



**EnerAgen**

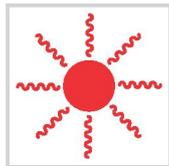
Asociación de Agencias  
Españolas de Gestión de la Energía

# Energía solar Térmica y fotovoltaica en el marco del Código Técnico de la Edificación



guías **eneragen**





**ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y FOTOVOLTAICA**  
en el marco del Código Técnico de la Edificación



## **Edita**

### **Equipo de Redacción:**

**Instituto de la Construcción de Castilla y León – [www.iccl.es](http://www.iccl.es)**

José M.ª Enseñat Beso  
Cristina Martínez Busto  
Javier Ahedo Valdivielso  
Miguel Ángel Romero Ramos  
Luis Serra María-Tomé  
Felipe Romero Salvachúa  
Miguel Sanz González  
Begoña Odriozola González  
Sergio Melchor González

### **Diseño y Maquetación:**

BI Comunicación

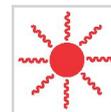
© **2007 EnerAgen** Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía

Depósito Legal:

Prohibida la reproducción parcial o total sin autorización parcial o total sin la debida autorización de la Propiedad, en cualquier tipo de soporte.



<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>ANTECEDENTES</b>	<b>7</b>
<b>3</b>	<b>CONCEPTOS CLAVES</b>	<b>9</b>
3.1	GEOMETRÍA SOLAR	9
3.1.1	COORDENADAS SOLARES	10
3.2	IRRADIANCIA E IRRADIACIÓN SOLAR	10
3.3	PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN, POR INCLINACIÓN Y POR SOMBRAS	10
<b>4</b>	<b>EXIGENCIAS DEL CTE EN ENERGÍA SOLAR</b>	<b>13</b>
4.1	TRAMITACIÓN ADMINISTRATIVA DE LA LICENCIA DE EDIFICACIÓN Y OCUPACIÓN	13
4.2	RESPONSABILIDADES EN LA APLICACIÓN DEL CTE	13
4.3	ZONAS CLIMÁTICAS	14
4.4	ENERGÍA SOLAR TÉRMICA	14
4.4.1	TIPOS DE EDIFICIOS	14
4.4.2	CONSUMOS DE ACS	14
4.4.3	CONTRIBUCIÓN SOLAR MÍNIMA	15
4.5	ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	19
4.5.1	TIPOS DE EDIFICIOS	19
4.5.2	CÁLCULO DE LA POTENCIA PICO QUE SE DEBE INSTALAR	19
<b>5</b>	<b>INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS PARA PRODUCCIÓN DE AGUA CALIENTE</b>	<b>21</b>
5.1	TIPOS DE CAPTADORES SOLARES TÉRMICOS	21
5.2	POSIBLES FORMAS DE INTEGRACIÓN DE CAPTADORES SOLARES EN LA EDIFICACIÓN	22
5.3	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LA INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA	23
5.3.1	FLUIDOS DE TRABAJO	24
5.3.2	SISTEMA DE ACUMULACIÓN	25
5.3.3	SISTEMA DE INTERCAMBIO	27
5.3.4	VASO DE EXPANSIÓN	29
5.3.5	SISTEMA DE REGULACIÓN Y CONTROL	29
5.4	ESQUEMAS DE PRINCIPIO DE LA INSTALACIÓN.	33
5.5	SISTEMAS CONVENCIONALES DE APOYO	34
5.6	CENTRALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA	35
5.6.1	ACUMULACIÓN SOLAR DE AGUA CALIENTE SANITARIA CENTRALIZADA + APOYO CONVENCIONAL CENTRALIZADO.	35
5.6.2	ACUMULACIÓN SOLAR DE AGUA CALIENTE SANITARIA CENTRALIZADA + APOYO CONVENCIONAL INSTANTÁNEO EN LÍNEA	36



5.6.3	ACUMULACIÓN SOLAR DE INERCIA CENTRALIZADA + INTERCAMBIADORES DE CALOR EN CADA VIVIENDA CON APOYO CONVENCIONAL INSTANTÁNEO EN LÍNEA.	37
5.6.4	ACUMULACIÓN SOLAR DE AGUA CALIENTE SANITARIA INDIVIDUAL + APOYO CONVENCIONAL INSTANTÁNEO EN LÍNEA.	38
5.6.5	ACUMULACIÓN SOLAR DE AGUA CALIENTE SANITARIA INDIVIDUAL + APOYO CONVENCIONAL DE SEMIACUMULACIÓN.	39
5.7	CONEXIÓN DE CAPTADORES	40
5.8	TEMPERATURAS DE TRABAJO	43
<b>6</b>	<b>CUMPLIMIENTO DEL CÓDIGO TÉCNICO DE INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS</b>	<b>45</b>
6.1	PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN	45
6.2	HOMOLOGACIÓN DE CAPTADORES	46
6.3	MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA	48
6.3.1	PLAN DE VIGILANCIA	48
6.3.2	PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO	48
<b>7</b>	<b>INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS DE CONEXIÓN A RED</b>	<b>51</b>
7.1	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LA INSTALACIÓN	51
7.2	TIPOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	52
7.3	CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO	54
7.3.1	CONEXIÓN ELÉCTRICA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	55
7.3.2	INSTALACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN LA EDIFICACIÓN	57
7.4	EL INVERSOR	58
7.5	OTROS EQUIPOS	59
7.6	LEGALIZACIÓN ADMINISTRATIVA DE INSTALACIONES CONECTADAS A RED: CONDICIONES TÉCNICAS	61
<b>8</b>	<b>CUMPLIMIENTO DEL CÓDIGO TÉCNICO DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS</b>	<b>67</b>
8.1	PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN	67
8.2	CERTIFICACIONES DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	67
8.3	PLAN DE MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	68
8.3.1	PLAN DE VIGILANCIA	68
8.3.2	PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO	68
<b>9</b>	<b>NORMATIVA</b>	<b>71</b>



# 1. INTRODUCCIÓN

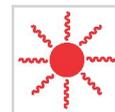
La asociación de **Agencias Españolas de Gestión de la Energía, EnerAgen**, es una asociación sin ánimo de lucro, cuyos fines son promover, fortalecer y asegurar el papel de las agencias de energía a cualquier nivel, de manera especial en la Unión Europea, respetando el ámbito competencial de cada una de las Agencias, consiguiendo así una promoción del uso racional de la energía, la eficiencia energética y las energías renovables para la mejora del medio ambiente y contribuir al desarrollo sostenible.

La **Agencia Energética Municipal de Pamplona (AEMPA)** ha liderado un Grupo de Trabajo formado por la **Agencia Andaluza de la Energía**, la **Fundación Asturiana de la Energía (FAEN)** y el **Ente Regional de la Energía de Castilla y León (EREN)**, para la elaboración de una serie de publicaciones relacionadas con la nueva normativa de edificios.

La presente publicación forma parte de una serie constituida por **cuatro publicaciones**, de las cuales tres están dirigidas a profesionales, y una a los ciudadanos. El objetivo de la publicación dirigida a los ciudadanos es brindar información básica para la compra, uso y mantenimiento energético de los Edificios, así como ofrecer a aquellos ciudadanos que quieran introducir modificaciones en su vivienda, las pautas necesarias para la mejora energética del hogar.

Las **publicaciones dirigidas a profesionales** tienen por objeto el informar de las características que deben tener los edificios de nueva construcción y rehabilitaciones en materia de energía, de tecnología, pautas y ejemplos prácticos que faciliten la aplicación del Código Técnico de la Edificación. Estas publicaciones están formadas por tres documentos: Energía solar térmica y fotovoltaica en el marco del Código Técnico de la Edificación; Instalaciones de iluminación en edificios en el marco del Código Técnico de la Edificación; Rendimiento de las instalaciones térmicas y demanda energética de los edificios.





El CTE se ha desarrollado en 4 documentos básicos, de los cuales cada uno tiene por objeto establecer reglas y procedimientos que permiten cumplir las exigencias básicas de ahorro de energía. Este documento se denomina Documento Básico HE Ahorro de Energía. A su vez el DB-HE se desarrolla mediante 5 exigencias básicas, HE1 Limitación de la demanda energética, HE2 Rendimiento de las instalaciones térmicas, HE3 Rendimiento energético de las instalaciones de iluminación, HE4 Contribución Solar mínima de Agua Caliente Sanitaria y HE5 Contribución Fotovoltaica Mínima de Energía Eléctrica.

La publicación **Energía Solar Térmica y Fotovoltaica en el marco del Código Técnico de la Edificación**, está estructurada en nueve capítulos, en los que se explican los conceptos básicos e imprescindibles para el entendimiento del CTE y su correcta aplicación para que el dimensionado de las Instalaciones de Energía Solar Térmica y Fotovoltaica en los edificios se lleve a cabo adecuadamente. No se pretende en ningún momento ser referente en el diseño de las instalaciones, ya que esta labor queda al buen hacer del proyectista.

En este documento se pone de manifiesto el interés común de las agencias energéticas miembros de EnerAgen de informar, formar, y concienciar a todos los sectores de la sociedad, para la consecución del objetivo colectivo de lograr un sistema energético medioambientalmente sostenible.



## 2. ANTECEDENTES

La sociedad española, demanda cada vez mayor calidad en las condiciones de confort en los edificios. Esta demanda responde a una nueva exigencia de sostenibilidad de los procesos edificatorios y urbanizadores, tanto en su dimensión ambiental, como en la social y económica.

Con los objetivos de mejorar la calidad de la edificación, y de promover la innovación y la sostenibilidad, se aprueba el **Código Técnico de la Edificación** (CTE) desarrollado en 4 documentos básicos, de los cuales uno tiene por objeto establecer reglas y procedimientos que permiten cumplir las exigencias básicas de ahorro de energía.

Las secciones **HE4 Contribución Solar mínima de Agua Caliente Sanitaria** y **HE5 Contribución Fotovoltaica Mínima de Energía Eléctrica**, son instrumentos normativos que fijan las exigencias básicas de calidad de las instalaciones de energías renovables y en concreto de la energía solar, en la edificación.

La sección **HE4 Contribución Solar mínima de Agua Caliente Sanitaria** establece que una parte de las necesidades energéticas térmicas derivadas de la demanda de agua caliente sanitaria o de climatización de piscina cubierta se cubrirá mediante la incorporación en los edificios de instalaciones de energía solar de baja temperatura. Los valores derivados de esta exigencia básica tendrán la consideración de **mínimos**.

La sección **HE5 Contribución Fotovoltaica Mínima de Energía Eléctrica** establece la incorporación, en ciertos edificios, de sistemas de captación y transformación de energía solar en energía eléctrica por procedimientos fotovoltaicos. Igualmente a la HE4, los valores derivados de esta exigencia básica tendrán la consideración de mínimos.



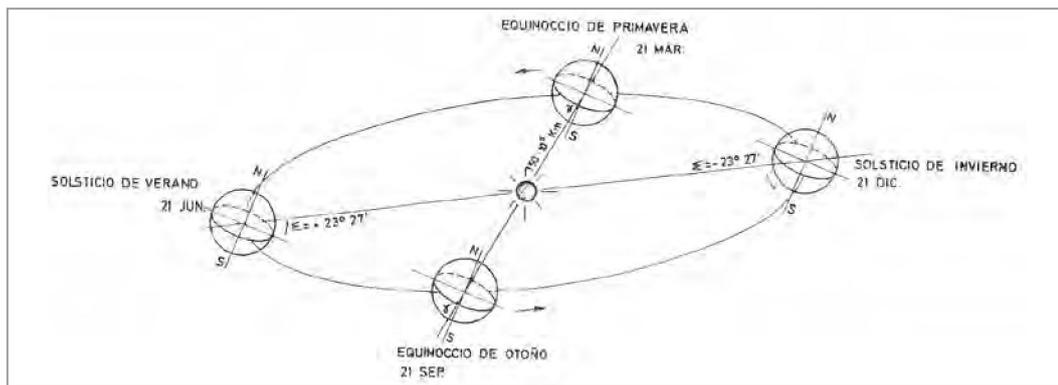


### 3. CONCEPTOS CLAVES

#### 3.1 GEOMETRÍA SOLAR

El SOL es el centro de nuestro sistema planetario y en torno a él, describen sus órbitas todos los planetas, entre ellos la Tierra. Su distancia a la Tierra es de 149,6 MKm y no varía apenas en el transcurso del año, ya que la trayectoria de la tierra es una elipse de excentricidad muy pequeña.

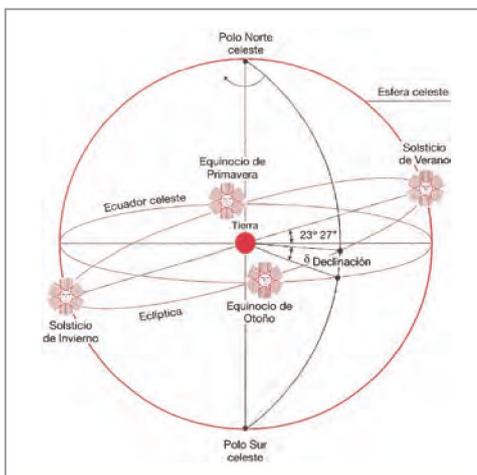
La órbita elíptica de la tierra alrededor del Sol define una trayectoria de este tipo, en uno de cuyos focos está el Sol. El plano que contiene esta órbita se denomina Plano de la Eclíptica, porque en él se verifican los eclipses del Sol y de Luna. El eje de rotación terrestre forma un ángulo constante de  $23^{\circ} 27''$ , denominado Oblicuidad de la Eclíptica.



Fuente: ETS DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE LA UNED - PROGNSA (cursos de postgrado)

#### ECLÍPTICA SOLAR. Movimiento de la tierra alrededor del SOL

Los puntos de intersección de la Eclíptica con el Ecuador son los puntos Equinociales, llamados así porque en las fechas en que el Sol pasa por ellos el día es igual a la noche en todos los puntos de la Tierra.



Fuente: MONOGRÁFICA TÉCNICA. COMPAÑÍA ROCA RADIADORES, S.A.

La recta perpendicular a la línea equinoccial en el plano de la eclíptica corta a ésta en dos puntos, de mínima y máxima declinación. Estos puntos son los llamados Solsticio de verano y Solsticio de invierno. Se llaman así porque en sus proximidades, el Sol conserva sensiblemente, durante unos días, la misma declinación (Sol quieto).

#### Movimiento relativo de la tierra respecto al sol

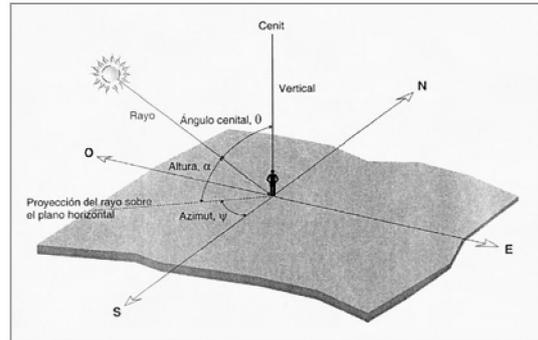


### 3.1.1 Coordenadas Solares

La posición del Sol en cada instante respecto a una posición o punto de observación en la superficie terrestre viene definida por 2 coordenadas: **altura solar** y **azimut solar**.

La **Altura Solar**,  $\alpha$ , es el ángulo que forma la línea que une el centro del Sol con el punto de observación y la superficie horizontal.

El **Azimut Solar**,  $\Psi$ , es el ángulo que forma la proyección horizontal de la línea que une el centro del Sol con el meridiano del lugar (dirección Norte- Sur) con origen en el Sur.



Fuente: ETS DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE LA UNED - PROGENSA (cursos de postgrado)

### 3.2 IRRADIANCIA E IRRADIACIÓN SOLAR

Se define la **IRRADIANCIA SOLAR** como la potencia radiante (Energía radiante por unidad de tiempo:  $E/t$ ) incidente por unidad de superficie sobre un plano dado. Se expresa en  $W/m^2$ .

- **Irradiancia solar directa:** Irradiancia de la radiación solar que alcanza una superficie en la misma dirección que la de la línea recta desde el disco solar. Si el plano es perpendicular a esta línea, la irradiancia solar recibida se llama directa normal. Se expresa en  $W/m^2$ .
- **Irradiancia solar difusa:** Irradiancia de la radiación solar que no alcanza la superficie en la misma dirección de la línea recta desde el disco solar. Se expresa en  $W/m^2$ .
- **Irradiancia solar reflejada:** La radiación por unidad de tiempo y unidad de superficie que, procedente de la reflexión de la radiación solar en el suelo y otros objetos, incide sobre una superficie. Se denomina Albedo. No se considera para el cálculo de las instalaciones solares contempladas en este marco.

Se define **IRRADIACIÓN SOLAR** a la 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  $kWh/m^2$ .

### 3.3 PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN, POR INCLINACIÓN Y POR SOMBRAS

- **Pérdidas por orientación** ( $kWh$  ó  $MJ/m^2$ ): cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema captador a consecuencia de no tener la orientación óptima.
- **Pérdidas por inclinación** ( $kWh$  ó  $MJ/m^2$ ): cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema captador a consecuencia de no tener la inclinación óptima.



Por estar España en el Hemisferio Norte, la posición óptima de instalación de los captadores se considerará la orientación al SUR geográfico, y la inclinación, dependiendo del periodo de utilización, como uno de los valores siguientes:

- a) demanda constante anual: la latitud geográfica.
- b) demanda preferente en invierno: la latitud geográfica + 10 °.
- c) demanda preferente en verano: la latitud geográfica – 10 °.

Las pérdidas por estos conceptos se calcularán en función de:

- a) **ángulo de inclinación:** ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales;
- b) **ángulo de acimut:** ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Dicho ángulo toma el valor de 0° para paneles orientados al sur, -90° para paneles orientados al este y +90° para paneles orientados al oeste.

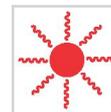
Cuando la orientación e inclinación del sistema generador tenga que ser diferente a la posición óptima, las pérdidas energéticas que se generen no serán mayores que las resultantes de aplicar los siguientes porcentajes a la producción estimada en el hipotético caso de la posición óptima del campo generador.

Caso	% máximo de pérdidas por orientación e inclinación
General	10 %
Superposición	20 %
Integración arquitectónica	40 %

- **Pérdidas por sombras:** cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema captador a consecuencia de la existencia de sombras sobre el mismo en algún momento del día.

Cuando el sistema generador esté sometido a sombreado en algún momento, las pérdidas energéticas que se generen no serán mayores que las resultantes de aplicar los siguientes porcentajes a la producción estimada del campo generador en el hipotético caso de estar siempre libre de sombras.

Caso	% máximo de pérdidas por sombras
General	10 %
Superposición	15 %
Integración arquitectónica	20 %



## Conceptos Claves

Considerando que suceden simultáneamente ambos casos, es decir, que la posición del campo generador es diferente de la óptima y además está sometido en algún momento a sombras, las pérdidas energéticas que se generen no serán mayores que las resultantes de aplicar los siguientes porcentajes a la producción estimada para un campo generador en la posición óptima y libre de sombras.

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %



# 4. EXIGENCIAS DEL CTE EN ENERGÍA SOLAR

## 4.1 TRAMITACIÓN ADMINISTRATIVA DE LA LICENCIA DE EDIFICACIÓN Y OCUPACIÓN

A efectos de su tramitación administrativa, todo proyecto de edificación podrá desarrollarse en dos etapas:

- La fase de Proyecto Básico.
- La fase del Proyecto de Ejecución.

Cada una de estas fases del Proyecto debe cumplir las siguientes condiciones:

- a) El **Proyecto Básico** definirá las características generales de la obra y sus prestaciones mediante la adopción y justificación de soluciones concretas. Su contenido será suficiente para solicitar la licencia municipal de obras, las concesiones u otras autorizaciones administrativas, pero insuficiente para iniciar la construcción del edificio.
- b) El **Proyecto de Ejecución** desarrollará el Proyecto Básico y definirá la obra en su totalidad. El Proyecto de Ejecución incluirá los proyectos parciales, los cuales se integrarán en el proyecto como documentos diferenciados bajo la coordinación del proyectista.

Por consiguiente, como para todo el resto de instalaciones englobadas en el marco del CTE, las instalaciones de energía solar se justificarán en el Proyecto Básico y se desarrollarán en el Proyecto de Ejecución.

