.11.9 Memoria de Cálculo, suministro e instalación de poste y sistemas de anclaje.
 - 2.11.10 Todo lo necesario para la implementación total del sistema de iluminación (incluida pernería, anclajes, tuercas, etc.).
- 2.12.** Será responsabilidad del oferente verificar o levantar en terreno las distancias y superficies a iluminar.
- 2.13.** Así mismo éste debe conocer las características físicas del terreno, teniendo la obligatoriedad de los oferentes a visitar él o los condominios involucrados, previo a la presentación de la propuesta.
- 2.14.** Será responsabilidad del oferente entregar al término de la obra, los planos "corregidos" de acuerdo "a lo ejecutado" ("as built"). Estos deberán incluir plano de planta con la distribución de los postes, plano de detalle del poste, detalles de estructura de montaje de los paneles, detalle de gabinete metálico colgante, plano eléctrico del cableado interior del poste incluyendo detalles del regulador de carga, detalles de la luminaria y baterías instaladas.
- 2.15.** El oferente deberá disponer para la ejecución de los trabajos de personal idóneo y en la cantidad que la obra lo requiera. La supervisión e inscripción del proyecto estará a cargo de un instalador autorizado por SEC clase A o B. Además, se deberá apoyar para el diseño en personal especializado en energías renovables no convencionales.
- 2.16.** Junto con el presupuesto, se deberán presentar las especificaciones técnicas del proyecto, debidamente firmadas por el oferente.
- 2.17.** El oferente, en conocimiento de las especificaciones y de su experiencia en este tipo de obras, deberá estar en condiciones de entregar el trabajo terminado en el plazo requerido por SERVIU, de acuerdo al "programa de avance de las obras" y en la calidad que corresponde, deberá gestionar oportuna y anticipadamente las solicitudes de trámites.
- 2.18.** El oferente que se adjudique esta obra será responsable de realizar todas las coordinaciones necesarias con los residentes del o los condominios, a fin de que las obras se desarrollen oportunamente y de manera de no ocasionar inconvenientes que puedan afectar la seguridad de los residentes.
- 2.19.** El oferente deberá reponer zonas de pasto, radieres, veredas, etc. que resulten afectadas durante la ejecución de los trabajos. Además, deberá encargarse de retirar los escombros o tierra sobrante producto de la instalación de poste.



3. NORMATIVA APLICABLE

Las siguientes normas o decretos son aplicables dentro de la presente Especificación Técnica:

- 3.1 Decreto 43/2012, del Ministerio del Medio Ambiente: Establece norma de emisión para la regulación de la contaminación lumínica elaborada a partir de la revisión del Decreto N° 686 de 1998 del ministerio de economía fomento y reconstrucción.
- 3.2 Decreto 51/2015 del Ministerio de Energía: Aprueba reglamento de alumbrado público de bienes nacionales de uso público destinados al tránsito peatonal.
- 3.3 NCh 2369.Of2003 Norma Chilena Oficial de Diseño Sísmico de Estructuras e Instalaciones Industriales.
- 3.3 NCh 431-2010 Norma Chilena Oficial de Diseño estructural – sobre carga de nieve.
- 3.4 NCh 432.Of1971 Norma Chilena Oficial de Cálculo de la acción del viento sobre las construcciones.
- 3.5 Norma EN ISO 4892-2 Plásticos. Métodos de exposición a fuentes luminosas de laboratorio.
- 3.6 Nch 433.Of1996 mod. 2009 Norma Chilena Oficial de Diseño sísmico de edificios.
- 3.7 NCH 3346:2013 Norma Chilena Oficial de Recubrimiento de Galvanización en Caliente sobre piezas de Hierro y Acero
- 3.8 NCh 1079, Of. 2008 Norma Chilena Oficial de Arquitectura y construcción - Zonificación climático habitacional para Chile y recomendaciones para el diseño arquitectónico
- 3.9 Certificaciones internacionales para paneles fotovoltaicos: CE; TUV; IEC61215; IEC61730
- 3.10 Certificación de reciclaje PV CYCLE o similar.
- 3.11 DTO-51_30-DIC-2015
- 3.12 Norma 4 SEC: NCH Elec. 4/2003. Electricidad Instalaciones de Consumo en Baja Tensión

4. TERMINOLOGÍA

Condominios Sociales	Soluciones habitacionales tales como edificios de hasta 4 pisos que comparten áreas comunes tales como pasillos y escaleras y áreas públicas exteriores.
Sistema Fotovoltaico	Sistema de generación eléctrica conformado por los paneles fotovoltaicos, regulador de carga de batería, baterías.
Panel Fotovoltaico	Conjunto de celdas fotovoltaicas que producen electricidad cuando sobre ellas incide la radiación solar.
Regulador De Carga De Batería	Equipo electrónico encargado de regular la carga y descarga de las baterías.
Conector MC4	Conector asociado a la interconexión entre panel fotovoltaico.
Batería de ciclo profundo	Dispositivo de una o más celdas electroquímicas que pueden convertir la energía química almacenada en electricidad y viceversa, aptas para sistemas fotovoltaicos.
Ángulo de Acimut (A)	Es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y la dirección Norte. Vale 0° si coincide con la orientación Norte, es positivo hacia el Este y negativo hacia el Oeste. Si coincide con el Este su valor es +90° y si coincide con el Oeste su valor es -90°.
Ángulo de Inclinación (B)	Ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal. Su valor es 0° si el panel se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical.
CC	Corriente continua
CA	Corriente alterna



