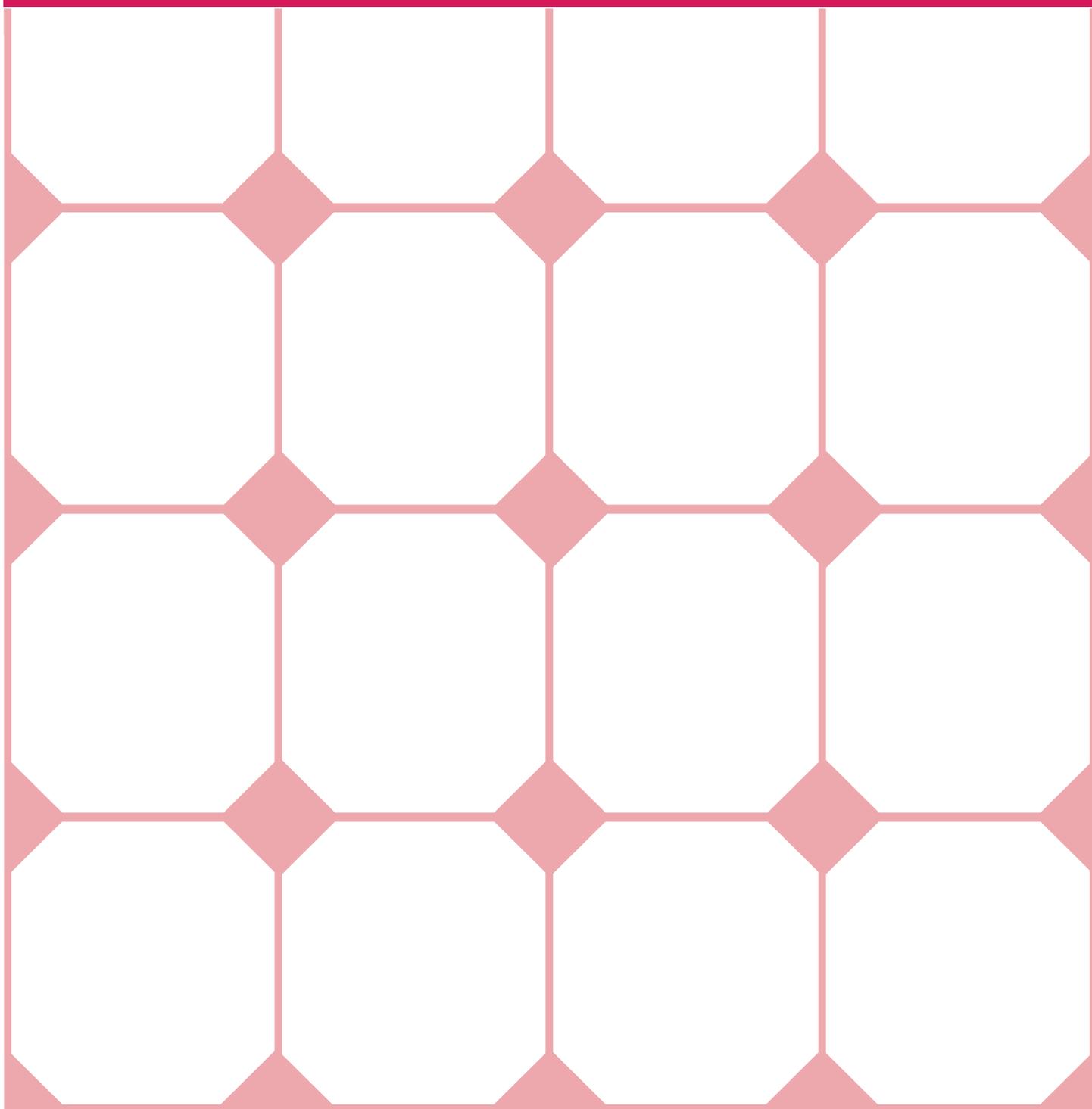
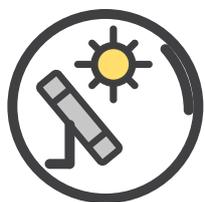


CONSTRUYE
2020



Sistemas de energía
renovables en edificios





Sistemas de energía renovables en edificios

Óscar Redondo Rivera

El presente proyecto ha sido financiado con el apoyo de la Comisión Europea. Esta publicación (comunicación) es responsabilidad exclusiva de su autor. La Comisión no es responsable del uso que pueda hacerse de la información aquí difundida.

1ª edición: mayo 2015

© Óscar Redondo Rivera
© Fundación Laboral de la Construcción
ESPAÑA

Imprime:
Tornapunta Ediciones
C/ Rivas, 25
28052 Madrid
Tel.: 900 11 21 21
www.fundacionlaboral.org

Depósito Legal: 14900-2015

Índice

■ Introducción.....	5
■ 1. Conceptos generales	7
■ 2. Biomasa térmica aplicable a edificios	27
■ 3. Energía solar térmica	61
■ 4. Aerotermia y solar termodinámica.....	93
■ 5. Energía geotérmica	111
■ 6. Solar fotovoltaica.....	129
■ 7. Sistemas de cogeneración	217
■ 8. Posibilidades de combinación de sistemas EERR.....	227

Introducción general

Este manual ha sido elaborado dentro del proyecto **Build Up Skills Spain Construye 2020**, financiado por el programa **Intelligent Energy Europe** de la Comisión Europea (*Executive Agency for Small and Medium-sized Enterprises, EASME*) con el fin de dar respuesta a las necesidades formativas derivadas de la estrategia Europea 20/20/20, cuyos objetivos de sostenibilidad son:

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%.
- Ahorrar el 20% del consumo de energía mediante una mayor eficiencia energética.
- Promover las energías renovables hasta el 20%.

Uno de los objetivos del proyecto es formar a los trabajadores del sector de la construcción para mejorar sus competencias clave relacionadas con la aplicación de sistemas que empleen fuentes de energía renovable a los edificios, tales como los sistemas geotérmicos, de biomasa, solar térmica, fotovoltaica, aereotermia y solar termodinámica así como otras tecnologías altamente eficientes como la cogeneración.

Todos los sistemas y tecnologías mencionados se tratan en este manual.

UNIDAD 1

Conceptos generales

ÍNDICE

1. Importancia del origen de la energía que empleamos
 2. Conceptos de consumo, demanda y rendimiento
 3. Panorama actual de las EERR en nuestro país y en la Unión Europea
- Resumen



Objetivo

- Adquirir una visión general de la situación actual del mercado de energías renovables en nuestro país así como del avance que están teniendo en otros países miembros de la UE.

1. IMPORTANCIA DEL ORIGEN DE LA ENERGÍA QUE EMPLEAMOS

1.1 Energía final y Energía primaria

En ocasiones tendemos a confundir la energía que consumimos en nuestros edificios con su origen y no asociamos el mero hecho de encender el interruptor de la luz con el consumo de una fuente de energía primaria.