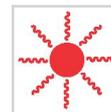
## 4.2 RESPONSABILIDADES EN LA APLICACIÓN DEL CTE

Serán responsables de la aplicación del CTE, los **agentes que participan en el proceso de la edificación**, según lo establecido en el capítulo III de la LOE.

Para asegurar que un edificio satisface los requisitos básicos de la LOE que se relacionan en el artículo I del CTE y que cumple las correspondientes exigencias básicas, **los agentes** que intervienen en el proceso de la edificación, en la medida en que afecte a su intervención deben cumplir las condiciones que el CTE establece para la redacción del Proyecto, la ejecución de la obra y el mantenimiento y conservación del edificio.

Los citados agentes son los siguientes:

- El Promotor.
- El Proyectista.
- El Constructor.
- El Director de obra.
- El Director de la ejecución de la obra.
- Las Entidades y los Laboratorios de control de calidad de la edificación.
- Los Suministradores de productos.
- Los Propietarios y los Usuarios.



### 4.3 ZONAS CLIMÁTICAS

Para establecer los límites de zonas homogéneas a efectos de la exigencia, se han definido diferentes ZONAS teniendo en cuenta la Radiación Solar Global media diaria anual sobre superficie horizontal (H), tomando los intervalos que se relacionan para cada una de las zonas, como se indica a continuación:

Zona climática	MJ/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18,0$	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H \geq 18,0$	$H \geq 5,0$



Zonas Climáticas definidas en el CTE

### 4.4 ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

#### 4.4.1 Tipos de Edificios

El ámbito de aplicación de la sección HE4 del CTE son los edificios de nueva construcción y rehabilitación de edificios existentes de cualquier uso en los que exista una demanda de agua caliente sanitaria y/o climatización de piscina cubierta.

#### 4.4.2 Consumos de ACS

Para el cálculo de las necesidades de ACS de un edificio se aplicarán las demandas de referencia a 60°C de la tabla 3.1 de la sección HE4 que se reseña a continuación:

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
Fábrica 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

Fuente: Código Técnico de la Edificación - CTE



En el caso de elegir una temperatura diferente a 60°C se empleará la fórmula de conservación de la energía.

Siendo:

D(T): demanda de ACS anual a la temperatura elegida.

$D_i(T)$ : demanda de ACS para el mes  $i$  a la temperatura elegida.

$D_i(60^\circ\text{C})$ : demanda de ACS para el mes  $i$  a la temperatura de 60°C.

T: temperatura elegida.

$T_i$ : temperatura media del agua fría en el mes  $i$

$$D(T) = \sum_i D_i(T)$$

$$D_i(T) = D_i(60^\circ\text{C}) \times \left( \frac{60 - T_i}{T - T_i} \right)$$

### 4.4.3 Contribución solar mínima

En el marco del CTE, el término **Contribución Solar** se encuentra ligado fundamentalmente a las instalaciones de **Energía Solar Térmica** ya que éstas se dimensionan para “cubrir” una demanda determinada.

También se podría hablar de contribución solar en las instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica Aislada. Sin embargo, éstas no se tratan en el CTE.

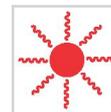
La **Contribución Solar** anual es la **fracción** entre los valores anuales de la **energía solar aportada por la instalación diseñada y la demanda energética anual para la cual se ha diseñado la instalación**, obtenidos a partir de los valores mensuales.

$$\text{Fracción solar mes "x" (\%)} = \frac{\text{Energía solar aportada el mes "x" (kWh)}}{\text{Demanda energética durante el mes "x" (kWh)}} \times 100$$

$$\text{Fracción solar anual (\%)} = \frac{\sum_{x=\text{enero}}^{x=\text{diciembre}} \text{Energía solar aportada el mes "x" (kWh)}}{\sum_{x=\text{enero}}^{x=\text{diciembre}} \text{Demanda energética durante el mes "x" (kWh)}} \times 100$$

En la tabla siguiente se indican, para cada zona climática y diferentes niveles de demanda de ACS a una temperatura de referencia de 60 °C, la contribución solar mínima anual (%) que ha de proporcionar la instalación solar térmica, considerándose dos casos diferentes de fuentes energéticas convencionales:

1. General: sea gasóleo, propano, gas natural, u otras;
2. Efecto Joule.



## Exigencias del CTE en Energía Solar

<b>Caso General</b>	<b>Zona climática</b>				
<b>Demanda total de ACS del edificio (l/d)</b>	<b>I</b>	<b>II</b>	<b>III</b>	<b>IV</b>	<b>V</b>
50-5.000	30	30	50	60	70
5.000-6.000	30	30	55	65	70
6.000-7.000	30	35	61	70	70
7.000-8.000	30	45	63	70	70
8.000-9.000	30	52	65	70	70
9.000-10.000	30	55	70	70	70
10.000-12.500	30	65	70	70	70
12.500-15.000	30	70	70	70	70
15.000-17.500	35	70	70	70	70
17.500-20.000	45	70	70	70	70
> 20.000	52	70	70	70	70

<b>EFFECTO JOULE</b>	<b>Zona climática</b>				
<b>Demanda total de ACS del edificio (l/d)</b>	<b>I</b>	<b>II</b>	<b>III</b>	<b>IV</b>	<b>V</b>
50-1.000	50	60	70	70	70
1.000-2.000	50	63	70	70	70
2.000-3.000	50	66	70	70	70
3.000-4.000	51	69	70	70	70
4.000-5.000	58	70	70	70	70
5.000-6.000	62	70	70	70	70
> 6.000	70	70	70	70	70

En la tabla adjunta bajo este párrafo, se indica, para cada zona climática la contribución solar mínima anual para el caso de la aplicación con climatización de piscinas cubiertas. Se observa que en este caso la fracción solar sólo depende de la zona climática.

	<b>Zona climática</b>				
	<b>I</b>	<b>II</b>	<b>III</b>	<b>IV</b>	<b>V</b>
<b>Piscinas cubiertas</b>	30	30	50	60	70



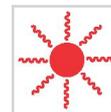
Cumpliendo los valores mínimos de contribución solar mínima establecidos por el CTE, **el dimensionado de la instalación estará limitado por que en ningún mes del año la energía producida por la instalación supere el 110 % de la demanda energética y en no más de tres meses el 100 %** (no se tomarán en consideración aquellos periodos de tiempo en los cuales la demanda energética se sitúe un 50 % por debajo de la media correspondiente al resto del año).

La contribución solar mínima determinada en aplicación de la exigencia básica, podrá disminuirse **justificadamente** en los siguientes casos:

- a. cuando se cubra ese aporte energético de agua caliente sanitaria mediante el aprovechamiento de energías renovables, procesos de cogeneración o fuentes de energía residuales procedentes de la instalación de recuperadores de calor ajenos a la propia generación de calor del edificio;
- b. cuando el cumplimiento de este nivel de producción suponga sobrepasar los criterios de cálculo que marca la legislación de carácter básico aplicable;
- c. cuando el emplazamiento del edificio no cuente con suficiente acceso al sol por barreras externas al mismo;
- d. en rehabilitación de edificios, cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la configuración previa del edificio existente o de la normativa urbanística aplicable;
- e. en edificios de nueva planta, cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la normativa urbanística aplicable, que imposibiliten de forma evidente la disposición de la superficie de captación necesaria;
- f. cuando así lo determine el órgano competente que deba dictaminar en materia de protección histórico-artística.

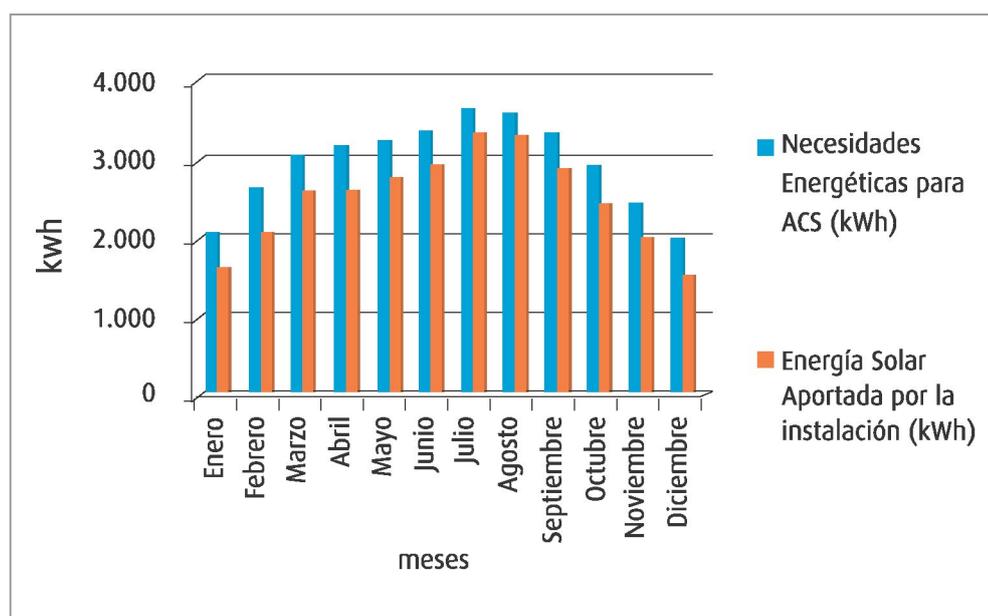
En edificios que se encuentren en los casos b), c), d) y e) del apartado anterior, en el proyecto, se justificará la inclusión alternativa de medidas o elementos que produzcan un ahorro energético térmico o reducción de emisiones de dióxido de carbono, equivalentes a las que se obtendrían mediante la correspondiente instalación solar, respecto a los requisitos básicos que fije la normativa vigente, realizando mejoras en el aislamiento térmico y rendimiento energético de los equipos.

A continuación se adjunta un ejemplo de la relación entre la demanda energética y la energía solar obtenida, en base mensual, para una instalación de energía solar térmica de **28,6 m<sup>2</sup>** de superficie de captación y un consumo de agua caliente sanitaria de **648 m<sup>3</sup>/año** (1.775 l/día) para un Hotel, en la provincia de Tenerife (zona V).



## Exigencias del CTE en Energía Solar

	Necesidades Energéticas para ACS (kWh)	Energía Solar Aportada por la instalación (kWh)	Aporte Solar o Contribución (%)
Enero	2.054	1.622	79%
Febrero	2.623	2.014	77%
Marzo	3.051	2.588	85%
Abril	3.197	2.602	81%
Mayo	3.274	2.786	85%
Junio	3.366	2.938	87%
Julio	3.634	3.342	92%
Agosto	3.612	3.298	91%
Septiembre	3.353	2.872	86%
Octubre	2.929	2.436	83%
Noviembre	2.442	1.983	81%
Diciembre	1.985	1.488	75%
Año	35.519	29.967	84%





### 4.5 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

#### 4.5.1 Tipos de edificios

La ejecución de las instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito de aplicación del Código Técnico de la Edificación, se limita a los casos siguientes:

Tipo de uso	Límite de aplicación
Hipermercado	5.000 m <sup>2</sup> construidos
Multitienda y centros de ocio	3.000 m <sup>2</sup> construidos
Nave de almacenamiento	10.000 m <sup>2</sup> construidos
Administrativos	4.000 m <sup>2</sup> construidos
Hoteles y hostales	100 plazas
Hospitales y clínicas	100 camas
Pabellones de recintos feriales	10.000 m <sup>2</sup> construidos

Y tal y como deja entender, en su apartado 3.2, se tratan de instalaciones para conexión a Red: 3.2 Condiciones Generales de la Instalación, del documento HE 5. Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica que una instalación solar fotovoltaica conectada a red está constituida por un conjunto de componentes encargados de realizar las funciones de captar la radiación solar, generando energía eléctrica en forma de corriente continua y adaptarla a las características que la hagan utilizable por los consumidores conectados a la red de distribución de corriente alterna.

#### 4.5.2 Cálculo de la Potencia Pico que se debe instalar

La potencia pico que se debe instalar se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$P = C \cdot (A \cdot S + B)$$

Siendo

P la potencia pico a instalar [kWp].

A y B los coeficientes en función del uso del edificio.

C el coeficiente en función de la zona climática.

S la superficie construida del edificio [m<sup>2</sup>].

En cualquier caso, la potencia pico mínima a instalar será de 6,25 kWp. El inversor tendrá una potencia mínima de 5kW.

Coeficientes de uso

Tipo de uso	A	B
Hipermercado	0,001875	-3,13
Multitienda y centros de ocio	0,004688	-7,81
Nave de almacenamiento	0,001406	-7,81
Administrativo	0,001223	1,36
Hoteles y hostales	0,003516	-7,81
Hospitales y clínicas privadas	0,000740	3,29
Pabellones de recintos feriales	0,001406	-7,81

Coeficientes en función de la zona climática

Zona climática	C
I	1
II	1,1
III	1,2
IV	1,3
V	1,4





### 5. INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS PARA PRODUCCIÓN DE AGUA CALIENTE

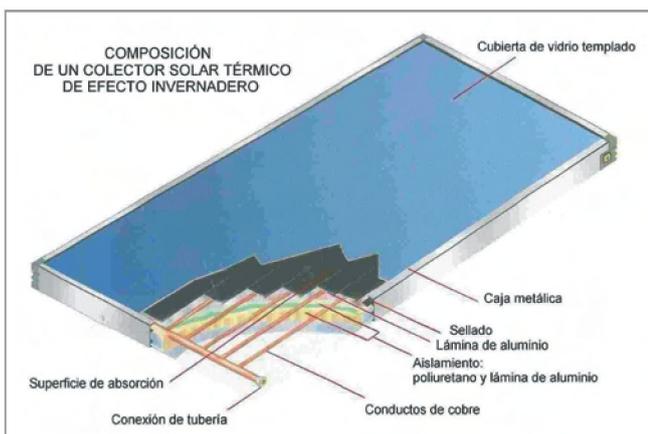
#### 5.1 TIPOS DE CAPTADORES SOLARES TÉRMICOS

Los captadores más utilizados en las aplicaciones para las que se desarrolla el DB-HE4, producción de Agua Caliente Sanitaria y Climatización de Piscina, son los **Captadores Planos con Cubierta**. Sin embargo hay otros tipos de captadores térmicos en el mercado para la producción de agua caliente, como son los conocidos “tubos de vacío” o los captadores de caucho EPDM para climatización de piscinas.

- **CAPTADORES PLANOS CON CUBIERTA:** sus componentes principales son la placa absorbidora o superficie de absorción, que recoge la energía procedente del Sol y se la trasfiere al fluido caloportador que circula por un serpentín o batería de tubos interior; la cubierta transparente de vidrio o plástico que aprovecha el efecto invernadero y la caja en la que se integra el conjunto.

La diferencia principal entre los múltiples modelos de captadores planos que existen en el mercado, es el tipo de parrilla, el número y tipo de conexiones y por supuesto la calidad de los materiales, lo cual se traduce en su curva de rendimiento.

Las principales aplicaciones son producción de ACS, Climatización de Piscinas Cubiertas, Calefacción, Refrigeración Solar y Procesos Industriales.



Fuente: INTERNET

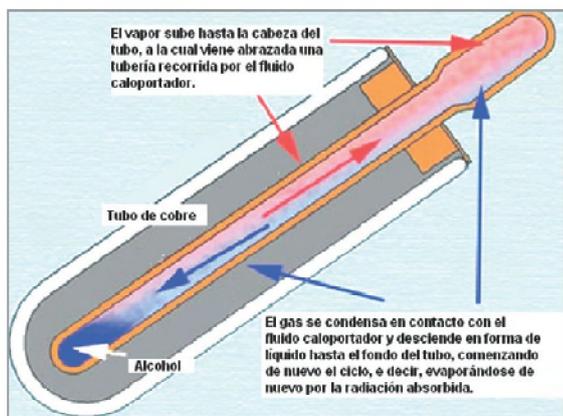
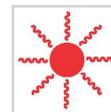


Fuente: IBENER INGENIERÍA

#### Esquema y fotografía de captadores planos

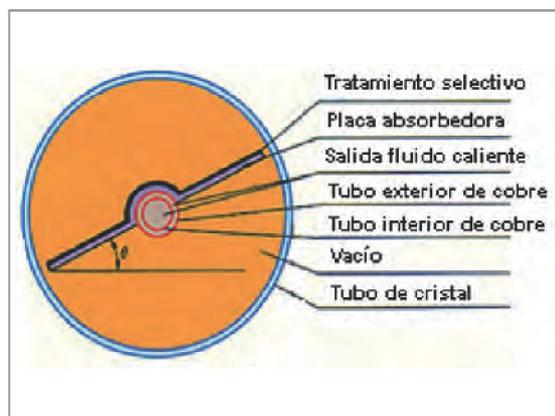
- **CAPTADORES DE TUBO DE VACÍO:**

**Heat Pipe:** el calor se transfiere al fluido caloportador mediante un proceso de evaporación-condensación de un alcohol, calentado por el absorbedor. **Sus aplicaciones principales son procesos industriales** de temperaturas en torno a 100°C, aunque **también se usan para ACS, Calefacción, Refrigeración Solar, etc.**



Fuente: FOCUS-SOLAR Y SUNTUBE resp (INTERNET texto tratado por IBENER INGENIERÍA)

## Tubo de vacío. Heat Pipe



## Tubo de vacío flujo directo

**Flujo Directo:** el fluido caloportador se introduce en el tubo, y el intercambio de calor se lleva a cabo por conducción desde el absorbedor al conducto por el que éste circula. Sus aplicaciones más comunes son los **procesos industriales** de temperaturas en torno a 100°C, aunque **también se usan para ACS, Calefacción, Refrigeración, etc.**

Su principal característica es que se pueden instalar totalmente horizontales contando con una inclinación de la placa de al menos 25°, lo cual facilita la integración arquitectónica en algunas viviendas.

- **CAPTADORES PLANOS SIN CUBIERTA:** son captadores formados por una serie de tubos de caucho (EPDM), los cuales expuestos al sol absorben la radiación solar y se la transmiten al fluido que atraviesa su interior. **Su aplicación principal es la climatización de piscinas descubiertas** debido a su bajo rendimiento fuera de la época veraniega.



Fuente: HARTER INDUSTRIES, Inc. INTERNET

Captadores planos sin cubierta

Independientemente de la aplicación y la tecnología usada, el rendimiento del captador deber ser siempre igual o superior al 40 %..



Fuente: IBENER INGENIERÍA

Instalación general

## 5.2 POSIBLES FORMAS DE INTEGRACIÓN DE CAPTADORES SOLARES EN LA EDIFICACIÓN

Se consideran tres posibles formas de integrar los captadores en la edificación:

1. **General:** los módulos se instalan en una estructura que les albergue y proporcione la inclinación y orientación óptimas para el funcionamiento de la instalación. Es el caso de la instalación en cubierta plana o cubierta con muy poca inclinación.



**2. Superposición de módulos:** en este tipo de instalación la colocación de los captadores se realiza paralela a la envolvente del edificio. Se debe instalar una estructura sobre la envolvente del edificio que sustente los captadores.

La inclinación y la orientación de los captadores será la propia de la envolvente del edificio, no así la del absorbedor en el caso de los captadores de tubo de vacío tipo flujo directo.



Superposición de captadores en cubierta plana

Fuente: IBENER INGENIERÍA

**3. Integración arquitectónica:** se considera integración arquitectónica cuando los captadores cumplen una doble función energética y arquitectónica y además sustituyen elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes de la composición arquitectónica. En este caso, la inclinación y la orientación de los captadores será la propia de la envolvente del edificio.



Integración arquitectónica de captadores solares térmicos

Fuente: IBENER INGENIERÍA

### 5.3 ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LA INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA

Antes de comenzar con la descripción de los elementos de una instalación de energía solar térmica y para la correcta comprensión de este apartado, se adjuntan las siguientes definiciones:

- **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 al sistema de acumulación.
- **Circuito secundario:** circuito en el que se recoge la energía transferida del circuito primario para su almacenamiento y distribución a los puntos de consumo.
- **Circuito de consumo:** circuito por el que circula agua caliente de consumo.



### 5.3.1 Fluidos de trabajo

El fluido caloportador es aquel que pasa a través del absorbedor de los captadores absorbiendo la energía térmica captada por los mismos y transfiriéndosela a una de las aplicaciones de la instalación.

El empleo de un fluido de trabajo adecuado influirá claramente en la **fiabilidad y durabilidad** de la instalación.

