Escuela Politécnica Superior de Linares

Grado en Ingeniería Eléctrica

Universidad de Jaén

Escuela Politécnica Superior de Linares

INSTALACIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES EN VIVIENDA UNIFAMILIAR AISLADA

Alumno: **Miguel Ángel García Ruiz**

Tutor: D. Manuel Gómez González
Depto.: Departamento de Ingeniería Eléctrica

Septiembre, 2018

Contenido

1. Introducción 6

2. Objetivos 6

3. Alcance del proyecto 7

3.1 Motivación y justificación del proyecto. 7

4 Bibliografía, normativa y documentos relacionados: 9

4.1 Normativa: 9

4.2 Bibliografía: 10

4.3 Páginas web consultadas: 10

5 Software utilizado: 10

6 Instalaciones Eléctricas Fotovoltaicas: 11

6.1 Módulos fotovoltaicos: 14

6.2 Estructura de soporte: 16

6.3 Reguladores de carga: 19

6.4 Acumuladores (Baterías): 20

6.5 Inversor: 23

6.6 Protecciones: 24

6.7 Sistema de monitorización: 24

6.8 Cableado: 25

7 Instalaciones solares térmicas: 26

7.1 Captadores: 27

7.2 Acumulador: 31

7.3 Circuito hidráulico: 33

7.4 Vaso de Expansión: 33

7.5 Sistema auxiliar: 34

7.6 Bomba de circulación: 36

7.7 Tuberías: 37

8 Datos generales de la vivienda: 39

8.1 Características constructivas: 39

8.2 Localización: 39
9 Datos de partida: 41
9.1 Previsión de cargas de la instalación: 41
9.2 Previsión de demanda de ACS: 42
9.3 Aportación solar en la zona: 42
10 Resumen de las instalaciones: 50
11 Incentivos. Agencia Andaluza de la Energía: 53
ANEXOS A LA MEMORIA: 57
Anexo 1: Cálculos y definición de los aparatos de la instalación fotovoltaica: 59
1 Pérdidas por orientación e inclinación: 59
2 Pérdidas por sombras: 62
3 Paneles solares fotovoltaicos: 62
4 Regulador: 65
5 Acumulador: 68
6 Inversor: 72
7 Estructura de montaje de los paneles: 74
8 Sistema de supervisión: 77
9 Cálculo de secciones 82
10 Protecciones en continua: 94
11 Puesta a tierra. 104
Anexo 2: Cálculos y definición de los aparatos de la instalación solar térmica: 108
1 Pérdidas por orientación e inclinación 108
2 Pérdidas por sombras: 108
3 Método de Cálculo: 108
4 Captador solar y sistema termosifónico: 119
5 Fluido caloportador: 122
6 Vaso de expansión: 122
7 Sistema auxiliar: 126
8 Sistema hidráulico: 130

Anexo 3: Índice de tablas. 133
Anexo 4: Índice de ilustraciones. 135
PLANOS Y ESQUEMAS: 138
PRESUPUESTO Y PERIODOS DE AMORTIZACIÓN. 146
1 Presupuestos: 146
2 Periodo de amortización de la instalación fotovoltaica: 150
3 Periodo de amortización de la instalación solar térmica: 154
4 Conclusión instalación de energías renovables: 158
CONDICIONES DE SEGURIDAD E HIGIENE DURANTE LA OBRA: 159
PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS PARA INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS AISLADAS DE RED 161
Anexo I PCT instalaciones FV aisladas de la red: Dimensionado del sistema fotovoltaico 188
I. Estimación del consumo diario de energía 188
II. Dimensionado del sistema 189
Anexo II PCT instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red: Documentación que se debe incluir en las memorias 195
1. Consumo diario de energía eléctrica 196
2. Dimensionado del generador 197
3. Dimensionado final del sistema 198
PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES DE BAJA TEMPERATURA 199
Anexo I PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Normativa de aplicación y consulta 233
Anexo II PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Definiciones 236
Anexo III PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Pruebas y documentación 242
Anexo IV PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Cálculo de demandas energéticas 250

Anexo V PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación 256

Anexo VI PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Cálculo de pérdidas de radiación solar por sombras 260

Anexo VII PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Componentes 270

Anexo VIII PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Condiciones de montaje 289

Anexo IX PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Requisitos técnicos del contrato de mantenimiento 297

Anexo X PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Tablas de temperaturas y radiación: 306

Anexo XI PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Métodos de cálculo 317

MEMORIA Y ANEXOS:

1. Introducción

En este proyecto que se presenta se van a diseñar 2 sistemas:

-Un sistema de generación eléctrica fotovoltaico

-Un sistema de generación de ACS solar térmico.

Estos dos sistemas se implementarán en una vivienda aislada de la red eléctrica, de forma que satisfagan la demanda energética de esta.

En primer lugar, se calcularán las necesidades energéticas de la vivienda (demanda eléctrica y térmica diaria), teniendo en cuenta todos los condicionantes del proyecto (ubicación, periodo de diseño, tamaño de la vivienda, personas que la van a habitar…). Posteriormente procederemos a dimensionar tanto el sistema fotovoltaico como el solar térmico.

A este proyecto se adjuntarán los esquemas, planos, pliego de condiciones y presupuesto necesarios.

Se han desarrollado una serie de anexos que complementarán los contenidos de la memoria, entre los cuales se incluyen los cálculos que han sido necesarios para dimensionar cada elemento de la instalación, adjuntándose las hojas de características correspondientes a cada aparato.

2. Objetivos

Se busca dimensionar una instalación con la finalidad de abastecer energéticamente (electricidad y ACS) una vivienda unifamiliar aislada mediante sistemas que aprovechen la energía solar. Este es un proyecto desarrollado con carácter meramente académico, con el fin de llevar a práctica los conocimientos adquiridos en el Grado de Ingeniería Eléctrica.

Se requiere que este proyecto cumpla toda la normativa referente a las instalaciones que se van a tratar, tales como el Código Técnico de la Edificación, el Reglamento Electrotécnico de baja tensión, el Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios, así como la norma UNE-EN 157001, que dicta los criterios generales para la elaboración de los documentos que componen un proyecto técnico.

3. Alcance del proyecto

Este proyecto tiene como objetivo el cálculo, diseño y determinación de los materiales que necesitaremos para dotar a una vivienda unifamiliar aislada de la red y alejada del núcleo urbano de la energía eléctrica y térmica necesarias.

El hecho de optar por una instalación de energías renovables vendría determinado por la dificultad técnica y económica de llevar el suministro eléctrico a la finca donde se ubica esta vivienda, así como el expreso deseo del nuevo propietario de la finca de que su vivienda se abastezca únicamente de energías renovables.

Partiendo de los datos que condicionan este proyecto, tales como la ubicación de la vivienda, las habitaciones de las que consta esta… y partiendo de un supuesto de uso típico, se calcularán los materiales y equipos que compondrán la instalación eléctrica fotovoltaica y la instalación térmica.

En este proyecto también se dimensionarán todas las protecciones eléctricas y secciones de cable necesarias en los tramos en corriente continua, ya que estos pertenecen al sistema fotovoltaico que se dimensionará en el presente proyecto. Las protecciones de corriente alterna de la vivienda ya formaban parte de la instalación previa de esta, correspondiéndose con las especificadas en la guía técnica del REBT para una vivienda de electrificación básica.

3.1 Motivación y justificación del proyecto.

El principal objetivo de esta instalación es lograr abastecer energéticamente a la vivienda en cuestión, sin necesidad de estar conectados a la red eléctrica y aprovechando en la medida de lo posible fuentes de energía limpia y no contaminante.

Esta vivienda contará con electrodomésticos con una alta eficiencia energética, de forma que la previsión de cargas no será demasiado elevada y la instalación fotovoltaica no será tan costosa.

En cuanto a la instalación térmica, esta será diseñada de forma que cumpla con la normativa establecida actualmente para las instalaciones solares térmicas en viviendas. Esto hace que no sea posible cubrir el 100% de la demanda de ACS durante todo el año, ya que para cubrir el 100% de la demanda en invierno tendríamos que sobredimensionar tanto la instalación que en verano esta alcanzaría temperaturas demasiado altas, provocando estas dilataciones excesivas en las piezas y elementos que componen la instalación térmica, acortando su tiempo de vida de forma drástica. Por este motivo la instalación térmica contara con una caldera de apoyo de gas butano, lo que permite satisfacer el 100% de la demanda de ACS durante todo el año. Además, con este

sistema podemos asegurar que el agua caliente sanitaria supera los 50ºC recomendados en algún punto de la instalación, requisito de este tipo de instalaciones para evitar la proliferación de bacterias en el agua (legionela). Este sistema auxiliar debe ser capaz de satisfacer la demanda de ACS aún sin el sistema solar térmico en funcionamiento.

La energía solar es totalmente renovable y no produce residuos, es decir, su aprovechamiento no tiene impacto alguno sobre el medio ambiente. Además, el alto precio y escasez (que se irá acentuando en un futuro) de materias primas como el gas natural y el petróleo, hace que las instalaciones que aprovechan la energía solar sean una de las opciones más atractivas cuando se piensa en abastecer energéticamente a una vivienda aislada de la red.

En el caso de este proyecto partimos de una vivienda rural, con una instalación eléctrica previa, que anteriormente se abastecía mediante un grupo electrógeno, debido al elevado coste que suponía conectar la vivienda a la red y al hecho de que los antiguos propietarios solo utilizaban esta vivienda de forma ocasional en periodos vacacionales. En cuanto al acceso al agua de la red pública, esta vivienda contaba con acceso a esta.

4 Bibliografía, normativa y documentos relacionados:

4.1 Normativa:

[1] Real Decreto 842/2002 BOE: Reglamento electrotécnico de Baja Tensión.

[2] Norma UNE 100155:2004:

[3] BOE-A-2013-9511: Código Técnico de la Edificación.

[4] Ley 24/2013, del 26 de diciembre del sector eléctrico.

[5] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE): Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red.

[6] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE): Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura, Instalaciones de Energía Solar Térmica.

[7] Norma UNE 60364-5-52:2014.de Noviembre del 2014: Instalaciones eléctricas en edificios, sustituye a la norma UNE 20460-5-523, a la que se hace referencia en la ITC-BT-19 del REBT.

[8]: Norma UNE-EN 157001: Criterios generales para la elaboración formal de los documentos que constituyen un proyecto técnico.

[9] Norma UNE 100155:2004: Climatización: Diseño y cálculo de sistemas de expansión. (Norma recomendada por el RITE para el cálculo de vasos de expansión).

[10] Norma UNE-EN 1057:2007+A1:2010: Cobre y aleaciones de cobre. Tubos redondos de cobre, sin soldadura, para agua y gas en aplicaciones sanitarias y de calefacción.

[11]: Real Decreto 1027/2007: Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), actualizado por Real Decreto 238/2013.

[12]: Orden del 26 de Marzo del 2007, por la cual se rigen las instalaciones fotovoltaicas andaluzas.

[13]: Real Dectero 614/2001 sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y de la seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

[14] Real decreto 485/1997, normativa respecto a las disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.

[15] Real decreto 486/1997, normas mínimas de salud y seguridad en los lugares de trabajo.

4.2 *Bibliografía:*

[1] Colección de apuntes de la asignatura: Eficiencia y Ahorro Energético.

[2]Colección de apuntes de la asignatura: Generación Eléctrica con Energías Renovables.

[3]Colección de apuntes de la asignatura: Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión.

[4] Pareja Aparicio, M. Radiación solar y su aprovechamiento energético. Barcelona: Marcombo, 2010

4.3 *Páginas web consultadas:*

www.sfe-solar.com

www.voltimum.es

Agenciaandaluzadelaenergia.es

Damiasolar.com.

5 Software utilizado:

http://www.generadordeprecios.info

Microsoft Excel para los Cálculos

Microsoft Word para la elaboración de la Memoria.

Autocad 2016 para la elaboración de los planos.

Base de datos de Radiación solar de la Agencia Andaluza de la Energía.

Base de datos PVGIS para comparación de los datos obtenidos de Radiación solar.

Google Earth para la obtención de coordenadas y vistas aéreas de la ubicación.

6 Instalaciones Eléctricas Fotovoltaicas:

Las instalaciones eléctricas fotovoltaicas se pueden clasificar en dos grupos, instalaciones fotovoltaicas conectadas a red (autoconsumo) o aisladas.

Las **instalaciones fotovoltaicas conectadas a red** generan energía de forma continua, vertiendo energía a la red cuando hay un excedente de producción y demandando energía de esta cuando el consumo supera a la producción energética del sistema fotovoltaico. En la práctica estas instalaciones se regulan mediante un contador bidireccional, que cuantifica la energía tanto inyectada a la red como demandada de esta, para que, de esta forma, al final del periodo de facturación se pueda hacer un balance energético.

En España esto no es así, debido a la implantación en octubre del 2015 del Real Decreto 900/2015, actualizado a través de la orden ETU/1282/2017, el cual afecta a las instalaciones de energía eléctrica con autoconsumo, y supone un freno importante para el desarrollo de estas, ya que no solo anuló por completo las primas que se estaban concediendo anteriormente a este tipo de instalaciones, sino que introdujo una serie de impuestos por potencia instalada y de acceso a la red, además, el exceso de producción vertido a la red de este tipo de instalaciones pasó de pagarse al precio de mercado a tener que ser cedido a la red de forma gratuita, lo que hace que los periodos de amortización de este tipo de instalaciones se dilaten de forma pronunciada.

Por otro lado, **las instalaciones aisladas** son aquellas cuya producción energética es destinada de forma íntegra al autoabastecimiento, mediante un sistema de acumuladores o baterías que se recargan durante las horas de sol, lo cual permite al propietario poder disponer de energía procedente de la luz solar de forma ininterrumpida.

Efecto fotoeléctrico

El efecto fotoeléctrico consiste en la transformación parcial de la radiación procedente de la luz del sol en energía eléctrica. Este efecto se produce en las células fotovoltaicas que conforman las placas solares, compuestas en la mayor parte de los casos por materiales semiconductores dopados (las células más utilizadas para uso comercial son las de Silicio).

A grandes rasgos, el funcionamiento de una célula fotovoltaica se podría resumir de la siguiente forma:

Un fotón incide sobre la superficie de la célula, siendo absorbido por esta. La energía que portaba este fotón se transfiere a los electrones de los átomos que forman la célula fotovoltaica. Habiendo absorbido esta energía, los electrones de la célula son capaces de “saltar” de su posición normal asociada al átomo. Estos electrones que se han liberado circulan a través de un circuito eléctrico.

Las células fotovoltaicas que se utilizan en aplicaciones fotovoltaicas para viviendas normalmente están compuestas por materiales semiconductores, como el silicio. Para mejorar sus prestaciones, estos semiconductores se procesan para crear dos capas diferentes dopadas (P y N), con el objetivo de generar un campo eléctrico positivo en una parte de la célula y un campo negativo en la otra, separados ambos por un material dieléctrico. De esta manera, cuando la luz solar incide sobre la célula, los electrones liberados son capturados por estos campos eléctricos, generándose así la diferencia de potencial que produce la corriente eléctrica, en la Ilustración 1 se puede ver gráficamente este proceso.

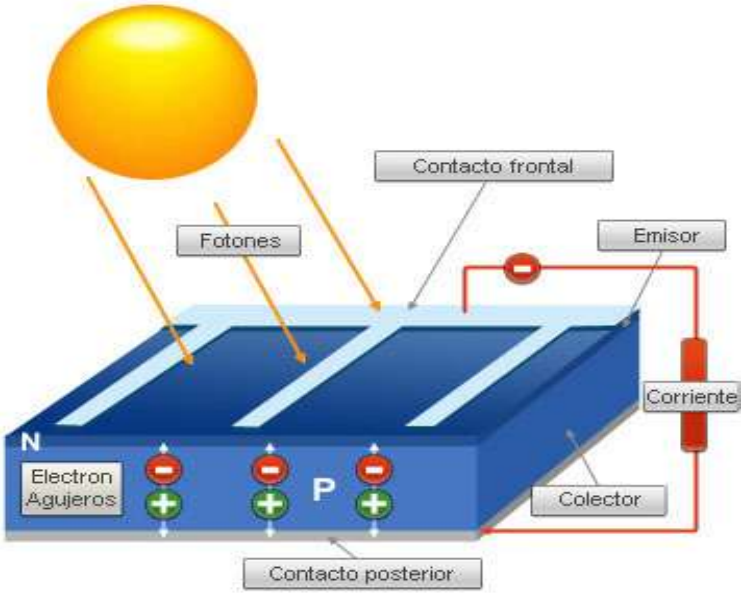


Ilustración 1 Efecto fotoeléctrico.

Existen en el mercado varios tipos de células fotovoltaicas de silicio en función de la forma de cristalización de este:

-Células Monocristalinas: Compuestas por silicio purificado y fundido a muy altas temperaturas y cristalizado en lingotes como el de la Ilustración 2:

Ilustración 2: Lingote de silicio.

Estos lingotes posteriormente son cortados en finas obleas, que serán utilizadas para fabricar las células fotovoltaicas.

-Células Policristalinas: El proceso de fabricación de las células es muy similar, solo que se utiliza un silicio de menor calidad y que no pasa por tantos procesos de purificación. Además durante el proceso de fundición del silicio, las temperaturas que se alcanzan no son tan altas como en la producción de células monocristalinas, y el enfriamiento de los cristales se realiza en varias direcciones de forma simultánea, lo que hace que el silicio tenga un patrón de cristalización heterogéneo. Su eficiencia es menor a la de las células monocristalinas, al igual que su precio.

-Células Amorfas: Son las células más baratas ya que se producen a una temperatura mucho menor a el resto (entre 200 y 500ºC normalmente). El principal inconveniente de estas es que su eficiencia desciende de forma drástica debido a la incidencia de la luz solar. Este efecto es especialmente pronunciado al comienzo de su vida útil, aunque se estabiliza en una eficiencia de entorno el 10%.

6.1 Módulos fotovoltaicos:

Un módulo fotovoltaico está formado por células solares asociadas en agrupaciones serie y/o paralelo. Cada célula de forma independiente es capaz de proporcionar una tensión del orden de 0,5 V y una potencia que ronda los 4W (estos valores varían sobre todo en función de la superficie de la célula y del material del que se componga). El hecho de interconectar las células en asociaciones serie/paralelo permite que los módulos alcancen tensiones del orden de 12 o 24V.

Además de por las células solares fotovoltaicas, un módulo está compuesto por:

-Una cubierta de vidrio templado transparente de unos 3 o 4mm de espesor, con su cara exterior tratada de tal forma que la óptica de esta ayude a mejorar el rendimiento cuando la radiación social incide de forma muy oblicua.

- Material de relleno interior, que actúa como o un encapsulante, normalmente, hecho de EVA (vinilo de acetato etileno), el cual forma una capa sobre las células fotovoltaicas, protegiéndolas de la entrada de aire o humedad al panel. De esta forma evitamos que, aunque haya algún problema de aislamiento en el módulo, el silicio que conforma las células se oxide.

- Elementos de conexión entre las células.

-Una cubierta posterior de PVF (fluoruro de polivinilo), que ofrece gran resistencia a la radiación ultravioleta y es un gran aislante dieléctrico.

- Una caja posterior de conexiones estanca con un grado de protección IP 65, de la que parte el cableado exterior del módulo. En dicha caja se incluyen los diodos destinados a evitar que los paneles empiecen a funcionar como absorbedores de energía en lugar de como generadores en caso de sombreados parciales, lo cual no solo provocaría una pérdida de energía, sino que podría incluso dañar los paneles. Cuando un panel tiene una menor tensión que los demás a los que está conectado, se produce un flujo de corriente desde los demás paneles a este, debido a la diferencia de potencial.

-El marco del módulo, que aporta resistencia mecánica al conjunto.

En la Ilustración 3 se puede ver una sección de una célula fotovoltaica en la que se indican todos los elementos que la componen:

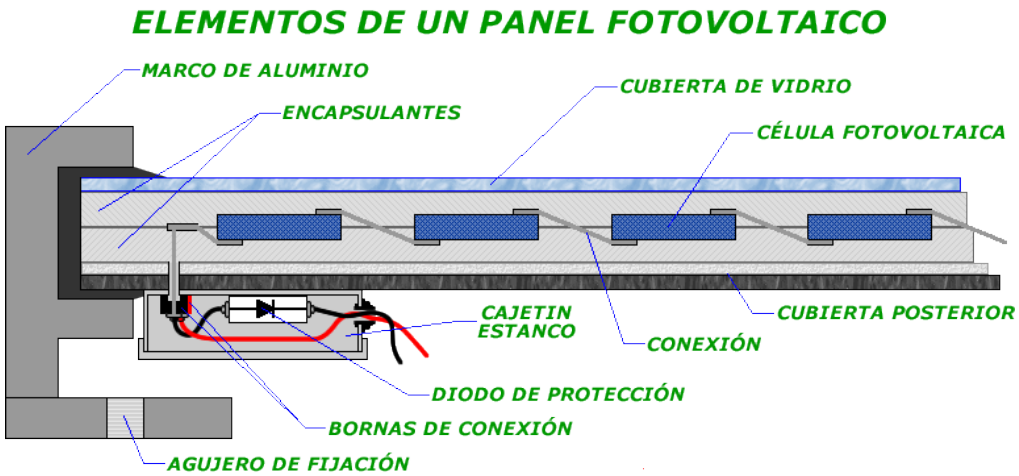


Ilustración 3: Composición interna de un módulo fotovoltaico.

Las principales características a tener en cuenta de los paneles a la hora de dimensionar una instalación solar fotovoltaica son:

-Tensión en circuito abierto del panel (V_{oc}): Mayor valor de tensión capaz de proporcionar el panel, este se da si la intensidad que sale por los bornes del mismo es igual a 0.

-Intensidad de cortocircuito (I_{sc}): Mayor valor de corriente que el panel puede proporcionar, este se da cuando la tensión de salida por sus bornes es igual a 0 (si conectamos el positivo con el negativo de forma directa)

-Intensidad y tensión en el punto de máxima potencia (I_{pmp} y V_{pmp}): Valor de la tensión y la corriente en el punto en el que la potencia aportada por el panel es la máxima posible (Potencia pico).

-Potencia pico (P_{max}): Valor máximo de potencia en W que es capaz de aportarnos un módulo o panel fotovoltaico.

En la información proporcionada por los fabricantes de los módulos podemos ver sus curvas características. Estas están obtenidas en CEM (Condiciones estándar de medida), para módulos fotovoltaicos estas condiciones son:

- Temperatura del módulo: 25ºC
- Irradiancia solar: 1 KW/m²
-Incidencia solar: Normal
-Distribución espectral: AM 1,5

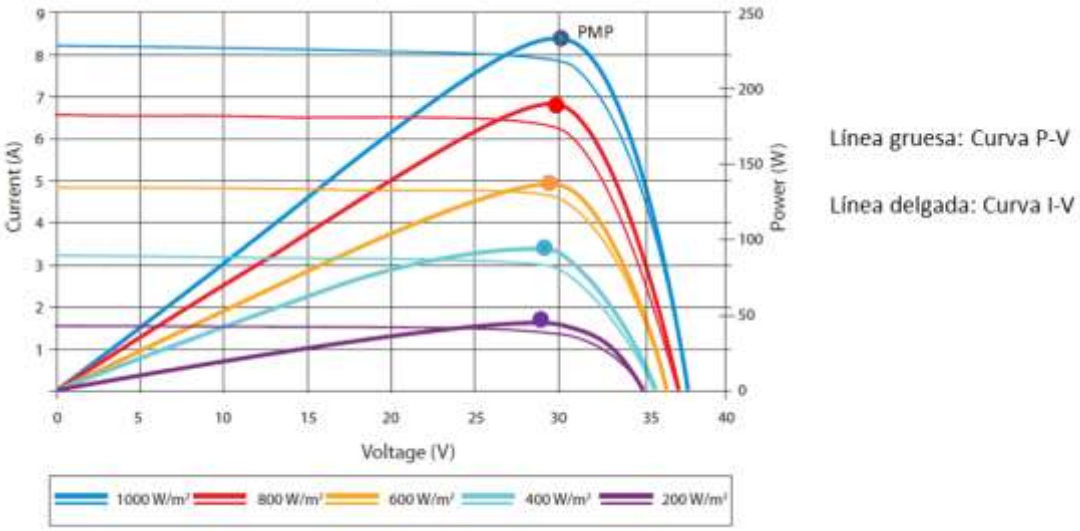


Ilustración 4: Curvas de Corriente (A) frente a tensión (V)

Como se puede apreciar en la Ilustración 4, los módulos aportan una corriente prácticamente constante aunque la carga a la que se ven sometidos aumente, hasta llegar al punto de máxima potencia (PMP).

Si la carga sigue aumentando, los valores de tensión no aumentarán de forma significativa, mientras que la corriente generada disminuira drásticamente hasta alcanzar un valor igual a 0 A (para un valor de R igual a infinito).

Cabe destacar que el calor produce un efecto indeseado en los paneles fotovoltaicos, ya que la diferencia de potencial eléctrico que producen las células solares es menor cuanto mayor es la temperatura, lo que provoca que la eficiencia del sistema disminuya.

6.2 Estructura de soporte:

Los módulos fotovoltaicos irán colocados sobre una estructura metálica, de aluminio anodizado, acero inoxidable o hierro galvanizado. Mediante esta estructura se define la orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos. En el mercado podemos encontrar una gran variedad de estructuras, tanto de inclinación fija (para distintos ángulos), como

de inclinación variable en función de la estación. También hay distintos modelos en función de la ubicación que se quiera dar a la instalación fotovoltaica, en la cubierta de un edificio (ya sea esta plana o inclinada), en superficies planas…Podemos ver en la Ilustración 5 el modelo de una estructura colocada sobre la cubierta inclinada de un edificio.

Ilustración 5: Estructura de fijación de paneles a una cubierta inclinada.

Las hay también motorizadas con un dispositivo de orientación mediante seguimiento solar incorporado, lo que aunque supone un mayor gasto energético y mantenimiento, aunque aumenta de forma significativa el rendimiento de la instalación. Esta tecnología es especialmente interesante en instalaciones fotovoltaica que producen energía a gran escala para verterla a la red. Podemos ver un ejemplo en la ilustración 6:

Ilustración 6: Ejemplo de estructura de soporte de módulos fotovoltaicos con seguimiento solar.

A la hora de definir la ubicación de las estructuras y los módulos fotovoltaicos hay que tener en cuenta los posibles obstáculos que puedan provocar pérdidas por sombras. Así mismo cuando los módulos se disponen en varias filas, hay que calcular la distancia mínima entre estas para asegurar que no se afecten entre ellas, es decir, que las filas delanteras no produzcan sombras sobre los módulos de las filas traseras.

En la ilustración 7 podemos ver una representación gráfica con todas las variables que hay que tener en cuenta para evitar que dos filas de módulos fotovoltaicos se afecten:

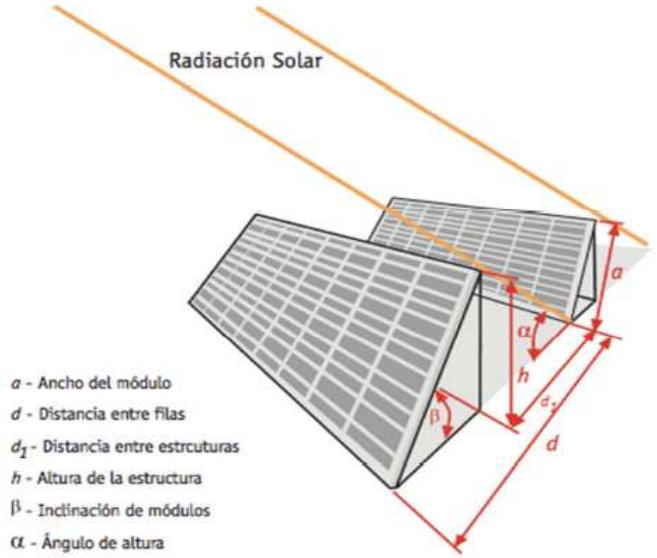


Ilustración 7: Parámetros a tener en cuenta para calcular la distancia entre filas.

La distancia d medida en horizontal entre 2 filas de módulos fotovoltaicos debe ser igual o superior al valor obtenido según la siguiente expresión:

$$d = \frac{h}{\tan(61º - latitud)} \qquad (1)$$

Siendo h el valor de la diferencia de altura entre la parte más alta de una fila de captadores y la parte más baja de la posterior y del valor de la separación entre filas medido en horizontal.

La superficie necesaria para ubicar los paneles, teniendo en cuenta la separación entre filas, se podrá calcular según la siguiente expresión:

$$A = (d + L * cos\beta) * a * n \quad (2)$$

Siendo.

d: Valor de la separación entre filas

L: Longitud del panel

β: Ángulo de inclinación de los módulos

a: Ancho de cada módulo

n: número de módulos

6.3 Reguladores de carga:

El regulador de carga es el elemento de la instalación que se encarga de controlar el proceso de carga y descarga del grupo de baterías. Las funciones de un regulador de carga son:

- Asegurar el funcionamiento del sistema en el punto de máxima potencia. (Si es de tipo MPPT)
- Impedir sobrecargas y sobredescargas en el grupo de baterías, para que la vida útil de estas no se vea reducida.

Las principales características a tener en cuenta de este elemento son:

- Corriente y tensión máxima admisibles, para establecer las conexiones entre placas de forma adecuada y segura.
- Tensión nominal (12, 24 o 48V)
- Polaridad y conexiones.

Existen dos tipos de reguladores de carga utilizados en aplicaciones solares fotovoltaicas aisladas, los reguladores MPPT y los reguladores PWM. Ambos tipos se encargan de regular el flujo de energía entre el campo fotovoltaico y las baterías, pero tecnológicamente hablando difieren mucho el uno del otro.

Los reguladores PWM (Pulse Width Modulation o modulación por anchura de pulsos en castellano), disponen en su interior de un sistema que actúa como un contactor, permite introducir la carga de forma gradual en las baterías cuando el sistema detecta que la batería está casi cargada por completo y abre el circuito cuando la carga

se ha completado. Esto hace que el sistema de generación y las baterías estén obligados a funcionar a una tensión prácticamente igual, aunque los paneles siempre deben trabajar a una tensión ligeramente mayor para permitir el proceso de carga.

Los reguladores de carga MPPT están compuestos por:

-Un convertidor de tensión CC-CC: Permite trabajar con distintas tensiones en continua (una determinada tensión de generación y otra distinta para la acumulación y la alimentación del inversor).

-Un seguidor del punto de máxima potencia MPPT (por sus siglas en ingés Maximum Power Point Tracking). Este sistema es capaz de buscar de forma automática la tensión para la cual los paneles ofrecen su máxima potencia en función de cada situación y clima. Esto hace que la potencia generada por un mismo sistema utilizando un regulador tipo MPPT pueda ser del orden de un 30% superior a la generada con un regulador PWM.

6.4 Acumuladores (Baterías):

Las baterías se utilizan para almacenar la energía eléctrica producida por el sistema, de forma que pueda ser aprovechada posteriormente, cuando la demanda eléctrica supere a la producción o durante la noche.

Se suele llamar acumulador a una asociación de baterías.

Las baterías son sistemas electro- químicos recargables, que durante la fase de carga convierten energía eléctrica en química (se producen una serie de reacciones químicas que generan una diferencia de potencial entre el ánodo y el cátodo de la batería). En la descarga se produce justamente el proceso inverso.

La capacidad de una batería se mide en amperios-hora (Ah).

Todas las baterías constan principalmente de 3 partes: ánodo, cátodo y electrolito.

Tipos de baterías más utilizadas en aplicaciones fotovoltaicas según la tecnología de almacenamiento:

Ácido-Pb:

Este tipo de baterías son las más utilizadas en aplicaciones fotovoltaicas para sistemas autónomos. Su precio es relativamente bajo en comparación con otros tipos de baterías, permiten gran cantidad de ciclos de carga y descarga, sobre todo si no son sometidas a descargas muy pronunciadas de forma habitual y no sufren de efecto memoria.

Este tipo de baterías serán las que utilizaré para esta instalación. Concretamente utilizaré una agrupación en paralelo de vasos OPZS de 2V. El número de baterías a utilizar y la capacidad de almacenamiento de estas se definen en función de la instalación.

Ilustración 8: Distintos tipos de vasos de batería.

Dependiendo del modelo pueden necesitar o no un mantenimiento. En el caso de las baterías OPZS, estas necesitan que se revise el nivel de agua destilada de forma periódica, y que se rellene cuando sea necesario.

Las baterías de gel son otro tipo de baterías que contienen electrolitos gelificados, el electrolito es sólido y gelatinoso, por lo cual no se producen pérdidas de ácido aunque la batería se vuelque o su envase tenga pequeñas fisuras, no como en las baterías de ácido

plomo normales, ya que sean con o sin mantenimiento, el electrolito es una mezcla de agua destilada y ácido sulfúrico, por lo que en el caso de producirse una pequeña rotura en el recipiente, el ácido se vertería, pudiendo ser esto muy peligroso.

Ión-Litio:

Este tipo de baterías están alcanzando un alto nivel de desarrollo actualmente debido a la fuerte apuesta de algunas empresas por esta tecnología, ya que este tipo de baterías en comparación con las de Ácido-Plomo o Níquel-Cadmio, ofrecen una relación capacidad/peso mucho más alta (Unos 140Wh/kg), unos tiempos de recarga considerablemente menores, además de que soportan más ciclos de carga y descarga sin una pérdida de capacidad significativa.

Estas características hacen que estas baterías sean idóneas para aplicaciones relacionadas con el automovilismo y con el sector de las telecomunicaciones (telefonía, ordenadores portátiles...)

En los últimos tiempos, la empresa Tesla ha invertido una gran cantidad de recursos en el desarrollo de esta tecnología en aplicaciones de generación distribuida.

Su modelo PowerWall, del que el año pasado comenzó a comercializarse la segunda generación, es capaz de almacenar hasta 13,5kWh por cada unidad, pudiendo acoplarse hasta 10 unidades funcionando de forma conjunta. Estas baterías además incluyen su propio inversor incorporado, y la empresa ofrece 10 años de garantía para estas baterías sin un coste adicional.

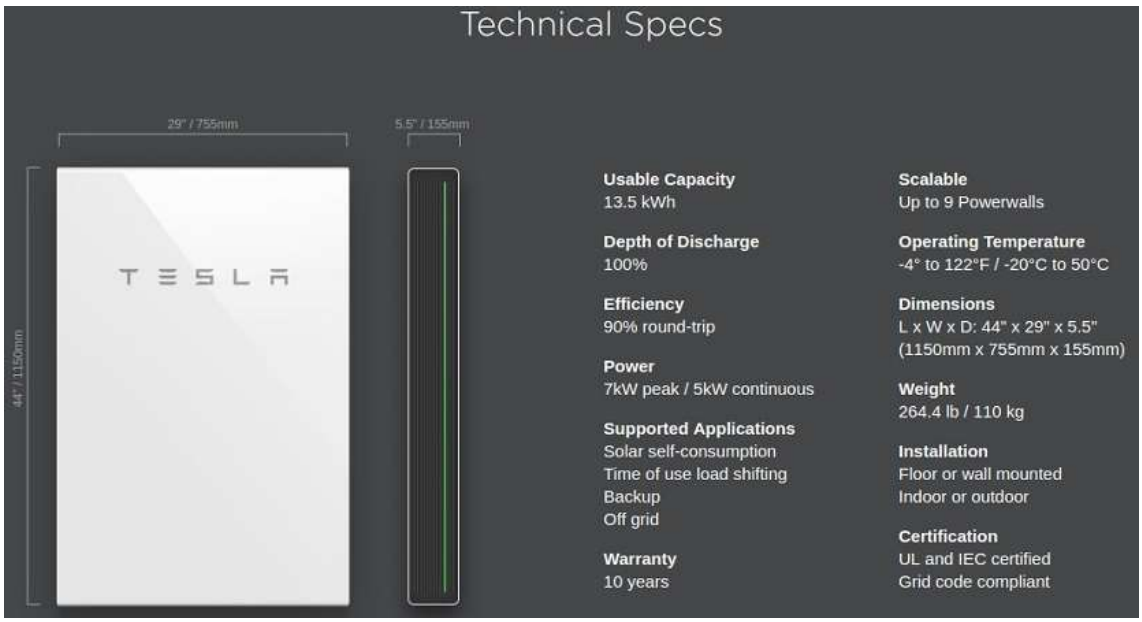


Ilustración 9: Tesla PowerWall 2 para generación distribuida.

6.5 Inversor:

El inversor es el dispositivo encargado de transformar la corriente continua procedente del generador fotovoltaico y del grupo de baterías en corriente alterna para alimentar las cargas de la vivienda.

Las principales características que definen un inversor son:

- La tensión de entrada desde las baterías (V).
- La potencia máxima que puede proporcionar (kW).
- Rendimiento de potencia (%).

Para escoger el modelo de inversor más adecuado para nuestra instalación, hay que tener en cuenta la previsión de cargas, y aplicarle a esta un coeficiente de simultaneidad (normalmente 0,6 o 0,7), ya que no todos los aparatos de la vivienda van a funcionar de forma simultánea.

Además, el modelo elegido debe ser capaz de trabajar teniendo como tensión de entrada la tensión de nuestra instalación.

Debe tenerse en cuenta el a la hora de definir un lugar para emplazar el inversor, que es conveniente que no esté expuesto a temperaturas superiores a 40ºC y que esté en un lugar seco y resguardado de las condiciones climáticas. Para evitar caídas de tensión innecesarias, debe estar en una posición adecuada lo más cerca posible tanto como de las baterías como de las cargas a las que va a alimentar.

Los conductores utilizados para comunicar el inversor con el sistema de baterías deben tener una sección adecuada para minimizar lo máximo posible la caída de tensión, así como estar provistos de terminales que permiten un ajuste adecuado a los bornes de los equipos, ya que a la entrada del convertidor se trabaja con valores de corriente elevados y una mala conexión puede provocar grandes pérdidas energéticas en forma de calor, lo que además supone un riesgo para la instalación.

Generalmente se busca en un inversor utilizado en una aplicación fotovoltaica aislada que cumpla con las siguientes condiciones:

-Estar adecuadamente protegido contra sobrecargas y cortocircuitos.

-Disponer de elementos que permitan la desconexión automática del inversor.

-Poder admitir demandas de potencia instantáneas superiores al 150% de su valor de potencia nominal, con fin de hacer frente a los picos de arranque que muchos aparatos y electrodomésticos generan.

-Tener un rendimiento elevado, se recomienda entre un 90 y un 97%.

-Disponer de un sistema de monitorización y medida

-Disponer de un sistema que permita encender y apagar de forma manual el inversor.

Los inversores de carga generan corriente alterna con un factor de potencia igual a 1, por lo que no habrá pérdidas debidas a este factor.

6.6 Protecciones:

La vivienda para la que estamos diseñando esta instalación contaba con una instalación eléctrica previa, cuyas protecciones y secciones se corresponden con las indicadas en el REBT para una vivienda de electrificación básica.

En cuanto al grupo generador fotovoltaico, este también necesitará una serie de protecciones entre los distintos elementos que componen la instalación, todo el sistema debe estar protegido frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

Además, en nuestro caso, al estar utilizando un regulador MPPT, que permite que la generación y la acumulación de energía se hagan a distintas tensiones, en generación tenemos una tensión mayor a 48V, por lo que tanto los marcos metálicos de los paneles como la estructura que los soporta deben estar puestos a tierra.

En instalaciones fotovoltaicas, para la parte de corriente continua de la instalación, los fusibles son el recurso de protección más utilizado debido a que su coste es mucho más bajo que el de los magnetotérmicos de corriente continua, aunque el mayor inconveniente de estos es que tras despejar una falta el hilo metálico que le da continuidad al circuito a través de estos se funde, por lo que hay que reponerlos.

La intensidad nominal de un fusible es el mayor valor de intensidad en corriente continua que puede soportar de forma indefinida.

6.7 Sistema de monitorización:

En nuestra instalación se va a incorporar un sistema de monitorización y control. No es objeto de este proyecto el diseño del sistema de control, pero si vamos a definir las características principales a las que debe ajustarse este, para elegir un modelo de entre todos los disponibles en el mercado.

El sistema de monitorización y de nuestra instalación debe ser capaz de darnos información en tiempo real de la aportación solar de nuestro grupo generador, aportación energética de las baterías, consumo de las cargas de nuestra instalación, rendimiento del regulador de carga y el inversor…

6.8 Cableado:

El transporte de energía eléctrica entre los distintos elementos que conforman nuestro sistema de generación fotovoltaico, y entre este y las cargas se realiza mediante líneas eléctricas.

Para dimensionar los distintos tramos de cable que conformarán nuestra instalación, tanto su sección como el material y tipo de aislamiento, se deben tener en cuenta:

-La intensidad máxima admisible por el conductor en régimen permanente, es decir, la corriente que puede circular por el conductor sin que este alcance una temperatura que afecte a sus propiedades o deteriore su aislamiento

-Intensidad máxima admisible por los conductores en caso de cortocircuito, en caso de producirse un cortocircuito los conductores deberán ser capaces de soportar la corriente de falta hasta que los dispositivos de protección actúen.

-Caída de tensión máxima admisible: La caída de tensión que se produce en cada conductor depende sobre todo de la longitud de este y del receptor al que esté alimentando. En el caso que nos ocupa la energía se transportará del grupo generador a las cargas a una tensión de 230V AC.

Concretamente, para cualquier condición de trabajo, la caída de tensión en cualquier tramo de los que compondrán nuestra instalación fotovoltaica, incluyendo los terminales intermedios, debe ser menor al 1,5% de la tensión nominal del sistema en continua.

Los positivos y negativos se conducirán separados, protegidos y señalizados de acuerdo a la normativa vigente.

7 Instalaciones solares térmicas:

Una instalación solar térmica es capaz de convertir la energía solar que incide sobre la superficie de un captador en energía térmica, que se transfiere a un fluido de trabajo (normalmente agua mezclada con un fluido anticongelante), y de este fluido al agua que hay dentro del sistema de acumulación. El agua se almacena en este sistema de acumulación para posteriormente ser trasladada a través de una red de tuberías hasta los puntos de consumo, pasando por un sistema de calentamiento auxiliar que aporta energía térmica extra si es necesario. En la Ilustración 10 podemos ver un esquema de una instalación solar térmica con interacumulador y bomba en el circuito primario.

Ilustración 10: Esquema resumido de una instalación de ACS con interacumulador y bomba de circulación de ACS en el circuito primario.

La generación de ACS mediante energía solar térmica normalmente se hace utilizando dos circuitos (cada uno de ellos utiliza un fluido de trabajo distinto y estos no se mezclan, sino que intercambian energía mediante el intercambiador del acumulador de nuestra instalación, o de un intercambiador externo, dependiendo del caso), un circuito primario, que es el encargado de captar la radiación solar incidente sobre los colectores solares y transformarla en energía térmica, que elevará la temperatura del fluido de trabajo de este circuito, normalmente agua glicolada. Se trabaja con dos fluidos independientes en este tipo de instalaciones ya que, de no hacerlo, si en algún momento del año se experimentaran temperaturas por debajo de los 0ºC, nuestro sistema de generación de ACS mediante energía solar podría sufrir grandes daños en el caso de que durante la noche el agua que circula por él se congelara.

El circuito secundario o de ACS es aquel que almacena el agua caliente sanitaria y lo transporta a los distintos puntos de consumo cuando es necesario. En nuestro caso este sistema cuenta también con un calentador auxiliar de gas butano con una válvula de 3 vías. Este calentador en línea es el que se encarga de que el ACS llegue a una temperatura constante a los puntos de consumo independientemente de las condiciones ambientales y climáticas.

7.1 Captadores:

Estos transforman la radiación solar incidente en energía térmica, que se transmite al fluido de trabajo de la instalación. El número de estos que se instalarán varía en función de la demanda de ACS diaria prevista.

El sistema solar térmico será el encargado de generar la mayor parte de la demanda térmica de ACS, aunque como ya expusimos anteriormente, por motivos técnicos y normativos es imposible que esta abastezca el 100% de la demanda durante todo el año sin provocar esto daños importantes a corto plazo en nuestra instalación.

La instalación debe contar con las medidas de control (presión y temperatura) y de seguridad (válvula anti retorno, vaso de expansión…) necesarias y exigidas a este tipo de instalaciones, así como contar con un sistema que permita almacenar el ACS generada para su posterior aprovechamiento.

La principal característica que buscamos en un captador solar es que sea lo más eficiente posible, es decir, que convierta la mayor cantidad posible de la energía incidente sobre el panel en calor, y que sea capaz de transmitir ese calor de forma eficaz al fluido de trabajo.

Tipos de captadores utilizados para la producción de ACS:

Captadores solares tradicionales (vidriados):

Son los más utilizados, formados por una estructura normalmente rectangular, recubierta por material aislante, dentro de esta circula el agua por un sistema de tuberías serpenteante (Maximizando de esta forma el aprovechamiento de la energía solar incidente al incrementar la longitud de la tubería). Por último, estos captadores están recubiertos por una lámina de vidrio que propicia que en su interior se produzca efecto invernadero. Dentro de esta categoría se encuentra el captador solar plano.

El vidrio de este tipo de captadores es sometido a una serie de tratamientos electroquímicos para mejorar la capacidad de absorción de la radiación solar y disminuir su coeficiente de reflexión. Estos tratamientos previos aumentan de forma considerable la eficiencia de este tipo de paneles para cualquier longitud de onda. Esto es especialmente importante en invierno donde la longitud de onda es más corta, o en zonas donde la radiación solar es menor. En las Ilustraciones 11 y 12 podemos ver la composición interna de un captador plano y la forma y como quedaría un captador solar plano montado sobre una estructura de una inclinación determinada sobre la cubierta plana de un edificio.

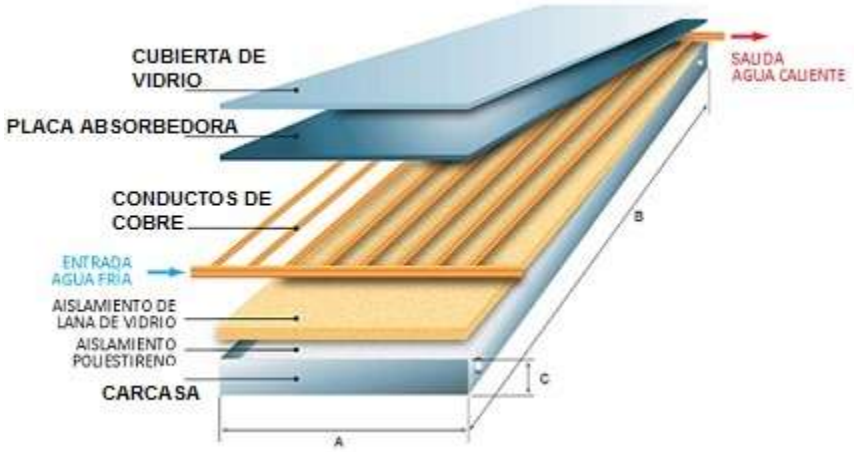


Ilustración 11: Composición interna de un captador solar plano.

Ilustración 12: Captador solar plano instalado sobre estructura en una cubierta plana

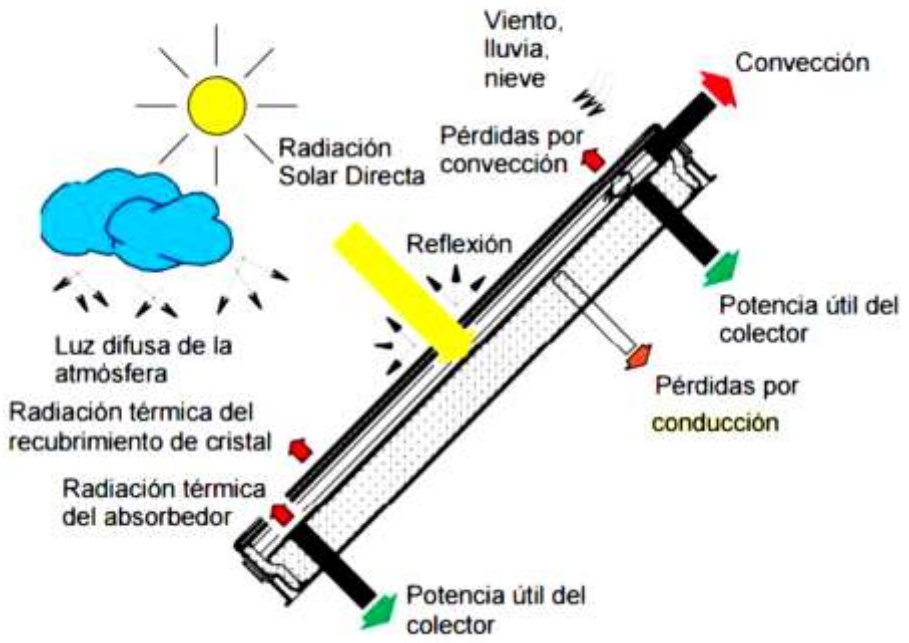


Ilustración 13: Diagrama de flujos de calor en un captador solar.

Los principales parámetros que influyen sobre la eficiencia de un colector solar son:

-El nivel de aislamiento, cuanto mayor sea, menores serán las pérdidas por conducción.

-La absortividad y transmitancia de la superficie.

-La orientación e inclinación del captador.

De estos parámetros el único que nosotros podemos modificar es la orientación e inclinación del colector (aunque estos normalmente pueden estar limitados en un rango

debido a las características propias de la vivienda o el terreno en el que ubicaremos la instalación) ya que los demás parámetros son característicos de cada panel.

-Captadores de tubos de vacío:

Estos colectores hacen uso de la tecnología más avanzada entre las utilizadas en los colectores solares térmicos. Este sistema tiene un coste más elevado que los colectores solares tradicionales (vidriados), aunque este está disminuyendo progresivamente, haciendo que este tipo de colectores cada vez sean más competitivos en el mercado.

En los colectores solares se busca calentar el fluido de trabajo (normalmente agua glicolada), de la forma más eficiente posible, es decir, minimizando las pérdidas por convección y conducción (calentamiento del aire externo que está en contacto con el colector), así como las pérdidas producidas por radiación.

Los colectores de tubos de vacío cuentan con un absorbedor dentro de un tubo en el que previamente se ha provocado el vacío, evitándose así las pérdidas por convección y conducción, ya que para que estas se produzcan es necesario un medio físico (materia). Esto aumenta de forma significativa el rendimiento, de tal forma que, aunque la forma cilíndrica de los tubos de vacío provoca más reflejos, perdiéndose una mayor cantidad de la energía solar incidente, el rendimiento global de este tipo de colectores sigue siendo mayor que el de los vidriados.

Ilustración 14: Captador solar de tubos de vacío.

7.2 Acumulador:

Sistema encargado de almacenar el ACS generada para su posterior aprovechamiento. Este es totalmente necesario ya que un sistema de generación de ACS mediante energía solar no es capaz de generar energía de forma instantánea en el momento en el que se produce la demanda.

Acumuladores más utilizados para ACS:

Termosifón:

Este tipo de acumuladores aprovechan la diferencia de densidades del agua a distintas temperaturas, para que el agua caliente se mueva a través del circuito. El agua caliente es menos densa que el agua fría, por lo tanto, al calentarse en el panel tiende a subir, por lo que en los sistemas de termosifón el depósito siempre se coloca por encima del panel, evitando así la necesidad de una bomba de circulación. En la Ilustración 15 se pueden ver gráficamente sobre un diagrama los flujos de calor en el interior de un sistema termosifónico.

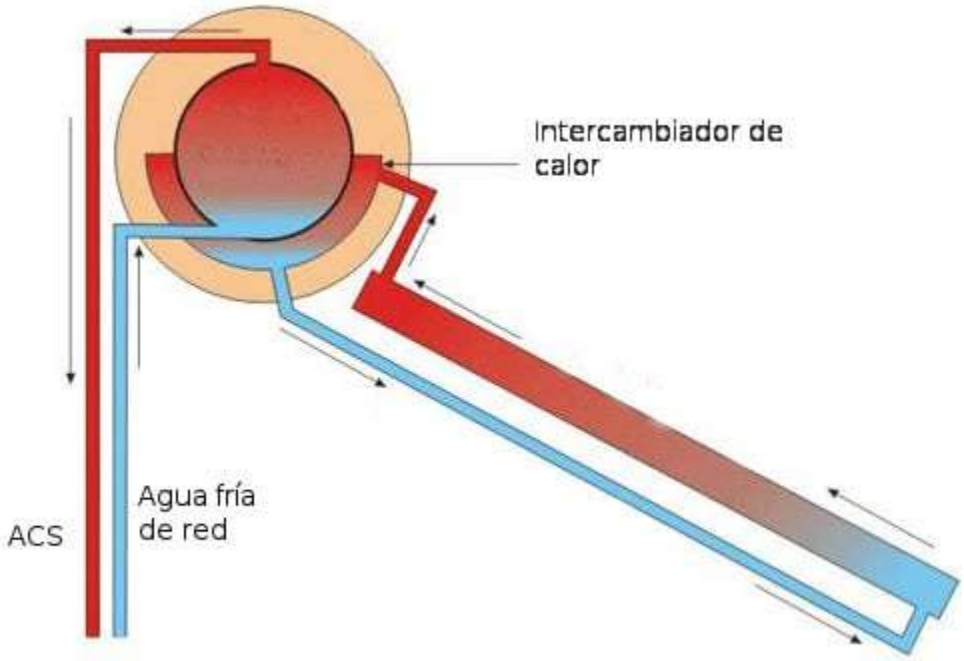


Ilustración 15: Funcionamiento de un sistema de almacenamiento de ACS por termosifón.

El fluido de funcionamiento de la instalación se calienta por la incidencia de la luz solar sobre el colector, por diferencia de temperaturas sube a la parte superior del captador y cede su calor al depósito, enfriándose y volviendo a la parte baja de este. Este proceso se produce de forma continua.

Este tipo de sistemas son sencillos de montar, no necesitan alimentación eléctrica y no ocupan espacio en el interior de la vivienda, pero al estar el depósito a la intemperie,

las pérdidas por convección, conducción y radiación son mayores, especialmente en invierno.

Acumuladores cilíndricos sin intercambiador o de circuito abierto:

Son básicamente un depósito, no hay intercambiador, su único propósito es el de almacenar agua, su rendimiento es bastante más bajo que el de los interacumuladores, al igual que su precio.

Interacumuldores:

Dos circuitos de circulación independientes, el fluido de trabajo nunca se mezcla con el ACS. El fluido de trabajo se hace pasar por los colectores solares, incrementando su temperatura de forma significativa, después se hace pasar por el serpentín que hay dentro del depósito de acumulación, consiguiendo de esta forma que el fluido de trabajo ceda su energía térmica al ACS de forma eficiente.

Este tipo de acumuladores pueden contar con uno o más serpentines, normalmente cuando hay un sistema de apoyo a los colectores solares. El agua fría entra por la parte inferior del acumulador y el agua caliente se extrae por la parte superior de este (ya que esta asciende a la parte superior del depósito por diferencia de densidades), por lo que en un acumulador de varios serpentines conectado a un sistema auxiliar, el que se encuentra más arriba, por lo tanto, más cerca de la zona de extracción, será por el que circule el fluido de trabajo caliente proveniente de este, ya que se busca minimizar en la medida de lo posible la energía que el sistema auxiliar aporta, no queremos que caliente todo el tanque de agua de forma innecesaria, sino que genere solamente el agua caliente que necesitamos pero nuestro sistema de colectores solares no ha sido capaz de producir en momentos puntuales.

Ilustración 16: Interacumulador de dos serpentines.

7.3 Circuito hidráulico:

En la vivienda que nos ocupa, utilizada como vivienda rural de vacaciones por los anteriores propietarios, había un sistema de ACS alimentado mediante un calentador de gas butano. Partiremos de esta instalación previa como, a la que le añadiremos un circuito primario de generación de ACS por solar térmica que habrá que diseñar desde 0.

Se deberán incorporar además al circuito sensores de temperatura y presión que controlen los parámetros de este, aunque esto no será motivo de estudio en este proyecto, ya que existen paquetes en el mercado diseñados y preparados para su implantación inmediata en un sistema de este tipo, que incluyen todos los sensores que necesitaremos en una instalación solar térmica tipica.

7.4 Vaso de Expansión:

Es el elemento del circuito térmico que se encarga de absorber los incrementos de presión indeseados en el circuito hidráulico debidos a al incremento de temperatura del agua.

Ilustración 17: Composición interna de un vaso de expansión.

Los vasos de expansión se colocan normalmente en la parte fría del circuito primario, ya que al ser un circuito cerrado pueden ubicarse en cualquier lugar, pero al estar en la zona más fría tienen una mayor vida útil.

Los vasos de expansión se instalan normalmente acompañados de una válvula de seguridad, que protege tanto a estos como al circuito, de presiones superiores a las que admiten sus elementos constructivos, permitiendo estas el paso de agua si la presión alcanza cierto valor.

Ilustración 18: Válvula de seguridad.

7.5 Sistema auxiliar:

El sistema auxiliar de ACS, según recomendaciones del IDAE debe estar dimensionado de tal forma que sea capaz de satisfacer la demanda de la vivienda por sí solo, es decir, si hubiera una avería en el sistema de producción mediante solar térmica, el sistema auxiliar debería satisfacer toda la demanda de ACS por sí solo.

En este caso utilizaremos un calentador de gas butano en línea, capaz de aportarnos de forma instantánea la energía necesaria para elevar la temperatura de ACS a lo mínimo establecido por la legislación actual relacionada con este tema (60ºC al menos en un punto del circuito para evitar la legionelosis). Este tipo de calentadores no necesitan

acumulación ya que son capaces de generar y transmitir de forma instantánea al agua de la red la energía térmica necesaria para elevar su temperatura hasta la deseada (generación de ACS en línea).

En la Ilustración 19 se puede apreciar a grandes rasgos el funcionamiento de este tipo de calentadores, aunque dependiendo del suministrador y del modelo elegido puede haber cambios significativos.

Ilustración 19: Esquema de funcionamiento de una caldera de gas.

El sistema auxiliar se colocará entre el sistema de generación de ACS solar térmico y los puntos de consumo, como se puede ver en la ilustración 20.

Ilustración 20: Configuración del sistema auxiliar.

En nuestro caso el sistema auxiliar incorpora la solución SolarQuick del fabricante JUNKERS, que en resumidas cuentas es una válvula de 3 vías que se encarga de mezclar el agua saliente del sistema auxiliar en la proporción adecuada con agua fría de la red si es necesario para que la temperatura de salida del sistema sea constante y adecuada para evitar quemaduras.

7.6 Bomba de circulación:

Este tipo de sistemas pueden necesitar una bomba para forzar la circulación en el circuito primario, secundario o en ambos.

Necesitaremos utilizar una o varias bombas en el sistema primario cuando la acumulación no se haga mediante un sistema termosifónico, sino mediante un depósito vertical con un intercambiador intermedio, o mediante un interacumulador (un acumulador con un serpentín en su interior por el cual circula el fluido de trabajo calentado en el sistema de captación). En los sistemas de circulación forzada en el circuito primario el funcionamiento de las bombas se regula siempre mediante un sistema de control diferencial, se instalarán unos termostatos para medir la temperatura del agua en la parte más caliente del acumulador (la parte superior) y la temperatura de salida de los captadores. Estos sensores serán los encargados de regular el funcionamiento y paro de la bomba, de tal forma que, si la temperatura de salida del sistema de captadores es mayor en una determinada cantidad a la temperatura del agua en la parte más alta del

acumulador, la bomba se activa, y si es al contrario la bomba se para para evitar el enfriamiento del agua en el sistema de acumulación.

En la sección he4 del CTE se especifica que el sistema de control debe estar ajustado de tal forma que la bomba no esté en funcionamiento si la diferencia entre estas dos temperaturas es menor a 2ºC, y que la bomba no esté parada si la diferencia es mayor a 7ºC.

En sistemas con acumulación termosifónica no se instalan bombas para forzar la circulación del agua por el primario, ya que esta se produce por estratificación (se forman capas del fluido de trabajo a distintas temperaturas, el líquido a mayor temperatura, al ser menos denso fluye hacia la parte superior del colector, donde se encuentra el depósito, cede calor al agua que hay en su interior, se enfría y circula hacia la parte inferior del colector nuevamente)

Es necesario instalar una bomba de circulación en el circuito secundario cuando haya que elevar el agua desde el lugar de acumulación hasta el consumo. En sistemas termosifónicos que, normalmente, se colocan en la parte más elevada del edificio, no suele ser necesario instalar bombas de circulación para el circuito secundario siempre y cuando la red de tuberías de ACS esté bien diseñada.

7.7 Tuberías:

El sistema de tuberías se encarga de distribuir el ACS desde la generación hasta los puntos de consumo de la vivienda.

Se deben considerar los siguientes aspectos:

-Deben ser capaces de soportar la presión y temperatura de funcionamiento del sistema.

-El material del que están compuestas no debe reaccionar con el fluido que transportan, ni verse deteriorado de forma significativa por este.

- El recorrido de las tuberías siempre será lo más corto y recto posible, evitándose de esta forma pérdidas de carga y de temperatura excesivas.

Según el pliego de Condiciones técnicas para instalaciones de baja temperatura:

-En las tuberías del circuito primario podrán utilizarse como materiales el cobre y el acero inoxidable, con uniones roscadas, soldadas o embridadas.

-En el circuito secundario o de servicio de agua caliente sanitaria podrá utilizarse cobre y acero inoxidable. Además, podrán utilizarse materiales plásticos que soporten la temperatura máxima del circuito, cumplan las normas UNE que le sean de aplicación y esté autorizada su utilización por las Compañías de suministro de agua potable.

Las tuberías de cobre serán tubos estirados en frío y uniones por capilaridad (UNE 37153).

-El fabricante del sistema termosifónico que utilizaremos en esta instalación (Baxi) recomienda una pendiente mínima del 3% hacia abajo en los tramos de tubería horizontales para favorecer la circulación del agua y evitar posibles obstrucciones.

8 Datos generales de la vivienda:

-Uso: Vivienda unifamiliar.

-Periodo de diseño: Todo el año.

-Nº de plantas: 2

-Ubicación: Rus, Jaén.

8.1 Características constructivas:

La vivienda está situada en una finca aledaña a la carretera Rus- El Mármol (JV-6042), en un terreno con un ligero desnivel.

La finca esta vallada con malla metálica tanto en su perímetro exterior, como en su interior. Esta valla divide la finca en 3 zonas interiores diferenciadas.

8.2 Localización:

<u>Las coordenadas GPS de la instalación son las siguientes:</u>

Latitud: 38°03'19.5"N

Longitud: 3°27'18.6"W

Elevación: 625 m

Ilustración 21: Ubicación de la instalación.

Ilustración 22: Finca en la que se ubicarán nuestras instalaciones.

9 Datos de partida:

9.1 Previsión de cargas de la instalación:

	Elementos	Pot Nominal (W)	nº elementos	tiempo (h/día)	Energía (Wh/día)
C.A 230V	Cargador de móvil	5	4	1,5	39,2
	Frigorífico	60	1	24	1882,4
	Microondas	530	1	0,25	173,2
	Televisor 30'' LED	60	1	2,5	196,1
	Ordenador de sobremesa	220	1	1,5	431,4
	Videonsola (PS2)	32	1	1	41,8
	Router ADSL Wifi	12	1	24	376,5
	Lavadora A++	220	1	1	287,6
	Color Control GX y monitor de baterías	5	1	24	156,9
	Consumo regulador en vacío	2,5	1	24	78,4
	Iluminación externa (Bombillas Led)	12	3	3	141,2
	Consumo inversor en vacio	15	1	24	470,6
	Iluminación (Bombillas bajo consumo)	18	8	3	564,7
				Total (Wh/día)	4839,9

Tabla 1: Estimación de cargas de la instalación

Con la previsión de cargas reflejada en la Tabla 1 conseguimos obtener un perfil de consumo de energía diario tipo, el cual será el punto de partida para poder dimensionar la instalación fotovoltaica en cuestión.

9.2 Previsión de demanda de ACS:

Para estimar la demanda de ACS en l/d recurrimos a la sección he4 del Código Técnico de la Edificación, en la tabla 3.1 de esta sección (Tabla 2 del presente proyecto) nos encontramos los valores de demanda de ACS aproximados en l/d por persona que debemos tener en cuenta a la hora de dimensionar nuestra instalación.

Criterio de demanda	Litros ACS/día a 60° C	
Viviendas unifamiliares	30	por persona
Viviendas multifamiliares	22	por persona
Hospitales y clínicas	55	por cama
Hotel ****	70	por cama
Hotel ***	55	por cama
Hotel/Hostal **	40	por cama
Camping	40	por emplazamiento
Hostal/Pensión *	35	por cama
Residencia (ancianos, estudiantes, etc)	55	por cama
Vestuarios/Duchas colectivas	15	por servicio
Escuelas	3	por alumno
Cuarteles	20	por persona
Fábricas y talleres	15	por persona
Administrativos	3	por persona
Gimnasios	20 a 25	por usuario
Lavanderías	3 a 5	por kilo de ropa
Restaurantes	5 a 10	por comida
Cafeterías	1	por almuerzo

Tabla 2: Valores de referencia para el cálculo de la demanda de ACS a 60ºC dependiendo del uso del edificio estudiado.

Nuestra vivienda es una vivienda unifamiliar en la cual van a vivir 4 personas, por lo que independientemente del mes obtenemos un resultado al calcular la demanda de ACS en l/día de 120l/día.

9.3 Aportación solar en la zona:

Para comenzar con los cálculos en primer lugar necesitamos datos sobre la radiación solar que incidirá sobre nuestros captadores solares para la inclinación y ángulo elegidos:

Obtenemos esta información de dos fuentes (Agencia Andaluza de la Energía y PVGIS), y comparamos los valores obtenidos.

La Agencia Andaluza de la Energía consta en su página web de una base de datos que permite obtener registros sobre la radiación solar el cualquiera de las estaciones de recogida de datos que hay dispuestas por toda Andalucía.

Para este caso, primero hemos definido la inclinación que tendrá la estructura sobre la cual se apoyarán las placas que constituirán el grupo generador fotovoltaico de nuestra instalación y los captadores solares térmicos. Para ello elegimos las estructuras de entre todas las disponibles en el mercado que tengan un valor de inclinación que se ajuste lo máximo posible al ángulo óptimo.

Para instalaciones diseñadas para todo el año, el ángulo óptimo de inclinación es aproximadamente igual a la latitud de la instalación menos 5º, lo que nos da una inclinación óptima aproximada igual a 33º.

A partir de ese dato y del cálculo de pérdidas por orientación (Puntos 1 de los Anexos 1 y 2 de este proyecto, orientaciones dentro del rango de pérdidas permitidas para la instalación fotovoltaica y solar térmica respecto al ángulo óptimo, respectivamente), en el que obtenemos los valores de inclinación que nos dan como resultado unas pérdidas aceptables, definí que entre toda la variedad de estructuras con distintos ángulos de inclinación para la fotovoltaica, nos quedaríamos con una estructura inclinada 30º (Punto 6 del Anexo 1 del presente proyecto), y para la solar térmica, al venir el sistema de termosifón elegido (Punto 4 del Anexo 2 proyecto), con una estructura de soporte para cubiertas planas de inclinación 40º, esta será la inclinación definida. La orientación de ambas instalaciones será sur (azimut 0º).

Ya que en Rus no hay ninguna instalación de medida y recopilación de datos, nos quedamos con los datos obtenidos para la ubicación más cercana posible a nuestra instalación, que son los datos obtenidos en la estación de medida de Úbeda.