Podemos definir la energía final como la que consumimos en nuestros edificios, por ejemplo gas para calefacción o electricidad para iluminación, si bien en ocasiones no podemos aprovecharla por completo, ya que los sistemas con que la transformamos (calderas, termos de acumulación, etc.) disponen de rendimientos inferiores a la unidad, por lo que por cada kW de energía que entra en el sistema es posible que solo estemos empleando, por ejemplo, un 90 u 80%.



Energía útil

Esa parte aprovechada del total de energía recibida es lo que se conoce como energía útil.

Por otro lado la energía que consumimos (energía final) proviene de la transformación y el transporte de la energía contenida en los recursos naturales, ya sean de origen renovable o no renovable.



Energía primaria y energía final

Podemos por lo tanto concluir que la energía primaria es aquella que proviene de una fuente disponible en la naturaleza, mientras que la energía final es la que consumimos en nuestros edificios y que por tanto procede de la transformación de la energía primaria.



Figura 1. Relación entre energía primaria y energía final



Ejemplo

Si bien la electricidad es la energía final que consumimos en nuestros hogares, la energía primaria de la que procede puede tener distintos orígenes, desde el carbón a los derivados del petróleo, pasando por las energías renovables (eólica, solar, geotérmica, etc.).

Las energías renovables tienen la consideración de energías primarias, es decir, no se producen pérdidas por transformación, ya que son un recurso natural disponible que no es necesario convertir para su uso.

Por otro lado la electricidad es la energía final que peor conversión a energía primaria presenta, ya que las pérdidas de energía que se asumen para su obtención y transporte son superiores a las de otros combustibles.

En el caso de la electricidad estas pérdidas dependen directamente del denominado "mix energético", es decir, la contribución de todas las energías primarias intervinientes (solar fotovoltaica, biomasa, eólica, plantas de ciclo combinado de gas natural, hidráulica, nuclear, etc.).

Resulta lógico que este "mix" energético varíe anualmente, entre otras cuestiones por el índice de llenado de nuestros pantanos, la radiación solar o la intensidad del viento.

El alcanzar un "mix" energético equilibrado entre combustibles convencionales y energías renovables es uno de los principales objetivos de las políticas energéticas europeas, ya que de este modo se rompería la tradicional dependencia de los combustibles derivados del petróleo.

1.2 Definición y tipología de Energías Renovables



Energía primaria y energía final

Desde el punto normativo se define como renovable la energía procedente de fuentes no fósiles, es decir, energía eólica, solar, aerotérmica, geotérmica, hidrotérmica y oceánica, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás.

En edificación, de forma general, las energías renovables se agrupan en función de si su finalidad es proporcionar un consumo de energía térmica (calentar agua para calefacción o consumo) o eléctrico (por ejemplo un equipo de refrigeración o el sistema de iluminación), distinguiendo entre:

Energías renovables para uso térmico:

- Biomasa térmica.
- Solar térmica.
- Geotermia.
- Aerotermia.

Energías renovables para producción de electricidad:

- Solar fotovoltaica.
- Sistemas de cogeneración.

Nota: los sistemas de generación de electricidad por medio de energía eólica no se han considerado dada su escasa implantación en nuestro parque inmobiliario.

1.3 Emisiones asociadas al consumo y su importancia en la certificación energética del edificio

Si en el primer apartado establecíamos una relación directa entre la energía que empleamos y su fuente de origen, en el segundo explicábamos una primera clasificación de las energías primarias en renovables y no renovables, para adentrarnos con ello en el apartado de emisiones asociadas a cada tipo de combustible.

Hasta la entrada en vigor del RD 235/2013 de certificación energética, este era el punto determinante para estimar la calificación energética de un edificio bajo un sencillo mecanismo: cuanto más CO₂ produzcamos, menor calificación energética obtendremos.

Sin embargo desde junio de 2013 la calificación energética presenta dos indicadores principales de referencia:

- La energía primaria anual por unidad de superficie (kWh/m² al año).
- Las emisiones de CO₂ asociadas a dicho consumo (kg CO₂/m² año).

Para el cómputo de emisiones de CO₂ se emplean los coeficientes que dependen de forma directa del combustible empleado tal y como se muestra a continuación:

$$\text{Emisiones de Co}_2 = \text{Energía Final} \times \text{Factor de emisión}$$

Energía térmica	Factor de emisión
Gas natural	204 gr CO ₂ /kWh _t
Gasóleo C	287 gr CO ₂ /kWh _t
GLP (propano, butano...)	244 gr CO ₂ /kWh _t
Carbón de uso doméstico	347 gr CO ₂ /kWh _t
Biomasa	Neutro
Biocarburantes	Neutro
Solar térmica de baja temperatura	0

Electricidad	Factor de emisión
Convencional peninsular	649 gr CO ₂ /kWh
Convencional extra-peninsular (Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla)	981 gr CO ₂ /kWh
Solar fotovoltaica	0
Convencional en horas valle nocturnas (0h-8h) para sistemas de acumulación eléctrica peninsular	517 gr CO ₂ /kWh
Convencional en horas valle nocturnas (0h-8h) para sistemas de acumulación eléctrica extra-peninsular	981 gr CO ₂ /kWh

Figura 2. Coeficientes de paso de energía final (KEmissionCO₂). Fuente: Condiciones de aceptación de procedimientos alternativos a LIDER y CALENER. Anexo VI. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Mayo 2009

De los datos anteriores podemos extraer varias conclusiones:

- La energía final que más CO₂ produce es la eléctrica, en cualquiera de sus formas, por lo que su empleo está muy penalizado de cara a obtener buena certificación energética en la escala de emisiones.

- Las energías renovables tienen asociado un factor de emisiones nulo o neutro, por lo tanto su uso es recomendable en aquellos edificios que pretendan optar a las calificaciones energéticas más elevadas (A o B).



Recuerda

La escala de certificación energética desde junio de 2013 es doble: consumo de energía primaria (kWh/m^2 año) y emisiones de CO_2 ($\text{kg CO}_2/\text{m}^2$ año). El empleo de energías renovables como combustible mejora la certificación energética del edificio al disminuir las emisiones de CO_2 . Por el contrario, el empleo de electricidad para climatizar los edificios se asocia con una elevada emisión de CO_2 a la atmósfera, lo que disminuye la clase energética de nuestro edificio.