Las principales características que se debería exigir al fluido utilizado serán:

- **Calor específico elevado**
- **Temperatura de ebullición alta**
- **Temperatura de congelación baja**
- **Alta estabilidad en el rango de temperaturas y presiones de trabajo**
- **Protección frente a la corrosión**
- **Compatibilidad con los materiales de la instalación**

El tipo de fluido más comúnmente empleado es la **mezcla de agua con anticongelante**. Esta mezcla provoca la variación de las propiedades físicas del agua. Por esta razón la mezcla y la instalación que la utilice deberán cumplir determinadas exigencias. Las más importantes son las siguientes:

- **Estabilidad:** La mayor parte de los productos anticongelantes se degradan a partir de temperaturas de 120 °C y pueden generar productos corrosivos para los materiales integrantes de las partes del circuito. Por tanto, será un factor a tener en cuenta.
- **Toxicidad:** Algunos anticongelantes son tóxicos, por lo que es necesario asegurar la imposibilidad de mezcla entre éstos y el agua de consumo, mediante un intercambiador de calor.

El fluido portador se seleccionará considerando todos los criterios anteriores y las especificaciones del fabricante de los captadores así como las características climatológicas del lugar de instalación y de la calidad del agua del mismo. Como recomendaciones caben las siguientes:

#### 1. Zonas templadas y sin riesgo de heladas

El fluido circulante podrá ser agua con un pH y contenido de sales minerales adecuado. Los valores del pH más adecuados se sitúan entre 5 y 12. Es muy importante que el agua no contenga cloruros.



### 2. Zonas climáticas con riesgo de heladas

Se utilizará como fluido circulante una mezcla de agua y glicol, este último con aditivos estabilizantes y anticorrosivos.

La proporción del glicol (no tóxico) se determinará de acuerdo con la temperatura mínima histórica registrada y disminuida en 2 a 5 °C.

Los puntos de congelación de las mezclas de agua-glicol (no tóxico) varían en función de su composición y vienen determinados por relación entre el volumen de agua y el volumen de glicol de cada mezcla.

### 5.3.2 Sistema de Acumulación

El sistema de acumulación lo constituyen uno o varios depósitos dispuestos como almacenamiento del agua caliente, para hacer frente al consumo de ACS en el momento en el que sea requerida, el cual no tiene por qué coincidir con el momento de producción del ACS.

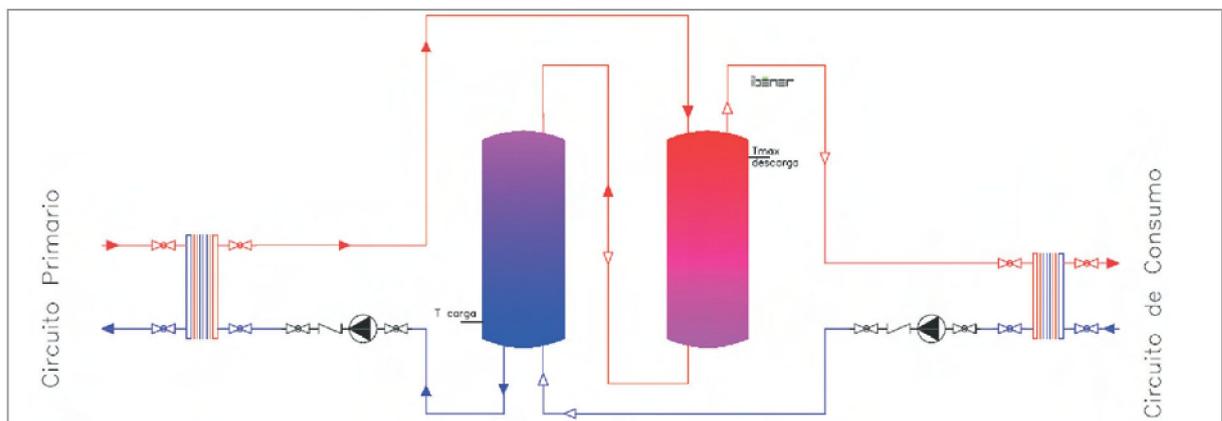
Para el caso de climatización de piscinas, no es necesario que existe sistema de acumulación, ya que el propio volumen de agua contenida por la piscina actúa de “acumulador” de agua caliente.

Preferentemente, el sistema de acumulación estará constituido por **un sólo depósito de configuración vertical** y ubicado en zonas interiores de la edificación.

El volumen de acumulación podrá fraccionarse en dos o más depósitos, que se conectarán, preferentemente, en **serie invertida** en el circuito de consumo.

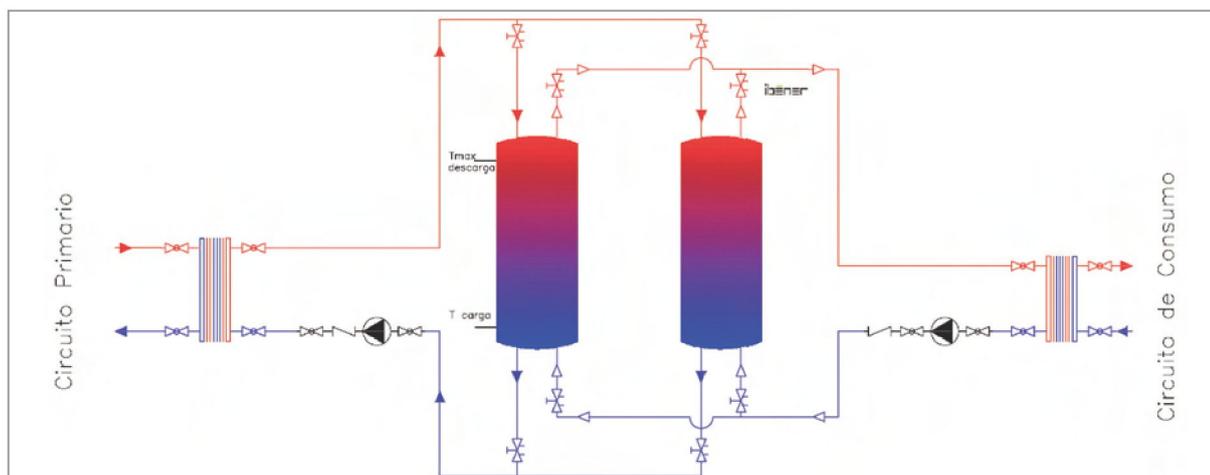
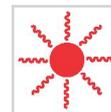
Sin embargo, también puede optarse por la **conexión** de acumuladores **en paralelo**, siendo necesario en este caso, que los circuitos estén equilibrados hidráulicamente.

La **combinación** de la carga de calor (desde circuito primario) en **paralelo** y la descarga de calor (al circuito de consumo) en **serie**, es otra alternativa **eficaz**.



Fuente: IBENER INGENIERÍA

Conexión de acumuladores de inercia en serie



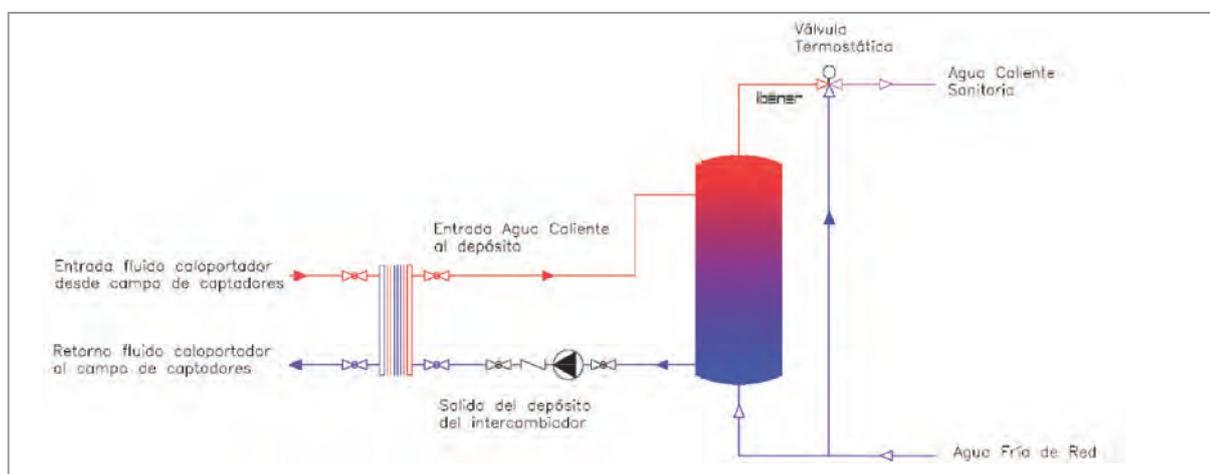
Conexión de acumuladores de inercia en paralelo

Fuente: IBENER INGENIERÍA

### Conexión con el circuito primario: 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:

- La conexión de entrada de agua caliente procedente del intercambiador al acumulador se realizará, preferentemente, a una altura comprendida entre el 50% y el 75% de la altura total del mismo.
- La conexión de salida de agua fría del acumulador hacia el intercambiador o los captadores se realizará por la parte inferior de éste.
- En caso de producción de **ACS**, la alimentación de agua fría de red al depósito se realizará por la parte inferior del depósito solar si está conectado en serie o de ambos si están conectados en paralelo. La extracción de agua caliente del depósito se realizará por la parte superior.



Esquema general de las conexiones en un acumulador

Fuente: IBENER INGENIERÍA



Las conexiones de entrada y salida se situarán de forma que se eviten caminos preferentes de circulación del fluido.

La instalación deberá ser capaz de elevar la temperatura del acumulador a 60°C y hasta 70°C con objeto de prevenir la legionelosis (en aquellos casos que aplique), tal como establece en el RD 865/2003 de 4 de julio.

Para ello, en caso de aplicaciones para A.C.S., es conveniente realizar un conexionado 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.

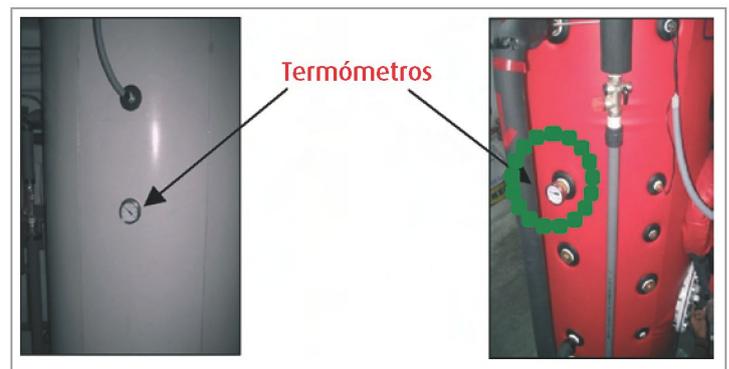
Se pueden proponer otros métodos de prevención de la legionelosis, ligados a la instalación de energía solar térmica como por ejemplo:

1. Cerrar el circuito solar de consumo y utilizar el propio campo de captación para subir la temperatura del depósito hasta 70°C.
2. Utilizar depósitos de acumulación de inercia e intercambiadores instantáneos de producción de ACS.

En caso de que el acumulador solar esté directamente conectado con la red de distribución de agua caliente sanitaria, deberá ubicarse un termómetro en un sitio claramente visible por el usuario.

Cabe reseñar, tal como se indica en el apartado 3.3.3.2 de la HE-4, que no se permite la conexión de un sistema de generación 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.”

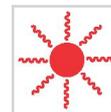


Fuente: IBENER INGENIERÍA

### 5.3.3 Sistema de intercambio

El sistema de intercambio es uno de los elementos claves para el buen funcionamiento de la instalación de energía solar térmica. Por esta razón es necesario realizar un correcto dimensionado del mismo.

A diferencia de una instalación convencional, para la que la temperatura de entrada ( $T^{\circ}$  caliente) al intercambiador es fija, en una instalación de energía solar térmica varía continuamente. Esta variación es muy grande, desde valores bajos en invierno hasta valores muy elevados en verano.



## Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente

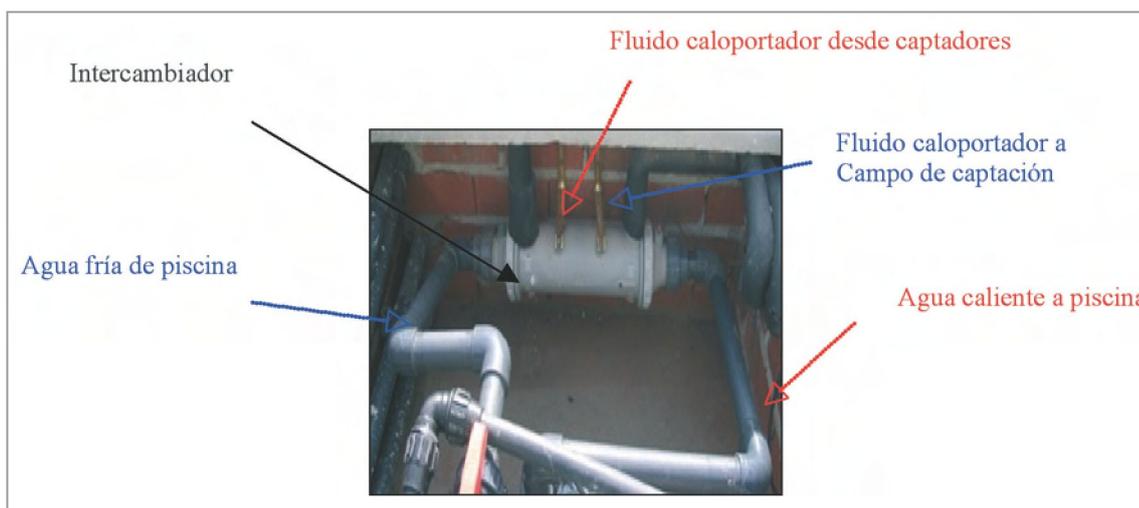
El dimensionado del intercambiador se debe realizar en función de la potencia térmica que son capaces de transmitir los captadores. Por tanto, a la hora de realizar el dimensionado se deberían cumplir estas condiciones:

- Para el caso de los intercambiadores independientes (de placas o de haz tubular y carcasa), la potencia mínima del intercambiador  $P$ , se determinará para las condiciones de trabajo en las horas centrales del día suponiendo una radiación solar de  $1.000 \text{ W/m}^2$  y un rendimiento de la conversión de energía solar a calor del 50%, cumpliéndose la condición:

$$\text{Potencia de Intercambio (W)} \geq \text{Superficie útil de captación (m}^2) * 500 \text{ (W/m}^2)$$

- Para el caso de intercambiador incorporado al acumulador, la relación entre la superficie útil de intercambio y la superficie total de captación no será inferior a 0,15.

Además de esto, hay que tener en cuenta las temperaturas medias de funcionamiento de la instalación de energía solar térmica. Cualquier intercambiador de calor existente entre el circuito de captadores y el sistema de suministro al consumo o circuito tampón, no debería reducir la eficiencia de los captadores debido a un incremento en la temperatura de funcionamiento de los mismos. Por esta razón, se recomienda **dimensionar los intercambiadores** de calor de las instalaciones dedicadas a la producción de ACS y climatización de piscinas para las siguientes temperaturas:



Intercambiador de haz tubular y carcasa para climatización de piscina descubierta. Instalación en ejecución

Fuente: IBENER INGENIERÍA

Aplicación	Tª entrada primario	Tª salida secundario	Tª entrada secundario
Piscinas	50 °C	28 °C	24 °C
Agua caliente sanitaria	60 °C	50 °C	45 °C

Temperaturas de trabajo típicas para instalaciones de energía solar de producción de ACS y Piscina



### 5.3.4 Vaso de Expansión

El dispositivo de expansión es un elemento clave en las instalaciones de energía solar térmica, ya que ayuda a la estabilización del circuito primario en caso de sobrecalentamientos.

Los vasos de expansión serán preferentemente cerrados, pudiendo también instalarse abiertos en casos de circuitos sin mezclas anticongelantes.

Los vasos cerrados se dimensionarán de forma que el depósito de expansión sea 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 %. Además deberán permitir que justo cuando la radiación solar sea máxima, se pueda restablecer la operación automáticamente.

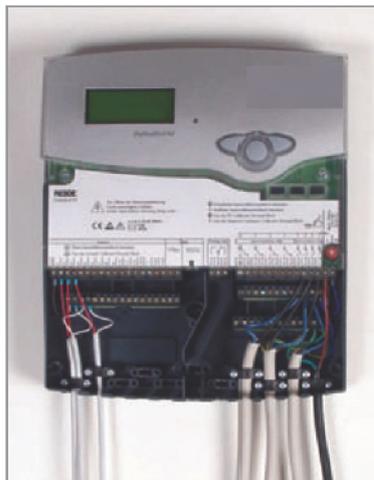
Los vasos de expansión preferentemente se conectarán en la aspiración de la bomba. La tubería de expansión no se aislará nunca ni presentará llaves de cierre en su recorrido.



Fuente: IBENER INGENIERÍA

**Vaso de expansión cerrado.  
Instalación en ejecución**

### 5.3.5 Sistema de regulación y control



Fuente: IBENER INGENIERÍA

**Centralita de control.  
Instalación en ejecución**

El 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 control más común es una centralita que recoge todas las medidas de la instalación y ordena la puesta en marcha y parada de las bombas, así como la apertura y cierre de válvulas. En la mayor parte de los casos se trata de un **control diferencial**, según las temperaturas de diferentes puntos del sistema.

El sistema de regulación y control comprenderá el control de funcionamiento de los circuitos y los sistemas de protección y seguridad contra sobrecalentamientos, heladas, etc.

Las temperaturas que gobiernan un sistema son:

- Temperatura del fluido caloportador a la salida de los captadores.  $T_1$
- Temperatura del agua en la parte baja del depósito de acumulación.  $T_2$



## Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente

El sistema de control actuará de manera que las **bombas** estén **paradas** si la diferencia de temperaturas es menor de  $2^{\circ}\text{C}$ , es decir,  $\Delta T = T_1 - T_2 < 2^{\circ}\text{C}$  y que **arranquen** cuando la diferencia sea mayor de  $7^{\circ}\text{C}$ , es decir,  $\Delta T = T_1 - T_2 > 7^{\circ}\text{C}$ .

Además, el sistema de control asegurará que:

- no se alcancen temperaturas superiores a las máximas soportadas por los materiales y componentes de los circuitos.
- la temperatura del fluido de trabajo no descienda por debajo de una temperatura  $3^{\circ}\text{C}$  grados superior a la de congelación del fluido.

Alternativamente al control diferencial, existen sistemas de control accionados en función de la radiación solar.

Existe un **caso de instalación en la que no se puede utilizar el control diferencial**. Se trata de edificios de viviendas en altura o comunidades en las que la acumulación solar es distribuida, es decir, hay un acumulador solar en por cada casa y no uno central. En este caso no se puede controlar el sistema según la diferencia de temperaturas  $\Delta T = T_1 - T_2$ , ya que existen múltiples  $T_2$ . Para estas instalaciones se debe contar con una bomba de caudal variable (según la demanda de las viviendas). La bomba puede ponerse en marcha en función de la radiación solar.

Es conveniente que el mismo sistema de control pueda realizar **medidas de producción energética**. Para ello habría que instalar un caudalímetro electrónico en la entrada de agua de red al acumulador solar y llevar su señal hasta la centralita. Además se necesitaría la entrada de dos sondas, una que mida la temperatura del agua fría y otra la temperatura en la parte alta del depósito acumulador o a su salida. De esta forma se podrá medir la energía producida por la instalación solar.

En caso de que el acumulador solar sea un depósito de inercia, se medirá la temperatura de entrada y salida del agua a este acumulador y el caudal de esta agua.

Otra alternativa es instalar el caudalímetro y las sondas en el circuito primario. Sin embargo la medida de la energía entregada es menos real.

De cualquier forma, el CTE solo dice que se disponga de un sistema de medida energética para instalaciones mayores de  $20\text{ m}^2$  de superficie de captación.

### 5.3.5.1 Medidas de protección de la instalación solar térmica

Los principales problemas de la instalación solar térmica son su exposición a temperaturas extremas: sobrecalentamientos y/o situaciones de helada.

Para ello se proponen una serie de medidas de protección, las cuales se describen a continuación.



### Medidas de protección contra los sobrecalentamientos

Sin duda alguna, la mejor medida de protección contra los sobrecalentamientos es realizar un dimensionado correcto.

En segundo lugar, otra de las medidas más efectivas contra los sobrecalentamientos derivados de un posible sobredimensionado de la instalación es un correcto dimensionado del **vaso de expansión**.