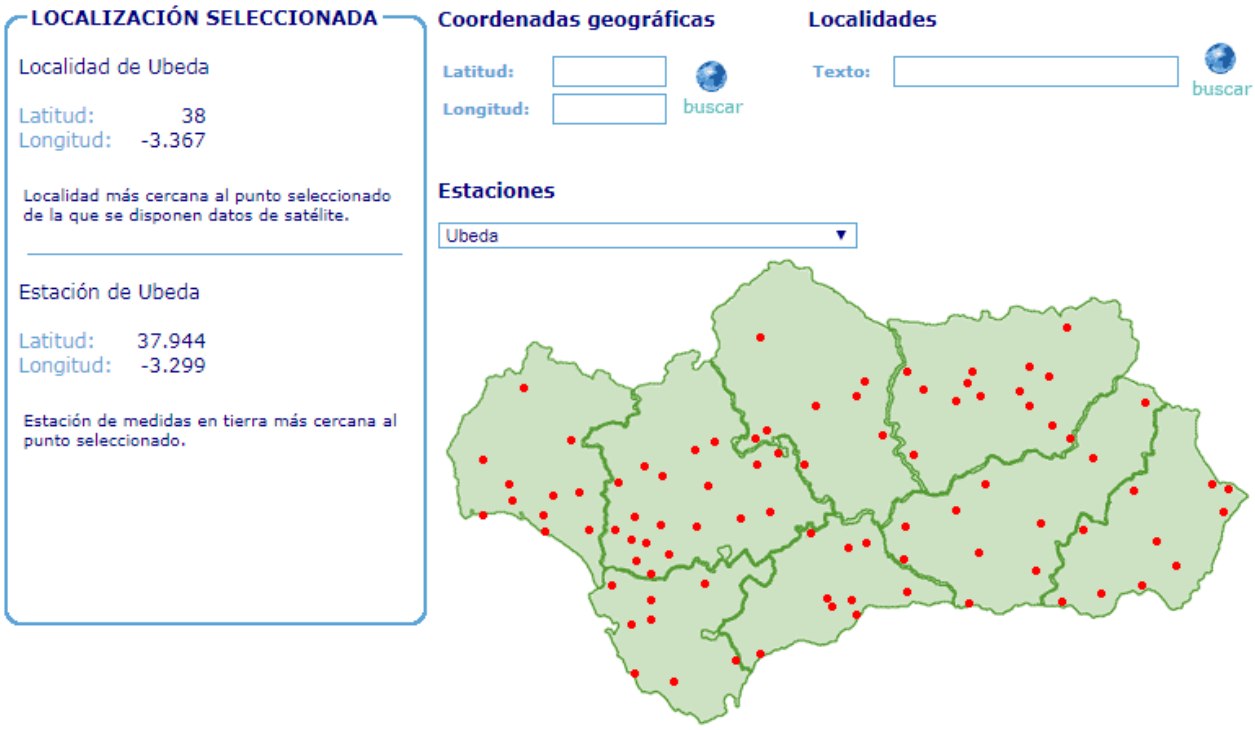


Ilustración 23: Interfaz de la base de datos y mapa de todas las estaciones de recopilación de datos de radiación solar por la geografía española. Fuente: Agencia Andaluza de la Energía.

Aportación solar para la instalación fotovoltaica (Inclinación 30º Orientación Sur Azimut 0º)

Ilustración 24: Interfaz fase de datos de radiación solar incidente, Agencia Andaluza de la Energía.

Radiación Global (kWh/m^2)

[Generar gráfico]

Mes	Media
1 (Enero)	74.3
2 (Febrero)	95.9
3 (Marzo)	142.1
4 (Abril)	176.9
5 (Mayo)	207.5
6 (Junio)	232.5
7 (Julio)	239.8
8 (Agosto)	210.4
9 (Septiembre)	162.9
10 (Octubre)	114.9
11 (Noviembre)	76.9
12 (Diciembre)	64.2

Tabla 3: Radiación solar incidente sobre superficie horizontal por meses obtenida de la base de datos de la Agencia Andaluza de la Energía.

Radiación Global (kWh/m^2)

[Generar gráfico]

Mes	Media
1 (Enero)	108.9
2 (Febrero)	131.7
3 (Marzo)	171.3
4 (Abril)	191.5
5 (Mayo)	204.7
6 (Junio)	219.2
7 (Julio)	230.8
8 (Agosto)	220.3
9 (Septiembre)	190.8
10 (Octubre)	149.6
11 (Noviembre)	109.1
12 (Diciembre)	95.6

Tabla 4: Radiación solar incidente sobre una superficie inclinada 30º con orientación sur (azimut 0º), obtenida de la Agencia Andaluza de la Energía.

Para contrastar la información obtenida consultaremos también la base de datos PVGIS. Esta registra diariamente información sobre radiación solar incidente en todas las partes del mundo.

Ilustración 25: Interfaz de la base de datos PVGIS.

Monthly Solar Irradiation

PVGIS Estimates of long-term monthly averages

Location: 38°2'53" North, 3°27'40" West, Elevation: 603 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Optimal inclination angle is: 34 degrees
Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.2 %

Month	H_h	H_{opt}	$H(30)$	I_{opt}
Jan	2330	3830	3700	62
Feb	3360	4950	4830	54
Mar	4770	5870	5820	41
Apr	5580	5950	5990	25
May	6780	6500	6620	13
Jun	7910	7160	7350	5
Jul	8120	7530	7720	8
Aug	7110	7330	7410	21
Sep	5400	6430	6400	36
Oct	4010	5530	5430	50
Nov	2680	4280	4150	60
Dec	2160	3760	3620	64
Year	5030	5770	5760	34

H_h: Irradiation on horizontal plane (Wh/m^2/day)

H_{opt}: Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m^2/day)

$H(30)$: Irradiation on plane at angle: 30deg. (Wh/m^2/day)

I_{opt}: Optimal inclination (deg.)

Tabla 5: Datos de radiación solar obtenidos de la base de datos PVGIS

Datos:	Mes	Hhorizontal (Wh/m2/día)	Hoptima 34º (Wh/m2/día)	H 30º (Wh/m2/día)	Inclinación óptima
Periodo de diseño: Año completo	Enero	2330	3830	3700	62
Lugar: Rus, Jaén	Febrero	3360	4950	4830	54
Latitud: 38°2'53" Norte	Marzo	4770	5870	5820	41
Longitud: 3°27'40" Oeste	Abril	5580	5950	5990	25
Irradiación anual perdida a causa de las sombras: 0,2%	Mayo	6780	6500	6620	13
	Junio	7910	7160	7350	5
	Julio	8120	7530	7720	8
	Agosto	7110	7330	7410	21
	Septiembre	5400	6430	6400	36
	Octubre	4010	5530	5430	50
	Noviembre	2680	4280	4150	60
	Diciembre	2160	3760	3620	64
	Media Anual	5030	5770	5760	34

Tabla 6: Datos de radiación solar obtenidos de la base de datos PVGIS.

Mes	Días	Radiación solar incidente sobre superficie horizontal(KWh/m2)	Radiación solar incidente sobre superficie a 30º(KWh/m2)	Hhorizontal (Wh/(m2·día))	H 30º (Wh/(m2·día))
Enero	31	74,3	108,9	2396,8	3512,9
Febrero	28	95,9	131,7	3425,0	4703,6
Marzo	31	142,1	171,3	4583,9	5525,8
Abril	30	176,9	191,5	5896,7	6383,3
Mayo	31	207,5	204,7	6693,5	6603,2
Junio	30	232,5	219,2	7750,0	7306,7
Julio	31	239,8	230,8	7735,5	7445,2
Agosto	31	210,4	220,3	6787,1	7106,5
Septiembre	30	162,9	190,8	5430,0	6360,0
Octubre	31	114,9	149,6	3706,5	4825,8
Noviembre	30	76,9	109,1	2563,3	3636,7
Diciembre	31	64,2	95,6	2071,0	3083,9
Media Anual				4475,4	5318,4

Tabla 7: Datos de radiación solar obtenidos de la base de datos de la agencia Andaluza de la energía y procesados para obtener los valores de radiación solar incidente en Wh/(m^2•día)

Como se puede ver a simple vista comparando las Tablas 6 y 7, aunque los valores de Radiación solar incidente sobre superficie a 30º (H 30º) son bastante similares, hay diferencias significativas. Haciendo caso a las indicaciones del IDAE y dado que los datos obtenidos de la base de datos de la Agencia Andaluza de la Energía son más restrictivos en cuanto a media anual, dimensionaremos nuestras instalaciones en función de los datos obtenidos de la base de datos de la Agencia Andaluza de la Energía.

Aportación solar para la instalación solar térmica (Inclinación 40º Orientación Sur Azimut 0º)

Los datos de radiación para esta instalación los sacamos directamente de la base de datos de la Agencia Andaluza de la energía, no haré la comparación con los valores de PVGIS como en el caso anterior.

Radiación Global (kWh/m^2)

[Generar gráfico]

Mes	Media
1 (Enero)	116.2
2 (Febrero)	138
3 (Marzo)	173.6
4 (Abril)	187.6
5 (Mayo)	194.4
6 (Junio)	204.4
7 (Julio)	216.7
8 (Agosto)	212.9
9 (Septiembre)	190.6
10 (Octubre)	154.5
11 (Noviembre)	115.2
12 (Diciembre)	102.4

Tabla 8: Radiación Incidente en Úbeda para cada Mes, para una inclinación de 40º y una orientación sur azimut 0º, datos obtenidos de la base de datos de la Agencia Andaluza de la Energía.

Mes	N	H(40º) (Wh/(m2·dia))	Hmes (kWh/m2)
Enero	31	3748,3871	116,2
Febrero	28	4928,57143	138,0
Marzo	31	5600	173,6
Abril	30	6253,33333	187,6
Mayo	31	6270,96774	194,4
Junio	30	6813,33333	204,4
Julio	31	6990,32258	216,7
Agosto	31	6867,74194	212,9
Septiembre	30	6353,33333	190,6
Octubre	31	4983,87097	154,5
Noviembre	30	3840	115,2
Diciembre	31	3303,22581	102,4
	Media anual:	5336	

Tabla 9: Datos de radiación incidente en Wh/(m^2•día) Inclinación 40º Azimut 0º, Datos Obtenidos de la base de datos de la Agencia Andaluza de la Energía.

10 Resumen de las instalaciones:

El dimensionamiento y las capturas de los respectivos catálogos de los elementos principales que compondrán ambas instalaciones se encuentra en los anexos del presente proyecto, en este apartado solo se pretende hacer un recuento de los principales aparatos que compondrán nuestra instalación.

Instalación solar Fotovoltaica:

-12 Paneles fotovoltaicos OPTITEC M245/H conectados en 6 agrupaciones paralelo formadas por 2 paneles en serie.

-1 Regulador Victron Energy Smartsolar MPTT 100/150.

-1 Inversor Victron Energy Phoenix 24/5000.

-12 Vasos de batería OPzS de 2V Hoppecke con capacidad de 1200Ah conectados en serie.

-1 Estructura de montaje CVA915 del suministrador Sumfer Energy para 12 paneles de 60 células en una sola fila, con una inclinación de 30º, para montaje sobre suelo o cubierta plana.

-1 Sistema de supervisión y control Victron Energy Color Control GX

-1 Monitor de Baterías Victron Energy BMV 700.

Los elementos de protección, las secciones de cable y la puesta a tierra están definidos en el Anexo 1 del presente proyecto (Puntos 9, 10 y 11 respectivamente)

En la Tabla 10, que se puede encontrar a continuación se puede ver un pequeño resumen de los datos de mayor importancia de la instalación conforme al Anexo 2 del Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones solares fotovoltaicas del IDAE.

Carácterísticas de la instalación	VALOR
Energía demandada por la instalación Ed(wh/día)	4839,869281
Localización del proyecto	Rus, Jaen
Periodo de diseño	Todo el año, vivienda habitual
Azimut e inclinación óptimas	Azimut=0º(Sur), Inclinación=34º
Potencia pico de la instalación (kWp)	2940
Nº de módulos FV	12
Modelo de los módulos FV	OPTITEC M245/H
Tensión nominal del acumulador (v)	24V
Autonomía de la instalación(días)	3,46
Capacidad nominal del acumulador(Ah)	1200
Nº de baterías y modelo escogido	12 Vasos de Batería de 2V OPzS Solar 1200Ah HOPPECKE
Tipo de conexión de las baterías	Serie
Tensión máxima del regulador(V)	150
Intensidad máxima del regulador(A)	100
Modelo del regulador	Victron-SmartSolar MPPT 100/150
Eficacia máxima del regulador (%)	98%
Potenica nominal del inversor(W)	4000-4500
Potenica máxima del inversor(W)	6000(Instantanea)
Tensión de entrada del inversor(V)	24V
Eficacia máxima del inversor (%)	94%
Módelo del inversor	Victron-Phoenix C24/5000
Sistema de control y supervisión	Victron Color Control GX
Consumo diario de la carga (Ld=Ed/Vnom)	201,66122
C/Isc (<25 salvo justificación)	22,96211251

Tabla 10 : Tabla resumen conforme al anexo 2 del pliego de condiciones para instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de la red del IDAE.

Instalación solar térmica:

-1 Sistema termosifónico Baxi STS 150, compuesto por:

1 Captador solar plano Modelo Baxi Mediterraneo Slim 200.

1 Acumulador de 150L de capacidad.

-Fluido caloportador suministrado por Vaillant, agua+propilenglicol en una concentración entre el 42 y el 45%.

-1 Válvula de Expansión regulable con manómetro suministrada por Caleffi.

-1 Vaso de Expansión Inera PW 18 con capacidad para 18L.

-1 Calentador de Agua de gas butano Junkers HydroCompact de 18 L con tecnología solarquick (válvula de 3 vías controlada mediante sensores con temperatura, de salida regulable).

-1 Válvula antirretorno de Presión máxima 10 bares, suministrador Legris o similar.

11 Incentivos. Agencia Andaluza de la Energía:

La agencia andaluza de la energía ofrece desde el año 2017 una serie de subvenciones e incentivos para la construcción sostenible. Este plan de ayudas es financiado con fondos europeos y de la Junta de Andalucía, la convocatoria de estas ayudas es de 2017 a 2020. Del total de fondos reunidos se destinó un porcentaje específico a cada una de las actuaciones que se querían incentivar, por lo tanto, hasta el fin de fondos para cada actuación o fin de la convocatoria se concederán incentivos con una intensidad determinada en función de las características de la instalación siempre y cuando se cumplan con los requisitos generales que podemos ver en la Ilustración 26:

Ilustración 26: Requisitos generales para la obtención de las subvenciones. Fuente: Folleto programa de Incentivos a la Construcción Sostenible 2017/2020

También dependiendo del tipo de actuación, hay que cumplir con una serie de requisitos específicos para que la instalación sea incentivable y para saber la intensidad del incentivo que recibiremos. En nuestro caso suponemos que el cliente cumple con los requisitos generales, comprobaremos si tanto nuestra instalación fotovoltaica como la solar térmica cumplen con los requisitos específicos para ser incentivables: (Tablas 11 y 12).

A.4. Generación de energía para autoconsumo mediante energías renovables e instalaciones de alta eficiencia energética A.4.2. Sistemas para la generación de electricidad o la cogeneración de calor y electricidad	**Objeto**: implantación de nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica para autoconsumo, basados en el aprovechamiento de energías renovables, así como la generación simultánea de energía térmica útil y energía eléctrica y/o mecánica en un solo proceso, mediante nuevas unidades de cogeneración. • Se incluyen las instalaciones aisladas o conectadas a red a través de la red interior de un consumidor, siempre que su potencia no sea superior a 100 kW, salvo en el caso de las instalaciones de aprovechamiento de biomasa y de las de cogeneración conectadas en la red interior del consumidor sobre el que se actúa, en las que la potencia no podrá superar a 1.000 kW. • En caso de dotación de instalación de cogeneración, la nueva unidad de cogeneración deberá proporcionar un ahorro de energía primaria global, además de una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, con respecto a la producción separada de calor y electricidad de conformidad con lo dispuesto en la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE. • Entre los usos de la electricidad generada, no se contempla el destinado al bombeo de agua, salvo en el caso de tratarse de instalaciones destinadas a servicios municipales, en municipios con una población inferior a 20.000 habitantes. • Las instalaciones objeto del incentivo deberán incorporar sistemas que permitan realizar un seguimiento de la energía generada. • En caso de personas o entidades beneficiarias que tengan la consideración de empresa, no se incluyen las instalaciones que hayan empezado a funcionar ni las operaciones habituales de mantenimiento y sustitución de componentes de las plantas, sin perjuicio de lo dispuesto en la categoría C de actuaciones incentivables para las operaciones de mantenimiento. • Se incluyen tanto nuevas instalaciones como aquellas que sustituyan a otras que usen fuentes energéticas no renovables.

Tipo de actuación	Alcance específico	Condiciones específicas	Intensidades de incentivo						
			Generales	Específicos					
				Integración arquitectónica de las instalaciones	Servicios municipales en municipios con menos de 20.000 habitantes	Ámbito prioritario RIS3 o uso de TIC para la medición y seguimiento energético	Tecnologías incluidas en el Programa NER300	Actuaciones en edificios de entidades locales	Rehabilitaciones energéticas en viviendas sociales
a) Instalaciones básicas aisladas o conectadas a red	Dotación de instalaciones aisladas o conectadas a la red en las que, al menos parcialmente, la energía generada se use para consumo propio (autoconsumo).	La potencia será igual o inferior a 10 kW, salvo en las actuaciones en las que el grado de generación para consumo propio (autoconsumo) sea superior al 50 %. Se incluyen únicamente los equipos, sistemas y elementos de inversión o gasto necesarios para la generación de electricidad.	35 %	40 %	55 %	40 %	40 %	80 %	85 %

Tabla 11: Requisitos para el incentivo de instalaciones de generación eléctrica para autoconsumo basándose en tecnologías de energías renovables o cogeneración. Fuente: Normativa reguladora incentivos para construcción sostenible.

A.4. Generación de energía para autoconsumo mediante energías renovables e instalaciones de alta eficiencia energética A.4.1. Sistemas energéticamente eficientes para la generación de calor.	**Objeto**: implantación de nuevas instalaciones de generación de energía térmica para autoconsumo mediante sistemas basados en el aprovechamiento de energías renovables • La introducción del aprovechamiento de energías renovables en sistemas para la generación de energía térmica, que usen combustibles fósiles además de las fuentes energéticas renovables, deberán usar, en lo relativo a los combustibles fósiles, tecnologías de condensación, contar con un sistema de regulación modulante o, en caso de calentadores, ser estancos y modulantes por temperatura. • Los equipos de generación con biomasa deberán contar con una potencia superior a 5 kW, así como un rendimiento instantáneo igual o superior a 85 %, salvo en el caso de las estufas e insertables de leñas o briquetas, en cuyo caso el rendimiento instantáneo deberá ser igual o superior a 80 %. En cualquier caso, la evacuación de los gases de combustión deberá satisfacer los requisitos previstos en la norma UNE 123001, en lo referente a las alturas mínimas sobre las cubiertas, sin perjuicio del cumplimiento de los demás requisitos establecidos en la normativa de aplicación. • En caso de instalaciones solares térmicas para uso particular en viviendas: - Los sistemas de captación y acumulación deberán estar integrados arquitectónicamente, y la disposición de la acumulación solar deberá ser vertical, salvo en el caso de que la energía térmica producida en los mismos sea usada, total o parcialmente, en un sistema de climatización de la vivienda. - En caso de usar alguna fuente de energía auxiliar a la energía procedente de la instalación solar, no podrán basarse en calentamiento por efecto Joule. - El uso de sistemas prefabricados se limitará a las rehabilitaciones energéticas en viviendas sociales. • Se incluirán como incentivables los sistemas de distribución y transferencia térmica, solo en sistemas combinados que usen más de una fuente energética renovable para distintos usos térmicos, y siempre que la persona o entidad beneficiaria no tenga la consideración de empresa. • En el caso de uso de la biomasa se incluirán medidas para prevenir la contaminación atmosférica. • En caso de personas o entidades beneficiarias que tengan la consideración de empresa, no se incluyen las instalaciones que hayan empezado a funcionar ni las operaciones habituales de mantenimiento y sustitución de componentes de las plantas, sin perjuicio de lo dispuesto en la categoría C de actuaciones incentivables para las operaciones de mantenimiento. • Se incluyen tanto nuevas instalaciones como aquellas que sustituyan a otras que usen combustibles o fuentes energéticas no renovables. • Las instalaciones objeto del incentivo deberán incorporar sistemas que permitan realizar un seguimiento energético en la actuación objeto del incentivo.

Tabla 12: Requisitos para el incentivo de instalaciones de generación de calor mediante energía solar térmica. Fuente: Normativa reguladora incentivos para construcción sostenible.

Nuestra instalación solar fotovoltaica cumple con los requisitos para ser incentivable con una intensidad del incentivo del 35%, mientras que la instalación solar térmica, al no estar integrada arquitectónicamente y no contar con un sistema de almacenamiento vertical, no sería subvencionable.

Estas subvenciones se solicitan a través de entidades colaboradoras, es decir, empresas que se encargan del montaje y puesta en servicio de este tipo de instalaciones, así como del mantenimiento de estas y que cumplen con los requisitos impuestos por la agencia andaluza de la energía para ser entidad colaboradora. Las entidades colaboradoras deben certificar que la instalación cumple todos los requisitos que se especifican en la normativa reguladora de los incentivos para construcciones sostenibles.

ANEXOS A LA MEMORIA:

Anexo 1: Cálculos y definición de los aparatos de la instalación fotovoltaica:……..……..59
Anexo 2: Cálculos y definición de los aparatos de la instalación solar térmica:……..108
Anexo 3: Índice de tablas.....133
Anexo 4: Índice de ilustraciones.....135

Anexo 1: Cálculos y definición de los aparatos de la instalación fotovoltaica:

Una vez que tenemos la inclinación y orientación de nuestros paneles, podemos obtener de forma exacta la radiación solar media por metro cuadrado que incidirá sobre nuestros paneles fotovoltaicos. El criterio que elegí para dimensionar la instalación es el del mes desfavorable, es decir, la instalación está dimensionada tomando como referencia los datos de radiación solar por metro cuadrado del mes en el que esta es menor. De esta forma obtenemos una instalación que estará "sobredimensionada", el resto del año, pero que será capaz de proporcionarnos energía eléctrica durante todo el año sin la necesidad de un sistema auxiliar.

En el caso que nos ocupa, el mes más desfavorable es diciembre.

1 Pérdidas por orientación e inclinación:

En la finca de estudio disponemos de una amplia zona vallada y sin edificar, en la cual podremos instalar nuestra instalación fotovoltaica.

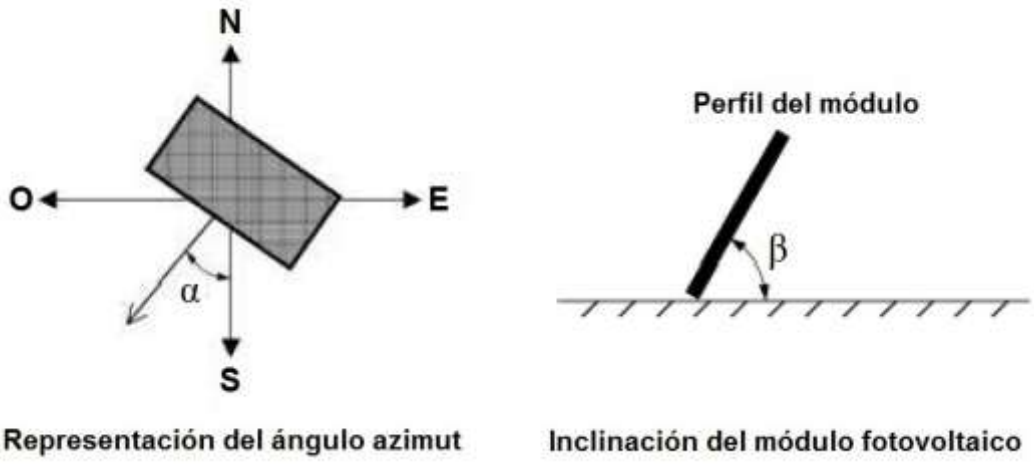


Ilustración 27: Inclinación y orientación de un panel solar.

Como podemos ver en la Ilustración 27, la inclinación (β) representa el ángulo que forman los paneles respecto al plano vertical. El valor óptimo de este ángulo dependerá de la ubicación de la vivienda y del periodo de diseño principalmente, nos quedamos con el valor obtenido de la base de datos PVGIS como ángulo de inclinación óptimo (34º)

El ángulo α o azimut representa la orientación de los paneles. Siempre que sea posible la orientación de los paneles será Sur (ángulo 0º).

Se pretende que la instalación satisfaga la demanda de energía eléctrica del edificio totalmente durante todo el año. En consecuencia, la orientación de los módulos será azimut 0º (Sur), y para una mayor facilidad constructiva la estructura que soportará los captadores solares planos tendrá una inclinación de 30º.

Inclinación de los paneles (β): 30º

Orientación de los paneles (α): 0º (Sur)

Una vez que hemos definido el ángulo azimut y de inclinación de los captadores, calculamos los límites de inclinación máximos aceptables respecto a la inclinación óptima establecida.

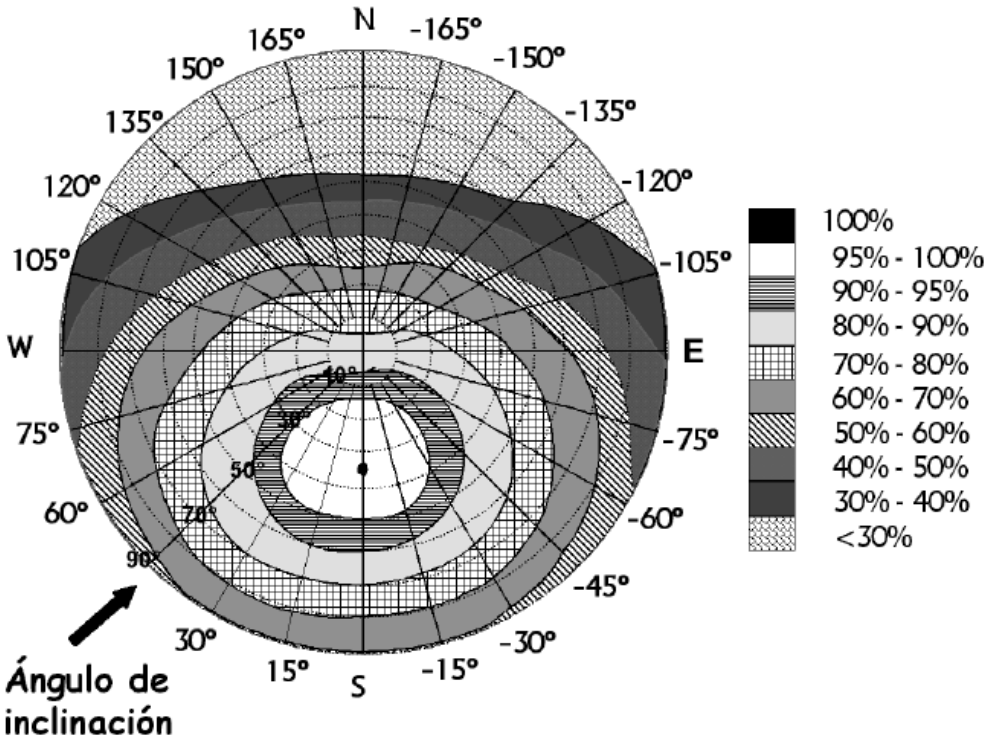


Ilustración 28: Pérdidas en función de la orientación e inclinación para una latitud de φ= 41º

Para el caso de instalación general las pérdidas máximas establecidas por el pliego de condiciones técnicas del IDAE por esto concepto son de un 10%, para superposición, del 20%, y para integración arquitectónica del 40%. Los puntos de intersección de la curva límite de pérdidas (Ilustración 28) con la recta azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.

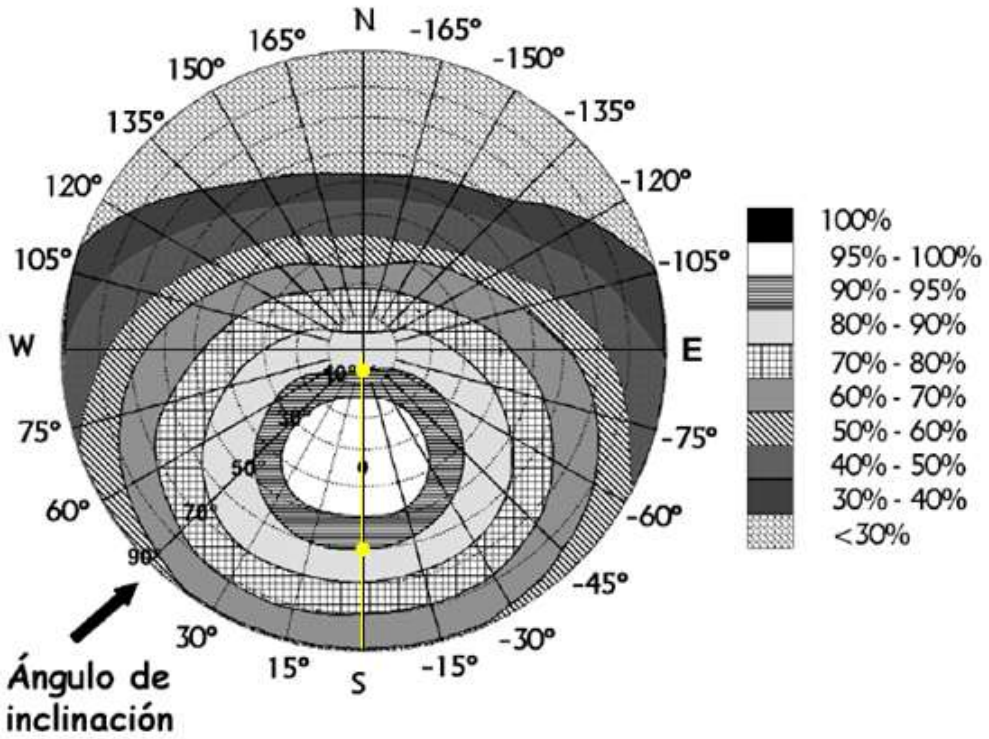
Si la recta del acimut no interseca con la curva de pérdidas máximas la instalación tendría unas pérdidas superiores a las permitidas, por lo cual habría que plantear otra solución diferente a la planteada en un principio.

De este gráfico como hemos dicho anteriormente obtenemos valores para una latitud de 41º, debiendo estos valores corregidos en función de la diferencia de la latitud entre el lugar en cuestión y la de 41º, de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$Inclinación\ máxima = Inclinación\ máxima\ (\phi = 41º) - (41º - latitud) \quad (3)$$

$$Inclinación\ mínima = Inclinación\ mínima\ (\phi = 41º) - (41º - latitud); siendo\ 0º\ el\ valor\ mínimo \quad (4)$$

Conociendo los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10%, (borde exterior de la región 90-95%), máximo para el caso general, con la recta azimut (0º), obtenemos unos valores para latitud 41º.



Inclinación máxima: 60º

Inclinación mínima: Aprox 5º

Corrigiendo estos valores según las ecuaciones (3) y (4), teniendo en cuenta la latitud de nuestra instalación obtenemos:

$$Inclinación\ máxima = 60º - (41º - 34º) = 57º$$

$$Inclinación\ mínima = 5º - (41º - 34º) = -2º \rightarrow 0º$$

Por lo tanto, podemos afirmar que nuestra instalación fotovoltaica, en la que los paneles tendrán una inclinación de 30º y orientación sur (azimut 0º) cumple con los requisitos exigidos.

2 Pérdidas por sombras:

La vivienda se encuentra aislada de otros edificios o estructuras de gran tamaño que pudieran provocar sombras sobre nuestra instalación. El único obstáculo que podría suponer un problema para la instalación es la valla de cercado frontal, pero ya que la parcela en la que se instalarán los paneles solares fotovoltaicos es de gran tamaño, habrá espacio suficiente para poder colocar los paneles de forma que la vaya no suponga un obstáculo ni provoque sombras indeseadas sobre la superficie de los captadores.

3 Paneles solares fotovoltaicos:

Empezamos definiendo el número de paneles fotovoltaicos de los cuales se compondrá nuestro grupo generador.

Nuestra instalación estará alimentada por un grupo generador formado por placas solares fotovoltaicas asociadas entre sí en serie-paralelo.

La potencia pico de nuestra instalación deberá ser como mínimo:

$$P_p(W_p) = \frac{E_D * G_{STD}}{G(\alpha, \beta) * PR} \quad (5)$$

Siendo:

E_D el consumo expresado en KWh/día

G_{STD} igual a 1KW/m²

PR igual a 0,6 en sistemas con inversor y batería.

Con los datos de nuestra instalación la ecuación (5) nos da un resultado de:

Potencia pico mínima(Wp):	2615,830758

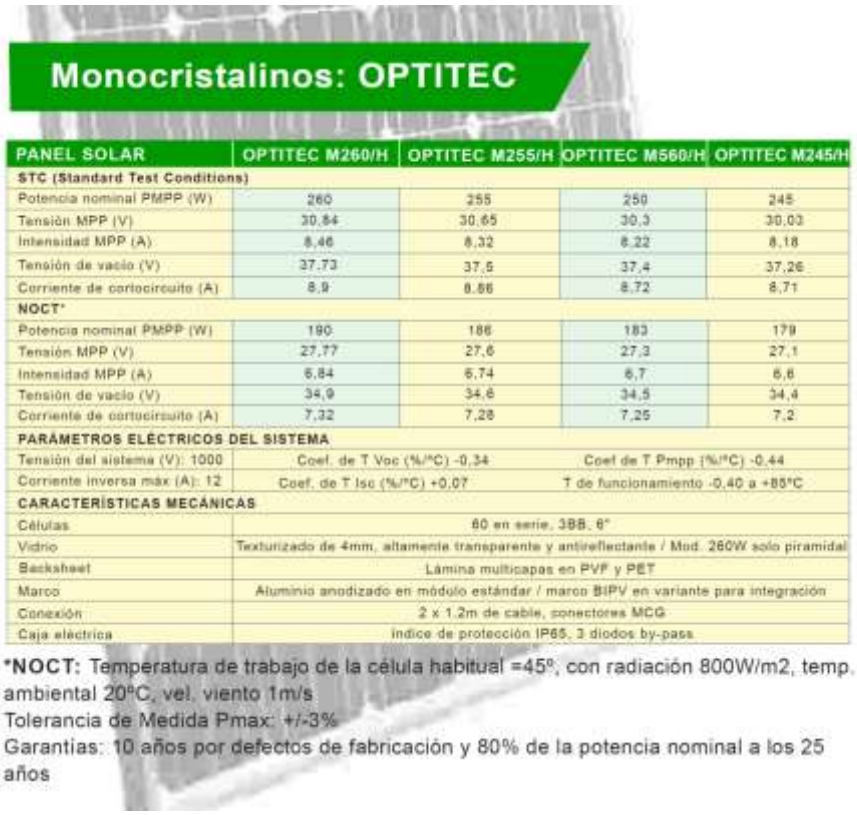
El Pliego de Condiciones para instalaciones FV aisladas del IDAE impone que la instalación deberá contar con una potencia pico de generación que podrá ser como

máximo un 20% superior a la mínima calculada mediante la formula indicada anteriormente.

Potencia pico máxima que podría tener la instalación.	3138,99691

La potencia pico de nuestra instalación debe tener un valor intermedio entre el minimo calculado mediante la expresión 5 y el máximo teniendo en cuenta el sobredimensionamiento máximo del 20% fijado por el IDAE

Ilustración 29: Modelo de Panel fotovoltaico Elegido. Suministrador: Hispania Solar.



Monocristalinos: OPTITEC

PANEL SOLAR	OPTITEC M260/H	OPTITEC M255/H	OPTITEC M560/H	OPTITEC M245/H
STC (Standard Test Conditions)				
Potencia nominal PMPP (W)	260	255	250	245
Tensión MPP (V)	30,84	30,65	30,3	30,03
Intensidad MPP (A)	8,46	8,32	8,22	8,18
Tensión de vacío (V)	37,73	37,5	37,4	37,26
Corriente de cortocircuito (A)	8,9	8,86	8,72	8,71
NOCT*				
Potencia nominal PMPP (W)	190	186	183	179
Tensión MPP (V)	27,77	27,6	27,3	27,1
Intensidad MPP (A)	6,84	6,74	6,7	6,6
Tensión de vacío (V)	34,9	34,6	34,5	34,4
Corriente de cortocircuito (A)	7,32	7,26	7,25	7,2
PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL SISTEMA				
Tensión del sistema (V): 1000	Coef. de T Voc (%/°C) -0,34		Coef de T Pmpp (%/°C) -0,44	
Corriente inversa máx (A): 12	Coef. de T Isc (%/°C) +0,07		T de funcionamiento -0,40 a +85°C	
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS				
Células	60 en serie, 3BB, 6"			
Vidrio	Texturizado de 4mm, altamente transparente y antireflectante / Mod. 260W solo piramidal			
Backsheet	Lámina multicapas en PVF y PET			
Marco	Aluminio anodizado en módulo estándar / marco BIPV en variante para integración			
Conexión	2 x 1.2m de cable, conectores MC4			
Caja eléctrica	Índice de protección IP65, 3 diodos by-pass			

*NOCT: Temperatura de trabajo de la célula habitual =45º, con radiación 800W/m2, temp. ambiental 20ºC, vel. viento 1m/s
Tolerancia de Medida Pmax: +/-3%
Garantías: 10 años por defectos de fabricación y 80% de la potencia nominal a los 25 años

Ilustración 30: Hoja de características panel fotovoltaico Optitec M245/H. Suministrador: Hispania Solar

El primer paso fue definir el modelo de paneles fotovoltaicos que utilizaría. Yo me decante por el modelo de paneles Hispania Solar Optitec de 24V.

De entre estos 4 modelos, cada uno con distinta potencia pico, realicé un estudio básico (Tabla 13) para determinar el número de paneles que tendría que utilizar en mi instalación, dividiendo la potencia pico mínima entre cada una de las potencias nominales de los paneles estudiados.

Cabe destacar que es recomendable que el número de paneles total sea par, ya que esto ayuda a evitar que se produzcan desequilibrios en la instalación y permite más opciones a la hora de definir las conexiones entre placas (serie y paralelo).

Wp	Número de placas solares	Número de placas real
245	10,67686024	12
250	10,46332303	12
255	10,25815984	12
260	10,06088753	12

Tabla 13: Cálculo número de paneles fotovoltaicos necesarios según su potencia pico (Resaltada en verde la opción elegida)

La instalación contará con 12 paneles solares Hispana Solar OPTITEC M245/H, ya que con estos paneles conseguimos una potencia con un valor comprendido entre la mínima calculada y la máxima establecida, y con los paneles de mayor potencia solo sobredimensionaríamos más de lo necesario la instalación.

La potencia pico con los 12 paneles será de 2940W.

Este sistema permite tener una tensión de generación distinta a la de acumulación ya que vamos a instalar un regulador de carga MPPT.

Definiremos las conexiones de las placas de tal forma que el regulador pueda soportar la tensión a circuito abierto y corriente de cortocircuito del grupo generador.

4 Regulador:

Como se ha expuesto anteriormente el regulador que utilizaremos en esta instalación será MPPT ya que permite trabajar con 2 tensiones distintas en corriente continua en la misma instalación y, además, incorpora un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia, lo que incrementa de forma significativa el rendimiento de nuestra instalación.

Para elegir un modelo entre todos los disponibles en el mercado primero debemos asegurarnos de que el regulador será capaz de soportar en régimen permanente la potencia de entrada pico que puede generar nuestro grupo generador fotovoltaico.

Teniendo en cuenta este criterio elegimos un modelo de Victron Energy que se ajuste a la potencia generada y a la tensión que tendrá nuestro sistema de acumulación.

Victron Energy SmartSolar MPPT 100/150, capaz de trabajar con una potencia fotovoltaica nominal de hasta 2900W para una tensión de acumulación de 24V.

Una vez hemos elegido el regulador que se montará en nuestra instalación, podemos estudiar cual sería la forma idónea de conectar las placas fotovoltaicas entre sí, de forma que un solo regulador controlará la generación procedente de todas las placas, y a la vez este no se verá sometido a tensiones o corrientes superiores a las que puede soportar en los casos más desfavorables (tensión a circuito abierto y corriente de cortocircuito).

La corriente que soportará el regulador en caso de cortocircuito es igual a:

$$I_{regulador} = 1.1 * número\ de\ placas\ en\ paralelo * I_{scplacas} \quad (6)$$

Multiplicamos con 1,1 ya que hay que aplicar un margen del 10% de seguridad

En cuanto a la tensión que soportará el regulador a circuito abierto la calcularemos de la siguiente forma:

$$V_{regulador} = 1.1 * \text{Nº de ramas paralelo conectadas en serie} * V_{ocplaca} \quad (7)$$

Utilizando las formulas (6) y (7) y estudiando las posibles formas de conexión simétricas para el número de placas que instalaremos, obtenemos la siguiente tabla:

Regulador elegido	Victron-SmartSolar MPPT 100/150	Configuraciones estudiadas con 12 placas		Tensión que soportará el regulador en caso de circuito abierto(V):	Corriente que soportará el regulador en caso de cortocircuito (A):
		Número de agrupaciones en paralelo:	Número de paneles en serie por agrupación paralelo:		
Tensión máxima admisible (V):	150	6	2	81,972	57,486
Corriente de cortocircuito (A):	100	2	6	245,916	19,162

Tabla 14: Análisis previo para el dimensionamiento del regulador y la distribución de los paneles fotovoltaicos.

La configuración que menos acerca al regulador a sus valores de tensión máxima admisible y corriente máximas es aquella en la que tenemos 6 ramas conectadas en paralelo formadas por 2 placas en serie cada una de ellas, configuración resaltada de color verde en la Tabla superior (Tabla 14).

Controlador de carga SmartSolar
MPPT 150/100-Tr
Con pantalla conectable

Controlador de carga SmartSolar
MPPT 150/100-MC4
Sin pantalla

Seguimiento ultrarrápido del Punto de Máxima Potencia (MPPT)
Especialmente con cielos nubosos, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial
En caso de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.
Los MPPT convencionales suelen seleccionar un MPP local, que no necesariamente es el MPP óptimo.
El innovador algoritmo de SmartSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión
Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

Algoritmo de carga flexible
Un algoritmo de carga totalmente programable (consulte la página de *software* de nuestra página web) y ocho algoritmos de carga preprogramados, que se pueden elegir con un selector giratorio (consulte más información en el manual).

Amplia protección electrónica
Protección de sobretemperatura y reducción de potencia en caso de alta temperatura.
Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.
Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna
Compensa la tensión de carga de absorción y flotación.
en función de la temperatura.

Bluetooth Smart integrado: no necesita mochila
La solución inalámbrica para configurar, supervisar y actualizar el controlador con un teléfono inteligente, una tableta u otro dispositivo Apple o Android.

VE.Direct
Para una conexión de datos con cable a un panel Color Control, Venus GX, PC u otros dispositivos.

On/Off remoto
Para conectarse a un VE.BUS BMS, por ejemplo.

Relé programable
Se puede programar (entre otros, con un teléfono inteligente) para activar una alarma u otros eventos.

Opcional: pantalla LCD conectable
Simplemente retire el protector de goma del enchufe de la parte frontal del controlador y conecte la pantalla.

Ilustración 31: Regulador Victron Energy SmartSolar MPPT 100/150. Suministrador: Victron Energy.

Controlador de carga SmartSolar	150/45	150/60	150/70	150/85	150/100
Tensión de la batería	Ajuste automático a12, 24 ó 48 V (Se precisa una herramienta de *software* para ajustar el sistema en 36 V)				
Corriente de carga nominal	45A	60A	70A	85A	100A
Potencia FV nominal, 12V 1a,b)	650W	860W	1000W	1200W	1450W
Potencia FV nominal, 24V 1a,b)	1300W	1720W	2000W	2400W	2900W
Potencia FV nominal, 36V 1a,b)	1950W	2580W	3000W	3600W	4350W
Potencia FV nominal, 48V 1a,b)	2600W	3440W	4000W	4900W	5800W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	50A (máx. 30A por conector MC4)			70A (máx. 30A por conector MC4)	
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo				
Eficacia máxima	98%				
Autoconsumo	Menos de 35 mA a 12 V / 20 mA a 48 V				
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)				
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)				
Tensión de carga de "ecualización"	Valores predeterminados: 16,2V / 32,4V / 48,6V / 64,8V (regulable)				
Algoritmo de carga	variable multietapas (ocho algoritmos preprogramados) o algoritmo definido por el usuario				
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C				
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretemperatura				
Temperatura de trabajo	De -30 a +60 °C (potencia nominal completa hasta los 40 °C)				
Humedad	95%, sin condensación				
Altura máxima de trabajo	5.000 m (fpotencia nominal completa hasta los 2.000 m)				
Condiciones ambientales	Para interiores, no acondicionados				
Grado de contaminación	PD3				
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct o Bluetooth				
Interruptor on/off remoto	Sí (conector bifásico)				
Relé programable	DPST Capacidad nominal CA 240 V AC / 4 A Capacidad nominal CC 4A hasta 35VCC, 1A hasta 60VCC				
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)				
CARCASA					
Color	Azul (RAL 5012)				
Terminales FV 3)	35 mm² / AWG2 (modelos Tr) Dos pares de conectores MC4 (modelos MC4)			35 mm² / AWG2 (modelos Tr) Tres pares de conectores MC4 (modelos MC4)	
Bornes de la batería	35mm² / AWG2				
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)				
Peso	3 kg			4,5kg	
Dimensiones (al x an x p) en mm	Modelos Tr: 185 x 250 x 95 mm Modelos MC4: 215 x 250 x 95 mm			Modelos Tr: 216 x 295 x 103 Modelos MC4: 246 x 295 x 103	
NORMAS					
Seguridad	EN/IEC 62109-1				

1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la entrada de potencia.
1b) La tensión FV debe exceder Vbat + 5V para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V.
2) Una corriente de cortocircuito más alta podría dañar el controlador en caso de polaridad inversa de los paneles FV.
3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios pares de separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares

Ilustración 32: Hoja de características del regulador Victron Energy SmartSolar MPPT 100/150. Fabricante: Victron Energy.

5 Acumulador:

Una vez que hemos definido el número y modelo de paneles fotovoltaicos que constituirán el grupo generador de nuestra instalación, el siguiente paso es dimensionar el sistema de acumulación.

Nuestro sistema deberá tener una autonomía mínima tabulada en función a la finalidad de la vivienda (vivienda habitual todo el año o solo verano), y la ubicación de esta.

En el caso de esta vivienda, se diseñará para tener una autonomía de 3 días, la mínima indicada en el IDAE.

Nuestro sistema tiene una potencia de entre 1500 y 5000W, por lo que se recomienda que el sistema de acumulación trabaje a una tensión de 24V. La profundidad de descarga en instalaciones en donde se prevea descargas profundas frecuentes no puede exceder el 80%. En el caso que nos ocupa hemos decidido ajustarnos a este límite.

Calculamos la capacidad mínima que debe tener el sistema de acumulación para proporcionar una autonomía de 3 días con la profundidad de descarga definida con la siguiente expresión:

$$C_B(Ah) = \frac{A * LD}{PD_{max} * \eta_{regulador} * \eta_{nversor} * \eta_{acumulador}} \quad (8)$$

Siendo:

A: Días de autonomía.

PD_{max}: Profundidad de descarga máxima (%).

LD: Consumo diario medio de la carga (Ah/día), se calcula de la siguiente forma, (ecuación (9)):

$$LD(\frac{Ah}{día}) = \frac{E_D}{U_{nominal}} \quad (9)$$

Siendo:

E_D: Demanda energética estimada (Wh/día).

$U_{nominal}$: Tensión nominal del sistema de acumulación (V).

Para los valores de los rendimientos utilizamos los valores típicos de cada aparato indicados en el pliego de condiciones para instalaciones FV aisladas del IDAE, 85% para el inversor y 81% para el regulador mas el acumulador.

A partir de la ecuación (8) obtenemos el siguiente resultado:

Cálculo del acumulador(Ah):	1098,43199

El sistema de acumulación estará compuesto por 12 vasos de batería de 2V OPzS solar 1200Ah HOPPECKE.

Ilustración 33: Vasos de batería OPzS de 2V HOPPECKE

Capacities, dimensions and weights

Type	C_{nom}/1.80 V Ah	C_{10}/1.80 V Ah	C_5/1.77 V Ah	C_3/1.75 V Ah	C_1/1.67 V Ah	max.* Weight kg	Weight electrolyte kg (1.24 kg/l)	max.* Length L mm	max.* Widht W mm	max.* Height H mm	Fig.
4 OPzS 200	200	213	182	161	118	17.3	4.5	105	208	420	A
5 OPzS 250	250	266	227	201	147	21.0	5.6	126	208	420	A
6 OPzS 300	300	320	273	241	177	24.9	6.7	147	208	420	A
5 OPzS 350	350	390	345	303	217	29.3	8.5	126	208	535	A
6 OPzS 420	420	468	414	363	261	34.4	10.1	147	208	535	A
7 OPzS 490	490	546	483	426	304	39.5	11.7	168	208	535	A
6 OPzS 600	600	686	590	510	353	46.1	13.3	147	208	710	A
7 OPzS 700	700	801	691	596	411	59.1	16.7	215	193	710	B
8 OPzS 800	800	915	790	681	470	63.1	17.3	215	193	710	B
9 OPzS 900	900	1026	887	767	529	72.4	20.5	215	235	710	B
10 OPzS 1000	1000	1140	985	852	588	76.4	21.1	215	235	710	B
11 OPzS 1100	1100	1256	1086	938	647	86.6	25.2	215	277	710	B
12 OPzS 1200	1200	1370	1185	1023	706	90.6	25.8	215	277	710	B
12 OPzS 1500	1500	1610	1400	1197	784	110.4	32.7	215	277	855	B
14 OPzS 1750	1750	1881	1632	1397	914	142.3	46.2	215	400	815	C
15 OPzS 1875	1875	2016	1748	1496	980	146.6	46.7	215	400	815	C
16 OPzS 2000	2000	2150	1865	1596	1045	150.9	45.9	215	400	815	C
18 OPzS 2250	2250	2412	2097	1796	1176	179.1	56.4	215	490	815	D
19 OPzS 2375	2375	2546	2213	1895	1242	182.9	55.6	215	490	815	D
20 OPzS 2500	2500	2680	2330	1995	1307	187.3	55.7	215	490	815	D
22 OPzS 2750	2750	2952	2562	2195	1437	212.5	67.0	215	580	815	D
23 OPzS 2875	2875	3086	2678	2294	1503	216.8	65.9	215	580	815	D
24 OPzS 3000	3000	3220	2795	2394	1568	221.2	66.4	215	580	815	D
26 OPzS 3250	3250	3488	3028	2594	1699	229.6	65.4	215	580	815	D

C_{nom} = nominal capacity at 10 h discharge according to DIN 40736-1
C_{10}, C_5, C_3 and C_1 = Capacity at 10 h, 5 h, 3 h and 1 h discharge
* according to DIN 40736-1 data to be understood as maximum values

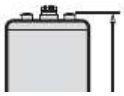


Ilustración 34: Hoja de características vasos OPZS 2V 1200Ah. HOPPECKE

Ahora calculamos la autonomía que tendrá nuestro sistema de baterías mediante la siguiente expresión: (10)

$$A = \frac{C_{20} * PD_{MAX}}{LD} * \eta_{regulador} * \eta_{inversor} * \eta_{acumulador} \quad (10)$$

De la expresión (10) obtenemos el siguiente resultado para el acumulador elegido:

Autonomía (días):	3,45947681

El punto 5.4.2 del Pliego de condiciones técnicas para instalaciones fotovoltaicas aisladas del IDAE además nos indica que, para asegurar una correcta recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador en Ah no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en A del generador fotovoltaico.

Con la configuración elegida, tenemos una corriente de cortocircuito del grupo generador igual a:

$$Isc = 6 \cdot 8{,}71A = 52{,}26A$$

Si dividimos la capacidad del acumulador entre este valor de corriente de cortocircuito obtenemos:

Requisito 5.4.2 PCT IDAE	22,9621125

Esta instalación cumple este criterio.

6 Inversor:

El inversor estará conectado entre la salida del regulador y las cargas, es un convertidor corriente continua- corriente alterna, el cual permite alimentar a las cargas del sistema con la tensión y frecuencia para las que han sido diseñadas.

El principal criterio para decidir qué modelo de inversor será el que se montará en la instalación es la potencia.

El inversor deberá ser capaz de soportar la potencia máxima que puede demandar la instalación con un coeficiente de simultaneidad de 0,6, ya que no todos los aparatos de la instalación van a estar funcionando a la vez.

Dimensionamos la potencia mínima del inversor según la siguiente expresión (11):

$$P_{inv} = \frac{P_{Ac} * F_{simult}}{\eta_{inv}} \quad (11)$$

Siendo:

P_{inv}: Potencia mínima del inversor. (W)

P_{AC}: Suma de las potencias de las cargas en alterna. (W)

F_{simult}: Coeficiente de simultaneidad de la instalación.

η_{inv}: Rendimiento del inversor.

A partir de la expresión (11) obtenemos el siguiente resultado para esta instalación (tabla 15):

Potencia instalada en alterna:	4840,130719
Coeficiente de simultaneidad	0,6
Rendimiento inversor:	0,85
Potencia mínima del inversor:	3416,56286

Tabla 15: Dimensionamiento del inversor.

Elegimos un modelo de entre todos los disponibles en catálogo de Victron energy que sea capaz de aportarnos de forma continua una potencia superior a esta.

El modelo Victron Energy Phoenix 24/5000 es capaz de aportar de forma continua una potencia máxima comprendida entre 4000 y 4500W dependiendo de la

temperatura, además, puede aportar hasta 6000W de forma instantánea durante breves picos de demanda si fuera necesario, durante el arranque de algún aparato de los que componen nuestra instalación.

ELECTRÓNICA / INVERSORES / PHOENIX 1200 VA - 5000 VA

SINUSMAX – DISEÑO SUPERIOR
Desarrollado para uso profesional, la gama de inversores Phoenix es ideal para innumerables aplicaciones. El criterio utilizado en su diseño fue el de producir un verdadero inversor sinusoidal con una eficiencia optimizada pero sin comprometer su rendimiento. Al utilizar tecnología híbrida de alta frecuencia, obtenemos como resultado un producto de la máxima calidad, de dimensiones compactas, ligero y capaz de suministrar potencia, sin problemas, a cualquier carga.

POTENCIA DE ARRANQUE ADICIONAL
Una de las características singulares de la tecnología SinusMax consiste en su muy alta potencia de arranque. La tecnología de alta frecuencia convencional no ofrece un rendimiento tan extraordinario. Los inversores Phoenix, sin embargo, están bien dotados para alimentar cargas difíciles, como frigoríficos, compresores, motores eléctricos y aparatos similares.

POTENCIA PRÁCTICAMENTE ILIMITADA GRACIAS AL FUNCIONAMIENTO EN PARALELO Y TRIFÁSICO.
Hasta 6 unidades del inversor pueden funcionar en paralelo para alcanzar una mayor potencia de salida. Seis unidades 24/5000, por ejemplo, proporcionarán 24 kW / 30 kVA de potencia de salida. También es posible su configuración para funcionamiento trifásico.

INTERFAZ PARA EL ORDENADOR
Todos los modelos disponen de un Puerto RS-485. Todo lo que necesita para conectar a su PC es nuestro interfaz MK2. Este interfaz se encarga del aislamiento galvánico entre el inversor y el ordenador, y convierte la toma RS-485 en RS-232. También hay disponible un cable de conversión RS-232 a USB.
Junto con nuestro software VEConfigure, que puede descargarse gratuitamente desde nuestro sitio Web, se pueden personalizar todos los parámetros de los inversores. Esto incluye la tensión y la frecuencia de salida, los ajustes de sobretensión o subtensión y la programación del relé. Este relé puede, por ejemplo, utilizarse para señalar varias condiciones de alarma distintas, o para arrancar un generador.

NUEVAS APLICACIONES PARA INVERSORES DE ALTA POTENCIA
Las posibilidades que ofrecen los inversores de alta potencia conectados en paralelo son realmente asombrosas.

Bornay

Ilustración 35: Inversor elegido.

	C 12/1200 · C 24/1200	C 12/1600 · C 24/1600	C 12/2000 · C 24/2000	12/3000 · 24/3000 · 48/3000	24/5000 · 48/5000
Especificaciones eléctricas					
Funcionamiento paralelo / trifásico	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Potencia de salida, continua 25ºC [1]	1200 VA	1600 VA	2000 VA	3000 VA	5000 VA
Potencia de salida, continua 25/40ºC	1000 / 900 W	1300 / 1200 W	1600 / 1450 W	2500 / 2200 W	4500 / 4000 W
Potencia máxima (instantánea)	2400 W	3000 W	4000 W	6000 W	10000 W
Voltaje de salida	230 Vac ±2%	230 Vac ±2%	230 Vac ±2%	230 Vac ±2%	230 Vac ±2%
Frecuencia de salida	50 /60 Hz ±0,1 %	50 /60 Hz ±0,1 %	50 /60 Hz ±0,1 %	50 /60 Hz ±0,1 %	50 /60 Hz ±0,1 %
Tipo de onda	Sinusoidal	Sinusoidal	Sinusoidal	Sinusoidal	Sinusoidal
Eficiencia máxima 12/24/48 V	92 / 94 %	92 / 94 %	92 / 92 %	93 / 94 / 95 %	- / 94 / 95 %
Consumo reposo 12/24/48 V	8 / 10 W	8 / 10 W	9 / 11 W	15 / 15 / 16 W	- / 25 / 25 W
Consumo reposo 12/24/48 V AES	5 / 8 W	5 / 8 W	7 / 9 W	10 / 10 / 12 W	- / 20 / 20 W
Consumo reposo 12/24/48 V Search	2 / 3 W	2 / 3 W	3 / 4 W	4 / 5 / 5 W	- / 5 / 6 W
Rango de voltaje de entrada	9,5 – 17 / 19 – 33 / 38 – 66 Vcc				
Relé multifunción programable	Sí, programable a través del interfaz MK2 y software VEConfigure				
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema				
On/Off remoto	Sí	Sí	Si	Sí	Sí
Protecciones	Cortocircuito de salida / Ondulación de Vac entrada demasiado alta				
Especificaciones generales					
Rango de temperatura	-20 a + 50 ºC	-20 a + 50 ºC	-20 a + 50 ºC	-20 a + 50 ºC	-20 a + 50 ºC
Toma de CA	Enchufe G-ST18i	Enchufe G-ST18i	Abrazadera-resorte	Bornes atornillados	Bornes atornillados
Conexión a la batería	Cable 1,5 m	Cable 1,5 m	Pernos M8	2+2 Pernos M8	2+2 Pernos M8
Dimensiones (mm)	375 x 214 x 110	375 x 214 x 110	520 x 255 x 125	362 x 258 x 218	444 x 328 x 240
Peso	10 Kg	10 Kg	12 Kg	18 Kg	30 Kg
Garantía	2 años	2 años	2 años	2 años	2 años

[1] Carga no lineal, factor de cresta 3:1

Ilustración 36: Hoja de características del inversor Phoenix 24/5000. Victron Energy.

7 Estructura de montaje de los paneles:

Los paneles deberán ir montados sobre una estructura que permita mantenerlos fijados con la orientación y ángulos elegidos, y anclados de forma firme a alguna superficie.

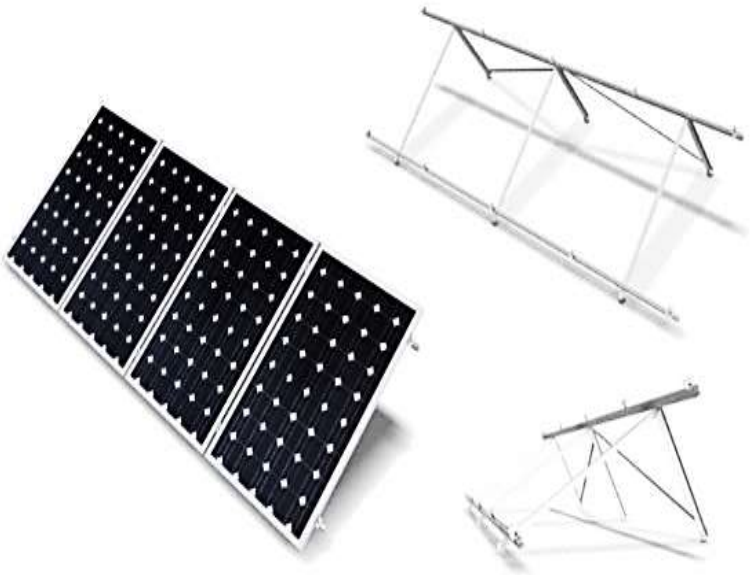
Anteriormente quedaron definidas tanto la inclinación como la orientación de los paneles de la instalación, quedando solo pendiente elegir una estructura que se adecuara tanto al ángulo de inclinación como al tamaño de los paneles y a la superficie sobre la que se iba a anclar.

Ilustración 37: Estructura de montaje de los módulos fotovoltaicos.

Materiales

Todos nuestros productos están fabricados integramente en aluminio de alta calidad, mientras que la tornillería y accesorios son de acero inoxidable.

Todas las estructuras pueden ofertarse en aluminio anodizado, cuya ventaja sobre las estructuras de aluminio crudo son la mayor resistencia a la corrosión y su acabado más estético. Para más información sobre nuestros soportes en aluminio anodizado no duden en ponerse en contacto con nosotros.



Sistema de fijación

El sistema de fijación de módulos fotovoltaicos se realiza mediante grapas intermedias y finales, de manera que cada pieza omega sujetará como máximo a dos paneles. La tornillería es desmontable, con sistema autoblocante mecánico y con arandela de presión.

Capacidad: De 1 a 20 módulos fotovoltaicos. Dispuestos en 1 fila en vertical
Inclinación: Estandar 30º
Materiales Aluminio- EN AW 6005A T6 / Tornilleria- acero inoxidable
Tamaño del módulo: Soporte válido para módulos de hasta 60 células (Módulo: 1650x1000x(35,40,45,50))
Instalaciones recomendadas: Cubiertas de hormigón, suelo mediante contrapesos o zapatas

Ilustración 38: Información aportada por el fabricante (Sumfer) sobre la estructura

Para este caso los paneles irán montados sobre la estructura CVA915 del fabricante SunferEnergy, esta estructura es modular, de forma que se pueden montar entre 1 y 20 paneles en esta. Permite montar paneles de hasta 60 células, como los de nuestra instalación, con una inclinación de 30º.

Aunque en las características se indica que las dimensiones de los módulos que se pueden montar en esta estructura son 1650x1000, tras una consulta con el distribuidor me aclararon que también admite el tamaño de nuestros módulos (1680x990) sin problema y sin necesidad de comprar elementos adicionales.

Los paneles se colocarán en una única fila de 12 paneles ya que tenemos espacio más que suficiente en la parcela donde se colocarán los paneles para esta distribución, evitando así la proyección de sombras entre filas.

El área que habrá que destinar a la ubicación de los paneles con esta distribución se calcula según la expresión (2) del presente proyecto será igual a:

$$A = (L * cos\beta) * a * n = (1{,}680 * cos30º) * 0{,}990 * 12 = 17{,}284 m^2$$

La estructura cumple con la norma UNE- EN 1993-1-3:2012 referida a las reglas generales que deben cumplir estructuras compuestas por perfiles y chapas de paredes delgadas conformadas en frío, y resiste cargas de nieve de hasta 0,5kN/m² y de viento de hasta 1kN/² (equivalente a un viento de 40m/s)

8 Sistema de supervisión:

Al ser tanto el regulador como el inversor modelos suministrados por Victron-Energy, podemos implementar el sistema el sistema de control y supervisión **Color Control GX,** por lo fácil que resulta integrar este modelo en la instalación, ya que consta de distintos puertos para recibir información de entrada de ambos aparatos.

Este aparato internamente es un miniordenador de gran potencia con sistema operativo en base Linux.

Ilustración 39: Color Control GX de Victron Energy

Sus principales características son:

-Sistema de monitorización y control para todos los sistemas eléctricos de Victron.

-Portal VRM gratuito, lo que permite además de controlar los equipos de forma local, hacerlo de forma remota, a través de internet.

- Se puede conectar a internet mediante cable ETHERNET o WIFI (mediante un accesorio USB). Si el aparato no se conecta a internet es capaz de almacenar en su memoria interna los datos de las últimas 48 horas de funcionamiento de la instalación. Si se le inserta una tarjeta SD su capacidad de almacenamiento en horas se ve aumentada.

En resumen, este sistema nos proporciona información en tiempo real de la instalación, y crea un registro de los valores medidos que almacena en su memoria interna y envía al portal VRM gratuito de Victron para liberar espacio en su memoria interna.

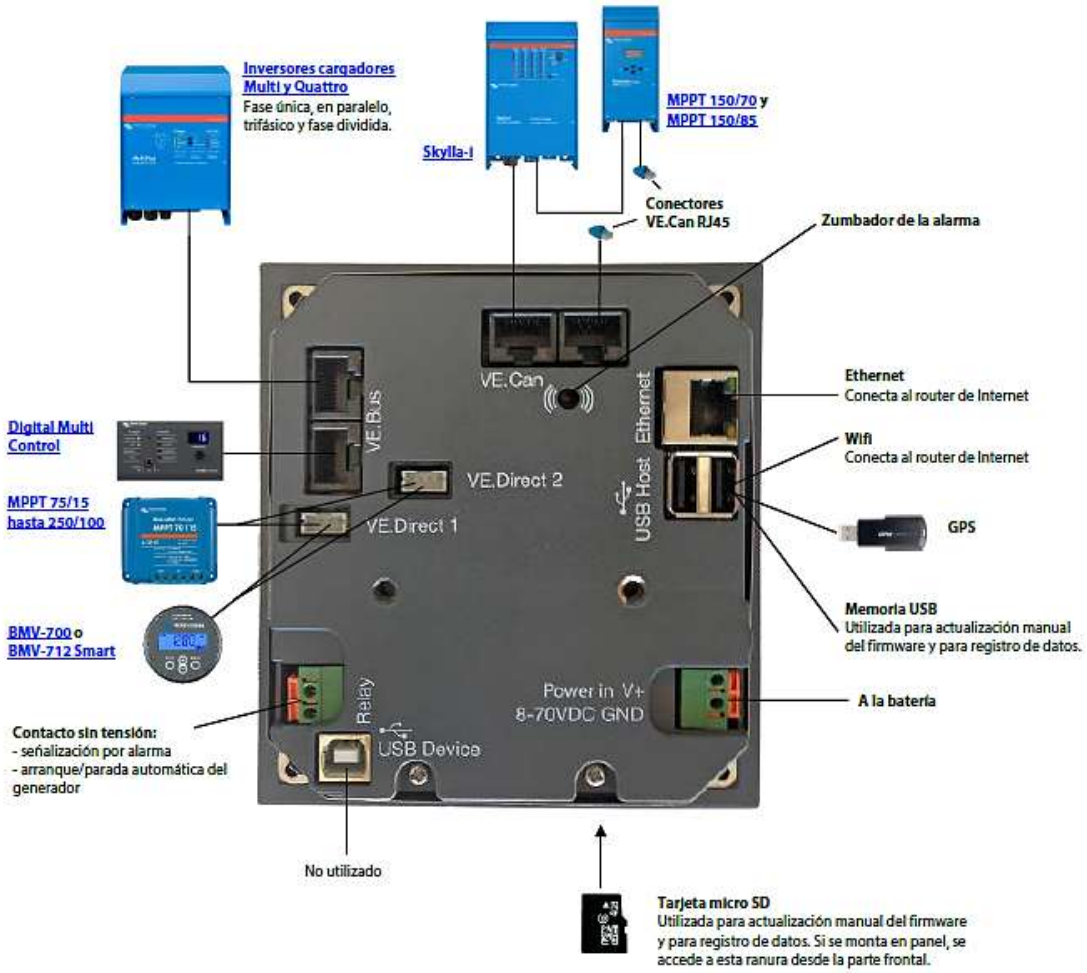


Ilustración 40: Distintos puertos de entrada del Color Control GX.

Color Control GX

Versión de firmware v2.04

www.victronenergy.com

Color Control GX			
Rango de tensión de la fuente de alimentación	9 – 70V CC		
Consumo de corriente	12V CC	24V CC	48V CC
Desconectado	0mA	0mA	0mA
Pantalla apagada	140mA	80mA	40mA
Pantalla intensidad mínima	160mA	90mA	45mA
Pantalla intensidad máxima	245mA	125mA	65mA
Contacto sin tensión	3A / 30V DC / 250V AC (Normally open)		
	Puertos de comunicaciones		
VE.Direct	2 puertos VE.Direct separados – aislados		
VE.Can	2 tomas RJ45 en paralelo – aisladas		
VE.Bus	2 tomas RJ45 en paralelo – aisladas		
USB	2 puertos host USB – no aislados		
Ethernet	Toma RJ 45 10/100/1000MB – aislada excpto apantallado		
	Interfaz de terceros		
Modbus-TCP	Utilice el Modbus-TCP para controlar todos los productos conectados al Color Control GX		
JSON	Utilice el VRM JSON API para obtener datos del Portal VRM		
	Otros		
Dimensiones externas (al x an x p)	130 x 120 x 28mm		
Rango de temperatura de trabajo	-20 a +50°C		
	Normativas		
Seguridad	EN 60950		
EMC	EN 61000-6-3, EN 55014-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-1, EN 55014-2		
Sector de la Automoción	E4-10R-053535		

Ilustración 41: Características eléctricas del Color Control GX.