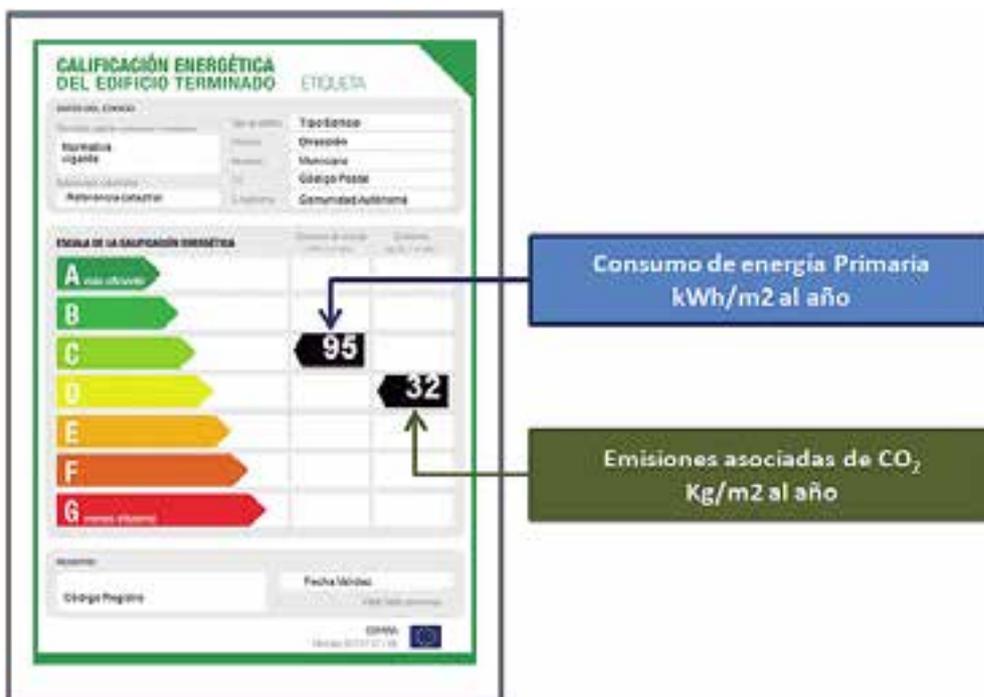


Figura 3. Etiqueta Energética con doble escala de calificación

2. CONCEPTOS DE CONSUMO, DEMANDA Y RENDIMIENTO

Nuestros edificios nos protegen de las condiciones externas adversas tanto en verano como invierno.

En primer lugar mediante su correcta orientación o el espesor de los aislamientos de sus cerramientos intentan que la temperatura interior sea lo más confortable posible.

Sin embargo, cuando las condiciones exteriores son extremas, los mecanismos antes definidos no son suficientes y el edificio necesita generar calor o eliminar el exceso de calor.

Es lo que conocemos como consumo para calefacción o refrigeración, y tiene una relación directa con la cantidad de energía que el edificio precisa o demanda para mantener su interior en la temperatura que hayamos fijado.



Demanda y consumo de energía

Existe por lo tanto una relación directa entre la energía que necesitamos (demanda) y la que realmente consumimos (consumo), que pasaremos a estudiar a continuación.

2.1 Consumo de energía

El consumo de energía para atender a la demanda de los usuarios tiene una directa relación con la calificación energética alcanzada, y responde a una sencilla expresión:

$$\text{Consumo Energético} = \frac{\text{Demanda de Energía}}{\text{Rendimiento del Sistema}} - \text{Aporte Energías Renovables}$$

De esta fórmula podemos extraer como primera conclusión que para disminuir el consumo de energía en el edificio, y con ello mejorar su calificación energética, podemos actuar de distintas maneras:

1. Disminuir la demanda de energía, mejorando la parte “pasiva” del edificio mediante seis grandes grupos de estrategia:

- Adaptación del edificio a su entorno (orientación, captación solar, viento, etc.).

- Condiciones de uso del edificio: control y gestión de la energía bien por medios manuales dependientes del usuario o automatizados (domótica).
- Comportamiento de la envolvente térmica (fachadas, cubiertas, suelos, etc.).
- Control de la radiación solar (vidrios con protección, aleros, sombras arrojadas, etc.).
- Control de la renovación de aire (mejora de la infiltración por ventanas intercambiadores de calor, etc.).
- Eficiencia de las instalaciones de iluminación (aprovechamiento solar, sistemas de bajo consumo, etc.), apartado que si bien tiene menos peso en los edificios residenciales, resulta fundamental en los de uso terciario.

2. Aumentar el rendimiento de las instalaciones que proporcionan calor o frío, lo que corresponde a la parte “activa” del edificio, es decir, a la que precisa de un consumo de energía para responder a las condiciones de confort que han sido demandadas.

En realidad, al dividir la demanda entre el rendimiento no estamos sino corrigiendo (aumentando o disminuyendo) la cantidad de energía que precisamos en función de si el rendimiento de los sistemas es superior o inferior a la unidad.

3. Aumentar la aportación de las energías renovables, bien en el apartado de consumo térmico (paneles solares térmicos, calderas de biomasa, etc.) o eléctrico (paneles fotovoltaicos, sistemas de cogeneración, etc.)

Igual de importante que las estrategias seleccionadas para reducir el consumo resulta el equilibrio entre las mismas. Un edificio que pretenda alcanzar el calificativo de “consumo casi nulo” establecido por las normativas europeas y española, debe potenciar en primer lugar su parte “pasiva”, puesto que reduce de forma directa la demanda de energía, dejando en segundo plano la mejora de la eficiencia de los sistemas térmicos (o eléctricos) y el aporte que pudieran realizar los distintos sistemas de energías renovables.



Ejemplo

Una forma sencilla de diferenciar entre medidas pasivas y activas es pensar en las maneras más sencillas de mantener caliente el café: mediante un termo o una cafetera.

Un termo mantiene el café caliente impidiendo que se enfríe, es decir, aislándolo del exterior, pero sin consumo de energía. Se trata por tanto de un sistema pasivo. Una cafetera sin embargo no dispone de aislamiento, pero sí de una resistencia eléctrica que consumiendo electricidad es capaz de mantener la temperatura del café calentándolo. En este caso el sistema es activo.

Parece lógico pensar que el sistema ideal está en un punto medio entre ambos, es decir, aquel que evita que el café se enfríe aislándolo del exterior pero que pueda emplear un sistema de calentamiento cuando la temperatura exterior sea tan baja que con aislar no sea suficiente. El siguiente paso en la eficacia energética sería que la poca energía que consumiera provenga de una fuente de coste reducido y emisiones nulas, es decir, una energía renovable.

2.2 Demanda de energía



Demanda energética

La demanda energética representa la cantidad de energía útil que el edificio precisa para responder a las condiciones internas de confort.

Hasta fechas recientes los principales actores implicados en la eficacia energética de los edificios (promotores, arquitectos, ingenieros, etc.) tan solo se ocupaban de establecer el “tamaño” de la instalación, es decir, la potencia de las calderas o los equipos de refrigeración para dar respuesta a las condiciones más adversas a las que podrían enfrentarse los sistemas de climatización y agua caliente sanitaria, condiciones que en realidad tan solo representan un porcentaje mínimo del tiempo de funcionamiento de los equipos energéticos del edificio.

Es lo que se conoce como estudio de las **cargas térmicas**, que en la actualidad aún se emplea para estimar la potencia de la instalación.

Tras la entrada en vigor del Código Técnico de la Edificación y en particular su Documento Básico de Ahorro de Energía (CTE-HE) cobra importancia no solo la potencia de los equipos que forman el sistema, sino también cuál es su consumo energético.



Carga térmica

Si consideramos que los sistemas de calefacción, ACS o refrigeración tratan de suministrar o extraer del interior del edificio la cantidad de calor que nos permita alcanzar las condiciones deseables de habitabilidad, a esa cantidad de calor en un instante de tiempo se le denomina carga térmica.

Sin embargo la carga térmica es variable ya que su valor depende de las condiciones externas y de uso del edificio, por lo que es representativa de lo que sucede en un momento dado, pero no del consumo de energía mensual o anual del edificio.