Las temperaturas que se alcanzan en las instalaciones de energía solar térmica, son muy elevadas (hay captadores que superan los 200°C de temperatura de estancamiento<sup>1</sup>) y consecuentemente el fluido caloportador se transforma rápidamente en vapor.

Esta temperatura se transmite por conducción a un gran volumen de fluido, prácticamente a todo el fluido que alberga la parte exterior del circuito primario. Por esta razón se recomienda tener un vaso de expansión que sea capaz de recoger al menos todo el fluido caloportador de los captadores o incluso el de la parte exterior del circuito primario (captadores + tuberías).

Y además, en el caso de que en algún mes del año la contribución solar real sobrepase el 110 % de la demanda energética o en más de tres meses seguidos el 100 %, se pueden tomar cualquiera de las siguientes medidas:

- a) dotar a la instalación de la posibilidad de disipar dichos excedentes (por ejemplo mediante aerotermos o mediante un sistema de circulación nocturna del circuito primario).
- b) tapado parcial del campo de captadores. En este caso el captador está aislado del calentamiento directo producido por la radiación solar y a su vez evacua los posibles excedentes térmicos residuales a través del fluido del circuito primario (que seguirá atravesando el captador).
- c) vaciado parcial del campo de captadores. Esta solución permite evitar el sobrecalentamiento, pero sin embargo tiene el inconveniente de llenar y rellenar la instalación con los posibles problemas de purgado que pudieran acaecer.
- d) desvío de los excedentes energéticos a otras aplicaciones existentes.

Todas las medidas se pueden llevar a cabo mediante dispositivos de control manuales o automáticos. En el caso de dispositivos automáticos, se evitarán de manera especial las pérdidas de fluido anticongelante, el relleno con una conexión directa a la red y el control del sobrecalentamiento mediante el gasto excesivo de agua de red.

<sup>1</sup> Temperatura máxima del captador para la cual el valor de las pérdidas es tan grande como el de la energía captada. Se produce con unas circunstancias de radiación máxima y la instalación parada, es decir, sin cesión de calor.



En aquellas instalaciones de uso estacional es conveniente tener especial cuidado siendo tal vez las opciones más recomendables la b) y c) realizadas en las operaciones de mantenimiento.

Para el caso de uso de residencial y no sea posible la solución d) se recomienda la solución a).

### Medidas de protección contra heladas

La **principal medida** de protección contra heladas en las zonas geográficas en las que éstas se puedan llegar a producir es la utilización de **instalaciones con mezclas anticongelantes**.

Así en sus condiciones generales, el CTE establece que las instalaciones se realizarán con un circuito primario y un circuito secundario independientes, con producto químico anticongelante en el circuito primario, evitándose cualquier tipo de mezcla de los distintos fluidos que pueden operar en la instalación.

Esta medida es la más fiable pero requiere la verificación periódica de la mezcla anticongelante. Evidentemente, podrá ser evitada en todas aquellas regiones en las que no haya riesgo de heladas.

Además se pueden aplicar otro tipo de medidas como:

1. **Recirculación del fluido del circuito primario:** consiste en aprovechar la energía térmica almacenada en el sistema de acumulación para evitar que se produzca la congelación del fluido de trabajo en el circuito primario. Este método se puede utilizar únicamente en instalaciones de circulación forzada.

Consiste en que cuando la centralita de control detecte una diferencia de temperaturas ( $\Delta T=3-5^{\circ}\text{C}$  aprox.), entre la temperatura del fluido en el circuito primario y un valor fijado por el proyectista ( $0^{\circ}\text{C}$ , la temperatura de congelación de la mezcla, etc.), se activen las bombas tanto del circuito primario como del circuito secundario o bien sólo del primario (en caso de interacumulador) de forma que la energía térmica existente en el acumulador pase al fluido caloportador.

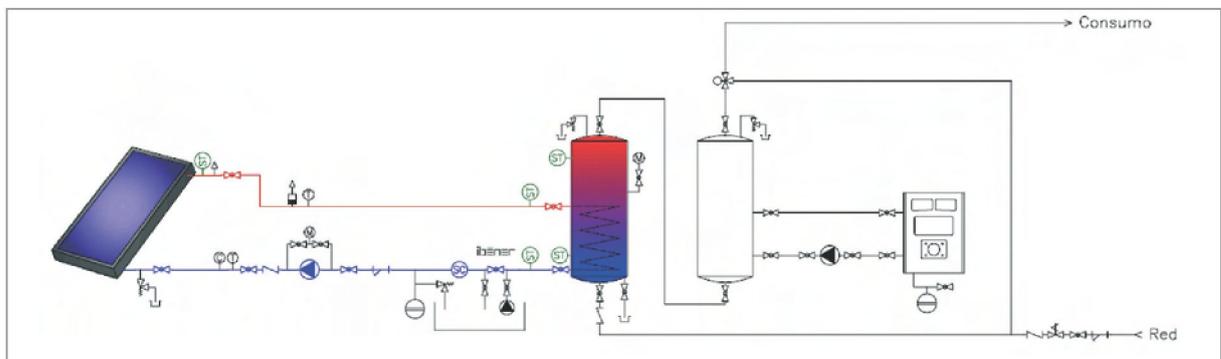
2. **Drenaje o Vaciado automático:** consiste en el vaciado del circuito primario (al menos del campo de captación) cuando se detecta en la sonda del campo de captadores una temperatura levemente superior a un valor fijado por el proyectista ( $0^{\circ}\text{C}$ , la temperatura de congelación de la mezcla, etc.). Una vez que se eleve la temperatura se volverá a llenar el primario. Esta medida requiere contar con un sistema de llenado y vaciado automático de alta calidad y que asegure un purgado correcto. También es necesario que el trazado hidráulico sea el adecuado. Sirve tanto como medida contra heladas como contra sobrecalentamientos.



## 5.4 ESQUEMAS DE PRINCIPIO DE LA INSTALACIÓN.

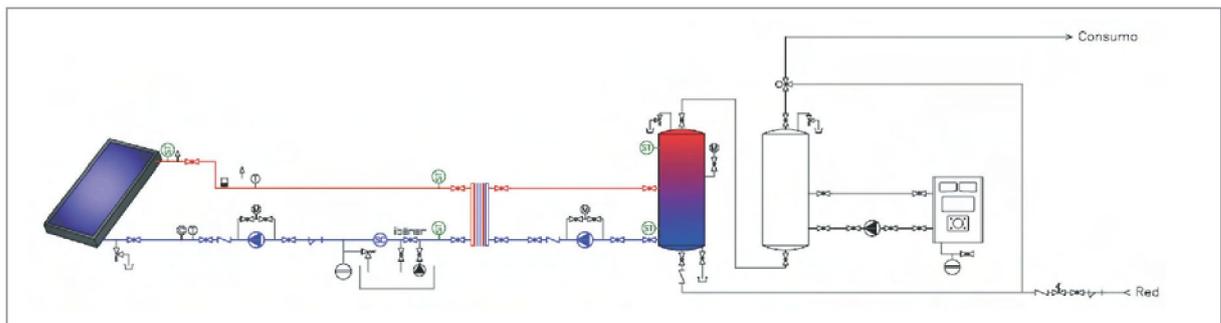
Este punto debería ser el reflejo del criterio elegido y del buen diseño del proyectista. Sin embargo, a modo de ejemplo, se adjunta a continuación algunos ejemplos de posibles Esquemas de Principio de las siguientes instalaciones:

- Producción de ACS con depósito interacumulador
- Producción de ACS con intercambiador externo
- Climatización de piscina cubierta
- Producción de ACS y climatización de piscina cubierta



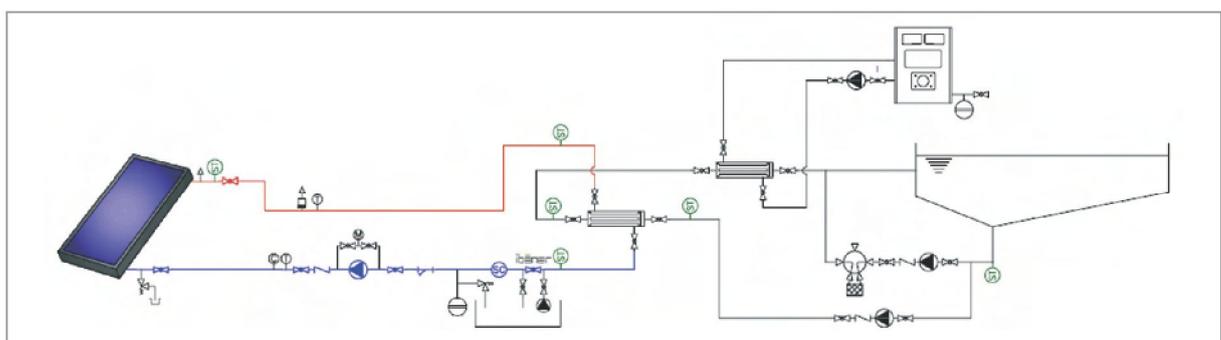
Producción de ACS con depósito interacumulador

Fuente: IBENER INGENIERÍA



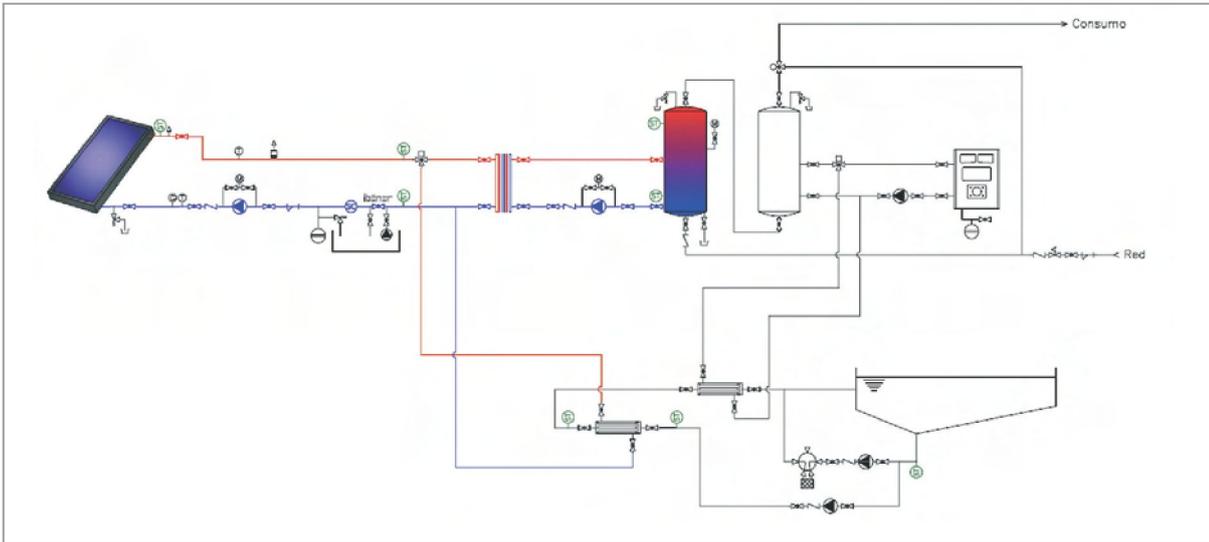
Producción de ACS con intercambiador externo

Fuente: IBENER INGENIERÍA



Climatización de piscina cubierta

Fuente: IBENER INGENIERÍA



Producción de ACS y climatización de piscina cubierta

Fuente: IBENER INGENIERÍA

## 5.5 SISTEMAS CONVENCIONALES DE APOYO

Para asegurar la continuidad en el abastecimiento de la demanda térmica, las instalaciones de energía solar deben disponer de un sistema de energía auxiliar.

En caso de que se tenga que diseñar el sistema auxiliar, es decir, que no esté impuesto, éste se realizará en función de la aplicación 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.

Se seguirán los siguientes criterios:

1. 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. Medianas y Grandes cargas de consumo: **sistemas de acumulación o semiacumulación** siendo el sistema de energía auxiliar una caldera de calefacción (gas, GLP, gasóleo, etc.) por regla general.

El acumulador solar deberá estar siempre en serie con cualquiera de los dos casos.

**No está permitida 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.



### 5.6 CENTRALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

Este apartado es únicamente de aplicación para instalaciones de producción de ACS en vivienda multifamiliar o apartamentos, ya que en otros casos como vivienda unifamiliar u hoteles con producción de ACS, no tiene sentido hablar de “centralización y distribución”.

Para el caso de viviendas multifamiliares, por motivos económicos y estéticos no se suelen plantear sistemas individuales. Lo más común es que el diseño típico sea un campo solar y un sistema de distribución común, y por tanto centralizado, y un sistema de acumulación que puede ser, bien centralizado o bien individual.

Las configuraciones principales para viviendas multifamiliares son las siguientes:

- A. Acumulación solar de Agua Caliente Sanitaria centralizada + apoyo convencional centralizado.
- B. Acumulación solar de Agua Caliente Sanitaria centralizada + apoyo convencional instantáneo en línea.
- C. Acumulación solar de Inercia centralizada + Intercambiadores de calor en cada vivienda con apoyo convencional instantáneo en línea.
- D. Acumulación solar de Agua Caliente Sanitaria Individual + apoyo convencional instantáneo en línea.
- E. Acumulación solar de Agua Caliente Sanitaria Individual + apoyo convencional de acumulación o semiacumulación.

#### 5.6.1 Acumulación solar de Agua Caliente Sanitaria centralizada + apoyo convencional centralizado.

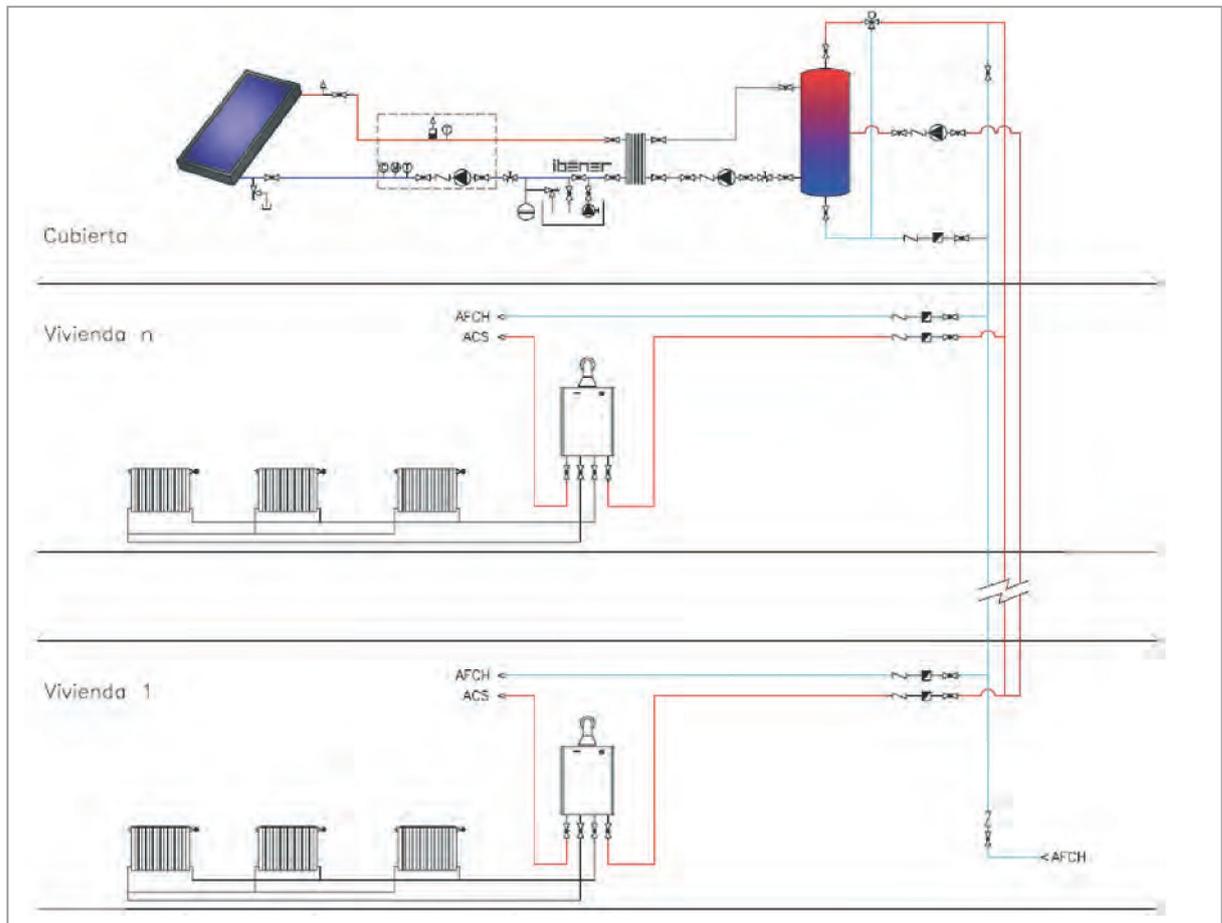
Respecto al resto de las instalaciones, presenta la ventaja de un funcionamiento más uniforme del conjunto, con consumo más estable y, por tanto, con un mayor aprovechamiento solar.

Se evita poner una red de ACS pero por el contrario, requiere un espacio comunitario mayor.

Además de un contador de agua fría por vivienda hay que instalar un contador de agua caliente lo cual se debería hacer también, tal y como marca el RITE<sup>2</sup>, independientemente de la instalación de energía solar.

<sup>2</sup> Ver RITE - IT 1.2.4.4





Fuente: IBENER INGENIERÍA

**Acumulación Solar de ACS Centralizada en línea con sistema convencional individual de producción instantánea.**

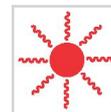
### 5.6.3 Acumulación solar de Inercia centralizada + Intercambiadores de calor en cada vivienda con apoyo convencional instantáneo en línea.

Acumulación Solar de Inercia Centralizada en línea con sistema convencional individual de producción instantánea mediante intercambiadores de placas.

La principal diferencia con la instalación anterior es que en ésta se emplea un depósito de inercia, haciendo de esta forma un circuito terciario.

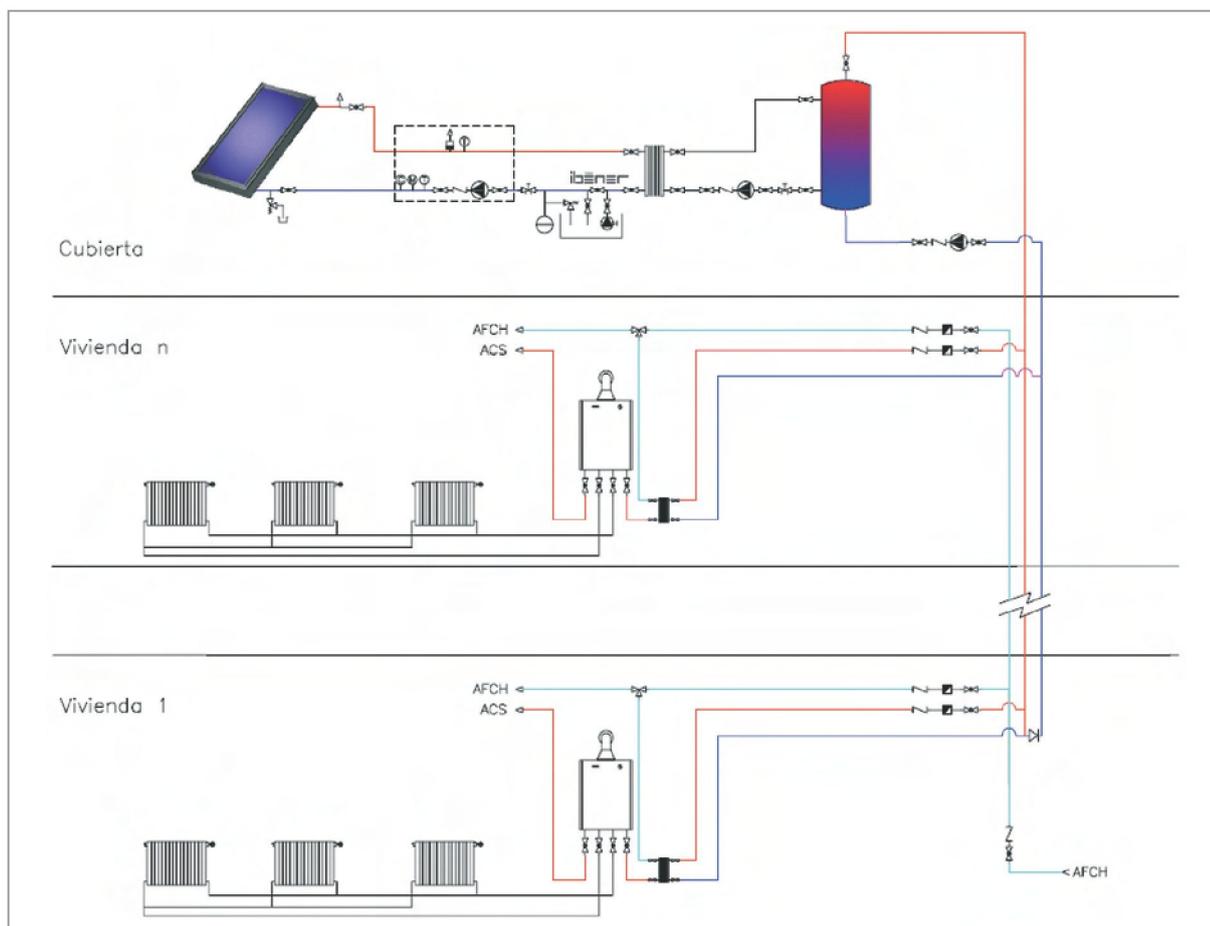
Como el depósito acumulador no contiene ACS, esta configuración es segura contra la legionelosis. Por tanto se pueden emplear depósitos de acero negro de menor precio que los de ACS. Tampoco es necesario limitar la temperatura de acumulación en el depósito, pudiendo acumular a mayor temperatura, lo cual puede aumentar el rendimiento anual de la instalación<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Se entiende por rendimiento anual de la instalación solar, la relación entre la energía anual aportada al depósito y la radiación incidente sobre la superficie útil del campo captador (en su plano inclinado).



## Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente

La producción de ACS se realiza aquí, de forma instantánea mediante un intercambiador de calor de placas instalado a la entrada de la caldera de cada vivienda.



Fuente: IBENER INGENIERÍA

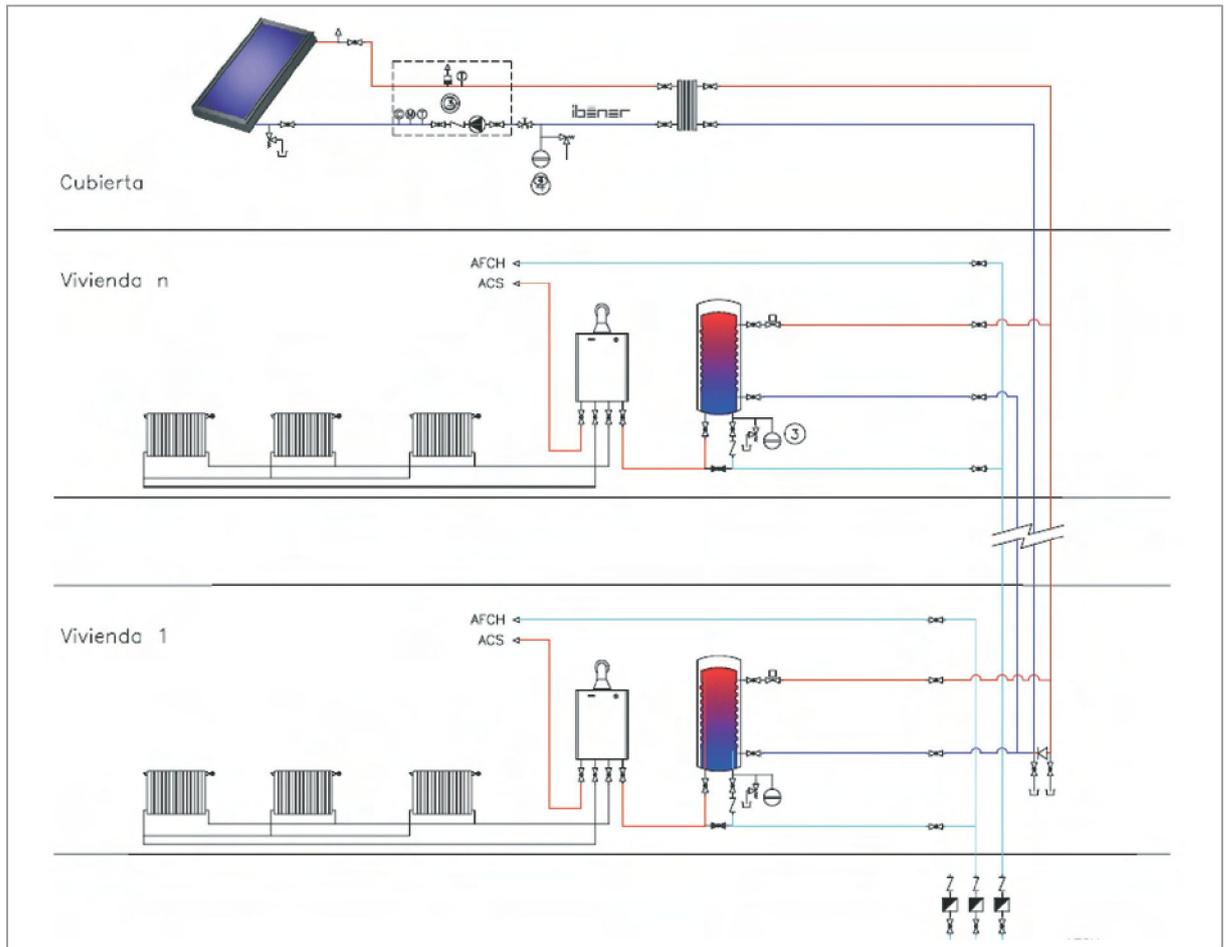
**Acumulación Solar de Inercia Centralizada en línea con sistema convencional individual de producción instantánea mediante intercambiadores de placas**

### 5.6.4 Acumulación solar de Agua Caliente Sanitaria Individual + apoyo convencional instantáneo en línea.

Esta configuración consiste en instalar un acumulador individual en cada vivienda. Normalmente se elige esta configuración cuando no hay espacios comunes para ubicar el depósito o cuando se considera un valor añadido que cada usuario disponga de su depósito solar en el interior de la vivienda. Requiere espacios comunitarios para el trazado de una red de distribución tipo de calefacción, desde el campo de captación a cada uno de los intercambiadores.



Para su regulación no se pueden utilizar los termostatos diferenciales habituales, por lo que es preciso programar el funcionamiento de la bomba a partir de una determinada temperatura del agua en los paneles; cada instalación individual dispondrá de una válvula de regulación que permita el paso del agua de los paneles cuando las temperaturas del agua acumulada sean bajas.



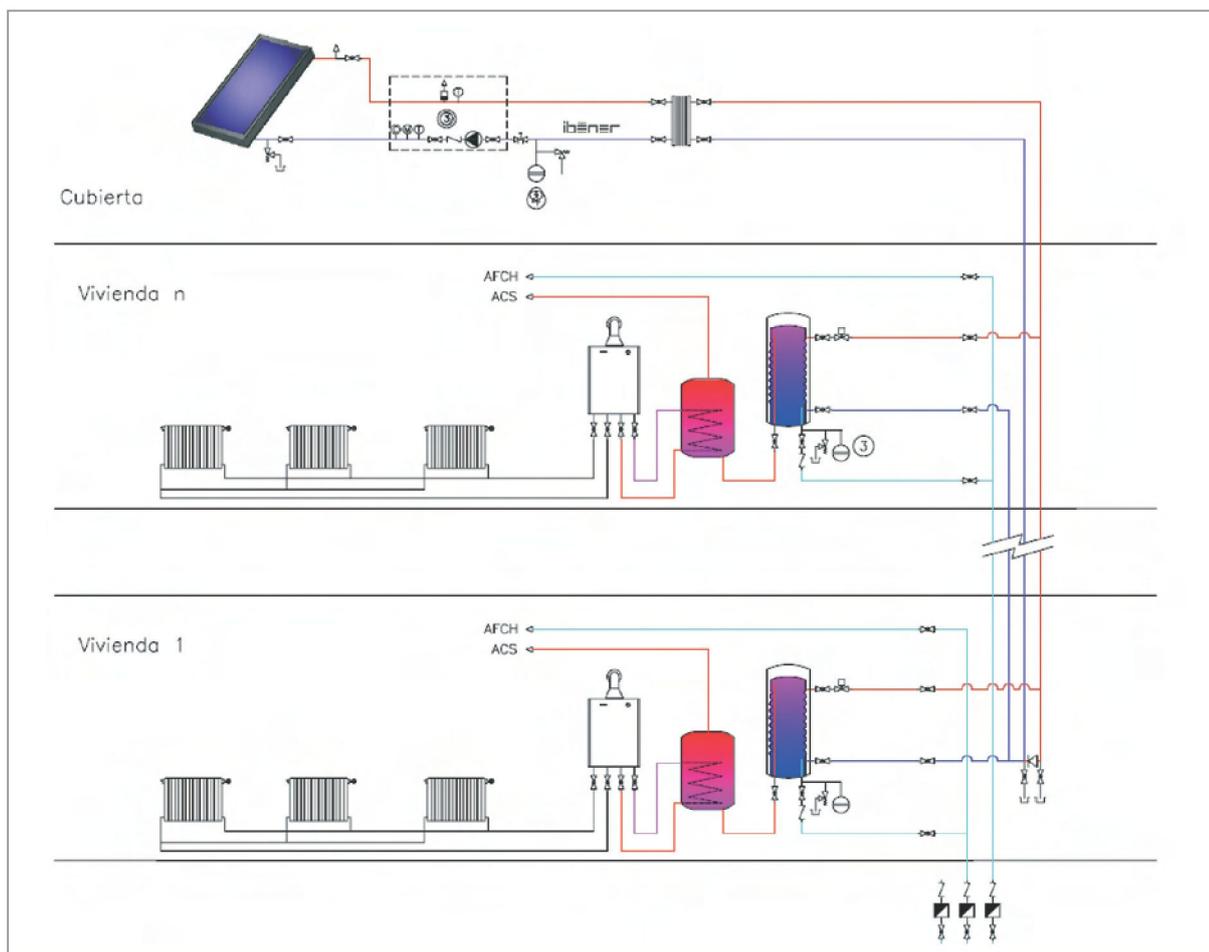
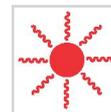
Fuente: IBENER INGENIERÍA

Acumulación Solar de ACS individual con sistema convencional individual de producción instantánea

### 5.6.5 Acumulación solar de Agua Caliente Sanitaria Individual + apoyo convencional de semiacumulación.

Esta configuración es similar a la anterior con la diferencia de que en vez de una caldera de producción instantánea de ACS el sistema convencional tiene a su vez un acumulador. Normalmente estos son depósitos de semiacumulación integrados en la caldera.

No es frecuente encontrar este tipo de instalaciones ya que no sólo son más caras sino que además necesitan de más espacio que el resto.



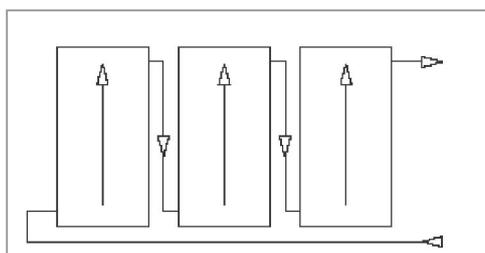
Fuente: IBENER INGENIERÍA

## Acumulación Solar de ACS individual con sistema convencional individual semiacumulación

### 5.7 CONEXIÓN DE CAPTADORES

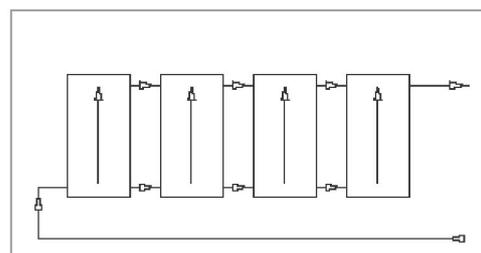
El criterio de distribución uniforme de caudal de fluido circulante es imprescindible para conseguir saltos de temperatura homogéneos que proporcionen rendimientos similares en cada captador. Para conseguir esto se debe procurar un correcto equilibrado hidráulico. Por tanto, es necesario prestar especial atención al conexionado de los captadores de la instalación de energía solar térmica.

Los captadores se pueden conectar en **serie** o en **paralelo**.



Fuente: PET-REV - OCTUBRE 2002 IDA E

Conexión de captadores en serie



Conexión de captadores en paralelo



A su vez, los conjuntos de captadores o baterías, se pueden conectar también en **serie** o en **paralelo**. Se denomina batería al conjunto de captadores, instalados sobre una estructura común, e interconectados entre ellos. Estas baterías deben estar constituidas preferentemente por el mismo número de captadores.

### Agrupación de captadores en una batería

La composición de una batería debe garantizar que todos los captadores dentro de ella, funcionen de la misma forma.

El conexionado más común de los captadores dentro de una batería es el conexionado en paralelo, pero también se puede encontrar baterías de captadores conectados en serie.

La mayoría de los captadores del mercado presentan cuatro conexiones de entrada/salida por lo que se pueden conectar en paralelo directamente entre sí. En caso de que sólo dispongan de dos conexiones, el paralelo se debe hacer mediante una tubería exterior o bien se conectan en serie.

El número de m<sup>2</sup> de superficie de captación que se puede conectar en paralelo tendrá en cuenta las limitaciones del fabricante.

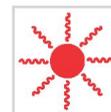
Para las instalaciones de producción de ACS que se deban acoger al CTE, el número de m<sup>2</sup> de superficie de captación que se puede conectar en serie depende de la zona climática correspondiente. Estas zonas se marcan en el CTE y se han definido teniendo en cuenta la Irradiación Global media diaria anual sobre superficie horizontal del lugar.

Zona climática	MJ/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18,0$	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H \geq 18,0$	$H \geq 5,0$

Se podrán conectar en **serie**:

- zonas climáticas I y II: hasta 10 m<sup>2</sup>
- zona climática III: hasta 8 m<sup>2</sup>
- zonas climáticas IV y V: hasta 6 m<sup>2</sup>

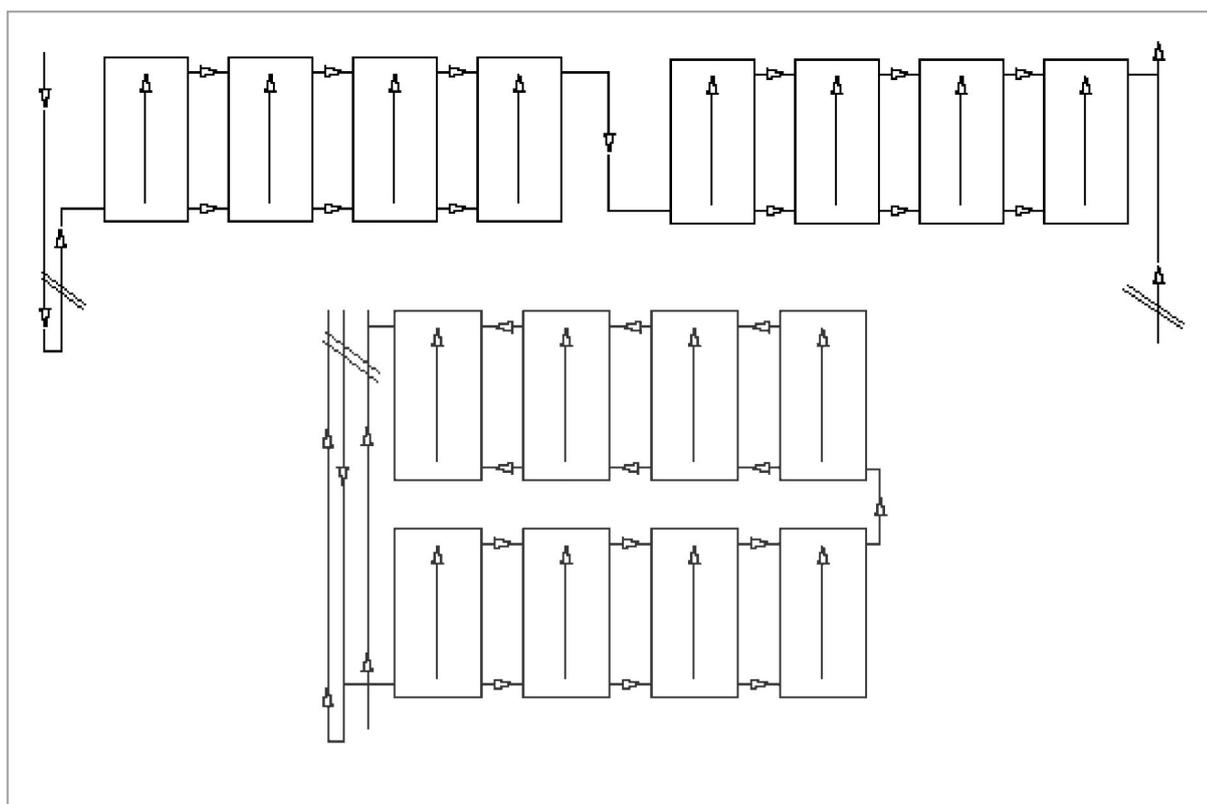
En casos de aplicaciones que no se acojan al CTE como calefacción, usos industriales y refrigeración por absorción, si está justificado, el número de m<sup>2</sup> conectados en serie podrá ser superior, siempre y cuando sea permitido por el fabricante.



## Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente

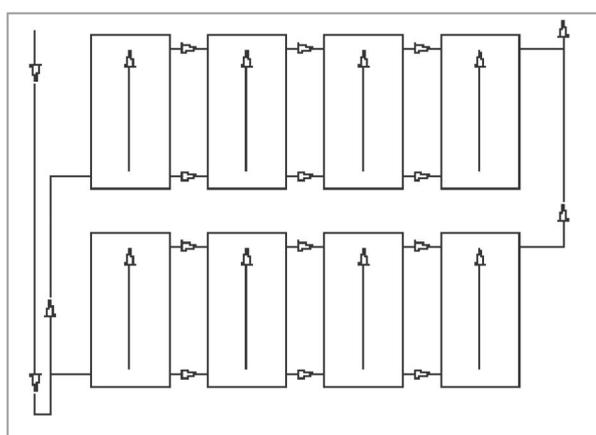
Por el criterio de necesidad de distribución uniforme de caudal de fluido circulante, cuando un campo de captadores está constituido por varios grupos, conectados en paralelo, estando a su vez cada uno de ellos constituido por varias baterías en serie, de similar número de captadores cada una, cada grupo constará de igual número de baterías en serie.

En las figuras adjuntas se representa la conexión en paralelo y en serie de baterías de captadores.

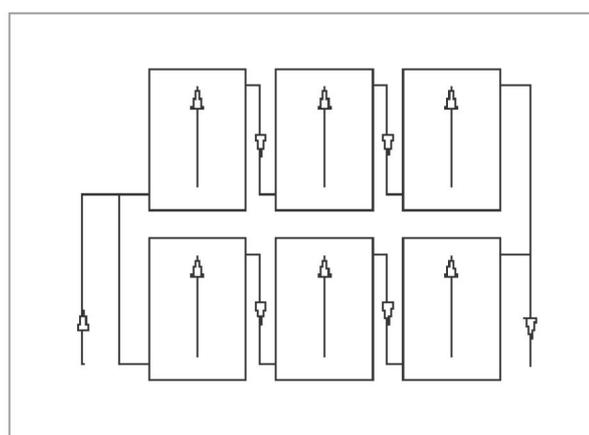


Fuente: PET-REV-OCTUBRE 2002 IDA E

**Grupos de conexión en serie de 2 baterías de captadores conectados entre sí en paralelo**



**Grupo de conexión en paralelo de 2 baterías de captadores conectados entre sí en paralelo**



Fuente: PET-REV-OCTUBRE 2002 IDA E

**Grupo de conexión en paralelo de 2 baterías de captadores conectados entre sí en serie**



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**, es decir, la tubería de retorno de fluido caloportador más frío al campo de captación tendrá recorrido de casi el doble que la de impulsión del fluido caliente al intercambiador de calor, de forma que se igualen las pérdidas de carga en cada una de las baterías.

Si esto no es posible, se puede controlar el flujo mediante mecanismos adecuados, como válvulas de equilibrado.