Luminaria	Equipo de iluminación constituido por carcasa, lámpara, circuitería interna y pantalla.
Lámpara	Bombilla o unidad led emisora de luz.
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustible

5. CARACTERÍSTICA GENERALES DEL POSTE DE ALUMBRADO FOTOVOLTAICO

5.1. SUMINISTRO DE ENERGÍA

El suministro de energía estará dado por el sistema fotovoltaico, siendo esta la única fuente de alimentación del poste de alumbrado fotovoltaico. La energía recolectada durante el día deberá ser almacenada en baterías para ser utilizadas durante la noche.

5.2. ALIMENTADORES

El oferente suministrará y montará los alimentadores entre:

- Entre las baterías y la salida de las baterías al regulador
- Entre los paneles fotovoltaicos y la entrada al regulador
- Entre la luminaria y la salida del regulador

Todos los tramos deberán ser dimensionados para cumplir con la caída de tensión máxima de 1,5 %, exigido en el punto 6 de la presente Especificación Técnica.

5.3. DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

La distribución de la energía se realizará en corriente continua no superior a 24 VCC (nominales).

5.4. LUMINARIAS

Definición de Luminaria

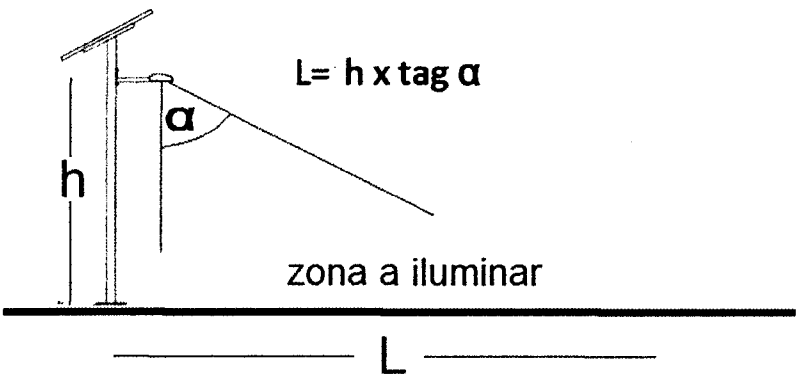
Son aparatos que distribuyen, filtran o transforman la luz emitida por una lámpara y que contienen todos los accesorios necesarios para fijarlas, protegerlas y conectarlas al circuito de alimentación eléctrica, desempeñando por tanto una triple función fotométrica, mecánica y eléctrica. A nivel fotométrico, estos aparatos son responsables del control y la distribución de la luz emitida por la lámpara.

En el caso de los proyectores podemos encontrar diferentes configuraciones que van desde fotometrías muy concentradas hasta aquellas que, con un desplazamiento de la lámpara, se consigue llegar a largas distancias sin inclinar los proyectores (proyector asimétrico).



- 5.4.1. El oferente debe incluir en su propuesta el suministro y montaje de todas las luminarias del proyecto.
- 5.4.2. El proyecto solo debe considerar luminarias con lámparas de tecnología led de última generación y máxima eficiencia.
- 5.4.3. Las lámparas deben ser de tecnología led con una eficiencia mínima de 90 lúmenes/W o la que establezca la autoridad competente y un ángulo de apertura de al menos 160°.
- 5.4.4. La potencia máxima de consumo total de la luminaria no podrá ser superior a 35 watt, incluido el dispositivo interno de regulación de voltaje.
- 5.5. La clasificación del Tipo de Alumbrado para Vías de tránsito peatonal o aceras debe realizarse según Tabla I. "Clase de alumbrado de las Vías para el tránsito peatonal" del mencionado Decreto 51/2015, Artículo 19. Para el alcance de estas EETT, la clase de alumbrado será de los tipos: P4, P5, P6 según corresponda.
- 5.6. Espacios públicos destinados a facilitar la reunión de personas tales como plazas, parques, jardines, áreas abiertas peatonales, zonas de juegos y máquinas de ejercicios: Deben cumplir con una iluminancia horizontal mantenida, media de 25 Lux y mínima de 5 Lux en toda la superficie iluminada de los mismos.
 - 5.6.1. La temperatura de color de la lámpara deberá cumplir con el rango de los 4000 a 6500°K excepto en regiones de interés astronómico, que debe cumplir con el D.S. 43/2012, mencionado precedentemente.
 - 5.6.2. La luminaria deberá asegurar una Vida útil >30.000 horas, lo cual deberá ser debidamente certificado por el oferente.
 - 5.6.3. Las luminarias deberán cumplir con requisitos de seguridad referentes al aislamiento eléctrico, grado de protección contra el polvo y el agua de al menos IP65. El oferente deberá informar el grado de seguridad mecánica (IK).
 - 5.6.4. El material del cuerpo de la luminaria deberá ser de aluminio con tratamiento anticorrosivo.
 - 5.6.5. El material transparente que protege la lámpara y reflector de la luminaria deberá ser de vidrio templado.
 - 5.6.6. El diámetro del brazo deberá ajustarse perfectamente al diámetro de la fijación previsto por la luminaria.
 - 5.6.7. La luminaria deberá incluir un proyector cuyo haz principal vertical es asimétrico, es decir, la intensidad máxima de la luz es enviada hacia delante con un ángulo de asimetría α estando el proyector sin inclinación (vidrio paralelo al suelo) y la proyección del ángulo deberá pasar por debajo de cualquier ventana de fachada. (requisito valido para las regiones no mencionadas en el D.S. 43/2012)