Ilustración 42: Menús e interfaz del Color Control GX.

Monitorización de las baterías:

Además de este aparato, instalaremos un **monitor de baterías modelo BMV 700 de Victron** Energy, capaz de mostrarnos en tiempo real valores como la tensión, corriente y amperios hora consumidos de la batería, así como datos más complejos, como el estado de carga de las baterías, la potencia consumida y la restante de estas en vatios, y la autonomía restante.

Ilustración 43: Monitor del sistema de baterías BMV-700 de Victron Energy.

Es un aparato fácil de conectar, se conecta al sistema de baterías mediante un derivador BMV 500A/50mV, el cual se vende junto a este aparato, y se puede ver en la ilustración 44.

Ilustración 44: Derivador de corriente BMV 500A/50mV

Este derivador se conecta en su entrada con el sistema de baterías mediante un cable de 2 metros protegido con un fusible, y su salida conecta con la entrada del monitor mediante un cable de teléfono RJ12 de 10m, ambos cables incluidos con el aparato.

El monitor se puede configurar rápidamente con un SmartPhone, ya que dispone de conexión bluetooth, o manualmente mediante su menú de instalación rápida u otro más detallado con textos deslizantes para poder realizar los distintos ajustes.

Monitor de baterías	BMV-700	BMV-702 BMV-702 NEGRO	BMV-700HS
Tensión de alimentación	6,5 - 95 VDC	6,5 - 95 VDC	60 – 385 VDC
Consumo eléctrico; luz trasera apagada	< 4mA	< 4mA	< 4mA
Rango de tensión de entrada, batería auxiliar	n. d.	6,5 - 95 VDC	n. d.
Capacidad de la batería (Ah)	1 - 9999 Ah		
Rango de temperatura de trabajo	-40 +50°C (-40 - 120°F)		
Mide la tensión de una segunda batería, o la temperatura o el punto medio	No	Sí	No
Rango de medición de la temperatura	-20 +50°C		n. a.
Puerto de comunicación VE.Direct	Sí	Sí	Sí
Relé	60 V/1 A normalmente abierto (la función puede invertirse)		
RESOLUCIÓN y PRECISIÓN (con derivador de 500 A)			
Corriente	± 0,01 A		
Tensión	± 0,01 V		
Amperios/hora	± 0,1 Ah		
Estado de la carga (0 – 100%)	± 0,1%		
Autonomía restante	± 1 min		
Temperatura (0 - 50°C o 30 - 120°F)	n. d.	± 1°C/°F	n. d.
Precisión de la medición de la corriente	± 0,4%		
Precisión de la medición de la tensión	± 0,3%		
INSTALACIÓN Y DIMENSIONES			
Instalación	Montaje empotrado		
Frontal	63mm de diámetro		
Embellecedor delantero	69 x 69mm (2,7 x 2,7 in)		
Diámetro del cuerpo	52mm (2,0 in)		
Profundidad del cuerpo	31mm (1,2 in)		
ESTÁNDARES			
Seguridad	EN 60335-1		
Emisiones/Normativas	EN 55014-1 / EN 55014-2		
Sector de la Automoción	ECE R10-4 / EN 50498		
ACCESORIOS			
Derivador (incluido)	500A / 50mV		
Cables (incluidos)	UTP de 10 metros, 6 seis hilos, con conectores RJ12, y cable con fusible para conexión "+"		
Sensor de temperatura	Opcional (ASS000100000)		

Ilustración 45: Hoja de características del monitor de baterías.

El monitor de baterías se puede conectar Color Control GX ya que dispone de puertos de entrada específicos para este fin.

Características estándar

- Tensión, corriente, potencia, amperios-hora consumidos y estado de la carga de la batería

- Autonomía restante al ritmo de descarga actual.

- Alarma visual y sonora programable

- Relé programable, para desconectar cargas no críticas o para arrancar un generador en caso necesario.

- Derivador de conexión rápida de 500 amperios y kit de conexión

- Selección de la capacidad del derivador hasta 10.000 amperios

- Puerto de comunicación VE.Direct

- Almacena una amplia gama de datos históricos, que pueden utilizarse para evaluar los patrones de uso y el estado de la batería.

- Amplio rango de tensión de entrada: 6,5 – 95 V

- Alta resolución de medición de la corriente: 10 mA (0,01A)

- Bajo consumo eléctrico: 2,9 Ah al mes (4 mA) @ 12 V y 2,2 Ah al mes (3 mA) @ 24V

9 Cálculo de secciones.

El cálculo de la sección que se va a utilizar para cablear cada tramo se va a hacer según la siguiente ecuación, perteneciente al anexo 2 del REBT:

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot e \cdot U} = \frac{2 \cdot I \cdot L}{\gamma \cdot e} \tag{12}$$

Siendo:

-S: Sección calculada según el criterio de la caída de tensión máxima admisible en %.

-P: Potencia activa prevista en el tramo, en vatios.

-U: Tensión nominal de la línea (230V en monofásico y alterna)

-L: Longitud del conductor en el tramo calculado.

-I: Amperios que van a pasar por el tramo.

-e: Porcentaje de caída de tensión admisible, en el punto 5.8.2 del Pliego de Condiciones técnicas para instalaciones fotovoltaicas aisladas del IDAE se especifica que para ningún tramo la caída de tensión puede superar el 1,5% del valor nominal de la tensión del sistema.

-γ: Conductividad en m/(Ω·mm^2), su valor se obtiene de la siguiente tabla en función del material del que esté compuesto el cable y de la temperatura, se pueden obtener los valores de este coeficiente directamente de la Tabla 18.

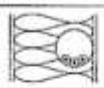
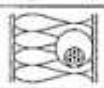
Material	γ_{20}	γ_{70}	γ_{90}
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28
Temperatura	20ºC	70ºC	90ºC

Tabla 16 : Tabla valor de conductividad en función de la temperatura y el material del cable.

Esta expresión (12) desprecia el efecto piel y el efecto de proximidad, por lo cual podemos utilizarla también para los tramos en continua, aunque inicialmente esté pensada para alterna.

No he encontrado en reglamento nada relacionado con cálculo de secciones en corriente continua, siguiendo recomendaciones vistas en páginas especializadas en energías renovables he seguido el siguiente criterio que tiene en cuenta tanto la caída de tensión máxima permitida como la corriente máxima que puede admitir el cable: A partir del resultado que obtengamos de la expresión (12) para cada tramo, según la caída de tensión máxima admitida, seleccionaremos la sección inmediatamente superior de las disponibles y comprobaremos que las intensidades máximas admitidas sean correctas según las tablas de la ITC-BT-19 del REBT, es decir, que la sección de cable elegida soporte en régimen permanente un valor de corriente mínimo del 125% de la corriente prevista para ese tramo (Cumpliendo así con la exigencia establecida en la ITC- BT 40).

Tabla 1. Intensidades admisibles (A) al aire 40 °C. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos[3] en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos[3] en montaje superficial o emprotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared[1]					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre[1] Distancia a la pared no inferior a 0.3D[5]						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo[4] Distancia a la pared no inferior a D[5]							3x PVC			3x XLPE o EPR[2]	
G		Cables unipolares separados mínimo D[5]									3x PVC[3]		3x XLPE o EPR
		mm²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	455
		150				236	260	278	310	338	363	404	525
		185				268	297	317	354	386	415	464	601
		240				315	350	374	419	455	490	552	711
		300				360	404	423	484	524	565	640	821

1) A partir de 25 mm² de sección.
2) Incluyendo canales para instalaciones -canaletas- y conductos de sección no circular.
3) O en bandeja no perforada.
4) O en bandeja perforada.
5) D es el diámetro del cable.

Tabla 17: Intensidades máximas admitidas de conductores según el tipo de instalación y la naturaleza del aislamiento. (Tabla perteneciente al REBT desactualizada, norma UNE Reemplazada)

La Tabla 17 figura en la ITC-BT-19 del REBT, sacada directamente de la norma UNE 20460-5-523, esta norma fue derogada en 2014 por la entrada en vigor de la nueva norma UNE 60364-5-52:2014.

La nueva tabla de intensidades máximas admisibles, extraída de la norma UNE 60364-5-52:2014, se corresponde con las Tablas 18 y 19 del presente proyecto (sobre las cuales trabajaremos para el cálculo de secciones)

TABLA B.52-1 (UNE-HD 60364-5-52: 2014) Métodos de instalación de referencia

Instalación de referencia			Tabla y columna			
			Intensidad admisible para los circuitos simples			
			Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR	
			Número de conductores			
			2	3	2	3
Local	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 7b	Tabla C.52-1 bis columna 6b
Local	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 2	Tabla C.52-1 bis columna 6b	Tabla C.52-1 bis columna 5b
	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B1	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 10b	Tabla C.52-1 bis columna 8b
	Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B2	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 8b	Tabla C.52-1 bis columna 7b
	Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera o mampostería	C	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 11	Tabla C.52-1 bis columna 9b
	Cable multiconductor en conductos enterrados	D1	Tabla C.52-2 bis columna 3	Tabla C.52-2 bis columna 4	Tabla C.52-2 bis columna 5	Tabla C.52-2 bis columna 6
	Cables con cubierta unipolares o multipolares directamente en el suelo	D2				
	Cable multiconductor al aire libre Distancia al muro no inferior a 0,3 veces el diámetro del cable	E	Tabla C.52-1 bis columna 9a	Tabla C.52-1 bis columna 7a	Tabla C.52-1 bis columna 12	Tabla C.52-1 bis columna 10b
	Cables unipolares en contacto al aire libre Distancia al muro no inferior al diámetro del cable	F	Tabla C.52-1 bis columna 10a	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 13	Tabla C.52-1 bis columna 11
	Cables unipolares espaciados al aire libre Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable	G	Ver UNE-HD 60364-5-52			

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) **EPR**: Etileno-propileno (90°C) **PVC**: Policloruro de vinilo (70°C)

Cobre: $\rho_{20} = 1/56\ \Omega mm^2/m$; Aluminio: $\rho_{20} = 1/35\ \Omega mm^2/m$

$\rho = K_0 \cdot \rho_{20}$ **Para el cobre y el aluminio: $\theta = 70°C \rightarrow K_0 = 1,20$; $\theta = 90°C \rightarrow K_0 = 1,28$**

POTENCIAS NORMALIZADAS DE TRANSFORMADORES (EN kVA):

5, 10, 15, 20, 30, 50, 75, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000

FACTORES DE MAYORACIÓN K_O: 1,25 para motores y 1,8 para lámparas de descarga

TABLA C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014)
Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																	
A1		PVC 3	PVC 2				XLPE 3		XLPE 2									
A2	PVC 3	PVC 2			XLPE 3		XLPE 2											
B1				PVC 3		PVC 2					XLPE 3				XLPE 2			
B2			PVC 3	PVC 2					XLPE 3		XLPE 2							
C						PVC 3				PVC 2			XLPE 3			XLPE 2		
E								PVC 3				PVC 2			XLPE 3		XLPE 2	
F										PVC 3			PVC 2			XLPE 3		XLPE 2
1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Sección mm² Cobre																		
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	–
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	28	28	30	32	–
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	–
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	–
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	–
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	–
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
35	–	–	–	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
50	–	–	–	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
70	–	–	–	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95	–	–	–	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
120	–	–	–	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	–	–	–	–	–	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	–	–	–	–	–	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
240	–	–	–	–	–	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617
Aluminio																		
2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	25	–
4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	–
6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	–
10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	–
16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	–
25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110
35	–	–	–	74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136
50	–	–	–	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167
70	–	–	–	115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215
95	–	–	–	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262
120	–	–	–	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306
150	–	–	–	–	–	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353
185	–	–	–	–	–	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406
240	–	–	–	–	–	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482

Aislamientos termoestables (90°C)		*Aislamientos termoplásticos (70°C)*
XLPE: Polietileno reticulado	**EPR**: Etileno-propileno	**PVC**: Policloruro de vinilo

Tabla 18: Intensidades máximas admitidas de conductores según el tipo de instalación y la naturaleza del aislamiento. (Perteneciente a la norma UNE 60364-5-52:2014, norma que ha reemplazado la antigua UNE 20460-5-523)

4.1. Tabla C-52-2 bis Intensidades admisibles para una temperatura en el terreno de 25°C

La siguiente tabla define la intensidad máxima admisible de los conductores de cobre o aluminio, enterrados, en los diferentes sistemas permitidos y tipos de aislamiento para una temperatura ambiente del terreno de 25°C, resistividad térmica del terreno 2,5 K·m/W a una profundidad 0,70 metros.

INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE						
Número de conductores cargados y tipo de aislamiento						
Método de instalación		Sección	2PVC	3PVC	2XLPE	3XLPE
D1/D2	Cobre (Enterrado)	1,5 mm²	20	17	24	21
		2,5 mm²	27	22	32	27
		4 mm²	36	29	42	35
		6 mm²	44	37	53	44
		10 mm²	59	49	70	58
		16 mm²	76	63	91	75
		25 mm²	98	81	116	96
		35 mm²	118	97	140	117
		50 mm²	140	115	166	138
		70 mm²	173	143	204	170
		95 mm²	205	170	241	202
		120 mm²	233	192	275	230
		150 mm²	264	218	311	260
		185 mm²	296	245	348	291
		240 mm²	342	282	402	336
		300 mm²	387	319	455	380
	Alumino (Enterrado)	2,5 mm²	20	17,5	24	21
		4 mm²	27	22	32	27
		6 mm²	34	28	40	34
		10 mm²	45	38	53	45
		16 mm²	58	49	70	58
		25 mm²	76	62	89	74
		35 mm²	91	76	107	90
		50 mm²	107	89	126	107
		70 mm²	133	111	156	132
		95 mm²	157	131	185	157
		120 mm²	179	149	211	178
		150 mm²	202	169	239	201
		185 mm²	228	190	267	226
		240 mm²	263	218	309	261
		300 mm²	297	247	349	295

Tabla 19: Tabla de Intensidades máximas admisibles norma UNE actualizada (UNE 60364-5-52:2014)

Además, cabe destacar que para los cables enterrados deberán aplicarse los siguientes factores de corrección sobre el valor de corriente máximo si fuese necesario (Tabla 20):

4.2.1. Tabla B.52.15 Bis. Temperaturas del terreno diferentes a 25°C

Para calcular la corriente máxima permitida por los conductores en condiciones de temperatur distintas de 25°C usamos la tabla que se expone a continuación:

Temperaturas del terreno diferentes a 25°C		
Temperatura	Aislamiento	
	PVC, Z1	XLPE, EPR
10º	1,16	1,11
15º	1,11	1,08
20º	1,06	1,05
25º	1	1
30º	0,91	0,97
35º	0,88	0,93
40º	0,81	0,86
45º	0,75	0,83
50º	0,66	0,79
55º	0,58	0,74
60º	0,47	0,68
65º	-	0,62
70º	-	0,55
75º	-	0,48
80º	-	0,39

4.2.2. Tabla B.52.16. Cables en conductos enterrados en terrenos de resistividad diferente de 2,5 K m/W

Cable en conductos enterrados en terrenos de resistividad diferente de 2,5 K.m/W							
Resistividad térmica k.m/W	0,5	0,7	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Factor de corrección para cables en conductos enterrados	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Factor de corrección para cables enterrados directamente	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90
NOTA 1 Se asume que las propiedades del terreno son uniformes. No se ha contemplado la posibilidad de la migración de humedad que puede comportar la existencia de una región de alta resistividad térmica alrededor del cable. Si se prevé el secado parcial del terreno, la corriente admisible debería determinarse a partir de los métodos especificados en la Norma IEC 60287.							

Tabla 20: Factores de corrección cables enterrados.

Las instalaciones de corriente continua, al trabajar con valores de tensión muy bajos, deberán estar cableadas con secciones elevadas si se comparan con las instalaciones de alterna.

Trabajaremos con un valor de conductividad a 20ºC, tras calcular la sección mínima, nos quedaremos con la inmediatamente superior de las secciones normalizadas, comprobaremos que el cable soporta la corriente que pasará por él en función de los valores obtenidos para el tipo de montaje de cada tramo y la sección de este (valores de corriente máxima obtenidos de las Tablas 18 y 19 de este proyecto, de la norma UNE 60364-5-52:2014). Tras esto comprobaremos la temperatura real de trabajo del cable para ver si esta varía mucho de los 20ºC que hemos supuesto para el valor de la

conductividad, si obtuviéramos un resultado muy distinto a 20ºC, deberíamos repetir el proceso de cálculo.

También deberemos considerar que según lo especificado por el punto 5 de la ITC BT 40 del reglamento electrotécnico de baja tensión, los cables de conexión del grupo generador deben estar dimensionados para soportar una intensidad no inferior al 125% de la corriente máxima de este.

Tramo Grupo generador Fotovoltaico-Regulador (DC):

Este tramo será el más largo de los que hay en la parte de continua de la instalación, con prácticamente 40 metros de longitud medidos sobre el terreno, lo sobredimensionaremos otros 10 metros para asegurarnos que la sección calculada cumplirá; para cablear este tramo utilizaremos 2 cables XLPE unipolares enterrados directamente en el suelo (tipo de montaje D2), un cable para el polo positivo y otro para el negativo.

-L=50m.

-P=Potencia nominal del tramo= Potencia del campo fotovoltaico=2940W.

-I=Corriente nominal ·nº paneles en paralelo en cada rama en serie=8,18A·6=49,08A

-v=Tensión nominal· nº de ramas conectadas en serie= 30,03V * 2 =60,06V

-e=Caída de tensión máxima permitida (1,5%)=0,901V

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot e \cdot U} = \frac{2 \cdot 2940W \cdot 50m}{\frac{56m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 0{,}901V \cdot 60{,}06V} = 97.02mm^2$$

La sección inmediatamente superior a esta es 120mm2 de cobre, comprobamos que esta sección admite hasta 275A.

Los cables estarán enterrados a una profundidad de 0,7 m y suponemos una temperatura aproximada del suelo a esa profundidad de 25ºC, para saber la resistividad térmica del terreno de forma aproximada cogemos los valores obtenidos de la Tabla 21 en función de la naturaleza del terreno.

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza
3,00	De piedra granítica

Tabla 21: Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza. (Fuente ITC-LAT-06)

El terreno del caso que nos ocupa es de naturaleza húmeda, por lo que obtenemos un valor de resistividad igual a 0,7 K·m/W de la Tabla 15.

Habrá que aplicar un coeficiente de corrección al valor de la corriente máxima que soporta el cable en función de este valor.

Ya que los cables estarán enterrados directamente, este coeficiente tendrá un valor de 1,62 (Tabla 20)

La corriente máxima que podrá soportar el cable será de:

Imax=$I_{Estandar} \cdot k_{corrección}$ =275A·1,62=**445,5A.**

-

Ahora procedemos a calcular la temperatura de trabajo real de este tramo de cable, según la formula obtenida del anexo 2 del REBT.

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) \cdot (\frac{I}{I_{max}})^2 \quad (13)$$

Siendo:

T= Temperatura real estimada del conductor.

T_{max}= Temperatura máxima admisible para el conductor en función de su tipo de aislamiento, para conductores con aislamiento XLPE, 90ºC.

T_0=Temperatura ambiente del conductor.

I= Intensidad prevista para el conductor.

I_{max}=Intensidad máxima admisible para el conductor según el tipo de instalación.

Calculando a partir de la expresión (13) obtenemos la siguiente temperatura de trabajo:

$$T = 25ªC + (90ºC - 25ºC) \cdot \left(\frac{57{,}26A}{445{,}5A}\right)^2 = 26{,}07ºC.$$

Para el valor de la conductividad supusimos una temperatura de trabajo de 20ºC, el valor real es bastante cercano a este, por lo que no afectará significativamente al valor de sección obtenido.

Necesitaremos 2 cables unipolares de 120mm2, cubierta XLPE RV-K 0,6/1KV, uno para el positivo y otro para el negativo, que deberán conducirse separados, protegidos mediante una protección mecánica complementaria y señalizados mediante bandas de señalización enterradas a una profundidad adecuada, debe también respetarse los códigos de colores y etiquetas según la normativa vigente, cumpliendo con el punto 5.8.4 del Pliego de Condiciones técnicas del IDAE.

Tramo Regulador-Baterías (DC):

Este tramo de cable circulará por el interior de la vivienda.

-L=3m

-I=120A (La batería tiene una capacidad nominal en C_{10} de 1200Ah, es decir, si se encuentra cargada a plena capacidad puede entregar 120A durante 10 horas hasta descargarse por completo, tomaremos este valor de corriente como el valor esperado para el tramo).

-V=24V

-e=Caída de tensión máxima permitida (1%)=0,24V (La caída de tensión máxima recomendada es del 1% aunque se permita hasta un 1,5%)

Calculamos según la expresión (12) la sección mínima en función de la caída de tensión:

$$S = \frac{2 \cdot I \cdot L}{\gamma \cdot e} = \frac{2 \cdot 120A \cdot 3m}{\frac{56m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 0{,}24V} = 53{,}57mm^2$$

La sección inmediatamente superior es 70mm², esta sección soportará de sobra la corriente que pasará por el cable en régimen permanente para cualquier tipo de montaje.

La corriente máxima que soportarán estos cables que irán conducidos sobre una pared de madera o mampostería (Montaje C) es de **243A** en régimen permanente.

-Calculamos la temperatura real de funcionamiento a partir de la expresión (13):

$$T = 25ªC + (90ºC - 25ºC) \cdot \left(\frac{120A}{243A}\right)^2 = 40{,}85ºC.$$

El valor de la temperatura de trabajo es bastante distinto a los 20ºC supuestos para obtener el valor de conductividad del cobre inicial, iteramos para obtener un valor de conductividad del cobre a 40,85ºC y comprobamos si la sección de 70mm^2 sigue siendo válida por el criterio de caída de tensión.

$$\frac{70 - 20}{40{,}85 - 20} = \frac{48 - 56}{\gamma_{40{,}85} - 56}$$

De esta expresión obtenemos un valor de la conductividad para una temperatura de 40,85ºC igual a:

$$\gamma_{40{,}85} = 52{,}64 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$$

Repetimos el cálculo de la sección mínima (12) para una caída de tensión del 1%:

$$S = \frac{2 \cdot I \cdot L}{\gamma \cdot e} = \frac{2 \cdot 120A \cdot 3m}{\frac{52{,}64m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 0{,}24V} = 56{,}99mm^2$$

Como podemos comprobar la sección de 70mm^2 con cubierta XLPE sigue siendo válida.

Necesitaremos 2 cables unipolares de 70mm², cubierta XLPE RV-K 0,6/1KV, uno para el positivo y otro para el negativo, que deberán conducirse separados, protegidos y señalizados (códigos de colores y etiquetas según la normativa vigente), cumpliendo con el punto 5.8.4 del Pliego de Condiciones técnicas del IDAE.

Tramo Regulador - Inversor (DC):

Este cálculo debe hacerse teniendo en cuenta la potencia máxima que puede aportar el inversor dividida por su rendimiento:

$$P = \frac{P_{max-inv}}{\eta_{inv}} = \frac{4500W}{0{,}85} = 5294{,}12W$$

-L=3m

-P=5294,12W

-V=24V

-I=5294,12W/24V=220,59A

-e=Caída de tensión máxima permitida (1%)=0,24V

Calculamos mediante la expresión (12) la sección mínima:

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot e \cdot U} = \frac{2 \cdot 5294{,}12W \cdot 3m}{\frac{56m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 0{,}24V \cdot 24V} = 98{,}47mm^2$$

La sección justamente superior a esta es 120mm².

La corriente máxima que soportarán estos cables que irán conducidos sobre una pared de madera o mampostería (Montaje C) es de **350A** en régimen permanente.

-Calculamos la temperatura real de funcionamiento (13):

$$T = 25ªC + (90ºC - 25ºC) \cdot \left(\frac{220{,}29A}{350A}\right)^2 = 50{,}74ºC.$$

El valor de la temperatura de trabajo es bastante distinto a los 20ºC supuestos para obtener el valor de conductividad del cobre inicial, iteramos para obtener un valor de conductividad del cobre a 50,74ºC y comprobamos si la sección de 120mm^2 sigue siendo válida por el criterio de caída de tensión.

$$\frac{70 - 20}{50{,}74 - 20} = \frac{48 - 56}{\gamma_{50{,}74} - 56}$$

De esta expresión obtenemos un valor de la conductividad para una temperatura de 50,74ºC igual a:

$$\gamma_{50{,}74} = 51{,}08\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$$

Repetimos el cálculo de la sección mínima (12) para una caída de tensión del 1%:

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot e \cdot U} = \frac{2 \cdot 5294{,}12W \cdot 3m}{\frac{51{,}08m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 0{,}24V \cdot 24V} = 107{,}96mm^2$$

Como podemos comprobar la sección de 120mm^2 con cubierta XLPE sigue siendo válida.

Necesitaremos 2 cables unipolares de 120mm², cubierta XLPE RV-K 0,6/1KV, uno para el positivo y otro para el negativo, que deberán conducirse separados,

protegidos y señalizados (códigos de colores y etiquetas según la normativa vigente), cumpliendo con el punto 5.8.4 del Pliego de Condiciones técnicas del IDAE.

Secciones en alterna:

El resto de tramos de la instalación no serán de interés, ya que la vivienda contaba con una instalación eléctrica previa diseñada siguiendo el modelo de una vivienda de electrificación básica proporcionado por la ITC-BT-25 del REBT, para viviendas con una potencia prevista menor o igual a 5750W.

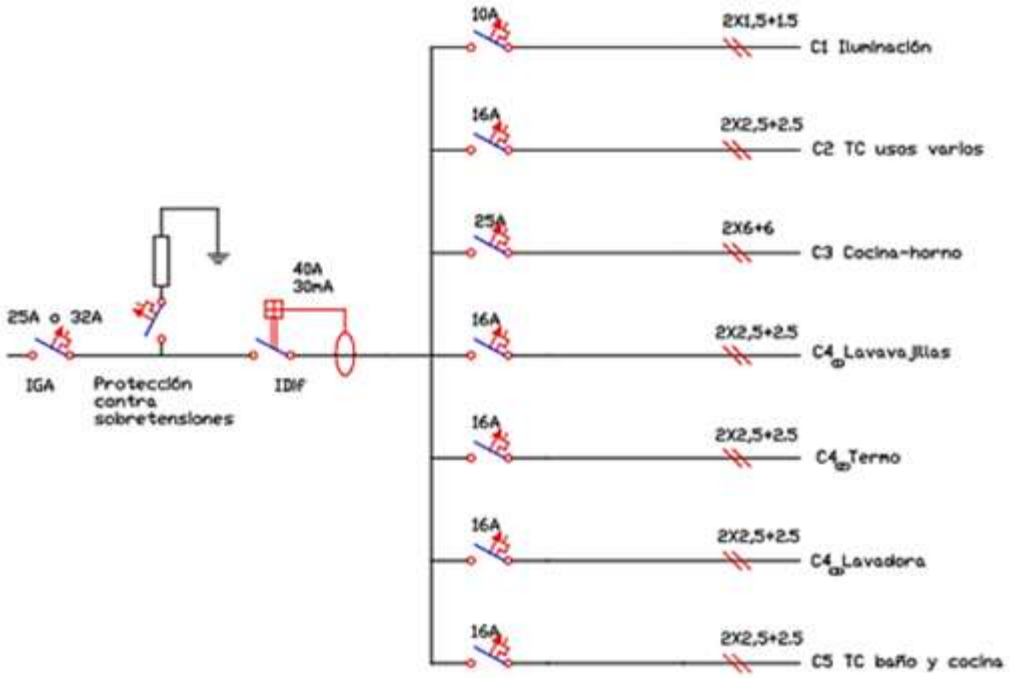


Ilustración 46: Esquema unifilar de nuestra vivienda (Vivienda de electrificación básica). Fuente: Guía técnica de aplicación del REBT

Esta instalación consta de los siguientes circuitos:

C1 circuito de distribución interna, destinado a alimentar los puntos de iluminación.

C2 circuito de distribución interna, destinado a tomas de corriente de uso general y frigorífico.

C3 circuito de distribución interna, destinado a alimentar la cocina y horno.

C4 circuito de distribución interna, destinado a alimentar la lavadora, lavavajillas y termo eléctrico.

C5 circuito de distribución interna, destinado a alimentar tomas de corriente de los cuartos de baño, así como las bases auxiliares del cuarto de cocina.

El único cambio que sufre nuestra instalación respecto al esquema de una vivienda de electrificación básica es que para nuestro tipo de instalación no se instala un ICP ya que no procede.

10 Protecciones en continua:

Como en el caso de las secciones, las protecciones en alterna ya forman parte de la instalación previa de la vivienda, por lo que no será necesario dimensionarlas.

En el caso de los 3 tramos del circuito que funcionarán en corriente continua (generador-regulador, regulador-baterías y regulador-inversor) instalaremos las siguientes protecciones:

Las protecciones de los circuitos de corriente continua se efectuarán mediante fusibles siempre que sea posible, debido al elevado coste de los interruptores automáticos para continua.

Las principales desventajas de los fusibles frente a los interruptores automáticos son:

-Los fusibles funden al actuar para extinguir una falta (se aprovechan del efecto Joule para proteger el circuito), por lo que deben reemplazarse.

-Los interruptores automáticos incorporan además de un sistema magnético de respuesta ante cortocircuitos, un sistema térmico de respuesta a sobrecargas, mientras que los fusibles son más difíciles de ajustar para actuar frente a sobrecargas.

Los circuitos deben estar protegidos contra sobrecargas (valores de corriente comprendidos entre 2 y 4 veces el valor de corriente nominal) y contra cortocircuitos (valores de corriente que pueden alcanzar valores comprendidos entre 10 y 20 veces la corriente nominal).

Montaremos las protecciones y el embarrado de corriente continua en una envolvente de plástico de tapa transparente, con prensa estopas que permita la entrada del cable, accesorio para poder fijarla en un muro y ventilación no forzada.

Las protecciones se dimensionarán de acuerdo a la ITC-BT-22 del REBT.

Tramo Grupo generador Fotovoltaico-Regulador (DC):

La protección de cada serie de módulos se hará mediante fusibles de 10x38mm tipo cartucho, con una corriente de actuación superior a la de cortocircuito de los módulos de al menos un 25%.

$$I_{protección} = 8{,}71\ \text{A} \cdot 2 \cdot 1{,}25 = 21{,}70\text{A}$$

Montaremos 6 cartuchos fusibles con sus bases, una tensión de trabajo de 24V y una corriente de actuación de al menos 24 A, estarán ubicados entre las agrupaciones de 2 paneles serie y el embarrado de continua.

Instalaremos de forma adicional un magnetotérmico de corriente continua teniendo en cuenta las siguientes condiciones de este tramo:

I=Corriente nominal ·nº paneles en paralelo en cada rama en serie=8,18A·6=49,08A

Corriente de cortocircuito=I_{ccmax}=I_{ccmin}=8,71A·6=52,26A

v=Tensión nominal· nº de ramas conectadas en serie= 30,03V * 2 =60,06V

Imax=$I_{Estandar}$·$k_{corrección}$ =275A·1,62=**445,5A.**

Magnetotérmico disyuntor 1 polo para CC 2.5Amp a 100Amp max 100VCC

Descripción:

- Interruptor magnetotérmico especial para aplicaciones en CC
- Intensidad nominal 2,5A, 5A, 7,5A, 10A, 15A, 20A, 25A, 30A, 35A 40A, 50A, 60A, 70A 85A,100A
- Curvas de disparo magnetotérmico tipos B y C
- Capacidad de corte en cortocircuito 6kA (IEC 898)
- 1Polo (100V DC), 2Polos (200V DC)
- Funcionamiento con limitación de sobreintensidad en caso de fallo
- Ancho por polo: 18mm
- Bornes con protección IP20 contra contactos accidentales
- Bornes de seguridad que aseguran la imposibilidad de realizar una conexión incorrecta
- Capacidad de los bornes hasta 35mm²
- Par de apriete hasta 4.5Nm
- Apto para instalación en cuadros de distribución
- Maneta enclavable en posición "ON" u "OFF"
- Amplia gama de accesorios multifuncionales

Ilustración 47: Magnetotérmico a instalar. Marca: CARLINGTON.

Comprobamos que el de calibre 70A cumple con las condiciones de la ITC BT 22.

CONDICIONES QUE DEBE CUMPLIR EL MAGNETOTÉRMICO:

Ajuste para sobrecargas:

1ªCondición:

$$I_B < I_N < I_Z \tag{14}$$

Siendo:

I_B= Intensidad prevista para el tramo de cable.

I_N=Intensidad nominal del I.A.

I_Z=Intensidad máxima que soporta el cable.

Para un interruptor de calibre 70 A obtenemos de la expresión (14):

$$49{,}08A < 70A < 445{,}5A$$

El interruptor cumple con esta condición.

2ª Condición:

$$1{,}3I_N \leq 1{,}45I_z \tag{15}$$

Para un interruptor de calibre 70 A obtenemos:

$$1{,}3 \cdot 70A \leq 1.45 \cdot 445.5A$$

El interruptor cumple con esta condición.

Ajuste para cortocircuitos:

1ª Condición:

$$P_{CN}(I_{Cn}) > I_{CCmax} \tag{16}$$

Siendo:

P_{CN}=Poder de corte nominal del interruptor, se obtiene en el catálogo del interruptor.

Icc_{max}= Corriente de cortocircuito máxima.

*Aclaración: Para este caso, al ser este tramo de corriente continua con la instalación de puesta a tierra siguiendo un esquema TT, el valor de corriente de cortocircuito que habrá que tener en cuenta es el de contacto entre los 2 polos (positivo y negativo), ya que será el que afectará a nuestra protección. No habrá un valor de corriente de cortocircuito máximo y mínimo, habrá un valor único.

Para el interruptor estudiado obtenemos de la expresión (16):

$$6KA \gg 52{,}26A$$

El interruptor cumple con esta condición.

2ª Condición:

$$I_m > I_{CCmin} \tag{17}$$

Siendo:

I_m= Intensidad a la que actúa el relé magnético, suele ser un valor comprendido entre 3,5 y 10 veces la intensidad nominal, algunos relés permiten el ajuste manual de esta variable.

I_{ccmin}=Corriente de cortocircuito mínima.

Esta condición no aplica en este dispositivo ya que en instalaciones fotovoltaicas el valor de la corriente de cortocircuito es muy cercano al valor de la corriente en el punto de máxima potencia.

Tramo Regulador-Baterías (DC):

Usaremos el fusible inteligente ElecFuse de la marca TECHNO SUN para proteger el sistema de acumulación de nuestra instalación. Este dispositivo incorpora un fusible electrónico, un relé, un dispositivo de encendido y apagado remoto y un desconectador de las baterías si la tensión de estas es demasiado baja. Permite ajustar los valores de desconexión por sobretensión y cortocircuito del sistema, ajustaremos ambos un 25% por encima de los valores nominales del tramo.

TECHNO SUN

Techno Sun - Tel: 0034 902 60 20 44 - Fax: 0034 902 60 20 55
Email: info@technosun.com - www.technosun.com

Fusible Inteligente

Nuevo ElecFuse, el dispositivo todo en uno para sus baterías. 250A / 12-24VDC automático.

» 4 Dispositivos en 1

El fusible inteligente ElecFuse es un dispositivo todo en 1 que le ofrece:

+ Fusible inteligente
+ Relé
+ Interruptor ON/OFF remoto
+ Desconectador de baterías por baja tensión

¡Reduzca sus costes y tiempos de instalación con un solo producto!

Características destacadas

» Detección automática de la tensión de la batería (12/24VDC).
» Corriente nominal de trabajo ajustable hasta 250A (6 valores de corriente).
» Gran capacidad y velocidad de sobrecarga.
» Sin chispas ni oxidación en los contactos (interruptores MOSFET).
» Valores ajustables de desconexión por tensión.
» Relé de salida para usos varios: alarma, accionamiento de cargador o grupo electrógeno.
» Alto grado de protección, hermético con IP67.

» Características técnicas

» Protege su batería, valores ajustables de desconexión en caso de bajo voltaje, sobrevoltaje y sobrecorriente.
» Permite cargar la batería a través del cargador cuando la carga está desconectada.
» Fusible electrónico programable con hasta 6 valores de corriente (75-100-125-150-200-250A).
» Conexión segura con interruptores de relé MOSFET, sin chispas de la batería.
» Interruptor de activación/desactivación remota del ElecFuse, mediante cualquier pequeño control remoto.
» Activación con botón tras paro por sobrecarga.
» Previene la descarga profunda de la batería gracias a sus cuatro programaciones para bajo voltaje (10.5V/21V - 10V/20V, 9.5V/19V, 11.3V/22,6V).
» Corriente pico 500A@5segs.
» Permite cargar la batería en caso de paro por bajo voltaje (desconectando al usuario)
» Salida con alarma para emitir señal o disparar un cargador o grupo electrógeno.
» Protección contra la polaridad inversa.
» Desconexión por sobrevoltaje (modos >16V@12V ó 32V@24V).
» Protegido del exterior, hermético con IP67.

Ilustración 48: Fusible DC para el tramo Baterías-Regulador

Programa	Valor	Diámetro del cable DC (L<5m)
1	75A	25mm2
2	100A	35mm2
3	125A	50mm2
4	150A	50mm2
5	200A	70mm2
6	250A	95mm2
1	10,5V/21,0V: off	12,8V/25,6V: on
2	10,0V/20,0V: off	12,8V/25,6V: on
3	09,5V/19,0V: off	12,8V/25,6V: on
4	11,3V/22,6V: off	12,8V/25,6V: on

Modelo	ElecFuse
Tensión Auto.	12/24VDC
Cierre por corriente (6 programas)	75-100-125-200-150-250A
Umbral Bajo/sobre voltaje (4 programas)	Modo 12V: 9,5-11,3V / 12,8V Modo 24V: 19-22,6V/ 25,6V
Corriente pico	500A @5segs.
Peso	0,7kg
Tamaño	100x115x52mm
Voltaje de entrada	12/24 auto.
Corriente de salida	250A
Sobrecarga de corriente	500A @ 5 segs.
Cierre por sobre voltaje	Modo 12V: >16V Modo 24V: >32V
Programas de cierre por sobrecorriente	6 (1-6)
Programas de cierre por sobrevoltaje	4 (1-4)
Activar y desactivar conexiones	Remoto OFF => ElecFuse ON Remoto ON => ElecFuse OFF
Corriente en stand-by	Activo: 5mA - Apagado: 1,5mA
Protecciones	Polaridad inversa, cortocircuito

Ilustración 49: Características y valor de corriente a fijar en función de la sección.

Tramo Regulador- Inversor (DC):

Este tramo estará protegido por un fusible dimensionado siguiendo la ITC-BT 22 en la medida de lo posible, ya que esta instrucción técnica está diseñada principalmente pensando en el dimensionamiento de protecciones para instalaciones de corriente alterna.

Instalaremos un fusible de uso general (gG) marca DFelectric, que puede trabajar tanto en corriente continua como en alterna, aunque los valores nominales reflejados para corriente alterna no son válidos para corriente continua, no hay una regla simple y directa para pasar de valores nominales de AC a DC, debe tenerse en cuenta:

Para los fusibles gG DF ELECTRIC se debe tener en cuenta que:

- Las potencias disipadas son idénticas que en AC
- Las características tiempo/corriente son las mismas que en AC (en régimen permanente)
- La tensión máxima de utilización y el poder de corte se reducen notablemente, ver tabla:

TAMAÑO	TENSIONES ASIGNADAS	PODER CORTE EN DC	MAX. TENSION EN DC
000 – 00	500V AC → 125V DC 690V AC → 250V DC	25 kA	160 A
0	500V AC → 250V DC 690V AC → 440V DC	25 kA	160 A
1	500V AC → 250V DC 690V AC → 440V DC	25 kA	250 A
2	500V AC → 250V DC 690V AC → 440V DC	25 kA	400 A
3	500V AC → 250V DC 690V AC → 440V DC	25 kA	630 A
4	500V AC → 250V DC 690V AC → 440V DC	25 kA	1000 A

Tabla 22: Características para los fusibles NH gG DF ELECTRIC utilizados en corriente continua.

Para el caso de este tramo utilizaremos un fusible NH gG DF ELECTRIC de tensión asignada en continua 250V DC y tensión máxima de 160V.

	I_n (A)	REFERENCIA	U (V)	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE (Un./CAJA)
NH1	63	395235	500	120	3/30
	80	395240	500	120	3/30
	100	395245	500	120	3/30
	125	395250	500	120	3/30
	160	395255	500	120	3/30
	200	395260	500	120	3/30
	250	395270	500	120	3/30
	315*	395280	500	120	3/30
	355*	395285	500	120	3/30

* FUSIBLES SOBREDIMENSIONADOS

Ilustración 50: Fusibles NH1 que utilizaremos en esta instalación.

Ilustración 51: Curvas de actuación de los fusibles gG NH1 de DF ELECTRIC.

Tendremos en cuenta las siguientes condiciones:

-La corriente máxima que soportarán los cables de este tramo, que irán conducidos sobre una pared de madera o mampostería (Montaje C) es de 350A en régimen permanente.

-I_n=5294,12W/24V=220,59A.

-V_n= Tensión nominal= 24V.

DIMENSIONAMIENTO DE FUSIBLES:

Ajuste para sobrecargas:

1ªCondición:

$$I_B < I_N < I_Z \tag{14}$$

Siendo:

I_B= Intensidad prevista para el tramo de cable.

I_N=Intensidad nominal del fusible.

I_Z=Intensidad máxima que soporta el cable.

Para este tramo, la expresión (14):

$$220{,}59A < 250A < 350A$$

El fusible de calibre 250A cumple esta condición.

2ª Condición:

$$I_2 \leq 1{,}45 I_z \tag{15}$$

Siendo:

I_2= Intensidad convencional de funcionamiento del fusible, obtenida del catálogo, de la curva de actuación del fusible, valor mínimo de corriente para el que el fusible funde.

En este tramo obtenemos de la expresión (15):

$$310A \leq 1{,}45 \cdot 350A$$

El fusible de calibre 250A cumple esta condición.

Ajuste para cortocircuitos:

1ª Condición:

$$P_{CNfusible} > I_{CCmax} \tag{18}$$

Siendo:

P_{CN}=Poder de corte nominal del fusible, se obtiene en el catálogo del catálogo del fabricante.

Icc_{max}= Corriente de cortocircuito máxima.

En este tramo la expresión (18) quedaría:

$$25KA > I_{CCmax}$$

El fusible de calibre 250A cumple con esta condición.

2ª Condición:

$$I_m < I_S \tag{19}$$

Siendo:

I_m= If5s=Corriente de fusión del fusible en 5 segundos, sacada de la curva de actuación del fusible.

I_S=Corriente máxima que es capaz de soportar el cable durante 5 segundos, obtenida de la siguiente expresión (20):

$$I_S = \frac{K.S}{\sqrt{t}} \tag{20}$$

Siendo:

K= Constante cuyo valor depende del material, 143 para el cobre aislado con XLPE.

S= Sección del cable.

t= Tiempo que tendrá que soportar el cable la corriente, en este caso 5 segundos.

Para este tramo:

I_m=1800A aproximadamente.

A partir de la expresión (20) obtenemos:

$$I_S = \frac{K.S}{\sqrt{t}} = \frac{143 \cdot 120}{\sqrt{5}} = 7674A$$

Por lo que para el fusible de calibre 250A la expresión (19) queda:

$$1800A < 7674A$$

El fusible cumple con esta condición.

Este tramo estará protegido por un fusible DF ELECTRIC gG NH1 de calibre 250A, o uno de cualquier otra marca con las mismas cualidades.

11 Puesta a tierra.

La puesta a tierra de la vivienda (desde la salida del inversor hasta los puntos de consumo) se rige por el contenido de la ITC-BT-18 del REBT, que a su vez nos indica que el cálculo de la resistencia eléctrica de puesta a tierra se calculará teniendo en cuenta los requisitos establecidos en la ITC-BT-24 del mismo reglamento. La puesta a tierra de esta parte de la instalación ya está diseñada e implementada en la instalación previa de la vivienda.

En este caso nos centraremos en la puesta a tierra del grupo generador (paneles fotovoltaicos, marcos y estructuras, ya que desde el grupo generador hasta el regulador trabajamos con una tensión igual a 48V). La puesta a tierra de este tipo de instalaciones se rige por la ITC-BT-40 del REBT, que nos especifica que los valores de tensión que pueden soportar las masas metálicas no pueden superar los establecidos en la MIE-RAT 13 del Reglamento Sobre Condiciones Técnicas de Seguridad de Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

LA MIE-RAT 13 está derogada, habiendo sido esta sustituida por la ITC RAT 13, que respetaremos en este apartado.

En España no existe una regulación técnica específica para la puesta a tierra de instalaciones de generación eléctrica mediante energía solar fotovoltaica, por lo que queda al criterio del proyectista y del instalador, debiendo este respetar en la medida de lo posible la normativa vigente relacionada con puesta a tierra de instalaciones generadoras de baja tensión.

La principal finalidad de las puestas a tierra es limitar la diferencia de potencia respecto a tierra de las masas metálicas, y reducir el riesgo que supone para las personas una avería eléctrica.

En instalaciones fotovoltaicas con tensión mayor a 48 V como la que nos ocupa, tanto las estructuras sobre las que se montarán los módulos como los marcos metálicos de estos deben ir puestos a tierra. Los módulos solares fotovoltaicos disponen en su marco de un orificio específico para su puesta a tierra, normalmente señalado mediante el símbolo de tierra.

La unión a tierra se hace de forma directa, sin ningún elemento de protección eléctrico de por medio.

El método utilizado para la puesta a tierra en esta instalación es el del conductor desnudo enterrado horizontalmente. A este método le corresponde la siguiente expresión:

$$R = \frac{2Ps}{L} \tag{21}$$

Donde cada valor se corresponde con:

-R, Resistencia de tierra (Ω)

-Ps, Resistividad del terreno (Ω*m), en el caso que nos ocupa, al ser la naturaleza del terreno que más se aproxima al terreno en que se enterrará el cable terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos, el valor será 50 Ω*m. (Valor obtenido de la siguiente tabla de la ITC-BT 18, Tabla 23)

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

Tabla 23: Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno.

-L, Longitud del conductor (m)

El esquema de la puesta a tierra será TT, es decir, todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección deben interconectarse y unirse mediante un conductor de protección a una misma toma de tierra.

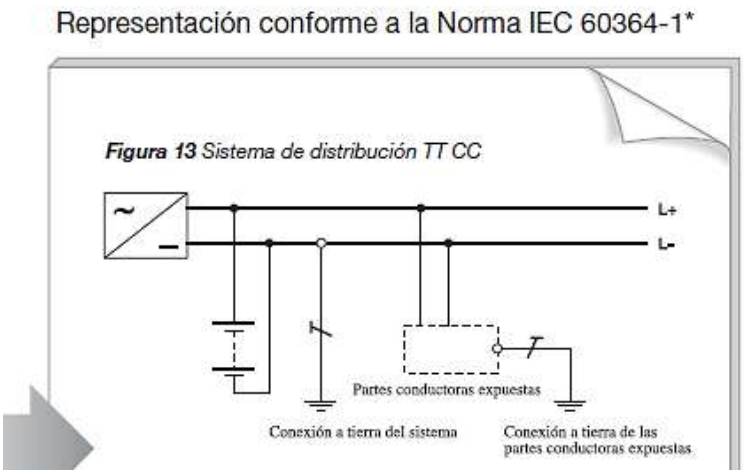


Ilustración 52: Representación de distribución de tierras TT en un sistema de generación en continua.

En este tipo de esquemas en corriente continua, como se puede apreciar en la imagen, una de las polaridades se conecta a tierra. Este tipo de conexión permite descargar a tierra las sobretensiones debidas a la electricidad estática.

-Siguiendo las indicaciones de la ITC- RAT- 13, la longitud del conductor debe ser tal que nos asegure que no hay una diferencia de potencial mayor a 50V entre ninguna masa de la instalación y la tierra (24V en instalaciones temporales o de obra, en instalaciones de alumbrado público, locales húmedos o mojados e instalaciones a la intemperie).

Instalaremos aguas arriba del grupo generador un interruptor diferencial de clase B capaz de detectar corrientes de fuga en instalaciones de corriente continua pura, con una sensibilidad de 300mA.

El valor máximo de la resistencia de puesta a tierra según la ITC-BT-24.

$$R < \frac{U_0}{I_a} = \frac{50V}{0{,}3A} = 166{,}67\ \Omega \tag{22}$$

Podemos despejar la longitud mínima que deberá tener el conductor de puesta a tierra:

(23)

$$L = \frac{2\tau}{R} = \frac{2 * 50m * \Omega}{166{,}67\ \Omega} = 0{,}6m$$

El conductor de tierra de la instalación que estamos diseñando tendrá una longitud de 1m, una sección de 35mm² y será de cobre desudo protegido contra la corrosión.

Despejando la resistencia de la expresión (23), este valor de longitud nos da una resistencia de puesta a tierra de:

$$R = \frac{2\tau}{L} = \frac{2 * 50m * \Omega}{1m} = 100\Omega \quad (24)$$

Por lo que la tensión de contacto máxima estimada sería:

$$U_0 = R \cdot I_a = 100\Omega \cdot 0{,}3A = 30V \quad (25)$$

La estructura y los módulos se conectarán a la puesta a tierra mediante cables unipolares de cobre aislados con polietileno reticulado, instalados al aire y con sección de 16mm^2.

Anexo 2: Cálculos y definición de los aparatos de la instalación solar térmica:

1 Pérdidas por orientación e inclinación

En el caso que nos ocupa la vivienda dispone de una parte de la terraza en la cual se puede colocar el captador solar plano con orientación sur sin que se produzcan sombras indeseadas sobre este durante todo el día. Además, se podrá colocar una estructura con la inclinación deseada (40º), ya que es la inclinación de la estructura que nos proporciona el suministrador para el sistema termosifónico que vamos a instalar)

En el punto 1 del anexo 1 del presente proyecto ya se hizo el estudio del rango de inclinaciones permitidas en función de las pérdidas máximas que puede tener nuestro sistema, y el ángulo de 40º entra dentro de este rango, por lo que nuestra instalación de producción de ACS sería válido.

2 Pérdidas por sombras:

Para el caso de nuestra instalación, no hay ningún elemento que pueda causar sombras indeseadas sobre el captador solar en cuestión, ya que la vivienda se encuentra aislada de otras viviendas y no hay obstáculos con la suficiente altura cerca de la vivienda como para provocar sombras sobre nuestro captador.

3 Método de Cálculo:

La instalación está dimensionada de tal forma que satisfaga todas las exigencias de la normativa vigente en relación con instalaciones para producción de ACS.

El dimensionado básico de una instalación, para cualquier aplicación, deberá realizarse de forma que en ningún mes del año la energía producida por la instalación solar supere el 110% de la demanda de consumo, y no más de tres meses seguidos el 100%.

La instalación se ha dimensionado mediante una herramienta de cálculo propia creada introduciendo los parámetros de este tipo de instalaciones, fórmulas y métodos de cálculo indicados en la normativa en una tabla Excel.

El método elegido para el cálculo de esta instalación ha sido el método de cálculo simplificado por curvas F (F-Chart), que permite realizar el cálculo de la cobertura solar de un sistema, es decir, su aportación de calor frente al total necesario para cubrir las cargas térmicas.

Este método viene reflejado en el Pliego de Condiciones técnicas para instalaciones de baja temperatura del IDAE como un método de cálculo suficientemente exacto para largas estimaciones.

Como ya determinamos anteriormente apoyándonos en la sección he-4 del CTE en el punto 9.2 del presente proyecto, la **demanda diaria de ACS de la instalación será de 120 l/día.**

Tabla 4. Temperatura mínima media del agua de la red general, en °C, obtenida a partir de medidas directas. Los datos han sido agrupados en seis perfiles característicos. (Fuente: CENSOLAR).

Nota: También se podrán tomar en consideración los valores indicados en la norma UNE 94002.

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
1	ÁLAVA	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
2	ALBACETE	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
3	ALICANTE	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
4	ALMERÍA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
5	ASTURIAS	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
6	ÁVILA	4	5	7	9	10	11	12	11	10	9	7	4	8,3
7	BADAJOZ	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
8	BALEARES	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
9	BARCELONA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
10	BURGOS	4	5	7	9	10	11	12	11	10	9	7	4	8,3
11	CÁCERES	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
12	CÁDIZ	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
13	CANTABRIA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
14	CASTELLÓN	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
15	CEUTA	8	9	10	12	13	13	14	13	13	12	11	8	11,3
16	CIUDAD REAL	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
17	CÓRDOBA	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
18	LA CORUÑA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
19	CUENCA	4	5	7	9	10	11	12	11	10	9	7	4	8,3
20	GERONA	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
21	GRANADA	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
22	GUADALAJARA	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
23	GUIPÚZCOA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
24	HUELVA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
25	HUESCA	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
26	JAÉN	8	9	11	13	14	15	17	16	14	13	11	7	12,3
27	LEÓN	4	5	7	9	10	11	12	11	10	9	7	4	8,3
28	LÉRIDA	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
29	LUGO	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
30	MADRID	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
31	MÁLAGA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
32	MELILLA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
33	MURCIA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
34	NAVARRA	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
35	ORENSE	5	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,2
36	PALENCIA	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
37	LAS PALMAS	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
38	PONTEVEDRA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
39	LA RIOJA	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
40	SALAMANCA	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
41	STA. C. DE TENERIFE	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
42	SEGOVIA	4	5	7	9	10	11	12	11	10	9	7	4	8,3
43	SEVILLA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
44	SORIA	4	5	7	9	10	11	12	11	10	9	7	4	8,3
45	TARRAGONA	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
46	TERUEL	4	5	7	9	10	11	12	11	10	9	7	4	8,3
47	TOLEDO	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
48	VALENCIA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
49	VALLADOLID	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
50	VIZCAYA	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
51	ZAMORA	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
52	ZARAGOZA	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3

Tabla 24: Tabla temperaturas del agua de la red por provincia. Fuente CENSOLAR

Mediante la expresión (26) podemos obtener la demanda térmica de la instalación en KWh/mes y KWh/año:

$$Qacs\left(\frac{KWh}{mes}\right) = D(T)\left(\frac{L}{día}\right) * N\ (días) * \rho_{agua}\left(\frac{Kg}{L}\right) * Cp_{agua}\left(\frac{KJ}{KgK}\right) * \Delta T(K) * \frac{1h}{3600s} \quad (26)$$

Siendo:

-Q_{acs}=Carga calorífica mensual de calentamiento de ACS (KWh/mes)

-D(T)=Consumo diario de ACS (L/día)

-N= Número de días del mes.

-ρ_{agua} =Densidad del agua (Kg/l)

-Cp_{agua}=Calor específico del agua (4,186 KJ/ (Kg*K))

-ΔT= Diferencia entre la temperatura a la que se suministrará el agua destinada a ACS (60º) y la temperatura del agua de la red.(ºC)

Una vez determinado esto, al ser Jaén zona V nuestro sistema deberá aportar al menos un 70% de la demanda de ACS diaria.

La ecuación utilizada para este cálculo es la siguiente:

$$f = 1{,}029\ D_1 - 0{,}065\ D_2 - 0{,}245\ D_1^2 + 0{,}0018 D_2^2 + 0{,}0215\ D_1^3 \quad (27)$$

El parámetro D1 expresa la relación absorbida por la placa del captador solar plano y la carga calorífica total de calentamiento durante un mes (28):

$$D_1 = \frac{E_a}{Q_{acs}} \quad (28)$$

La energía absorbida por el captador se determina mediante la siguiente expresión (29):

$$E_a = S_c * F'_t\ (\tau\alpha) * R_1 * N \quad (29)$$

Siendo:

-S_c= Superficie del captador (m^2)

-R_1= Radiación diaria media mensual que incide sobre la superficie del captador solar plano por unidad de superficie (KWh/ (m^2 día))

-N= Número de días del mes

-$F'_t\ (\tau\alpha)$= Factor adimensional dado por la siguiente expresión (30):

$$F'_t\ (\tau\alpha) = F_t(\tau\alpha)_n \left[\frac{(\tau\alpha)}{(\tau\alpha)_n}\right] * (F'_t/F_t) \tag{30}$$

Dónde:

-$F_t(\tau\alpha)_n$=Factor de eficiencia óptica del captador (η0).

-$\left[\frac{(\tau\alpha)}{(\tau\alpha)_n}\right]$= Modificador del ángulo de incidencia, en general se toma para este coeficiente un valor constante de 0,96 para superficie transparente sencilla o 0,94 para superficie transparente doble.

-(F'_t/F_t)= Factor de corrección del conjunto captador-intercambiador. Se recomienda tomar un valor de 0,95.

El parámetro D2 expresa la relación entre las pérdidas de energía en el captador, para una determinada temperatura, y la carga calorífica de calentamiento durante un mes (31):

$$D_2 = \frac{E_p}{Q_{acs}} \tag{31}$$

La energía perdida por el captador se calcula mediante la siguiente expresión:

$$E_p = S_c\ F'_t\ U_L(100 - t_a)\Delta t\ J_1\ J_2 \tag{32}$$

Donde:

-S_c= Superficie del captador (m^2)

-T_a= Temperatura media mensual del ambiente durante las horas diurnas.

-Δt=Periodo de tiempo considerado en segundos

-$F'_t\ U_L = F_t\ U_L\ (F'_t/F_t)$

Siendo:

-$F_t\ U_L$= Pendiente de la curva característica del captador (coeficiente global de pérdidas del captador, K1, curva de rendimiento)

-(F'_t/F_t)= Factor de corrección del conjunto captador-intercambiador. Se recomienda tomar un valor de 0,95.

-J_1= Factor de corrección por almacenamiento, que se obtiene a partir de la siguiente ecuación (33):

$$J_1 = [\frac{Kg\ acumulación}{75\ S_c}]^{-0,25} \quad (33)$$

Se recomienda que el volumen de acumulación sea similar a D(T) diaria.

-J_2= Factor de corrección para ACS, que relaciona la temperatura mínima del ACS, la del agua de red y la media mensual ambiente mediante la siguiente expresión (34):

$$J_2 = \frac{11,6 + 1,18\ t_{ac} + 3,68 t_t - 2,32 t_a}{100 - t_a} \quad (34)$$

Donde:

t_{ac}=Temperatura mínima requerida del ACS

t_t= Temperatura del agua de la red.

t_a=Temperatura media mensual del ambiente durante las horas diarias.

Para obtener el valor de J_2 y por lo tanto de D2 necesitaremos además de la tabla temperatura de red por mes y provincia, información sobre la temperatura media mensual del ambiente durante las horas diarias, tabla que también figura reflejada en los anexos del pliego de condiciones técnicas del IDAE, para nuestra instalación, situada en Jaén, utilizare los datos de la provincia, ya que no dispongo de datos oficiales para la ubicación exacta de la ubicación.

Temperatura ambiente media durante las horas de sol, en °C. (Fuente: CENSOLAR).

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
1	ÁLAVA	7	7	11	12	15	19	21	21	19	15	10	7	13,7
2	ALBACETE	6	8	11	13	17	22	26	26	22	16	11	7	15,4
3	ALICANTE	13	14	16	18	21	25	28	28	26	21	17	14	20,1
4	ALMERÍA	15	15	16	18	21	24	27	28	26	22	18	16	20,5
5	ASTURIAS	9	10	11	12	15	18	20	20	19	16	12	10	14,3
6	ÁVILA	4	5	8	11	14	18	22	22	18	13	8	5	12,3
7	BADAJOZ	11	12	15	17	20	25	28	28	25	20	15	11	18,9
8	BALEARES	12	13	14	17	19	23	26	27	25	20	16	14	18,8
9	BARCELONA	11	12	14	17	20	24	26	26	24	20	16	12	18,5
10	BURGOS	5	6	9	11	14	18	21	21	18	13	9	5	12,5
11	CÁCERES	10	11	14	16	19	25	28	28	25	19	14	10	18,3
12	CÁDIZ	13	15	17	19	21	24	27	27	25	22	18	15	20,3
13	CANTABRIA	11	11	14	14	16	19	21	21	20	17	14	12	15,8
14	CASTELLÓN	13	13	15	17	20	24	26	27	25	21	16	13	19,2
15	CEUTA	15	15	16	17	19	23	25	26	24	21	18	16	19,6
16	CIUDAD REAL	7	9	12	15	18	23	28	27	20	17	11	8	16,3
17	CÓRDOBA	11	13	16	18	21	26	30	30	26	21	16	12	20
18	LA CORUÑA	12	12	14	14	16	19	20	21	20	17	14	12	15,9
19	CUENCA	5	6	9	12	15	20	24	23	20	14	9	6	13,6
20	GERONA	9	10	13	15	19	23	26	25	23	18	13	10	17
21	GRANADA	9	10	13	16	18	24	27	27	24	18	13	9	17,3
22	GUADALAJARA	7	8	12	14	18	22	26	26	22	16	10	8	15,8
23	GUIPÚZCOA	10	10	13	14	16	19	21	21	20	17	13	10	15,3
24	HUELVA	13	14	16	20	21	24	27	27	25	21	17	14	19,9
25	HUESCA	7	8	12	15	18	22	25	25	21	16	11	7	15,6
26	JAÉN	11	11	14	17	21	26	30	29	25	19	15	10	19
27	LEÓN	5	6	10	12	15	19	22	22	19	14	9	6	13,3
28	LÉRIDA	7	10	14	15	21	24	27	27	23	18	11	8	17,1
29	LUGO	8	9	11	13	15	18	20	21	19	15	11	8	14
30	MADRID	6	8	11	13	18	23	28	26	21	15	11	7	15,6
31	MÁLAGA	15	15	17	19	21	25	27	28	26	22	18	15	20,7
32	MELILLA	15	15	16	18	21	25	27	28	26	22	18	16	20,6
33	MURCIA	12	12	15	17	21	25	28	28	25	20	16	12	19,3
34	NAVARRA	7	7	11	13	16	20	22	23	20	15	10	8	14,3
35	ORENSE	9	9	13	15	18	21	24	23	21	16	12	9	15,8
36	PALENCIA	5	7	10	13	16	20	23	23	20	14	9	6	13,8
37	LAS PALMAS	20	20	21	22	23	24	25	25	26	25	23	21	22,9
38	PONTEVEDRA	11	12	14	16	18	20	22	23	20	17	14	12	16,6
39	LA RIOJA	7	9	12	14	17	21	24	24	21	16	11	8	15,3
40	SALAMANCA	6	7	10	13	16	20	24	23	20	14	9	6	14
41	STA. C. DE TENERIFE	19	20	20	21	22	24	26	27	26	25	23	20	22,8
42	SEGOVIA	4	6	10	12	15	20	24	23	20	14	9	5	13,5
43	SEVILLA	11	13	14	17	21	25	29	29	24	20	16	12	19,3
44	SORIA	4	6	9	11	14	19	22	22	18	13	8	5	12,6
45	TARRAGONA	11	12	14	16	19	22	25	26	23	20	15	12	17,9
46	TERUEL	5	6	9	12	16	20	23	24	19	14	9	6	13,6
47	TOLEDO	8	9	13	15	19	24	28	27	23	17	12	8	16,9
48	VALENCIA	12	13	15	17	20	23	26	27	24	20	16	13	18,8
49	VALLADOLID	4	6	9	12	17	21	24	23	18	13	8	4	13,3
50	VIZCAYA	10	11	12	13	16	20	22	22	20	16	13	10	15,4
51	ZAMORA	6	7	11	13	16	21	24	23	20	15	10	6	14,3
52	ZARAGOZA	8	10	13	16	19	23	26	26	23	17	12	9	16,8

Tabla 25: Temperatura ambiente media diaria durante las horas de sol. Fuente Censolar.

Una vez que tenemos los valores de D1 y D2, con la ecuación inicial calculamos la fracción de la carga calorífica mensual aportada por el sistema de generación de ACS.

La energía útil captada por el sistema tendrá un valor igual a (35):

$$Q_u = f\ Q_{acs} \tag{35}$$

Haciendo el sumatorio de todos los meses tanto de demanda térmica del sistema como de energía útil captada para el sistema podemos determinar la cobertura anual del sistema (Expresión (36)), que para nuestro caso debe ser superior al 70%.

$$Cobertura\ solar\ anual = \frac{\sum_{mes=1}^{mes=12} Qacs}{\sum_{mes=1}^{mes=12} Qu} \quad (36)$$

Se debe comprobar también que el sistema cumple con las exigencias indicadas en el IDAE para evitar sobrecalentamientos que puedan provocar dilataciones excesivas en los elementos que componen el sistema, lo cual supondría un desgaste que influiría directamente sobre la instalación, disminuyendo de forma significativa la vida útil de esta.

El sistema no puede generar más de un 110% de la demanda térmica del sistema durante ningún mes ni generar una energía térmica superior al 100% de la demanda durante 3 o más meses consecutivos.

A continuación, se presentan los datos de obtenidos de los cálculos mediante el método F-Chart, y en las siguientes secciones vendrán reflejados cada uno de los aparatos que compondrán la instalación y sus características técnicas.

Cálculos por el método F-chart:

Q_{acs} mensual:

Mes	N	nº Person	L/persona	D(T) L/día	% Ocupación	D(T) L/mes	Tacs (ºC)	Tred (ºC)	ΔT (ºC)	Qacs (kWh/mes)
Enero	31	4	30	120	100%	3720	60	8	52	225
Febrero	28	4	30	120	100%	3360	60	9	51	199
Marzo	31	4	30	120	100%	3720	60	11	49	212
Abril	30	4	30	120	100%	3600	60	13	47	197
Mayo	31	4	30	120	100%	3720	60	14	46	199
Junio	30	4	30	120	100%	3600	60	15	45	188
Julio	31	4	30	120	100%	3720	60	17	43	186
Agosto	31	4	30	120	100%	3720	60	16	44	190
Septiembre	30	4	30	120	100%	3600	60	14	46	193
Octubre	31	4	30	120	100%	3720	60	13	47	203
Noviembre	30	4	30	120	100%	3600	60	11	49	205
Diciembre	31	4	30	120	100%	3720	60	7	53	229
									Qacs(kWh/año)	2427

Tabla 26: Demanda térmica de la instalación mensual y anual.

	Qacs (kWh/mes)	**Sc** (m2)	**Fr'(τα)** (-)	**R1*N = Hmes** (kWh/mes)	**Ea** (kWh/mes)	**D1 = Ea/Qacs**
Enero	225	2,00	0,664848	116,20	154,51	0,6869347
Febrero	199	2,00	0,664848	138,00	183,50	0,9209271
Marzo	212	2,00	0,664848	173,60	230,84	1,0890964
Abril	197	2,00	0,664848	187,60	249,45	1,2679091
Mayo	199	2,00	0,664848	194,40	258,49	1,2991256
Junio	188	2,00	0,664848	204,40	271,79	1,4428511
Julio	186	2,00	0,664848	216,70	288,15	1,5491845
Agosto	190	2,00	0,664848	212,90	283,09	1,4874271
Septiembre	193	2,00	0,664848	190,60	253,44	1,3161888
Octubre	203	2,00	0,664848	154,50	205,44	1,0105163
Noviembre	205	2,00	0,664848	115,20	153,18	0,746809
Diciembre	229	2,00	0,664848	102,40	136,16	0,5939321

Tabla 27: Cálculo de D1 para cada mes

	Qacs (kWh/mes)	Sc (m2)	Tamb (ºC)	Tacs (ºC)	Tred (ºC)	Dias	Δt (horas)	J1	J2	Fr'UL	Ep	D2
Enero	225	2,00	11	60	8	31	744	1,000	0,9861	0,0037	477,25	2,122
Febrero	199	2,00	11	60	9	28	672	1,000	1,0294	0,0037	450,02	2,259
Marzo	212	2,00	14	60	11	31	744	1,000	1,0742	0,0037	502,37	2,370
Abril	197	2,00	17	60	13	30	720	1,000	1,1222	0,0037	490,17	2,491
Mayo	199	2,00	21	60	14	31	744	1,000	1,1104	0,0037	477,03	2,397
Junio	188	2,00	26	60	15	30	720	1,000	1,0808	0,0037	420,91	2,234
Julio	186	2,00	30	60	17	31	744	1,000	1,1203	0,0037	426,46	2,293
Agosto	190	2,00	29	60	16	31	744	1,000	1,0828	0,0037	418,08	2,197
Septiembre	193	2,00	25	60	14	30	720	1,000	1,0459	0,0037	412,81	2,144
Octubre	203	2,00	19	60	13	31	744	1,000	1,0926	0,0037	481,27	2,367
Noviembre	205	2,00	15	60	11	30	720	1,000	1,0595	0,0037	473,96	2,311
Diciembre	229	2,00	10	60	7	31	744	1,000	0,9580	0,0037	468,87	2,045

Tabla 28: Cálculo de D2 para cada mes.