Las diferencias entre la conexión en serie y en paralelo de captadores y/o baterías de captadores presenta las siguientes ventajas con respecto a la conexión en paralelo:

- En la conexión en serie pasa el mismo caudal de fluido caloportador por cada captador o batería de captadores mientras que en la conexión en paralelo el caudal se distribuye en igual proporción para cada captador o batería de captadores. Es decir, a igual número de captadores, para una conexión en serie el caudal total es menor que para una conexión en paralelo. Por consiguiente, en la conexión en serie, al ser menor caudal total de fluido circulante, se obtiene un menor tamaño de la bomba de circulación y menores diámetros de las tuberías.
- En la conexión en serie el fluido se va calentando según pasa por cada elemento, por lo que se consigue un salto térmico entre la entrada y la salida, mayor que en la conexión en paralelo. Como el rendimiento del captador disminuye cuando aumenta la temperatura de entrada del fluido, el **rendimiento instantáneo** de la conexión en serie es menor que el de la conexión en paralelo.

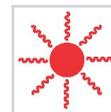
### 5.8 TEMPERATURAS DE TRABAJO

Es importante conocer las temperaturas máximas que se pueden alcanzar en el circuito primario, ya que todos los componentes deben estar diseñados para poder soportar las mismas.

Durante periodos de estancamiento producidos por falta de demanda o por paro de la instalación por otro tipo de circunstancias, los captadores planos pueden alcanzar temperaturas de hasta 200°C y los tubos de vacío incluso de hasta 300°C.

En funcionamiento normal, es decir, existiendo demanda y funcionando correctamente, el fluido caloportador de una instalación, alcanzará mayor o menor temperatura, en función del caudal circulante.

Para un caudal normal, de aproximadamente 40-50 l/hm<sup>2</sup>, estas temperaturas corresponden más o menos con las establecidas para el diseño del intercambiador de calor. Cuanto mayor

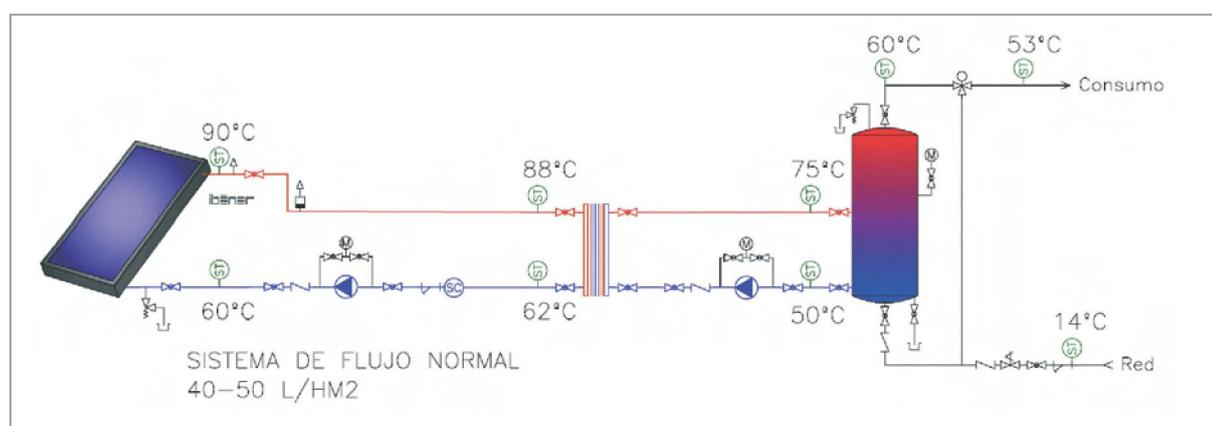


## Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente

sea la irradiancia y la temperatura ambiente, mayor será la temperatura de entrada desde captadores, aunque el salto térmico se mantenga, en función de la temperatura de entrada del circuito secundario. Según suba la temperatura de la aplicación, el salto térmico del circuito secundario será menor y lo mismo sucederá en el circuito primario.

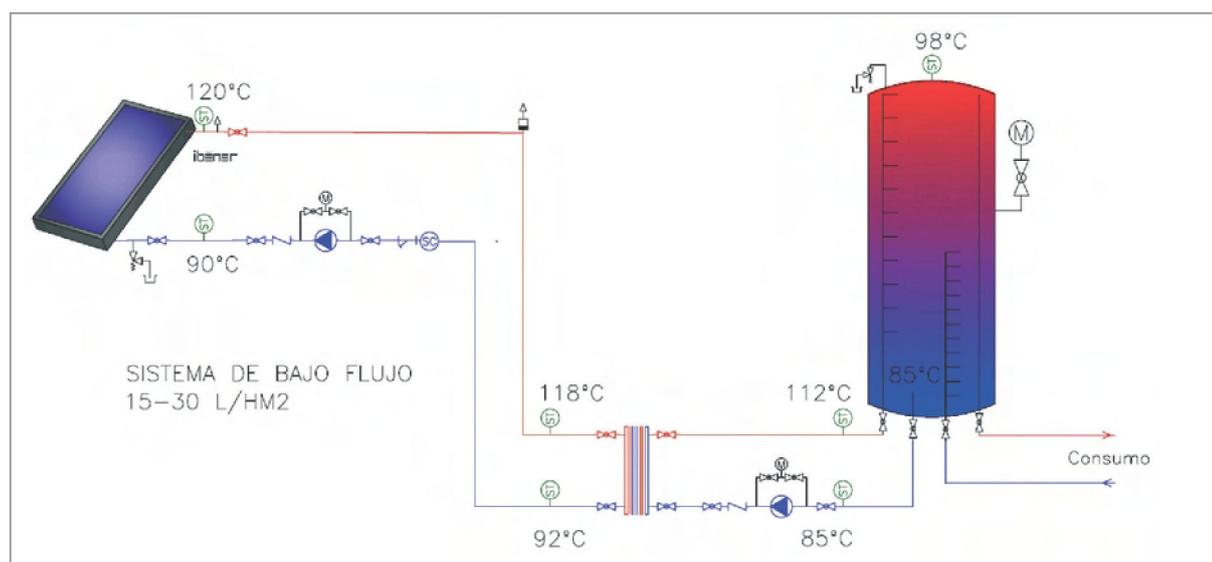
Para el caso de instalaciones de bajo caudal, las temperaturas que se alcanzan son mayores, y más si se trabaja con un tanque de inercia.

Como ejemplo se adjuntan la figuras siguientes:



Fuente: IBENER INGENIERÍA

**Tª de trabajo durante el funcionamiento normal de una instalación, en un día caluroso con buena irradiancia**



Fuente: IBENER INGENIERÍA

**Tª de trabajo durante el funcionamiento normal de una instalación de bajo caudal, en un día caluroso con alta irradiancia y con el acumulador a la máxima temperatura admisible**



# 6. CUMPLIMIENTO DEL CÓDIGO TÉCNICO DE INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS

## 6.1 PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN

Para la verificación de la aplicación de la Sección HE 4 Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria, del CTE, debe seguirse la secuencia que se expone a continuación:

- A. Comprobación del correcto dimensionado del campo de captación y del volumen de acumulación.
- B. Verificación del cumplimiento de las condiciones de diseño.
- C. Verificación de la propuesta del Plan de Mantenimiento.

### A. Comprobación del correcto dimensionado del campo de captación y del volumen de acumulación

Uno de los puntos más importante en el diseño de las instalaciones de energía solar térmica, son los **datos de partida**. Si los datos de partida no son correctos el dimensionado de la instalación tampoco lo será.

Por tanto, **la primera verificación** que se debe realizar es que la **demanda térmica** se ha calculado según las directrices del CTE, es decir, el consumo correspondiente al tipo de edificación, unidad de consumo considerada, temperatura de diseño, temperatura de consumo, etc.

En segundo lugar, se comprobará que las pérdidas producidas por las posibles sombras existentes en la instalación, así como las debidas a la inclinación y orientación de los captadores, no superan los límites establecidos.

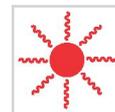
Además se comprobará que las bases de datos de radiación y temperaturas, tanto ambiente como agua fría están justificadas por el proyectista y son bases de datos de organismos o entidades conocidas.

Una vez definidos y verificados los datos de partida, se comprobará que mediante el **método de simulación** elegido por el proyectista (cualquier método dinámico de cálculo) se obtenga la **aportación solar mínima** requerida por el CTE para un consumo y zona climática determinados.

Realizado el dimensionado se confirmará que la relación área (A) – volumen de captación (V), cumpla con los parámetros establecidos en el epígrafe correspondiente del apartado 3 del CTE, y que es  $50 < v/A < 180$ .

También habría que verificar si el aporte obtenido sobrepasa el 110% de la demanda durante algún mes o el 100% durante más de tres meses seguidos y en caso de que esto se produzca, comprobar las medidas de protección contra sobrecalentamientos que se han adoptado.

Realizado todo lo anteriormente descrito, y comprobando que el captador utilizado para el cálculo está homologado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC), se entenderá que se cumple con la parte del HE4 del CTE referente al dimensionado.



### B. Verificación del cumplimiento de las condiciones de diseño.

Una vez definida el área de captación y el volumen de acumulación, es necesario conectar entre sí estos elementos así como los mismos con el resto de elementos que componen la instalación: intercambiadores, vasos de expansión, electroválvulas, sistemas de vaciado y llenado, etc.

En este apartado se verificará por tanto:

- Conexión de captadores: límite de m<sup>2</sup> en serie, equilibrado hidráulico, etc.
- Diseño de la estructura de anclaje de captadores.
- Conexión de depósitos: serie invertida o paralelo, disposición vertical, etc.
- Dimensionado del intercambiador: potencia, temperaturas, superficie, etc.
- Sistema de evacuación del exceso de calor.
- Volumen del vaso de expansión.
- Circuito Hidráulico: diámetro de tuberías, número de bombas, punto de trabajo de las bombas, válvulas, electroválvulas, sistema de llenado, vaciado, purgadores, etc.

### C. Verificación de la propuesta del Plan de Mantenimiento.

En este apartado sólo cabe mencionar la necesidad de la existencia de un plan de mantenimiento que englobe un plan de vigilancia y las operaciones de mantenimiento preventivo recomendadas por el CTE. Los requisitos del plan de mantenimiento se exponen a continuación en el punto 6.3.

## 6.2 HOMOLOGACIÓN DE CAPTADORES

Todos los captadores térmicos que se proyecten e instalen deberán estar homologados por el Ministerio competente en materia energética. Esta homologación viene dada por la contraseña **NPS**.

La certificación de los captadores solares planos de baja temperatura se inició en nuestro país en 1980. En el año 2001, AENOR publica, como transposición de las Normas Europeas (EN), las normas UNE-EN 12975, sobre captadores solares, y UNE-EN 12976, sobre sistemas prefabricados o compactos. Estas normas tienen por objeto especificar los métodos de ensayo de durabilidad, fiabilidad y seguridad de captadores solares y sistemas solares prefabricados.

A partir de enero de 2008, para la certificación de los captadores solares de calentamiento líquido se exige la realización de la serie completa de ensayos establecidos en la norma UNE-EN 12975.



## Cumplimiento del Código Técnico de Instalaciones Solares Térmicas

Las pruebas que se realizarán serán las determinadas por la metodología de ensayo (UNE 12975-2) y son las siguientes:

- Presión interna
- Resistencia a alta temperatura
- Exposición
- Choque térmico externo
- Choque térmico interno
- Penetración de lluvia
- Resistencia a las heladas
- Carga mecánica
- Rendimiento térmico
- Resistencia al impacto
- Inspección final

Serán laboratorios acreditados para la realización de los ensayos, todos aquellos que cumplan los requisitos establecidos en la norma UNE-EN-ISO/IEC 17025 y estén acreditados por entidades reguladas.

Para la homologación, el MITYC, también acepta informes de los ensayos realizados por laboratorios acreditados por otros Estados miembros, siempre y cuando se realicen según las normas anteriormente mencionadas.

**MINISTERIO DE INDUSTRIA,  
TURISMO Y COMERCIO**

**16427** RESOLUCIÓN de 1 de septiembre de 2004, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se certifica un colector solar plano, marca " " , modelo " " , fabricado por " " .

Recibida en la Dirección General de Política Energética y Minas la solicitud presentada por " " , con domicilio social en " " para la renovación de vigencia de la certificación de un colector solar plano, fabricado por " " , en su instalación industrial ubicada en " " .

Resultando que por el interesado se ha presentado la documentación exigida por la legislación vigente que afecta al producto cuya renovación de vigencia de certificación solicita, y que el modelo cumple todas las especificaciones actualmente establecidas por la Orden de 23 de julio de 1980 sobre exigencias técnicas de los paneles solares.

Esta Dirección General, de acuerdo con lo establecido en la referida disposición ha acordado renovar la certificación del citado producto, con la contraseña de certificación NPS- " " , y con fecha de caducidad el día 1 de septiembre de 2007, definiendo como características técnicas del modelo o tipo certificado las que se indican a continuación, debiendo el interesado solicitar el certificado de conformidad de la producción antes del 1 de septiembre de 2007 .

Esta renovación de certificación se efectúa en relación con la disposición que se cita y por tanto el producto deberá cumplir cualquier otro Reglamento o disposición que le sea aplicable.

El titular de esta Resolución presentará dentro del periodo fijado para someterse al control y seguimiento de la producción, la documentación acreditativa, a fin de verificar la adecuación del producto a las condiciones iniciales, así como la declaración en la que se haga constar que, en la fabricación de dichos productos, los sistemas de control de calidad utilizados se mantienen, como mínimo, en las mismas condiciones que en el momento de la certificación.

El incumplimiento de cualquiera de las condiciones fundamentales en las que se basa la concesión de esta renovación de vigencia de certificación podrá dar lugar a la suspensión cautelar automática de la misma, independientemente de su posterior anulación, en su caso, y sin perjuicio de las responsabilidades legales que de ello pudieran derivarse.

Contra esta Resolución, que pone fin a la vía administrativa, cabe interponer, potestativamente, el recurso de reposición en el plazo de un mes contado desde el día siguiente al de notificación de esta Resolución, ante

el Secretario General de Energía previo al contencioso-administrativo, conforme a lo previsto en el artículo 116.1 de la Ley 4/1999 de 14 de enero, que modifica la Ley 30/1992 de 26 de noviembre de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Marca: " " .  
Modelo: " " .  
Características:  
Material absorbente: Cobre.  
Tratamiento superficial: Cermet selectivo.  
Superficie útil: 2,83 m<sup>2</sup>.

Lo que se comunica a los efectos oportunos.  
Madrid, 1 de septiembre de 2004.—El Director general, Jorge Sanz Oliva.

Ejemplo de Resolución del MITYC para la homologación de un captador térmico

Fuente: BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO (BOE)



### 6.3 MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

El MANTENIMIENTO de las instalaciones de energía solar térmica es casi igual o más importante que el correcto dimensionado de las mismas. No hay que olvidar que se trata de instalaciones que están a la intemperie y sometidas no solo a temperaturas muy elevadas sino también, en la mayor parte de España, a grandes diferencias de temperaturas (día y noche).

Es conveniente realizar 2 actuaciones de mantenimiento al año, una antes y otra después de cada periodo de sobrecalentamiento, que en general suele coincidir con la temporada estival.

No en todas las actuaciones deben realizarse las mismas operaciones, por lo que en un Plan General de Mantenimiento de instalaciones de energía solar térmica, es común definir dos escalones complementarios de actuación:

**A. Plan de vigilancia.**

**B. Plan de mantenimiento preventivo.**

#### 6.3.1 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:

- Control de Temperaturas y presiones.
- Comprobación de ausencia de fugas.
- Verificación del funcionamiento de la centralita de control.
- Etc.

Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales, para verificar el correcto funcionamiento de la instalación.

#### 6.3.2 Plan de mantenimiento Preventivo

Son operaciones de verificación de actuaciones y estados de trabajo de los elementos que componen la instalación, tales que permitan mantener la instalación en las condiciones correctas de funcionamiento y conseguir la durabilidad de la instalación.

Según el CTE, el mantenimiento implicará, como mínimo, una revisión anual de la instalación para instalaciones con superficie de captación inferior a 20 m<sup>2</sup> y una revisión cada seis meses para instalaciones con superficie de captación superior a 20 m<sup>2</sup>. Sin embargo, como ya se ha dicho, es recomendable para cualquier superficie de captación, realizar 2



actuaciones de mantenimiento al año, una antes y otra después de cada periodo de sobrecalentamiento, que en general suele coincidir con la temporada estival.

Como condiciones generales del plan de mantenimiento preventivo se tendrán en cuenta las siguientes:

- El plan de mantenimiento debe realizarse por personal técnico competente 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 ha de incluir todas las operaciones de mantenimiento y sustitución de elementos fungibles ó desgastados por el uso, necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil.

El CTE recoge las operaciones mínimas que hay que realizar, así como su frecuencia.



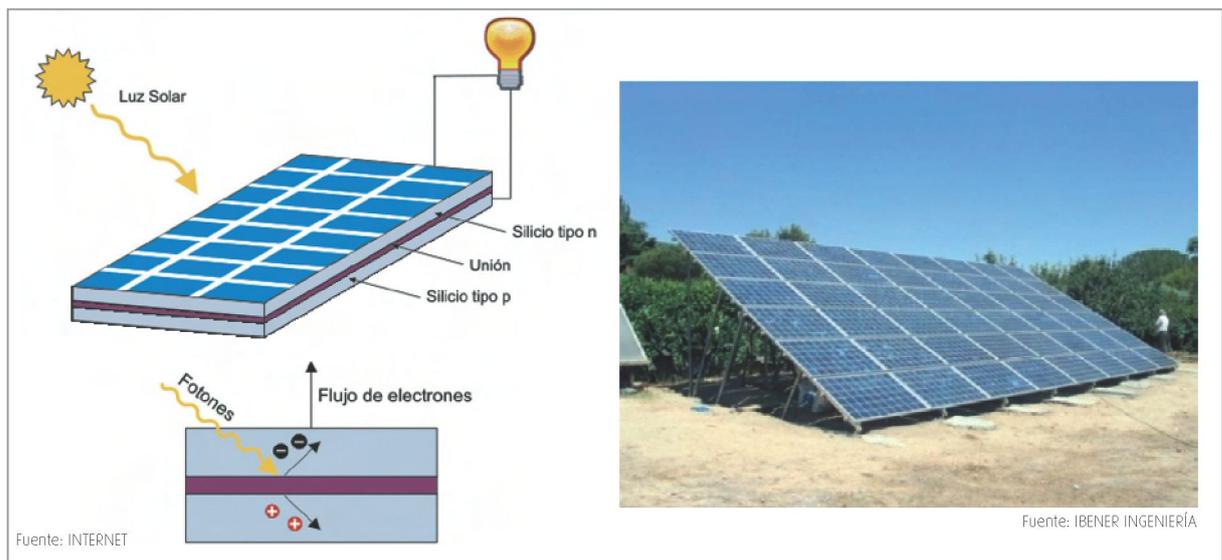


## 7. INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS DE CONEXIÓN A RED

### 7.1 ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LA INSTALACIÓN

Los componentes principales de las instalaciones de conexión a red, en los casos de aplicación del CTE, son los siguientes:

- **Sistema Generador: Módulos Fotovoltaicos.** Generan electricidad mediante el efecto fotovoltaico, es decir, transforman la radiación solar en corriente continua.



- **Sistema de Acondicionamiento de Potencia: Inversor.** Elemento encargado de transformar la corriente continua en corriente alterna para su inyección a la red de distribución.



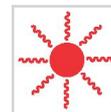
Inversores Trifásicos



Inversores Monofásicos

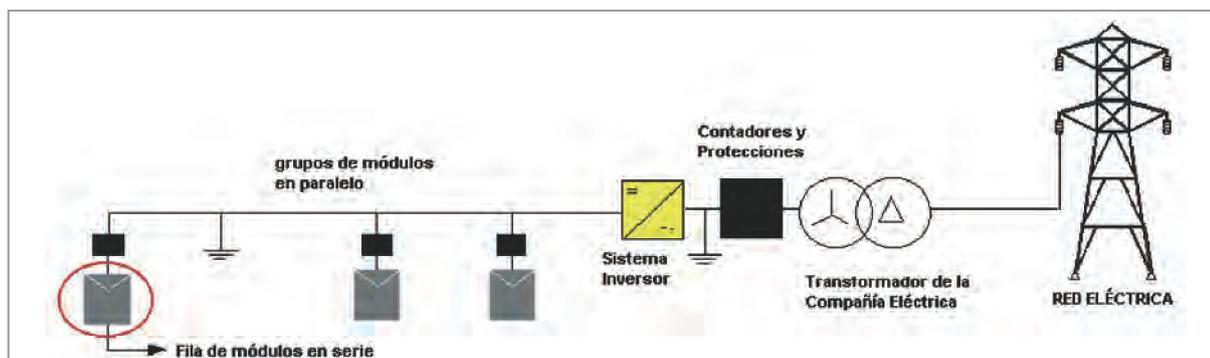
Fuente: IBENER INGENIERÍA

- **Cuadros de Protecciones:** protegen a la instalación de defectos eléctricos, sobretensiones, rayo, etc.
- **Contadores:** elementos encargados de registrar la energía vertida a la red.
- **Circuito Eléctrico:** todo el cableado de la instalación tanto de continua como de alterna.