5.6.8. La asimetría y la altura (h) del proyector deberá estar acorde con la longitud (L) del área a iluminar frente a cada proyector de forma que $h \times \tan \alpha \approx L$.



5.7. Existe un límite técnico y práctico para el ángulo α que es de 70° (por encima de este valor es imposible controlar la luz sobre el horizonte y el efecto deslumbramiento a vecinos y usuarios de la instalación).

5.8. LUMINARIAS EN SECTORES DE INTERÉS ASTRONÓMICO

Los proyectos ejecutados en las Regiones de Antofagasta, Atacama y Coquimbo deben cumplir con lo dispuesto en el D.S. 43 /2012, mencionado precedentemente, a fin de prevenir la contaminación lumínica de los cielos nocturnos, se espera conservar su calidad actual, mejorar su condición y evitar su detrimento futuro.

REQUISITOS PARA LAS LUMINARIAS EN REGIONES DE INTERÉS ASTRONÓMICO

5.8.1. Las luminarias deberán cumplir las exigencias dispuestas en el D.S. 43/2012, y deberán adjuntar el certificado de aprobación correspondiente al protocolo de análisis y ensayo de producto eléctrico para la determinación del cumplimiento de protección de la contaminación lumínica D.S. N° 43 DE 2012 MMA (PLC N°2).

5.9. OBRAS CIVILES

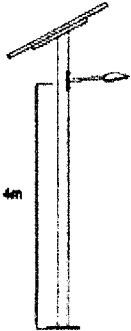
El oferente ejecutará todas las obras civiles que se requieran para la instalación de los postes de alumbrado fotovoltaicos. Esto implica estructura de montaje de paneles fotovoltaicos en el extremo superior del poste, suministro e instalación de poste, anclaje e instalación de gabinete colgante de baterías.

5.9.1. Sobre la Estructura de soporte de los paneles fotovoltaicos

- a. La estructura de soporte de los paneles fotovoltaicos deberá estar construida en perfiles de acero galvanizado en caliente o aluminio anodizado.
- b. El oferente deberá entregar memoria de cálculo para la estructura de soporte de los paneles fotovoltaicos que será adosada en el extremo del poste, la cual deberá cumplir con todas las normas de referencias descritas en punto 3 de la presente EETT y ser ajustable en azimut en terreno.
- c. Las cargas proporcionadas por factores climáticos deben estar considerada y ajustadas a la zona en donde se instale el poste con su estructura de paneles.
- d. Junto con la o las memorias de cálculo, el oferente deberá entregar los planos del proyecto y los planos “as-built”.

5.9.2. Sobre los postes.

- a. Los postes de alumbrado fotovoltaico deberán ser de acero galvanizado en caliente con una extensión de brazo dependiendo del lugar de uso.
- b. La altura de los postes fotovoltaicos al interior de los condominios deberá ser de 4m desde la base hasta la luminaria.

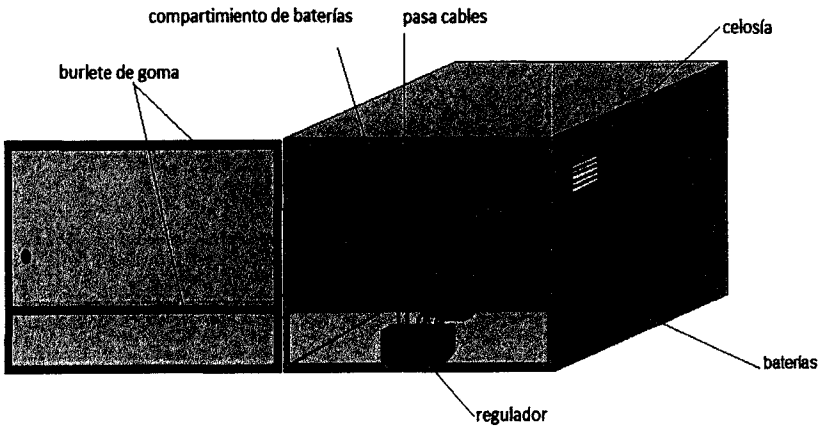


- c. El espesor podrá ser de 3 mm con un diámetro de 5 pulgadas o espesor de 5mm con un diámetro de 4 pulgadas, el cual deberá ser validado por un cálculo estructural, firmado por un profesional competente.
- d. El sistema de anclaje podrá ser flanche con pernos de anclaje o empotrado en hormigón. Las dimensiones y secciones del anclaje, y la resistencia mecánica del hormigón deberán ser indicadas y validadas por un cálculo estructural, firmado por un profesional competente mencionado en la memoria de cálculo.
- e. El poste deberá llevar una placa metálica apernada al poste a una altura que permita identificarla fácilmente, la placa deberá ser actualizada cuando se realice un cambio de baterías o de luminaria, en la cual se indique lo siguiente:

Potencia de luminaria	--- [W]	Fecha de puesta en servicio de la luminaria	DD-MM-AAAA
Vida útil esperada de la batería	--- [años]	Fecha de puesta de servicio de la batería	DD-MM-AAAA
Número de poste	---	Identificación de la empresa de post venta	
Potencia fotovoltaica	--- [W]	Tipo de luminaria	

5.10. GABINETE PARA INSTALAR LAS BATERIAS.

- a. Este gabinete deberá tener el volumen necesario para contener las baterías del proyecto.
- b. El regulador se deberá instalar dentro del gabinete colgante, dentro de un compartimento perfectamente aislado del área de las baterías con el objetivo de evitar el ingreso de gases emanados por el funcionamiento de las baterías.





- c. El gabinete colgante debe presentar como mínimo IP55.
- d. Deberá contar con aislación térmica por todas sus caras interiores (laterales, superior e inferior), de poliestireno expandido de 50 mm de espesor y densidad de 15 a 20 kg/m³.
- e. El gabinete debe incluir ventilación natural cruzada a través de celosías con filtros anti-polvo.
- f. El gabinete colgante de baterías deberá ser de acero de 2 mm de espesor, electro galvanizado en caliente y con cerradura en la puerta.
- g. Este gabinete debe estar soldado al poste con los refuerzos que admita el peso de las baterías a instalar, según cálculo estructural, firmado por un profesional competente.

6. CALCULOS JUSTIFICATIVOS

6.1. PÉRDIDAS DE VOLTAJE

$$V_p = \frac{0,018 \times I_d \text{ máx} \times 2 \times L}{S}$$

- Vp : Voltaje de pérdida en volts.
- Id máx : Corriente de carga en Amperes.
- L : Longitud del conductor.
- S : Sección del conductor.

Nota: Las pérdidas de tensión no deben superar el 1,5%.

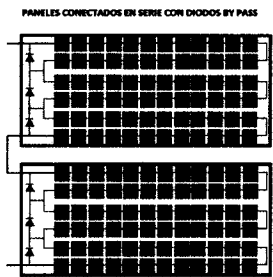
7. DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS Y SUS INSTALACIONES

7.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

- 7.1.1. Se entiende como sistema fotovoltaico al conjunto conformado por paneles fotovoltaicos, regulador de carga, baterías, luminaria y cableado eléctrico en corriente continua.
- 7.1.2. El sistema fotovoltaico deberá proveer de toda la energía necesaria para alimentar los postes de alumbrado, los 365 días del año, indistintamente del nivel de radiación mínimo esperado para la ubicación geográfica donde se instale.

7.2. SOBRE LOS PANELES

- 7.2.1. Los paneles a instalar deben ser celdas monocristalinas y policristalinas, descartándose el uso de panel de inferior eficiencia.
- 7.2.2. Cuando el controlador de carga sea del tipo PWM, se debe utilizar Para 12 Volt nominales del banco de baterías, paneles solares de 36 celdas y Para 24 Volt nominales del banco de baterías, paneles solares de 72 celdas, (2 de 36 celdas en serie).
- 7.2.3. Los paneles deberán contar con certificaciones internacionales CE; TUV; IEC61215; IEC61730; PV CYCLE o similar.
- 7.2.4. Todos los paneles fotovoltaicos deben ser nuevos del mismo tipo y modelo.
- 7.2.5. Los paneles deberán estar autorizados por la SEC, para ser utilizado en instalaciones de generación eléctrica, lo cual deberá ser acreditado por la Resolución Exenta correspondiente que acredite su cumplimiento.
- 7.2.6. Los paneles fotovoltaicos deben incorporar diodos de bloqueo para aislar unidades sombreadas. El montaje de los módulos debe ser en horizontal privilegiando de esta manera el correcto funcionamiento de los diodos.



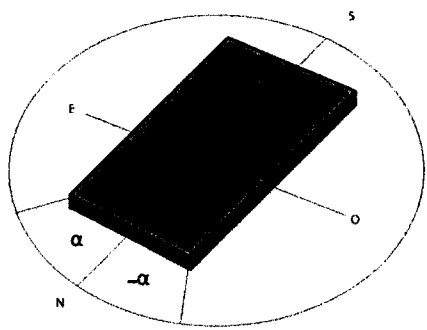
- 7.2.7. La conexión entre paneles deberá hacerse a través de conectores tipo MC4 y MC4 paralelo.