Por ello se emplea el concepto de demanda de energía, resultado de la suma de las cargas térmicas a lo largo de un período de tiempo determinado, pudiendo hablar de demanda diaria, mensual o anual, suma de todas las situaciones que se han producido en ese período de tiempo.



Ejemplo

Una vivienda tipo de 90 m² en el centro de la península con calefacción y producción de agua caliente sanitaria (ACS) individual, cuenta por norma general con una caldera de unos 25 kW de potencia, calculada para dar respuesta a condiciones de temperatura extremas, por debajo de los 0 °C, así como al suministro de agua de forma simultánea a distintos puntos de consumos de la vivienda.

La caldera ha sido por lo tanto calculada para una carga máxima o potencia nominal de 25 kW.

Esa misma caldera presentará a lo largo del año breves instantes en los que requiera el 100% de su capacidad (25 kW), por ejemplo durante una ola de frío con un consumo de ACS simultáneo, mientras que lo habitual es emplear tan solo una parte de su potencia o incluso estar apagada, por lo que su consumo anual no está asociado a la potencia nominal de la caldera (25 kW), sino a la suma de la demanda de energía real que solicite hora a hora, que podrá variar entre 0 y 25 kW.

2.3 Rendimiento de los sistemas energéticos

a. Definición del rendimiento de un sistema



Carga térmica

De forma general se define el rendimiento como la relación entre lo que se consigue y lo que cuesta, energéticamente hablando, conseguirlo:

$$\text{Rendimiento} = \frac{\text{Energía obtenida}}{\text{Energía consumida}}$$

Un sistema térmico, ya sea de calor, frío o ACS, está configurado por la unión de distintos elementos o subsistemas, que podemos agrupar según su función:

- Producción (calderas de combustión, bombas de calor, etc.).
- Transporte (perdidas en conductos, equipos de bombeo, ventiladores, etc.).
- Regulación (eficacia de los equipos domóticos, llaves termostáticas, etc.).
- Emisión (eficacia de los radiadores, fan-coils, aerotermos, etc.).

En cada uno de estos elementos se produce una “degradación” de la energía, de manera que la cantidad de energía que entra en cada subsistema (consumo) es mayor que la que sale, o lo que es lo mismo, su rendimiento según la fórmula anterior es menor que la unidad.

En total, el rendimiento global de un sistema térmico puede calcularse a partir de los rendimientos parciales de cada uno de los subsistemas que lo forman:

$$\eta_{global} = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \eta_4 \dots$$

De todos los factores anteriores el más importante es el de generación, hasta tal punto que en edificios residenciales y pequeño o mediano terciarios puede hacerse la simplificación de considerar despreciables las pérdidas por transporte, regulación y emisión, algo que sin embargo no ocurre en los edificios terciarios de gran tamaño.

b. Relación entre demanda térmica y rendimiento del sistema

Si anteriormente se afirmaba que la demanda no depende del rendimiento de los sistemas, en este caso la curva de demanda sí que afecta notablemente al rendimiento de las instalaciones térmicas.

Un equipo de climatización se selecciona según su potencia nominal, que responde a la carga térmica máxima que deba soportar.

Sin embargo, como hemos venido explicando, esa carga máxima se produce solo en determinadas condiciones, siendo lo habitual que la carga térmica que se solicita al equipo sea inferior al máximo que es capaz de ofrecer. Es lo que se denomina potencia Instantánea.

A partir de lo anterior se define el factor de carga parcial (FCP) como:

$$\text{Factor de Carga Parcial} = \frac{\text{Potencia Instantánea}}{\text{Potencia Nominal}}$$

Es decir, el FCP representa la fracción de la potencia máxima del equipo que está siendo utilizada en un determinado momento.



Ejemplo

Si decimos que una caldera está operando con un factor de carga parcial de 0,30 indica que está empleando un 30% de su potencia máxima, es decir, que su potencia instantánea es equivalente a 0,3 veces su potencia nominal.

¿Cómo afecta la curva de demanda al rendimiento de los sistemas?



Ejemplo

Imaginemos un automóvil, diseñado para unas condiciones de conducción óptimas en autopistas con marchas largas.

Ahora imaginemos el mismo vehículo en una carretera de montaña, con continuas variaciones de trazado, acelerones, frenadas, cambios de marcha...

En trazados regulares a máxima potencia de forma continua el automóvil consumirá menos que en trazados de montaña o en la ciudad, sometido a continuas paradas y arranques.

De igual forma ocurre con los sistemas de climatización, en los que el rendimiento depende de forma directa del factor de carga: a carga máxima, máximo rendimiento, a cargas parciales, disminuye el rendimiento.

Este efecto, como puede verse en el próximo gráfico, es mucho más acusado en calderas antiguas (tipo estándar) que en las actuales (baja temperatura o condensación), debido principalmente a la tecnología de fabricación que permite en las calderas modernas trabajar a menores temperaturas de retorno con el consiguiente ahorro energético.

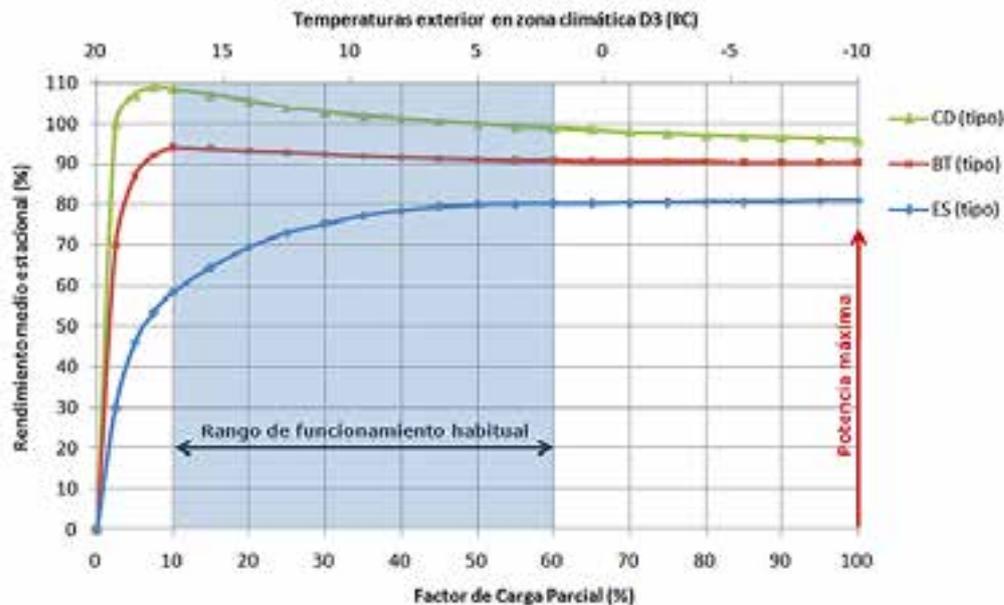


Figura 4. Gráfica Rendimiento estacional/FCP de caldera

El gráfico representa en el eje horizontal inferior el factor de carga parcial, y en el horizontal superior la temperatura exterior.