	D1	D2	f
Enero	0,6869	2,1218	0,468
Febrero	0,9209	2,2585	0,621
Marzo	1,0891	2,3702	0,716
Abril	1,2679	2,4914	0,806
Mayo	1,2991	2,3975	0,827
Junio	1,4429	2,2345	0,905
Julio	1,5492	2,2928	0,948
Agosto	1,4874	2,1967	0,927
Septiembre	1,3162	2,1438	0,850
Octubre	1,0105	2,3673	0,670
Noviembre	0,7468	2,3107	0,502
Diciembre	0,5939	2,0452	0,405

Tabla 29: Valor de f (parte de la demanda total de ACS cubierta por el sistema de generación solar térmico en tanto por 1)

	Qacs (kWh/mes)	f	Qu (kWh/mes)
Enero	225	46,84%	105
Febrero	199	62,08%	124
Marzo	212	71,58%	152
Abril	197	80,59%	159
Mayo	199	82,69%	165
Junio	188	90,48%	170
Julio	186	94,83%	176
Agosto	190	92,69%	176
Septiembre	193	84,96%	164
Octubre	203	66,99%	136
Noviembre	205	50,20%	103
Diciembre	229	40,55%	93
TOTAL	2427		1723

Tabla 30: Porcentaje de la demanda cubierta cada mes y obtención de los valores Qu(KWh aportados por la instalación solar térmica cada mes), así como el valor de la Qu anual.

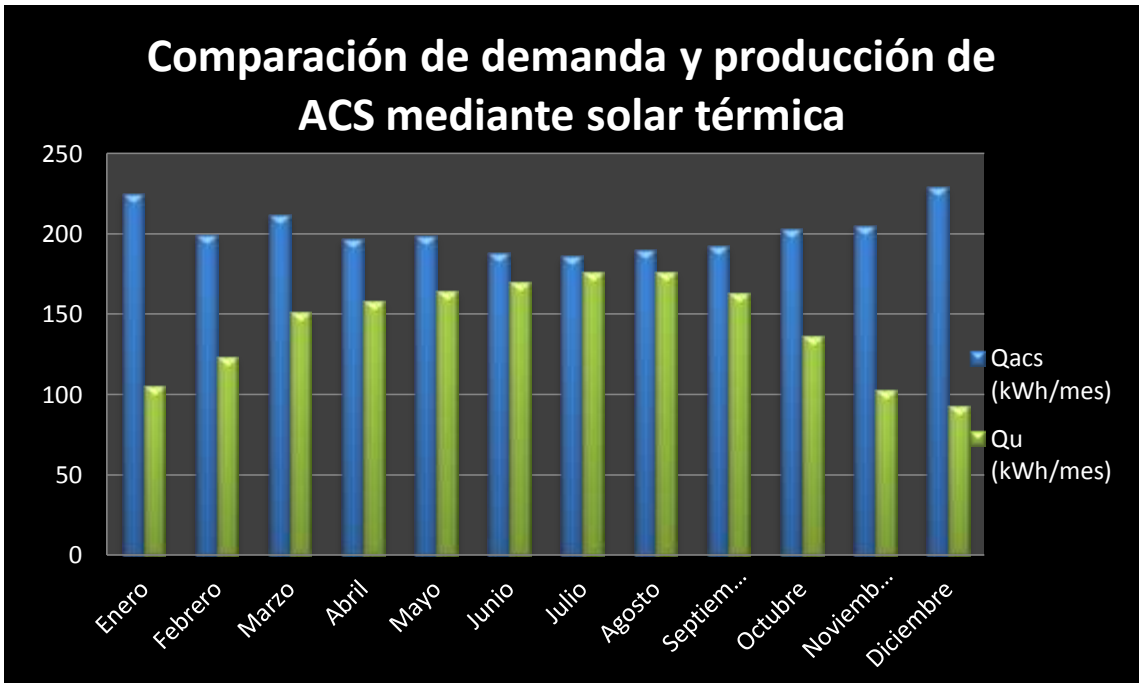


Ilustración 53: Gráfico comparativo entre la demanda mensual de energía térmica y su producción.

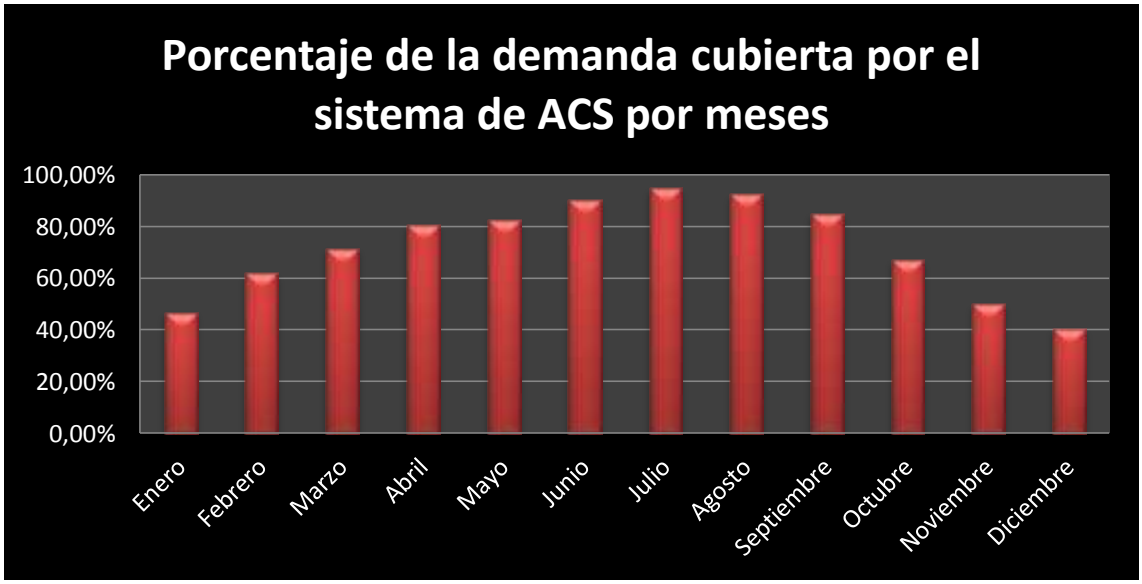


Ilustración 54: Gráfico representativo del porcentaje de la demanda cubierta mediante el sistema solar térmico de forma mensual.

A partir de las sumatorias de los datos mensuales de Qacs y Qu podemos obtener el porcentaje de la demanda cubierta anualmente mediante la expresión (35):

F =	**70,99%**

Por lo tanto, **la instalación tal y como está planteada cumple con el porcentaje mínimo de aportación térmica mediante energía solar y además cumple con los requisitos para evitar sobrecalentamientos.**

4 Captador solar y sistema termosifónico:

La instalación contará con un sistema termosifónico STS, marca Baxi modelo STS 150, homologado, compuesto por:

Un captador solar plano Mediterraneo Slim 200 con una superficie de 2m², un acumulador termosifónico de 150l y un sistema de protección electrolítica permanente.

Las dimensiones del captador son:

1.757x1.151x0.046m

Al elegir las dimensiones del acumulador también se ha tenido en cuenta que deben cumplirse ciertas condiciones establecidas por el CTE en su sección HE4, contribución solar mínima de agua caliente sanitaria, para la aplicación de ACS, debe cumplirse la siguiente expresión:

$$50 < V/A/180 \qquad (37)$$

Siendo:

-A= Área de captación (m^2)

-V= Volumen del depósito de acumulación (litros)

Para este caso en particular la superficie del área de captación es de $2m^2$ y el volumen de acumulación es de 150L.Por lo que obtenemos el siguiente valor de la expresión (37).

V/A	75,00

Por lo cual nuestra instalación cumple.

Sistema termosifónico STS

Sistema termosifónico compacto que se ajusta a las necesidades de cada usuario.

Elevado rendimiento: permite obtener ahorros muy importantes en el consumo de ACS.

Amplia gama que se adapta a las necesidades de cada vivienda.

La instalación sobre cubierta plana es fija a 40° de inclinación para los modelos con colector Slim 200 y a 32° para los modelos con colector Slim 250.

La instalación sobre tejado inclinado se puede ajustar a 18°, 25°, 32° o 40° indistintamente del modelo.

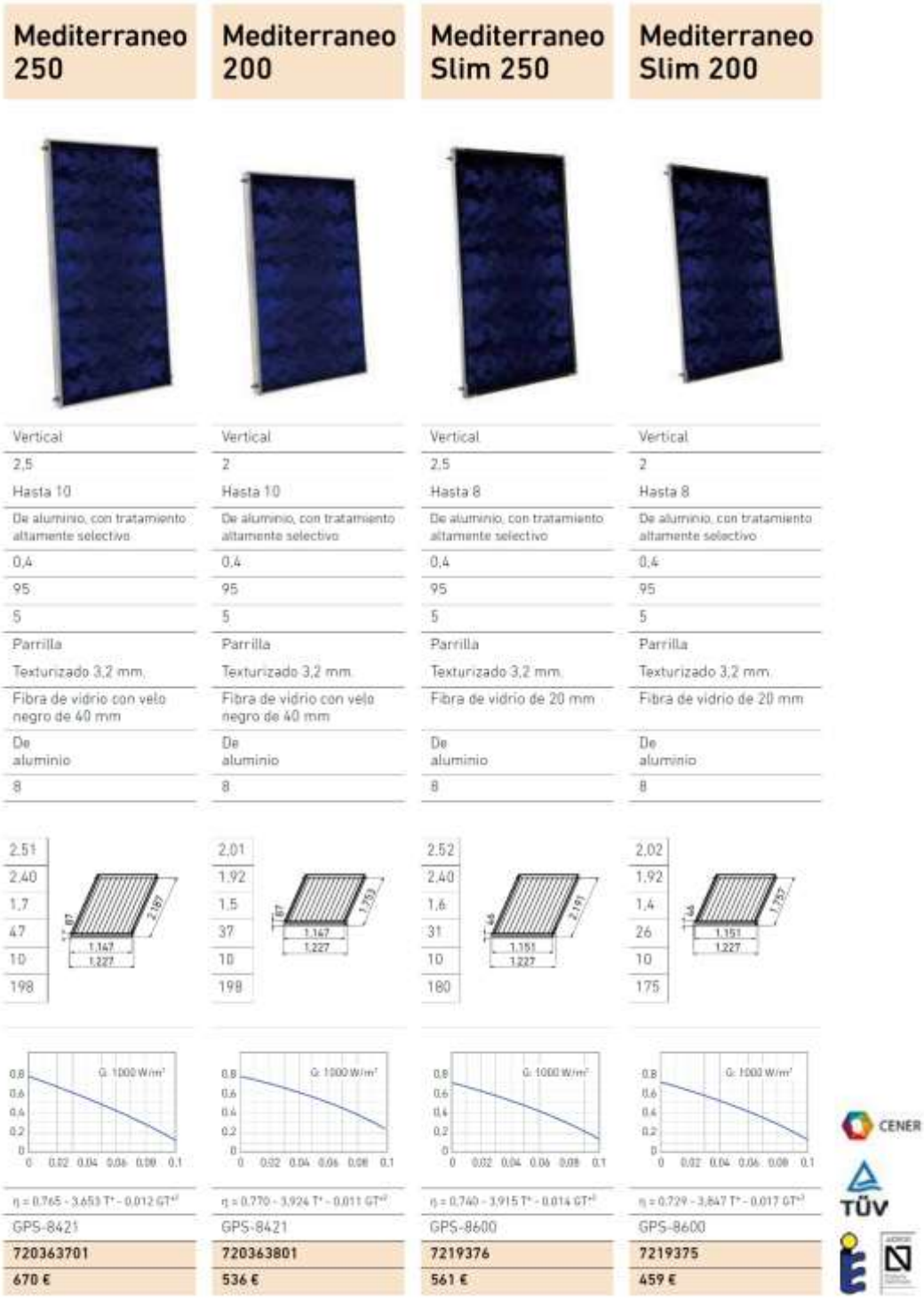
STS 150, 200 2.0 y 200 2.5

STS 300 2.0 y 300 2.5

		150	200 2.0	200 2.5	300 2.0		300 2.5	
Dimensiones generales cubierta plana (Ancho x Alto x Profundo)	mm	1.279 x 1.882 x 1.565	1.305 x 1.962 x 1.565	1.305 x 1.962 x 2.031	2.500 x 1.962 x 1.565		2.500 x 1.962 x 2.031	
Número de paneles solares		1 Slim 200	1 Slim 200	1 Slim 250	2 Slim 200		2 Slim 250	
Superficie total de captación solar	m²	2,0	2,0	2,5	4,0		5,0	
Capacidad total del circuito primario	l	9,6	9,6	10,8	22,8		25,2	
Dimensiones acumulador	mm	Ø500 x 1.279	Ø580 x 1.305	Ø580 x 1.305	Ø580 x 1.820		Ø580 x 1.820	
Volumen depósito acumulador	l	150	200	200	300		300	
Peso total con soportes, sin líquido	kg	107	115	115	190		202	
Material acumulador		Acero esmaltado	Acero esmaltado	Acero esmaltado	Acero esmaltado		Acero esmaltado	
Aislamiento del acumulador		Espuma poliuretano	Espuma poliuretano	Espuma poliuretano	Espuma poliuretano		Espuma poliuretano	
Espesor de aislamiento	mm	35	50	50	50		50	
Presión máxima de trabajo	bar	8	8	8	8		8	
Temperatura máxima de trabajo	°C	102	102	102	102		102	
Conexiones ACS		1/2"	1/2"	1/2"	1/2"		1/2"	
		Cubierta plana y tejado	Cubierta plana y tejado	Cubierta plana y tejado	Cubierta plana	Tejado inclinado	Cubierta plana	Tejado inclinado
Referencia		720352701	720368601	720353001	720353101	720353401	7223578	7223579
PVP		1.831 €	2.066 €	2.168 €	2.637 €	2.637 €	2.774 €	2.774 €

Accesorios opcionales	Resistencia calefactora 2,4 kW
Referencia	7214043
PVP	102 €
	Protección catódica electrónica permanente
Referencia	7215376
PVP	295 €

Ilustración 55: Hoja de características sistema termosifónico STS 150. Marca: BAXI.



Mediterraneo 250	Mediterraneo 200	Mediterraneo Slim 250	Mediterraneo Slim 200
Vertical	Vertical	Vertical	Vertical
2,5	2	2,5	2
Hasta 10	Hasta 10	Hasta 8	Hasta 8
De aluminio, con tratamiento altamente selectivo	De aluminio, con tratamiento altamente selectivo	De aluminio, con tratamiento altamente selectivo	De aluminio, con tratamiento altamente selectivo
0,4	0,4	0,4	0,4
95	95	95	95
5	5	5	5
Parrilla	Parrilla	Parrilla	Parrilla
Texturizado 3,2 mm.	Texturizado 3,2 mm.	Texturizado 3,2 mm.	Texturizado 3,2 mm.
Fibra de vidrio con velo negro de 40 mm	Fibra de vidrio con velo negro de 40 mm	Fibra de vidrio de 20 mm	Fibra de vidrio de 20 mm
De aluminio	De aluminio	De aluminio	De aluminio
8	8	8	8
2,51	2,01	2,52	2,02
2,40	1,92	2,40	1,92
1,7	1,5	1,6	1,4
47	37	31	26
10	10	10	10
198	198	180	175
$\eta = 0.765 - 3.653\ T^* - 0.012\ GT^{*2}$	$\eta = 0.770 - 3.924\ T^* - 0.011\ GT^{*2}$	$\eta = 0.740 - 3.915\ T^* - 0.014\ GT^{*2}$	$\eta = 0.729 - 3.847\ T^* - 0.017\ GT^{*2}$
GPS-8421	GPS-8421	GPS-8600	GPS-8600
720363701	**720363801**	**7219376**	**7219375**
670 €	**536 €**	**561 €**	**459 €**

Ilustración 56: Hoja de características modelo Mediterráneo Slim 200. Marca: BAXI.

La empresa que fabrica estos paneles también nos suministrará una estructura para cubiertas planas con una inclinación de 40º.

5 Fluido caloportador:

En el circuito primario no utilizaremos agua, para evitar problemas debidos a la congelación del líquido en invierno, utilizaremos **fluido solar de la Marca Vaillant**, compuesto por agua mezclada con propilenglicol en una concentración entre el 42 y el 45%

La temperatura de congelación de este líquido es de -28ºC, cumpliendo con la normativa de resistencia a las heladas ASTM D 1177

Nuestro circuito primario tiene una capacidad de 9,6L, por lo que nos bastará con 10L de este fluido para cada recarga completa del sistema de generación de ACS.

6 Vaso de expansión:

El circuito primario estará protegido mediante un vaso de expansión

Es recomendable que la presión de actuación de la válvula de seguridad no supere en un 10% la presión de diseño (5 bares), no pudiendo ser esta en ningún caso superior a la máxima de funcionamiento del sistema (8 bares, limitada por el sistema de almacenamiento)

Ilustración 57: Válvula de seguridad a instalar. CALEFFI Ajustable con manómetro

Se instalará una válvula con una presión de tarado de 6 bares ya que, aunque no cumple con el criterio de que no puede superar el 10% de la presión de diseño (5 bares), es la más pequeña que he encontrado entre 5 y 8 bares. No sería un riesgo para la instalación ya que no se podría superar la máxima tensión de trabajo del primario en ningún caso estando esta válvula instalada.

El vaso de expansión es el elemento del sistema encargado de absorber los aumentos de presión que se originan en el circuito de ACS debido al incremento de la temperatura del agua.

Está compuesto internamente por 2 partes independientes separadas por una membrana. Una de las partes está en contacto directo con el agua, mientras que la otra está rellena de un gas, normalmente aire o nitrógeno.

Al calentarse el agua, se expande, provocando una deformación en la membrana y una compresión del gas del segundo compartimento. El gas absorbe este incremento de presión indeseado, por lo que el sistema de circulación de ACS se mantiene siempre a una presión constante.

El vaso de expansión debe estar dimensionado según la **norma UNE 100155:2004, recomendada por el RITE.**

El volumen del vaso de expansión viene dado por la siguiente ecuación (38):

$$V_t = V\ C_e\ C_p \tag{38}$$

Donde:

-V_t= volumen total del vaso de expansión.

-V= Volumen total de agua del circuito.

-C_e= Coeficiente de dilatación del fluido.

-C_p= Coeficiente de presión del gas (aire o nitrógeno, según de que rellenemos el vaso)

El volumen del agua en el circuito se obtiene de forma aproximada a partir de la siguiente expresión (39):

$$V = \frac{Q \cdot 15}{1{,}16} \tag{39}$$

Siendo Q la potencia del generador en KW.

El coeficiente de dilatación del fluido es siempre positivo y menor a la unidad, y representa la relación entre el volumen útil del vaso de expansión y el volumen del fluido contenido en la instalación. El RITE nos proporciona la siguiente expresión para el cálculo de este coeficiente (40):

$$C_e = (3{,}24 \cdot t^2 + 102{,}13 \cdot t - 2708{,}3) \cdot 10^{-6} \tag{40}$$

Donde t es el valor de la temperatura de trabajo, una vez sustituimos la t por su valor obtenemos los siguientes valores tabulados (Tabla 31):

Temperatura	C_e	C_e en %
30 ºC	0,00328	0,328
40 ºC	0,00656	0,656
50 ºC	0,0105	1,05
60 ºC	0,0151	1,51
70 ºC	0,0204	2,04
80 ºC	0,0262	2,623
90 ºC	0,0328	3,28
100 ºC	0,0400	4

Tabla 31: Valores del coeficiente Ce en función de la temperatura de diseño.

El coeficiente de presión representa la relación entre el volumen total y el volumen útil del vaso de expansión, se calcula a partir de la fórmula:

$$C_p = \frac{P_M}{P_M - P_m} \tag{41}$$

Donde:

-P_M es la presión máxima= Presión atmosférica+ Presión de tarado.

La presión de tarado es la presión a la que la válvula de seguridad se abre para liberar presión y evitar daños en las tuberías.

-P_m es la presión mínima= Presión atmosférica+ Presión manométrica.

La presión manométrica es la presión que medirá el manómetro a la salida de la bomba en funcionamiento normal. Hay que tener en cuenta que los manómetros están ajustados de tal forma que su presión de referencia, es decir, su valor 0, es la presión atmosférica.

La bomba bombeará agua a una presión manométrica de 2 bares desde la acumulación a los colectores solares planos cuando sea necesario.

Utilizando este método de cálculo obtenemos los siguientes valores (Tabla 32):

Volumen de agua del circuito(L)	Ce a 60ºC	Cp	Volumen del vaso de expansión (L)
328,4482759	0,0150835	3,5	17,33952349

Tabla 32: Valores obtenidos para una presión de trabajo de 5 bares y una presión de tarado (Actuación de la válvula de seguridad) de 6 bares.

Por lo cual instalaremos un vaso de expansión de 18L capaz de soportar presiones mayores a 6 bares (presión de actuación de la válvula de seguridad), como el siguiente:

Ilustración 58: Vaso de expansión a instalar. Modelo IMERA PW18 para ACS

Este vaso de expansión **modelo IMERA PW18 para ACS** viene precargado, con membrana intercambiable y brida para su montaje, fabricado en acero al carbono con pintura epoxi anti-corrosión.

Sus principales características son:

-Capacidad: 18 litros

-Color: Azul

-Membrana: recambiable

-Membrana: en goma EPDM

-Temperatura funcionamiento: -10 a 100º

-Presión máxima: 10 bares

-Medidas: 45x28

-Conexión: 3/4"

-Soporte: No

En cuanto a su ubicación en la instalación, tanto el vaso de expansión como la válvula de seguridad se colocarán en la recirculación del circuito primario a la parte fría del colector solar. Al ser esta la parte “fría” del circuito, conseguiremos una mayor durabilidad del vaso.

7 Sistema auxiliar:

Para asegurar la producción de ACS a la temperatura deseada se instalará un sistema auxiliar capaz de trabajar con agua precalentada por la instalación solar térmica, elevando la temperatura de esta a la temperatura de trabajo prefijada.

Si el agua que llega al sistema auxiliar tiene una temperatura igual o superior a la prefijada para los puntos de consumo el sistema auxiliar no entrará en funcionamiento.

Según CTE 3.3.6 el sistema de generación solar térmico deberá disponer de un equipo de energía convencional complementario que debe cumplir con los siguientes requisitos:

-No se podrá conectar el quipo complementario en el circuito primario de captadores.

-Se deberá dimensionar como si no se dispusiera del sistema solar.

- Sólo entrará en funcionamiento cuando sea estrictamente necesario y de forma que se aproveche lo máximo posible la energía extraída del campo de captación.

-Debe disponer de un termostato de control sobre la temperatura de preparación que en condiciones normales de funcionamiento permitirá cumplir con la legislación vigente en cada momento referente a la prevención y control de la legionelosis:

“Se deberá cumplir, cuando sea de aplicación, el Real Decreto 865/2003, por lo que la temperatura del agua en el circuito de distribución de agua caliente no deberá ser inferior a 50 °C en el punto más alejado y previo a la mezcla necesaria para la protección contra quemaduras o en la tubería de retorno al acumulador. La instalación permitirá que el agua alcance una temperatura de 70°C. En consecuencia, no se admite la presencia de componentes de acero galvanizado.”

-En el caso de que el sistema de energía convencional complementario sea instantáneo, el equipo será modulante, es decir, capaz de regular su potencia de forma que se obtenga la temperatura de manera permanente con independencia de cuál sea la temperatura del agua de entrada al citado equipo.

Calentadores estancos termostáticos
HYDRO*COMPACT*

HYDRO*COMPACT*
Encendido electrónico

Características principales:

- Capacidades de 12, 15 y 18 l/min.
- Clase de eficiencia energética en a.c.s.: 12l. (A); 15l. (A); 18l. (A)
- Perfil de consumo en a.c.s.: 12l. (M); 15l. (XL); 18l. (XL)
- Encendido electrónico
- Calentador estanco termostático
- Ventilador modulante que se autoajusta a la evacuación (Sistema Optiflow)
- Compatibles con Solar (Sistema SolarQuick)
- Display Digital
- Preselección de temperatura de agua caliente
- Control termostático de la temperatura grado a grado
- Disponible para gas natural y butano/propano
- Dimensiones: (alto x ancho x fondo) 618 x 300 x 170 mm.

Mayor ahorro

Los nuevos calentadores estancos termostáticos HydroCompact de Junkers, son los únicos del mercado con ventilador modulante y el mayor rango de capacidades en su clase, modelos de 12, 15 y 18 lits/min.

Ofrecen el mayor valor de rendimiento en un aparato estanco (94%) del rango doméstico de 11 a 18 litros.

Control y ahorro

El menor valor de potencia mínima del mercado (2,9 – 3,8 – 4,8 kW). Alta precisión de control de temperatura de salida de a.c.s.: el ajuste de gasto energético es más exacto, por eso el aparato es más eficiente y ecológico, como tal representa mayor ahorro en todas sus funciones.
Al ser un calentador termostático, el control de la temperatura del agua es grado a grado adaptándose así a las necesidades del usuario, evitando malgastar agua y ahorrando a la vez energía.

Facilidad de Instalación

Con la gama de estancos Junkers tenemos una gran capacidad que ocupa poco espacio. Tiene un fácil acceso a todos los componentes.

La indicación de los códigos de avería en el display digital, facilita su mantenimiento.

Perfecta combinación con sistemas solares: nueva electrónica

SolarQuick

Esta electrónica permite la obtención de la temperatura deseada independientemente de la temperatura de entrada en el calentador.

El **HydroCompact** fue concebido para funcionar con agua precalentada por un sistema solar, regulando al instante el consumo energético necesario.

Interior HYDRO*COMPACT*

1 Colector salida de gases
2 Cámara estanca
3 Intercambiador de calor
4 Quemador
5 Ventilador modulante
6 Electrónica; display
7 Sensor de caudal
8 Válvulas de gas
9 Entrada de gas
10 Entrada de agua
11 Salida de agua
12 Unidad de quemado

Ilustración 59: Hoja de catálogo del calentador auxiliar elegido.

El sistema auxiliar elegido será el modelo Hydrocompact de 18l/min y alimentación por gas butano de la marca Junkers.

Este permite una preselección de la temperatura de salida grado a grado, evitando así malgastar agua y energía.

Además, este calentador incorpora el sistema SolarQuick de la marca Junkers, el cual permite obtener una temperatura de salida constante y que se ajuste a los parámetros predefinidos y las exigencias de la normativa para evitar quemaduras.

Este sistema auxiliar es completamente modulante, es decir, nos permite obtener una temperatura de salida ajustable y constante independientemente de la temperatura de entrada.

Kit solar
Compatibilidad con solar

Los calentadores termostáticos Junkers han sido concebidos para trabajar con agua precalentada a través de un sistema solar. Por ello, son una gama más respetuosa con el medio ambiente al reducir los costes de energía.

Cuando el agua de entrada está a una temperatura igual o superior a la temperatura programada por el usuario, el calentador no entra en funcionamiento. En este caso aparecerá en el display el símbolo de la casa solar.

Para los equipos que no son directamente compatibles con solar, Junkers ofrece la solución ideal para rentabilizar un sistema solar por su versatilidad y simplicidad de instalación y utilización cuando se desea conectar a calentadores a gas. Con el kit solar de Junkers, cualquier calentador o caldera mural de agua caliente sanitaria convencional puede funcionar junto con el sistema solar. Su sencilla constitución se refleja en la facilidad de instalación, uso del aparato y mantenimiento. Compuesto por dos válvulas mezcladoras asegura un funcionamiento sencillo. Cuando el agua proveniente del sistema solar no alcanza los 45º C, el sistema permite que esta misma agua pase por el calentador para que suministre la energía necesaria para alcanzar el confort deseado.

Cuando la temperatura deseada es alcanzada, el kit también es el responsable de hacer la mezcla para asegurar el confort en agua caliente y aumentar el caudal de a.c.s. Cuando la temperatura del agua que proviene del sistema solar es superior a 45º C, el kit solar hace un by-pass al calentador y el cliente puede disfrutar del confort de trabajar con sistemas de agua acumulada.

SolarQuick

Perfecta combinación con sistemas solares: nueva electrónica

Esta electrónica permite la obtención de la temperatura deseada independientemente de la temperatura de entrada en el calentador. Por eso es totalmente compatible con cualquier sistema solar, siendo un apoyo ideal para aguas precalentadas: regula al instante el consumo energético necesario minimizándolo con total garantía del mayor confort. De esa manera, se puede aprovechar le energía solar en su totalidad.

Durante el funcionamiento, estos calentadores regulan al instante la cantidad de agua y gas necesaria para satisfacer la temperatura seleccionada.

Ilustración 60: Kit de compatibilidad solar quicksolar, viene integrado en el calentador HydroCompact

Elegimos de entre los 3 modelos disponibles de calentador (gas natural, butano y propano), el de butano debido al hecho de que su suministro se realiza en bombonas, en la zona no hay acceso a líneas de gas natural ni propano.

Esto tiene el inconveniente de que debemos tener un mayor control sobre el consumo para no quedarnos sin gas, además hay que tener cierto espacio reservado en la vivienda para almacenar la bombona utilizada y una de reserva como mínimo, aunque esto no supone un problema muy significativo.

En cuanto al caudal que puede suministrar nuestro calentador, elegimos el calentador de 18l/min siguiendo las recomendaciones del fabricante para los puntos de consumo de ACS de nuestra vivienda. Cabe recordar que el sistema auxiliar debe estar dimensionado de tal forma que sea capaz de satisfacer la demanda térmica completa de la vivienda aun sin sistema de generación solar térmica, ya que, en caso de avería o mantenimiento de este, el sistema auxiliar deberá satisfacer por si solo la demanda completa.

Los puntos de consumo de ACS de nuestra vivienda son: Un fregadero, un plato de ducha y un lavabo.

Tabla 33: Caudales de calentador recomendados en función de los puntos de consumo por el fabricante (Junkers).

8 Sistema hidráulico:

Nuestro sistema estará formado por 2 circuitos con 2 fluidos de trabajo distintos.

El primer circuito o circuito primario trabaja con agua mezclada con poliglicol como fluido de trabajo. Este circula por el captador solar plano, y por diferencia de densidades circula hacia el termosifón donde intercambia calor con el agua que hay en el interior de este sin mezclarse. Una vez se ha llevado a cabo este proceso el agua glicolada se enfría, volviendo a circular hacia la parte inferior del captador solar plano.

El segundo circuito o circuito secundario de ACS es el que conecta el depósito con la toma de red y con el sistema auxiliar, estando este a su vez conectado a los puntos de consumo de ACS, el fluido de trabajo de este circuito es agua.

Las tuberías del circuito secundario que tengan que ser instaladas para la incorporación del sistema de generación de ACS solar térmico serán de cobre con las uniones soldadas por capilaridad, con especial cuidado en las juntas de unión entre materiales distintos, en las que, si no se instalan elementos de protección, uno de los materiales tenderá a oxidarse prematuramente por efecto de la electrolisis. Para evitar esto, en las juntas entre materiales distintos se instalarán manguitos antielectrolíticos.

Por exigencia del Pliego de Condiciones técnicas para instalaciones de baja temperatura:

Se comprobará que la velocidad del agua que circula por las tuberías sea inferior a 2 m/s cuando la tubería discurra por locales habitados y a 3 m/s cuando el trazado sea al exterior o por locales no habitados, así como que la pérdida de carga unitaria en tuberías nunca sea superior a 40 mm de columna de agua por metro lineal.

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot v}} \tag{42}$$

Siendo:

Q= Caudal.

V=Velocidad del fluido.

D= Diámetro interior de la tubería.

Obtenemos un valor de diámetro interior de la tubería igual a:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot \frac{150l}{h} \cdot \frac{1h}{3600s} \cdot \frac{1m^3}{1000l}}{\pi \cdot 3m/s}} = 4{,}2 \cdot 10^{-3}m = 4{,}2mm$$

Se propone un diámetro superior a este de entre los normalizados (Norma UNE-EN 1057:2007, tabla 12.9.1, Tabla 34 del presente proyecto) para cumplir con el criterio marcado por el IDAE.

TUBOS: Norma UNE-EN 1057. Cobre y aleaciones de cobre. Tubos redondos de cobre sin soldadura, para agua y gas en aplicaciones sanitarias y de calefacción

Espesor de pared nominal en mm / Diámetro exterior nominal en mm	Diámetro interior en mm											
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,5	2,0	2,5	3,0
6		4,8		4,4		4						
8		6,8		6,4		6						
10		8,8	8,6	8,4		8						
12		10,8	10,6	10,4		10						
14				12,4		12						
15			13,6	13,4		13						
16						14						
18				16,4		16						
22					20,2	20	19,8	19,6	19			
28					26,2	26		25,6	25			

Tabla 34: Fragmento tabla diámetros de tubos de cobre normalizados: Norma UNE-EN 1057:2007

El diámetro propuesto para las tuberías de nueva instalación será:

Diámetro exterior de 12mm y diámetro interior 10mm de cobre, por lo cual el grosor de sus paredes será de 1mm.

Obtenemos un valor para la velocidad del agua con una tubería de diámetro interior de 10mm a partir de la expresión (42):

$$v = 0{,}53m/s$$

A los tramos de tubería a la se les colocará una coquilla de espuma elastomérica de espesor variable en función del diámetro exterior de cada tubería y de si se encuentra dentro de la vivienda o a la intemperie, siguiendo la Tabla 35. En los tramos de tubería que se encuentren a la intemperie, el aislamiento se revestirá con fibra de vidrio, para

garantizar la durabilidad del aislamiento y la conservación de sus propiedades en el tiempo a pesar de las condiciones climáticas.

Espesor (mm) aislamiento térmico para ACS				
Φ exterior tubería			Interior	Exterior
	D ≤	35	30	40
35	< D ≤	60	35	45
60	< D ≤	90	35	45
90	< D ≤	140	35	45
140	< D		40	50
λ_{ref} = 0,040 (W/m·K) a 10 °C				

Tabla 20: Espesor mínimo del aislamiento térmico para tuberías de ACS (RITE 07)

Tabla 35: Espesor mínimo del aislamiento térmico para tuberías de ACS. Fuente RITE

Anexo 3: Índice de tablas.

TABLA 1: ESTIMACIÓN DE CARGAS DE LA INSTALACIÓN 41
TABLA 2: VALORES DE REFERENCIA PARA EL CÁLCULO DE LA DEMANDA DE ACS A 60ºC DEPENDIENDO DEL USO DEL EDIFICIO ESTUDIADO. 42
TABLA 3: RADIACIÓN SOLAR INCIDENTE SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL POR MESES OBTENIDA DE LA BASE DE DATOS DE LA AGENCIA ANDALUZA DE LA ENERGÍA. 45
TABLA 4: RADIACIÓN SOLAR INCIDENTE SOBRE UNA SUPERFICIE INCLINADA 30º CON ORIENTACIÓN SUR (AZIMUT 0º), OBTENIDA DE LA AGENCIA ANDALUZA DE LA ENERGÍA. 45
TABLA 5: DATOS DE RADIACIÓN SOLAR OBTENIDOS DE LA BASE DE DATOS PVGIS 47
TABLA 6: DATOS DE RADIACIÓN SOLAR OBTENIDOS DE LA BASE DE DATOS PVGIS TABULADOS Y CALCULADOS PARA OBTENER LA RADIACIÓN EN KWH/M2 48
TABLA 7: DATOS DE RADIACIÓN SOLAR OBTENIDOS DE LA BASE DE DATOS DE LA AGENCIA ANDALUZA DE LA ENERGÍA Y PROCESADOS PARA OBTENER LOS VALORES DE RADIACIÓN SOLAR INCIDENTE EN WH/(M2•DÍA) 48
TABLA 8: RADIACIÓN INCIDENTE EN ÚBEDA PARA CADA MES, PARA UNA INCLINACIÓN DE 40º Y UNA ORIENTACIÓN SUR AZIMUT 0º, DATOS OBTENIDOS DE LA BASE DE DATOS DE LA AGENCIA ANDALUZA DE LA ENERGÍA. 49
TABLA 9: DATOS DE RADIACIÓN INCIDENTE EN WH/(M2•DÍA) INCLINACIÓN 40º AZIMUT 0º, DATOS OBTENIDOS DE LA BASE DE DATOS DE LA AGENCIA ANDALUZA DE LA ENERGÍA. 50
TABLA 10 : TABLA RESUMEN CONFORME AL ANEXO 2 DEL PLIEGO DE CONDICIONES PARA INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS AISLADAS DE LA RED DEL IDAE. 51
TABLA 11: REQUISITOS PARA EL INCENTIVO DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA AUTOCONSUMO BASÁNDOSE EN TECNOLOGÍAS DE ENERGÍAS RENOVABLES O COGENERACIÓN. FUENTE: NORMATIVA REGULADORA INCENTIVOS PARA CONSTRUCCIÓN SOSTENIBLE. 54
TABLA 12: REQUISITOS PARA EL INCENTIVO DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DE CALOR MEDIANTE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA. FUENTE: NORMATIVA REGULADORA INCENTIVOS PARA CONSTRUCCIÓN SOSTENIBLE. 55
TABLA 13: CÁLCULO NÚMERO DE PANELES FOTOVOLTAICOS NECESARIOS SEGÚN SU POTENCIA PICO (RESALTADA EN VERDE LA OPCIÓN ELEGIDA) 64
TABLA 14: ANÁLISIS PREVIO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL REGULADOR Y LA DISTRIBUCIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS. 66
TABLA 15: DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR. 72
TABLA 16 : TABLA VALOR DE CONDUCTIVIDAD EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA Y EL MATERIAL DEL CABLE. 83
TABLA 17: INTENSIDADES MÁXIMAS ADMITIDAS DE CONDUCTORES SEGÚN EL TIPO DE INSTALACIÓN Y LA NATURALEZA DEL AISLAMIENTO. (TABLA PERTENECIENTE AL REBT DESACTUALIZADA, NORMA UNE REEMPLAZADA) 84
TABLA 18: INTENSIDADES MÁXIMAS ADMITIDAS DE CONDUCTORES SEGÚN EL TIPO DE INSTALACIÓN Y LA NATURALEZA DEL AISLAMIENTO. (PERTENECIENTE A LA NORMA UNE 60364-5-52:2014, NORMA QUE HA REEMPLAZADO LA ANTIGUA UNE 20460-5-523) 85
TABLA 19: TABLA DE INTENSIDADES MÁXIMAS ADMISIBLES NORMA UNE ACTUALIZADA (UNE 60364-5-52:2014) 86
TABLA 20: FACTORES DE CORRECCIÓN CABLES ENTERRADOS. 87
TABLA 21: RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL TERRENO EN FUNCIÓN DE SU NATURALEZA. (FUENTE ITC-LAT-06) 89
TABLA 22: CARACTERÍSTICAS PARA LOS FUSIBLES NH GG DF ELECTRIC UTILIZADOS EN CORRIENTE CONTINUA. 100
TABLA 23: VALORES MEDIOS APROXIMADOS DE LA RESISTIVIDAD EN FUNCIÓN DEL TERRENO. 105
TABLA 24: TABLA TEMPERATURAS DEL AGUA DE LA RED POR PROVINCIA. FUENTE CENSOLAR 110

TABLA 25: TEMPERATURA AMBIENTE MEDIA DIARIA DURANTE LAS HORAS DE SOL. FUENTE CENSOLAR. 114
TABLA 26: DEMANDA TÉRMICA DE LA INSTALACIÓN MENSUAL Y ANUAL. 115
TABLA 27: CÁLCULO DE D1 PARA CADA MES 116
TABLA 28: CÁLCULO DE D2 PARA CADA MES. 116
TABLA 29: VALOR DE F (PARTE DE LA DEMANDA TOTAL DE ACS CUBIERTA POR EL SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR TÉRMICO EN TANTO POR 1) 117
TABLA 30: PORCENTAJE DE LA DEMANDA CUBIERTA CADA MES Y OBTENCIÓN DE LOS VALORES QU(KWH APORTADOS POR LA INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA CADA MES), ASÍ COMO EL VALOR DE LA QU ANUAL. 117
TABLA 31: VALORES DEL COEFICIENTE CE EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA DE DISEÑO. 124
TABLA 32: VALORES OBTENIDOS PARA UNA PRESIÓN DE TRABAJO DE 5 BARES Y UNA PRESIÓN DE TARADO (ACTUACIÓN DE LA VÁLVULA DE SEGURIDAD) DE 6 BARES. 125
TABLA 33: CAUDALES DE CALENTADOR RECOMENDADOS EN FUNCIÓN DE LOS PUNTOS DE CONSUMO POR EL FABRICANTE (JUNKERS). 129
TABLA 34: FRAGMENTO TABLA DIÁMETROS DE TUBOS DE COBRE NORMALIZADOS: NORMA UNE-EN 1057:2007 131
TABLA 35: ESPESOR MÍNIMO DEL AISLAMIENTO TÉRMICO PARA TUBERÍAS DE ACS. FUENTE RITE 132
TABLA 36: COSTE DE LOS ELEMENTOS QUE COMPONDRÁN LA INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA SIN IVA. 147
TABLA 37: COSTE DE LOS ELEMENTOS QUE COMPONDRÁN LA INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA SIN IVA. 148
TABLA 38: PRESUPUESTO TOTAL 149
TABLA 39: COSTE ANUAL DE LA ENERGÍA ELECTRICA QUE CONSUME LA VIVIENDA SI ESTUVIERA CONECTADA A RED 151
TABLA 40: PERIODO DE AMORTIZACIÓN CON LOS AÑOS MÁS REPRESENTATIVOS. 152
TABLA 41: DATOS PARA EL CÁLCULO DE LOS BALANCES DE GASTOS DE LAS 2 OPCIONES DE ESTUDIO. 154
TABLA 42: ESTUDIO ECONÓMICO SIMPLIFICADO, SISTEMA DE ACS TRADICIONAL FRENTE A INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA. 156

Anexo 4: Índice de ilustraciones.

ILUSTRACIÓN 1 EFECTO FOTOELÉCTRICO 13
ILUSTRACIÓN 2: LINGOTE DE SILICIO. 13
ILUSTRACIÓN 3: COMPOSICIÓN INTERNA DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO 15
ILUSTRACIÓN 4: CURVAS DE CORRIENTE (A) FRENTE A TENSIÓN (V) 16
ILUSTRACIÓN 5: ESTRUCTURA DE FIJACIÓN DE PANELES A UNA CUBIERTA INCLINADA 17
ILUSTRACIÓN 6: EJEMPLO DE ESTRUCTURA DE SOPORTE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS CON SEGUIMIENTO SOLAR 17
ILUSTRACIÓN 7: PARÁMETROS A TENER EN CUENTA PARA CALCULAR LA DISTANCIA ENTRE FILAS 18
ILUSTRACIÓN 8: DISTINTOS TIPOS DE VASOS DE BATERÍA. 21
ILUSTRACIÓN 9: TESLA POWERWALL 2 PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA. 22
ILUSTRACIÓN 10: ESQUEMA RESUMIDO DE UNA INSTALACIÓN DE ACS CON INTERACUMULADOR Y BOMBA DE CIRCULACIÓN DE ACS EN EL CIRCUITO PRIMARIO. 26
ILUSTRACIÓN 11: COMPOSICIÓN INTERNA DE UN CAPTADOR SOLAR PLANO. 28
ILUSTRACIÓN 12: CAPTADOR SOLAR PLANO INSTALADO SOBRE ESTRUCTURA EN UNA CUBIERTA PLANA 29
ILUSTRACIÓN 13: DIAGRAMA DE FLUJOS DE CALOR EN UN CAPTADOR SOLAR. 29
ILUSTRACIÓN 14: CAPTADOR SOLAR DE TUBOS DE VACÍO. 30
ILUSTRACIÓN 15: FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ACS POR TERMOSIFÓN 31
ILUSTRACIÓN 16: INTERACUMULADOR DE DOS SERPENTINES. 33
ILUSTRACIÓN 17: COMPOSICIÓN INTERNA DE UN VASO DE EXPANSIÓN 34
ILUSTRACIÓN 18: VÁLVULA DE SEGURIDAD 34
ILUSTRACIÓN 19: ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE UNA CALDERA DE GAS. 35
ILUSTRACIÓN 20: CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA AUXILIAR. 36
ILUSTRACIÓN 21: UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN. 39
ILUSTRACIÓN 22: FINCA EN LA QUE SE UBICARÁN NUESTRAS INSTALACIONES. 40
ILUSTRACIÓN 23: INTERFAZ DE LA BASE DE DATOS Y MAPA DE TODAS LAS ESTACIONES DE RECOPILACIÓN DE DATOS DE RADIACIÓN SOLAR POR LA GEOGRAFÍA ESPAÑOLA. FUENTE: AGENCIA ANDALUZA DE LA ENERGÍA. 44
ILUSTRACIÓN 24: INTERFAZ FASE DE DATOS DE RADIACIÓN SOLAR INCIDENTE, AGENCIA ANDALUZA DE LA ENERGÍA. 44
ILUSTRACIÓN 25: INTERFAZ DE LA BASE DE DATOS PVGIS. 46
ILUSTRACIÓN 26: REQUISITOS GENERALES PARA LA OBTENCIÓN DE LAS SUBVENCIONES. FUENTE: FOLLETO PROGRAMA DE INCENTIVOS A LA CONSTRUCCIÓN SOSTENIBLE 2017/2020 53
ILUSTRACIÓN 27: INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DE UN PANEL SOLAR. 59
ILUSTRACIÓN 28: PÉRDIDAS EN FUNCIÓN DE LA ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN PARA UNA LATITUD DE Φ= 41º 60
ILUSTRACIÓN 29: MODELO DE PANEL FOTOVOLTAICO ELEGIDO. SUMINISTRADOR: HISPANIA SOLAR. 63

ILUSTRACIÓN 30: HOJA DE CARACTERÍSTICAS PANEL FOTOVOLTAICO OPTITEC M245/H. SUMINISTRADOR: HISPANIA SOLAR 64
ILUSTRACIÓN 31: REGULADOR VICTRON ENERGY SMARTSOLAR MPPT 100/150. SUMINISTRADOR: VICTRON ENERGY. 66
ILUSTRACIÓN 32: HOJA DE CARACTERÍSTICAS DEL REGULADOR VICTRON ENERGY SMARTSOLAR MPPT 100/150. FABRICANTE: VICTRON ENERGY. 67
ILUSTRACIÓN 33: VASOS DE BATERÍA OPZS DE 2V HOPPECKE 69
ILUSTRACIÓN 34: HOJA DE CARACTERÍSTICAS VASOS OPZS 2V 1200AH. HOPPECKE 70
ILUSTRACIÓN 35: INVERSOR ELEGIDO. 73
ILUSTRACIÓN 36: HOJA DE CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR PHOENIX 24/5000. VICTRON ENERGY. 73
ILUSTRACIÓN 37: ESTRUCTURA DE MONTAJE DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. 74
ILUSTRACIÓN 38: INFORMACIÓN APORTADA POR EL FABRICANTE (SUMFER) SOBRE LA ESTRUCTURA 75
ILUSTRACIÓN 39: COLOR CONTROL GX DE VICTRON ENERGY 77
ILUSTRACIÓN 40: DISTINTOS PUERTOS DE ENTRADA DEL COLOR CONTROL GX. 78
ILUSTRACIÓN 41: CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL COLOR CONTROL GX. 78
ILUSTRACIÓN 42: MENÚS E INTERFAZ DEL COLOR CONTROL GX. 79
ILUSTRACIÓN 43: MONITOR DEL SISTEMA DE BATERÍAS BMV-700 DE VICTRON ENERGY. 80
ILUSTRACIÓN 44: DERIVADOR DE CORRIENTE BMV 500A/50MV 80
ILUSTRACIÓN 45: HOJA DE CARACTERÍSTICAS DEL MONITOR DE BATERÍAS. 81
ILUSTRACIÓN 46: ESQUEMA UNIFILAR DE NUESTRA VIVIENDA (VIVIENDA DE ELECTRIFICACIÓN BÁSICA). FUENTE: GUÍA TÉCNICA DE APLICACIÓN DEL REBT 93
ILUSTRACIÓN 47: MAGNETOTÉRMICO A INSTALAR. MARCA: CARLINGTON. 95
ILUSTRACIÓN 48: FUSIBLE DC PARA EL TRAMO BATERÍAS-REGULADOR 98
ILUSTRACIÓN 49: CARACTERÍSTICAS Y VALOR DE CORRIENTE A FIJAR EN FUNCIÓN DE LA SECCIÓN. 99
ILUSTRACIÓN 50: FUSIBLES NH1 QUE UTILIZAREMOS EN ESTA INSTALACIÓN. 100
ILUSTRACIÓN 51: CURVAS DE ACTUACIÓN DE LOS FUSIBLES GG NH1 DE DF ELECTRIC. 101
ILUSTRACIÓN 52: REPRESENTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE TIERRAS TT EN UN SISTEMA DE GENERACIÓN EN CONTINUA. 106
ILUSTRACIÓN 53: GRÁFICO COMPARATIVO ENTRE LA DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA TÉRMICA Y SU PRODUCCIÓN. 118
ILUSTRACIÓN 54: GRÁFICO REPRESENTATIVO DEL PORCENTAJE DE LA DEMANDA CUBIERTA MEDIANTE EL SISTEMA SOLAR TÉRMICO DE FORMA MENSUAL. 118
ILUSTRACIÓN 55: HOJA DE CARACTERÍSTICAS SISTEMA TERMOSIFÓNICO STS 150. MARCA: BAXI. 120
ILUSTRACIÓN 56: HOJA DE CARACTERÍSTICAS MODELO MEDITERRÁNEO SLIM 200. MARCA: BAXI. 121
ILUSTRACIÓN 57: VÁLVULA DE SEGURIDAD A INSTALAR. CALEFFI AJUSTABLE CON MANÓMETRO 122
ILUSTRACIÓN 58: VASO DE EXPANSIÓN A INSTALAR. MODELO IMERA PW18 PARA ACS 125
ILUSTRACIÓN 59: HOJA DE CATÁLOGO DEL CALENTADOR AUXILIAR ELEGIDO. 127

ILUSTRACIÓN 60: KIT DE COMPATIBILIDAD SOLAR QUICKSOLAR, VIENE INTEGRADO EN EL CALENTADOR HYDROCOMPACT 128
ILUSTRACIÓN 61: REPRESENTACIÓN DE LOS COSTES FRENTE AL TIEMPO (REPRESENTATIVO DEL PERIODO DE AMORTIZACIÓN). 153
ILUSTRACIÓN 62: ESTUDIO ECONÓMICO SIMPLIFICADO DEL SISTEMA SOLAR TÉRMICO FRENTE AL TRADICIONAL. 157

PLANOS Y ESQUEMAS:

Plano 1/7: PLANO DE LA FINCA.

Plano 2/7: PLANOS DE LA VIVIENDA.

Plano 3/7: DETALLE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

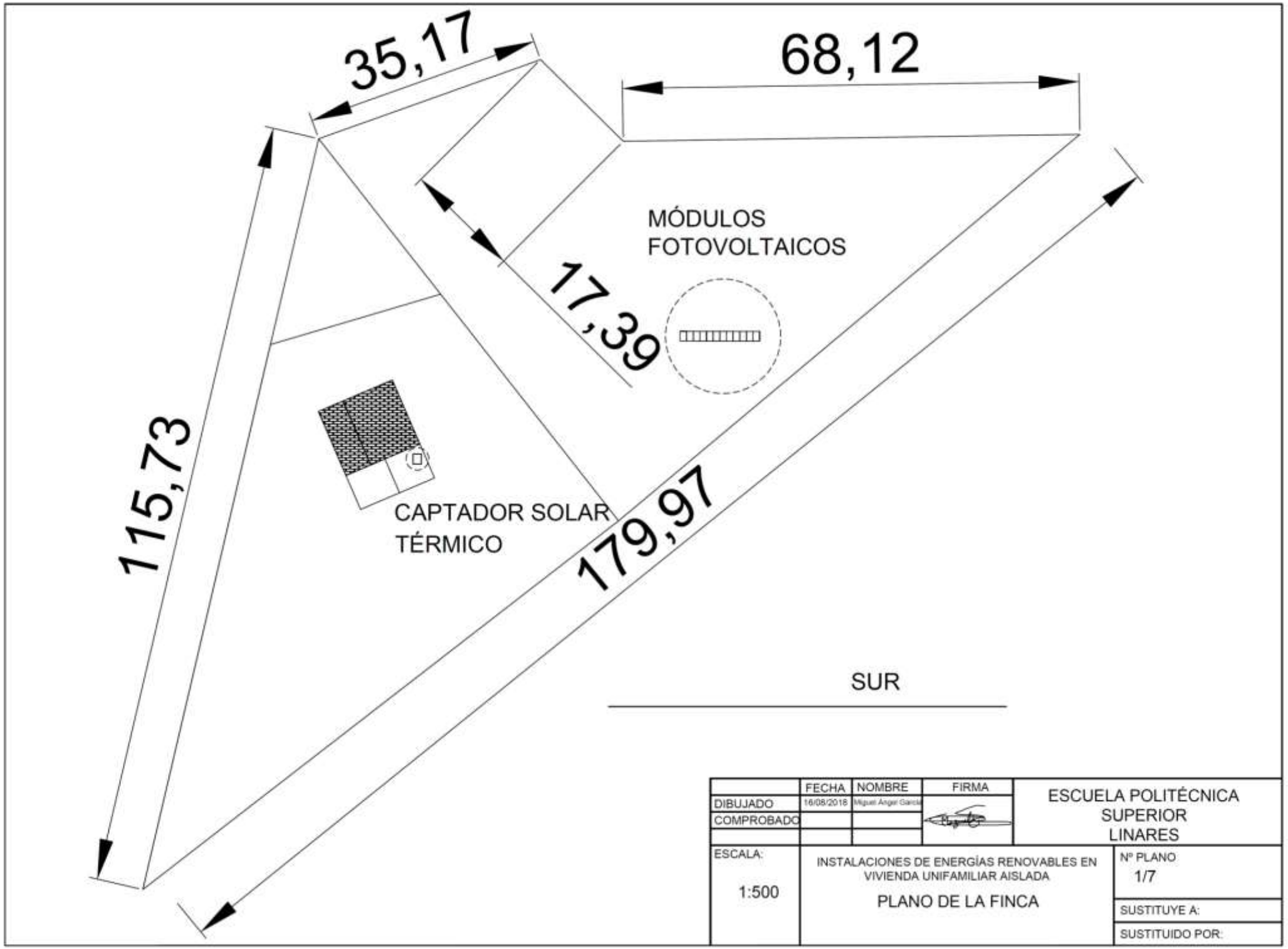
Plano 4/7: DETALLE DEL CAPTADOR SOLAR TÉRMICO.

Plano 5/7: ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

Plano 6/7: ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN DE PRODUCCIÓN DE ACS.

Plano 7/7: ESQUEMA UNIFILAR DE LA VIVIENDA (EXTRAIDO DE LA GUÍA TECNICA DE APLICACIÓN DE LA ITC BT 25, A ESTE ESQUEMA SE LE HA QUITADO EL ICP YA QUE NO PROCEDE PARA NUESTRA INSTALACIÓN)

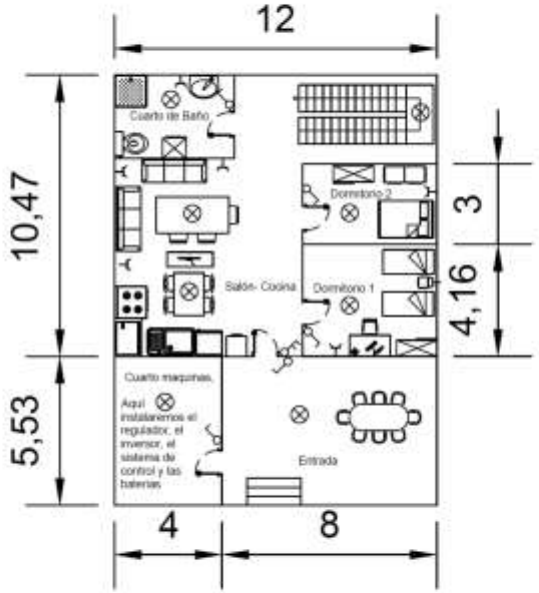
*La escala de los planos está definida para ser impresos en tamaño A3.



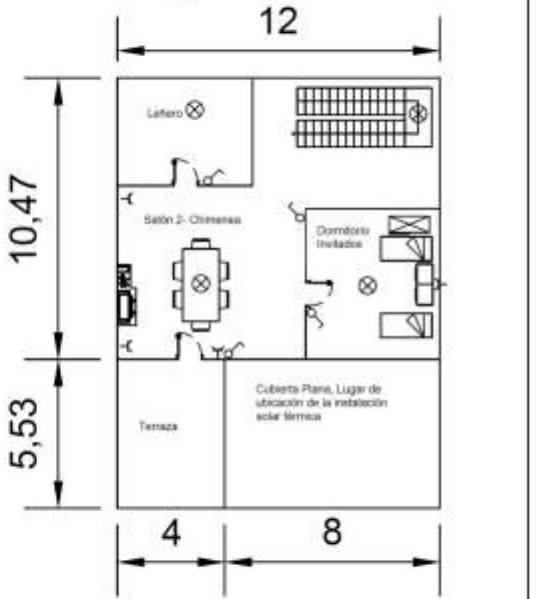
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	16/08/2018	Miguel Ángel García		
COMPROBADO				

ESCALA: 1:500	INSTALACIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES EN VIVIENDA UNIFAMILIAR AISLADA PLANO DE LA FINCA	Nº PLANO 1/7 SUSTITUYE A: SUSTITUIDO POR:

Primera Planta



Segunda Planta



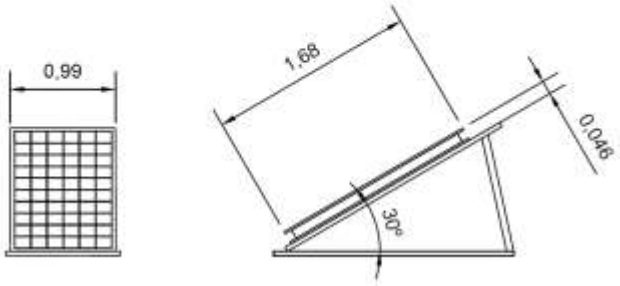
Alzado de la vivienda

LEYENDA

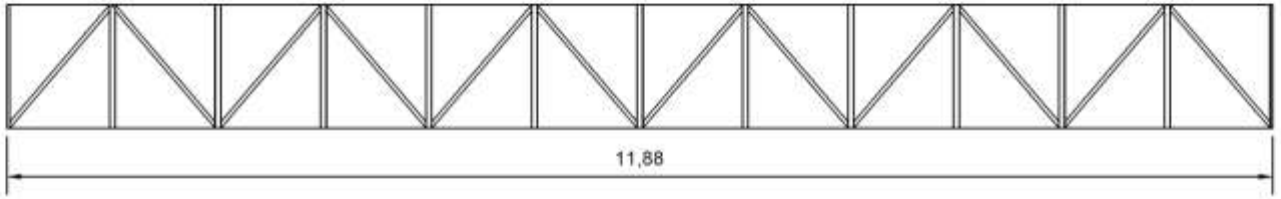
Punto de luz	⊗
Toma de corriente	
Interruptor	
Interruptor doble	
Mesa Televisor y PS2	
Frigorífico	
Microondas	
Lavadora	
Ordenador sobremesa	

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	16/08/2018	Miguel Angel García		
COMPROBADO				

ESCALA: 1:200	INSTALACIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES EN VIVIENDA UNIFAMILIAR AISLADA PLANOS DE LA VIVIENDA	Nº PLANO 2/7 SUSTITUYE A: SUSTITUIDO POR:

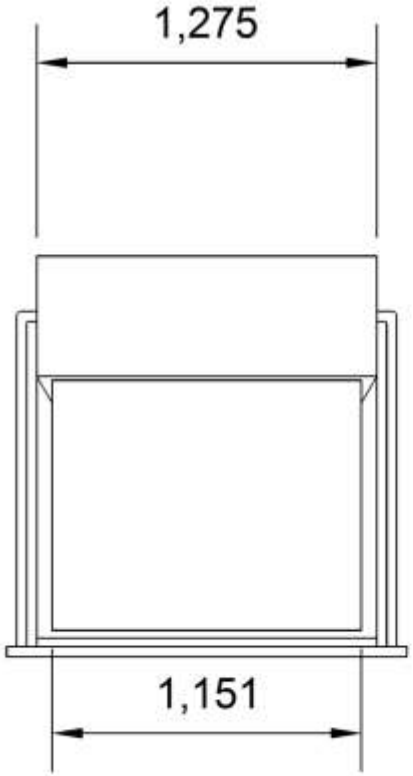


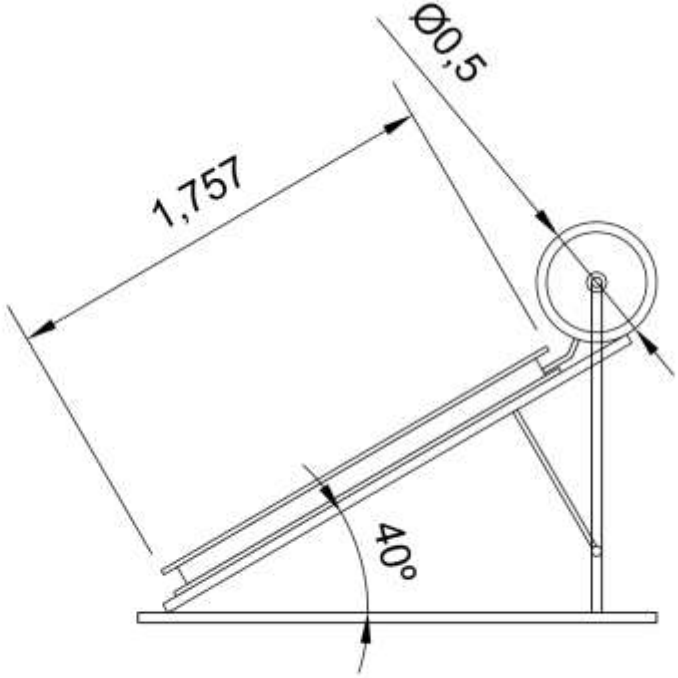
Vista desde atrás de la estructura completa



	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	16/08/2018	Miguel Angel Garcia		
COMPROBADO				

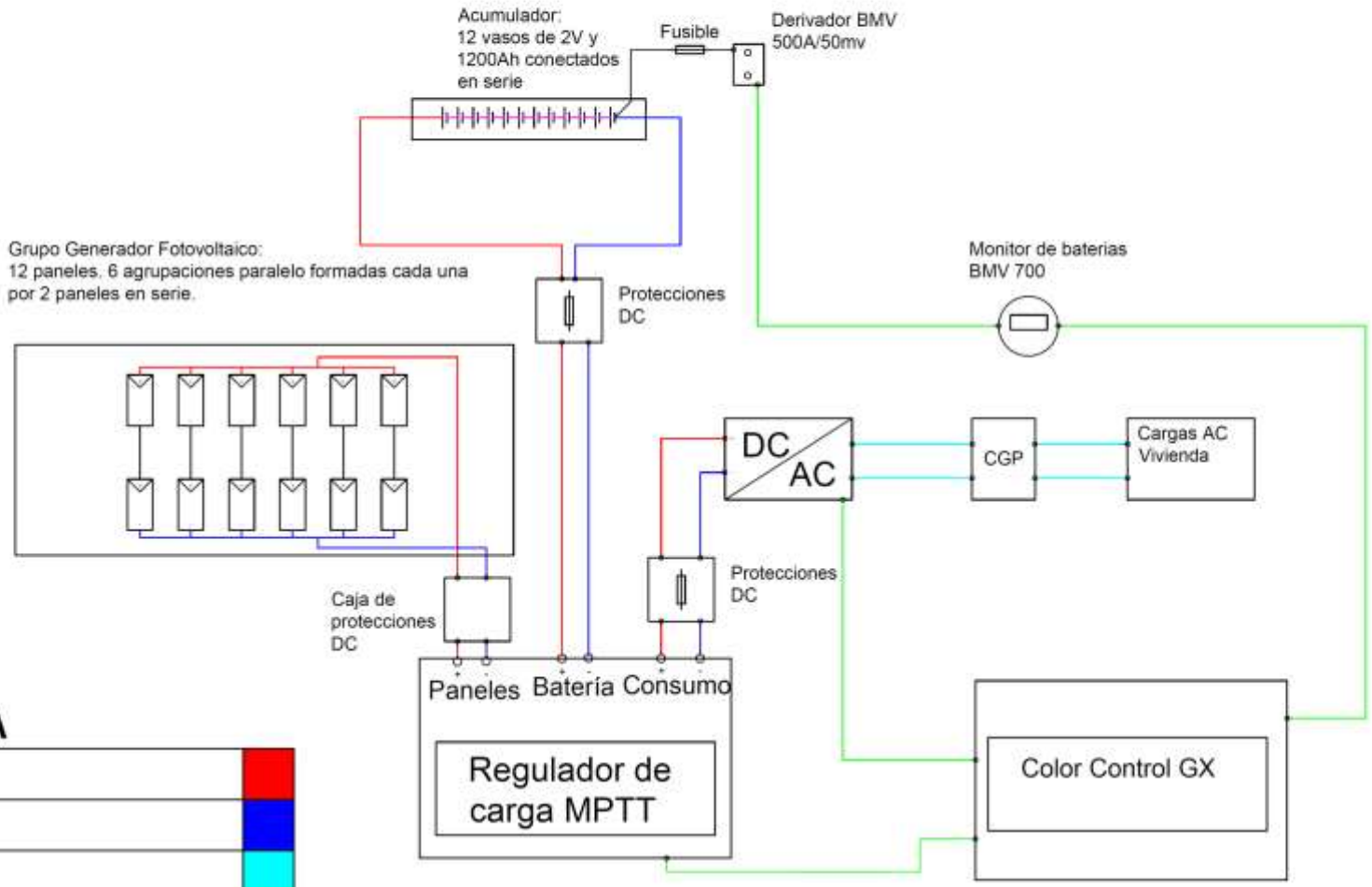
ESCALA: 1:50	INSTALACIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES EN VIVIENDA UNIFAMILIAR AISLADA DETALLE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	Nº PLANO 3/7 SUSTITUYE A: SUSTITUIDO POR:





	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	16/08/2018	Miguel Angel Garcia		
COMPROBADO				

ESCALA: 1:20	INSTALACIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES EN VIVIENDA UNIFAMILIAR AISLADA DETALLE DEL CAPTADOR SOLAR TÉRMICO	Nº PLANO 4/7 SUSTITUYE A: SUSTITUIDO POR:

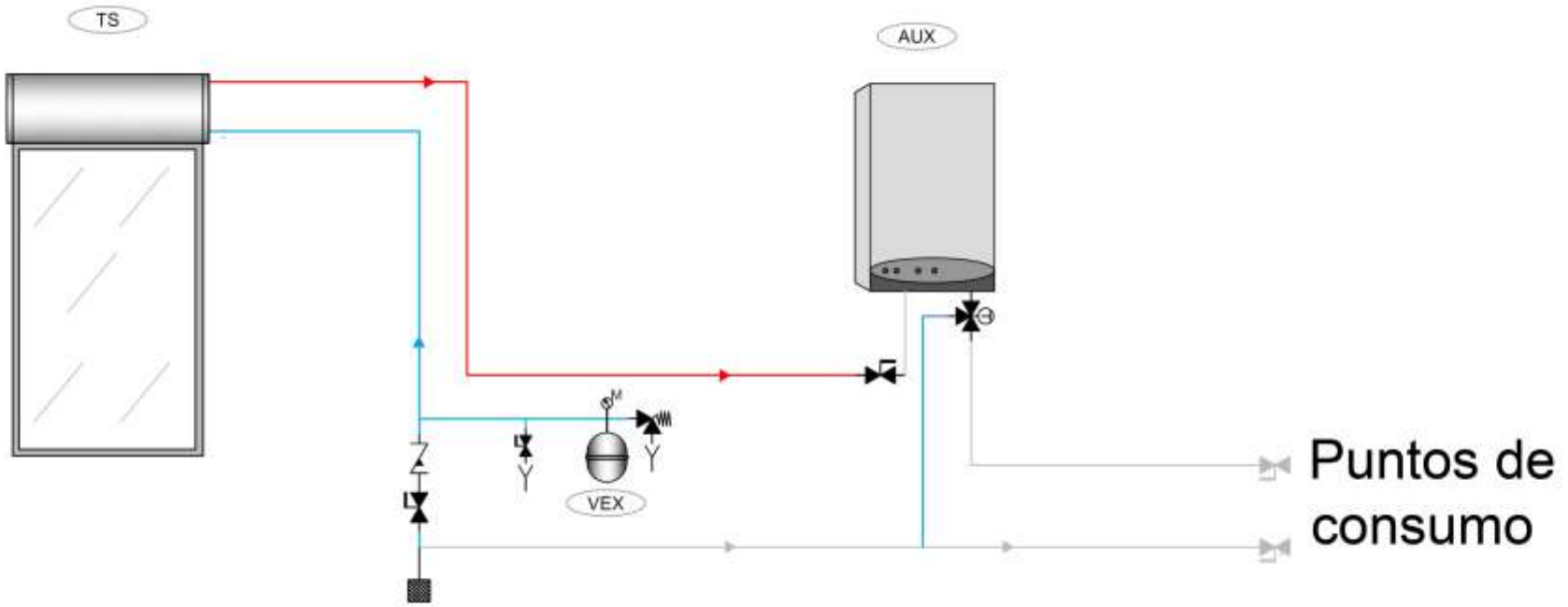


COLORIMETRÍA

Polo Positivo	
Polo Negativo	
Corriente alterna	
Circuito de control y registro	

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	16/08/2018	Miguel Ángel García		
COMPROBADO				

ESCALA: No aplica	INSTALACIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES EN VIVIENDA UNIFAMILIAR AISLADA ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	Nº PLANO 5/7 SUSTITUYE A: SUSTITUIDO POR:



LEYENDA

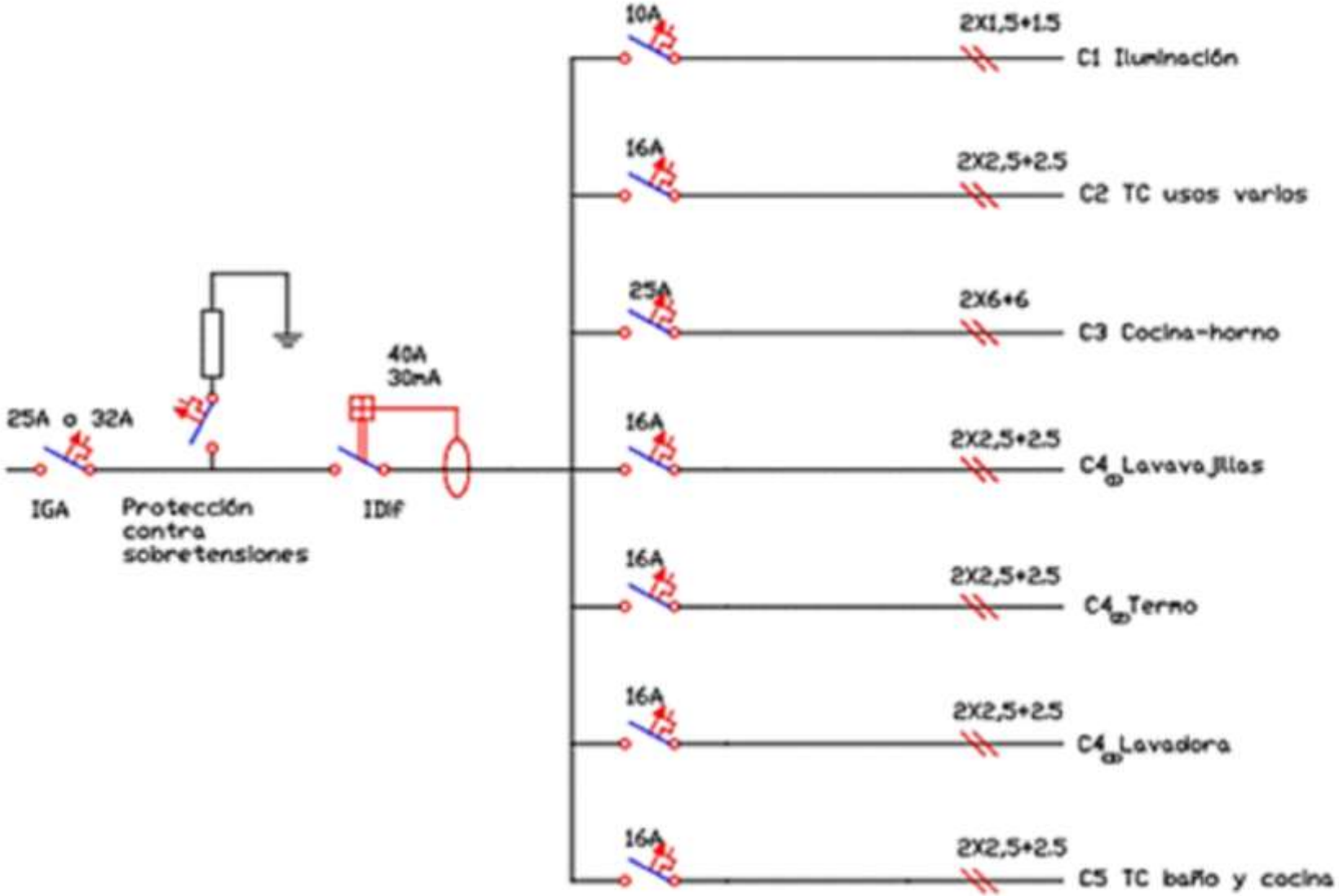
Vaso de expansión	
Válvula corte manual	
Válvula 3 vías (DIspositivo Solarquick)	
Válvula antiretorno	
Válvula seguridad	
Manómetro	M
Termómetro	T
Desagüe	
Entrada de AFS (incluye llave de corte general, antiretorno, filtro,...)	