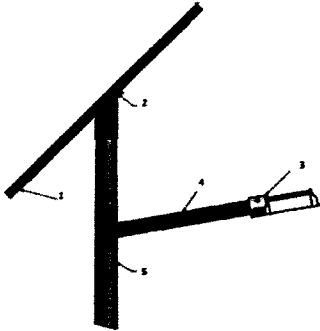
- 7.2.8. Para proyectos que se emplacen en las zonas norte litoral (NL), central litoral (CL) y sur litoral (SL) (según NCh 1079, Of. 2008), los paneles fotovoltaicos deberán tener la certificación IEC 61701 "Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules, de resistencia del panel fotovoltaico al ambiente salino. El poste de acero galvanizado en caliente debe incluir una pintura de poliuretano y contar con varillas de protección anti aves en la parte superior del marco de estructura de los paneles, en el brazo de la luminaria, en la luminaria, y en todo perfil o ángulo que pueda servir para que se posen aves, sin que este elemento pueda provocar sombras sobre los paneles u obstruir la iluminación de la luminaria.
- 7.2.9. Los paneles fotovoltaicos deberán ser instalados sobre la estructura de montaje, en el extremo del poste.

7.3. SOBRE EL AZIMUT, LA INCLINACIÓN Y ESTRUCTURA DE MONTAJE

- 7.3.1. Los paneles fotovoltaicos deberán instalarse en el extremo superior del poste orientado hacia el norte, admitiéndose desviaciones de $\pm 5^\circ$ desde este punto cardinal.



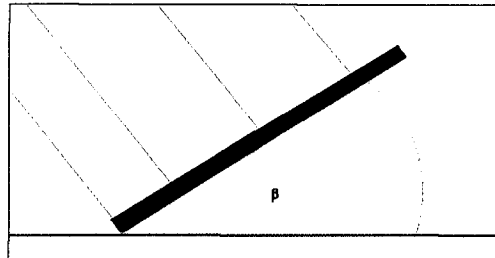
- 7.3.2. La estructura de montaje de los paneles debe ser ajustable en azimut en terreno para así poder orientar la luminaria en la posición que se desee sin que su posición dependa de la orientación de los paneles.



Paneles solares (1) montados sobre estructura de montaje (2) la cual deberá ser regulable en azimut en terreno e inclinación fija (ver punto 7.3.4). La luminaria (3) se montará al poste a través de un brazo (4) soldado o apernado al poste, poste de acero galvanizado en caliente (5).

- 7.3.3. La ubicación seleccionada del poste deberá estar sin proyección de sombras dentro de las horas de mayor radiación solar, cualquier día del año. Debe evitarse la sombra parcial o total de la superficie de los paneles fotovoltaico, ya que esto reduce de manera importante su generación. Además la ubicación más apropiada dentro del espacio debe ser seleccionada y justificada con software de radiación solar “Explorador Solar 3” disponible en <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/>. Adicionalmente se debe incluir set fotográfico con capturas a distintas horas del día (mañana, medio día, tarde) para demostrar que no existen elementos constructivos o árboles que den sombra a los paneles.
- 7.3.4. La inclinación de los paneles con respecto al plano horizontal para las diferentes regiones del país son las siguientes:

REGION	CIUDADES	LATITUD	LATITUD	INCLINACION
Arica	Arica	-18.01°	-70.0575°	20°
Tarapacá	Iquique	-20.2549°	-70.1051°	40°
Antofagasta	Calama	-23.7115°	-68.9051°	30°
Antofagasta	Antofagasta	-23.7285°	-70.3345°	40°
Aconcagua	Quilbo	-30.1011°	-71.3123°	45°
Coquimbo	Coquimbo	-30.0184°	-71.3287°	50°
Valparaíso	Valparaíso	-33.4511°	-70.5291°	45°
Metropolitana	Santiago	-33.4529°	-70.6201°	45°
O'Higgins	Concepción	-35.7404°	-70.7091°	45°
Maule	Talca	-35.41°	-71.6089°	45°
Bío Bío	Concepción	-36.8773°	-73.0171°	45°
Araucanía	Temuco	-38.7656°	-72.5427°	45°
Los Rios	Valdivia	-39.303°	-73.2453°	60°
Los Lagos	Puerto Montt	-41.4606°	-73.0042°	60°
Aysén	Puerto Montt	-43.072°	-73.2725°	60°
Magallanes	Punta Arenas	-53.0193°	-70.9277°	60°



7.3.5. La inclinación de los paneles fotovoltaicos, no admite tolerancia dentro de su instalación.

7.3.6. El proyecto deberá incluir el cálculo estructural que valide la instalación de la estructura y el peso de los paneles a instalar en cualquiera de los escenarios posibles (ej. Escenarios de nieve y/o viento y en condiciones estándares).