Cuanto mayor es la temperatura exterior, menor es la demanda de calefacción, y por lo tanto el FCP disminuye. Es equivalente a decir que la caldera tan solo necesita operar a máxima potencia cuando la temperatura exterior es mínima (-10 °C en el gráfico), mientras que a temperaturas mayores tan solo necesita una parte de su potencia máxima (o potencia nominal).

Sin embargo las condiciones normales de funcionamiento de una caldera suelen oscilar entre los 17 a 2,5 °C, lo que corresponde a cargas parciales entre el 60 a 10%.

Para estos valores las calderas de tipo estándar (ES) disminuyen su rendimiento estacional, mientras que las de baja temperatura (BT) lo mantienen estable y las de condensación (CD) lo aumentan.

c. Rendimientos en instalaciones térmicas de edificios

El rendimiento en los sistemas de combustión (calderas) se mide en relación al poder calorífico inferior del combustible que emplean por lo que, salvo en las calderas de condensación que son capaces de emplear el poder calorífico superior del combustible, el rendimiento es inferior a la unidad.

Esto significa que para dar respuesta a la demanda térmica del edificio deben aportar una cantidad “extra” de energía que compense las pérdidas globales del sistema.

Sin embargo, es habitual emplear equipos de climatización eléctricos con ciclos de compresión y expansión (bombas de calor) que presentan rendimientos superiores a la unidad lo que, en función de la ecuación anterior, supondría no solo que en el proceso no se ha degradado la energía, sino que se ha aumentado, algo *a priori* irreal.

La explicación reside en el equivocado concepto de que este tipo de equipos “generan” calor o frío, cuando en realidad lo que hacen es transportar la energía entre la unidad interna (por ejemplo un *Split*) hasta una unidad externa. Su rendimiento es mayor porque la energía que consumen no se invierte en “generar”, sino en transportar, lo cual desde el punto de vista energético es más eficiente.



Ejemplo

La prueba de este transporte de calor la tenemos en que si nos situamos junto al equipo externo de un sistema de refrigeración podremos percibir el flujo de aire caliente extraído del interior y expulsado al exterior del edificio.

En el ejemplo propuesto, este proceso implica un gasto energético, ya que la transmisión de calor se hace en sentido inverso al natural, desde el interior del edificio, que queremos mantener en régimen de verano por ejemplo a una temperatura de 25 °C, al exterior, que puede estar a 40 °C.

La relación entre el calor transportado y la energía necesaria para transportarlo se conoce como ERR (*Energy Efficiency Ratio*), cuando se refiere a sistemas de refrigeración y COP (*Coefficient Of Performance*) cuando expresa el rendimiento de generación de calor en el interior del edificio, caso habitual de las bombas de calor.

En ambos casos el rendimiento del sistema es superior a la unidad, y se expresa como:

$$COP \text{ o } ERR = \frac{\text{Calor Transportado}}{\text{Energía necesaria para transportarla}}$$

El funcionamiento de las máquinas frigoríficas y bombas de calor se detallará en su correspondiente capítulo de Geotermia y Aerotermia.



Recuerda

$$\text{Consumo Energético} = \frac{\text{Demanda de Energía}}{\text{Rendimiento del Sistema}} - \text{Aporte Energías Renovables}$$

Los factores que intervienen en el cálculo de la demanda energética son:

- Condiciones climáticas externas.
- Características ocupacionales y funcionales del edificio.
- Características de la envolvente térmica del edificio.
- Condiciones de ventilación del edificio

La demanda es independiente del rendimiento de las instalaciones, mientras que el rendimiento sí que depende de forma directa de la demanda de energía que se solicita, es decir, de si el equipo funciona a máxima potencia (factor de carga parcial FCP=100%) o a un régimen inferior.

2.4 Influencia de las EERR en el consumo de los edificios

Del capítulo anterior se podría extraer la errónea conclusión de que emplear bombas de calor eléctricas es más eficiente que las habituales calderas de combustibles fósiles (gas natural, propano, butano, etc.), dado su mayor rendimiento.

Sin embargo la diferencia radica en el combustible empleado, ya que la electricidad es una energía final obtenida mediante procesos con bajos rendimientos, que desvirtúan la materia original de la que se extraen, y alto grado de emisiones, por lo que el cálculo de los dos indicadores principales de la certificación energética (energía primaria y emisiones de CO₂) está muy penalizado en el caso del uso de electricidad.



Ejemplo

De los factores de conversión anterior podemos deducir que para que el consumo de recursos naturales, es decir, de energía primaria, de un sistema de calefacción eléctrico en la Península sea equivalente al de una caldera de gas natural, su rendimiento debería ser 2,60 veces mayor, algo que no siempre ocurre.

Sin embargo en ocasiones a pesar del empleo de electricidad, el alto rendimiento de los equipos permite compensar esta diferencia, como es el caso de la Geotermia y la Aerotermia, que por ello tienen la consideración de energía renovable desde el punto de vista normativo.

Del mismo modo el uso de energías renovables favorece una mejor calificación energética, ya que sus coeficientes de paso a energía primaria son iguales a la unidad, mientras que los de paso a emisiones de CO₂ son nulos.



Ejemplo

Supongamos un edificio que demanda 90 kWh/m² al año de calefacción, y tres sistemas distintos para hacerle frente:

- Caldera estándar de gas natural con rendimiento estacional 0,90.
- Caldera estándar de biomasa con rendimiento estacional 0,75.
- Bomba de calor eléctrica de COP 2,00.

Los resultados que obtendríamos serían los siguientes:

Sistema	Demanda	Rendimiento	Energía Final	Factor Energía primaria	Energía primaria	Factor Emisiones CO ₂	Emisiones CO ₂
Caldera Gas natural	90 kWh/m ²	0,90	100 kWh/m ²	1,012	101 kWh/m ²	204	21 kgCO ₂ /m ²
Caldera Biomasa	90 kWh/m ²	0,75	120 kWh/m ²	1,000	120 kWh/m ²	0	0 kgCO ₂ /m ²
Bomba de calor	90 kWh/m ²	2,00	45 kWh/m ²	2,600	117 kWh/m ²	649	76 kgCO ₂ /m ²

Como podemos observar la demanda inicial es la misma, sin embargo la energía final realmente consumida es superior cuanto peor es el rendimiento del sistema.

De cara a los indicadores de calificación energética, se igualan los resultados en el capítulo de energía primaria, mientras que en el apartado de emisiones de CO₂ claramente el uso de biomasa favorece una mejor calificación, mientras que el de electricidad nos lleva al mayor nivel de emisiones de los tres sistemas analizados.

La etiqueta energética resultante daría indicador muy parecido en el apartado de energía primaria, pero claramente distinto en el de emisiones.