COLORIMETRÍA

Salida de agua caliente sanitaria	
Alimentación de agua fría de red	
Instalación ACS convencional	

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	16/08/2018	Miguel Angel García		
COMPROBADO				

ESCALA: No aplica	INSTALACIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES EN VIVIENDA UNIFAMILIAR AISLADA ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN DE PRODUCCIÓN DE ACS	Nº PLANO 6/7 SUSTITUYE A: SUSTITUIDO POR:



	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	16/08/2018	Miguel Angel García		
COMPROBADO				

ESCALA: No aplica	INSTALACIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES EN VIVIENDA UNIFAMILIAR AISLADA ESQUEMA UNIFILAR DE LA VIVIENDA	Nº PLANO 7/7 SUSTITUYE A: SUSTITUIDO POR:

PRESUPUESTO Y PERIODOS DE AMORTIZACIÓN.

1 Presupuestos:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA				
Código	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
IFV01	Captador solar OPTITEC M245/H	12	173,55 €	2.082,60 €
IFV02	Vaso OPZS 2V 1200Ah HOPPECKE	12	285,95 €	3.431,40 €
IFV03	Estructura de Soporte, 12 paneles de 60 células FV	1	340,77 €	340,77 €
IFV04	Regulador Victron Energy SmartSolar MPTT 100/150	1	559,02 €	559,02 €
IFV05	Inversor Victron Energy Phoenix 24/5000	1	788,50 €	788,50 €
IFV06	Sistema de control y supervisión Victron Energy Color Control	1	454,55 €	454,55 €
IFV07	Monitor del sistema de baterías	1	148,76 €	148,76 €
IEL01	Cable Unipolar XLPE RV-K 0,6/1KV 120mm² (Cantidad en metros)	120	11,44 €	1.372,80 €
IEL02	Cable Unipolar XLPE RV-K 0,6/1KV 70mm² (Cantidad en metros)	8	8,38 €	67,04 €
IPT01	Cable desnudo de cobre protegido contra la corrosión 35mm²(Cantidad en metros)	1	4,54 €	4,54 €
IPT02	Cable Unipolar XLPE RV-K 0,6/1KV 16mm² (Cantidad en metros)	30	2,04 €	61,20 €
SPR01	Interruptor automático Magnetotérmico Carrignton Unipolar Serie C. Protección Paneles FV	1	18,50 €	18,50 €
SPR02	Base Portafusibles 25ª	6	3,63 €	21,78 €
SPR03	Fusible 16A Protección Series de Paneles Fotovoltaicos	6	6,05 €	36,30 €
SPR04	Fusible inteligente TECHNO SUN ElecFuse(protección de las baterías)	1	27,20 €	27,20 €
SPR05	Fusible , protección tramo Regulador- Inversor.NH (de cuchillas) 250A	1	23,01 €	23,01 €
SPR06	Base Portafusibles , protección tramo Regulador- Inversor.	1	36,18 €	36,18 €
			Total	9.474,15 €

Tabla 36: Coste de los elementos que compondrán la instalación solar térmica sin IVA.

INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA				
Código	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
IST01	Sistema termosifónico STS 150 (Módulo Mediterraneo 200 Slim + Acumulador 150l)	1	1.513,22 €	1.513,22 €
IST02	Accesorio de protección catódica electrónica permanente	1	243,80 €	243,80 €
IST03	Fluido Solar Marca Vaillant 10L	1	29,00 €	29,00 €
IST04	Válvulas de apertura y cierre manual que soporten temperaturas superiores a 60ºC	5	14,74 €	73,70 €
IST05	Válvula antirretorno de presión máxima de trabajo hasta 10 bares, suministrador Legris.	1	15,50 €	15,50 €
IST06	Válvula de seguridad ajustable CALEFFI con manómetro o similar.	1	30,12 €	30,12 €
IST07	Vaso de expansión 18L	1	32,85 €	32,85 €
IST08	10mm² diámetro interior y 1 mm² de espesor, (Cantidad estimada en metros, precio incrementado un 15% en concepto de pequeñas piezas, soldaduras por capilaridad y accesorios)	20	5,16 €	103,20 €
IST09	Coquina de espuma elastomérica para aislamiento de las tuberías (Cantidad estimada en metros)	40	7,08 €	283,20 €
IST10	Adhesivo para coquina de espma elastomérica prara aislamiento de tuberias(Precio por metro de tubería)	30	0,23 €	6,90 €
IST11	Poliester reforzado con fibra de vidrio para revestimiento de tuberías a la intemperie (Cantidad estimada en metros)	10	3,72 €	37,20 €
AUX01	Calentador de Agua de Butano Junkers HYDROCOMPACT+ Sistema Solarquick (Válvula de 3 vías regulada)	1	510,31 €	510,31 €
			Total	2.879,00 €

Tabla 37: Coste de los elementos que compondrán la instalación solar térmica sin IVA.

TOTAL	
Coste instalación Fotovoltaica	
Descripción	Importe
Coste Instalación Fotovoltaica	9.474,15 €
Montaje de la instalación Fotovoltaica (Aproximadamente un 13% del coste de la instalación)	1.231,64 €
Coste total Fotovoltaica (libre de impuestos)	10.705,79 €
IVA 21%	2.248,22 €
Presupuesto instalación Fotovoltaica	12.954,01 €
Subvención de la Angencia Andaluza de la Energía (Intensidad del 35%)	4.533,90 €
Presupuesto instalación fotovoltaica con incentivo	8.420,10 €

Coste instalación ACS	
Coste instalación ACS	2.879,00 €
Montaje de la instalación de ACS (Aproximadamente un 13% del coste de la instalación)	374,27 €
Coste total instalación ACS (Libre de impuestos)	3.253,27 €
IVA 21%	683,19 €
Presupuesto instalación de ACS	3.936,46 €

Presupuesto final Instalación de energías Renovables sin subvención	16.890,46 €
Presupuesto final Instalación de energías Renovables con subvención	12.356,56 €

Tabla 38: Presupuesto Total

2 Periodo de amortización de la instalación fotovoltaica:

Con el fin de estimar un periodo de amortización aproximado de la instalación fotovoltaica, (comparando los costes que supone esta frente a los costes de tener la misma instalación a red), hemos partido de los siguientes supuestos:

-Tiempo de vida aproximado de la instalación FV: 25 años. (Este será nuestro periodo de estudio, aunque dependiendo de múltiples factores, hay instalaciones que llegan a durar hasta 40 años.)

-Factura eléctrica constante a lo largo del periodo de estudio.

Precios para la estimación de la factura extraídos de una factura de CHC energía con fecha del 2/07/2018.

-Coste de mantenimiento anual aproximado de la instalación FV: 150€, obtenido a partir de consultas en webs especializadas en energías renovables, incluye coste de mantenimiento del sistema y sustitución del sistema de acumulación.

- No se ha tenido en cuenta el coste que supondría llevar el suministro eléctrico a la finca debido a la dificultad que supone calcular este de forma aproximada, ya que se necesita tener en cuenta muchos datos que solo la compañía encargada de la supervisión y el mantenimiento de la red en Andalucía (Endesa) nos puede proporcionar, si lo tuviéramos en cuenta obtendríamos como resultado un periodo de amortización mucho más corto.

En la tabla 39 se pueden apreciar los datos y cálculos efectuados para estimar el coste de la factura eléctrica para un año completo:

Precios y datos para el cáclulo de la factura		
Coste KWh(€/KWh)	0,14463	CHC energía a día 02/07/2018
Coste término de potencia (€/(Kw·día))	0,115187	CHC energía a día 02/07/2018
Potencia contratada (KW)	4,6	
Impuesto sobre la electricidad	1,05113*4,864%*ENERGÍA CONSUMIDA	
Alquiler de equipos de medida (€/mes)	1,2	Precio de CHC energía para contador inteligente

Coste Anual de la electricidad:		
Consumo energético	4,8399KWh/día*365días*0,14463€/Kwh=	255,50 €
Término de potencia	0,115187€/(KW·día)*365días·4,6KW	193,40 €
Impuesto sobre la electricidad	1,05113·4,864%·4,8399KWh/día·365días	90,32 €
Alquilier de equipos	1,2€/mes·12meses	14,40 €
Total electricidad	Suma de todos los conceptos anteriores	553,62 €
IVA (21%)		116,26 €
Suma de las facturas anuales	**Total de electricidad + IVA**	**669,88 €**

Tabla 39: Coste anual de la energía electrica que consume la vivienda si estuviera conectada a red.

En la tabla 40 podemos ver un estudio económico simplificado del coste acumulado de cada uno de los 3 casos de estudio, a saber:

-Sistema tradicional: Instalación conectada a red.

-Generación mediante sistema fotovoltaico sin subvención.

-Generación mediante sistema fotovoltaico con incentivo del 35% del programa de construcción sostenible de la Agencia Andaluza de la Energía.

Sistema tradicional		Año 1	Año 2	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Balance acumulado		669,88 €	1.339,75 €	10.048,16 €	10.718,03 €	11.387,91 €	12.057,79 €	12.727,66 €	13.397,54 €	14.067,42 €	14.737,30 €	15.407,17 €	16.077,05 €	16.746,93 €

Generación mediante sist fotovoltaico sin subvención		Año 1	Año 2	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Costes fijos	Coste inversión inicial	12.954,01 €												
Variables	Coste mantenimiento	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €
Balance acumulado		13.104,01 €	13.254,01 €	15.204,01 €	15.354,01 €	15.504,01 €	15.654,01 €	15.804,01 €	15.954,01 €	16.104,01 €	16.254,01 €	16.404,01 €	16.554,01 €	16.704,01 €

Generación mediante sist fotovoltaico con subvención		Año 1	Año 2	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Costes fijos	Coste inversión inicial	12.954,01 €												
	Subvención del 35%	4.533,90 €												
	Inversión final	8.420,10 €												
Variables	Coste mantenimiento	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €
Balance acumulado		8.570,10 €	8.720,10 €	10.670,10 €	10.820,10 €	10.970,10 €	11.120,10 €	11.270,10 €	11.420,10 €	11.570,10 €	11.720,10 €	11.870,10 €	12.020,10 €	12.170,10 €

Tabla 40: Periodo de amortización con los años más representativos.

Por último, en la Ilustración 61 se puede ver una representación gráfica del balance de costes acumulado a lo largo del tiempo para cada uno de los 3 casos estudiados:

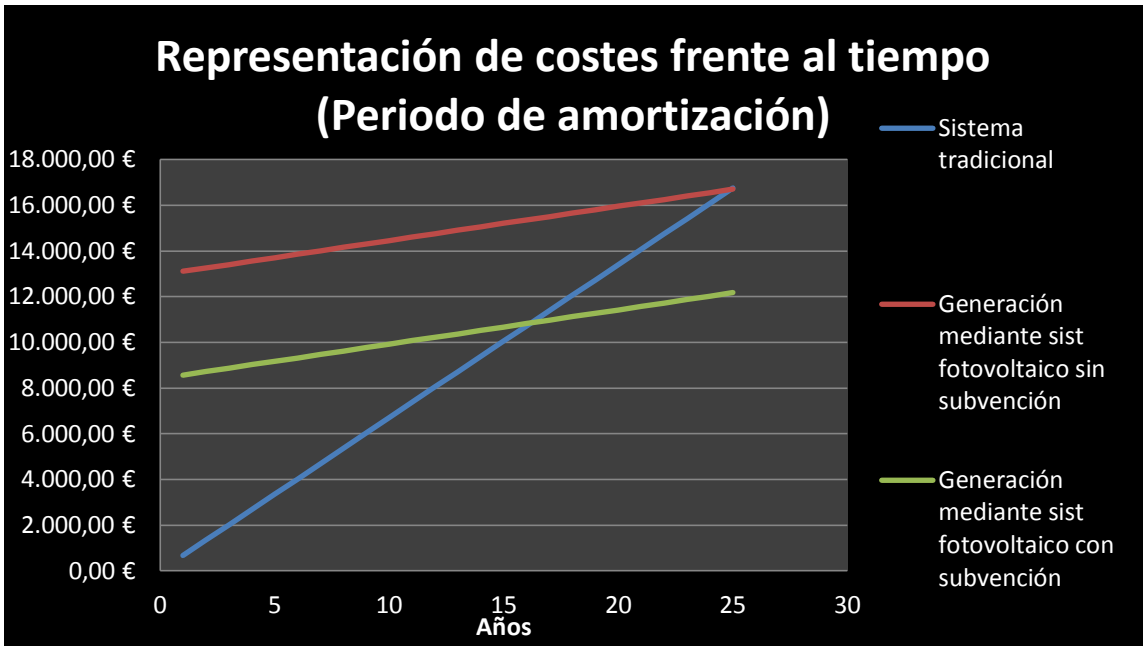


Ilustración 61: Representación de los costes frente al tiempo (Representativo del periodo de amortización).

Como se puede comprobar viendo la Ilustración 61 y la Tabla 40, la instalación fotovoltaica incentivada en un 35% tendrá un periodo de retorno comprendido entre 16 y 17 años, mientras que sin subvención la instalación fotovoltaica no es viable para una vida útil de 25 años.

3 Periodo de amortización de la instalación solar térmica:

Para estimar aproximadamente el tiempo de nuestra instalación solar térmica con una caldera de butano como sistema auxiliar, la comparamos con una instalación que solo cuenta con un calentador de gas butano para abastecer la demanda térmica de la vivienda.

En la Tabla 41 figuran los datos a partir de los cuales se han calculado los balances de gasto para cada opción.

Incremento porcentual estimado del precio del butano por año	2,00%
Precio calentrador de butano (Sin IVA)	510,3
Rendimiento del calentador	0,94
Energía demandada de forma anual	2427
Energía demandada de forma anual teniendo en cuenta el rendimiento del calentador	2581,663546
Energía auxiliar demandada Sistema Solar term	704
Energía auxiliar demandada Sistema Solar term teniendo en cuenta el rendimiento del calentador	748,8990332
PCI Butano (KWh/Kg)	12,44
Precio bombona de butano Repsol Doméstica(Incluye IVA e Impuesto sobre los hidrocarburos)	13,92
Peso Bombona Repsol (Kg)	12,5
Porcentaje estimado de la bombona aprovechable (Ya que no se consume el 100% del gas que hay en la bombona)	90%
KWh por bombona	139,95
Precio butano(€/kWh), con IVA e impuesto sobre los hidrocarburos	0,099464094

Tabla 41: Datos para el cálculo de los balances de gastos de las 2 opciones de estudio.

Supondremos:

Un incremento del precio del butano de un 2% anual, ya que aunque es muy variable, es una aproximación conservadora, ya que hay años en los que este se encarece hasta un 10%.

En cuanto al coste del mantenimiento de la caldera de gas butano, esta ronda entre los 100€ cada dos años. (IVA incluido, 50€ al año). El coste estimado del mantenimiento de una instalación solar térmica con sistema auxiliar de gas ronda los 80€ anuales (limpieza de paneles, reposición del fluido térmico, comprobación del estado de los elementos del circuito y mantenimiento del sistema auxiliar…)

El tiempo de vida útil aproximado de una instalación solar térmica es de aproximadamente 30 años, por lo cual haremos un estudio económico comparativo simplificado para este periodo de tiempo. En la Tabla 42 se pueden ver los datos de balance de gasto acumulado durante el periodo de tiempo más significativos:

Caldera de butano		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 23	Año 24
Costes fijos	Coste Inversión Inicial	445,00 €								
	Mantimiento	120,00 €	120,00 €	120,00 €	120,00 €	120,00 €	120,00 €	120,00 €	131,00 €	132,00 €
Costes Variables	Coste Butano	194,14 €	201,91 €	209,98 €	218,38 €	227,12 €	236,20 €	245,65 €	460,10 €	478,50 €
Balance acumulado		759,14 €	961,05 €	1.171,03 €	1.389,41 €	1.616,53 €	1.852,73 €	2.098,38 €	7.674,04 €	8.152,54 €

Generación mediante sist solar térmico		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 23	Año 24
Costes fijos	Coste inversión inicial	3.058,25 €								
	Subvención	1.070,39 €								
	Inversión final	1.987,86 €								
Variables	Coste mantenimiento	160,00 €	160,00 €	160,00 €	160,00 €	160,00 €	160,00 €	160,00 €	160,00 €	160,00 €
	Coste Butano(Sist Auxiliar)	55,44 €	57,66 €	59,96 €	62,36 €	64,85 €	67,45 €	70,15 €	131,38 €	136,64 €
Balance acumulado		2.203,30 €	2.420,96 €	2.640,92 €	2.863,28 €	3.088,13 €	3.315,58 €	3.545,73 €	7.697,90 €	7.994,53 €

Tabla 42: Estudio económico simplificado, sistema de ACS tradicional frente a instalación solar térmica.

En la Ilustración 62 se representa una comparación entre el gasto acumulado por periodo de tiempo de las 2 opciones estudiadas:

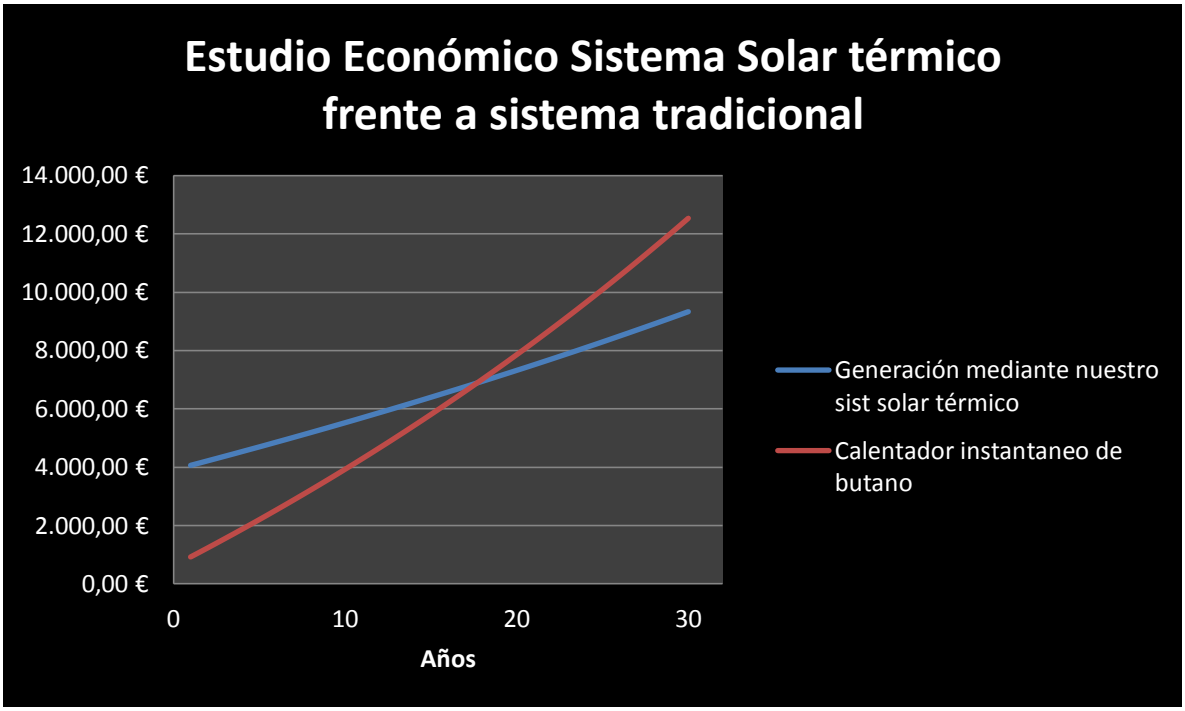


Ilustración 62: Estudio económico simplificado del sistema solar térmico frente al tradicional.

4 Conclusión instalación de energías renovables:

A la vista de los resultados obtenidos reflejados en la Tabla 40 y la Ilustración 61, la instalación fotovoltaica aislada solo sería viable en comparación con el suministro tradicional de energía eléctrica tradicional en una vivienda ubicada cerca de una red de distribución. En el caso de este proyecto, la vivienda está tan alejada de la red de distribución que la compañía suministradora nos proporciona un punto de suministro en la red de transporte, con los costes que esto supone (Instalación de un centro de transformación completo y su aparamenta eléctrica, en función de las características de la red en el punto de conexión y de la vivienda que se va a conectar, tramo de acometida aérea…). Estos costes, sumados al pago de la factura mensual harían que la instalación fotovoltaica aislada fuera la opción más económica en cualquier caso.

En cuanto a la instalación solar térmica, como se puede apreciar en la Tabla 42 y en la Ilustración 62 del presente proyecto, el periodo de retorno de la inversión realizada en la instalación solar térmica está comprendido entre 17 y 18 años, cuando con un mantenimiento adecuado estas instalaciones pueden tener una vida útil que supera incluso los 30 años. Es un periodo de retorno bastante elevado, pero en este tipo de instalaciones, en las que además del menor coste para el cliente se busca que el edificio sea sostenible energéticamente, generando la menor cantidad posible de gases de efecto invernadero y sin incorporar un sistema de calentamiento de agua por efecto Joule, (lo que encarecería de forma muy significativa el coste de la instalación fotovoltaica, dilatando el periodo de retorno de la inversión), los sistemas de producción de ACS son un complemento perfecto.

Cabría destacar que el coste que supondría el montaje de estas 2 instalaciones en la vivienda de estudio probablemente sea inferior al coste que supondría conectar la vivienda a la red eléctrica, aunque no lo puedo asegurar por falta de datos, un centro de transformación prefabricado tiene un mínimo superior a los 5000€, y el tendido de la acometida aérea hasta la finca supondría:

-Cada poste eléctrico de estructura metálica costaría unos 700€, a lo que hay que añadir 250€ de excavación y hormigonado para cada poste, teniendo que colocar un poste cada 40 metros como máximo,

-Unos 15€ por cada metro de cable tendido y tensado (variará en función de la sección de este).

CONDICIONES DE SEGURIDAD E HIGIENE

DURANTE LA OBRA:

Seguidamente se enumeran las distintas normas relativas a la seguridad tanto de los obreros como de los equipos y elementos usados en esta:

Real Dectero 614/2001 sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y de la seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

Real decreto 485/1997, normativa respecto a las disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.

Real decreto 486/1997, normas mínimas de salud y seguridad en los lugares de trabajo.

A continuación se enumeran una serie de riesgos que pueden producirse durante las obras y que es de especial interés evitar en la medida de lo posible:

-Caídas del personal, tanto a nivel como desde cierta altura.

-Posible colapso de estructuras fijas o provisionales utilizadas durante las obras.

-Quemaduras y electrocuciones debidas a descargas eléctricas.

-Accidentes debidos al manejo negligente de la maquinaria utilizada en la obra.

-Caídas de materiales.

-Contacto directo con sustancias tales como polvo y fluidos que pueden provocar efectos adversos en los trabajadores (Irritación en la piel, ojos, vías respiratorias…).

Con la finalidad de disminuir los riesgos anteriormente mencionados y cualquier otro riesgo que pueda ocasionar peligro, el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, aprobado por el Reglamento de los Servicios de Prevención, se enumeran los siguientes medios como obligatorios y eficaces para la protección del personal que intervendrá en la obra:

-Queda prohibido el acceso a la instalación a toda persona ajena a la obra. Asimismo, el recinto deberá cerrarse cuando el encargado de la obra se ausente.

-Se instalarán placas de aviso de “Peligro de muerte”, en zonas visibles del cercado de la obra, así como en los principales puntos de acceso a esta.

-No debe tocarse ninguna parte de la instalación puesta en tensión.

-Queda prohibido encender fuego de cualquier tipo, ya sea tabaco, cerillas, o cualquier otro tipo de material en el perímetro de la instalación. En caso de incendio queda prohibido el uso de agua.

- Cualquier maniobra de las realizadas durante la obra debe hacerse utilizando los dispositivos de seguridad pertinentes, tales como:

-Guantes

-Gafas y máscaras protectoras.

-Calzado de seguridad

-Casco

Debe haber una copia en un lugar visible del pliego de condiciones técnicas, de las condiciones de seguridad que deben cumplirse durante la ejecución de las obras, así como un esquema representativo de la instalación.

El personal debe estar instruido sobre los socorros que deben darse para primeros auxilios en el caso de un accidente, para poder aplicar estos cuando sea necesario.

Se debe disponer al menos un botiquín de primeros auxilios en el emplazamiento de la obra, con el contenido necesario. También deberá informarse a los trabajadores cuando comiencen las obras de la ubicación de los distintos lugares donde se encuentran estos equipamientos, para en caso de accidente trasladar a los accidentados.

El inspector de seguridad de la empresa que se hará cargo de la instalación debe supervisar la implementación de las distintas medidas de seguridad, así como revisar la obra de forma habitual para comprobar que la obra cumple con los criterios establecidos, siendo obligatorio por parte de este la realización de informes periódicos.

En caso de detectarse alguna incidencia que pueda comprometer la seguridad de los trabajadores, deberá interrumpirse la obra de forma inmediata, y se informará al ingeniero jefe para que lleve a cabo las medidas correctoras oportunas.

PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS PARA INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS AISLADAS DE RED:

(DOCUMENTO EXTRAÍDO DIRECTAMENTE DEL PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS AISLADAS DEL IDAE.)

Este documento ha sido extraído directamente del pliego de condiciones técnicas para instalaciones fotovoltaicas aisladas del IDAE, pliego que hemos seguido y ha sido muy útil para la realización de este proyecto. Las figuras e ilustraciones que se encuentran en el presente documento tienen una numeración independiente a la del resto del proyecto, respetando la numeración que tenían en el PCT del IDAE.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía C/ Madera, 8
E - 28004 - MADRID
www.idae.es

Antecedentes

Esta documentación, realizada en colaboración entre el departamento de energía solar de IDAE y CENSOLAR, es una revisión del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, editado en octubre de 2002, y que fue realizado por el Departamento de Energía Solar del IDAE, con la colaboración del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid y del Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT.

1 Objeto

1.1 Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red, que por sus características estén comprendidas en el apartado segundo de este Pliego. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

1.2 Se valorará la calidad final de la instalación por el servicio de energía eléctrica proporcionado (eficiencia energética, correcto dimensionado, etc.) y por su integración en el entorno.

1.3 El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se aplica a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

1.4 En determinados supuestos del proyecto se podrán adoptar, por la propia naturaleza del mismo o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

2 Generalidades

2.1 Este Pliego es de aplicación, en su integridad, a todas las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de la red destinadas a:

- Electrificación de viviendas y edificios
- Alumbrado público
- Aplicaciones agropecuarias
- Bombeo y tratamiento de agua
- Aplicaciones mixtas con otras fuentes de energías renovables

2.2 También podrá ser de aplicación a otras instalaciones distintas a las del apartado 2.1, siempre que tengan características técnicas similares.

2.3 En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:

2.3.1 Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).

2.3.2 Código Técnico de la Edificación (CTE), cuando sea aplicable.

2.3.3 Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

3 Definiciones

3.1 Radiación solar

3.1.1 Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

3.1.2 Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m^2.

3.1.3 Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en MJ/m^2 o kWh/m^2.

3.1.4 *Año Meteorológico Típico de un lugar* (AMT)

Conjunto de valores de la irradiación horaria correspondientes a un año hipotético que se construye eligiendo, para cada mes, un mes de un año real cuyo valor medio mensual de la irradiación global diaria horizontal coincida con el correspondiente a todos los años obtenidos de la base de datos.

3.2 Generadores fotovoltaicos

3.2.1 Célula solar o fotovoltaica

Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.

3.2.2 *Célula de tecnología equivalente* (CTE)

Célula solar cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman el generador fotovoltaico.

3.2.3 Módulo fotovoltaico

Conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

3.2.4 Rama fotovoltaica

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

3.2.5 Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

3.2.6 *Condiciones Estándar de Medida* (CEM)

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos y definidas del modo siguiente:

-Irradiancia (G_{STC}): 1000 W/m^2

– Distribución espectral: AM 1,5 G

– Incidencia normal

– Temperatura de célula: 25 °C

3.2.7 Potencia máxima del generador (potencia pico)

Potencia máxima que puede entregar el módulo en las CEM.

3.2.8 TONC

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m^2 con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento de 1 m/s.

3.3 Acumuladores de plomo-ácido

3.3.1 Acumulador

Asociación eléctrica de baterías.

3.3.2 Batería

Fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.

3.3.3 Autodescarga

Pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes, y a una temperatura de 20 °C.

3.3.4 *Capacidad nominal*: C_{20} (Ah)

Cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20 °C, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1,8 V/vaso. Para otros regímenes de descarga se pueden usar las siguientes relaciones empíricas:

$C_{100}/C_{20} \approx 1{,}25$, $C_{40}/C_{20} \approx 1{,}14$, $C_{20}/C_{10} \approx 1{,}17$.

3.3.5 Capacidad útil

Capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida, PD_{max}.

3.3.6 Estado de carga

Cociente entre la capacidad residual de una batería, en general parcialmente descargada, y su capacidad nominal.

3.3.7 Profundidad de descarga (PD)

Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.

3.3.8 *Régimen de carga* (*o descarga*)

Parámetro que relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Se expresa normalmente en horas, y se representa como un subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cuál se realiza la carga (o la descarga). Por ejemplo, si una batería de 100 Ah se descarga en 20 horas a una corriente de 5 A, se dice que el régimen de descarga es 20 horas (C_{20} = 100 Ah) y la corriente se expresa como I_{20} = 5 A.

3.3.9 Vaso

Elemento o celda electroquímica básica que forma parte de la batería, y cuya tensión nominal es aproximadamente 2 V.

3.4 Reguladores de carga

3.4.1 Regulador de carga

Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas. El regulador podrá no incluir alguna de estas funciones si existe otro componente del sistema encargado de realizarlas.

3.4.2 Voltaje de desconexión de las cargas de consumo

Voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.

3.4.3 Voltaje final de carga

Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.

3.5 Inversores

3.5.1 Inversor

Convertidor de corriente continua en corriente alterna.

3.5.2 V_{RMS}

Valor eficaz de la tensión alterna de salida.

3.5.3 *Potencia nominal* (VA)

Potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.

3.5.4 Capacidad de sobrecarga

Capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.

3.5.5 Rendimiento del inversor

Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación.

3.5.6 Factor de potencia

Cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.

3.5.7 *Distorsión armónica total*: THD (%)

Parámetro utilizado para indicar el contenido armónico de la onda de tensión de salida. Se define como:

$$TDH(\%) = 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=\infty} V_n^2}}{V_1}$$

donde V_1 es el armónico fundamental y V_n el armónico enésimo.

3.6 *Cargas de consumo*

3.6.1 *Lámpara fluorescente de corriente continua*

Conjunto formado por un balastro y un tubo fluorescente.

4 Diseño

4.1 Orientación, inclinación y sombras

4.1.1 Las pérdidas de radiación causadas por una orientación e inclinación del generador distintas a las óptimas, y por sombreado, en el período de diseño, no serán superiores a los valores especificados en la tabla I.

Tabla I

Pérdidas de radiación	*Valor máximo permitido del generador* (%)
Inclinación y orientación	20
Sombras	10
Combinación de ambas	20

4.1.2 El cálculo de las pérdidas de radiación causadas por una inclinación y orientación del generador distintas a las óptimas se hará de acuerdo al apartado 3.2 del anexo I.

4.1.3 En aquellos casos en los que, por razones justificadas, no se verifiquen las condiciones del apartado 4.1.1, se evaluarán las pérdidas totales de radiación, incluyéndose el cálculo en la Memoria de Solicitud.

4.2 Dimensionado del sistema

4.2.1 Independientemente del método de dimensionado utilizado por el instalador, deberán realizarse los cálculos mínimos justificativos que se especifican en este PCT.

4.2.2 Se realizará una estimación del consumo de energía de acuerdo con el primer apartado del anexo I.

4.2.3 Se determinará el rendimiento energético de la instalación y el generador mínimo requerido ($P_{mp,\ min}$) para cubrir las necesidades de consumo según lo estipulado

en el anexo I, apartado 3.4.

4.2.4 El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y de cualquier otro factor que quiera considerar. El tamaño del generador será, como máximo, un 20 % superior al $P_{mp,\ min}$ calculado en 4.2.3. En aplicaciones especiales en las que se requieran probabilidades de pérdidas de carga muy pequeñas podrá aumentarse el tamaño del generador, justificando la necesidad y el tamaño en la Memoria de Solicitud.

4.2.5 Como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador será de tres días. Se calculará la autonomía del sistema para el acumulador elegido (conforme a la expresión del apartado 3.5 del anexo I). En aplicaciones especiales, instalaciones mixtas eólico-fotovoltaicas, instalaciones con cargador de baterías o grupo electrógeno de apoyo, etc. que no cumplan este requisito se justificará adecuadamente.

4.2.6 Como criterio general, se valorará especialmente el aprovechamiento energético de la radiación solar.

4.3 Sistema de monitorización

4.3.1 El sistema de monitorización, cuando se instale, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Tensión y corriente CC del generador.
- Potencia CC consumida, incluyendo el inversor como carga CC.
- Potencia CA consumida si la hubiere, salvo para instalaciones cuya aplicación es exclusivamente el bombeo de agua.
- Contador volumétrico de agua para instalaciones de bombeo.
- Radiación solar en el plano de los módulos medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.

4.3.2 Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación de las mismas se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants – Document A”, Report EUR 16338 EN.

5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades

5.1.1 Todas las instalaciones deberán cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o legislación posterior vigente.

5.1.2 Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I) para equipos y materiales.

5.1.3 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a 50 V_{RMS} o 120 V_{CC}. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.

5.1.4 Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

5.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20.

5.1.6 Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas podrán ser certificadas por el fabricante).

5.1.7 Se incluirá en la Memoria toda la información requerida en el anexo II.

5.1.8 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirá toda la información del apartado 5.1.7, resaltando los cambios que hubieran podido producirse y el motivo de los mismos. En la Memoria de Diseño o Proyecto también se incluirán las especificaciones técnicas, proporcionadas por el fabricante, de todos los elementos de la instalación.

5.1.9 Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar donde se sitúa la instalación.

5.2 Generadores fotovoltaicos

5.2.1 Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, o UNE-EN 62108 para módulos de concentración, así como la especificación UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV, Este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado.

5.2.2 El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.

5.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria justificación de su utilización.

5.2.3.1 Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales, y tendrán un grado de protección IP65.

5.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

5.2.3.3 Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del ± 5 % de los correspondientes valores nominales de catálogo.

5.2.3.4 Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células, o burbujas en el encapsulante.

5.2.4 Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.

5.2.5 Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.

5.2.6 En aquellos casos en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que

han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

5.3 Estructura de soporte

5.3.1 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos y se incluirán todos los accesorios que se precisen.

5.3.2 La estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.

5.3.3 La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE).

5.3.4 El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

5.3.5 La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la misma.

5.3.6 La tornillería empleada deberá ser de acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando los de sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

5.3.7 Los topes de sujeción de módulos, y la propia estructura, no arrojarán sombra sobre los módulos.

5.3.8 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias del Código Técnico de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

5.3.9 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la Norma MV- 102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

5.3.10 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las Normas UNE 37-501 y UNE 37- 508, con un espesor mínimo de 80 micras, para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

5.4 Acumuladores de plomo-ácido

5.4.1 Se recomienda que los acumuladores sean de plomo-ácido, preferentemente estacionarias y de placa tubular. No se permitirá el uso de baterías de arranque.

5.4.2 Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.

5.4.3 La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80 % en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En aquellas aplicaciones en las que estas sobredescargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no superará el 60%.

5.4.4 Se protegerá, especialmente frente a sobrecargas, a las baterías con electrolito gelificado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

5.4.5 La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.

5.4.6 La autodescarga del acumulador a 20°C no excederá el 6 % de su capacidad nominal por mes.

5.4.7 La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20 °C.

5.4.8 El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente:

- El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.

5.4.9 Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito

accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes. Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:

- Tensión nominal (V)
- Polaridad de los terminales
- Capacidad nominal (Ah)
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie

5.5 Reguladores de carga

5.5.1 Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga, aunque dichas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente.

5.5.2 Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deberán cumplir los siguientes requisitos:

- La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida (ver 5.4.3). La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1 %.
- La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
- La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de –4 mV/°C a –5 mV/°C por vaso, y estar en el intervalo de ± 1 % del valor especificado.
- Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.

5.5.3 Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como por ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.

5.5.4 Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.

5.5.5 El regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima, de:

- Corriente en la línea de generador: un 25 % superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM.
- Corriente en la línea de consumo: un 25 % superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

5.5.6 El regulador de carga debería estar protegido contra la posibilidad de desconexión

accidental del acumulador, con el generador operando en las CEM y con cualquier carga. En estas condiciones, el regulador debería asegurar, además de su propia protección, la de las cargas conectadas.

5.5.7 Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2% de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de consumo y corriente en la línea generador-acumulador igual a la corriente máxima especificada para el regulador. Si las caídas de tensión son superiores, por ejemplo, si el regulador incorpora un diodo de bloqueo, se justificará el motivo en la Memoria de Solicitud.

5.5.8 Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de batería y consumo serán inferiores al 4 % de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2 % de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de generador y corriente en la línea acumulador-consumo igual a la corriente máxima especificada para el regulador.

5.5.9 Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3 % del consumo diario de energía.

5.5.10 Las tensiones de reconexión de sobrecarga y sobredescarga serán distintas de las de desconexión, o bien estarán temporizadas, para evitar oscilaciones desconexión-reconexión.

5.5.11 El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:

- Tensión nominal (V)
- Corriente máxima (A)
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad de terminales y conexiones

5.6 Inversores

5.6.1 Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos). Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

5.6.2 Los inversores serán de onda senoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.

5.6.3 Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas, de acuerdo con lo especificado en el apartado 5.4. Estas protecciones podrán estar incorporadas en el propio inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.

5.6.4 El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.

5.6.5 La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:

$V_{NOM} \pm 5\ \%$,

siendo

$V_{NOM} = 220\ V_{RMS}$ o $230\ V_{RMS}$

$f=50\ Hz \pm 2\ \%$

5.6.6 El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.

5.6.7 El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especial- mente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.

5.6.8 Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:

- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
- Desconexión del acumulador.
- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
- Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

5.6.9 El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.

5.6.10 Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de "stand-by" para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).

5.6.11 El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la tabla II.

Tabla II

Tipo de inversor		*Rendimiento al 20 % de la potencia nominal*	*Rendimiento a potencia nominal*
Onda senoidal (*)	$P_{NOM} \leq$ 500 VA	> 85 %	> 75 %
	P_{NOM} > 500 VA	> 90 %	> 85 %
Onda no senoidal		> 90 %	> 85 %

(*) Se considerará que los inversores son de onda senoidal si la distorsión armónica total de la tensión de salida es inferior al 5% cuando el inversor alimenta cargas lineales, desde el 20 % hasta el 100 % de la potencia nominal.

5.6.12 Los inversores deberán estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:

- Potencia nominal (VA)
- Tensión nominal de entrada (V)
- Tensión (V_{RMS}) y frecuencia (Hz) nominales de salida
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad y terminales

5.7 Cargas de consumo

5.7.1 Se recomienda utilizar electrodomésticos de alta eficiencia.

5.7.2 Se utilizarán lámparas fluorescentes, preferiblemente de alta eficiencia. No se permitirá el uso de lámparas incandescentes.

5.7.3 Las lámparas fluorescentes de corriente alterna deberán cumplir la normativa al respecto. Se recomienda utilizar lámparas que tengan corregido el factor de potencia.

5.7.4 En ausencia de un procedimiento reconocido de cualificación de lámparas fluorescentes de continua, estos dispositivos deberán verificar los siguientes requisitos:

- El balastro debe asegurar un encendido seguro en el margen de tensiones de operación, y en todo el margen de temperaturas ambientes previstas.
- La lámpara debe estar protegida cuando:
  - Se invierte la polaridad de la tensión de entrada.
  - La salida del balastro es cortocircuitada.
  - Opera sin tubo.
- La potencia de entrada de la lámpara debe estar en el margen de ± 10 % de la potencia nominal.
- El rendimiento luminoso de la lámpara debe ser superior a 40 lúmenes/W.
- La lámpara debe tener una duración mínima de 5000 ciclos cuando se aplica el siguiente ciclado: 60 segundos encendido / 150 segundos apagado, y a una temperatura de 20 °C.
- Las lámparas deben cumplir las directivas europeas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.

5.7.5 Se recomienda que no se utilicen cargas para climatización.

5.7.6 Los sistemas con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán, como mínimo, un contador para medir el consumo de energía (excepto sistemas de bombeo). En sistemas mixtos con consumos en continua y alterna, bastará un contador para medir el consumo en continua de las cargas CC y del inversor. En sistemas con consumos de corriente alterna únicamente, se colocará el contador a la salida del inversor.

5.7.7 Los enchufes y tomas de corriente para corriente continua deben estar protegidos contra inversión de polaridad y ser distintos de los de uso habitual para corriente alterna.

5.7.8 Para sistemas de bombeo de agua:

5.7.8.1 Los sistemas de bombeo con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán un contador volumétrico para medir el volumen de agua bombeada.

5.7.8.2 Las bombas estarán protegidas frente a una posible falta de agua, ya sea mediante un sistema de detección de la velocidad de giro de la bomba, un detector de nivel u otro dispositivo dedicado a tal función.

5.7.8.3 Las pérdidas por fricción en las tuberías y en otros accesorios del sistema hidráulico serán inferiores al 10% de la energía hidráulica útil proporcionada por la motobomba.

5.7.8.4 Deberá asegurarse la compatibilidad entre la bomba y el pozo. En particular, el caudal bombeado no excederá el caudal máximo extraible del pozo cuando el generador fotovoltaico trabaja en CEM. Es responsabilidad del instalador solicitar al propietario del pozo un estudio de caracterización del mismo. En ausencia de otros procedimientos se puede seguir el que se especifica en el anexo I.

5.8 Cableado

5.8.1 Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.

5.8.2 Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.

5.8.3 Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

5.8.4 Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de

acuerdo a la normativa vigente.

5.8.5 Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

5.9 Protecciones y puesta a tierra

5.9.1 Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.

5.9.2 El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma.

5.9.3 La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

6 Recepción y pruebas

6.1 El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas del lugar del usuario de la instalación, para facilitar su correcta interpretación.

6.2 Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán, como mínimo, las siguientes:

6.2.1 Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.

6.2.2 Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad, especialmente las del acumulador.

6.3 Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además se deben cumplir los siguientes requisitos:

6.3.1 Entrega de la documentación requerida en este PCT.

6.3.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.

6.3.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

6.4 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.

6.5 Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de ocho años contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional.

6.6 No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

7 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

7.1 Generalidades

7.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos, de tres años.

7.1.2 El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual.

7.1.3 El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los diferentes fabricantes.

7.2 Programa de mantenimiento

7.2.1 El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica aisladas de la red de distribución eléctrica.

7.2.2 Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación, para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

7.2.3 Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

7.2.4 Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el apartado 7.3.5.2, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.
- El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

7.2.5 El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

7.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto

original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.

- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambienta- les, oxidación, etc.
- Baterías: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.
- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.

7.2.7 Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc. En instalaciones con monitorización la empresa instaladora de la misma realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos, almacenamiento de los datos, etc.

7.2.8 Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

7.3 Garantías

7.3.1 Ámbito general de la garantía:

7.3.1.1 Sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

7.3.1.2 La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

7.3.2 Plazos:

7.3.2.1 El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de tres años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de ocho años.

7.3.2.2 Si hubiera de interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

7.3.3 Condiciones económicas:

7.3.3.1 La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra.

7.3.3.2 Quedan incluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

7.3.3.3 Asimismo, se debe incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

7.3.3.4 Si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

7.3.4 Anulación de la garantía:

7.3.4.1 La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, excepto en las condiciones del último punto del apartado 7.3.3.4.

7.3.5 Lugar y tiempo de la prestación:

7.3.5.1 Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente lo comunicará fehacientemente al fabricante.

7.3.5.2 El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.

7.3.5.3 Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

7.3.5.4 El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

Anexo I PCT instalaciones FV aisladas de la red: Dimensionado del sistema fotovoltaico

I. Estimación del consumo diario de energía

1 Generalidades

1.1 La estimación correcta de la energía consumida por el sistema fotovoltaico sólo es sencilla en aquellas aplicaciones en las que se conocen exactamente las características de la carga (por ejemplo, sistemas de telecomunicación). Sin embargo, en otras aplicaciones, como puede ser la electrificación de viviendas, la tarea no resulta fácil pues intervienen multitud de factores que afectan al consumo final de electricidad: tamaño y composición de las familias (edad, formación, etc.), hábitos de los usuarios, capacidad para administrar la energía disponible, etc.

1.2 El objeto de este apartado es estimar la energía media diaria consumida por el sistema, E_D (Wh/día).

1.3 El cálculo de la energía consumida incluirá las pérdidas diarias de energía causadas por el autoconsumo de los equipos (regulador, inversor, etc.).

1.4 El consumo de energía de las cargas incluirá el servicio de energía eléctrica ofrecido al usuario para distintas aplicaciones (iluminación, TV, frigorífico, bombeo de agua, etc.).

1.5 Para propósitos de dimensionado del acumulador, se calculará el consumo medio diario en Ah/día, L_D, como:

$$L_D\left(\frac{Ah}{día}\right) = \frac{E_D(Wh/día)}{V_{nom}}$$

Donde:

V_{NOM} (V) es la tensión nominal del acumulador.

1.6 Los parámetros requeridos en la Memoria de Solicitud para una aplicación destinada al bombeo de agua serán calculados por el instalador usando los métodos y herramientas que estime oportunos. En su defecto, el apartado 2 describe un

procedimiento aproximado de cálculo que permite considerar las características dinámicas del pozo.

II. Dimensionado del sistema

1 *Generalidades*

1.1 El objeto de este apartado es evaluar el dimensionado del generador fotovoltaico llevado a cabo por el instalador, con independencia de los métodos que el instalador utilice para esta tarea.

1.2 Para ello se le pedirá que indique la eficiencia energética esperada para la instalación.

2 Definiciones

2.1 *Ángulo de inclinación β*.

Ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.

2.2 *Ángulo de azimut α*.

Ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, –90° para módulos orientados al este y +90° para módulos orientados al oeste.

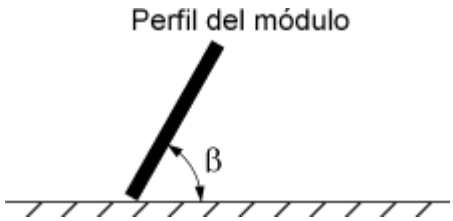


Fig. 1

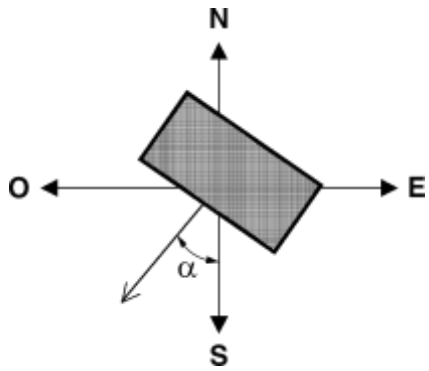


Fig. 2

2.3 $G_{dm}(0)$.

Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal en kWh/(m2Adía).

2.4 $G_{dm}(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$.

Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador orientado de forma óptima (α_{opt},β_{opt}), en kWh/(m2/día). Se considera orientación óptima aquella que hace que la energía colectada sea máxima en un período.

2.5 $G_{dm}(″, \$)$.

Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m^2·día) y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado.

2.6 *Factor de irradiación* (*FI*).

Porcentaje de radiación incidente para un generador de orientación e inclinación (α, β) respecto a la correspondiente para una orientación e inclinación óptimas (α=0º, β_{opt}). Las pérdidas de radiación respecto a la orientación e inclinación óptimas vienen dadas por (1 – *FI*).

2.7 *Factor de sombreado* (*FS*).

Porcentaje de radiación incidente sobre el generador respecto al caso de ausencia total de sombras. Las pérdidas por sombreado vienen dadas por (1 – *FS*).

2.8 Rendimiento energético de la instalación o "performance ratio", PR.

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el período de diseño, de acuerdo con la ecuación:

$$PR = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp}}$$

G_{CEM} = 1 kWh/m^2

P_{mp}: Potencia pico del generador (kWp)

E_D: Consumo expresado en kWh/día.

Este factor considera las pérdidas en la eficiencia energética debido a:

- La temperatura.
- El cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética, η_{rb} , de otros elementos en operación como el regulador, batería, etc.
- La eficiencia energética del inversor, η_{inv}.
- Otros.

Valores típicos son, en sistemas con inversor, *PR* ≈ 0,7 y, con inversor y batería, *PR*≈0,6. A efectos de cálculo y por simplicidad, se utilizarán en sistemas con inversor *PR* = 0,7 y con inversor y batería *PR* = 0,6. Si se utilizase otro valor de *PR*, deberá justificarse el valor elegido desglosando los diferentes factores de pérdidas utilizados para su estimación.

En caso de acoplo directo de cargas al generador (por ejemplo, una bomba), se hará un cálculo justificativo de las pérdidas por desacoplo del punto de máxima potencia.

3 Procedimiento

3.1 Período de diseño

Se establecerá un período de diseño para calcular el dimensionado del generador en función de las necesidades de consumo y la radiación. Se indicará cuál es el período para el que se realiza el diseño y los motivos de la elección. Algunos ejemplos son:

- En escenarios de consumo constante a lo largo del año, el criterio de "mes peor" corresponde con el de menor radiación.
- En instalaciones de bombeo, dependiendo de la localidad y disponibilidad de agua, el "mes peor" corresponde a veces con el verano.
- Para maximizar la producción anual, el período de diseño es todo el año.

3.2 Orientación e inclinación óptimas. Pérdidas por orientación e inclinación

Se determinará la orientación e inclinación óptimas (" = 0°, $opt) para el período de diseño elegido. En la tabla III se presentan períodos de diseño habituales y la correspondiente inclinación ($) del generador que hace que la colección de energía sea máxima.

Tabla III

Período de diseño	β_{opt}	$K = \frac{G_{dm}(\alpha = 0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

N = Latitud del lugar en grados

El diseñador buscará, en la medida de lo posible, orientar el generador de forma que la energía captada sea máxima en el período de diseño ($\alpha = 0°, \beta_{opt}$). Sin embargo, no será siempre posible orientar e inclinar el generador de forma óptima, ya que pueden influir otros factores como son la acumulación de suciedad en los módulos, la resistencia al viento, las sombras, etc. Para calcular el factor de irradiación para la orientación e inclinación elegidas se utilizará la expresión aproximada:

$$FI = 1 - [1{,}2 \times 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 + 3{,}5 \times 10^{-5}\,''^2] \quad \text{para } 15° < \beta < 90°$$

$$FI = 1 - [1{,}2 \times 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2] \quad \text{para } \$ \leq 15°$$

[Nota: α, β se expresan en grados]

3.3 Irradiación sobre el generador

Deberán presentarse los siguientes datos:

$G_{dm}(0)$

Obtenida a partir de alguna de las siguientes fuentes:

– Instituto Nacional de Meteorología

– Organismo autonómico oficial

$G_{dm}(\alpha, \beta)$

Calculado a partir de la expresión:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS$$

donde:

$$K = \frac{G_{dm}(\alpha = 0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$$

Este parámetro puede obtenerse de la tabla III para el período de diseño elegido.

3.4 Dimensionado del generador

El dimensionado mínimo del generador, en primera instancia, se realizará de acuerdo con los datos anteriores, según la expresión:

$$P_{mp,min} = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR}$$

$G_{CEM} = 1\ kW/m^2$

E_D: Consumo expresado en kWh/día.

Para el cálculo, se utilizarán los valores de *PR* especificados en el punto 2.8 de este anexo.

3.5 Diseño del sistema

El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y cualquier otro factor que quiera considerar, respetando los límites estipulados en el PCT:

– La potencia nominal del generador será, como máximo, un 20 % superior al valor

$P_{mp,\ min}$ para el caso general (ver 4.2.4 de este PTC).

– La autonomía mínima del sistema será de tres días.

- Como caso general, la capacidad nominal de la batería no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico.

La autonomía del sistema se calculará mediante la expresión:

Donde:

$$A = \frac{C_{20} \cdot PD_{max}}{L_D} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{rb}$$

A = Autonomía del sistema en días

C_{20} = Capacidad del acumulador en Ah (*)

PD_{max} = Profundidad de descarga máxima

η_{rb} = Rendimiento energético del acumulador + regulador

η_{inv}= Rendimiento energético del inversor.

L_D = Consumo diario medio de la carga en Ah

Anexo II PCT instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red: Documentación que se debe incluir en las memorias

1. Consumo diario de energía eléctrica

Servicio	*Energía diaria* (Wh/día)
E_D (Wh/día)	

2. Dimensionado del generador

Parámetro	*Unidades*	*Valor*	*Comentario*
Localidad			
Latitud *N*			
E_D	kWh/día		Consumo de la carga
Período diseño			Razón:
$(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$			
(α, β)			
$G_{dm}(0)$	kWh/(m^2·día)		Fuente:
FI			$FI = 1 - [1{,}2 \times 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 + 3{,}5 \times 10^{-5}\alpha^2]$
FS			Causa:
PR			
$G_{dm}(\alpha, \beta)$	kWh/(m^2·día)		$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS$
$P_{mp,\,min}$	kWp		$P_{mp,min} = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR}$

3. Dimensionado final del sistema

Parámetro	*Unidades*	*Valor*	*Comentario*
P_{mp}	Wp		Potencia pico del generador
C_{20}	Ah		Capacidad nominal del acumulador
PD_{max}			Profundidad de descarga máx. permitida por el regulador
η_{inv}			Rendimiento energético del inversor
η_{rb}			Rendimiento energético del regulador-acumulador
V_{NOM}	V		Tensión nominal del acumulador
L_D	Ah		Consumo diario de la carga ($L_D = E_D / V_{NOM}$)
A	Días		Autonomía: $A = \frac{C_{20}\ PD_{max}}{L_D}\ \eta_{inv}\ \eta_{rb}$
C_{20}/I_{sc}	h		$C_{20}/I_{sc} < 25$ para el caso general

PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES DE BAJA TEMPERATURA

(DOCUMENTO EXTRAÍDO DIRECTAMENTE DEL PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS PARA INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS DE BAJA TEMPERATURA DEL IDAE.)

Este documento ha sido extraído directamente del pliego de condiciones técnicas para instalaciones solares térmicas de baja temperatura, pliego que hemos seguido y ha sido muy útil para la realización de este proyecto. Las figuras e ilustraciones que se encuentran en el presente documento tienen una numeración independiente a la del resto del proyecto, respetando la numeración que tenían en el PCT del IDAE.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía C/ Madera, 8
E - 28004 - MADRID
www.idae.es

Antecedentes

Esta documentación, realizada en colaboración entre el departamento de energía solar de IDAE y CENSOLAR, es una revisión del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura, editado en octubre de 2002 y que fue realizado tomando como base la documentación aportada por SODEAN, S.A., a través del Pliego de Especificaciones Técnicas para Instalaciones de Energía Solar Térmica a Baja Temperatura del programa PYMEs FEDER-IDAE, y las normativas vigentes o en proyecto, habiendo sido elaborado a través del Convenio para el Impulso Tecnológico de la Energía Solar entre el IDAE y el INTA.

Adicionalmente, participaron en su elaboración el Grupo de Trabajo de Energía Solar, creado en el seno de la Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética del IDAE y compuesto por representantes de las diferentes Comunidades Autónomas, y el Grupo de Expertos Independientes de la Convocatoria de Ayudas a la Energía Solar Térmica en el ámbito del Plan de Fomento de las Energías Renovables correspondiente al año 2001. Se consideraron las opiniones que sobre el mismo expresaron algunas de las entidades acreditadas colaboradoras del IDAE para la Convocatoria de Ayudas a la Energía Solar Térmica en el ámbito del Plan de Fomento de las Energías Renovables correspondiente al año 2001, y las de CENSOLAR.

1 Requisitos generales

1.1 Objeto y campo de aplicación

El objeto de este documento es fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares térmicas para calentamiento de líquido, especificando los requisitos de durabilidad, fiabilidad y seguridad.

El ámbito de aplicación de este documento se extiende a todos los sistemas mecánicos, hidráulicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

En determinados supuestos para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza del mismo o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este documento, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

Este documento no es de aplicación a instalaciones solares con almacenamientos estacionales.

1.2 Generalidades

En general, a las instalaciones recogidas bajo este documento le son de aplicación el Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE), y sus Instrucciones Técnicas (IT), junto con la serie de normas UNE sobre energía solar térmica listadas en el Anexo I, así como lo dispuesto en el Código Técnico de la Edificación (CTE) sobre energía solar térmica.

En cualquier caso, si se aprecian posibles discrepancias entre este PCT y lo dispuesto en el RITE o CTE, o bien estos resultarán más restrictivos que aquél en cualquier punto específico, siempre prevalecerán sobre las condiciones técnicas expuestas en el PCT.

Este Pliego de Condiciones Técnicas (PCT) es de aplicación para instalaciones con captadores cuyo coeficiente global de pérdidas sea inferior o igual a 9 W/(m2·°C).

A efectos de requisitos mínimos, se consideran las siguientes clases de instalaciones:

- *Sistemas solares de calentamiento prefabricados* son lotes de productos con una marca registrada, que son vendidos como equipos completos y listos para instalar, con configuraciones fijas. Los sistemas de esta categoría se consideran como un solo producto y se evalúan en un laboratorio de ensayo como un todo.

Si un sistema es modificado cambiando su configuración o cambiando uno o más de sus componentes, el sistema modificado se considera como un nuevo sistema, para el cual es necesario una nueva evaluación en el laboratorio de ensayo.

- *Sistemas solares de calentamiento a medida o por elementos* son aquellos sistemas construidos de forma única o montados eligiéndolos de una lista de componentes. Los sistemas de esta categoría son considerados como un conjunto de componentes. Los componentes se ensayan de forma separada y los resultados de los ensayos se integran en una evaluación del sistema completo. Los sistemas solares de calentamiento a medida se subdividen en dos categorías*:*
  - *Sistemas grandes a medida*, que son diseñados únicamente para una situación específica. En general son diseñados por ingenieros, fabricantes y otros expertos.
  - *Sistemas pequeños a medida*, que son ofrecidos por una Compañía y descritos en el así llamado archivo de clasificación, en el cual se especifican todos los componentes y posibles configuraciones de los sistemas fabricados por la Compañía. Cada posible combinación de una configuración del sistema con componentes de la clasificación se considera un solo sistema a medida.

Tabla 1. División de sistemas solares de calentamiento prefabricados y a medida.

Sistemas solares prefabricados (*)	*Sistemas solares a medida* (**)
Sistemas por termosifón para agua caliente sanitaria.	Sistemas de circulación forzada (o de termosifón) para agua caliente y/o calefacción y/o refrigeración y/o calentamiento de piscinas, montados usando compo- nentes y configuraciones descritos en un archivo de documentación (principalmente sistemas pequeños).
Sistemas de circulación forzada como lote de productos con configuración fija para agua caliente sanitaria.	
Sistemas con captador-depósito integrados (es decir, en un mismo volumen) para agua caliente sanitaria.	Sistemas únicos en el diseño y montaje, utilizados para calentamiento de agua, calefacción y/o refrigeración y/o calentamiento de piscinas o usos industriales (principalmente sistemas grandes).

(*) También denominados “equipos domésticos” o “equipos compactos”.

(**) También denominados “instalaciones diseñadas por elementos” o “instalaciones partidas”.

Según el coeficiente global de pérdidas de los captadores, se considerarán, a efectos de permitir o limitar, dos grupos dependiendo del rango de temperatura de trabajo:

- Las instalaciones destinadas exclusivamente a producir agua caliente sanitaria, calentamiento de piscinas, precalentamiento de agua de aporte de procesos industriales, calefacción por suelo radiante o “fan-coil” u otros usos a menos de 60 °C, podrán emplear captadores cuyo coeficiente global de pérdidas sea inferior a 9 W/(m^2·°C).
- Las instalaciones destinadas a climatización, calefacción por sistemas diferentes a suelo radiante o “fan-coil”, u otros usos en los cuales la temperatura del agua de aporte a la instalación solar y la de referencia de producción se sitúen en niveles semejantes, deberán emplear captadores cuyo coeficiente global de pérdidas sea inferior a 4,5 W/(m^2·°C).

El coeficiente global de pérdidas es la pendiente de la curva que representa la ecuación del rendimiento o eficiencia del captador. Si se utiliza una ecuación de segundo grado, el coeficiente global de pérdidas se tomará igual a $a_1 + 30a_2$, siendo a_1 y a_2 los

coeficientes de la ecuación de eficiencia del captador, de acuerdo con la norma UNE-EN 12975-2.

En ambos grupos el rendimiento medio anual de la instalación deberá ser mayor del 30 %, calculándose de acuerdo a lo especificado en el capítulo 3 ("*Criterios generales de diseño*").

1.3 Requisitos generales

1.3.1 Fluido de trabajo

Como fluido de trabajo en el circuito primario se utilizará agua de la red, o agua desminerali-zada, o agua con aditivos, según las características climatológicas del lugar y del agua utilizada. Los aditivos más usuales son los anticongelantes, aunque en ocasiones se puedan utilizar aditivos anticorrosivos.

La utilización de otros fluidos térmicos requerirá incluir su composición y calor específico en la documentación del sistema y la certificación favorable de un laboratorio acreditado.

En cualquier caso el pH a 20 °C del fluido de trabajo estará comprendido entre 5 y 9, y el contenido en sales se ajustará a los señalados en los puntos siguientes:

a) La salinidad del agua del circuito primario no excederá de 500 mg/l totales de sales solubles. En el caso de no disponer de este valor se tomará el de conductividad como variable limitante, no sobrepasando los 650 µS/cm.

b) El contenido en sales de calcio no excederá de 200 mg/l. expresados como contenido en carbonato cálcico.

c) El límite de dióxido de carbono libre contenido en el agua no excederá de 50 mg/l. Fuera de estos valores, el agua deberá ser tratada.

El diseño de los circuitos evitará cualquier tipo de mezcla de los distintos fluidos que pueden operar en la instalación. En particular, se prestará especial atención a una eventual contaminación del agua potable por el fluido del circuito primario.