## Instalaciones solares fotovoltaicas de conexión a red

- **Conexión a la línea** de la Compañía Eléctrica: podrá ser en baja o en media tensión, según la electrificación de la zona y la capacidad de las líneas.



Fuente: IBENER INGENIERÍA

Esquema General de una Instalación de Energía Solar Fotovoltaica de Conexión a Red en Baja Tensión

## 7.2 TIPOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

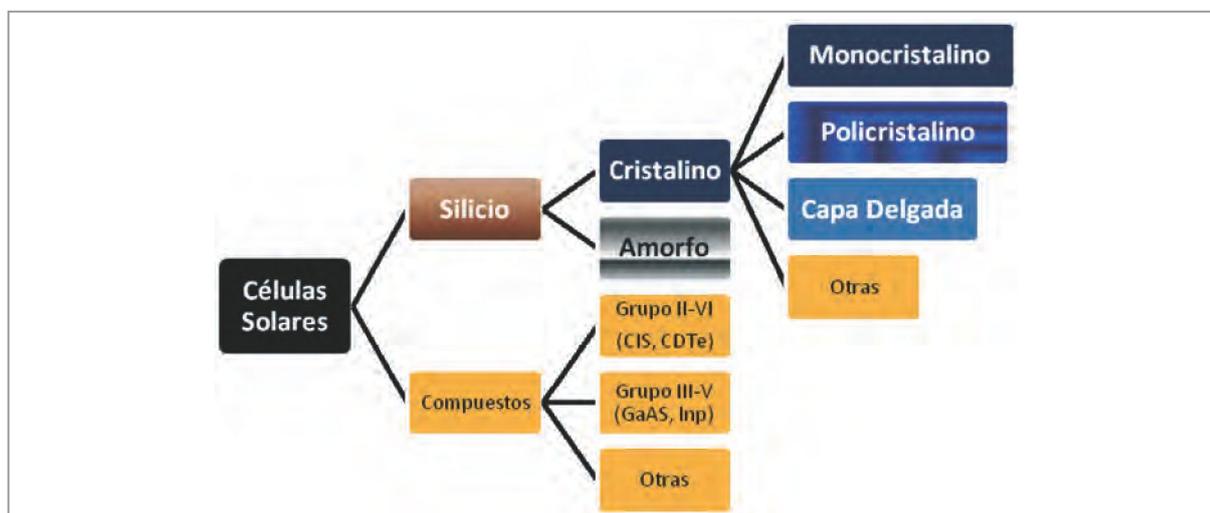
Los módulos fotovoltaicos se pueden clasificar según el tipo de célula con que se fabriquen. Así mismo las células solares se clasifican según el tipo de material semiconductor que las constituye y según su estructura interna.

Clasificación por tecnología de célula:

- Silicio monocristalino
- Silicio policristalino
- Silicio amorfo
- Otros materiales

Clasificación por tecnología de fabricación:

- Módulos convencionales
- Módulos especiales
- Semitransparentes
- Tejas
- Capa delgada



Fuente: IBENER INGENIERÍA



**Silicio monocristalino:** Es el material más utilizado actualmente para la fabricación de células solares. Su mayor inconveniente es lo costoso que resulta el proceso de fabricación, debido a su elevada pureza y la gran cantidad de material activo empleado.

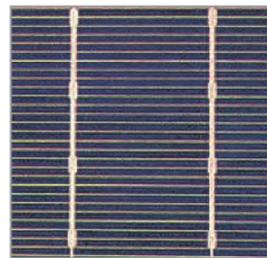
Su gran ventaja es la eficiencia, la cual es notablemente superior al resto de los tipos. Las células monocristalinas pueden conseguir un rendimiento de aproximadamente un 19% en laboratorio y entre un 10 y un 13% en condiciones reales de funcionamiento.

El silicio monocristalino se purifica y se funde consiguiendo un lingote redondo de monocristal de silicio. Posteriormente se corta en finas obleas, cuadradas o en forma de octógonos irregulares, para conseguir células individuales.

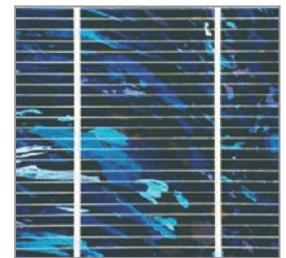
**Silicio policristalino:** Las células policristalinas de silicio proceden del corte de un bloque de silicio que se ha dejado solidificar en un crisol y que está formado por muchos pequeños cristales de silicio. Este tipo de elaboración es mucho menos costosa que la del silicio monocristalino, por lo que las células tienen un costo más bajo que las anteriores.

Este proceso de fabricación da lugar generalmente a un rendimiento algo más bajo debido a que presentan un peor comportamiento a altas temperaturas. Las células policristalinas pueden conseguir un rendimiento del 18% en laboratorio y entre un 10 y un 12% en condiciones reales de funcionamiento.

La superficie de células policristalinas se diferencia de las monocristalinas en que tiene zonas de colores diferentes en vez del color uniforme de las células monocristalinas.



**Célula Silicio Monocristalino**

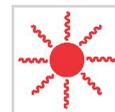


**Célula Silicio Policristalino**

**Capa Delgada:** Un caso particular de las células de silicio cristalino, es la tecnología conocida como "capa delgada" la cual está desarrollándose por algunos fabricantes, con un futuro prometedor. El funcionamiento eléctrico es el mismo que el del silicio mono y policristalino, pero la elaboración es completamente diferente.

**Silicio amorfo:** Es diferente de los otros tres tipos anteriores, el silicio amorfo no tiene ninguna estructura cristalina. Las células de silicio amorfo se desarrollan como tecnología de capa delgada.

El silicio amorfo procede del gas silano ( $\text{SiH}_4$ ) y está formada por capas delgadas sucesivas depositadas al vacío sobre un material: plásticos, cristal, metales, etc. Su proceso es similar a



un pintado. Lo que se obtiene no son células individuales sino una lámina continua. El proceso de fabricación está integrado en el de obtención de la lámina. Cabe destacar la ausencia de soldaduras para realizar el conexionado.

Las células de silicio amorfo tienen una eficiencia considerablemente menor que las de silicio cristalino, debido generalmente a la mala calidad del producto utilizado. Una célula de silicio amorfo del mismo tamaño que una cristalina genera una potencia en torno al 60% menor que la segunda. Además sufre bastante degradación o disminución de su eficiencia tras una prolongada exposición a los rayos solares.

### 7.3 CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

El módulo fotovoltaico está formado por células solares interconectadas, una protección contra los elementos atmosféricos, encontrándose encapsulado y laminado, una protección contra "hot-spots" o destrucción térmica y una conexión eléctrica.

Las células se insertan normalmente sobre una lámina de tedlar y el conjunto encajado en un marco.

La interconexión eléctrica de las células solares se ejecuta para obtener en la salida del módulo individual, voltajes e intensidades de corriente útiles.

De acuerdo con la norma EN50380 la ficha técnica del módulo debe incluir los siguientes datos:

- Potencia Pico (con indicación de la tolerancia de potencia)
- Voltaje en el punto de máxima potencia ( $U_{mmp}$ )
- Intensidad en el punto de máxima potencia ( $I_{mmp}$ )
- Tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ )
- Corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ )
- Coeficientes de variación de la potencia, intensidad y voltaje con la temperatura (todos ellos para las condiciones estándar de medida STC)

Las condiciones de funcionamiento de un módulo fotovoltaico dependen de algunas variables externas como la radiación solar y la temperatura de funcionamiento, por ello para medir y comparar correctamente los diferentes módulos fotovoltaicos, se han definido unas condiciones de trabajo nominales o estándar (STC).

Se entiende por **potencia pico** o potencia máxima del generador aquella que puede entregar el módulo en las **condiciones estándares de medida** (STC).



Estas condiciones se definen del modo siguiente:

- a) irradiancia =  $1000 \text{ W/m}^2$ ;
- b) distribución espectral AM = 1,5 G;
- c) incidencia normal a la superficie;
- d) temperatura de la célula =  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

La potencia pico coincide con la potencia máxima de la característica V-I de los módulos, por lo que la potencia real será siempre inferior.

La **característica V-I** es la curva que relaciona la tensión y la corriente de un módulo fotovoltaico para una irradiancia determinada. Esta curva la debe suministrar el fabricante del módulo.

### 7.3.1 Conexión Eléctrica de Módulos fotovoltaicos

#### 7.3.1.1 Características eléctricas de los módulos

Los principales parámetros que definen eléctricamente a los módulos son los siguientes:

**I:** Intensidad. Corriente proporcionada por el módulo fotovoltaico.

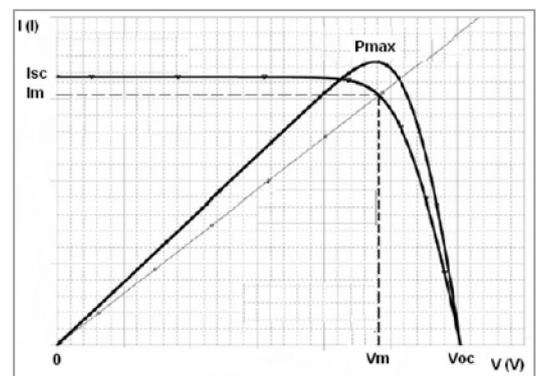
**Im:** Intensidad máxima ( $I_{mp}$ ).

**Isc:** Intensidad de cortocircuito. Corriente proporcionada por el módulo fotovoltaico en condiciones de cortocircuito.

**V:** Tensión en los bornes del módulo fotovoltaico.

**Vm:** tensión máxima ( $V_{mp}$ ).

**Voc:** Tensión de circuito abierto en los bornes del módulo fotovoltaico, es decir en ausencia de Intensidad (I).



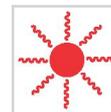
Fuente: E.T.S. DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE LA UNED - PROGENSA (cursos de postgrado)

**Característica V-I de un módulo fotovoltaico**

La relación entre la intensidad y la tensión de un módulo fotovoltaico se conoce como característica V-I.

Los principales aspectos de funcionamiento de un módulo fotovoltaico son los siguientes:

- El punto de funcionamiento de un módulo, valor V-I puede situarse en cualquier punto de su curva característica.
- Existe un único par de valores que proporcionan la potencia máxima, **Vm e Im**, que se denominan comúnmente **Vmp (Tensión en el punto de máxima potencia) e Imp (Intensidad en el punto de máxima potencia)**.



## Instalaciones solares fotovoltaicas de conexión a red

Otra característica muy importante que hay que tener en cuenta es la **temperatura de operación nominal de las células (TONC)**. Indica la temperatura que alcanzan éstas cuando se someten a las siguientes condiciones de funcionamiento:

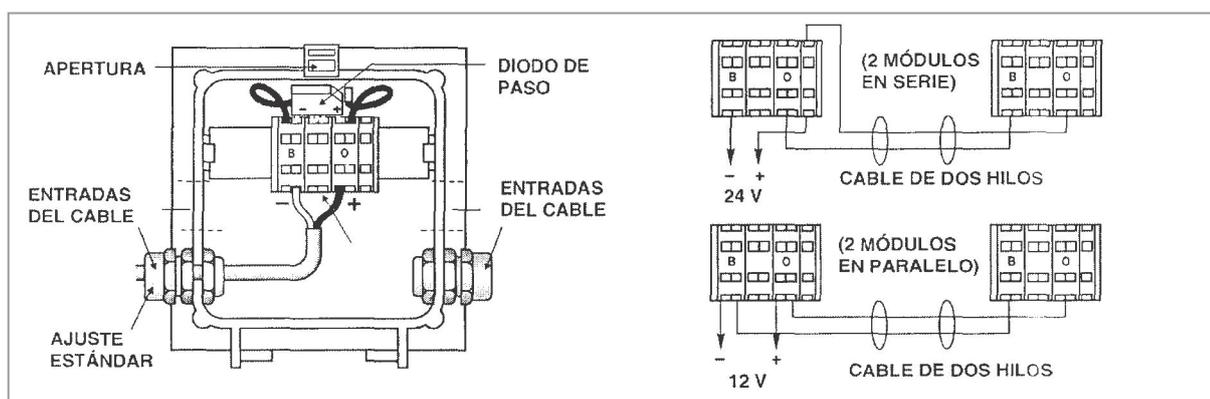
- irradiancia =  $800 \text{ W/m}^2$ ;
- distribución espectral AM = 1,5 G;
- temperatura ambiente =  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- velocidad del viento =  $1 \text{ m/s}$ .

### 7.3.1.2 Asociación de Módulos.

Las características individuales de los módulos, no suelen satisfacer los requerimientos de tensión y corriente de la instalación que se diseña. Por tanto, es necesario unir de forma apropiada los terminales positivos y negativos de forma que se consigan la intensidad y tensión requeridas.

La **conexión de módulos en serie**, produce un voltaje igual a la suma de los voltajes individuales de cada módulo, manteniéndose invariable la intensidad de corriente.

La **conexión o acoplamiento de módulos en paralelo**, produce una intensidad igual a la suma de las intensidades individuales de cada módulo, manteniéndose invariable el voltaje.



Fuente: E.T.S. DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE LA UNED - PROGENSA (cursos de postgrado)

### Esquema de la conexión de módulos y de la caja de conexión

El número máximo de módulos en serie y en paralelo que se pueden instalar, lo dicta el sistema de generación de potencia, ya que se deben respetar las características eléctricas de entrada de éste, así como el umbral de tensión a partir del cual comienza a trabajar.

Los efectos de la asociación de módulos, en serie o en paralelo, sólo se consiguen cuando TODAS las células de cada módulo funcionan con las mismas condiciones de radiación, temperatura, etc. Por tanto, el inconveniente mayor en la asociación de módulos es el **SOMBREADO**.



Cuando los módulos están conectados en serie, y parte de uno de ellos está sombreado, la corriente total del circuito está limitada por la generada por la o las células sombreadas. La corriente de las células sombreadas, como no puede circular por el circuito tiene que circular a través de su unión p-n. Las células sombreadas se ven sometidas a una tensión igual e inversa a la de las células no sombreadas, y en estas condiciones las células no generan potencia sino que la disipan. Esta disipación de potencia puede producir la degradación tanto de las soldaduras como de las células. Esto se conoce como problema del “punto caliente”.

Para minimizar el problema del punto caliente, en asociaciones en serie, se utilizan los **diodos de paso**. Los diodos de paso se conectan en antiparalelo a un grupo de células y se encargan de evitar las tensiones inversas, manteniendo constante la tensión entre sus extremos.

### 7.3.2 Instalación de Módulos fotovoltaicos en la edificación

En el CTE, se consideran tres casos posibles de instalación de módulos fotovoltaicos en la edificación:

- 1. General:** los módulos se instalan en una estructura que les albergue y proporcione la inclinación y orientación óptimas para el funcionamiento de la instalación. Es el caso de la instalación en cubierta plana o cubierta con muy poca inclinación.



Fuente: IBENER INGENIERÍA - ENDESA ENERGÍA SAU

Instalación general



Fuente: IBENER INGENIERÍA

Superposición de módulos

- 2. Superposición de módulos:** en este tipo de instalación la colocación de los módulos fotovoltaicos se realiza paralela a la envolvente del edificio. Se debe instalar una estructura sobre la envolvente del edificio que sustente los módulos fotovoltaicos. La inclinación y la orientación de los captadores será la propia de la envolvente del edificio.



Fuente: CATÁLOGO COMERCIAL SCHÜCO

Integración arquitectónica de módulos en fachada



Integración arquitectónica en cubierta

- 3. Integración arquitectónica:** se considera integración arquitectónica cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función energética y arquitectónica y además sustituyen elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes de la composición arquitectónica. En este caso, la inclinación y la orientación de los módulos será la propia de la envolvente del edificio.



### 7.4 EL INVERSOR

Como bien se sabe, el sistema generador (módulos fotovoltaicos) proporciona corriente continua. Tampoco el valor de la tensión coincide con las características de la red eléctrica a la que se va a realizar la conexión. Por esta razón es necesario contar con un sistema de acondicionamiento de potencia, es decir, lo que se conoce como **Inversor**.

Un inversor viene especificado por su **tensión nominal de entrada, su potencia nominal y el tipo de señal que genera**.

Los principales parámetros que les caracterizan son los siguientes:

- **Eficiencia** del inversor: es un parámetro de gran importancia ya que indica cómo se comporta éste elemento en rangos de potencia diferentes al nominal.
- **Capacidad de sobrecarga** del inversor: Se trata de la capacidad del mismo para manejar potencias bastante superiores a la nominal.
- La **Distorsión Armónica**: nos marca la relación entre la potencia debida a los armónicos (ondas de tensión) con frecuencia superior a la fundamental y la debida a los armónicos fundamentales.
- **El Factor de Potencia**: desfase entre tensión y corriente.
- **Funcionamiento en espera** o de bajo consumo: en este modo el inversor detecta que no hay ninguna carga conectada y reduce su autoconsumo al mínimo.

La misión del inversor es ser capaz de extraer del campo fotovoltaico la mayor cantidad de energía posible y además, como ya se ha dicho antes, adecuar la misma a las condiciones de la red. Para ello "sigue" el punto de máxima potencia de los módulos fotovoltaicos. Es decir, le impone al campo fotovoltaico un valor de la tensión  $V$  que se aproxime al valor de  $V_{mp}$  de forma que se genere una intensidad  $I$ , lo más próxima a la  $I_{mp}$  para la irradiancia existente.

Los inversores deben tener una separación galvánica y estar protegidos contra inversión de la polaridad en la entrada, cortocircuito y sobrecarga a la salida.