3. PANORAMA ACTUAL DE LAS EERR EN NUESTRO PAÍS Y EN LA UNIÓN EUROPEA

De los capítulos anteriores podemos extraer como conclusión los beneficios del empleo de energías renovables en nuestros edificios:

- Son energía con fuentes de energía de bajo coste.
- La materia prima (el Sol, agua, viento, etc.) están al alcance de la mayor parte de los países, por lo que no se depende de la producción localizada de petróleo o gas.
- Las emisiones de gases de efecto invernadero es nula, por lo que no solo se produce un ahorro directo en su uso, sino a la vez uno de tipo indirecto al no tener que paliar con nuevas inversiones el efectos nocivo de las emisiones a la atmósfera.

Desde el punto de vista del consumidor el empleo de EERR supone un ahorro energético por el combustible convencional no empleado.

Para los países no productores de gas o petróleo es una inmejorable ocasión de reducir su dependencia energética del exterior, reduciendo la importación de crudo y saneando con ello su balanza de pagos.

En último lugar, pero quizás el más importante, para el planeta el uso de EERR es la única alternativa viable a un desarrollo sostenible de nuestra economía, en la cual la demanda de energía es cada vez más intensa y no le podemos dar respuesta únicamente con combustibles fósiles altamente contaminantes.



Recuerda

El camino por tanto es reducir el consumo y apostar por el aumento de las fuentes de energía renovable como recursos de futuro frente a los sistemas tradicionales de gas y petróleo.

En esta dirección apuntan las políticas de la unión Europea derivadas de los acuerdos del protocolo de Kioto (1997).

La Directiva de Energía de la Unión Europea del año 2002 marcaba las pautas a seguir por todos los países miembros de la UE, pero no el objetivo que debían perseguir, más allá de la progresiva reducción del consumo de energía.

En 2007 se presenta la iniciativa 20/20/20, un ambicioso plan que se marca como meta para el año 2020 tres grandes frentes:



Figura 5. Estrategia 20/20/20

Tener un nuevo objetivo implica redirigir el camino planteado, para lo cual se procede a revisar la Directiva de energía del año 2002, y lo que comienza siendo una revisión de la normativa termina convirtiéndose en un documento prácticamente nuevo, la Directiva 2010/31/UE, conocida nuevamente por sus siglas en inglés, **EPDB 2010**.

Su objetivo es fomentar la eficiencia energética de los edificios de la Unión Europea, lo que supone en torno al 40% de su consumo de energía total, consiguiendo que para el año 2020 todos los edificios de nueva construcción alcancen un “consumo de energía casi nulo” conocidos por sus siglas en inglés **nZEB** (*nearly Zero Energy Building*).

Sin embargo los planes de evolución de nuestro sistema energético deben regularse a medio largo plazo, razón por la que en el año 2014 la UE estableció su nuevo marco en materia de clima y energía para 2030, con el objetivo de reducir en un 40% las emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) y que los Estados miembros fijen un objetivo vinculante de al menos un 27% de energías renovables, permitiendo a los Estados miembros fijar sus objetivos nacionales con una mayor utilización de fuentes de energías autóctonas. De esta forma las renovables tendrán una mayor participación en el sector eléctrico nacional, pasando del 21% en la actualidad al menos a un 45% en 2030.

Sin embargo, a pesar de las ventajas manifiestas de las EERR y el camino marcado por la normativa, su implantación es lenta y en ocasiones precisa de estímulos económicos que reduzcan la inversión inicial necesaria.

En general los sistemas de energías renovables tienen un mayor coste de implantación, principalmente debido a que se trata de un sector emergente cuyos costes de producción son aún elevados, pero que de forma progresiva se adaptan al mercado.

Un claro ejemplo es la producción de paneles solares fotovoltaicos cuyo precio se ha visto reducido al 10% entre 1977 y 2013, con previsión de seguir ajustando costes y aumentando la eficiencia de captación de energía solar en los próximos años.



Figura 6. Evolución del precio de las células fotovoltaicas de silicio.
Fuente: Bloomberg New Energy Finance

Las EERR son por tanto una clara apuesta cuyas previsiones de crecimiento en el futuro son bastante alentadoras por los factores ya descritos: reducción del precio de implantación y aumento del precio de los combustibles tradicionales por su inmediata escasez.

A lo anterior se suman los planes de fomento de las ERR en España, con subvenciones constantes y una clara política Europea y nacional de incentivar su implantación en nuestros edificios.

La muestra más clara en nuestra reglamentación son los apartados HE4 y HE5 del Código Técnico de la Edificación, que establecen un aporte mínimo de EERR para producción térmica en toda clase de edificios y para la producción eléctrica en grandes terciarios como edificios comerciales, hospitalarios, instalaciones deportivas, etc.

RESUMEN

- La escala de certificación energética desde junio de 2013 es doble: consumo de energía primaria (kWh/m² año) y emisiones de CO₂ (kg CO₂/m² año).

El empleo de energías renovables como combustible mejora la certificación energética del edificio al disminuir las emisiones de CO₂.

Por el contrario, el empleo de electricidad para climatizar los edificios se asocia con una elevada emisión de CO₂ a la atmósfera, lo que disminuye la clase energética de nuestro edificio.

$$\text{Consumo Energético} = \frac{\text{Demanda de Energía}}{\text{Rendimiento del Sistema}} - \text{Aporte Energías Renovables}$$

- Los factores que intervienen en el cálculo de la demanda energética son:
 - Condiciones climáticas externas.
 - Características ocupacionales y funcionales del edificio.
 - Características de la envolvente térmica del edificio.
 - Condiciones de ventilación del edificio

La demanda es independiente del rendimiento de las instalaciones, mientras que el rendimiento sí que depende de forma directa de la demanda de energía que se solicita, es decir, de si el equipo funciona a máxima potencia (factor de carga parcial FCP=100%) o a un régimen inferior.

- El camino por tanto es reducir el consumo y apostar por el aumento de las fuentes de energía renovable como recursos de futuro frente a los sistemas tradicionales de gas y petróleo.

UNIDAD 2

Biomasa térmica aplicable a edificios

ÍNDICE

1. ¿Qué es la biomasa térmica?
 2. Componentes de un sistema de biomasa
- Resumen



Objetivo

- Adquirir conocimientos de los sistemas de biomasa térmica que se implantan en edificación para dar respuesta al consumo de energía para calefacción, refrigeración o ACS.

1. ¿QUÉ ES LA BIOMASA TÉRMICA?

En cierto modo todas las energías renovables proceden del Sol, bien de forma directa (radiación solar) o indirecta al generar movimiento en las masas de aire (Eólica) o acumulación de calor bien la atmósfera (Aerothermia) o en el terreno (Geothermia).



Biomasa térmica

Se considera biomasa térmica a toda materia prima orgánica de origen vegetal o animal susceptible de ser aprovechada energéticamente mediante su combustión.

En este caso es el proceso de fotosíntesis propiciado por el Sol el que permite a las plantas fijar parte del CO₂ de la atmósfera. De este proceso viene su consideración como energía renovable, ya que presenta un balance neutro de emisiones de CO₂, es decir, libera en la combustión la misma cantidad de CO₂ que ha acumulado durante su vida.

Podemos considerar la biomasa térmica como la primera fuente de energía descubierta por el hombre cuando, desde los primeros momentos de la civilización, quemaba troncos y astillas de madera para calentarse.