Para aplicaciones en procesos industriales, refrigeración o calefacción, las características del agua exigidas por dicho proceso no sufrirán ningún tipo de modificación que pueda afectar al mismo.

1.3.2 Protección contra heladas

1.3.2.1 Generalidades

El fabricante, suministrador final, instalador o diseñador del sistema deberá fijar la mínima temperatura permitida en el sistema. Todas las partes del sistema que estén

expuestas al exterior deberán ser capaces de soportar la temperatura especificada sin daños permanentes en el sistema.

Cualquier componente que vaya a ser instalado en el interior de un recinto donde la temperatura pueda caer por debajo de los 0 °C, deberá estar protegido contra heladas.

El fabricante deberá describir el método de protección anti-heladas usado por el sistema. A los efectos de este documento, como sistemas de protección anti-heladas podrán utilizarse:

1. Mezclas anticongelantes.
2. Recirculación de agua de los circuitos.
3. Drenaje automático con recuperación de fluido.
4. Drenaje al exterior (sólo para sistemas solares prefabricados).

1.3.2.2 Mezclas anticongelantes

Como anticongelantes podrán utilizarse los productos, solos o mezclados con agua, que cumplan la reglamentación vigente y cuyo punto de congelación sea inferior a 0 °C (*). En todo caso, su calor específico no será inferior a 3 kJ/(kg·K), equivalentes a 0,7 kcal/(kg·°C), medido a una temperatura 5 °C menor que la mínima histórica registrada.

Se deberán tomar precauciones para prevenir posibles deterioros del fluido anticongelante como resultado de condiciones altas de temperatura. Estas precauciones deberán de ser comprobadas de acuerdo con UNE-EN 12976-2.

La instalación dispondrá de los sistemas necesarios para facilitar el llenado de la misma y para asegurar que el anticongelante está perfectamente mezclado.

Es conveniente que se disponga de un depósito auxiliar para reponer las pérdidas que se puedan dar del fluido en el circuito, de forma que nunca se utilice un fluido para la reposición cuyas características incumplan el Pliego. Será obligatorio en los casos de riesgos de heladas y cuando el agua deba tratarse.

En cualquier caso, el sistema de llenado no permitirá las pérdidas de concentración producidas por fugas del circuito y resueltas con reposición de agua de red.

(*) El punto de congelación deberá de estar acorde con las condiciones climáticas del lugar.

1.3.2.3 Recirculación del agua del circuito

Este método de protección anti-heladas asegurará que el fluido de trabajo está en movimiento cuando exista riesgo de helarse.

El sistema de control actuará, activando la circulación del circuito primario, cuando la temperatura detectada preferentemente en la entrada de captadores o salida o aire ambiente circundante alcance un valor superior al de congelación del agua (como mínimo 3 °C).

Este sistema es adecuado para zonas climáticas en las que los períodos de baja temperatura sean de corta duración.

Se evitará, siempre que sea posible, la circulación de agua en el circuito secundario.

1.3.2.4 Drenaje automático con recuperación del fluido

El fluido en los componentes del sistema que están expuestos a baja temperatura ambiente es drenado a un depósito, para su posterior uso, cuando hay riesgo de heladas.

La inclinación de las tuberías horizontales debe estar en concordancia con las recomendaciones del fabricante en el manual de instalador al menos en 20 mm/m.

El sistema de control actuará sobre la electroválvula de drenaje cuando la temperatura detectada en el captador alcance un valor superior al de congelación del agua (como mínimo 3 °C).

El vaciado del circuito se realizará a un tanque auxiliar de almacenamiento, debiéndose prever un sistema de llenado de captadores para recuperar el fluido.

El sistema requiere utilizar un intercambiador de calor entre los captadores y el acumulador para mantener en éste la presión de suministro de agua caliente.

1.3.2.5 Sistemas de drenaje al exterior (sólo para sistemas solares prefabricados)

El fluido en los componentes del sistema que están expuestos a baja temperatura ambiente es drenado al exterior cuando hay riesgo de heladas.

La inclinación de las tuberías horizontales debe estar en concordancia con las recomendaciones del fabricante en el manual de instalador al menos en 20 mm/m.

Este sistema no está permitido en los sistemas solares a medida.

1.3.3 Sobrecalentamientos

1.3.3.1 Protección contra sobrecalentamientos

El sistema deberá estar diseñado de tal forma que con altas radiaciones solares prolongadas sin consumo de agua caliente, no se produzcan situaciones en las cuales el

usuario tenga que realizar alguna acción especial para llevar al sistema a su forma normal de operación.

Cuando el sistema disponga de la posibilidad de drenajes como protección ante sobrecalenta- mientos, la construcción deberá realizarse de tal forma que el agua caliente o vapor del drenaje no supongan ningún peligro para los habitantes y no se produzcan daños en el sistema, ni en ningún otro material en el edificio o vivienda.

Cuando las aguas sean duras (*) se realizarán las previsiones necesarias para que la temperatura de trabajo de cualquier punto del circuito de consumo no sea superior a 60 °C, sin perjuicio de la aplicación de los requerimientos necesarios contra la *legionella*. En cualquier caso, se dispondrán los medios necesarios para facilitar la limpieza de los circuitos.

(*) Contenido en sales de calcio entre 100 y 200 mg/l (ver apartado 1.3.1).

1.3.3.2 Protección contra quemaduras

En sistemas de agua caliente sanitaria, donde la temperatura de agua caliente en los puntos de consumo pueda exceder de 60 °C deberá ser instalado un sistema automático de mezcla u otro sistema que limite la temperatura de suministro a 60°C, aunque en la parte solar pueda alcanzar una temperatura superior para sufragar las pérdidas. Este sistema deberá ser capaz de soportar la máxima temperatura posible de extracción del sistema solar.

1.3.3.3 Protección de materiales y componentes contra altas temperaturas

El sistema deberá ser diseñado de tal forma que nunca se exceda la máxima temperatura permitida por todos los materiales y componentes.

1.3.4 Resistencia a presión

Se deberán cumplir los requisitos de la norma UNE-EN 12976-1.

En caso de sistemas de consumo abiertos con conexión a la red, se tendrá en cuenta la máxima presión de la misma para verificar que todos los componentes del circuito de consumo soportan dicha presión.

1.3.5 Prevención de flujo inverso

La instalación del sistema deberá asegurar que no se produzcan pérdidas energéticas relevantes debidas a flujos inversos no intencionados en ningún circuito hidráulico del sistema.

La circulación natural que produce el flujo inverso se puede favorecer cuando el acumulador se encuentra por debajo del captador, por lo que habrá que tomar, en esos casos, las precauciones oportunas para evitarlo.

En sistemas con circulación forzada se aconseja utilizar una válvula anti-retorno para evitar flujos inversos.

1.3.6 Prevención de la legionelosis

Se deberá cumplir, cuando sea de aplicación, el Real Decreto 865/2003, por lo que la temperatura del agua en el circuito de distribución de agua caliente no deberá ser inferior a 50 °C en el punto más alejado y previo a la mezcla necesaria para la protección contra quemaduras o en la tubería de retorno al acumulador. La instalación permitirá que el agua alcance una temperatura de 70°C. En consecuencia, no se admite la presencia de componentes de acero galvanizado.

2 Configuraciones básicas

2.1 Clasificación de las instalaciones

En consideración con los diferentes objetivos atendidos por este PCT, se aplicarán los siguientes criterios de clasificación:

- El principio de circulación.
- El sistema de transferencia de calor.
- El sistema de expansión.
- El sistema de energía auxiliar.
- La aplicación.

Por el *principio de circulación* se clasificarán en:

- Instalaciones por termosifón o circulación natural
- Instalaciones por circulación forzada

Por el *sistema de transferencia de calor*:

- Instalaciones de transferencia directa sin intercambiador de calor
- Instalación con intercambiador de calor en el acumulador solar
  - Sumergido
  - De doble envolvente
- Instalaciones con intercambiador de calor independiente

Por el *sistema de expansión*:

- Sistema abierto
- Sistema cerrado

Por el *sistema de aporte de energía auxiliar*:

- Sistema de energía auxiliar en el acumulador solar
- Sistema de energía auxiliar en acumulador secundario individual
- Sistema de energía auxiliar en acumulador secundario centralizado
- Sistema de energía auxiliar en acumuladores secundarios distribuidos
- Sistema de energía auxiliar en línea centralizado

- Sistema de energía auxiliar en línea distribuido
- Sistema de energía auxiliar en paralelo

Por su *aplicación*:

- Instalaciones para calentamiento de agua sanitaria
- Instalaciones para usos industriales
- Instalaciones para calefacción
- Instalaciones para refrigeración
- Instalaciones para climatización de piscinas
- Instalaciones de uso combinado
- Instalaciones de precalentamiento

Esta clasificación se hace con referencia a las definiciones dadas en el Anexo II de este PCT.

En la figura 1 aparecen diferentes configuraciones de instalaciones recomendadas según el tipo de aplicación, recogiéndose las más usuales. Siempre pueden existir otras y combinaciones de las anteriores.

El empleo de otras configuraciones diferentes a las que aquí se recomiendan debe dar lugar a prestaciones o ganancias solares similares a las obtenidas con éstas.

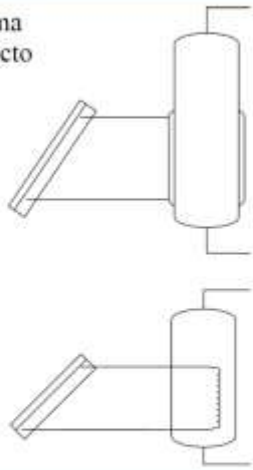
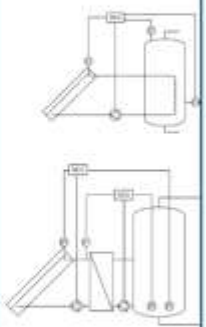
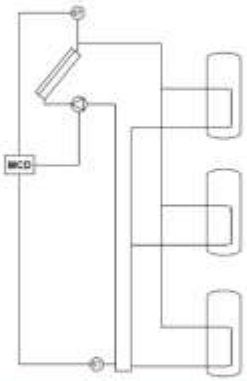
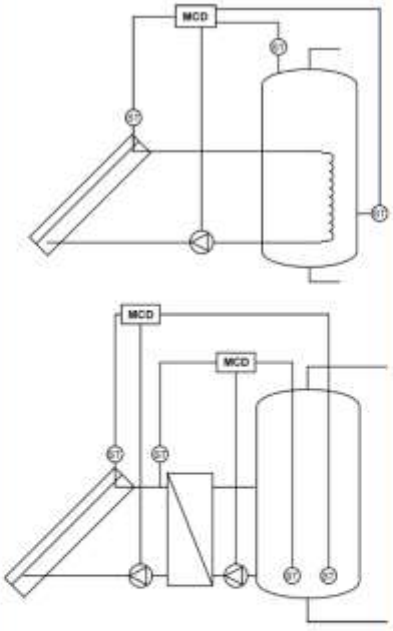
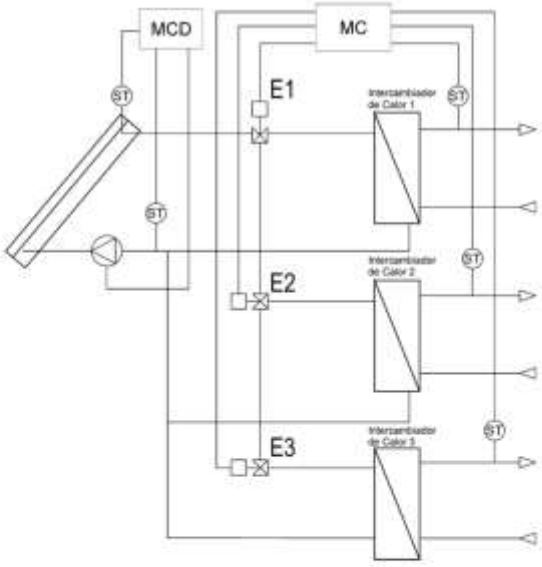
<table>
<tr><th>Aplicación</th><th colspan="3">Sistema</th></tr>
<tr><td rowspan="2">Agua caliente sanitaria</td><td>Circulación natural</td><td colspan="2">Circulación forzada. Sistema indirecto</td></tr>
<tr><td>Sistema indirecto
  </td><td>Acumulación solar centralizada
  </td><td>Acumulación solar distribuida
  </td></tr>
<tr><td rowspan="2">Usos industriales</td><td colspan="3">Circulación forzada. Sistema indirecto</td></tr>
<tr><td>Acumulación solar centralizada
  </td><td colspan="2">Acumulación solar distribuida
  </td></tr>
</table>

Fig. 1

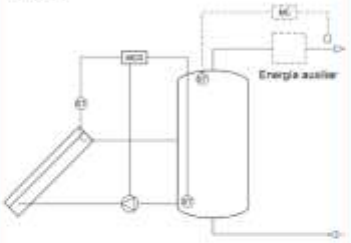
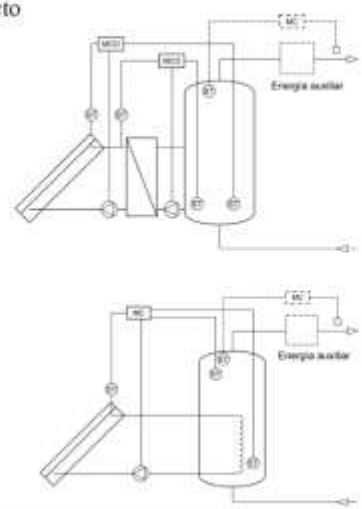
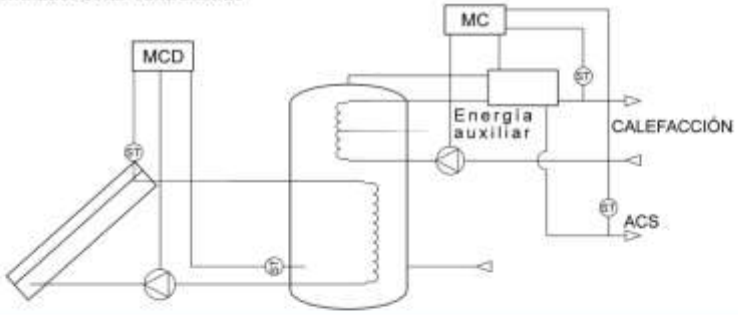
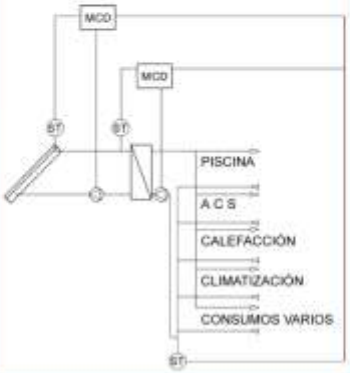
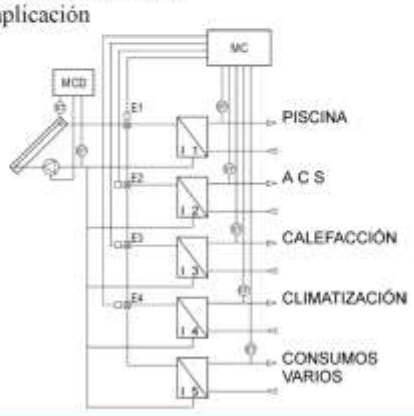
Aplicación	*Sistema*	
Calefacción y/o refrigeración	Circulación forzada	
	Sistema directo	Sistema indirecto
		
Usos combinados: para agua caliente sanitaria y calefacción	Circulación forzada por sistema indirecto con acumulador solar centralizado	
		
Usos combinados para todas las aplicaciones	Circulación forzada	
	Único intercambiador de calor	Intercambiador de calor por aplicación
		

Fig. 1 (continuación)

3 Criterios generales de diseño

3.1 Dimensionado y cálculo

3.1.1 Datos de partida

Los datos de partida necesarios para el dimensionado y cálculo de la instalación están constituidos por dos grupos de parámetros que definen las condiciones de uso y climáticas.

Condiciones de uso

Las condiciones de uso vienen dadas por la demanda energética asociada a la instalación según los diferentes tipos de consumo:

- Para aplicaciones de A.C.S., la demanda energética se determina en función del consumo de agua caliente, siguiendo lo especificado en el Anexo IV.
- Para aplicaciones de calentamiento de piscinas, la demanda energética se calcula en función de las pérdidas de la misma, siguiendo lo recogido en el Anexo IV.
- Para aplicaciones de climatización (calefacción y refrigeración), la demanda energética viene dada por la carga térmica del habitáculo a climatizar, calculándose según lo especificado en el RITE.
- Para aplicaciones de uso industrial se tendrá en cuenta la demanda energética y potencia necesaria, realizándose un estudio específico y pormenorizado de las necesidades, definiendo claramente si es un proceso discreto o continuo y el tiempo de duración del mismo.
- Para instalaciones combinadas se realizará la suma de las demandas energéticas sobre base diaria o mensual, aplicando si es necesario factores de simultaneidad.

Condiciones climáticas

Las condiciones climáticas vienen dadas por la radiación global total en el campo de captación, la temperatura ambiente diaria y la temperatura del agua de la red.

Al objeto de este PCT podrán utilizarse datos de radiación publicados por entidades de reconocido prestigio y los datos de temperatura publicados por el Instituto Nacional de Meteorología.

A falta de otros datos, se recomienda usar las tablas de radiación y temperatura ambiente por provincias publicadas por Censolar, recogidas en los Anexos IV y X.

Para piscinas cubiertas, los valores ambientales de temperatura y humedad deberán ser fijados en el proyecto, la temperatura seca del aire del local será entre 2 °C y 3 °C mayor que la del agua, con un mínimo de 26 °C y un máximo de 28 °C, y la humedad relativa del ambiente se mantendrá entre el 55 % y el 70 %, siendo recomendable escoger el valor de diseño 60 %.

3.1.2 Dimensionado básico

A los efectos de este PCT, el dimensionado básico de las instalaciones o sistemas a medida se refiere a la selección de la superficie de captadores solares y, en caso de que exista, al volumen de acumulación solar, para la aplicación a la que está destinada la instalación. El dimensionado básico de los sistemas solares prefabricados se refiere a la selección del sistema solar prefabricado para la aplicación de A.C.S. a la que está destinado.

El dimensionado básico de una instalación, para cualquier aplicación, deberá realizarse de forma que en ningún mes del año la energía producida por la instalación solar supere el 110% de la demanda de consumo y no más de tres meses seguidos el 100 %. A estos efectos, y para instalaciones de un marcado carácter estacional, no se tomarán en consideración aquellos períodos de tiempo en los cuales la demanda se sitúe un 50 % debajo de la media correspondiente al resto del año.

En el caso de que se dé la situación de estacionalidad en los consumos indicados anteriormente, deberán tomarse las medidas de protección de la instalación correspondientes, indicadas en el Anexo IX (“*Requisitos técnicos del contrato de mantenimiento*”).

El rendimiento de la instalación se refiere sólo a la parte solar de la misma. En caso de sistemas de refrigeración por absorción se refiere a la producción de la energía solar térmica necesaria para el sistema de refrigeración.

A estos efectos, se definen los conceptos de fracción solar y rendimiento medio estacional o anual de la siguiente forma:

Fracción solar mes “x” = (Energía solar aportada el mes “x”/ Demanda energética durante el mes “x”) ×100

Fracción solar año “y” = (Energía solar aportada el año “y” / Demanda energética durante el año “y”) × 100

Rendimiento medio año “y” = (Energía solar aportada el año “y” / Irradiación incidente año “y”) × 100

Irradiación incidente año “y” = Suma de las irradiaciones incidentes de los meses del año “y”

Irradiaciones incidentes en el mes “x” = Irradiación en el mes “x” × Superficie captadora

El concepto de *energía solar aportada el año “y”* se refiere a la energía demandada realmente satisfecha por la instalación de energía solar. Esto significa que para su cálculo nunca podrá considerarse más de un 100% de aporte solar en un determinado mes.

Para el cálculo del dimensionado básico de instalaciones a medida podrá utilizarse cualquiera de los métodos de cálculo comerciales de uso aceptado por proyectistas, fabricantes e instaladores. El método de cálculo especificará, al menos sobre base mensual, los valores medios diarios de la demanda de energía y del aporte solar. Asimismo, el método de cálculo incluirá las prestaciones globales anuales definidas por:

- La demanda de energía térmica.
- La energía solar térmica aportada.
- Las fracciones solares medias mensuales y anual.
- El rendimiento medio anual.

La selección del sistema solar prefabricado se realizará a partir de los resultados de ensayo del sistema, teniendo en cuenta que tendrá también que cumplir lo especificado en el RITE.

Independientemente de lo especificado en los párrafos anteriores, en el caso de A.C.S. se debe tener en cuenta que el sistema solar se debe diseñar y calcular en función de la energía que aporta a lo largo del día y no en función de la potencia del generador (captadores solares), por tanto se debe prever una acumulación acorde con la demanda y el aporte, al no ser ésta simultánea con la generación.

Para esta aplicación el área total de los captadores tendrá un valor tal que se cumpla la condición:

$$50 < V/A < 180$$

Donde:

A será el área total de los captadores, expresada en m^2, y V es el volumen del depósito de acumulación solar, expresado en litros, cuyo valor recomendado es aproximadamente la carga de consumo diaria M: $V = M$.

Además, para instalaciones con fracciones solares bajas, se deberá considerar el uso de relaciones *V/A* pequeñas y para instalaciones con fracciones solares elevadas se deberá aumentar dicha relación.

Para instalaciones de climatización de piscinas exclusivamente, no se podrá usar ningún volumen de acumulación, aunque se podrá utilizar un pequeño almacenamiento de inercia en el primario.

Para instalaciones de climatización se dimensionará el volumen de acumulación para que se cubran las necesidades de energía demandada durante, al menos, una hora. De cualquier forma se recomienda usar una relación de *V/A* entre 25 l/m^2 y 50 l/m^2

3.2 Diseño del sistema de captación

3.2.1 Generalidades

El captador seleccionado deberá poseer la certificación emitida por un organismo competente en la materia, según la legislación vigente.

A efectos de este PCT, será necesaria la presentación de la certificación de los ensayos del captador realizados por laboratorio acreditado, así como las curvas de rendimiento obtenidas por el citado laboratorio.

Se recomienda que los captadores que integren la instalación sean del mismo modelo, tanto por criterios energéticos como por criterios constructivos.

3.2.2 Orientación, inclinación, sombras e integración arquitectónica

La orientación e inclinación del sistema de captación y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas respecto al óptimo, sean inferiores a los límites de la tabla 2. Se considerarán tres casos: general, superposición de captadores e integración arquitectónica según se define más adelante. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

Tabla 2

	Orientación e inclinación (OI)	*Sombras* (S)	*Total* (OI + S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Se considera la dirección Sur como orientación óptima y la mejor inclinación, β_{opt}, dependiendo del período de utilización, uno de los valores siguientes:

- Consumo constante anual: la latitud geográfica
- Consumo preferente en invierno: la latitud geográfica + 10°
- Consumo preferente en verano: la latitud geográfica - 10°

Se debe evaluar la disminución de prestaciones que se origina al modificar la orientación e inclinación de la superficie de captación, siguiendo el procedimiento especificado en el Anexo V.

Se considera que existe integración arquitectónica cuando los captadores cumplen una doble función energética y arquitectónica y además sustituyen elementos constructivos convencionales. Se considera que existe superposición arquitectónica cuando la colocación de los captadores se realiza paralela a la envolvente del edificio, no aceptándose en este concepto la disposición horizontal del absorbedor, con el fin de favorecer la autolimpieza de los captadores. Una regla fundamental a seguir para conseguir la integración o superposición de las instalaciones solares es la de mantener, dentro de lo posible, la alineación con los ejes principales de la edificación.

3.2.3 Conexionado

Los captadores se dispondrán en filas constituidas, preferentemente, por el mismo número de elementos. Las filas de captadores se pueden conectar entre sí en paralelo, en serie o en serie- paralelo, debiéndose instalar válvulas de cierre en la entrada y salida de las distintas baterías de captadores y entre las bombas, de manera que puedan utilizarse para aislamiento de estos componentes en labores de mantenimiento, sustitución, etc.

Dentro de cada fila los captadores se conectarán en serie o en paralelo. El número de captadores que se pueden conectar en paralelo tendrá en cuenta las limitaciones del fabricante.

La superficie de una fila de captadores conexionados en serie no será superior a 10 m^2. En caso de algunos usos industriales y refrigeración por absorción, si estuviese justificado, podrá elevarse a lo máximo permitido por el fabricante. En el caso de A.C.S., el número de captadores conexionados en serie no será superior a lo fijado en la sección H4 (“Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria”) del Código Técnico de la Edificación.

Se dispondrá de un sistema para asegurar igual recorrido hidráulico en todas las baterías de captadores. En general se debe alcanzar un flujo equilibrado mediante el sistema de retorno invertido. Si esto no es posible, se puede controlar el flujo mediante mecanismos adecuados, como válvulas de equilibrado.

Se deberá prestar especial atención en la estanqueidad y durabilidad de las conexiones del captador.

En la figura 2 se pueden observar de forma esquemática las conexiones mencionadas en este apartado.

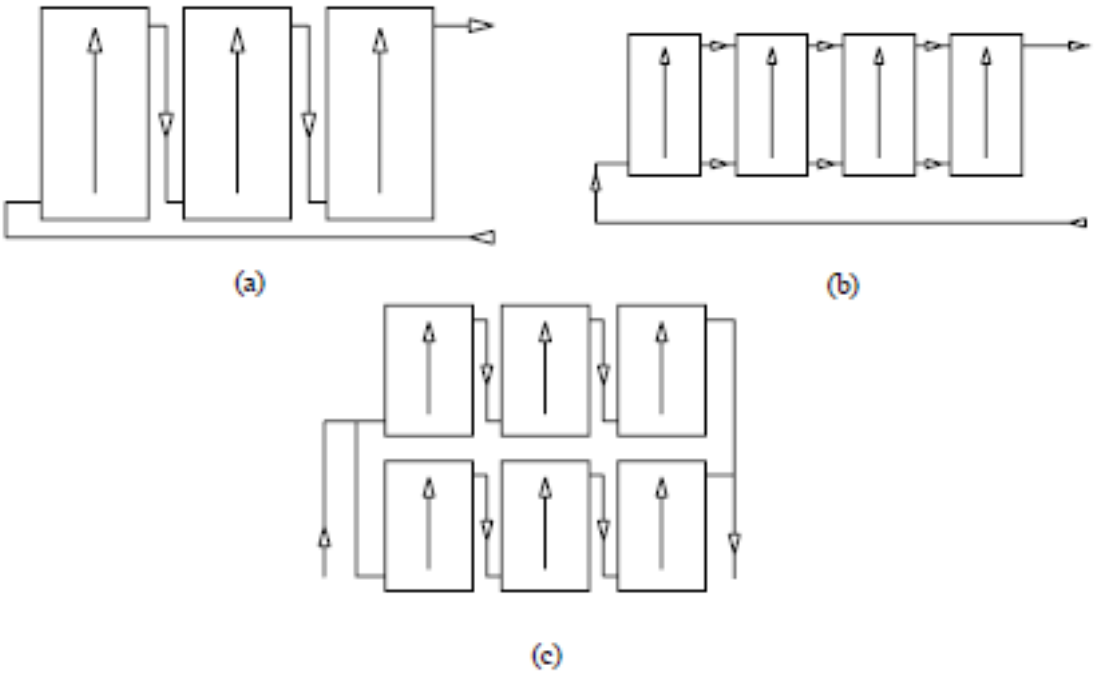


Fig. 2. Conexión de captadores: a) En serie. b) En paralelo. c) En serie-paralelo.

3.2.4 Estructura soporte

Si el sistema posee una estructura soporte que es montada normalmente en el exterior, el fabricante deberá especificar los valores máximos de s_k (carga de nieve) y v_m (velocidad media de viento) de acuerdo con ENV 1991-2-3 y ENV 1991-2-4.

Esto deberá verificarse durante el diseño calculando los esfuerzos de la estructura soporte de acuerdo con estas normas.

El sistema sólo podrá ser instalado en localizaciones donde los valores de s_k y v_m determinados de acuerdo con ENV 1991-2-3 y ENV 1991-2-4 sean menores que los valores máximos especificados por el fabricante.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de captadores, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los captadores o al circuito hidráulico.

Los puntos de sujeción del captador serán suficientes en número, teniendo el área de apoyo y posición relativa adecuadas, de forma que no se produzcan flexiones en el captador superiores a las permitidas por el fabricante.

Los topes de sujeción de los captadores y la propia estructura no arrojarán sombra sobre estos últimos.

3.3.1 Generalidades

Los acumuladores para A.C.S. y las partes de acumuladores combinados que estén en contacto con agua potable, deberán cumplir los requisitos de UNE EN 12897. Preferentemente, los acumuladores serán de configuración vertical y se ubicarán en zonas interiores.

Para aplicaciones combinadas con acumulación centralizada es obligatoria la configuración vertical del depósito, debiéndose además cumplir que la relación altura/diámetro del mismo sea mayor de dos.

En caso de que el acumulador *esté* directamente conectado con la red de distribución de agua caliente sanitaria, deberá ubicarse un termómetro en un sitio claramente visible por el usuario. El sistema deberá ser capaz de elevar la temperatura del acumulador a 60°C y hasta 70 °C con objeto de prevenir la legionelosis, tal como dispone el RD 865/2003, de 4 de julio.

En caso de aplicaciones para A.C.S. es necesario prever un conexionado puntual entre el sistema auxiliar y el solar de forma que se pueda calentar este último con el auxiliar, para poder cumplir con las medidas de prevención de legionella. Se podrán proponer otros métodos de tratamiento anti-legionella.

Aun cuando los acumuladores solares tengan el intercambiador de calor incorporado, se cumplirán los requisitos establecidos para el diseño del sistema de intercambio en el apartado 3.4 de este documento.

Los acumuladores de los sistemas grandes a medida con un volumen mayor de 2 m^3 deberán llevar válvulas de corte u otros sistemas adecuados para cortar flujos al exterior del depósito no intencionados en caso de daños del sistema.

3.3.2 Situación de las conexiones

Con objeto de aprovechar al máximo la energía captada y evitar la pérdida de la estratificación por temperatura en los depósitos, la situación de las tomas para las diferentes conexiones serán las establecidas en los puntos siguientes:

a) La conexión de entrada de agua caliente procedente del intercambiador o de los captadores al acumulador se realizará, preferentemente, a una altura comprendida entre el 50 % y el 75 % de la altura total del mismo.

b) La conexión de salida de agua fría del acumulador hacia el intercambiador o los captadores se realizará por la parte inferior de éste.

c) En caso de una sola aplicación, la alimentación de agua de retorno de consumo al depósito se realizará por la parte inferior. En caso de sistemas abiertos en el consumo, como por ejemplo A.C.S., esto se refiere al agua fría de red. La extracción de agua caliente del depósito se realizará por la parte superior.

d) En caso de varias aplicaciones dentro del mismo depósito habrá que tener en cuenta los niveles térmicos de éstas, de forma que tanto las salidas como los retornos para aplicaciones que requieran un mayor nivel térmico en temperaturas estén por encima de las que requieran un nivel menor.

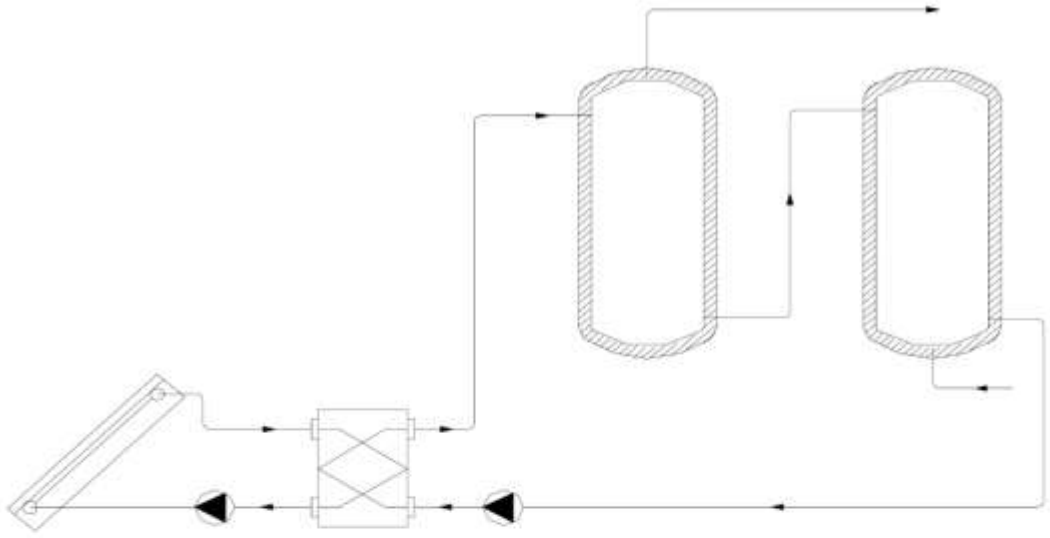
Se recomienda que la/s entrada/s de agua de retorno de consumo esté equipada con una placa deflectora en la parte interior, a fin de que la velocidad residual no destruya la estratificación en el acumulador o el empleo de otros métodos contrastados que minimicen la mezcla.

Las conexiones de entrada y salida se situarán de forma que se eviten caminos preferentes de circulación del fluido.

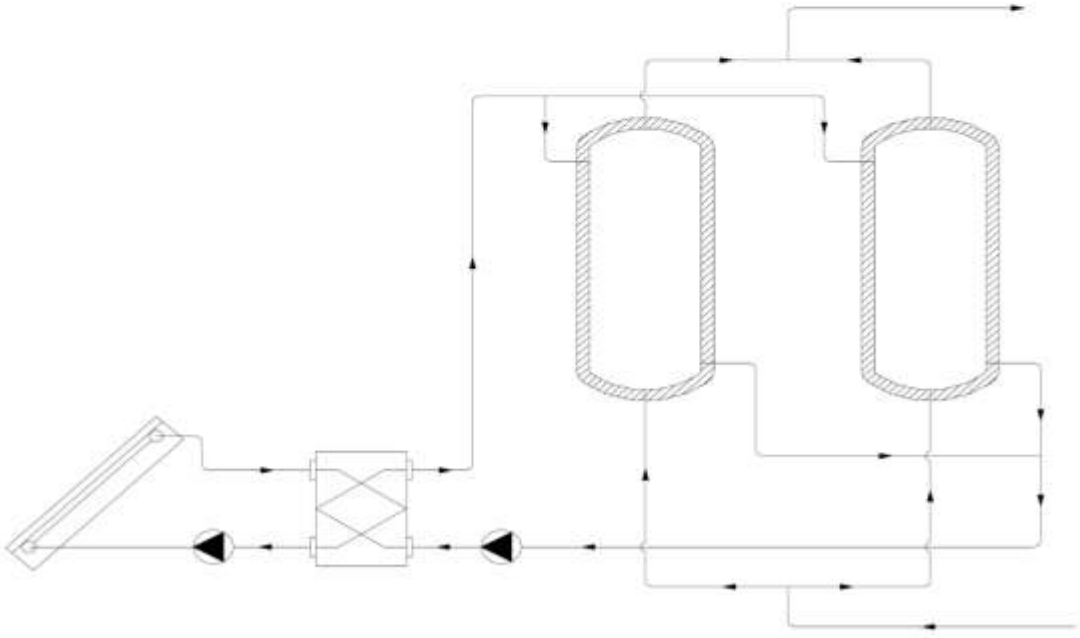
3.3.3 Varios acumuladores

Cuando sea necesario que el sistema de acumulación solar esté formado por más de un depósito, éstos se conectarán en serie invertida en el circuito de consumo o en paralelo con los circuitos primarios y secundarios equilibrados, tal como se puede ver en la figura 3.

La conexión de los acumuladores permitirá la desconexión individual de los mismos sin interrumpir el funcionamiento de la instalación.



(a)



(b)

Fig. 3. a) Conexión en serie invertida con el circuito de consumo. b) Conexión en paralelo con el circuito secundario equilibrado.

3.3.4 Sistema auxiliar en el acumulador solar

No se permite la conexión de un sistema auxiliar en el acumulador solar, ya que esto puede suponer una disminución de las posibilidades de la instalación solar para proporcionar las prestaciones energéticas que se pretenden obtener con este tipo de instalaciones.

No obstante, y cuando existan circunstancias específicas en la instalación que lo demanden (excepto en los casos de producción de A.C.S. y climatización de piscinas), se podrá considerar la incorporación de energía convencional en el acumulador solar, para lo cual será necesaria la presentación de una descripción detallada de todos los sistemas y equipos empleados, que justifique suficientemente que se produce el proceso de estratificación y que además permita la verificación del cumplimiento, como mínimo, de todas y cada una de las siguientes condiciones en el acumulador solar:

1. Deberá tratarse de un sistema indirecto: acumulación solar en el secundario.
2. Volumen total máximo de 2000 litros.
3. Configuración vertical con relación entre la altura y el diámetro del acumulador no inferior a 2.
4. Calentamiento solar en la parte inferior y calentamiento convencional en la parte superior considerándose el acumulador dividido en dos partes separadas por una de transición de, al menos, 10 centímetros de altura. La parte solar inferior deberá cumplir con los criterios de dimensionado de estas prescripciones y la parte convencional superior deberá cumplir con los criterios y normativas habituales de aplicación.
5. La conexión de entrada de agua caliente procedente del intercambiador solar al acumulador se realizará, preferentemente, a una altura comprendida entre el 50 % y el 75 % de la altura total del mismo, y siempre por debajo de la zona de transición. La conexión de salida de agua fría hacia el intercambiador se realizará por la parte inferior del acumulador.
6. Las entradas de agua estarán equipadas con una placa deflectora o equivalente, a fin de que la velocidad residual no destruya la estratificación en el acumulador.
7. No existirá recirculación del circuito de distribución de consumo de

A.C.S.

En su caso y adicionalmente, se tendrá en cuenta lo indicado en el punto 2 del párrafo cuarto del apartado 3.8.

En cualquier caso, queda a criterio del IDAE el dar por válido el sistema propuesto.

Para los equipos prefabricados que no cumpliendo lo indicado anteriormente en este apartado, vengan preparados de fábrica para albergar un sistema auxiliar eléctrico, se deberá anular esta posibilidad de forma permanente, mediante sellado irreversible u otro medio.

3.4 Diseño del sistema de intercambio

La potencia mínima de diseño del intercambiador independiente, *P*, en vatios, en función del área de captadores *A*, en metros cuadrados, cumplirá la condición:

$$P \geq 500\ A$$

El intercambiador independiente será de placas de acero inoxidable o cobre y deberá soportar las temperaturas y presiones máximas de trabajo de la instalación.

El intercambiador del circuito de captadores incorporado al acumulador solar estará situado en la parte inferior de este último y podrá ser de tipo sumergido o de doble envolvente. El intercambiador sumergido podrá ser de serpentín o de haz tubular. La relación entre la superficie útil de intercambio del intercambiador incorporado y la superficie total de captación no será inferior a 0,15.

En caso de aplicación para A.C.S. se puede utilizar el circuito de consumo con un intercambiador, teniendo en cuenta que con el sistema de energía auxiliar de producción instantánea en línea o en acumulador secundario hay que elevar la temperatura hasta 60°C y siempre en el punto más alejado de consumo hay que asegurar 50 °C.

3.5 Diseño del circuito hidráulico

3.5.1 Generalidades

Debe concebirse en fase de diseño un circuito hidráulico de por sí equilibrado. Si no fuera posible, el flujo debe ser controlado por válvulas de equilibrado.

En caso de aplicación para A.C.S., el circuito hidráulico del sistema de consumo deberá cumplir los requisitos especificados en UNE-EN 806-1.

En cualquier caso los materiales del circuito deberán cumplir lo especificado en ISO/TR 10217.

3.5.2 Tuberías

Con objeto de evitar pérdidas térmicas, la longitud de tuberías del sistema deberá ser tan corta como sea posible, evitando al máximo los codos y pérdidas de carga en general.

El diseño y los materiales deberán ser tales que no exista posibilidad de formación de obturaciones o depósitos de cal en sus circuitos que influyan drásticamente en el rendimiento del sistema.

3.5.3 Bombas

Si el circuito de captadores está dotado con una bomba de circulación, la caída de presión se debería mantener aceptablemente baja en todo el circuito.

Siempre que sea posible, las bombas en línea se montarán en las zonas más frías del circuito, teniendo en cuenta que no se produzca ningún tipo de cavitación y siempre con el eje de rotación en posición horizontal.

En instalaciones con superficies de captación superiores a 50 m^2 se montarán dos bombas idénticas en paralelo, dejando una de reserva, tanto en el circuito primario como en el secundario. En este caso se establecerá el funcionamiento alternativo de las mismas, de forma manual o automática.

Las tuberías conectadas a las bombas se soportarán en las inmediaciones de éstas, de forma que no provoquen esfuerzos recíprocos de torsión o flexión. El diámetro de las tuberías de acoplamiento no podrá ser nunca inferior al diámetro de la boca de aspiración de la bomba.

En instalaciones de piscinas la disposición de los elementos será la siguiente: el filtro ha de colocarse siempre entre la bomba y los captadores y el sentido de la corriente ha de ser bomba- filtro-captadores, para evitar que la resistencia del filtro provoque una sobrepresión perjudicial para los captadores, prestando especial atención a su mantenimiento. La impulsión de agua caliente deberá hacerse por la parte inferior de la piscina, quedando la impulsión de agua filtrada en superficie.

3.5.4 Vasos de expansión

Los vasos de expansión preferentemente se conectarán en la aspiración de la bomba.

Cuando no se cumpla el punto anterior, la altura en la que se situarán los vasos de expansión abiertos será tal que asegure el no desbordamiento del fluido y la no introducción de aire en el circuito primario.

3.5.5 Purga de aire

En los puntos altos de la salida de baterías de captadores y en todos aquellos puntos de la instalación donde pueda quedar aire acumulado, se colocarán sistemas de purga constituidos por botellines de desaireación y purgador manual o automático. El volumen útil del botellín será superior a 100 cm^3. Este volumen podrá disminuirse si se instala a la salida del circuito solar y antes del intercambiador un desaireador con purgador automático.

3.5.6 Drenaje

Los conductos de drenaje de las baterías de captadores se diseñarán en lo posible de forma que no puedan congelarse.

3.6 Recomendaciones específicas adicionales para sistemas por circulación natural

Es muy importante, en instalaciones que funcionen por circulación natural, el correcto diseño de los distintos componentes y circuitos que integran el sistema, de forma que no se introduzcan grandes pérdidas de carga y se desfavorezca la circulación del fluido por termosifón. Para esto se recomienda prestar atención a:

- El diseño del captador y su conexionado. Preferentemente se instalarán captadores con conductos distribuidores horizontales y sin cambios complejos de dirección de los conductos internos.
- El trazado de tuberías. Deberá ser de la menor longitud posible, situando el acumulador cercano a los captadores. En ningún caso el diámetro de las tuberías será inferior a DN15. En general, dicho diámetro se calculará de forma que corresponda al diámetro normalizado inmediatamente superior al necesario en una instalación equivalente con circulación forzada.
- El sistema de acumulación. Depósitos situados por encima de la

batería de captadores favorecen la circulación natural. En caso de que la acumulación esté situada por debajo de la batería de captadores, es muy importante utilizar algún tipo de dispositivo que, sin introducir pérdidas de carga adicionales de consideración, evite el flujo inverso no intencionado.

3.7 Requisitos específicos adicionales para sistemas directos

No están permitidos los sistemas directos para las aplicaciones de A.C.S.

Para otras aplicaciones tampoco podrán instalarse sistemas directos en zonas con riesgo de heladas.

Siempre que se opte por un sistema directo se aportará documentación, obtenida en el Instituto Nacional de Meteorología u otra entidad similar, en la que se demuestre que la zona donde se va a realizar la instalación no tiene riesgo de heladas.

3.8 Diseño del sistema de energía auxiliar

Para asegurar la continuidad en el abastecimiento de la demanda térmica, las instalaciones de energía solar deben disponer de un sistema de energía auxiliar.

Por razones de eficiencia energética, entre otras, se desaconseja la utilización de energía eléctrica obtenida por efecto Joule como fuente auxiliar, especialmente en los casos de altos consumos y fracciones solares anuales bajas.

Queda prohibido el uso de sistemas de energía auxiliar en el circuito primario de captadores.

El diseño del sistema de energía auxiliar se realizará en función de la aplicación (o aplicaciones) de la instalación, de forma que sólo entre en funcionamiento cuando sea estrictamente necesario y que se aproveche lo máximo posible la energía extraída del campo de captación solar. Para ello se seguirán los siguientes criterios:

1. Para pequeñas cargas de consumo se recomienda usar un sistema de energía auxiliar en línea, siendo para estos casos los sistemas de gas modulantes en temperatura los más idóneos.

2. En caso de aceptarse, de acuerdo con el punto 3.3.4, la instalación de una resistencia eléctrica como sistema de energía auxiliar dentro del acumulador solar, su conexión, salvo que se apruebe expresamente otro procedimiento, sólo se podrá hacer mediante un pulsador manual y la desconexión será automática a la temperatura de referencia. Adicionalmente, se instalará un termómetro en la parte baja de la zona de calentamiento con energía convencional (ver 3.3.4) cuya lectura sea fácilmente visible para el usuario. La documentación a entregar al usuario deberá contener instrucciones claras de operación del sistema auxiliar y deberá ser previamente aprobada por el IDAE.

3. No se recomienda la conexión de un retorno desde el acumulador de energía auxiliar al acumulador solar, salvo que existan períodos de bajo consumo estacionales, en los que se prevea elevadas temperaturas en el acumulador solar. La instalación térmica deberá efectuarse de manera que en ningún caso se introduzca en el acumulador solar energía procedente de la fuente auxiliar.

4. Para la preparación de agua caliente sanitaria, se permitirá la conexión del sistema de energía auxiliar en paralelo con la

instalación solar cuando se cumplan los siguientes requisitos:

- Exista previamente un sistema de energía auxiliar constituido por uno o varios calentadores instantáneos no modulantes y sin que sea posible regular la temperatura de salida del agua.
- Exista una preinstalación solar que impida o dificulte el conexionado en serie.

5. Para sistemas con energía auxiliar en paralelo y especialmente en aplicaciones de climatización, usos industriales y otras aplicaciones en ese rango de temperaturas, es necesario un sistema de regulación del agua calentada por el sistema solar y auxiliar de forma que se aproveche al máximo la energía solar.
6. En los puntos 4 y 5, la conmutación de sistemas será fácilmente accesible.

Para A.C.S., el sistema de aporte de energía auxiliar con acumulación o en línea siempre dispondrá de un termostato de control sobre la temperatura de preparación que en condiciones normales de funcionamiento permitirá cumplir con el RD 865/2003. Este punto no será de aplicación en los calentadores instantáneos de gas no modulantes.

En caso de climatización, el termostato de control estará ajustado en función de la aplicación de frío o calor de forma automática o manual.

Cuando el sistema de energía auxiliar sea eléctrico, la potencia correspondiente será inferior a 300 W por cada metro cuadrado de superficie captadora. Para instalaciones de tamaño inferior a 5 m^2 la potencia podrá ser de 1500 W. En el caso de resistencias sumergidas, los valores de potencia disminuirán hasta 150 W por metro cuadrado y hasta 750 W para instalaciones de tamaño inferior a 5 m^2.

3.9 Diseño del sistema eléctrico y de control

El diseño del sistema de control asegurará el correcto funcionamiento de las instalaciones, procurando obtener un buen aprovechamiento de la energía solar captada y asegurando un uso adecuado de la energía auxiliar. El sistema de regulación y control comprende los siguientes sistemas:

- Control de funcionamiento del circuito primario y secundario (si existe).
- Sistemas de protección y seguridad de las instalaciones contra sobrecalentamientos, heladas, etc.

El sistema de control asegurará que en ningún caso se alcancen temperaturas superiores a las máximas soportadas por los materiales, componentes y tratamientos de los circuitos.

Con independencia de que realice otras funciones, el sistema de control se realizará por control diferencial de temperaturas, mediante un dispositivo electrónico (módulo de control diferencial, en los esquemas representado por MCD) que compare la temperatura de captadores con la temperatura de acumulación o retorno, como por ejemplo ocurre en la acumulación distribuida. El sistema de control actuará y estará ajustado de manera que las bombas no estén en marcha cuando la diferencia de temperaturas sea menor de 2 °C y no estén paradas cuando la diferencia sea mayor de 7 °C. La diferencia de temperaturas entre los puntos de arranque y de parada de termostato diferencial no será menor de 2 °C. De esta forma el funcionamiento de la parte solar de una instalación se optimiza. Para optimizar el aprovechamiento solar de la instalación y, cuando exista intercambiador exterior, se podrán instalar también dos controles diferenciales.

El sistema de control asegurará que en ningún punto la temperatura del fluido de trabajo descienda por debajo de una temperatura tres grados superior a la de congelación del fluido.

Las instalaciones con varias aplicaciones deberán ir dotadas con un sistema individual para seleccionar la puesta en marcha de cada una de ellas, complementado con otro que regule la aportación de energía a la misma. Esto se puede realizar por control de temperatura o caudal actuando sobre una válvula de reparto, de tres vías todo o nada, bombas de circulación... o por combinación de varios mecanismos.

Las sondas de temperatura para el control diferencial se colocarán en la parte superior de los captadores, de forma que representen la máxima temperatura del circuito de captación.

Cuando exista, el sensor de temperatura de la acumulación se colocará preferentemente en la parte inferior, en una zona no influenciada por la circulación del circuito secundario o por el calentamiento del intercambiador si éste fuera incorporado.

3.10 Diseño del sistema de monitorización

Para el caso de instalaciones mayores de 20 m2 se deberá disponer al menos de un sistema analógico de medida local que indique como mínimo las siguientes variables:

Opción 1:

- Temperatura de entrada de agua fría de red
- Temperatura de salida del acumulador solar
- Caudal de agua fría de red

Opción 2:

- Temperatura inferior del acumulador solar
- Temperatura de captadores
- Caudal por el circuito primario

El tratamiento de los datos proporcionará al menos la energía solar térmica acumulada a lo largo del tiempo.

En el Anexo VII se describe un sistema de monitorización más completo.

Anexo I PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Normativa de aplicación y consulta

I.1 Normativa de aplicación

Código Técnico de la Edificación (CTE).

Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) y sus Instrucciones Técnicas. Reglamento de Recipientes a Presión (RAP).

Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC.BT).

Ordenanzas de Seguridad e Higiene en el Trabajo (OSHT). Ley de Protección del Ambiente Atmosférico (LPAA).

Ley número 88/67 de 8 de noviembre: *Sistema Internacional de Unidades de Medida SI.*

Real Decreto 865/2003, de 4 de julio, por el que se establecen los criterios higiénico-sanitarios para la prevención y control de la legionelosis.

Orden de 28 de julio de 1980, por la que se aprueban las normas e instrucciones técnicas complementarias para la homologación de los paneles solares.

Orden ITC/71/2007, de 22-01-2007, por la que se modifica el anexo de la Orden 28-07-1980 por la que se aprueban las normas e instrucciones técnicas complementarias para la homologación de paneles solares.

Orden ITC/2761/2008, de 26 de septiembre, por la que se amplía el plazo establecido en la disposición transitoria segunda de la Orden ITC/71/2007, de 22 de enero, por la que se modifica el anexo de la Orden de 28 de julio de 1980 por la que se aprueban las normas e instrucciones técnicas complementarias para la homologación de paneles solares.

I.2 Normativa de consulta

UNE-EN 12975-1: *Sistemas solares térmicos y sus componentes. Captadores solares. Parte 1: Requisitos generales.*

UNE-EN 12975-2: *Sistemas solares térmicos y sus componentes. Captadores solares. Parte 2: Métodos de ensayo.*

UNE-EN 12976-1: *Sistemas solares térmicos y sus componentes. Sistemas solares prefabrica- dos. Parte 1: Requisitos generales.*

UNE-EN 12976-2: *Sistemas solares térmicos y sus componentes. Sistemas solares prefabrica- dos. Parte 2: Métodos de ensayo.*

UNE-EN 12977-1: *Sistemas solares térmicos y sus componentes. Instalaciones a medida. Parte 1: Requisitos generales.*

UNE-EN 12977-2: *Sistemas solares térmicos y sus componentes. Instalaciones a medida. Parte 2: Métodos de ensayo.*

UNE-EN 12977-3: Sistemas solares térmicos y sus componentes. Parte 3: Caracterización del funcionamiento de acumuladores para las instalaciones de calefacción solares.

UNE 94002: Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente sanitaria: cálculo de la demanda de energía térmica.

UNE 94003: Datos climáticos para el dimensionado de las instalaciones solares térmicas.

prEN 806-1: *Specifications for installations inside buildings conveying water for human consumption. Part 1: General.*

prEN 1717: *Protection against pollution of potable water in drinking water installations and general requirements of devices to prevent pollution by back flow.*

EN 60335-1/1995: *Safety of household and similar electrical appliances. Part 1: General requirements* (IEC 335-1/1991 modified).

EN 60335-2-21: *Safety of household and similar electrical appliances. Part 2: Particular requirements for storage water heaters* (IEC 335-2-21/1989 + Amendments 1/1990 and 2/1990, modified).

ENV 61024-1: *Protection of structures against lightning. Part 1: General principles*
(IEC 1024-1/1990, modified).

Real Decreto 47/2007, de 19 de enero, por el que se aprueba el Procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de edificios de nueva construcción.

ISO 9488: *Energia solar.Vocabulario.*

Se considerará la edición más reciente de las normas antes mencionadas, con las últimas modificaciones oficialmente aprobadas.

Anexo II PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Definiciones

II.1 Parámetros ambientales

Radiación solar: Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

Radiación solar directa: Radiación solar incidente sobre un plano dado, procedente de un pequeño ángulo sólido centrado en el disco solar.

Radiación solar hemisférica: Radiación solar incidente en una superficie plana dada, recibida desde un ángulo sólido de 2B sr (del hemisferio situado por encima de la superficie). Hay que especificar la inclinación y azimut de la superficie receptora.

Radiación solar difusa: Radiación solar hemisférica menos la radiación solar directa. **Radiación solar global:** Radiación solar hemisférica recibida en un plano horizontal. **Irradiancia solar:** Potencia radiante incidente por unidad de superficie sobre un plano dado. Se expresa en W/m^2.

Irradiancia solar directa: Cociente entre el flujo radiante recibido en una superficie plana dada, procedente de un pequeño ángulo sólido centrado en el disco solar, y el área de dicha superficie. Si el plano es perpendicular al eje del ángulo sólido, la irradiancia solar recibida se llama directa normal. Se expresa en W/m^2.

Irradiancia solar difusa: Irradiancia de la radiación solar difusa sobre una superficie receptora plana. Hay que especificar la inclinación y el azimut de la superficie receptora.

Irradiancia solar reflejada: La radiación por unidad de tiempo y unidad de área que, procedente de la reflexión de la radiación solar en el suelo y otros objetos, incide sobre una superficie.

Irradiación: Energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado, obtenida por integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo dado, normalmente una hora o un día. Se expresa en MJ/m^2 o kWh/m^2.

Aire ambiente: Aire (tanto interior como exterior) que envuelve a un acumulador de energía térmica, a un captador solar o a cualquier objeto que se esté considerando.

II.2 Instalación

Instalaciones abiertas: Instalaciones en las que el circuito primario está comunicado de forma permanente con la atmósfera.

Instalaciones cerradas: Instalaciones en las que el circuito primario no tiene comunicación directa con la atmósfera.

Instalaciones de sistema directo: Instalaciones en las que el fluido de trabajo es la propia agua de consumo que pasa por los captadores.

Instalaciones de sistema indirecto: Instalaciones en las que el fluido de trabajo se mantiene en un circuito separado, sin posibilidad de comunicarse con el circuito de consumo.

Instalaciones por termosifón: Instalaciones en las que el fluido de trabajo circula por convección libre.

Instalación con circulación forzada: Instalación equipada con dispositivos que provocan la circulación forzada del fluido de trabajo.

Circuito primario: Circuito del que forman parte los captadores y las tuberías que los unen, en el cual el fluido recoge la energía solar y la transmite.

Circuito secundario: Circuito en el que se recoge la energía transferida del circuito primario para ser distribuida a los puntos de consumo.

Circuito de consumo: Circuito por el que circula agua de consumo.

Sistema solar prefabricado: Sistema de energía solar para los fines de preparación sólo de agua caliente, ya sea como un sistema compacto o como un sistema partido. Consiste bien en un sistema integrado o bien un conjunto y configuración uniformes de componentes. Se produce bajo condiciones que se presumen uniformes y es ofrecido a la venta bajo un solo nombre comercial.

Un solo sistema puede ser ensayado como un todo en un laboratorio, dando lugar a resultados que representan sistemas con la misma marca comercial, configuración, componentes y dimensiones.

Los sistemas de energía auxiliar conectados en serie con el sistema solar prefabricado no se consideran partes del mismo.

Sistema compacto: Equipo solar prefabricado cuyos elementos se encuentran montados en una sola unidad, aunque físicamente pueden estar diferenciados.

Sistema partido: Equipo solar prefabricado cuyos elementos principales (captación y acumulación) se pueden encontrar a una distancia física relevante.

Sistema integrado: Equipo solar prefabricado cuyos elementos principales (captación y acumulación) constituyen un único componente y no es posible diferenciarlos físicamente.

II.3 Captadores

Captador solar térmico: Dispositivo diseñado para absorber la radiación solar y transmitir la energía térmica así producida a un fluido de trabajo que circula por su interior.

Captador solar de líquido: Captador solar que utiliza un líquido como fluido de trabajo.

Captador solar de aire: Captador solar que utiliza aire como fluido de trabajo.

Captador solar plano: Captador solar sin concentración cuya superficie absorbedora es sensiblemente plana.

Captador sin cubierta: Captador solar sin cubierta sobre el absorbedor.

Captador de concentración: Captador solar que utiliza reflectores, lentes u otros elementos ópticos para redireccionar y concentrar sobre el absorbedor la radiación solar que atraviesa la apertura.

Captador de vacío: Captador en el que se ha realizado el vacío en el espacio entre absorbedor y cubierta.

Captador de tubos de vacío: Captador de vacío que utiliza un tubo transparente (normalmente de cristal) donde se ha realizado el vacío entre la pared del tubo y el absorbedor.

Cubierta: Elemento o elementos transparentes (o translúcidos) que cubren el absorbedor para reducir las pérdidas de calor y protegerlo de la intemperie.

Absorbedor: Componente de un captador solar cuya función es absorber la energía radiante y transferirla en forma de calor a un fluido.

Placa absorbente: Absorbedor cuya superficie es sensiblemente plana.

Apertura: Superficie a través de la cual la radiación solar no concentrada es admitida en el captador.

Área de apertura: Es la máxima proyección plana de la superficie del captador transparente expuesta a la radiación solar incidente no concentrada.

Área total: Área máxima proyectada por el captador completo, excluyendo cualquier medio de soporte y acoplamiento de los tubos expuesta.

Fluido de transferencia de calor o fluido de trabajo: Es el fluido encargado de recoger y transmitir la energía captada por el absorbedor.

Carcasa: Es el componente del captador que conforma su superficie exterior, fija la cubierta, contiene y protege a los restantes componentes del captador y soporta los anclajes del mismo.

Materiales aislantes: Son aquellos materiales de bajo coeficiente de conductividad térmica cuyo empleo en el captador solar tiene por objeto reducir las pérdidas de calor por la parte posterior y laterales.

Junta de cubierta: Es un elemento cuya función es asegurar la estanqueidad de la unión cubierta-carcasa.

Temperatura de estancamiento del captador: Corresponde a la máxima temperatura del fluido que se obtiene cuando, sometido el captador a altos niveles de radiación y temperatura ambiente y siendo la velocidad del viento despreciable, no existe circulación en el captador y se alcanzan condiciones cuasi-estacionarias.

II.4 Componentes

Intercambiador de calor: Dispositivo en el que se produce la transferencia de energía del circuito primario al circuito secundario.

Acumulador solar o depósito solar: Depósito en el que se acumula el agua calentada por energía solar.

Depósito de expansión: Dispositivo que permite absorber las variaciones de volumen y presión en un circuito cerrado producidas por las variaciones de temperatura del fluido circulante. Puede ser abierto o cerrado, según esté o no en comunicación con la atmósfera.

Bomba de circulación: Dispositivo electromecánico que produce la circulación forzada del fluido a través de un circuito.

Purgador de aire: Dispositivo que permite la salida del aire acumulado en el circuito. Puede ser manual o automático.

Válvula de seguridad: Dispositivo que limita la presión máxima del circuito.

Válvula anti-retorno: Dispositivo que evita el paso de fluido en un sentido.

Controlador diferencial de temperaturas: Dispositivo electrónico que comanda distintos elementos eléctricos de la instalación (bombas, electroválvulas, etc.) en función, principalmente, de las temperaturas en distintos puntos de dicha instalación.

Termostato de seguridad: Dispositivo utilizado para detectar la temperatura máxima admisible del fluido de trabajo en el algún punto de la instalación.

Controlador anti-hielo: Dispositivo que impide la congelación del fluido de trabajo.

II.5 *Otras definiciones*

Almacenamiento estacional: Es el que se produce o realiza durante una estación o parte del año.

Archivo de clasificación: Es el archivo de documentación técnica para sistemas solares de calentamiento pequeños a medida, de una Compañía, el cual incluye:

- Clasificación completa para sistemas pequeños a medida.
- Descripción completa de todas las configuraciones del sistema.
- Descripción completa de todas las combinaciones comercializadas de las configuracio- nes del sistema y componentes, incluyendo dimensiones de éstos y número de unidades.
- Información técnica de todo.

Referencia : *Sistemas solares de calentamiento pequeños a medida*, UNE 12977-1, párrafo 3.2.

Archivo de documentación: Conjunto de instrucciones para el montaje, instalación y operación de un sistema solar.

La documentación del sistema deberá ser completa y entendible:

- Todos los componentes de cada sistema pequeño a medida deberán ir provistos con un conjunto de instrucciones de montaje y funcionamiento entendibles, así como recomendaciones de servicio. Esta documentación deberá incluir todas las instrucciones necesarias para el montaje, instalación, operación y mantenimiento. Estas instrucciones deberán incluir toda la información que contiene la lista de 4.6 de EN 12976-1.
- Cada sistema grande a medida deberá ir provisto con un conjunto de instrucciones de montaje y funcionamiento, así como recomendaciones de servicio. Esta documentación deberá incluir todas las instrucciones necesarias para el montaje, instalación, operación y mantenimiento y todos los registros de arranque inicial y puesta en servicio de acuerdo con 6.6. de la UNE 12977-1

- Los documentos deberán ser guardados en un lugar visible (preferentemente cerca del acumulador), protegidos del calor, agua y polvo.

Anexo III PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Pruebas y documentación

III.1 Pruebas

El suministrador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar.

Las pruebas a realizar por el instalador serán, como mínimo, las siguientes:

- Llenado, funcionamiento y puesta en marcha del sistema.
- Se probarán hidrostáticamente los equipos y el circuito de energía auxiliar.
- Se comprobará que las válvulas de seguridad funcionan y que las tuberías de descarga de las mismas no están obturadas y están en conexión con la atmósfera. La prueba se realizará incrementando hasta un valor de 1,1 veces el de tarado y comprobando que se produce la apertura de la válvula.
- Se comprobará la correcta actuación de las válvulas de corte, llenado, vaciado y purga de la instalación.
- Se comprobará que alimentando (eléctricamente) las bombas del circuito, éstas entran en funcionamiento y el incremento de presión indicado por los manómetros se corresponde en la curva con el caudal del diseño del circuito.
- Se comprobará la actuación del sistema de control y el comportamiento global de la instalación realizando una prueba de funcionamiento diario, consistente en verificar, que, en un día claro, las bombas arrancan por la mañana, en un tiempo prudencial, y paran al atardecer, detectándose en el depósito saltos de temperatura significativos.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la instalación, no obstante el Acta de Recepción Provisional no se firmará

hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos han funcionado correctamente durante un mínimo de un mes, sin interrupciones o paradas.

III.2 Documentación

III.2.A Documentación para sistemas solares prefabricados

III.2.A.1 Generalidades

Con cada sistema solar prefabricado, el fabricante o distribuidor oficial deberá suministrar instrucciones para el montaje e instalación (para el instalador) e instrucciones de operación (para el usuario). Estos documentos deberán estar escritos en el idioma(s) oficial(es) del lugar en que se encuentre ubicada la instalación y deberán incluir todas las instrucciones necesarias para el montaje y operación, incluyendo mantenimiento, y prestando atención a los requisitos importantes y reglas técnicas de interés.

III.2.A.2 Documentos para el instalador

Las instrucciones de montaje deberán ser apropiadas al sistema e incluir información concerniente a:

a) Datos técnicos que se refieran a:

1) Diagramas del sistema.
2) Localización y diámetros nominales de todas las conexiones externas.
3) Un resumen con todos los componentes que se suministran (como captador solar, depósito de acumulación, estructura soporte, circuito hidráulico, provisiones de energía auxiliar, sistema de control/regulación y accesorios), con información de cada componente del modelo, potencia eléctrica, dimensiones, peso, marca y montaje.
4) Máxima presión de operación de todos los circuitos de fluido del sistema, tales como el circuito de captadores, el circuito de consumo y el circuito de calentamiento auxiliar.
5) Límites de trabajo: temperaturas y presiones admisibles, etc. a través del sistema.
6) Tipo de protección contra la corrosión.
7) Tipo de fluido de transferencia de calor.

b) Embalaje y transporte de todo el sistema y/o componentes y modo de almacenaje (exterior, interior, embalado, no embalado).

c) Guías de instalación con recomendaciones sobre:

   1) Superficies de montaje.

   2) Distancias a paredes y seguridad en relación con el hielo.

   3) Forma en la que las tuberías de entrada al edificio han de estar terminadas (resistencia a lluvia y humedad).

   4) Procedimiento a seguir para el aislamiento térmico de las tuberías.

   5) Integración en el tejado del captador (si es apropiado).

d) Si una estructura soporte que, normalmente montada al exterior, es parte del sistema, los valores máximos de s_k (carga de nieve) y v_m (velocidad principal de viento) de acuerdo con ENV 1991-2-3 y ENV 1991-2-4 y una declaración de que el sistema sólo puede ser instalado en sitios con valores menores de s_k y v_m .

e) Método de conexión de tuberías.

f) Tipos y tamaños de los dispositivos de seguridad y su drenaje. Las instrucciones de montaje deberán indicar que cualquier válvula de tarado de presión que se instale por la cual pueda salir vapor en condiciones de operación normal o estancamiento, habrá de ser montada de tal forma que no se produzcan lesiones, agravios o daños causados por el escape de vapor. Cuando el sistema esté equipado para drenar una cantidad de agua como protección contra sobrecalentamiento, el drenaje de agua caliente debe estar construido de tal forma que el agua drenada no cause ningún daño al sistema ni a otros materiales del edificio.

g) Los dispositivos necesarios de control y seguridad con esquema unifilar, incluyendo la necesidad de una válvula termostática de mezcla que limite la temperatura de extracción a 60 °C, cuando así se requiera de acuerdo con 1.3.3.2.

h) Revisión, llenado y arranque del sistema.

i) Montaje del sistema.

j) Una lista de comprobación para el instalador para verificar el correcto funcionamiento del sistema.

k) La mínima temperatura hasta la cual el sistema puede soportar heladas.

III.2.A.3 Documentos para el usuario

Las instrucciones de operación deberán incluir información concerniente a:

a) Componentes de seguridad existentes y ajustes de termostato cuando sea aplicable.

b) Implementación del sistema poniendo especial atención en el hecho de que:

1) Antes de poner el sistema en operación se debe comprobar que todas las válvulas trabajan correctamente y que el sistema está llenado completamente con agua y/o fluido anticongelante de acuerdo con las instrucciones del fabricante.

2) En caso de cualquier avería, deberá llamarse a un especialista.

c) Operación normal de las válvulas de seguridad.

d) Precauciones en relación con riesgo de daños por congelación o sobrecalentamientos.

e) La manera de evitar averías cuando se arranque el sistema bajo condiciones de congelación o posible congelación.

f) Desmontaje del sistema.

g) Mantenimiento del sistema por un especialista, incluyendo frecuencia de inspecciones y mantenimiento y una lista de partes que tienen que ser repuestas durante el mantenimiento normal.

h) Datos de rendimiento del sistema.