7.3.7. Las estructuras utilizadas para soportar los paneles fotovoltaicos deberán cumplir con los siguientes requisitos:

- a. Las estructuras deberán ser de aluminio anodizado o acero galvanizado en caliente.
- b. Para la sujeción de los paneles a la estructura de soporte, se deberá emplear pernería de acero inoxidable A2 DIN/ISO en aplicaciones comunes y A4 DIN/ISO en las zonas norte litoral (NL), central litoral (CL) y sur litoral (SL), según NCh 1079, Of. 2008.
- c. La estructura de soporte deberá ser fija en inclinación, favoreciendo siempre la mayor producción de energía en el mes de menor radiación, pero ajustable en azimut. Una vez orientado los paneles en azimut la estructura deberá ser asegurada con pernos de sujeción de tal modo de impedir su rotación por la acción del viento.
- d. Las estructuras deberán contar con un sistema que dificulte el robo o desmonte de paneles. Para estos fines se podrán utilizar, por ejemplo, pernos antirrobo. No se permiten estructuras del tipo sobrepuestas o ajustadas por gravedad.
- e. Para la instalación de la estructura se debe seguir en todo momento las instrucciones del fabricante.

7.4. SOBRE LOS REGULADORES DE CARGA DE BATERÍA

7.4.1. El regulador deberá detectar automáticamente la tensión del conjunto de baterías.

7.4.2. La tensión del conjunto de paneles deberá ser suficiente para cargar el banco de baterías, en cualquier punto del estado de carga de la batería.



- 7.4.3. La capacidad de corriente en la entrada del regulador debe ser al menos 1,25 veces la intensidad de corriente máxima generada por el conjunto de paneles fotovoltaicos.
- 7.4.4. La corriente nominal de salida del regulador debe ser la suficiente para asegurar el correcto funcionamiento de los consumos.
- 7.4.5. El regulador de carga debe disponer de control de carga con compensación de temperatura.
- 7.4.6. El regulador permitirá seleccionar el nivel de descarga máximo de las baterías según el tipo de baterías y de ciclos de vida.
- 7.4.7. El regulador debe advertir rápidamente la entrada en el régimen de descarga por debajo del valor admitido y debe desconectar el consumo del regulador al traspasar este umbral.
- 7.4.8. El regulador debe incluir al menos las siguientes protecciones:
- Contra sobrecarga.
 - Contra descarga de baterías.
 - Contra polaridad inversa de los paneles.
 - Contra polaridad inversa de las baterías.
 - Contra cortocircuitos de salida.
- 7.4.9. Las siguientes indicaciones de estado deben incluirse:
- Indicador de tensión de batería.
 - Indicador de tensión de panel.
 - Indicador de fase de carga.
 - Indicador de carga activa.
 - Indicador de carga apagada.
 - Indicadores de sobrecarga/ cortocircuito.
- 7.4.10. El regulador de carga debe contar con la función de encendido crepuscular para así controlar el encendido y apagado de la luminaria automáticamente.
- 7.4.11. Se deberá utilizar terminales de puntillas en todos los conductores que ingresen o salgan del regulador de carga.
- 7.4.12. El regulador de carga a instalar debe contar con una garantía de fábrica de al menos 5 años.
- 7.4.13. El regulador de carga a instalar debe tener Servicio Técnico en Chile.

7.5. SOBRE LAS BATERÍAS

- 7.5.1. Las baterías deben ser del tipo ciclo profundo y de libre mantenimiento.
- 7.5.2. Las baterías pueden ser de GEL selladas, (OPZ) o superior.
- 7.5.3. No se deben utilizar baterías para automóviles o camiones dentro de las instalaciones del sistema fotovoltaico.
- 7.5.4. Todas las baterías deben ser nuevas del mismo modelo, marca y capacidad.
- 7.5.5. El sistema de respaldo (banco de baterías) debe tener una vida útil mínima de 1.800 ciclos de carga trabajando a un régimen de descarga del 30% como máximo, la vida útil de la batería en estado de flotación debe ser desde 10 años a 20° C.
- 7.5.6. Las baterías deben instalarse en un compartimento a prueba de agua y temperaturas extremas en su interior.
- 7.5.7. El compartimento donde se instalen las baterías debe permitir la aireación interna sin que esto implique la posibilidad de que entre agua o polvo a su interior.
- 7.5.8. El regulador de carga deberá estar instalado en el mismo gabinete que las baterías, pero en un compartimento separado como se indica en la figura del punto 5.7 b de la presente EETT.
- 7.5.9. Para el cableado entre baterías se deberá utilizar cable de cobre blando, extra flexible, de aislación en base a polietileno reticulado (XLPE) y chaqueta de PVC de preferencia colores rojo (+) y negro (-). Se acepta el marcado de cables (rojo/negro) sino se dispone de cables de colores, no siendo inferior a 25 mm².
- 7.5.10. Deben usarse conectores compatibles con los bornes de la batería y su apriete debe estar ajustado al torque definido por el fabricante.
- 7.5.11. Las baterías deben cumplir las normativas CE y UL, los recipientes deben ser resistentes al fuego.
- 7.5.12. Garantía mínima de 2 años.

7.6. SOBRE EL CABLEADO Y CANALIZACIONES.

- 7.6.1. Los conductores positivos y negativos deberán ser canalizados por el interior del poste y para su ingreso a este deberá utilizarse pasa cable de sección acorde con la sección de los conductores.