El procedimiento actual no ha variado sustancialmente, pues se sigue tratando de la combustión de productos vegetales, si bien se ha optimizado para mejorar su eficacia en distintas facetas hacia un proceso de alto rendimiento y bajo coste:

- 1.- Los materiales destinados a la combustión ya no son maderas recolectadas en el campo de naturaleza desconocida, sino productos tratados que mejoran su aporte calorífico y reducen la producción de cenizas. Sigue siendo sin embargo una materia prima de bajo coste y generalmente procedente de la limpieza forestal.
- 2.- Se optimizan los procedimientos de transporte, almacenaje y carga de los materiales de combustión, mecanizando las tareas. Ya no se trata de “echar leña a la chimenea”, sino de un proceso automático en el que la caldera de biomasa se conecta con un silo de material combustible del que toma la materia prima cuando lo precisa.
- 3.- Progresiva mejora de los sistemas de producción, evolucionando de las chimeneas abiertas tradicionales a las calderas de alta eficiencia, lo que mejora considerablemente su rendimiento en la producción de calor y reduce las pérdidas de calor innecesarias.

1.1 Uso de la biomasa térmica en edificios

A pesar de las condiciones benévolas de nuestro clima, la mayor parte de los edificios de la Península Ibérica centran su consumo de energía en el calentamiento de agua, bien para consumo (agua caliente sanitaria o ACS) o bien para su uso como fuente de calefacción.

Un sistema de biomasa térmica permite calentar agua a temperaturas entre 70-90 °C, lo que le hace idóneo para su uso en equipos de calentamiento de ACS centralizada y calefacción con emisores convencionales (radiadores).



Figura 1. Distribución del consumo de energía en edificios de la Península

Sin embargo la rentabilidad de su implantación en edificios, especialmente en viviendas, depende claramente del consumo de ACS y calefacción que se genere.

El Código Técnico de la Edificación, en su primera versión de septiembre de 2006, estableció una serie de zonas climáticas de invierno con letras de la A-D y zonas climáticas de verano con números del 1 a 4.



Ejemplo

De esta forma, una localidad como León con inviernos de bajas temperaturas y veranos suaves quedaba enmarcada en una zona D1, mientras que a Almería, con veranos de altas temperaturas e inviernos suaves se le asignaba una zona A4.

Atendiendo a esta clasificación, y en especial a la severidad climática de invierno marcada por las letras A-D, podemos establecer el consumo de calefacción y ACS de cada zona según el siguiente gráfico:

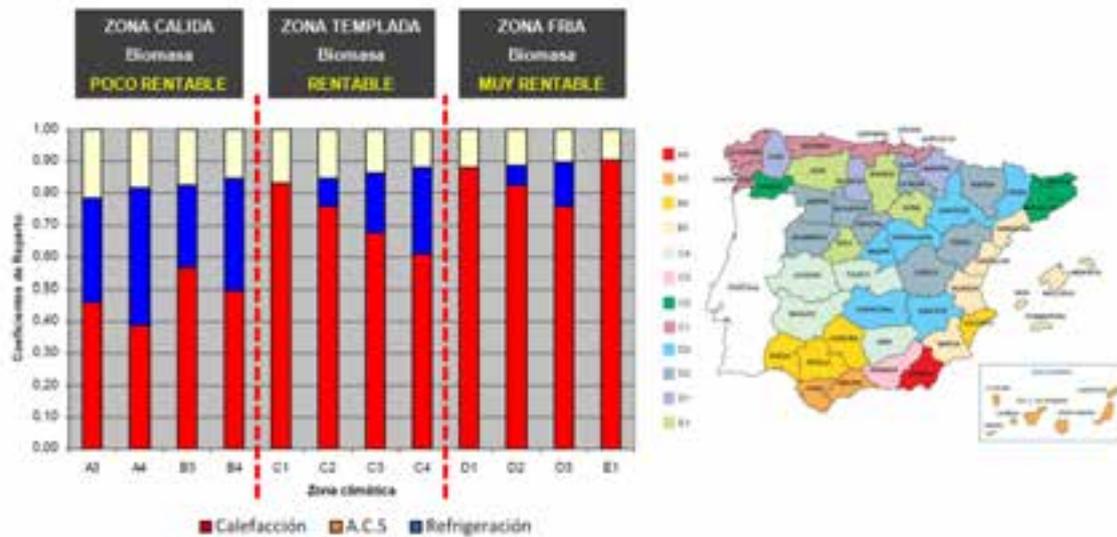


Figura 2. Distribución del consumo según zona climática

Como podemos observar en zonas A y B el clima cálido reduce notablemente la demanda de calefacción, mientras que en zonas D y E la demanda de calefacción es superior al 70%, marcando las zonas donde mayor rentabilidad alcanzaremos con el uso de biomasa térmica.



Recuerda

Los sistemas de biomasa térmica están especialmente indicados para la producción de agua caliente entre 70 y 90 °C, por lo que son especialmente rentables en las localidades con uso intensivo de calefacción, como son las zonas climáticas D y E de nuestra Península.

1.2 Tipología y elección de combustibles

La tipología de biomasa con fines térmicos que podemos encontrar es muy varia, y en su elección debemos atender a distintos criterios:

a. Disponibilidad y precio

Resulta fundamental un estudio de los productores de biomasa del entorno, precios y fiabilidad del suministro.

El transporte del material encarece el precio final y va en contra del principio de reducir las emisiones de CO₂.

b. Calidad de la biomasa

Especialmente los parámetros de **pureza y humedad**.



Pureza de la biomasa

La pureza de la biomasa se relaciona directamente con la certeza de su Poder Calorífico (PCI) y propiedades para la combustión, así como el grado de generación de cenizas

El PCI es la cantidad total de calor desprendido en la combustión completa de 1 kg de combustible sin contar la parte correspondiente al calor latente del vapor de agua de la combustión.

El objetivo de un combustible es calentar. Cuanto mayor PCI, más rápido y con menor cantidad de combustible alcanzaremos las temperaturas deseadas.

Un mayor PCI influye directamente en la cantidad de biomasa que es necesario almacenar en el silo, reduciendo su tamaño.



Humedad en la biomasa

La humedad en la biomasa se relaciona de forma directa con el rendimiento en la combustión y emisión de volumen de gases.

Cuando el combustible es quemado en la cámara de las calderas lo primero que se libera es vapor de agua. Si su cantidad es excesiva, la cámara de combustión se satura y produce gas a menor temperatura. Por lo tanto, cuanto menor sea la humedad mayor aprovechamiento térmico del material

Se considera un material seco cuando el porcentaje de humedad es inferior al 20% (W20). La biomasa por encima del 40-50% de humedad (W40-50) debe rechazarse o emplearse tan solo en períodos cortos de tiempo para evitar dañar el equipo.