1) Rango de cargas recomendado para el sistema (en l/día) a la temperatura especificada.

2) Consumo de electricidad anual de bombas, sistemas de control y válvulas eléctricas del sistema para las mismas condiciones que las especificadas para el rendimiento térmico, asumiendo un tiempo de operación de la bomba de captadores de 2000 h.

3) Si el sistema contiene dispositivos de protección contra heladas que causen consumo eléctrico, se hará constar la potencia eléctrica de estos dispositivos (en W) y sus

características (temperatura de arranque).

i) Cuando el sistema de protección contra heladas dependa de la electricidad y/o suministro de agua fría y/o el sistema haya sido llenado con agua de consumo, el requisito de no cortar nunca el suministro eléctrico y/o el suministro de agua fría, o que el sistema no sea drenado cuando haya alta radiación solar.

j) El hecho de que durante situaciones de alta radiación, agua de consumo puede ser drenada, si éste es el método usado para prevenir sobrecalentamientos.

k) Mínima temperatura hasta la cual el sistema puede soportar heladas.

l) Tipo de fluido de transferencia de calor.

m) En caso de sistemas con calentadores de emergencia, habrá de indicarse que dicho calentador deberá ser usado para propósitos de emergencia.

III.2.B *Documentación para sistemas solares a medida*

La documentación del sistema descrita a continuación deberá ser completa y entendible.

Para sistemas pequeños debería estar disponible la documentación técnica describiendo la clasificación propuesta por la Compañía, estando establecido el archivo de acuerdo con III.2.B.1. Deberá suministrarse una documentación de cada sistema de acuerdo con III.2.B.2.

Para sistemas grandes, deberá suministrarse una documentación completa del sistema de acuerdo con III.2.B.3.

III.2.B.1 Fichero de clasificación para sistemas pequeños

La documentación que describa la clasificación de los sistemas pequeños debería incluir:

a) Todas las configuraciones propuestas del sistema incluyendo los esquemas hidráulicos y de control y las especificaciones que permitan al usuario entender el modo de funcionamiento del sistema.

b) Lista de componentes a incluir dentro de las configuraciones del sistema, con referencias completas de dimensión y tipo. La identificación de los componentes de la lista deberá ser clara y sin ambigüedades.

c) Una lista de combinaciones propuestas de opciones dimensionales en cada una de las configuraciones del sistema.

d) Diagramas o tablas estableciendo el rendimiento del sistema bajo condiciones de referencia para cada combinación propuesta de opciones dimensionales en cada configuración del sistema. Las condiciones de referencia deberían estar completamente especificadas incluyendo supuestos hechos en cargas térmicas y datos climatológicos. Las cargas térmicas supuestas deberían de estar en el rango comprendido entre 0,5 y 1,5 veces la carga de diseño especificada por el fabricante.

III.2.B.2 Documentación para sistemas pequeños

Todos los componentes de cada sistema pequeño a medida deberán ir provistos con un conjunto de instrucciones de montaje y funcionamiento entendibles, así como

recomendaciones de servicio. Esta documentación deberá incluir todas las instrucciones necesarias para el montaje, instalación, operación y mantenimiento.

Los documentos deberán ser guardados en un lugar visible (preferentemente cerca del acumulador), protegidos del calor, agua y polvo.

III.2.B.3 Documentos para sistemas grandes

Cada sistema grande a medida deberá ir provisto con un conjunto de instrucciones de montaje y funcionamiento, así como recomendaciones de servicio. Esta documentación deberá incluir todas las instrucciones necesarias para el montaje, instalación, operación y mantenimiento, y todas las de arranque inicial y puesta en servicio.

Los documentos deberán ser guardados en un lugar visible (preferentemente cerca del acumulador), protegidos del calor, agua y polvo.

III.2.B.3.1 Documentos referentes a la puesta en servicio

La documentación debería incluir:

a) Todos los supuestos hechos en la carga (ofreciendo conjunto de valores en el intervalo ± 30 % sobre la carga media seleccionada).

b) Referencia completa de los datos climáticos usados.

c) Registro completo del método usado para el dimensionado del área de captadores, sistema(s) de almacenamiento e intercambiador de calor, incluyendo todas los supuestos (fracción solar deseada) y referencia completa a cualquier programa de simulación usado.

d) Registro completo de los procedimientos usados para el dimensionado hidráulico del circuito de captadores y sus componentes.

e) Registro completo de procedimientos usados para la predicción del rendimiento térmico del sistema, incluyendo referencia completa al programa de simulación usado.

III.2.B.3.2 Documentos de montaje e instalación

Los documentos deberán cumplir con los puntos a), e), f), g), h), j) y k) de III.2.A.2.

La descripción del montaje e instalación del sistema deberá dar lugar a una instalación correcta de acuerdo con los dibujos del sistema.

III.2.B.3.3 Documentos para el funcionamiento

La documentación deberá cumplir con los párrafos a), f) y g) de III.2.A.2. Los documentos deberán incluir también:

a) Esquemas hidráulicos y eléctricos del sistema.

b) Descripción del sistema de seguridad con referencia a la localización y ajustes de los componentes de seguridad.

NOTA: Se debería dar una guía para la comprobación del sistema antes de ponerlo en funcionamiento de nuevo después de haber descargado una o más válvulas de seguridad.

c) Acción a tomar en caso de fallo del sistema o peligro, como está especificado según normativa de seguridad.

d) Descripción del concepto y sistema de control incluyendo la localización de los componentes del control (sensores). Éstos deberían estar incluidos en el esquema hidráulico del sistema.

e) Instrucciones de mantenimiento, incluyendo arranque y parada del sistema.

f) Comprobación de función y rendimiento.

Anexo IV PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Cálculo de demandas energéticas

IV.1 Cálculo de demanda energética en instalaciones de calentamiento de piscinas

La demanda energética viene dada por las pérdidas térmicas en la pila de la piscina, calculándose de forma diferente si se trata de piscina cubierta o al aire libre.

Se seguirán las indicaciones relativas a la climatización de piscinas contenidas en la sección H4 del Código Técnico de la Edificación.

IV.1.A Cálculo en piscina cubierta

En piscinas cubiertas las pérdidas vienen dadas por:

- Las pérdidas por evaporación, que representan entre el 70 % y el 80 % de las pérdidas totales.
- Las pérdidas por radiación, que representan entre el 15 % y el 20 % de las pérdidas totales.
- Las pérdidas por conducción son despreciables.

Para el cálculo de las pérdidas energéticas en piscinas cubiertas, se utilizará la siguiente fórmula empírica:

$$P(KW) = (130 - 3 \cdot t_{ws} + 0{,}2 \cdot t_{ws}^2) \cdot (S_w/1000)$$

donde:

t_{WS} = Temperatura del agua (°C)

S_W = Superficie de la piscina (m^2)

IV.1.B Cálculo en piscina al aire libre

En piscinas al aire libre se tendrán en cuenta los distintos tipos de pérdida de energía:

- Por radiación del agua hacia la atmósfera, más acentuadas por la noche.
- Por evaporación del agua.
- Por convección, influidas por el viento.

- Por conducción, por las paredes de la piscina.
- Por arrastre y salpicaduras de agua.

Para el cálculo de las pérdidas energéticas en piscinas al aire libre, se utilizará la siguiente fórmula empírica:

$$P\ (\text{kW}) = [(28 + 20v)\ (t_{WS} - t_{BS})\ S_W]\ /1000$$

donde:

tWS = Temperatura del agua (°C)

tBS = Temperatura del aire (°C) v = Velocidad del viento (m/s)

S_W = Superficie de la piscina (m^2)

Las piscinas al aire libre se deberán ubicar preferentemente en lugares en los que la velocidad del viento sea despreciable o lo más baja posible.

IV.2 Cálculo de demanda energética en instalaciones de agua caliente sanitaria

La demanda energética en instalaciones de agua caliente sanitaria viene dada por el volumen de consumo diario y las temperaturas de preparación y de agua fría.

En instalaciones existentes para las que se disponga de datos de consumo medidos en años anteriores, se utilizarán estos datos previa justificación de los mismos. En instalaciones, nuevas o existentes, para las que se disponga de datos de consumo de instalaciones similares, podrá utilizarse éstos previa justificación (*).

En caso de no disponer de datos, se utilizarán para el diseño los consumos unitarios expresados en la tabla 3, en la que se ha considerado una temperatura de referencia de 60 °C.

Tabla 3

Criterio de consumo	*Litros/día*	
Viviendas unifamiliares	30	por persona
Viviendas multifamiliares	22	por persona
Hospitales y clínicas	55	por cama
Hoteles (4 estrellas)	70	por cama
Hoteles (3 estrellas)	55	por cama
Hoteles/Hostales (2 estrellas)	40	por cama
Campings	40	por emplazamiento
Hostales/Pensiones (1 estrella)	35	por cama
Residencias (ancianos, estudiantes, etc.)	55	por cama
Vestuarios/Duchas colectivas	15	por servicio
Escuelas	3	por alumno
Cuarteles	20	por persona
Fábricas y talleres	15	por persona
Oficinas	3	por persona
Gimnasios	20 a 25	por usuario
Lavanderías	3 a 5	por kilo de ropa
Restaurantes	5 a 10	por comida
Cafeterías	1	por almuerzo

En caso de tomar una temperatura de referencia distinta de 60°C (por ejemplo una temperatura cercana a la de consumo, en torno a los 45 °C), los valores expresados en la tabla 3 pueden ser fácilmente modificados sin más que multiplicarlos por el factor (60 – $t°_F$)/($t°$ – $t°_F$), siendo $t°$ la nueva temperatura de referencia escogida y $t°_F$ la temperatura del agua fría (temperatura de red) de la localidad.

(*) Es conveniente realizar tomas de datos de consumo de agua caliente, en el caso de que no los hubiera.

El cálculo del número de personas por vivienda deberá hacerse utilizando los valores mínimos siguientes:

Nº de dormitorios	*Nº de personas*
1	1,5
2	3
3	4
4	6
5	7
6	8
7	9
8	9
Más de 8	Igual que el número de dormitorios

Adicionalmente, se tendrán en cuenta las pérdidas de distribución/recirculación del agua a los puntos de consumo.

A efectos del cálculo de la carga de consumo, los valores orientativos de temperatura de agua fría se indican en la tabla 4. También se podrán tomar en consideración los indicados en la norma UNE 94002.

La utilización de otros datos de temperaturas de agua fría deberá ser justificada indicando la procedencia y proceso de obtención de los mismos.

Tabla 4. Temperatura mínima media del agua de la red general, en °C, obtenida a partir de medidas directas. Los datos han sido agrupados en seis perfiles característicos. (Fuente: CENSOLAR).

Nota: También se podrán tomar en consideración los valores indicados en la norma UNE 94002.

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
1	ÁLAVA	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
2	ALBACETE	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
3	ALICANTE	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
4	ALMERÍA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
5	ASTURIAS	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
6	ÁVILA	4	5	7	9	10	11	12	11	10	9	7	4	8,3
7	BADAJOZ	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
8	BALEARES	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
9	BARCELONA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
10	BURGOS	4	5	7	9	10	11	12	11	10	9	7	4	8,3
11	CÁCERES	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
12	CÁDIZ	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
13	CANTABRIA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
14	CASTELLÓN	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
15	CEUTA	8	9	10	12	13	13	14	13	13	12	11	8	11,3
16	CIUDAD REAL	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
17	CÓRDOBA	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
18	LA CORUÑA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
19	CUENCA	4	5	7	9	10	11	12	11	10	9	7	4	8,3
20	GERONA	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
21	GRANADA	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
22	GUADALAJARA	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
23	GUIPÚZCOA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
24	HUELVA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
25	HUESCA	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
26	JAÉN	8	9	11	13	14	15	17	16	14	13	11	7	12,3
27	LEÓN	4	5	7	9	10	11	12	11	10	9	7	4	8,3
28	LÉRIDA	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
29	LUGO	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
30	MADRID	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
31	MÁLAGA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
32	MELILLA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
33	MURCIA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
34	NAVARRA	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
35	ORENSE	5	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,2
36	PALENCIA	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
37	LAS PALMAS	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
38	PONTEVEDRA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
39	LA RIOJA	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
40	SALAMANCA	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
41	STA. C. DE TENERIFE	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
42	SEGOVIA	4	5	7	9	10	11	12	11	10	9	7	4	8,3
43	SEVILLA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
44	SORIA	4	5	7	9	10	11	12	11	10	9	7	4	8,3
45	TARRAGONA	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
46	TERUEL	4	5	7	9	10	11	12	11	10	9	7	4	8,3
47	TOLEDO	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
48	VALENCIA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
49	VALLADOLID	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
50	VIZCAYA	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
51	ZAMORA	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
52	ZARAGOZA	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3

Anexo V PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación

V.1 Introducción

El objeto de este Anexo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los captadores de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles.

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- Ángulo de inclinación, β, definido como el ángulo que forma la superficie de los captadores con el plano horizontal (figura 4). Su valor es 0° para captadores horizontales y 90° para verticales.
- Ángulo de azimut, *α*, definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del captador y el meridiano del lugar (figura 5). Valores típicos son 0° para captadores orientados al Sur, –90° para captadores orientados al Este y +90° para captadores orientados al Oeste.

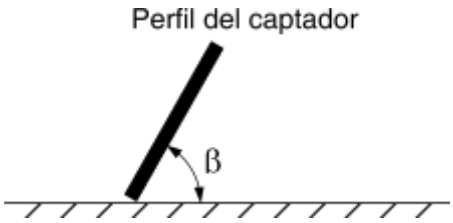


Fig. 4

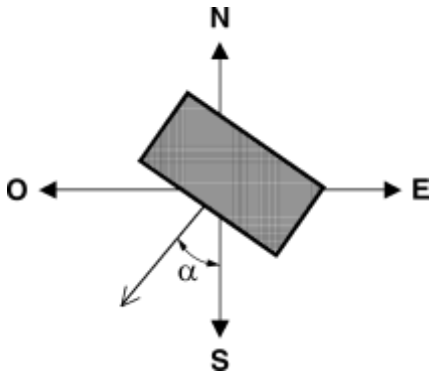


Fig. 5

V.2 Procedimiento

Habiendo determinado el ángulo de azimut del captador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecida. Para ello se utilizará la figura 6, válida para una la latitud (*N*) de 41°, de la siguiente forma:

- Conocido el azimut, determinamos en la figura 6 los límites para la inclinación en el caso *N* = 41°. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %, para superposición, del 20 % y para integración arquitectónica, del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.

  - Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud *N* = 41° y se corrigen de acuerdo con lo que se cita a continuación.

  Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41 °, de acuerdo a las siguientes fórmulas:

Inclinación máxima = inclinación (*N* = 41°) – (41° – latitud);

Inclinación mínima = inclinación (*N* = 41°) – (41° – latitud); siendo 0° su valor mínimo.

En casos cerca del límite y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1{,}2 \times 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 + 3{,}5 \times 10^{-5}\alpha^2] \text{ para } 15° < \beta < 90°$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1{,}2 \times 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2] \quad \text{para } \beta \leq 15°$$

[NOTA: α, β se expresan en grados]

V.3 Ejemplo de cálculo

Se trata de evaluar si las pérdidas por orientación e inclinación del captador están dentro de los límites permitidos para una instalación en un tejado orientado 15° hacia el Oeste (azimut = +15°) y con una inclinación de 40° respecto a la horizontal, para una localidad situada en el archipiélago Canario cuya latitud es de 29°.

Conocido el azimut, cuyo valor es +15°, determinamos en la figura 6 los límites para la inclinación para el caso de N = 41°. Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10 % (borde exterior de la región 90 % - 95 %), máximo para el caso general, con la recta de azimut nos proporcionan los valores (ver figura 7):

Inclinación máxima = 60° Inclinación mínima = 7°

Corregido para la latitud del lugar:

Inclinación máxima = 60° – (41° – 29°) = 48°.

Inclinación mínima = 7° – (41° – 29°) = – 5°, que está fuera de rango. En este caso, se adaptaría una inclinación mínima teórica de 0°.

Por tanto, esta instalación, de inclinación 40°, cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.

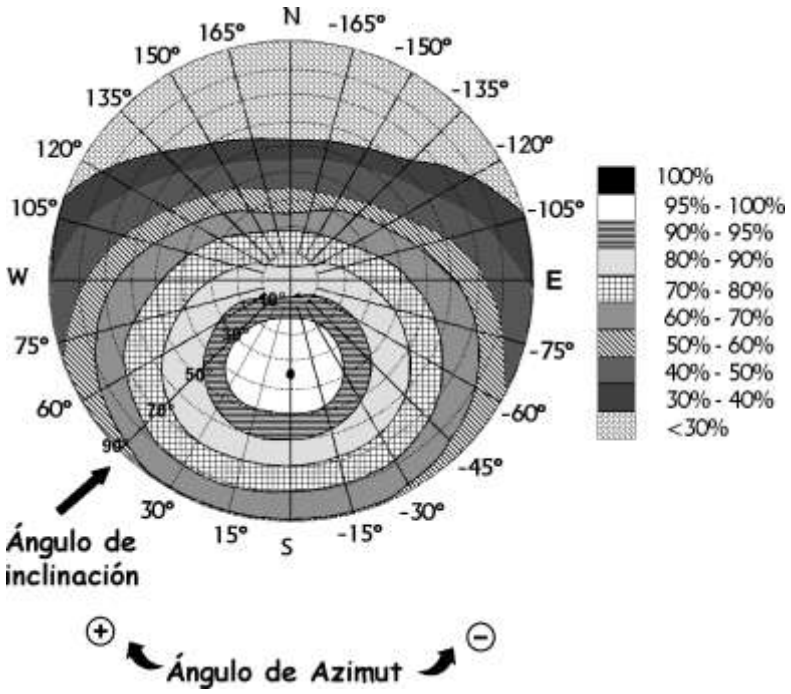


Fig. 6

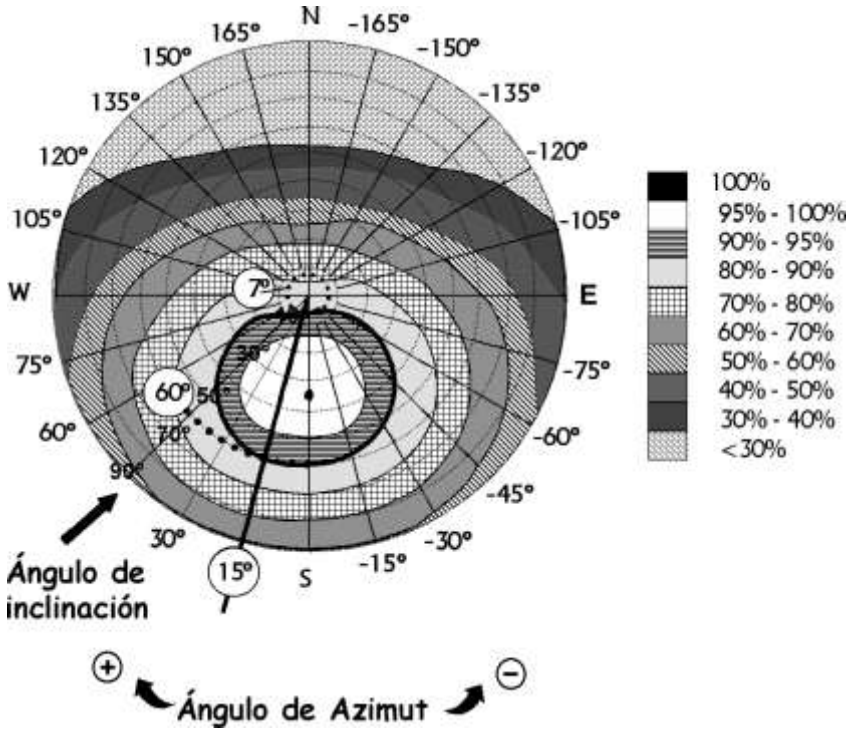


Fig. 7. Resolución del ejemplo.

Anexo VI PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Cálculo de pérdidas de radiación solar por sombras

VI.1 Introducción

El presente Anexo describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie, de no existir sombra alguna.

VI.2 Procedimiento

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias aparentes del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

VI.2.1 *Obtención del perfil de obstáculos*

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

VI.2.2 *Representación del perfil de obstáculos*

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 8, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,... D14).

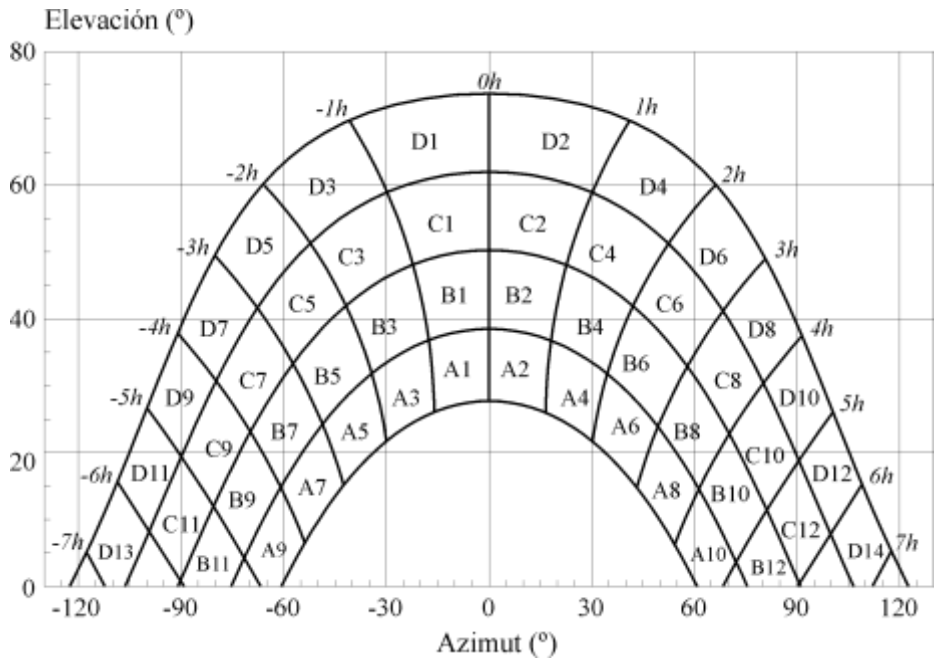


Fig. 8. Diagrama de trayectorias del Sol. (Nota: Los grados de ambas escalas son sexagesimales).

VI.2.3 Selección de la tabla de referencia para los cálculos

Cada una de las porciones de la figura 8 representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquélla que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en este anexo.

VI.2.4 Cálculo final

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25; 0,50; 0,75 ó 1.

El apartado VI.4 muestra un ejemplo concreto de utilización del método descrito.

VI.3 Tablas de referencia

Las tablas incluidas en esta sección se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación (β y α, respectivamente). Deberá escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie en estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente resultase interceptada por un obstáculo.

Tabla 5-A

$\beta = 35°$ $\alpha = 0°$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Tabla 5-B

$\beta = 0°$ $\alpha = 0°$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,18
11	0,00	0,01	0,18	1,05
9	0,05	0,32	0,70	2,23
7	0,52	0,77	1,32	3,56
5	1,11	1,26	1,85	4,66
3	1,75	1,60	2,20	5,44
1	2,10	1,81	2,40	5,78
2	2,11	1,80	2,30	5,73
4	1,75	1,61	2,00	5,19
6	1,09	1,26	1,65	4,37
8	0,51	0,82	1,11	3,28
10	0,05	0,33	0,57	1,98
12	0,00	0,02	0,15	0,96
14	0,00	0,00	0,00	0,17

Tabla 5-C

$\beta = 90°$ $\alpha = 0°$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,15
11	0,00	0,01	0,02	0,15
9	0,23	0,50	0,37	0,10
7	1,66	1,06	0,93	0,78
5	2,76	1,62	1,43	1,68
3	3,83	2,00	1,77	2,36
1	4,36	2,23	1,98	2,69
2	4,40	2,23	1,91	2,66
4	3,82	2,01	1,62	2,26
6	2,68	1,62	1,30	1,58
8	1,62	1,09	0,79	0,74
10	0,19	0,49	0,32	0,10
12	0,00	0,02	0,02	0,13
14	0,00	0,00	0,00	0,13

Tabla 5-D

$\beta = 35°$ $\alpha = 30°$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla 5-E

$\beta = 90°$ $\alpha = 30°$	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33
11	0,06	0,01	0,15	0,51
9	0,56	0,06	0,14	0,43
7	1,80	0,04	0,07	0,31
5	3,06	0,55	0,22	0,11
3	4,14	1,16	0,87	0,67
1	4,87	1,73	1,49	1,86
2	5,20	2,15	1,88	2,79
4	5,02	2,34	2,02	3,29
6	4,46	2,28	2,05	3,36
8	3,54	1,92	1,71	2,98
10	2,26	1,19	1,19	2,12
12	1,17	0,12	0,53	1,22
14	0,22	0,00	0,00	0,24

Tabla 5-F

$\beta = 35°$ $\alpha = 60°$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,14
11	0,00	0,00	0,08	0,16
9	0,02	0,04	0,04	0,02
7	0,02	0,13	0,31	1,02
5	0,64	0,68	0,97	2,39
3	1,55	1,24	1,59	3,70
1	2,35	1,74	2,12	4,73
2	2,85	2,05	2,38	5,40
4	2,86	2,14	2,37	5,53
6	2,24	2,00	2,27	5,25
8	1,51	1,61	1,81	4,49
10	0,23	0,94	1,20	3,18
12	0,00	0,09	0,52	1,96
14	0,00	0,00	0,00	0,55

Tabla 5-G

$\beta = 90°$ $\alpha = 60°$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,43
11	0,00	0,01	0,27	0,78
9	0,09	0,21	0,33	0,76
7	0,21	0,18	0,27	0,70
5	0,10	0,11	0,21	0,52
3	0,45	0,03	0,05	0,25
1	1,73	0,80	0,62	0,55
2	2,91	1,56	1,42	2,26
4	3,59	2,13	1,97	3,60
6	3,35	2,43	2,37	4,45
8	2,67	2,35	2,28	4,65
10	0,47	1,64	1,82	3,95
12	0,00	0,19	0,97	2,93
14	0,00	0,00	0,00	1,00

Tabla 5-H

$\beta = 35°$ $\alpha = -30°$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,34	1,28	1,73	3,79
5	2,17	1,79	2,21	4,70
3	2,90	2,05	2,43	5,20
1	3,12	2,13	2,47	5,20
2	2,88	1,96	2,19	4,77
4	2,22	1,60	1,73	3,91
6	1,27	1,11	1,25	2,84
8	0,52	0,57	0,65	1,64
10	0,02	0,10	0,15	0,50
12	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,00	0,00	0,00	0,08

Tabla 5-I

$\beta = 90°$ $\alpha = -30°$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,24
11	0,00	0,05	0,60	1,28
9	0,43	1,17	1,38	2,30
7	2,42	1,82	1,98	3,15
5	3,43	2,24	2,24	3,51
3	4,12	2,29	2,18	3,38
1	4,05	2,11	1,93	2,77
2	3,45	1,71	1,41	1,81
4	2,43	1,14	0,79	0,64
6	1,24	0,54	0,20	0,11
8	0,40	0,03	0,06	0,31
10	0,01	0,06	0,12	0,39
12	0,00	0,01	0,13	0,45
14	0,00	0,00	0,00	0,27

Tabla 5-J

$\beta = 35°$ $\alpha = -60°$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,56
11	0,00	0,04	0,60	2,09
9	0,27	0,91	1,42	3,49
7	1,51	1,51	2,10	4,76
5	2,25	1,95	2,48	5,48
3	2,80	2,08	2,56	5,68
1	2,78	2,01	2,43	5,34
2	2,32	1,70	2,00	4,59
4	1,52	1,22	1,42	3,46
6	0,62	0,67	0,85	2,20
8	0,02	0,14	0,26	0,92
10	0,02	0,04	0,03	0,02
12	0,00	0,01	0,07	0,14
14	0,00	0,00	0,00	0,12

Tabla 5-K

$\beta = 90°$ $\alpha = -60°$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	1,01
11	0,00	0,08	1,10	3,08
9	0,55	1,60	2,11	4,28
7	2,66	2,19	2,61	4,89
5	3,36	2,37	2,56	4,61
3	3,49	2,06	2,10	3,67
1	2,81	1,52	1,44	2,22
2	1,69	0,78	0,58	0,53
4	0,44	0,03	0,05	0,24
6	0,10	0,13	0,19	0,48
8	0,22	0,18	0,26	0,69
10	0,08	0,21	0,28	0,68
12	0,00	0,02	0,24	0,67
14	0,00	0,00	0,00	0,36

VI.4 Ejemplo

Superficie de estudio ubicada en Madrid, inclinada 30° y orientada 10° al Sudeste.

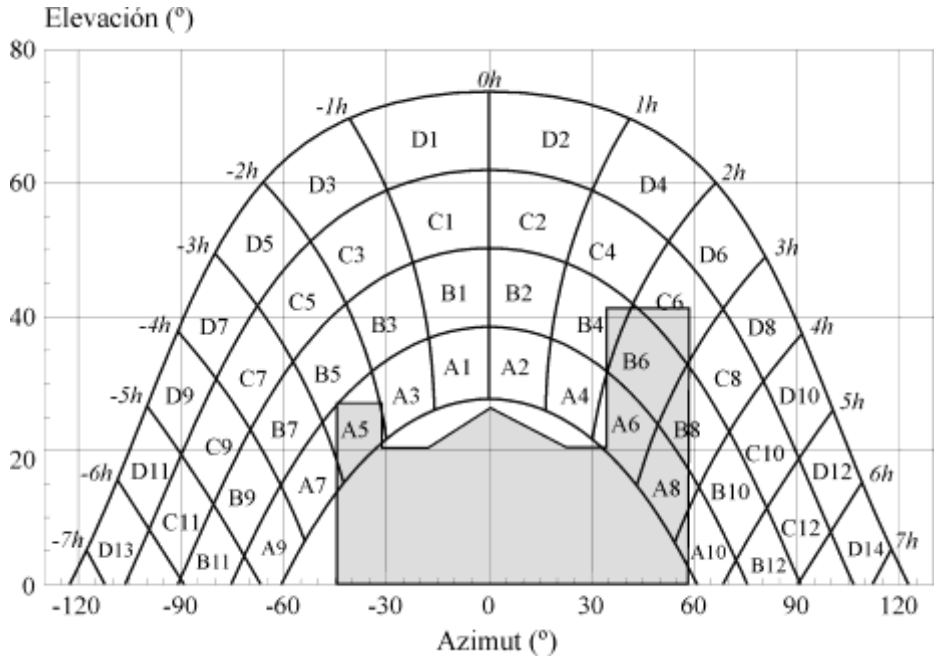


Fig. 9. Perfil de obstáculos.

Tabla 6. Tabla de referencia.

Tabla 6. Tabla de referencia.

$\beta = 35°$ $\alpha = 0°$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0.12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Cálculos:

Pérdidas por sombreado (% de irradiación global incidente anual) =

= 0,25 × B4 + 0,5 × A5 + 0,75 × A6 + B6 + 0,25 × C6 + A8 + 0,5 × B8 + 0,25 × A10 = 0,25 × 1,89 + 0,5 × 1,84 + 0,75 × 1,79 + 1,51 + 0,25 × 1,65 + 0,98 + 0,5 × 0,99 + 0,25 × 0,11 = 6,16 % ≈ **6 %**

VI.5 Distancia mínima entre filas de captadores

La distancia *d*, medida sobre la horizontal, entre una fila de captadores y un obstáculo de altura *h*, que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia *d* será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = h / \tan (61° - \text{latitud})$$

donde

1/ tan (61°– latitud) es un coeficiente adimensional denominado *k*.

Algunos valores significativos de *k* se pueden ver en la tabla 7 en función de la latitud del lugar.

Tabla 7

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
K	1,600	2,246	2,471	2,747	3,078	3,487

En la figura 10 se muestran gráficamente ejemplos de las magnitudes *h* y *d*.

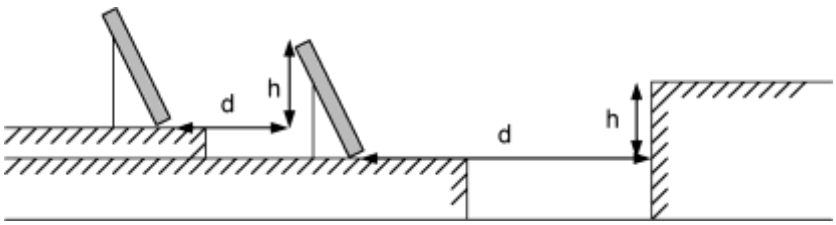


Fig. 10.

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando *h* a la diferencia de alturas

entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los captadores.

Anexo VII PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Componentes

VII.1 Generalidades

Los materiales de la instalación deben soportar las máximas temperaturas y presiones que puedan alcanzarse.

Todos los componentes y materiales cumplirán lo dispuesto en el Reglamento de Aparatos a Presión, que les sea de aplicación.

Cuando sea imprescindible utilizar en el mismo circuito materiales diferentes, especialmente cobre y acero, en ningún caso estarán en contacto, debiendo situar entre ambos juntas o manguitos dieléctricos.

En todos los casos es aconsejable prever la protección catódica del acero.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Para procesos industriales, el diseño, cálculo, montaje y características de los materiales deberán cumplir los requisitos establecidos por el proceso industrial.

Se debe tener particular precaución en la protección de equipos y materiales que pueden estar expuestos a agentes exteriores especialmente agresivos producidos por procesos industriales cercanos.

VII.2 Captadores solares

Si se utilizan captadores convencionales de absorbedor metálico, ha de tenerse en cuenta que el cobre solamente es admisible si el pH del fluido en contacto con él está comprendido entre 7,2 y 7,6. Absorbedores de hierro no son aptos en absoluto.

La pérdida de carga del captador para un caudal de 1 l/min por m^2 será inferior a 1 m c.a.

El captador llevará, preferentemente, un orificio de ventilación, de diámetro no inferior a 4 mm, situado en la parte inferior de forma que puedan eliminarse acumulaciones de agua en el captador. El orificio se realizará de manera que el agua pueda drenarse en su totalidad sin afectar al aislamiento.

Cuando se utilicen captadores con absorbedores de aluminio, obligatoriamente se utilizarán fluidos de trabajo con un tratamiento inhibidor de los iones de cobre y hierro.

VII.3 Acumuladores

Cuando el acumulador lleve incorporada una superficie de intercambio térmico entre el fluido primario y el agua sanitaria, en forma de serpentín o camisa de doble envolvente, se denominará interacumulador.

Cuando el intercambiador esté incorporado al acumulador, la placa de identificación indicará además, los siguientes datos:

Superficie de intercambio térmico en m^2.

- Presión máxima de trabajo del circuito primario.

Cada acumulador vendrá equipado de fábrica de los necesarios manguitos de acoplamiento, soldados antes del tratamiento de protección, para las siguientes funciones:

- Manguitos roscados para la entrada de agua fría y la salida de agua caliente.
- Registro embridado para inspección del interior del acumulador y eventual acoplamiento del serpentín.
- Manguitos roscados para la entrada y salida del fluido primario.
- Manguitos roscados para accesorios como termómetro y termostato.
- Manguito para el vaciado.

Los acumuladores vendrán equipados de fábrica con las bocas necesarias soldadas antes de efectuar el tratamiento de protección interior.

El acumulador estará enteramente recubierto con material aislante, y es recomendable disponer una protección mecánica en chapa pintada al horno, PRFV, o lámina de material plástico.

Todos los acumuladores irán equipados con la protección catódica o anticorrosiva establecida por el fabricante para garantizar su durabilidad.

Todos los acumuladores se protegerán, como mínimo, con los dispositivos indicados en el punto 5 de la Instrucción Técnica Complementaria MIE-AP-11 del Reglamento de Aparatos a Presión (Orden 11764 de 31 de mayo de 1985 - BOE número 148 de 21 de junio de 1985).

La utilización de acumuladores de hormigón requerirá la presentación de un proyecto firmado por un técnico competente.

Al objeto de estas especificaciones, podrán utilizarse acumuladores de las características y tratamiento descritos a continuación:

- Acumuladores de acero vitrificado.
- Acumuladores de acero con tratamiento epoxíco.
- Acumuladores de acero inoxidable, adecuados al tipo de agua y temperatura de trabajo.
- Acumuladores de cobre.
- Acumuladores no metálicos que soporten la temperatura máxima del circuito, cumplan las normas UNE que le sean de aplicación y esté autorizada su utilización por las Compañías de suministro de agua potable.
- Acumuladores de acero negro (sólo en circuitos cerrados, sin agua de consumo)

VII.4 Intercambiadores de calor

Se indicará el fabricante y modelo del intercambiador de calor, así como datos de sus características de actuación medidos por el propio fabricante o por un laboratorio acreditado.

El intercambiador seleccionado resistirá la presión máxima de trabajo de la instalación. En particular se prestará especial atención a los intercambiadores que, como en el caso de los depósitos de doble pared, presentan grandes superficies expuestas por un lado a la presión y por otro, a la atmósfera, o bien, a fluidos a mayor presión.

En ningún caso se utilizarán interacumuladores con envolvente que dificulten la convección natural en el interior del acumulador.

Los materiales del intercambiador de calor resistirán la temperatura máxima de trabajo del circuito primario y serán compatibles con el fluido de trabajo.

Los intercambiadores de calor utilizados en circuitos de agua sanitaria serán de acero inoxidable o cobre.

El diseño del intercambiador de calor permitirá su limpieza utilizando productos líquidos.

El fabricante del intercambiador de calor garantizará un factor de ensuciamiento menor al permitido en los Criterios de Dimensionado y Cálculo de Instalaciones de Energía Solar Térmica.

Los tubos de los intercambiadores de calor tipo serpentín sumergido en el depósito tendrán diámetros interiores inferiores o iguales a una pulgada, para instalaciones por circulación forzada. En instalaciones por termosifón, tendrán un diámetro mínimo de una pulgada.

Cualquier intercambiador de calor existente entre el circuito de captadores y el sistema de suministro al consumo no debería reducir la eficiencia del captador debido a un incremento en la temperatura de funcionamiento de captadores en más de lo que los siguientes criterios especifican:

- Cuando la ganancia solar del captador haya llegado al valor máximo posible, la reducción de la eficiencia del captador debido al intercambiador de calor no debería exceder el 10 % (en valor absoluto).
- Si se instala más de un intercambiador de calor, también este valor debería de no ser excedido por la suma de las reducciones debidas a cada intercambiador. El criterio se aplica también si existe en el sistema un intercambiador de calor en la parte de consumo.
- Si en una instalación a medida sólo se usa un intercambiador entre el circuito de captadores y el acumulador, la transferencia de calor del intercambiador de calor por unidad de área de captador no debería ser menor de 40 $W/(K \cdot m^2)$.

Se recomienda dimensionar el intercambiador de calor, en función de la aplicación, con las condiciones expresadas en la tabla 8.

Tabla 8

Aplicación	*Temperatura entrada primario*	*Temperatura salida secundario*	*Temperatura entrada secundario*
Piscinas	***50 °C***	***28 °C***	***24 °C***
Agua caliente sanitaria	***60 °C***	***50 °C***	***45 °C***
Calefacción a baja temperatura	***60 °C***	***50 °C***	***45 °C***
Refrigeración/Calefacción	***105 °C***	***90 °C***	***75 °C***

La pérdida de carga de diseño en el intercambiador de calor no será superior a 3 m c.a., tanto en el circuito primario como en el secundario.

El factor de ensuciamiento del intercambiador de calor no será inferior al especificado en la tabla 9 para cada tipo de agua utilizada como fluido de trabajo.

Tabla 9

Circuitos de consumo	*$m^2 \cdot K/W$*
Agua blanda y limpia	***0,0006***
Agua dura	***0,0012***
Agua muy dura y/o sucia	***0,0018***
Circuitos cerrados	***0,0008***

VII.5 Bombas de circulación

Las bombas podrán ser del tipo en línea, de rotor seco o húmedo, o de bancada. Siempre que sea posible se utilizarán bombas tipo circuladores en línea.

En circuitos de agua caliente para usos sanitarios, los materiales de la bomba serán resistentes a la corrosión.

Los materiales de la bomba del circuito primario serán compatibles con las mezclas anticongelantes y en general con el fluido de trabajo utilizado.

Las bombas serán resistentes a las averías producidas por efecto de las incrustaciones calizas. Las bombas serán resistentes a la presión máxima del circuito.

La bomba se seleccionará de forma que el caudal y la pérdida de carga de diseño se encuentren dentro de la zona de rendimiento óptimo especificado por el fabricante.

Cuando todas las conexiones son en paralelo, el caudal nominal será el igual al caudal unitario de diseño multiplicado por la superficie total de captadores conectados en paralelo.

La presión de la bomba deberá compensar todas las pérdidas de carga del circuito correspondiente.

La potencia eléctrica parásita para la bomba no debería exceder los valores dados en tabla 10.

Tabla 10

Sistema	*Potencia eléctrica de la bomba*
Sistemas pequeños	50 W o 2 % de la mayor potencia calorífica que pueda suministrar el grupo de captadores
Sistemas grandes	1 % de la mayor potencia calorífica que pueda suministrar el grupo de captadores

La potencia máxima de la bomba especificada anteriormente excluye la potencia de las bombas de los sistemas de drenaje con recuperación, que sólo es necesaria para rellenar el sistema después de un drenaje.

La bomba permitirá efectuar de forma simple la operación de desaireación o purga.

VII.6 Tuberías

En las tuberías del circuito primario podrán utilizarse como materiales el cobre y el acero inoxidable, con uniones roscadas, soldadas o embridadas.

En el circuito secundario o de servicio de agua caliente sanitaria podrá utilizarse cobre y acero inoxidable. Además, podrán utilizarse materiales plásticos que soporten la temperatura máxima del circuito, cumplan las normas UNE que le sean de aplicación y esté autorizada su utilización por las Compañías de suministro de agua potable.

Las tuberías de cobre serán tubos estirados en frío y uniones por capilaridad (UNE 37153). No se utilizarán tuberías de acero negro para circuitos de agua sanitaria.

Cuando se utilice aluminio en tuberías o accesorios, la velocidad del fluido será inferior a 1,5 m/s y su pH estará comprendido entre 5 y 7. No se permitirá el uso de aluminio en sistemas abiertos o sistemas sin protección catódica.

Cuando se utilice acero en tuberías o accesorios, la velocidad del fluido será inferior a 3 m/s en sistemas cerrados y el pH del fluido de trabajo estará comprendido entre 5 y 9.

El diámetro de las tuberías se seleccionará de forma que la velocidad de circulación del fluido sea inferior a 2 m/s cuando la tubería discurra por locales habitados y a 3 m/s cuando el trazado sea al exterior o por locales no habitados.

El dimensionado de las tuberías se realizará de forma que la pérdida de carga unitaria en tuberías nunca sea superior a 40 mm de columna de agua por metro lineal.

Las pérdidas térmicas globales del conjunto de conducciones no superarán el 4% de la potencia máxima que transporten.

Para calentamiento de piscinas se recomienda que las tuberías sean de PVC y de gran diámetro, a fin de conseguir un buen caudal con la menor pérdida de carga posible, no necesitando éstas, en la mayoría de los casos, ningún tipo especial de aislamiento térmico.

Todas las redes de tuberías deben diseñarse de tal manera que puedan vaciarse de forma parcial y total, a través de un elemento que tenga un diámetro nominal mínimo de 20 mm.

VII.7 Válvulas

La elección de las válvulas se realizará de acuerdo con la función que desempeñan y las condiciones extremas de funcionamiento (presión y temperatura), siguiendo preferentemente los criterios que a continuación se citan:

- Para aislamiento: válvulas de esfera.
- Para equilibrado de circuitos: válvulas de asiento.
- Para vaciado: válvulas de esfera o de macho.
- Para llenado: válvulas de esfera.
- Para purga de aire: válvulas de esfera o de macho.
- Para seguridad: válvulas de resorte.
- Para retención: válvulas de disco de doble compuerta, o de clapeta o especiales para sistemas por termosifón.

A los efectos de este PCT, no se permitirá la utilización de válvulas de compuerta.

El acabado de las superficies de asiento y obturador debe asegurar la estanqueidad al cierre de las válvulas, para las condiciones de servicio especificadas.

El volante y la palanca deben ser de dimensiones suficientes para asegurar el cierre y la apertura de forma manual con la aplicación de una fuerza razonable, sin la ayuda de medios auxiliares. El órgano de mando no deberá interferir con el aislamiento térmico de la tubería y del cuerpo de válvula.

Las superficies del asiento y del obturador deben ser recambiables. La empaquetadura debe ser recambiable en servicio, con válvula abierta a tope, sin necesidad de desmontarla.

Las válvulas roscadas y las de mariposa serán de diseño tal que, cuando estén correctamente acopladas a las tuberías, no tengan lugar interferencias entre la tubería y el obturador.

En el cuerpo de la válvula irán troquelados la presión nominal PN, expresada en bar o kp/cm^2, y el diámetro nominal DN, expresado en mm o pulgadas, al menos cuando el diámetro sea igual o superior a 25 mm.

La presión nominal mínima de todo tipo de válvulas y accesorios deberá ser igual o superior a 4 kp/cm^2.

Los diámetros libres en los asientos de las válvulas tienen que ser correspondientes con los diámetros nominales de las mismas, y en ningún caso inferiores a 12 mm.

Las válvulas de seguridad, por su importante función, deben ser capaces de derivar la potencia máxima del captador o grupo de captadores, incluso en forma de vapor, de manera que en ningún caso se sobrepase la máxima presión de trabajo del captador o del sistema.

Las válvulas de retención se situarán en la tubería de impulsión de la bomba, entre la boca y el manguito antivibratorio, y en cualquier caso, aguas arriba de la válvula de interceptación.

Los purgadores automáticos de aire se construirán con los siguientes materiales:

- Cuerpo y tapa de fundición de hierro o latón.
- Mecanismo de acero inoxidable.
- Flotador y asiento de acero inoxidable.
- Obturador de goma sintética.

Los purgadores automáticos resistirán la temperatura máxima de trabajo del circuito.

VII.8 Vasos de expansión

a) Vasos de expansión abiertos

Los vasos de expansión abiertos cumplirán los siguientes requisitos:

Los vasos de expansión abiertos se construirán soldados o remachados, en todas sus juntas, y reforzados para evitar deformaciones, cuando su volumen lo exija.

El material y tratamiento del vaso de expansión será capaz de resistir la temperatura máxima de trabajo.

El volumen útil del vaso de expansión abierto se determinará de forma que sea capaz de absorber la expansión completa del fluido de trabajo entre las temperaturas extremas de funcionamiento.

El nivel mínimo libre de agua de los vasos de expansión abiertos se situará a una altura mínima de 2,5 metros sobre el punto más alto de la instalación.

Los vasos de expansión abiertos tendrán una salida de rebosamiento.

Los vasos de expansión abiertos, cuando se utilicen como sistemas de llenado o de rellenado, dispondrán de una línea de alimentación automática, mediante sistemas tipo flotador o similar.

La salida de rebosamiento se situará de forma que el incremento del volumen de agua antes del rebose sea igual o mayor que un tercio del volumen del depósito. Al mismo tiempo, permitirá que, con agua fría, el nivel sea tal que al incrementar la temperatura de agua en el sistema a la temperatura máxima de trabajo, no se produzca derrame de la misma.

En ningún caso la diferencia de alturas entre el nivel de agua fría en el depósito y el rebosadero será inferior a 3 cm.

El diámetro del rebosadero será igual o mayor al diámetro de la tubería de llenado. En todo caso, el dimensionado del diámetro del rebosadero asegurará que, con válvulas de flotador totalmente abiertas y una presión de red de 4 kp/cm^2, no se produzca derramamiento de agua.

La capacidad de aforo de la válvula de flotación, cuando se utilice como sistema de llenado, no será inferior a 5 l/min. En todo caso, el diámetro de la tubería de llenado no será inferior a ½ pulgada o 15 mm.

El flotador del sistema de llenado resistirá, sin deterioro, la temperatura máxima de trabajo durante 48 horas.

b) Vasos de expansión cerrados

La tubería de conexión del vaso de expansión no se aislará térmicamente y tendrá volumen suficiente para enfriar el fluido antes de alcanzar el vaso.

Los datos que sirven de base para la selección del vaso son los siguientes:

- Volumen total de agua en la instalación, en litros.
- Temperatura mínima de funcionamiento, para la cual se asumirá el valor de 4 °C, a la que corresponde la máxima densidad.
- Temperatura máxima que pueda alcanzar el agua durante el funcionamiento de la instalación.
- Presiones mínima y máxima de servicio, en bar, cuando se trate de vasos cerrados.
- Volumen de expansión calculado, en litros.

Los cálculos darán como resultado final el volumen total del vaso y la presión nominal PN, que son los datos que definen sus características de funcionamiento. Los

vasos de expansión cerrados cumplirán con el Reglamento de Recipientes a Presión y estarán debidamente timbrados.

La temperatura extrema del circuito primario será, como mínimo, la temperatura de estancamiento del captador.

El volumen de dilatación será, como mínimo, igual al 4,3 % del volumen total de fluido en el circuito primario.

Los vasos de expansión cerrados se dimensionarán de forma que la presión mínima en frío en el punto más alto del circuito no sea inferior a 1,5 kp/cm^2 y la presión máxima en caliente en cualquier punto del circuito no supere la presión máxima de trabajo de los componentes.

El dispositivo de expansión cerrado del circuito de captadores deberá estar dimensionado de tal forma que, incluso después de una interrupción del suministro de potencia a la bomba de circulación del circuito de captadores justo cuando la radiación solar sea máxima, se pueda restablecer la operación automáticamente cuando la potencia esté disponible de nuevo.

Cuando el medio de transferencia de calor pueda evaporarse bajo condiciones de estancamiento, hay que realizar un dimensionado especial del volumen de expansión: Además de dimensionarlo como es usual en sistemas de calefacción cerrados (la expansión del medio de transferencia de calor completo), el depósito de expansión deberá ser capaz de compensar el volumen del medio de transferencia de calor en todo el grupo de captadores completo, incluyendo todas las tuberías de conexión entre captadores, más un 10%.

VII.9 Aislamientos

El espesor mínimo del aislamiento de acumuladores será el que corresponda a las tuberías de más de 140 mm de diámetro.

El espesor del aislamiento del cambiador de calor no será inferior a 30 mm.

Los espesores de aislamiento (expresados en mm) de tuberías y accesorios situados al interior no serán inferiores a los valores de la tabla 11.

Tabla 11

Fluido interior caliente			
Diámetro exterior (mm) (*)	Temperatura del fluido (°C) (**)		
	40 a 60	61 a 100	101 a 180
$D \leq 35$	25	25	30
$35 < D \leq 60$	30	30	40
$60 < D \leq 90$	30	30	40
$90 < D \leq 140$	30	40	50
$140 < D$	35	40	50

(*) Diámetro exterior de la tubería sin aislar. (**) Se escoge la temperatura máxima de red.

Para tuberías y accesorios situados al exterior, los valores de la tabla 11 se incrementarán en 10 mm como mínimo.

Para materiales con conductividad térmica 8, en W/(m·K), distinta de 0,04, el espesor mínimo *e* (en mm) que debe usarse se determinará, en función del espesor de referencia e_{ref} (en mm) de la tabla 11, aplicando las siguientes fórmulas:

- Aislamiento de superficies planas:

$$e = e_{ref} \cdot \frac{\lambda}{\lambda_{ref}}$$

- Aislamiento de superficies cilíndricas:

$$e = \frac{D_1}{2}\left[\exp\left(\frac{\lambda}{\lambda_{ref}} \cdot ln\frac{D_1 + 2e_{ref}}{D_1}\right) - 1\right]$$

donde

-e es el espesor del aislamiento buscado

-e_{ref} es el espesor de referencia

-D_i es el diámetro interior de la sección circular

-"exp" es la función exponencial (e^X)

-λ y λ_{ref} son las conductividades térmicas respectivas. $_{ref}$ tiene como valor 0,04.

El valor de la conductividad térmica a introducir en las fórmulas anteriores debe considerarse a la temperatura media de servicio de la masa del aislamiento.

El material aislante se sujetará con medios adecuados, de forma que no pueda desprenderse de las tuberías o accesorios.

Cuando el material aislante de tubería y accesorios sea de fibra de vidrio, deberá cubrirse con una protección no inferior a la proporcionada por un recubrimiento de venda y escayola. En los tramos que discurran por el exterior será terminada con pintura asfáltica u otra protección de características equivalentes.

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.

Para la protección del material aislante situado en intemperie se podrá utilizar una cubierta o revestimiento de escayola protegido con pinturas asfálticas, poliésteres reforzados con fibra de vidrio o chapa de aluminio. En el caso de depósitos o cambiadores de calor situados en intemperie, podrán utilizarse forros de telas plásticas.

Si se utiliza manta térmica para evitar pérdidas nocturnas en piscinas, se tendrá en cuenta la posibilidad de que proliferen microorganismos en ella, por lo que se deberá limpiar periódicamente.

VII.10 Purga de aire

En general, el trazado del circuito evitará los caminos tortuosos, para favorecer el desplaza- miento del aire atrapado hacia los puntos altos.

Los trazados horizontales de tubería tendrán siempre una pendiente mínima del 1 % en el sentido de circulación.

Si el sistema está equipado con líneas de purga, deberán ser colocadas de tal forma que no se puedan helar y no se pueda acumular agua en las líneas. Los orificios de descarga deberán estar dispuestos de tal forma que el vapor o el medio de transferencia

de calor que salga por las válvulas de seguridad no cause ningún riesgo a las personas, materiales o medio ambiente.

Se evitará el uso de purgadores automáticos cuando se prevea la formación de vapor en el circuito. Los purgadores automáticos deberán soportar, al menos, la temperatura de estancamiento del captador, y en cualquier caso hasta 130 °C.

En el trazado del circuito deberá evitarse, en lo posible, los sifones invertidos, pero cuando se utilicen, se situarán sistemas similares a los descritos en párrafos anteriores en el punto más desfavorable del sifón.

VII.11 Sistema de llenado

Los sistemas con vaso de expansión abierto podrán utilizarlo como sistema de llenado.

Los circuitos con vaso de expansión cerrado deben incorporar un sistema de llenado manual o automático que permita llenar el circuito y mantenerlo presurizado. En general es recomendable la adopción de un sistema de llenado automático con la inclusión de un depósito de recarga u otro dispositivo, de forma que nunca se utilice un fluido para el circuito primario cuyas características incumplan este Pliego de Condiciones Técnicas. Será obligatorio cuando exista riesgo de heladas o cuando la fuente habitual de suministro de agua incumpla las condiciones de pH y pureza requeridas en el apartado "*Requisitos generales*" del presente PCT.

En cualquier caso, nunca podrá rellenarse el circuito primario con agua de red si sus características pueden dar lugar a incrustaciones, deposiciones o ataques en el circuito, o si este circuito necesita anticongelante por riesgo de heladas o cualquier otro aditivo para su correcto funcionamiento.

Las instalaciones que requieran anticongelante deben incluir un sistema que permita el relleno manual del mismo.

Para disminuir los riesgos de fallos se evitarán los aportes incontrolados de agua de reposición a los circuitos cerrados y la entrada de aire que pueda aumentar los riesgos de corrosión originados por el oxígeno del aire. Es aconsejable no usar válvulas de llenado automáticas.

VII.12 Sistema eléctrico y de control

El sistema eléctrico y de control cumplirá con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) en todos aquellos puntos que sean de aplicación. Los cuadros serán diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se construirán de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

El usuario estará protegido contra posibles contactos directos e indirectos.

El sistema de control incluirá señalizaciones luminosas de la alimentación del sistema del funcionamiento de bombas.

El rango de temperatura ambiente de funcionamiento del sistema de control estará, como mínimo, entre –10 °C y 50 °C.

El tiempo mínimo entre fallos especificados por el fabricante del sistema de control diferencial no será inferior a 7000 horas.

Los sensores de temperaturas soportarán las máximas temperaturas previstas en el lugar en que se ubiquen. Deberán soportar sin alteraciones de más de 1 °C, las siguientes temperaturas en función de la aplicación:

- A.C.S. y calefacción por suelo radiante y “fan-coil”: 100 °C
- Refrigeración/calefacción: 140 °C
- Usos industriales: en función de la temperatura de uso

La localización e instalación de los sensores de temperatura deberá asegurar un buen contacto térmico con la parte en la cual hay que medir la misma. Para conseguirlo en el caso de las de inmersión, se instalarán en contracorriente con el fluido. Los sensores de temperatura deberán estar aislados contra la influencia de las condiciones ambientales que le rodean.

La ubicación de las sondas ha de realizarse de forma que éstas midan exactamente las temperaturas que se desean controlar, instalándose los sensores en el interior de vainas y evitándose las tuberías separadas de la salida de los captadores y las zonas de estancamiento en los depósitos. No se permite el uso permanente de termómetros o sondas de contacto.

Preferentemente, las sondas serán de inmersión. Se tendrá especial cuidado en asegurar una adecuada unión entre las sondas de contactos y la superficie metálica.

VII.13 Sistema de monitorización

El sistema de monitorización realizará la adquisición de datos, al menos con la siguiente frecuencia:

- Toma de medidas o estados de funcionamiento: cada minuto
- Cálculo de medias de valores y registro: cada 10 minutos
- Tiempo de almacenamiento de datos registrados: mínimo 1 año

Las variables analógicas que deben ser medidas por el sistema de monitorización serán seis como mínimo, y entre las cuales deberán estar las cuatro siguientes:

- Temperatura de entrada de agua fría
- Temperatura de suministro de agua caliente solar
- Temperatura de suministro de agua caliente a consumo
- Caudal de agua de consumo

El sistema de monitorización registrará, con la misma frecuencia, el estado de funcionamiento de las bombas de circulación de primario y secundario, la actuación de las limitaciones por máxima o mínima y el funcionamiento del sistema de energía auxiliar.

Opcionalmente, el sistema de monitorización medirá, además, las siguientes variables:

- Temperatura de entrada a captadores
- Temperatura de salida de captadores
- Temperatura de entrada secundario
- Temperatura de salida secundario
- Radiación global sobre plano de captadores
- Temperatura ambiente exterior
- Presión de agua en circuito primario
- Temperatura fría del acumulador
- Temperatura caliente del acumulador
- Temperaturas de salidas de varios grupos de captadores
- Variables que permitan el conocimiento del consumo energético del sistema auxiliar El tratamiento de los datos medidos proporcionará, al menos, los siguientes resultados:
- Temperatura media de suministro de agua caliente a consumo

- Temperatura media de suministro de agua caliente solar
- Demanda de energía térmica diaria
- Energía solar térmica aportada
- Energía auxiliar consumida
- Fracción solar media
- Consumos propios de la instalación (bombas, controles, etc.)

Con los datos registrados se procederá al análisis de resultados y evaluación de las prestaciones diarias de la instalación. Estos datos quedarán archivados en un registro histórico de prestaciones.

VII.14 Equipos de medida

Medida de temperatura

Las medidas de temperatura se realizarán mediante sensores de temperatura.

La medida de la diferencia de temperatura entre dos puntos del fluido de trabajo se realizará mediante los citados sensores de temperatura, debidamente conectados, para obtener de forma directa la lectura diferencial.

En lo referente a la colocación de las sondas, han de ser de inmersión y estar situadas a una distancia máxima de 5 cm del fluido cuya temperatura se pretende medir. Las vainas destinadas a alojar las sondas de temperatura, deben introducirse en las tuberías siempre en contracorriente y en un lugar donde se creen turbulencias.

Como mínimo, han de instalarse termómetros en las conducciones de impulsión y retorno, así como a la entrada y a la salida de los intercambiadores de calor.

Medida de caudal

La medida de caudales de líquidos se realizará mediante turbinas, medidores de flujo magnéticos, medidores de flujo de desplazamiento positivo, o procedimientos gravimétricos o de cualquier otro tipo, de forma que la precisión sea igual o superior a ±3 % en todos los casos.

Cuando exista un sistema de regulación exterior, éste estará precintado y protegido contra intervenciones fraudulentas.

Se suministrarán los siguientes datos dentro de la Memoria de Diseño o Proyecto, que deberán ser facilitados por el fabricante:

- Calibre del contador
- Temperatura máxima del fluido
- Caudales:
  - en servicio continuo
  - máximo (durante algunos minutos)
  - mínimo (con precisión mínima del 5 %)
  - de arranque
- Indicación mínima de la esfera
- Capacidad máxima de totalización
- Presión máxima de trabajo
- Dimensiones

- Diámetro y tipo de las conexiones
- Pérdida de carga en función del caudal

Cuando exista, el medidor se ubicará en la entrada de agua fría del acumulador solar.

Medida de energía

Los contadores de energía térmica estarán constituidos por los siguientes elementos:

- Contador de caudal de agua, descrito anteriormente.
- Dos sondas de temperatura.
- Microprocesador electrónico, montado en la parte superior del contador o separado.

En función de la ubicación de las dos sondas de temperatura, se medirá la energía aportada por la instalación solar o por el sistema auxiliar. En el primer caso, una sonda de temperatura se situará en la entrada del agua fría del acumulador solar y otra en la salida del agua caliente del mismo.

Para medir el aporte de energía auxiliar, las sondas de temperatura se situarán en la entrada y salida del sistema auxiliar.

El microprocesador podrá estar alimentado por la red eléctrica o mediante pilas, con una duración de servicio mínima de 3 años.

El microprocesador multiplicará la diferencia de ambas temperaturas por el caudal instantáneo de agua y su peso específico. La integración en el tiempo de estas cantidades proporcionará la cantidad de energía aportada.

Medida de presión

Las medidas de presión en circuitos de líquidos se harán con manómetros equipados con dispositivos de amortiguación de las oscilaciones de la aguja indicadora.

El equipamiento mínimo de aparatos de medición será el siguiente:

- Vasos de expansión: un manómetro.
- Bombas: un manómetro para la lectura de la diferencia de presión entre aspiración y descarga de cada bomba.
- Intercambiadores de calor: manómetros a la entrada y a la salida.

Anexo VIII PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Condiciones de montaje

VIII.1 Generalidades

La instalación se construirá en su totalidad utilizando materiales y procedimientos de ejecución que garanticen las exigencias del servicio, durabilidad, salubridad y mantenimiento.

Se tendrán en cuenta las especificaciones dadas por los fabricantes de cada uno de los componentes.

A efectos de las especificaciones de montaje de la instalación, éstas se complementarán con la aplicación de las reglamentaciones vigentes que tengan competencia en cada caso.

Es responsabilidad del suministrador comprobar que el edificio reúne las condiciones necesarias para soportar la instalación, indicándolo expresamente en la documentación.

Es responsabilidad del suministrador el comprobar la calidad de los materiales y agua utilizados, cuidando que se ajusten a lo especificado en estas normas, y el evitar el uso de materiales incompatibles entre sí.

El suministrador será responsable de la vigilancia de sus materiales durante el almacenaje y el montaje, hasta la recepción provisional.

Las aperturas de conexión de todos los aparatos y máquinas deberán estar convenientemente protegidas durante el transporte, el almacenamiento y el montaje, hasta tanto no se proceda a su unión, por medio de elementos de taponamiento de forma y resistencia adecuada para evitar la entrada de cuerpos extraños y suciedades dentro del aparato.

Especial cuidado se tendrá con materiales frágiles y delicados, como luminarias, mecanismos, equipos de medida, etc., que deberán quedar debidamente protegidos.

Durante el montaje, el suministrador deberá evacuar de la obra todos los materiales sobrantes de trabajos efectuados con anterioridad, en particular de retales de conducciones y cables.

Asimismo, al final de la obra, deberá limpiar perfectamente todos los equipos (captadores, acumuladores, etc.), cuadros eléctricos, instrumentos de medida, etc. de cualquier tipo de suciedad, dejándolos en perfecto estado.

Antes de su colocación, todas las canalizaciones deberán reconocerse y limpiarse de cualquier cuerpo extraño, como rebabas, óxidos, suciedades, etc.

La alineación de las canalizaciones en uniones y cambios de dirección se realizará con los correspondientes accesorios y/o cajas, centrando los ejes de las canalizaciones con los de las piezas especiales, sin tener que recurrir a forzar la canalización.

En las partes dañadas por roces en los equipos, producidos durante el traslado o el montaje, el suministrador aplicará pintura rica en zinc u otro material equivalente.

La instalación de los equipos, válvulas y purgadores permitirá su posterior acceso a las mismas a efectos de su mantenimiento, reparación o desmontaje.

Una vez instalados los equipos, se procurará que las placas de características de estos sean visibles.

Todos los elementos metálicos que no estén debidamente protegidos contra la oxidación por el fabricante, serán recubiertos con dos manos de pintura antioxidante.

Los circuitos de distribución de agua caliente sanitaria se protegerán contra la corrosión por medio de ánodos de sacrificio.

Todos los equipos y circuitos podrán vaciarse total o parcialmente, realizándose esto desde los puntos más bajos de la instalación.

Las conexiones entre los puntos de vaciado y desagües se realizarán de forma que el paso del agua quede perfectamente visible.

Los botellines de purga estarán siempre en lugares accesibles y, siempre que sea posible, visibles.

VIII.2 Montaje de estructura soporte y captadores

Si los captadores son instalados en los tejados de edificios, deberá asegurarse la estanqueidad en los puntos de anclaje.

La instalación permitirá el acceso a los captadores de forma que su desmontaje sea posible en caso de rotura, pudiendo desmontar cada captador con el mínimo de actuaciones sobre los demás.

Las tuberías flexibles se conectarán a los captadores utilizando, preferentemente, accesorios para mangueras flexibles.

Cuando se monten tuberías flexibles se evitará que queden retorcidas y que se produzcan radios de curvatura superiores a los especificados por el fabricante.

El suministrador evitará que los captadores queden expuestos al sol por períodos prolongados durante el montaje. En este período las conexiones del captador deben estar abiertas a la atmósfera, pero impidiendo la entrada de suciedad.

Terminado el montaje, durante el tiempo previo al arranque de la instalación, si se prevé que éste pueda prolongarse, el suministrador procederá a tapar los captadores.

VIII.3 Montaje de acumulador

La estructura soporte para depósitos y su fijación se realizará según la normativa vigente.

La estructura soporte y su fijación para depósitos de más de 1000 l situados en cubiertas o pisos deberá ser diseñada por un profesional competente. La ubicación de los acumuladores y sus estructuras de sujeción cuando se sitúen en cubiertas de piso tendrá en cuenta las características de la edificación, y requerirá para depósitos de más de 300 l el diseño de un profesional competente.

VIII.4 Montaje de intercambiador

Se tendrá en cuenta la accesibilidad del intercambiador, para operaciones de sustitución o reparación.

VIII.5 Montaje de bomba

Las bombas en línea se instalarán con el eje de rotación horizontal y con espacio suficiente para que el conjunto motor-rodete pueda ser fácilmente desmontado. El acoplamiento de una bomba en línea con la tubería podrá ser de tipo roscado hasta el diámetro DN 32.

El diámetro de las tuberías de acoplamiento no podrá ser nunca inferior al diámetro de la boca de aspiración de la bomba.

Las tuberías conectadas a las bombas en línea se soportarán en las inmediaciones de las bombas de forma que no provoquen esfuerzos recíprocos.

La conexión de las tuberías a las bombas no podrá provocar esfuerzos recíprocos (se utilizarán manguitos antivibratorios cuando la potencia de accionamiento sea superior a 700 W).

Todas las bombas estarán dotadas de tomas para la medición de presiones en aspiración e impulsión.

Todas las bombas deberán protegerse, aguas arriba, por medio de la instalación de un filtro de malla o tela metálica.

Cuando se monten bombas con prensa-estopas, se instalarán sistemas de llenado automáticos.

VIII.6 Montaje de tuberías y accesorios

Antes del montaje deberá comprobarse que las tuberías no estén rotas, fisuradas, dobladas, aplastadas, oxidadas o de cualquier manera dañadas.

Se almacenarán en lugares donde estén protegidas contra los agentes atmosféricos. En su manipulación se evitarán roces, rodaduras y arrastres, que podrían dañar la resistencia mecánica, las superficies calibradas de las extremidades o las protecciones anti-corrosión.

Las piezas especiales, manguitos, gomas de estanqueidad, etc. se guardarán en locales cerrados.

Las tuberías serán instaladas de forma ordenada, utilizando fundamentalmente tres ejes perpendiculares entre sí y paralelos a elementos estructurales del edificio, salvo las pendientes que deban darse.