- 7.6.2. Solo se admitirán conductores mono polares.
- 7.6.3. Los conductores positivos y negativos se conectarán a los paneles con conectores tipo MC4 y de al menos grado IP 67.
- 7.6.4. Al conectarse paneles en paralelo deberán utilizar conectores MC4 tipo paralelo cuya capacidad es 50A, no se aceptan conectores tipo MC4 paralelos que soporten menos amperaje.
- 7.6.5. El cableado deberá tener un aislamiento del tipo HO7BQ-F o equivalente y adicionalmente resistir la exposición a los rayos Uv, de acuerdo a la norma EN ISO 4892-2.
- 7.6.6. El cableado debe tener una sección tal que soporte al menos 1,25 veces la corriente máxima generada por el arreglo fotovoltaico.
- 7.6.7. 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 al 1,5 %, no siendo su sección inferior a 4 mm².
- 7.6.8. Todos los tramos entre el controlador y la luminaria, entre el controlador y las baterías y entre el controlador y los paneles fotovoltaicos no podrá ser menor a 6 mm².
- 7.6.9. Los conductores utilizados serán de cobre estañado para 1 kV en CA y 1,8kV en CC, y deberán resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica.

8. OTROS REQUERIMIENTOS

El oferente será responsable hasta la recepción final de la obra, por parte de SERVIU, de la condición en que se encuentren los equipos y materiales instalados, debiendo reemplazar sin costos aquellos que resulten dañados durante este período, por causas atribuibles a su responsabilidad.

Daños a la propiedad privada, asociados a los trabajos realizados por el oferente, deberán ser reparados a satisfacción de los afectados, sin que esto signifique un costo para el SERVIU.

9. TRANSPORTE Y MONTAJE DE PANELES Y EQUIPOS

- 9.1. El oferente deberá incluir en su cotización el transporte de todos los materiales, equipamientos, paneles fotovoltaicos, luminarias y postes hasta el lugar de su instalación, independiente de la ciudad de destino.
- 9.2. El oferente será el encargado de ejecutar todas las actividades contempladas para el desplazamiento, montaje y anclaje de los postes de alumbrado fotovoltaico.



- 9.3. El montaje se hará siguiendo estrictamente las recomendaciones del fabricante, considerando que el poste de alumbrado y su equipamiento involucrado debe quedar instalado de acuerdo a normas y en servicio, en condiciones óptimas de funcionamiento.
- 9.4. En general, para los postes de alumbrado, equipamientos principales, y obras civiles que sean necesario ejecutar, el oferente deberá desarrollar la ingeniería de detalle necesaria, la que incluye planos de detalles y cálculos estructurales para su instalación.
- 9.5. Previo al montaje de los paneles y equipos, las obras civiles donde éstos quedarán instalados deberán estar totalmente terminadas, limpias y aptas para montar el poste de alumbrado.
- 9.6. El trabajo de montaje de cualquier equipo, además de las labores propias de montaje (instalación, nivelación, conexión, etc.), incluyen una revisión completa de los componentes, reapriete de pernos estructurales y de conexión, revisión de los alambrados, de acuerdo a plano, y en general una inspección global que permita realizar una oportuna reclamación al fabricante del equipo.

10. DOCUMENTOS A PRESENTAR

10.1. Al momento del ingreso del proyecto a SERVIU.

Se deberá presentar la siguiente información del proyecto:

- a. Formulario de Presentación de Proyectos (contenido en Antecedentes).
- b. Simulación del sistema fotovoltaico propuesto, el cual debe incluir a lo menos: Esquema eléctrico del poste fotovoltaico, análisis de sombra.
- c. Ficha técnica de la estructura de soporte de los paneles fotovoltaicos, garantía del fabricante y declaración o certificado del fabricante donde se puede verificar que el producto cumple con la normativa chilena vigente.
- d. Plano de emplazamiento en planta de los postes a instalar.
- e. Plano de detalle del poste, brazo de luminaria, gabinete colgante y sistema de anclaje.
- f. Memoria de cálculo de la estructura de montaje de paneles y anclaje de poste.
- g. Listado de equipos con sus respectivas especificaciones técnicas e instrucciones de instalación de todos los componentes en idioma español (emitidas por el fabricante).
- h. Certificados correspondientes.



10.2. Al finalizar la ejecución del proyecto

Una vez termina la ejecución de las obras y previo a su recepción por parte de SERVÍU, el oferente deberá entregar la siguiente documentación, en formato digital más una copia en papel de:

- a. Toda la información solicitada en el punto 10.1.
- b. Garantía de operación de la instalación fotovoltaica por un período de, al menos, 1 año.
- c. Presentar documento de garantía de potencia de salida, al año 25 después de la puesta en operación, igual o superior al 80% de la potencia máxima del panel.
- d. Presentar documento de Garantía de fabricación de al menos 10 años para los paneles y 5 años para los reguladores y de 2 años para baterías.
- e. CD con toda la documentación anterior digitalizada por proyecto.

11. CAPACITACIÓN

Se deberá llevar a cabo una capacitación, a los habitantes de los condominios, que considere las siguientes actividades:

- 11.1. Presentación del proyecto en funcionamiento a los residentes de los condominios sociales.
- 11.2. Visita a las instalaciones.
- 11.3. Revisión y detección visual de fallas en el correcto funcionamiento del sistema.