Fuente: IBENER INGENIERÍA

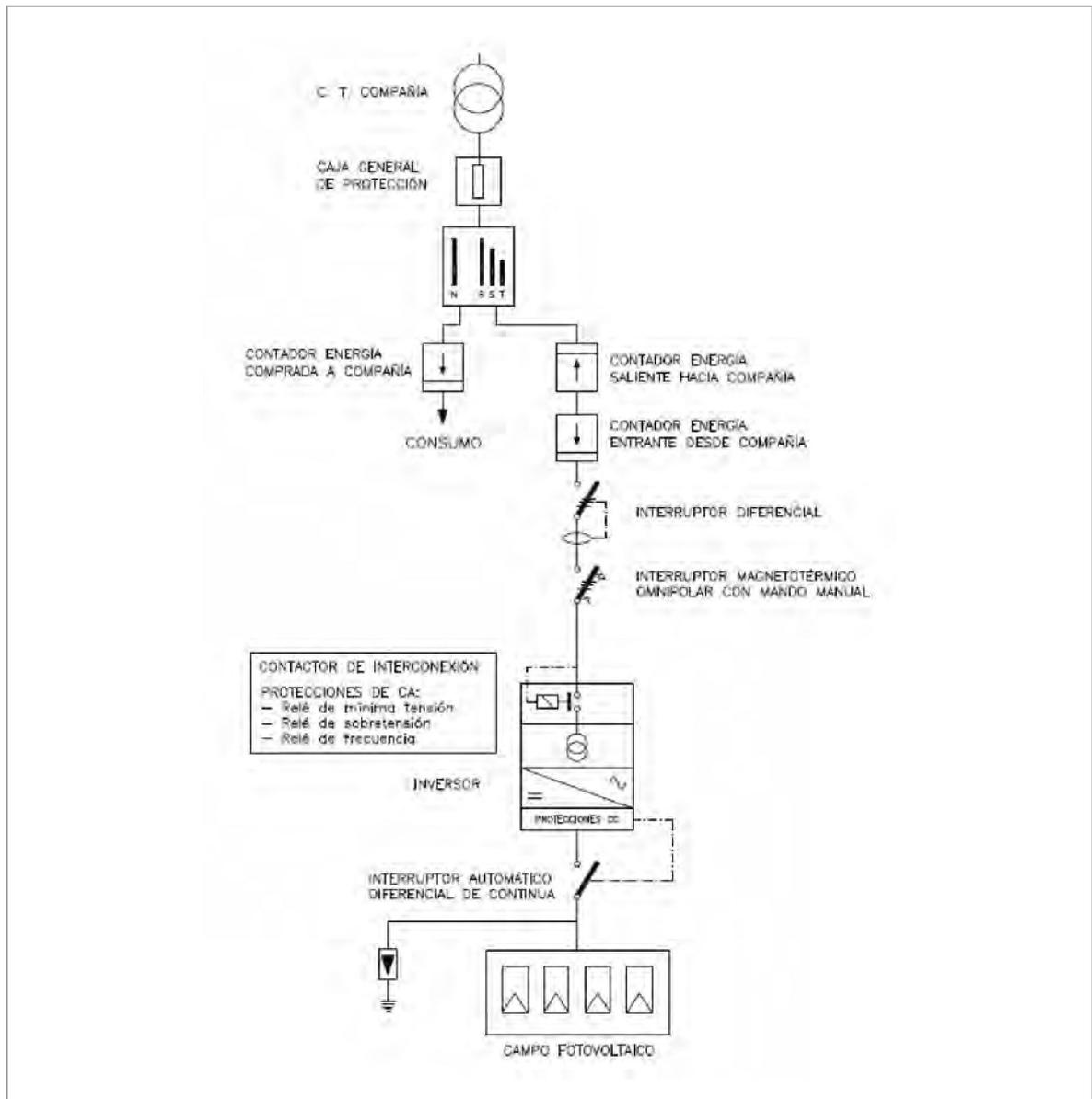
**Interior de un Inversor para instalación fotovoltaica de conexión a Red**



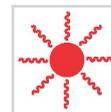
## 7.5 OTROS EQUIPOS

- **Cuadros de Protecciones:** protegen a la instalación de defectos eléctricos, sobretensiones, rayo, etc. Incorporarán todos los elementos y características necesarias para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico, todas las protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

La instalación debe permitir la desconexión y seccionamiento del inversor, tanto en la parte de corriente continua como en la de corriente alterna, para facilitar las tareas de mantenimiento.



Fuente: IBENER INGENIERÍA



## Instalaciones solares fotovoltaicas de conexión a red

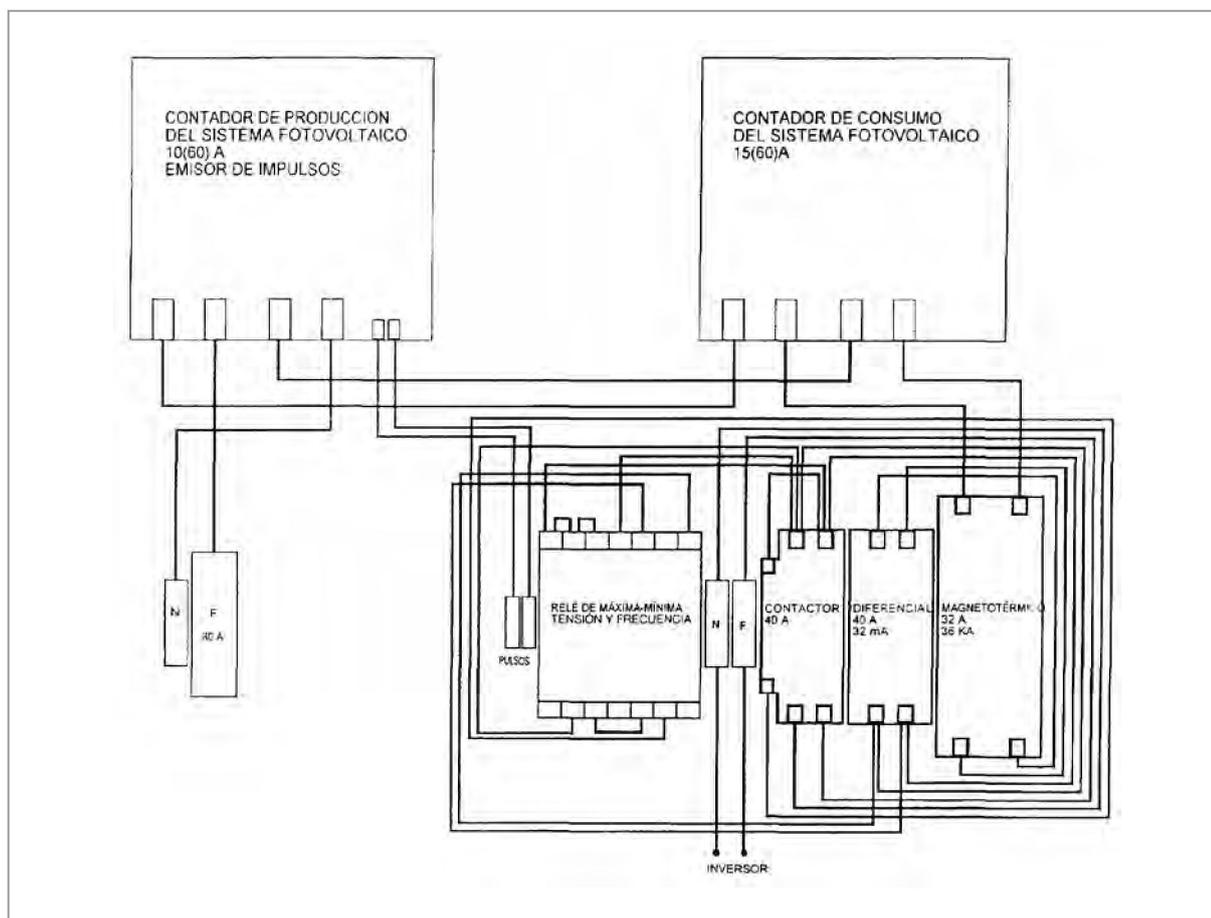
- **Contadores:** elementos encargados de registrar la energía vertida a la red. Se puede instalar un contador bidireccional o dos contadores, uno de entrada y otro de salida. Generalmente es la Compañía quién marca el tipo de contadores.

El contador principal mide la energía producida (kWh) y enviada a la red, para que pueda ser facturada a la compañía a los precios autorizados. El contador secundario mide los pequeños consumos de los equipos fotovoltaicos (kWh) para descontarlos de la energía producida.



Fuente: IBENER INGENIERÍA

Contadores de entrada y salida y protecciones de una instalación de potencia 7,5 kW



Fuente: E.T.S. DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE LA UNED - PROGENSA (cursos de postgrado)

Esquema eléctrico del armario de conexión a red de una instalación fotovoltaica



### 7.6 LEGALIZACIÓN ADMINISTRATIVA DE INSTALACIONES CONECTADAS A RED: CONDICIONES TÉCNICAS

#### A. Solicitud de la Condición de Instalación en Régimen Especial de Productores de Electricidad

Se tramita a través de los organismos competentes de cada Comunidad Autónoma. Según el RD 661/2007 del 25 de mayo de 2007, que regula los pasos para la inscripción de instalaciones generadoras en régimen especial, se requiere lo siguiente:

- Acreditación de que la instalación pertenece al grupo b.1.1. establecido en el RD661/2007
- Instancia normalizada del departamento de Industria, Energía y Minas correspondiente.
- Acreditación de representación mediante escrito de autorización y fotocopia del D.N.I. del titular.
- Documento Técnico Básico acreditando las características técnicas de la instalación, las condiciones de eficiencia energética, técnica y de seguridad de la instalación.
- Fotocopia compulsada de la escritura de constitución de la sociedad actualizada y registrada en su caso, si se aplica.
- Relación de las instalaciones acogidas a este Régimen de las que sea titular.
- Copia compulsada del balance y cuenta de resultados correspondiente al último ejercicio fiscal, en su caso.
- Informe del punto de conexión emitido por la empresa distribuidora.

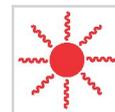
El plazo máximo de notificación por parte de la Administración es de 3 meses.

#### B. Aval bancario

No es necesaria la presentación de ningún aval bancario, ya que el RD661/2007 especifica que: **Quedarán excluidas** de la presentación de este aval **las instalaciones fotovoltaicas colocadas sobre cubiertas o paramentos de edificaciones destinadas a vivienda, oficinas o locales comerciales o industriales.**

#### C. Solicitud a la empresa distribuidora de los derechos de acceso y conexión a la red de distribución o transporte.

Para realizar la solicitud, a la empresa distribuidora, de los derechos de acceso y conexión a la red de distribución o transporte, se requiere lo siguiente:



- Carta solicitando el punto de conexión: datos del titular, de la ubicación, etc. Incluso para facilitar este punto se recomienda entregar una fotocopia de una factura de la compañía en la ubicación propuesta.
- Documento Técnico Básico, que debe recoger las condiciones técnicas de la conexión, en particular:
  - Punto de conexión propuesto
  - Tensión máxima y mínima en punto de conexión
  - Potencia nominal máxima disponible

La compañía distribuidora tiene un plazo de 1 mes, para contestar afirmativamente al punto de conexión solicitado, o en su defecto señalar otro punto de conexión, con la justificación si procede, del cambio del punto de conexión, respecto al propuesto por el titular. En caso de discrepancia entre lo indicado por la empresa distribuidora y el titular, éste puede recurrir a la Administración competente en materia energética, que decidirá en un plazo máximo de 3 meses.

### **D. Redacción del documento técnico definitivo o Proyecto de Ejecución**

Después del acuerdo entre el titular de la instalación y la empresa distribuidora de energía eléctrica, se debe rehacer el documento técnico básico, en forma de Proyecto, memoria o documento técnico definitivo, que incluya la información suministrada por la empresa distribuidora, además de todos los aspectos necesarios para el montaje de la instalación fotovoltaica.

Según lo dispuesto en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, si la potencia de nuestra instalación es inferior a 10 kW, bastará con la redacción de una memoria técnica.

### **E. Solicitud de la Autorización Administrativa y Aprobación del Proyecto de Ejecución**

Para las instalaciones fotovoltaicas de producción de energía eléctrica a las que aplica el CTE, la Autorización Administrativa y la Aprobación del Proyecto de Ejecución se realizan de forma simultánea. Se tramitan a través de los organismos competentes de cada Comunidad Autónoma y se rige por las mismas normas que la del resto de instalaciones eléctricas. La solicitud deberá ir acompañada de la documentación que acredite la capacidad legal, técnica y económico-financiera del solicitante.

A la solicitud se acompañará un anteproyecto de la instalación, que deberá contener:

- Memoria en la que se consignen las especificaciones siguientes:



- Ubicación de la instalación o, cuando se trate de líneas de transporte o distribución de energía eléctrica, origen, recorrido y fin de la misma.
- Objeto de la instalación.
- Características principales de la misma.
- Planos de la instalación a escala mínima 1:50.000.
- Presupuesto estimado de la misma.
- Separata para las Administraciones públicas, organismos y, en su caso, empresas de servicio público o de servicios de interés general con bienes o servicios a su cargo afectadas por la instalación.
- Los demás datos que la Administración encargada de tramitar el expediente estime oportuno reclamar.
- Documento acreditativo de la obtención de los derechos de acceso y conexión a la red.

Las solicitudes se someterán al trámite de información pública durante el plazo de veinte días.

La autorización administrativa expresará el período de tiempo contado a partir de su otorgamiento en el cual deberá ser solicitada la aprobación del proyecto de ejecución.

La Dirección General de Política Energética y Minas de cada Comunidad Autónoma resolverá y notificará la resolución dentro de los 3 meses desde la presentación de la solicitud de autorización administrativa.

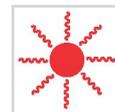
### **F. Solicitud de licencias municipales**

Una vez concedidas se iniciarán las obras de la instalación, y una vez finalizadas, se continuará con los pasos administrativos que se requieran.

### **G. Solicitud del Acta de Puesta en Servicio**

Una vez ejecutado el proyecto, se presentará la correspondiente solicitud de acta de puesta en servicio ante las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno respectivas que hayan tramitado el expediente por provincias.

A dicha solicitud se acompañará un certificado de final de obra suscrito por técnico facultativo competente, en el que conste que la instalación se ha realizado de acuerdo con las especificaciones contenidas en el proyecto de ejecución aprobado, así como con las pre-



cripciones de la reglamentación técnica aplicable a la materia.

El acta de puesta en servicio se extenderá por el área o, en su caso, dependencia de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno respectivas que hayan tramitado el expediente, en el plazo de 1 mes, previas las comprobaciones técnicas que se consideren oportunas.

### H. Contrato con la Compañía Distribuidora

El contrato definitivo, se podrá firmar, una vez finalizadas las obras de la instalación, dentro del plazo de validez indicado por la empresa distribuidora en la solicitud del punto de conexión. Se adjuntará la siguiente documentación:

- Protocolo de ensayos tipo de relés de protección y certificado de ajuste.
- Protocolo de ensayos tipo del sistema de aislamiento galvánico (si no dispone de transformador de aislamiento).
- Certificado de conexión en caso de isla, del inversor.
- Copia de la condición de Instalación de producción en Régimen Especial e inscripción previa en el registro. Certificado de ajuste de las protecciones, a las tareas establecidas en el RD 1663/2000.
- Original de la Cláusula de Auto-facturación de la compañía distribuidora.
- Así mismo, en el caso que estas protecciones sean efectuadas por software, certificado de la no accesibilidad al usuario de la instalación, de los ajustes, ni al software del inversor que controla las protecciones.

Según establece el RD 661/2007 del 25 de mayo, para potencias hasta 100 kW, la empresa distribuidora está obligada a comprar la energía producida a un precio de:

- para instalaciones de potencia nominal  $\geq 100$  kW: 44,0381 c€/kWh durante los 25 primeros años, y a 35,2305 c€/kWh a partir de entonces.
- para instalaciones de potencia nominal  $100 \text{ kW} \leq P \leq 10 \text{ MW}$ : 41,7500 c€/kWh durante los 25 primeros años, y a 33,4000 c€/kWh a partir de entonces.

### I. Inscripción en el Registro de Productores de Energía Eléctrica en Régimen Especial.

Consta de una fase de inscripción previa y una fase de inscripción definitiva. Se tramitan a través del organismo competente de la Comunidad Autónoma y éste se encarga del intercambio de datos de este registro con la Administración General del Estado.



### Inscripción Previa

Se acompañará al menos de:

- Acta de puesta en servicio
- Contrato con la empresa distribuidora
- Toda aquella documentación que refleje, en caso de existir, cualquier modificación en la instalación.

El organismo competente de cada Comunidad Autónoma se encargará de comunicar al solicitante su N° de inscripción en un plazo máximo de 1 mes.

La Inscripción previa caduca a los 3 meses de su concesión.

### Inscripción Definitiva

Se acompañará al menos de:

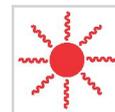
- Documento de opción de venta de la energía producida, a que se refiere el artículo 22 del Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo, donde se debe indicar si se cede la electricidad producida a la empresa distribuidora o se vende libremente en el mercado.
- Certificado emitido por el encargado de la lectura, que acredite el cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica.
- Informe de la empresa distribuidora de que se cumplen los procedimientos de acceso y conexión y el cumplimiento de los procedimientos de operación.

El organismo competente de cada Comunidad Autónoma se encargará de comunicar al solicitante su N° de inscripción Definitiva.

### J. Alta en el impuesto de actividades económicas en el Ayuntamiento (IAE).

Se requiere lo siguiente:

- Impreso normalizado.
- Pago de tasas.
- Fotocopia compulsada de la escritura de constitución de la sociedad, actualizada y registrada en su caso, si se aplica.



### **K. Inscripción de la instalación con el CAE correspondiente.**

La generación de energía eléctrica en régimen especial está sujeta, al igual que la generación en régimen ordinario, a la Ley de impuestos Especiales sobre Electricidad.

Debido a esto, toda instalación fotovoltaica conectada a red, acogida a dicho régimen, debe declarar su producción energética de forma periódica a la Agencia Tributaria. Para ello, es necesaria la inscripción del establecimiento (instalación solar fotovoltaica) con el Código de Actividad y Establecimiento (C.A.E) en la dependencia de aduanas de la agencia tributaria de la zona en la cual se encuentra la instalación.

El C.A.E será solicitado por la empresa generadora. La documentación requerida es:

- Fotocopia del CIF de la empresa.
- Fotocopia del DNI del representante de la empresa.
- En su caso fotocopia de la Escritura de Constitución de la empresa.
- En su caso fotocopia del DNI del autorizado.
- Fotocopia de la inscripción definitiva en el Régimen Especial.



# 8. CUMPLIMIENTO DEL CÓDIGO TÉCNICO DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

## 8.1 PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN

Para la aplicación de esta sección debe seguirse la secuencia que se expone a continuación:

- Comprobación de que la potencia propuesta coincide con la establecida en el apartado de Cálculo de la potencia a instalar en función de la zona climática del CTE, al tipo de edificio y a sus características.
- Comprobación de que las pérdidas debidas a la orientación e inclinación de las placas y a las sombras sobre ellas no superen los límites establecidos, es decir:
  - Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %.
  - Para superposición del 20 %.
  - Para integración arquitectónica del 40 %.
- Cumplimiento de las condiciones de cálculo y dimensionado propuestas por el CTE:
  - Características del Inversor.
  - Relación Potencia Pico / Potencia nominal.
  - Protecciones.
  - Puesta a tierra.

## 8.2 CERTIFICACIONES DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

En la actualidad no existe una certificación ni homologación propia del Ministerio de Industria para los módulos Fotovoltaicos.

A pesar de todo, es necesario que los módulos presenten la certificación CE, y se exigirá como mínimo que satisfagan las especificaciones UNE-EN 61215:1997 para módulos de silicio cristalino o UNE-EN 61646:1997 para módulos fotovoltaicos de capa delgada.

También presentarán el certificado de Clase II y tendrán un grado de protección mínimo IP65. Además deberán estar cualificados por algún laboratorio acreditado por las entidades nacionales de acreditación reconocidas por la Red Europea de Acreditación (EA) o por el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT.



### 8.3 PLAN DE MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

El funcionamiento y por tanto el mantenimiento de una instalación de energía solar fotovoltaica es mucho más sencillo que el de una instalación de energía solar térmica. Sin embargo, para asegurar el funcionamiento, aumentar la fiabilidad y prolongar la duración de la misma, se definirán al igual que para las instalaciones térmicas, al menos dos escalones complementarios de actuación:

- A. Plan de vigilancia.
- B. Plan de mantenimiento preventivo.

#### 8.3.1 Plan de vigilancia

El plan de vigilancia se refiere básicamente a las operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación son correctos. Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales (energía, tensión, etc.) para verificar el correcto funcionamiento de la instalación, incluyendo la limpieza de los módulos en el caso de que sea necesario.

#### 8.3.2 Plan de mantenimiento preventivo

Son operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, que aplicados a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

Debe realizarse por personal técnico competente que conozca la tecnología solar fotovoltaica y las instalaciones eléctricas 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.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una revisión semestral en la que se realizarán las siguientes actividades:



- a) comprobación de las protecciones eléctricas.
- b) comprobación del estado de los módulos: comprobar la situación respecto al proyecto original y verificar el estado de las conexiones.
- c) comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- d) comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.





## 9. NORMATIVA

- Reglamento de Instalaciones térmicas en edificios R.I.T.E. e instrucciones técnicas complementarias.
- Reglamento de recipientes a presión, según R.D. 1.244\1.979 de 4 de Abril.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, Real Decreto 848/2002 de 2 de Agosto e Instrucciones Complementarias.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas, aprobado por Decreto de la Presidencia del Gobierno 2414/1961, de 30 de noviembre. (BOE 24/04/61).
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre de 2000, de transporte, distribución, comercialización, suministro por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones eléctricas.
- Real Decreto de 26 de diciembre de 1997, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.
- Orden del Ministerio de Industria y Energía, de 12 de abril de 1999, por la que se dictan las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.
- Técnicas Complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Estaciones Transformadoras.
- Norma Tecnológica de la Edificación NTE-IET, Instalaciones de Electricidad: Centros de Transformación, aprobada por Orden del 12 de diciembre de 1983 del Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. (BOE nº258 del 28/11/97).
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Ordenanzas Municipales.
- Normas UNE de aplicación.



**EnerAgen**  
Societate cu Răspundere  
Limitată de Investiții și Servicii