Las tuberías se instalarán lo más próximas posible a paramentos, dejando el espacio suficiente para manipular el aislamiento y los accesorios. En cualquier caso, la

distancia mínima de las tuberías o sus accesorios a elementos estructurales será de 5 cm.

Las tuberías discurrirán siempre por debajo de canalizaciones eléctricas que crucen o corran paralelamente.

La distancia en línea recta entre la superficie exterior de la tubería, con su eventual aislamiento, y la del cable o tubo protector no debe ser inferior a:

- 5 cm para cables bajo tubo con tensión inferior a 1000 V.
- 30 cm para cables sin protección con tensión inferior a 1000 V.
- 50 cm para cables con tensión superior a 1000 V.

Las tuberías no se instalarán nunca encima de equipos eléctricos, como cuadros o motores.

No se permitirá la instalación de tuberías en huecos y salas de máquinas de ascensores, centros de transformación, chimeneas y conductos de climatización o ventilación.

Las conexiones de las tuberías a los componentes se realizarán de forma que no se transmitan esfuerzos mecánicos.

Las conexiones de componentes al circuito deben ser fácilmente desmontables mediante bridas o racores, con el fin de facilitar su sustitución o reparación.

Los cambios de sección en tuberías horizontales se realizarán de forma que se evite la formación de bolsas de aire, mediante manguitos de reducción excéntricos o enrasado de generatrices superiores para uniones soldadas.

Para evitar la formación de bolsas de aire, los tramos horizontales de tubería se montarán siempre con una pendiente ascendente, en el sentido de circulación, del 1 %.

Se facilitarán las dilataciones de tuberías utilizando los cambios de dirección o dilatadores axiales.

Las uniones de tuberías de acero podrán ser por soldadura o roscadas. Las uniones con valvulería y equipos podrán ser roscadas hasta 2O; para diámetros superiores se realizarán las uniones por bridas.

En ningún caso se permitirán ningún tipo de soldadura en tuberías galvanizadas.

Las uniones de tuberías de cobre se realizarán mediante manguitos soldados por capilaridad. En circuitos abiertos el sentido de flujo del agua deberá ser siempre del acero al cobre.

El dimensionado, distancias y disposición de los soportes de tubería se realizará de acuerdo con las prescripciones de UNE 100.152.

Durante el montaje de las tuberías se evitarán en los cortes para la unión de tuberías, las rebabas y escorias.

En las ramificaciones soldadas el final del tubo ramificado no debe proyectarse en el interior del tubo principal.

Los sistemas de seguridad y expansión se conectarán de forma que se evite cualquier acumulación de suciedad o impurezas.

Las dilataciones que sufren las tuberías al variar la temperatura del fluido, deben compensarse a fin de evitar roturas en los puntos más débiles, que suelen ser las uniones entre tuberías y aparatos, donde suelen concentrarse los esfuerzos de dilatación y contracción.

En las salas de máquinas se aprovecharán los frecuentes cambios de dirección, para que la red de tuberías tenga la suficiente flexibilidad y pueda soportar las variaciones de longitud.

En los trazados de tuberías de gran longitud, horizontales o verticales, se compensarán los movimientos de tuberías mediante dilatadores axiales.

VIII.7 Montaje de aislamiento

El aislamiento no podrá quedar interrumpido al atravesar elementos estructurales del edificio.

El manguito pasamuros deberá tener las dimensiones suficientes para que pase la conducción con su aislamiento, con una holgura máxima de 3 cm.

Tampoco se permitirá la interrupción del aislamiento térmico en los soportes de las conducciones, que podrán estar o no completamente envueltos por el material aislante.

El puente térmico constituido por el mismo soporte deberá quedar interrumpido por la interposición de un material elástico (goma, fieltro, etc.) entre el mismo y la conducción.

Después de la instalación del aislamiento térmico, los instrumentos de medida y de control, así como válvulas de desagües, volante, etc., deberán quedar visibles y accesibles.

Las franjas y flechas que distinguen el tipo de fluido transportado en el interior de las conducciones se pintarán o se pegarán sobre la superficie exterior del aislamiento o de su protección.

VIII.8 Montaje de contadores

Se instalarán siempre entre dos válvulas de corte para facilitar su desmontaje. El suministrador deberá prever algún sistema (baipás o carrete de tubería) que permita el funcionamiento de la instalación, aunque el contador sea desmontado para calibración o mantenimiento.

En cualquier caso, no habrá ningún obstáculo hidráulico a una distancia igual, al menos, a diez veces el diámetro de la tubería antes del contador, y a cinco veces después del mismo.

Cuando el agua pueda arrastrar partículas sólidas en suspensión, se instalará un filtro de malla fina antes del contador, del tamiz adecuado.

VIII.9 Montaje de instalaciones por circulación natural

Los cambios de dirección en el circuito primario se realizarán con curvas con un radio mínimo de tres veces el diámetro del tubo.

Se cuidará de mantener rigurosamente la sección interior de paso de las tuberías, evitando aplastamientos durante el montaje.

Se permitirá reducir el aislamiento de la tubería de retorno, para facilitar el efecto termosifón.

VIII.10 Pruebas de estanqueidad del circuito primario

El procedimiento para efectuar las pruebas de estanqueidad comprenderá las siguientes fases:

1. Preparación y limpieza de redes de tuberías.

Antes de efectuar la prueba de estanqueidad las tuberías deben ser limpiadas internamente, con el fin de eliminar los residuos procedentes del montaje, llenándolas y vaciándolas con agua el número de veces que sea necesario.

Deberá comprobarse que los elementos y accesorios del circuito pueden soportar la presión a la que se les va a someter. De no ser así, tales elementos y accesorios deberán ser excluidos.

2. Prueba preliminar de estanqueidad.

Esta prueba se efectuará a baja presión, para detectar fallos en la red y evitar los daños que podría provocar la prueba de resistencia mecánica.

3. Prueba de resistencia mecánica

La presión de prueba será de una vez y media la presión máxima de trabajo del circuito primario, con un mínimo de 3 bar, comprobándose el funcionamiento de las válvulas de seguridad. Los equipos, aparatos y accesorios que no soporten dichas presiones quedarán excluidos de la prueba.

La prueba hidráulica de resistencia mecánica tendrá la duración suficiente para poder verificar de forma visual la resistencia estructural de los equipos y tuberías sometidos a la misma.

4. Reparación de fugas

La reparación de las fugas detectadas se realizará sustituyendo la parte defectuosa o averiada con material nuevo.

Una vez reparadas las anomalías, se volverá a comenzar desde la prueba preliminar. El proceso se repetirá tantas veces como sea necesario.

Anexo IX PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Requisitos técnicos del contrato de mantenimiento

IX.1 Generalidades

Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo) por un período de tiempo al menos igual que el de la garantía.

El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual de la instalación para instalaciones con superficie útil homologada inferior o igual a 20 m^2, y una revisión cada seis meses para instalaciones con superficies superiores a 20 m^2.

Las medidas a tomar en el caso de que en algún mes del año el aporte solar sobrepase el 110 % de la demanda energética o en más de tres meses seguidos el 100 % son las siguientes:

- Vaciado parcial del campo de captadores. Esta solución permite evitar el sobrecalenta- miento, pero dada la pérdida de parte del fluido del circuito primario, habrá de ser repuesto por un fluido de características similares, debiendo incluirse este trabajo en su caso entre las labores del contrato de mantenimiento.
- Tapado parcial del campo de captadores. En este caso el captador está aislado del calentamiento producido por la radiación solar y a su vez evacua los posibles excedentes térmicos residuales a través del fluido del circuito primario (que sigue atravesando el captador).

Desvío de los excedentes energéticos a otras aplicaciones existentes o redimensionar la instalación con una disminución del número de captadores.

En el caso de optarse por las soluciones expuestas en los puntos anteriores, deberán programarse y detallarse dentro del contrato de mantenimiento las visitas a realizar para el vaciado parcial / tapado parcial del campo de captadores y reposición de las condiciones iniciales. Estas visitas se programarán de forma que se realicen una antes y otra después de cada período de sobreproducción energética. También se incluirá dentro del contrato de mantenimiento un programa de seguimiento de la instalación

que prevendrá los posibles daños ocasionados por los posibles sobrecalentamientos producidos en los citados períodos y en cualquier otro período del año.

IX.2 Programa de mantenimiento

Objeto. El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar térmica para producción de agua caliente.

Criterios generales. Se definen tres escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la fiabilidad y prolongar la duración de la misma:

a) Vigilancia

b) Mantenimiento preventivo

c) Mantenimiento correctivo

a) Plan de vigilancia

El plan de vigilancia se refiere básicamente a las operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación sean correctos. Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales, para verificar el correcto funcionamiento de la instalación. Será llevado a cabo, normalmente, por el usuario, que asesorado por el instalador, observará el correcto comportamiento y estado de los elementos, y tendrá un alcance similar al descrito en la tabla 12.

Tabla 12.

Elemento de la instalación	*Operación*	*Frecuencia (meses)*	*Descripción*
Captadores	Limpieza de cristales	A determinar	Con agua y productos adecuados.
	Cristales	3	IV – Condensaciones en las horas centrales del día.
	Juntas	3	IV – Agrietamientos y deformaciones.
	Absorbedor	3	IV – Corrosión, deformación, fugas, etc.
	Conexiones	3	IV – Fugas.
	Estructura	3	IV- Degradación, indicios de corrosión.
Circuito primario	Tubería, aislamiento y sistema de llenado	6	IV – Ausencia de humedad y fugas.
	Purgador manual	3	Vaciar el aire del botellín.
Circuito secundario	Termómetro	Diaria	IV – Temperatura.
	Tubería y aislamiento	6	IV – Ausencia de humedad y fugas.
	Acumulador solar	3	Purgado de la acumulación de lodos de la parte superior del depósito.

IV: Inspección visual.

b) Plan de mantenimiento preventivo

Son operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual de la instalación para aquellas instalaciones con una superficie de captación inferior a 20 m^2 y una revisión cada seis meses para instalaciones con superficie de captación superior a 20 m^2.

El plan de mantenimiento debe realizarse por personal técnico especializado que conozca la tecnología solar térmica y las instalaciones mecánicas en general. La

instalación tendrá un libro de mantenimiento en el que se reflejen todas las operaciones realizadas, así como el mantenimiento correctivo.

El mantenimiento preventivo ha de incluir todas las operaciones de mantenimiento y sustitución de elementos fungibles o desgastados por el uso, necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil.

En las tablas 13-A, 13-B, 13-C, 13-D, 13-E y 13-F se definen las operaciones de mantenimiento preventivo que deben realizarse en las instalaciones de energía solar térmica para producción de agua caliente, la periodicidad mínima establecida (en meses) y descripciones en relación con las prevenciones a observar.

Tabla 13-A. Sistema de captación.

Equipo	*Frecuencia (meses)*	*Descripción*
Captadores	6	IV- Diferencias sobre original.
		IV- Diferencias entre captadores.
Cristales	6	IV- Condensaciones y suciedad.
Juntas	6	IV- Agrietamientos, deformaciones.
Absorbedor	6	IV- Corrosión, deformaciones.
Carcasa	6	IV- Deformación, oscilaciones, ventanas de respiración.
Conexiones	6	IV- Aparición de fugas.
Estructura	6	IV- Degradación, indicios de corrosión y apriete de tornillos.
Captadores (*)	12	Tapado parcial del campo de captadores
Captadores (*)	12	Destapado parcial del campo de captadores
Captadores (*)	12	Vaciado parcial del campo de captadores
Captadores (*)	12	Llenado parcial del campo de captadores

IV: Inspección visual

(*) Estas operaciones se realizarán, según proceda, en el caso de que se haya optado por el tapado o vaciado parcial de los captadores para prevenir el sobrecalentamiento.

Tabla 13-B. Sistema de acumulación.

Equipo	*Frecuencia (meses)*	*Descripción*
Depósito	12	Presencia de lodos en fondo.
Ánodos de sacrificio	12	Comprobación del desgaste.
Ánodos de corriente impresa	12	Comprobación del buen funcionamiento.
Aislamiento	12	Comprobar que no hay humedad.

Tabla 13-C. Sistema de intercambio.

Equipo	*Frecuencia (meses)*	*Descripción*
Intercambiador De placas	1 2	CF – Eficiencia y prestaciones.
	1 2	Limpieza.
Intercambiador De serpentín	1 2	CF – Eficiencia y prestaciones.
	1 2	Limpieza.

CF: Control de funcionamiento.

Tabla 13- D. Circuito hidráulico.

Equipo	*Frecuencia (meses)*	*Descripción*
Fluido refrigerante	12	Comprobar su densidad y Ph.
Estanqueidad	24	Efectuar prueba de presión.
Aislamiento al exterior	6	IV – Degradación protección uniones y ausencia de humedad.
Aislamiento al interior	12	IV – Uniones y ausencia de humedad.
Purgador automático	12	CF y limpieza.
Purgador manual	6	Vaciar el aire del botellín.
Bomba	12	Estanqueidad.
Vaso de expansión cerrado	6	Comprobación de la presión.
Vaso de expansión abierto	6	Comprobación del nivel.
Sistema de llenado	6	CF – Actuación.
Válvula de corte	12	CF – Actuaciones (abrir y cerrar) para evitar agarrotamiento.
Válvula de seguridad	12	CF – Actuación.

CF: Control de funcionamiento.

IV: Inspección visual.

Tabla 13-E. Sistema eléctrico y de control.

Equipo	*Frecuencia (meses)*	*Descripción*
Cuadro eléctrico	12	Comprobar que está bien cerrado para que no entre polvo.
Control diferencial	12	CF – Actuación.
Termostato	12	CF – Actuación.
Verificación del sistema de medida	12	CF – Actuación.

CF: Control de funcionamiento.

Tabla 13-F. Sistema de energía auxiliar.

Equipo	*Frecuencia (meses)*	*Descripción*
Sistema auxiliar	12	CF- Actuación.
Sondas de temperatura	12	CF- Actuación.

CF: Control de funcionamiento.

Nota: Para las instalaciones menores de 20 m^2 se realizarán conjuntamente en la inspección anual las labores del plan de mantenimiento que tienen una frecuencia de 6 y 12 meses.

No se incluyen los trabajos propios del mantenimiento del sistema auxiliar.

Dado que el sistema de energía auxiliar no forma parte del sistema de energía solar propiamente dicho, sólo será necesario realizar actuaciones sobre las conexiones del primero a este último, así como la verificación del funcionamiento combinado de ambos sistemas. Se deja un mantenimiento más exhaustivo para la empresa instaladora del sistema auxiliar.

c) Mantenimiento correctivo

Son operaciones realizadas como consecuencia de la detección de cualquier anomalía en el funcionamiento de la instalación, en el plan de vigilancia o en el de mantenimiento preventivo.

Incluye la visita a la instalación, en los mismos plazos máximos indicados en el apartado de *Garantías*, cada vez que el usuario así lo requiera por avería grave de la instalación, así como el análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.

Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias.

IX.3 Garantías

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje.

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de *garantía*, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con las mismas. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo o contratar a un tercero para realizar las oportunas reparaciones, sin perjuicio de la ejecución del aval prestado y de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación, lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es

un defecto de fabricación de algún componente lo comunicará fehacientemente al fabricante.

El suministrador atenderá el aviso en un plazo de:

- 24 horas, si se interrumpe el suministro de agua caliente, procurando establecer un servicio mínimo hasta el correcto funcionamiento de ambos sistemas (solar y de apoyo).
- 48 horas, si la instalación solar no funciona.
- una semana, si el fallo no afecta al funcionamiento.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado el taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que dicha demora sea inferior a 15 días naturales.

Anexo X PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Tablas de temperaturas y radiación:

Temperatura ambiente media durante las horas de sol, en °C. (Fuente: CENSOLAR).

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
1	ÁLAVA	7	7	11	12	15	19	21	21	19	15	10	7	13,7
2	ALBACETE	6	8	11	13	17	22	26	26	22	16	11	7	15,4
3	ALICANTE	13	14	16	18	21	25	28	28	26	21	17	14	20,1
4	ALMERÍA	15	15	16	18	21	24	27	28	26	22	18	16	20,5
5	ASTURIAS	9	10	11	12	15	18	20	20	19	16	12	10	14,3
6	ÁVILA	4	5	8	11	14	18	22	22	18	13	8	5	12,3
7	BADAJOZ	11	12	15	17	20	25	28	28	25	20	15	11	18,9
8	BALEARES	12	13	14	17	19	23	26	27	25	20	16	14	18,8
9	BARCELONA	11	12	14	17	20	24	26	26	24	20	16	12	18,5
10	BURGOS	5	6	9	11	14	18	21	21	18	13	9	5	12,5
11	CÁCERES	10	11	14	16	19	25	28	28	25	19	14	10	18,3
12	CÁDIZ	13	15	17	19	21	24	27	27	25	22	18	15	20,3
13	CANTABRIA	11	11	14	14	16	19	21	21	20	17	14	12	15,8
14	CASTELLÓN	13	13	15	17	20	24	26	27	25	21	16	13	19,2
15	CEUTA	15	15	16	17	19	23	25	26	24	21	18	16	19,6
16	CIUDAD REAL	7	9	12	15	18	23	28	27	20	17	11	8	16,3
17	CÓRDOBA	11	13	16	18	21	26	30	30	26	21	16	12	20
18	LA CORUÑA	12	12	14	14	16	19	20	21	20	17	14	12	15,9
19	CUENCA	5	6	9	12	15	20	24	23	20	14	9	6	13,6
20	GERONA	9	10	13	15	19	23	26	25	23	18	13	10	17
21	GRANADA	9	10	13	16	18	24	27	27	24	18	13	9	17,3
22	GUADALAJARA	7	8	12	14	18	22	26	26	22	16	10	8	15,8
23	GUIPÚZCOA	10	10	13	14	16	19	21	21	20	17	13	10	15,3
24	HUELVA	13	14	16	20	21	24	27	27	25	21	17	14	19,9
25	HUESCA	7	8	12	15	18	22	25	25	21	16	11	7	15,6
26	JAÉN	11	11	14	17	21	26	30	29	25	19	15	10	19
27	LEÓN	5	6	10	12	15	19	22	22	19	14	9	6	13,3
28	LÉRIDA	7	10	14	15	21	24	27	27	23	18	11	8	17,1
29	LUGO	8	9	11	13	15	18	20	21	19	15	11	8	14
30	MADRID	6	8	11	13	18	23	28	26	21	15	11	7	15,6
31	MÁLAGA	15	15	17	19	21	25	27	28	26	22	18	15	20,7
32	MELILLA	15	15	16	18	21	25	27	28	26	22	18	16	20,6
33	MURCIA	12	12	15	17	21	25	28	28	25	20	16	12	19,3
34	NAVARRA	7	7	11	13	16	20	22	23	20	15	10	8	14,3
35	ORENSE	9	9	13	15	18	21	24	23	21	16	12	9	15,8
36	PALENCIA	5	7	10	13	16	20	23	23	20	14	9	6	13,8
37	LAS PALMAS	20	20	21	22	23	24	25	25	26	25	23	21	22,9
38	PONTEVEDRA	11	12	14	16	18	20	22	23	20	17	14	12	16,6
39	LA RIOJA	7	9	12	14	17	21	24	24	21	16	11	8	15,3
40	SALAMANCA	6	7	10	13	16	20	24	23	20	14	9	6	14
41	STA. C. DE TENERIFE	19	20	20	21	22	24	26	27	26	25	23	20	22,8
42	SEGOVIA	4	6	10	12	15	20	24	23	20	14	9	5	13,5
43	SEVILLA	11	13	14	17	21	25	29	29	24	20	16	12	19,3
44	SORIA	4	6	9	11	14	19	22	22	18	13	8	5	12,6
45	TARRAGONA	11	12	14	16	19	22	25	26	23	20	15	12	17,9
46	TERUEL	5	6	9	12	16	20	23	24	19	14	9	6	13,6
47	TOLEDO	8	9	13	15	19	24	28	27	23	17	12	8	16,9
48	VALENCIA	12	13	15	17	20	23	26	27	24	20	16	13	18,8
49	VALLADOLID	4	6	9	12	17	21	24	23	18	13	8	4	13,3
50	VIZCAYA	10	11	12	13	16	20	22	22	20	16	13	10	15,4
51	ZAMORA	6	7	11	13	16	21	24	23	20	15	10	6	14,3
52	ZARAGOZA	8	10	13	16	19	23	26	26	23	17	12	9	16,8

Energía en megajulios que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio de cada mes. (Fuente: CENSOLAR).

Nota: También se podrán tomar en consideración los valores indicados en la norma UNE 94003.

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
1	ÁLAVA	4,6	6,9	11,2	13	14,8	16,6	18,1	17,3	14,3	9,5	5,5	4,1	11,3
2	ALBACETE	6,7	10,5	15	19,2	21,2	25,1	26,7	23,2	18,8	12,4	8,4	6,4	16,1
3	ALICANTE	8,5	12	16,3	18,9	23,1	24,8	25,8	22,5	18,3	13,6	9,8	7,6	16,8
4	ALMERÍA	8,9	12,2	16,4	19,6	23,1	24,6	25,3	22,5	18,5	13,9	10	8	16,9
5	ASTURIAS	5,3	7,7	10,6	12,2	15	15,2	16,8	14,8	12,4	9,8	5,9	4,6	10,9
6	ÁVILA	6	9,1	13,5	17,7	19,4	22,3	26,3	25,3	18,8	11,2	6,9	5,2	15,1
7	BADAJOZ	6,5	10	13,6	18,7	21,8	24,6	25,9	23,8	17,9	12,3	8,2	6,2	15,8
8	BALEARES	7,2	10,7	14,4	16,2	21	22,7	24,2	20,6	16,4	12,1	8,5	6,5	15
9	BARCELONA	6,5	9,5	12,9	16,1	18,6	20,3	21,6	18,1	14,6	10,8	7,2	5,8	13,5
10	BURGOS	5,1	7,9	12,4	16	18,7	21,5	23	20,7	16,7	10,1	6,5	4,5	13,6
11	CÁCERES	6,8	10	14,7	19,6	22,1	25,1	28,1	25,4	19,7	12,7	8,9	6,6	16,6
12	CÁDIZ	8,1	11,5	15,7	18,5	22,2	23,8	25,9	23	18,1	14,2	10	7,4	16,5
13	CANTABRIA	5	7,4	11	13	16,1	17	18,4	15,5	13	9,5	5,8	4,5	11,3
14	CASTELLÓN	8	12,2	15,5	17,4	20,6	21,4	23,9	19,5	16,6	13,1	8,6	7,3	15,3
15	CEUTA	8,9	13,1	18,6	21	24,3	26,7	26,8	24,3	19,1	14,2	11	8,6	18,1
16	CIUDAD REAL	7	10,1	15	18,7	21,4	23,7	25,3	23,2	18,8	12,5	8,7	6,5	15,9
17	CÓRDOBA	7,2	10,1	15,1	18,5	21,8	25,9	28,5	25,1	19,9	12,6	8,6	6,9	16,7
18	LA CORUÑA	5,4	8	11,4	12,4	15,4	16,2	17,4	15,3	13,9	10,9	6,4	5,1	11,5
19	CUENCA	5,9	8,8	12,9	17,4	18,7	22	25,6	22,3	17,5	11,2	7,2	5,5	14,6
20	GERONA	7,1	10,5	14,2	15,9	18,7	19	22,3	18,5	14,9	11,7	7,8	6,6	13,9
21	GRANADA	7,8	10,8	15,2	18,5	21,9	24,8	26,7	23,6	18,8	12,9	9,6	7,1	16,5
22	GUADALAJARA	6,5	9,2	14	17,9	19,4	22,7	25	23,2	17,8	11,7	7,8	5,6	15,1
23	GUIPÚZCOA	5,5	7,7	11,3	11,7	14,6	16,2	16,1	13,6	12,7	10,3	6,2	5	10,9
24	HUELVA	7,6	11,3	16	19,5	24,1	25,6	28,7	25,6	21,2	14,5	9,2	7,5	17,6
25	HUESCA	6,1	9,6	14,3	18,7	20,3	22,1	23,1	20,9	16,9	11,3	7,2	5,1	14,6
26	JAÉN	6,7	10,1	14,4	18	20,3	24,4	26,7	24,1	19,2	11,9	8,1	6,5	15,9
27	LEÓN	5,8	8,7	13,8	17,2	19,5	22,1	24,2	20,9	17,2	10,4	7	4,8	14,3
28	LÉRIDA	6	9,9	18	18,8	20,9	22,6	23,8	21,3	16,8	12,1	7,2	4,8	15,2
29	LUGO	5,1	7,6	11,7	15,2	17,1	19,5	20,2	18,4	15	9,9	6,2	4,5	12,5
30	MADRID	6,7	10,6	13,6	18,8	20,9	23,5	26	23,1	16,9	11,4	7,5	5,9	15,4
31	MÁLAGA	8,3	12	15,5	18,5	23,2	24,5	26,5	23,2	19	13,6	9,3	8	16,8
32	MELILLA	9,4	12,6	17,2	20,3	23	24,8	24,8	22,6	18,3	14,2	10,9	8,7	17,2
33	MURCIA	10,1	14,8	16,6	20,4	24,2	25,6	27,7	23,5	18,6	13,9	9,8	8,1	17,8
34	NAVARRA	5	7,4	12,3	14,5	17,1	18,9	20,5	18,2	16,2	10,2	6	4,5	12,6
35	ORENSE	4,7	7,3	11,3	14	16,2	17,6	18,3	16,6	14,3	9,4	5,6	4,3	11,6
36	PALENCIA	5,3	9	13,2	17,5	19,7	21,8	24,1	21,6	17,1	10,9	6,6	4,6	14,3
37	LAS PALMAS	11,2	14,2	17,8	19,6	21,7	22,5	24,3	21,9	19,8	15,1	12,3	10,7	17,6
38	PONTEVEDRA	5,5	8,2	13	15,7	17,5	20,4	22	18,9	15,1	11,3	6,8	5,5	13,3
39	LA RIOJA	5,6	8,8	13,7	16,6	19,2	21,4	23,3	20,8	16,2	10,7	6,8	4,8	14
40	SALAMANCA	6,1	9,5	13,5	17,1	19,7	22,8	24,6	22,6	17,5	11,3	7,4	5,2	14,8
41	STA. C. DE TENERIFE	10,7	13,3	18,1	21,5	25,7	26,5	29,3	26,6	21,2	16,2	10,8	9,3	19,1
42	SEGOVIA	5,7	8,8	13,4	18,4	20,4	22,6	25,7	24,9	18,8	11,4	6,8	5,1	15,2
43	SEVILLA	7,3	10,9	14,4	19,2	22,4	24,3	24,9	23	17,9	12,3	8,8	6,9	16
44	SORIA	5,9	8,7	12,8	17,1	19,7	21,8	24,1	22,3	17,5	11,1	7,6	5,6	14,5
45	TARRAGONA	7,3	10,7	14,9	17,6	20,2	22,5	23,8	20,5	16,4	12,3	8,8	6,3	15,1
46	TERUEL	6,1	8,8	12,9	16,7	18,4	20,6	21,8	20,7	16,9	11	7,1	5,3	13,9
47	TOLEDO	6,2	9,5	14	19,3	21	24,4	27,2	24,5	18,1	11,9	7,6	5,6	15,8
48	VALENCIA	7,6	10,6	14,9	18,1	20,6	22,8	23,8	20,7	16,7	12	8,7	6,6	15,3
49	VALLADOLID	5,5	8,8	13,9	17,2	19,9	22,6	25,1	23	18,3	11,2	6,9	4,2	14,7
50	VIZCAYA	5	7,1	10,8	12,7	15,5	16,7	17,9	15,7	13,1	9,3	6	4,6	11,2
51	ZAMORA	5,4	8,9	13,2	17,3	22,2	21,6	23,5	22	17,2	11,1	6,7	4,6	14,5
52	ZARAGOZA	6,3	9,8	15,2	18,3	21,8	24,2	25,1	23,4	18,3	12,1	7,4	5,7	15,6

Altitud, latitud, longitud y temperatura mínima histórica (la más baja que se haya medido desde el primer año del que se conservan registros de datos).

PROVINCIA	ALTITUD (m) (de la capital)	LATITUD (°) (de la capital)	LONGITUD (°) (de la capital)	TEMP. MÍNIMA HISTÓRICA (°C)
1 ÁLAVA	542	42,9	2,7 W	−18
2 ALBACETE	686	39,0	1,8 W	−23
3 ALICANTE	7	38,4	0,5 W	−5
4 ALMERÍA	65	36,9	2,4 W	−1
5 ASTURIAS	232	43,4	5,8 W	−11
6 ÁVILA	1126	40,7	4,9 W	−21
7 BADAJOZ	186	38,9	7,0 W	−6
8 BALEARES	28	39,6	2,6 E	−4
9 BARCELONA	95	41,4	2,2 E	−7
10 BURGOS	929	42,3	3,7 W	−18
11 CÁCERES	459	39,5	6,4 W	−6
12 CÁDIZ	28	36,5	6,3 W	−2
13 CANTABRIA	69	43,5	3,8 W	−4
14 CASTELLÓN	27	40,0	0	−8
15 CEUTA	206	35,9	5,3 W	−1
16 CIUDAD REAL	628	39,0	3,9 W	−10
17 CÓRDOBA	128	37,9	4,8 W	−6
18 LA CORUÑA	54	43,4	8,4 W	−9
19 CUENCA	949	40,1	2,1 W	−21
20 GERONA	95	42,0	2,7 E	−11
21 GRANADA	775	37,2	3,7 W	−13
22 GUADALAJARA	685	40,6	3,2 W	−14
23 GUIPÚZCOA	181	43,3	2,0 W	−12
24 HUELVA	4	37,3	6,9 W	−6
25 HUESCA	488	42,1	0,4 W	−14
26 JAÉN	586	37,8	3,8 W	−8
27 LEÓN	908	42,6	5,6 W	−18
28 LÉRIDA	323	41,7	1,2 E	−11
29 LUGO	465	43,0	7,6 W	−8
30 MADRID	667	40,4	3,7 W	−16
31 MÁLAGA	40	36,7	4,4 W	−4
32 MELILLA	47	35,3	3,0 W	−1
33 MURCIA	42	38,0	1,1 W	−5
34 NAVARRA	449	42,8	1,6 W	−16
35 ORENSE	139	42,3	7,8 W	−8
36 PALENCIA	734	42,0	4,5 W	−14
37 LAS PALMAS	6	28,2	15,4 W	+6
38 PONTEVEDRA	19	42,4	8,6 W	−4
39 LA RIOJA	380	42,5	2,4 W	−12
40 SALAMANCA	803	41,0	5,6 W	−16
41 STA. CRUZ DE TENERIFE	37	28,5	16,2 W	+3
42 SEGOVIA	1002	41,0	4,1 W	−17
43 SEVILLA	30	37,4	6,0 W	−6
44 SORIA	1063	41,8	2,5 W	−16
45 TARRAGONA	60	41,1	1,2 E	−7
46 TERUEL	915	40,4	1,1 W	−14
47 TOLEDO	540	39,9	4,0 W	−9
48 VALENCIA	10	39,5	0,4 W	−8
49 VALLADOLID	694	41,7	4,7 W	−16
50 VIZCAYA	32	43,3	3,0 W	−8
51 ZAMORA	649	41,5	5,7 W	−14
52 ZARAGOZA	200	41,7	0,9 W	−11

LATITUD = 28°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,05	1,04	1,03	1,01	1	1	1	1,02	1,03	1,05	1,06	1,06
10	1,1	1,08	1,05	1,02	1	0,99	1	1,02	1,06	1,1	1,12	1,12
15	1,14	1,11	1,07	1,02	0,99	0,98	0,99	1,03	1,08	1,13	1,17	1,17
20	1,17	1,13	1,08	1,02	0,97	0,95	0,97	1,02	1,09	1,16	1,21	1,21
25	1,2	1,15	1,08	1	0,95	0,93	0,95	1,01	1,09	1,19	1,25	1,24
30	1,22	1,15	1,07	0,98	0,92	0,89	0,92	0,99	1,09	1,2	1,27	1,27
35	1,23	1,16	1,06	0,96	0,88	0,85	0,88	0,96	1,08	1,21	1,29	1,29
40	1,24	1,15	1,04	0,92	0,84	0,8	0,84	0,93	1,06	1,21	1,3	1,3
45	1,23	1,14	1,01	0,89	0,79	0,75	0,79	0,89	1,04	1,2	1,3	1,3
50	1,22	1,12	0,98	0,84	0,73	0,69	0,73	0,84	1	1,18	1,3	1,3
55	1,2	1,09	0,94	0,79	0,68	0,63	0,67	0,79	0,96	1,15	1,28	1,28
60	1,18	1,05	0,9	0,73	0,61	0,57	0,61	0,73	0,92	1,12	1,26	1,26
65	1,14	1,01	0,85	0,67	0,55	0,5	0,54	0,67	0,86	1,08	1,22	1,23
70	1,1	0,97	0,79	0,61	0,48	0,42	0,47	0,6	0,81	1,03	1,18	1,19
75	1,06	0,91	0,73	0,54	0,4	0,35	0,39	0,53	0,74	0,97	1,14	1,15
80	1	0,86	0,66	0,47	0,33	0,27	0,32	0,46	0,67	0,91	1,08	1,1
85	0,94	0,79	0,59	0,39	0,25	0,19	0,24	0,38	0,6	0,84	1,02	1,04
90	0,88	0,72	0,52	0,32	0,17	0,11	0,16	0,31	0,53	0,77	0,95	0,98

LATITUD = 29°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,05	1,04	1,03	1,02	1	1	1	1,02	1,03	1,05	1,07	1,06
10	1,1	1,08	1,05	1,02	1	0,99	1	1,03	1,06	1,1	1,12	1,12
15	1,15	1,11	1,07	1,03	0,99	0,98	0,99	1,03	1,08	1,14	1,18	1,17
20	1,18	1,14	1,08	1,02	0,98	0,96	0,98	1,03	1,1	1,17	1,22	1,22
25	1,21	1,15	1,08	1,01	0,95	0,93	0,95	1,01	1,1	1,2	1,26	1,25
30	1,23	1,16	1,08	0,99	0,92	0,9	0,92	1	1,1	1,21	1,28	1,28
35	1,24	1,17	1,07	0,97	0,89	0,86	0,89	0,97	1,09	1,22	1,3	1,3
40	1,25	1,16	1,05	0,93	0,85	0,81	0,85	0,94	1,07	1,22	1,32	1,31
45	1,24	1,15	1,02	0,9	0,8	0,76	0,8	0,9	1,05	1,21	1,32	1,32
50	1,23	1,13	0,99	0,85	0,75	0,71	0,74	0,85	1,02	1,19	1,31	1,31
55	1,22	1,1	0,95	0,8	0,69	0,64	0,68	0,8	0,98	1,17	1,3	1,3
60	1,19	1,07	0,91	0,75	0,63	0,58	0,62	0,75	0,93	1,14	1,28	1,28
65	1,16	1,03	0,86	0,69	0,56	0,51	0,55	0,69	0,88	1,1	1,24	1,25
70	1,12	0,98	0,8	0,62	0,49	0,44	0,48	0,62	0,82	1,05	1,2	1,22
75	1,07	0,93	0,74	0,55	0,42	0,36	0,41	0,55	0,76	0,99	1,16	1,17
80	1,02	0,87	0,68	0,48	0,34	0,28	0,33	0,48	0,69	0,93	1,1	1,12
85	0,96	0,81	0,61	0,41	0,26	0,21	0,25	0,4	0,62	0,87	1,04	1,06
90	0,9	0,74	0,54	0,33	0,18	0,13	0,17	0,32	0,54	0,79	0,97	1

LATITUD = 34°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,06	1,05	1,04	1,02	1,01	1,01	1,01	1,02	1,04	1,06	1,08	1,07
10	1,12	1,1	1,07	1,04	1,01	1,01	1,02	1,04	1,08	1,12	1,14	1,14
15	1,17	1,13	1,09	1,05	1,01	1	1,01	1,05	1,11	1,17	1,21	1,2
20	1,21	1,16	1,11	1,05	1	0,98	1	1,05	1,13	1,21	1,26	1,25
25	1,25	1,19	1,12	1,04	0,98	0,96	0,99	1,05	1,14	1,24	1,31	1,3
30	1,27	1,2	1,12	1,03	0,96	0,94	0,96	1,03	1,14	1,27	1,34	1,33
35	1,29	1,21	1,11	1,01	0,93	0,9	0,93	1,01	1,14	1,28	1,37	1,36
40	1,31	1,21	1,1	0,98	0,89	0,86	0,89	0,99	1,13	1,29	1,39	1,38
45	1,31	1,21	1,08	0,95	0,85	0,81	0,85	0,95	1,11	1,29	1,4	1,4
50	1,31	1,19	1,05	0,91	0,8	0,76	0,8	0,91	1,09	1,28	1,41	1,4
55	1,3	1,17	1,02	0,86	0,75	0,7	0,75	0,87	1,05	1,26	1,4	1,39
60	1,28	1,14	0,98	0,81	0,69	0,64	0,69	0,82	1,01	1,23	1,38	1,38
65	1,25	1,11	0,93	0,75	0,63	0,58	0,62	0,76	0,96	1,2	1,36	1,36
70	1,21	1,06	0,88	0,69	0,56	0,51	0,55	0,69	0,91	1,15	1,32	1,32
75	1,17	1,01	0,82	0,63	0,49	0,43	0,48	0,63	0,85	1,1	1,28	1,28
80	1,12	0,96	0,76	0,56	0,41	0,36	0,41	0,56	0,78	1,04	1,23	1,24
85	1,06	0,9	0,69	0,48	0,34	0,28	0,33	0,48	0,71	0,98	1,17	1,18
90	1	0,83	0,62	0,41	0,26	0,2	0,25	0,4	0,64	0,91	1,1	1,12

LATITUD = 35°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,06	1,05	1,04	1,02	1,01	1,01	1,01	1,03	1,04	1,06	1,08	1,07
10	1,12	1,1	1,07	1,04	1,02	1,01	1,02	1,04	1,08	1,12	1,15	1,14
15	1,17	1,14	1,09	1,05	1,02	1	1,02	1,05	1,11	1,17	1,21	1,21
20	1,22	1,17	1,11	1,05	1,01	0,99	1,01	1,06	1,13	1,22	1,27	1,26
25	1,25	1,2	1,12	1,05	0,99	0,97	0,99	1,05	1,15	1,25	1,32	1,31
30	1,28	1,21	1,13	1,04	0,97	0,94	0,97	1,04	1,15	1,28	1,36	1,35
35	1,31	1,22	1,12	1,02	0,94	0,91	0,94	1,02	1,15	1,29	1,39	1,38
40	1,32	1,23	1,11	0,99	0,9	0,87	0,9	1	1,14	1,3	1,41	1,4
45	1,33	1,22	1,09	0,96	0,86	0,82	0,86	0,97	1,13	1,3	1,42	1,41
50	1,32	1,21	1,07	0,92	0,81	0,77	0,81	0,93	1,1	1,3	1,43	1,42
55	1,31	1,19	1,03	0,87	0,76	0,72	0,76	0,88	1,07	1,28	1,42	1,41
60	1,29	1,16	0,99	0,82	0,7	0,66	0,7	0,83	1,03	1,25	1,41	1,4
65	1,27	1,12	0,95	0,77	0,64	0,59	0,64	0,77	0,98	1,22	1,38	1,38
70	1,23	1,08	0,9	0,71	0,57	0,52	0,57	0,71	0,93	1,18	1,35	1,35
75	1,19	1,03	0,84	0,64	0,5	0,45	0,5	0,64	0,87	1,13	1,31	1,31
80	1,14	0,98	0,78	0,57	0,43	0,37	0,42	0,57	0,8	1,07	1,26	1,26
85	1,09	0,92	0,71	0,5	0,35	0,29	0,34	0,5	0,73	1	1,2	1,21
90	1,02	0,85	0,64	0,42	0,27	0,21	0,26	0,42	0,66	0,93	1,13	1,15

LATITUD = 36°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,07	1,05	1,04	1,02	1,01	1,01	1,01	1,03	1,05	1,07	1,08	1,08
10	1,13	1,1	1,07	1,04	1,02	1,01	1,02	1,05	1,08	1,13	1,15	1,15
15	1,18	1,14	1,1	1,05	1,02	1,01	1,02	1,06	1,12	1,18	1,22	1,21
20	1,22	1,18	1,12	1,06	1,01	0,99	1,01	1,06	1,14	1,22	1,28	1,27
25	1,26	1,2	1,13	1,05	1	0,98	1	1,06	1,16	1,26	1,33	1,32
30	1,29	1,22	1,13	1,04	0,98	0,95	0,98	1,05	1,16	1,29	1,37	1,36
35	1,32	1,23	1,13	1,02	0,95	0,92	0,95	1,03	1,16	1,31	1,4	1,39
40	1,33	1,24	1,12	1	0,91	0,88	0,91	1,01	1,16	1,32	1,43	1,41
45	1,34	1,23	1,1	0,97	0,87	0,84	0,87	0,98	1,14	1,32	1,44	1,43
50	1,34	1,22	1,08	0,93	0,82	0,78	0,82	0,94	1,12	1,31	1,45	1,44
55	1,33	1,2	1,05	0,89	0,77	0,73	0,77	0,9	1,08	1,3	1,44	1,43
60	1,31	1,17	1,01	0,84	0,71	0,67	0,71	0,84	1,05	1,27	1,43	1,42
65	1,29	1,14	0,96	0,78	0,65	0,6	0,65	0,79	1	1,24	1,41	1,4
70	1,25	1,1	0,91	0,72	0,59	0,53	0,58	0,73	0,95	1,2	1,37	1,37
75	1,21	1,05	0,85	0,66	0,52	0,46	0,51	0,66	0,89	1,15	1,33	1,33
80	1,16	1	0,79	0,59	0,44	0,39	0,44	0,59	0,82	1,09	1,28	1,29
85	1,11	0,94	0,73	0,52	0,37	0,31	0,36	0,51	0,75	1,03	1,23	1,23
90	1,05	0,87	0,65	0,44	0,29	0,23	0,28	0,44	0,68	0,96	1,16	1,17

LATITUD = 37°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,07	1,06	1,04	1,03	1,01	1,01	1,02	1,03	1,05	1,07	1,08	1,08
10	1,13	1,1	1,08	1,05	1,02	1,01	1,02	1,05	1,09	1,13	1,16	1,15
15	1,18	1,15	1,1	1,06	1,02	1,01	1,02	1,06	1,12	1,19	1,23	1,22
20	1,23	1,18	1,12	1,06	1,02	1	1,02	1,07	1,15	1,23	1,29	1,28
25	1,27	1,21	1,14	1,06	1	0,98	1	1,07	1,16	1,27	1,34	1,33
30	1,3	1,23	1,14	1,05	0,98	0,96	0,98	1,06	1,17	1,3	1,38	1,37
35	1,33	1,24	1,14	1,03	0,96	0,93	0,96	1,04	1,17	1,32	1,42	1,41
40	1,35	1,25	1,13	1,01	0,92	0,89	0,92	1,02	1,17	1,34	1,44	1,43
45	1,35	1,25	1,11	0,98	0,88	0,85	0,88	0,99	1,15	1,34	1,46	1,45
50	1,35	1,24	1,09	0,94	0,84	0,8	0,84	0,95	1,13	1,33	1,47	1,46
55	1,35	1,22	1,06	0,9	0,78	0,74	0,78	0,91	1,1	1,32	1,47	1,45
60	1,33	1,19	1,02	0,85	0,73	0,68	0,73	0,86	1,06	1,3	1,45	1,44
65	1,31	1,16	0,98	0,8	0,67	0,62	0,66	0,8	1,02	1,26	1,43	1,42
70	1,27	1,12	0,93	0,74	0,6	0,55	0,6	0,74	0,97	1,22	1,4	1,4
75	1,23	1,07	0,87	0,67	0,53	0,48	0,53	0,68	0,91	1,17	1,36	1,36
80	1,19	1,02	0,81	0,6	0,46	0,4	0,45	0,6	0,84	1,12	1,31	1,31
85	1,13	0,96	0,74	0,53	0,38	0,32	0,38	0,53	0,77	1,05	1,26	1,26
90	1,07	0,89	0,67	0,46	0,3	0,25	0,3	0,45	0,7	0,98	1,19	1,2

LATITUD = 38°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,07	1,06	1,04	1,03	1,02	1,01	1,02	1,03	1,05	1,07	1,08	1,08
10	1,13	1,11	1,08	1,05	1,02	1,02	1,03	1,05	1,09	1,14	1,16	1,16
15	1,19	1,15	1,11	1,06	1,03	1,01	1,03	1,07	1,13	1,19	1,23	1,22
20	1,24	1,19	1,13	1,07	1,02	1,01	1,02	1,07	1,15	1,24	1,3	1,29
25	1,28	1,22	1,14	1,07	1,01	0,99	1,01	1,08	1,17	1,28	1,35	1,34
30	1,31	1,24	1,15	1,06	0,99	0,97	0,99	1,07	1,18	1,31	1,4	1,38
35	1,34	1,25	1,15	1,04	0,96	0,94	0,97	1,05	1,19	1,34	1,43	1,42
40	1,36	1,26	1,14	1,02	0,93	0,9	0,93	1,03	1,18	1,35	1,46	1,45
45	1,37	1,26	1,13	0,99	0,89	0,86	0,89	1	1,17	1,36	1,48	1,47
50	1,37	1,25	1,1	0,96	0,85	0,81	0,85	0,97	1,15	1,35	1,49	1,48
55	1,36	1,23	1,07	0,91	0,8	0,75	0,8	0,92	1,12	1,34	1,49	1,48
60	1,35	1,21	1,04	0,86	0,74	0,69	0,74	0,87	1,08	1,32	1,48	1,47
65	1,33	1,18	0,99	0,81	0,68	0,63	0,68	0,82	1,04	1,29	1,46	1,45
70	1,29	1,14	0,94	0,75	0,61	0,56	0,61	0,76	0,98	1,25	1,43	1,42
75	1,25	1,09	0,89	0,69	0,54	0,49	0,54	0,69	0,93	1,2	1,39	1,39
80	1,21	1,04	0,83	0,62	0,47	0,42	0,47	0,62	0,86	1,14	1,34	1,34
85	1,15	0,98	0,76	0,55	0,4	0,34	0,39	0,55	0,79	1,08	1,29	1,29
90	1,09	0,91	0,69	0,47	0,32	0,26	0,31	0,47	0,72	1,01	1,22	1,23

LATITUD = 39°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,07	1,06	1,04	1,03	1,02	1,01	1,02	1,03	1,05	1,07	1,09	1,08
10	1,14	1,11	1,08	1,05	1,03	1,02	1,03	1,06	1,1	1,14	1,17	1,16
15	1,19	1,16	1,11	1,07	1,03	1,02	1,03	1,07	1,13	1,2	1,24	1,23
20	1,25	1,2	1,14	1,07	1,03	1,01	1,03	1,08	1,16	1,25	1,31	1,29
25	1,29	1,23	1,15	1,07	1,02	1	1,02	1,08	1,18	1,29	1,36	1,35
30	1,33	1,25	1,16	1,07	1	0,97	1	1,08	1,19	1,33	1,41	1,4
35	1,35	1,27	1,16	1,05	0,97	0,94	0,98	1,06	1,2	1,35	1,45	1,43
40	1,37	1,27	1,15	1,03	0,94	0,91	0,94	1,04	1,19	1,37	1,48	1,46
45	1,38	1,27	1,14	1	0,9	0,87	0,9	1,01	1,18	1,37	1,5	1,48
50	1,39	1,26	1,12	0,97	0,86	0,82	0,86	0,98	1,16	1,37	1,51	1,5
55	1,38	1,25	1,09	0,93	0,81	0,77	0,81	0,94	1,13	1,36	1,51	1,5
60	1,37	1,22	1,05	0,88	0,75	0,71	0,75	0,89	1,1	1,34	1,51	1,49
65	1,35	1,19	1,01	0,83	0,69	0,65	0,69	0,83	1,05	1,31	1,49	1,47
70	1,32	1,15	0,96	0,77	0,63	0,58	0,63	0,77	1	1,27	1,46	1,45
75	1,28	1,11	0,91	0,7	0,56	0,51	0,56	0,71	0,95	1,23	1,42	1,41
80	1,23	1,06	0,84	0,64	0,49	0,43	0,48	0,64	0,88	1,17	1,37	1,37
85	1,18	1	0,78	0,56	0,41	0,35	0,41	0,56	0,81	1,11	1,32	1,32
90	1,12	0,93	0,71	0,49	0,33	0,28	0,33	0,49	0,74	1,04	1,25	1,26

LATITUD = 40°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,07	1,06	1,05	1,03	1,02	1,01	1,02	1,03	1,05	1,08	1,09	1,09
10	1,14	1,11	1,08	1,05	1,03	1,02	1,03	1,06	1,1	1,14	1,17	1,16
15	1,2	1,16	1,12	1,07	1,03	1,02	1,04	1,08	1,14	1,21	1,25	1,24
20	1,25	1,2	1,14	1,08	1,03	1,02	1,03	1,09	1,17	1,26	1,32	1,3
25	1,3	1,23	1,16	1,08	1,02	1	1,02	1,09	1,19	1,3	1,38	1,36
30	1,34	1,26	1,17	1,07	1,01	0,98	1,01	1,09	1,2	1,34	1,43	1,41
35	1,37	1,28	1,17	1,06	0,98	0,95	0,98	1,07	1,21	1,37	1,47	1,45
40	1,39	1,29	1,16	1,04	0,95	0,92	0,95	1,05	1,21	1,39	1,5	1,48
45	1,4	1,29	1,15	1,01	0,91	0,88	0,92	1,03	1,2	1,39	1,52	1,5
50	1,41	1,28	1,13	0,98	0,87	0,83	0,87	0,99	1,18	1,39	1,54	1,52
55	1,4	1,27	1,1	0,94	0,82	0,78	0,82	0,95	1,15	1,38	1,54	1,52
60	1,39	1,24	1,07	0,89	0,77	0,72	0,77	0,9	1,12	1,36	1,53	1,51
65	1,37	1,21	1,03	0,84	0,71	0,66	0,71	0,85	1,07	1,34	1,51	1,5
70	1,34	1,17	0,98	0,78	0,64	0,59	0,64	0,79	1,02	1,3	1,49	1,47
75	1,3	1,13	0,92	0,72	0,57	0,52	0,57	0,73	0,97	1,25	1,45	1,44
80	1,25	1,08	0,86	0,65	0,5	0,45	0,5	0,66	0,9	1,2	1,41	1,4
85	1,2	1,02	0,8	0,58	0,43	0,37	0,42	0,58	0,84	1,14	1,35	1,35
90	1,14	0,95	0,73	0,5	0,35	0,29	0,34	0,5	0,76	1,07	1,29	1,29

LATITUD = 41°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,07	1,06	1,05	1,03	1,02	1,02	1,02	1,03	1,05	1,08	1,09	1,09
10	1,14	1,12	1,09	1,06	1,03	1,02	1,03	1,06	1,1	1,15	1,18	1,17
15	1,21	1,17	1,12	1,07	1,04	1,03	1,04	1,08	1,14	1,21	1,26	1,24
20	1,26	1,21	1,15	1,08	1,04	1,02	1,04	1,09	1,17	1,27	1,33	1,31
25	1,31	1,24	1,17	1,09	1,03	1,01	1,03	1,1	1,2	1,32	1,39	1,37
30	1,35	1,27	1,18	1,08	1,01	0,99	1,02	1,09	1,21	1,35	1,44	1,42
35	1,38	1,29	1,18	1,07	0,99	0,96	0,99	1,08	1,22	1,38	1,49	1,47
40	1,4	1,3	1,18	1,05	0,96	0,93	0,96	1,06	1,22	1,4	1,52	1,5
45	1,42	1,3	1,16	1,03	0,93	0,89	0,93	1,04	1,21	1,41	1,55	1,52
50	1,42	1,3	1,14	0,99	0,88	0,84	0,88	1,01	1,19	1,41	1,56	1,54
55	1,42	1,28	1,12	0,95	0,83	0,79	0,84	0,97	1,17	1,41	1,57	1,54
60	1,41	1,26	1,08	0,91	0,78	0,73	0,78	0,92	1,14	1,39	1,56	1,54
65	1,39	1,23	1,04	0,85	0,72	0,67	0,72	0,87	1,09	1,36	1,54	1,53
70	1,36	1,19	0,99	0,8	0,66	0,61	0,66	0,81	1,04	1,32	1,52	1,5
75	1,32	1,15	0,94	0,73	0,59	0,54	0,59	0,74	0,99	1,28	1,48	1,47
80	1,28	1,1	0,88	0,67	0,52	0,46	0,52	0,67	0,93	1,23	1,44	1,43
85	1,23	1,04	0,82	0,6	0,44	0,39	0,44	0,6	0,86	1,16	1,38	1,38
90	1,17	0,98	0,74	0,52	0,36	0,31	0,36	0,52	0,78	1,09	1,32	1,32

LATITUD = 42°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,08	1,06	1,05	1,03	1,02	1,02	1,02	1,04	1,06	1,08	1,09	1,09
10	1,15	1,12	1,09	1,06	1,04	1,03	1,04	1,06	1,11	1,15	1,18	1,17
15	1,21	1,17	1,13	1,08	1,04	1,03	1,04	1,09	1,15	1,22	1,26	1,25
20	1,27	1,21	1,15	1,09	1,04	1,03	1,05	1,1	1,18	1,28	1,34	1,32
25	1,32	1,25	1,17	1,09	1,04	1,01	1,04	1,1	1,21	1,33	1,4	1,38
30	1,36	1,28	1,19	1,09	1,02	1	1,02	1,1	1,23	1,37	1,46	1,44
35	1,39	1,3	1,19	1,08	1	0,97	1	1,09	1,23	1,4	1,51	1,48
40	1,42	1,31	1,19	1,06	0,97	0,94	0,97	1,08	1,24	1,42	1,54	1,52
45	1,43	1,32	1,18	1,04	0,94	0,9	0,94	1,05	1,23	1,43	1,57	1,54
50	1,44	1,31	1,16	1	0,89	0,86	0,9	1,02	1,21	1,44	1,59	1,56
55	1,44	1,3	1,13	0,97	0,85	0,8	0,85	0,98	1,19	1,43	1,59	1,57
60	1,43	1,28	1,1	0,92	0,79	0,75	0,8	0,93	1,15	1,41	1,59	1,57
65	1,41	1,25	1,06	0,87	0,74	0,69	0,74	0,88	1,11	1,39	1,57	1,55
70	1,38	1,21	1,01	0,81	0,67	0,62	0,67	0,82	1,07	1,35	1,55	1,53
75	1,35	1,17	0,96	0,75	0,6	0,55	0,6	0,76	1,01	1,31	1,52	1,5
80	1,3	1,12	0,9	0,68	0,53	0,48	0,53	0,69	0,95	1,25	1,47	1,46
85	1,25	1,06	0,83	0,61	0,46	0,4	0,46	0,62	0,88	1,19	1,42	1,41
90	1,19	1	0,76	0,54	0,38	0,32	0,38	0,54	0,81	1,12	1,36	1,35

LATITUD = 43°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,08	1,07	1,05	1,03	1,02	1,02	1,02	1,04	1,06	1,08	1,1	1,09
10	1,15	1,12	1,09	1,06	1,04	1,03	1,04	1,07	1,11	1,16	1,19	1,18
15	1,22	1,18	1,13	1,08	1,05	1,03	1,05	1,09	1,15	1,23	1,27	1,26
20	1,28	1,22	1,16	1,09	1,05	1,03	1,05	1,1	1,19	1,29	1,35	1,33
25	1,33	1,26	1,18	1,1	1,04	1,02	1,04	1,11	1,22	1,34	1,42	1,4
30	1,37	1,29	1,2	1,1	1,03	1	1,03	1,11	1,24	1,38	1,48	1,45
35	1,41	1,31	1,2	1,09	1,01	0,98	1,01	1,1	1,25	1,42	1,52	1,5
40	1,43	1,33	1,2	1,07	0,98	0,95	0,98	1,09	1,25	1,44	1,56	1,54
45	1,45	1,33	1,19	1,05	0,95	0,91	0,95	1,06	1,24	1,45	1,59	1,57
50	1,46	1,33	1,17	1,02	0,91	0,87	0,91	1,03	1,23	1,46	1,61	1,58
55	1,46	1,32	1,15	0,98	0,86	0,82	0,86	1	1,21	1,45	1,62	1,59
60	1,45	1,3	1,12	0,94	0,81	0,76	0,81	0,95	1,17	1,44	1,62	1,59
65	1,43	1,27	1,08	0,89	0,75	0,7	0,75	0,9	1,13	1,41	1,61	1,58
70	1,41	1,23	1,03	0,83	0,69	0,64	0,69	0,84	1,09	1,38	1,58	1,56
75	1,37	1,19	0,98	0,77	0,62	0,57	0,62	0,78	1,03	1,34	1,55	1,53
80	1,33	1,14	0,92	0,7	0,55	0,49	0,55	0,71	0,97	1,28	1,51	1,49
85	1,28	1,08	0,85	0,63	0,47	0,42	0,47	0,64	0,9	1,22	1,45	1,44
90	1,22	1,02	0,78	0,56	0,4	0,34	0,39	0,56	0,83	1,16	1,39	1,38

LATITUD = 44°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,08	1,07	1,05	1,04	1,02	1,02	1,02	1,04	1,06	1,09	1,1	1,1
10	1,16	1,13	1,1	1,06	1,04	1,03	1,04	1,07	1,11	1,16	1,19	1,18
15	1,22	1,18	1,13	1,09	1,05	1,04	1,05	1,09	1,16	1,23	1,28	1,27
20	1,28	1,23	1,17	1,1	1,05	1,04	1,06	1,11	1,2	1,3	1,36	1,34
25	1,34	1,27	1,19	1,11	1,05	1,03	1,05	1,12	1,23	1,35	1,43	1,41
30	1,38	1,3	1,2	1,11	1,04	1,01	1,04	1,12	1,25	1,4	1,49	1,47
35	1,42	1,32	1,21	1,1	1,02	0,99	1,02	1,11	1,26	1,43	1,54	1,52
40	1,45	1,34	1,21	1,08	0,99	0,96	1	1,1	1,26	1,46	1,59	1,56
45	1,47	1,35	1,2	1,06	0,96	0,92	0,96	1,08	1,26	1,48	1,62	1,59
50	1,48	1,34	1,19	1,03	0,92	0,88	0,92	1,05	1,25	1,48	1,64	1,61
55	1,48	1,33	1,16	0,99	0,87	0,83	0,88	1,01	1,22	1,48	1,65	1,62
60	1,47	1,32	1,13	0,95	0,82	0,78	0,82	0,97	1,19	1,47	1,65	1,62
65	1,46	1,29	1,09	0,9	0,76	0,72	0,77	0,92	1,16	1,44	1,64	1,61
70	1,43	1,26	1,05	0,85	0,7	0,65	0,7	0,86	1,11	1,41	1,62	1,59
75	1,4	1,21	1	0,78	0,64	0,58	0,64	0,8	1,06	1,37	1,59	1,56
80	1,36	1,16	0,94	0,72	0,56	0,51	0,56	0,73	0,99	1,32	1,54	1,52
85	1,31	1,11	0,87	0,65	0,49	0,43	0,49	0,66	0,93	1,26	1,49	1,48
90	1,25	1,04	0,8	0,57	0,41	0,35	0,41	0,58	0,85	1,19	1,43	1,42

LATITUD = 45°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,08	1,07	1,05	1,04	1,03	1,02	1,03	1,04	1,06	1,09	1,1	1,1
10	1,16	1,13	1,1	1,07	1,04	1,04	1,05	1,07	1,12	1,17	1,2	1,19
15	1,23	1,19	1,14	1,09	1,05	1,04	1,06	1,1	1,17	1,24	1,29	1,27
20	1,29	1,24	1,17	1,11	1,06	1,04	1,06	1,12	1,21	1,31	1,37	1,35
25	1,35	1,28	1,2	1,11	1,06	1,03	1,06	1,13	1,24	1,36	1,45	1,42
30	1,4	1,31	1,21	1,12	1,04	1,02	1,05	1,13	1,26	1,41	1,51	1,48
35	1,43	1,34	1,22	1,11	1,03	1	1,03	1,12	1,27	1,45	1,56	1,53
40	1,46	1,35	1,22	1,09	1	0,97	1,01	1,11	1,28	1,48	1,61	1,58
45	1,49	1,36	1,22	1,07	0,97	0,93	0,97	1,09	1,28	1,5	1,64	1,61
50	1,5	1,36	1,2	1,04	0,93	0,89	0,94	1,06	1,26	1,51	1,67	1,63
55	1,5	1,35	1,18	1,01	0,89	0,84	0,89	1,03	1,24	1,5	1,68	1,65
60	1,5	1,34	1,15	0,97	0,84	0,79	0,84	0,98	1,21	1,49	1,68	1,65
65	1,48	1,31	1,11	0,92	0,78	0,73	0,78	0,93	1,18	1,47	1,67	1,64
70	1,46	1,28	1,07	0,86	0,72	0,67	0,72	0,88	1,13	1,44	1,65	1,62
75	1,43	1,24	1,02	0,8	0,65	0,6	0,65	0,82	1,08	1,4	1,62	1,6
80	1,38	1,19	0,96	0,74	0,58	0,53	0,58	0,75	1,02	1,35	1,58	1,56
85	1,33	1,13	0,89	0,66	0,51	0,45	0,51	0,67	0,95	1,29	1,53	1,51
90	1,28	1,07	0,82	0,59	0,43	0,37	0,43	0,6	0,88	1,22	1,47	1,45

Anexo XI PCT instalaciones solares térmicas de baja temperatura: Métodos de cálculo

De entre los diversos métodos de cálculo existentes, se deberán elegir aquellos que procedan de entidades de reconocida solvencia y estén suficientemente avalados por la experiencia práctica.

Deberá adoptarse el método más adecuado a las características de la instalación solar. El tamaño y complejidad de la misma será determinante para considerar un método simplificado que no requiere gran nivel de detalle para la definición de las bases de cálculo, y que en consecuencia sea relativamente fácil de usar, o bien un método más detallado en el que se realice el estudio de un modelo de la instalación con todos sus componentes y se simule el comportamiento energético de la misma con amplios detalles.

Como ejemplo de uno de dichos métodos de cálculo simplificado, se describirá a continuación el de las curvas *f* (F-Chart), que permite realizar el cálculo de la cobertura de un sistema solar, es decir, de su contribución a la aportación de calor total necesario para cubrir las cargas térmicas, y de su rendimiento medio en un largo período de tiempo.

Ampliamente aceptado como un proceso de cálculo suficientemente exacto para largas estimaciones, no ha de aplicarse para estimaciones de tipo semanal o diario.

Para desarrollarlo se utilizan datos mensuales medios meteorológicos, y es perfectamente válido para determinar el rendimiento o factor de cobertura solar en instalaciones de calentamiento, en todo tipo de edificios, mediante captadores solares planos.

Su aplicación sistemática consiste en identificar las variables adimensionales del sistema de calentamiento solar y utilizar la simulación de funcionamiento mediante ordenador, para dimensionar las correlaciones entre estas variables y el rendimiento medio del sistema para un dilatado período de tiempo.

La ecuación utilizada en este método es:

$$f = 1{,}029D_1 - 0{,}065D_2 - 0{,}245D_1^2 + 0{,}0018D_2^2 + 0{,}0215D_1^3$$

La secuencia que suele seguirse en el cálculo es la siguiente:

1. Valoración de las cargas caloríficas para el calentamiento de agua destinada a la producción de A.C.S. o calefacción.
2. Valoración de la radiación solar incidente en la superficie inclinada del captador o captadores.

3. Cálculo del parámetro D_1.
4. Cálculo del parámetro D_2.
5. Determinación de la gráfica *f*.
6. Valoración de la cobertura solar mensual.
7. Valoración de la cobertura solar anual y formación de tablas.

Las cargas caloríficas determinan la cantidad de calor necesaria mensual para calentar el agua destinada al consumo doméstico, calculándose mediante la siguiente expresión:

$$Q_a = c_e C N (t_{ac} - t_r)$$

donde:

-Q_a = Carga calorífica mensual de calentamiento de A.C.S. (J/mes)

-c_e = Calor específico (para el agua 4187 J/(kg°C))

-*C* = Consumo diario de A.C.S. (kg/día)

-t_{ac} = Temperatura del agua caliente de acumulación (°C)

-t_r = Temperatura del agua de red (°C)

-*N* = Número de días del mes

El parámetro D_1 expresa la relación entre la energía absorbida por la placa del captador plano y la carga calorífica total de calentamiento durante un mes:

D_1 = Energía absorbida por el captador / Carga calorífica mensual

La energía absorbida por el captador viene dada por la siguiente expresión:

$$E_a = S_c F'_r(\tau\alpha) R_1 N$$

donde:

S_c = Superficie del captador (m^2)

R_1 = Radiación diaria media mensual incidente sobre la superficie de captación por unidad de área (kJ/m^2)

N = Número de días del mes

$F'_r(\tau\alpha)$= Factor adimensional, que viene dado por la siguiente expresión:

$$F'_t(\tau\alpha) = F_t(\tau\alpha)_n \left[\frac{(\tau\alpha)}{(\tau\alpha)_n}\right] \left(\frac{F'_t}{F_t}\right)$$

donde:

$F'_t(\tau\alpha)$= Factor de eficiencia óptica del captador, es decir, ordenada en el origen de la curva característica del captador.

$\frac{(\tau\alpha)}{(\tau\alpha)_n}$ = Modificador del ángulo de incidencia. En general se puede tomar como constante: 0,96 (superficie transparente sencilla) o 0,94 (superficie transparente doble).

$F_r N / F_r$ = Factor de corrección del conjunto captador-intercambiador. Se recomienda tomar el valor de 0,95.

El parámetro D_2 expresa la relación entre las pérdidas de energía en el captador, para una determinada temperatura, y la carga calorífica de calentamiento durante un mes:

D_2 = Energía perdida por el captador / Carga calorífica mensual La energía perdida por el captador viene dada por la siguiente expresión:

$$E_p = S_c F_r' U_L (100 - t_a) \Delta t K_1 K_2$$

donde:

S_c = Superficie del captador (m^2)

$$F_r' U_L = F_r U_L (F_r'/ F_r)$$

donde:

$F_r U_L$ = Pendiente de la curva característica del captador (coeficiente global de pérdidas del captador)

t_a = Temperatura media mensual del ambiente durante las horas diurnas

Δt = Período de tiempo considerado, en segundos (s)

K_1 = Factor de corrección por almacenamiento, que se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$K_1 = [\text{kg acumulación} / (75\ S_c)]^{-0,25}$$

$37,5 < (\text{kg acumulación}) / (m^2 \text{ captación}) < 300$

K_2 = Factor de corrección, para A.C.S., que relaciona la temperatura mínima de A.C.S., la del agua de red y la media mensual ambiente, dado por la siguiente expresión:

$$K_2 = (11,6 + 1,18\ t_{ac} + 3,86\ t_r - 2,32\ t_a) / (100 - t_a)$$

donde:

t_{ac} = Temperatura mínima requerida del A.C.S.

t_r = Temperatura del agua de red

t_a = Temperatura media mensual del ambiente durante las horas diurnas

Una vez obtenido D_1 y D_2, aplicando la ecuación inicial se calcula la fracción de la carga calorífica mensual aportada por el sistema de energía solar.

De esta forma, la energía útil captada cada mes, Q_u , tiene el valor:

$$Q_u = f\, Q_a$$

donde:

Q_a = Carga calorífica mensual de A.C.S.

Mediante igual proceso operativo que el desarrollado para un mes, se operará para todos los meses del año. La relación entre la suma de las coberturas mensuales y la suma de las cargas caloríficas, o necesidades mensuales de calor, determinará la cobertura anual del sistema:

$$\text{Cobertura solar anual} = \sum_{u=1}^{u=12} Q_u \,/\, \sum_{a=12}^{a=12} Q_a$$

Bibliografía PCT INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS DE BAJA TEMPERATURA

Beckman, W. A., Klein, S. A. y Duffie, J. A.: *Proyecto de sistemas térmico-solares por el método de las curvas-f*. Editorial INDEX, 1982 (ATECYR: Asociación Técnica Española de Climatización y Refrigeración).

Duffie, J. A. y Beckman, W. A: *Solar Engineering of Thermal Processes*. Editorial John Wiley & Sons, 1980.