12. MANTENCIÓN

El oferente debe entregar un programa de mantención, el cual pueda ser ejecutado al término de la instalación, durante la operación del proyecto, a contratar por los beneficiarios. Debe incluir la elaboración de un programa de mantención de acuerdo a las siguientes bases:

- a.- Definición de un Plan de Mantenimiento Preventivo que indique la periodicidad para efectuar rutinas de limpieza, indicaciones para la eliminación de sombras cercanas tales como poda de árboles y chequeos simples con el fin de verificar el funcionamiento de cada poste de alumbrado fotovoltaico.
- b.- Mantenimiento correctivo, con proposición del responsable del proyecto. Esta mantención debe estar asociada a la boleta de garantía de correcta ejecución de obras, a ejecutar por el responsable del proyecto.

13. ANTECEDENTES

FORMULARIO DE PRESENTACIÓN DE PROYECTO POSTES DE ALUMBRADO FOTOVOLTAICOS	
Nombre EP	
Nombre Empresa Constructora	
Nombre del proyecto	

Módulos Fotovoltaicos	
Marca	
Modelo	
Tecnología de la célula fotovoltaica	
Potencia Módulo (STC) [W]	
Tolerancia a la potencia %	
Años de garantía del fabricante [años]	
Potencia de salida, al año 25 después de la puesta en operación, en porcentaje respecto de la potencia máxima del módulo [%]	
Cantidad de módulos	
Certificado IEC 61701 (cuando corresponda)	
Certificación PV CYCLE o similar	
N° Resolución Exenta SEC para los módulos	
Servicio técnico en Chile	

La información indicada deberá estar respaldada por la información que provee el fabricante. Adjuntar especificaciones técnicas del fabricante **para la marca y modelo propuesto** en idioma español.

Reguladores	
Marca	
Modelo	
Máxima corriente de carga[A]	
Máxima corriente de consumo [A]	
Grado de protección IP	
Rango de temperatura Ambiente [°C]	
Programacion del porcentaje de descarga de la batería	
Años de garantía del Fabricante [años]	
Datos de contacto servicio técnico en Chile (nombre, dirección, teléfono, correo electrónico, etc)	
Servicio técnico en Chile	

La información indicada deberá estar respaldada por la información que provee el fabricante. Adjuntar especificaciones técnicas del fabricante **para la marca y modelo propuesto** en idioma español.

Baterías	
Marca	
Modelo	
Capacidad [Ah]	
Tipo de batería (GEL, OPZ)	
Baterías de libre mantenimiento	
Años de garantía	
Servicio técnico en Chile	

La información indicada deberá estar respaldada por la información que provee el fabricante. Adjuntar especificaciones técnicas del fabricante **para la marca y modelo propuesto** en idioma español.

Luminarias	
Marca	
Modelo	
Potencia [w]	
Tipo de lámpara	
Eficiencia mínima de 90 lúmenes/W	
Horas de operación	
Tipo de reflector	
Años de garantía	
Servicio técnico en Chile	

La información indicada deberá estar respaldada por la información que provee el fabricante. Adjuntar especificaciones técnicas del fabricante **para la marca y modelo propuesto** en idioma español.

Estructura de Soporte y sistema de anclaje	
Marca	
Modelo	
Material de la estructura	
Clasificación de acero inoxidable de la pernería (A2 o A4)	
Años de garantía	
Sistema de anclaje propuesto	
Servicio técnico en Chile	

La información indicada deberá estar respaldada por la información que provee el fabricante. Adjuntar especificaciones técnicas del fabricante **para la marca y modelo propuesto** en idioma español.

14. ANEXOS

14.1. Diseño básico sugerido de dimensionamiento.

Dimensionamiento estándar para Chile (Potencia de 300W)		
Equipo	Capacidad (W)	Volaje (V)
Luminaria	35W (2)	12 o 24
Batería	320 ah (3)	12 o 24
Controlador	20A (1)	12 o 24
Potencia del módulo fotovoltaico (W/m²)		
Región	Capacidad	Volaje (W/m²)
Arica y Parinacota	Arica	157
Tarapacá	Iquique	157
Antofagasta	Calama	108
Antofagasta	Antofagasta	133
Atacama	Copiapó	144
Coquimbo	Coquimbo	216
Valparaíso	Valparaíso	288
Metropolitana	Santiago	216
O'Higgins	Rancagua	216
Maule	Talca	288
Biobío	Concepción	288
Araucanía	Temuco	432
Los Ríos	Valdivia	432
Los Lagos	Puerto Montt	346
Aysén	Coyhaique	576
Magallanes	Punta Arenas	576
Nota: El dimensionamiento estándar debe ser instalado y confeccionado, siguiendo en todo momento los requerimientos del presente documento		
(1): Amperaje recomendado para la potencia de modulo máxima expresado en la tabla. El amperaje del controlador puede ser menor si la potencia del modulo es menor.		
(2): La potencia de la luminaria es fija para todo el territorio no superior a la expresada en la tabla.		
(3): La capacidad del banco de baterías no puede ser inferior al valor indicado en la tabla.		

14.2. POSTE REFERENCIAL CON GABINETE COLGANTE