Parámetro	Influye en:
PCI material	Potencia del equipo
Contenido de agua W (%)	Rendimiento de combustión
Granulometría (G)	Transporte y suministro al quemador
Densidad aparente kg/m ³	Tamaño del silo
Contenido de cenizas	Mantenimiento
Composición	Emisiones a la atmosfera

Figura 3. Parámetros que influyen en la elección del combustible

Principalmente podemos diferenciar tres formatos de presentación de la biomasa para fines térmicos:

1.- Biomasa en bruto

Principalmente se refiere a residuos agroindustriales o cultivos energéticos. Se trata de un combustible de bajo precio que en muchas ocasiones procede de un desecho industrial, como la cascara de almendra, el hueso de aceituna o el orujillo, por lo que para su producción se emplean recursos locales, en ocasiones con carácter estacional (temporadas de recolección, recogida forestal, etc.)

Su poder calorífico, así como su grado de humedad, varía enormemente según la procedencia del material y debe ser tomada en cuenta a la hora de seleccionar la caldera, puesto que no todos los equipos de biomasa permiten la quema de este tipo de productos.

2.- Biomasa sin densificar

Son astillas de madera o serrín procedentes de industrias de transformación de madera o generadas al efecto, entre las que se incluyen los tradicionales leños de madera.

Su calidad depende del material de origen y tan solo en el caso de las astillas existen normas UNE que establezcan las condiciones de humedad y tamaño de las piezas.

3.- Biomasa densificada

Se trata de pellets o brinquetas creadas a partir de la compactación de serrín de madera y virutas secas.

Es un combustible estandarizado a nivel internacional, lo que permite su control de calidad, asegurando las prestaciones que ofrecerá en la quema.

UD2. Biomasa térmica aplicable a edificios

Posee un elevado poder calorífico en torno a los 4,9 kWh/kg, pero aún así notablemente inferior al de los combustibles tradicionales (10,7 kWh/m³ del gas natural o 9,98 kWh/litro del gasóleo).

Su principal virtud reside en el bajo grado de humedad que le confiere su compactación, lo que permite aprovechar al máximo su poder calorífico y mejorar el rendimiento de las calderas que lo emplean.

Este tipo de material está especialmente indicado para su uso en instalaciones domésticas de edificios residenciales.



Figura 4. Tipología de biomasa empleada en edificación

La biomasa es un combustible de bajo coste pero al mismo tiempo de bajo poder calorífico. Por noma general se emplea la equivalencia de 2 kg de pellet por cada litro de gasoil.

No obstante su bajo coste hace que sea un combustible muy competitivo, sobre todo en localidades en las que no existe red de distribución de gas natural:

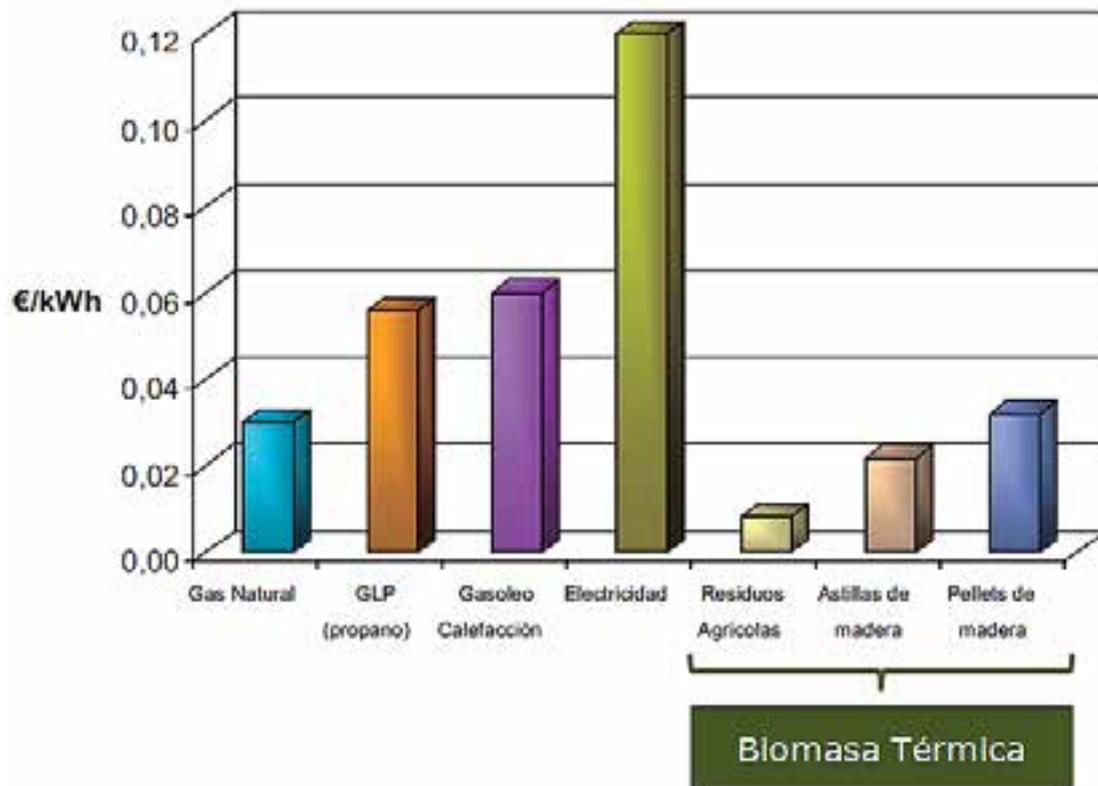


Figura 5. Comparativa del coste del combustible por kWh de energía generado. Precios 2010



Recuerda

Existen diferentes tipologías de biomasa para fines térmicos, que deberemos seleccionar en función de la caldera que instalemos, su disponibilidad en la zona y sus prestaciones (poder calorífico y grado de humedad).

Una biomasa menos seleccionada o de dudosa procedencia resultará por lo general más barata, pero probablemente sus prestaciones sean menores, lo que disminuirá el rendimiento de nuestros equipos y aumentará el espacio de almacenaje necesario.

2. COMPONENTES DE UN SISTEMA DE BIOMASA

Un sistema de calefacción y ACS que emplee como combustible biomasa no difiere excesivamente en su esquema de un sistema tradicional de calderas centralizadas en el que disponemos de:

- 1.- Un equipo de producción o caldera.
- 2.- Un sistema de distribución mediante colectores y tuberías.
- 3.- Equipos de emisión de calefacción, como pueden ser los radiadores o el suelo radiante.

Las principales diferencias que podemos encontrar residen en las propiedades del combustible, que además de precisar de un espacio de almacenaje, presenta un bajo poder calorífico con respecto a los tradicionales derivados del petróleo, lo que impide una producción instantánea de agua caliente o la puesta en temperatura del sistema en cortos periodos de tiempo.

Para paliar este efecto se introducen en el esquema habitual tres elementos:

- 1.- El silo de combustible, que deberá estar dimensionado para proporcionar el material de combustión necesario durante el período de calefacción o para la producción de ACS.
- 2.- El depósito de inercia, cuya misión es regular los tiempos de encendido y apagado del sistema, alargando la vida útil de la caldera.
- 3.- Los equipos de acumulación de ACS, que permiten a la caldera generar por adelantado el caudal de consumo previsto y con ello no tener que entrar en funcionamiento cada vez que surja la demanda.



Figura 6. Esquema de un sistema de biomasa térmica

2.1 Partes y funcionamiento de calderas de biomasa



Recuerda

En la actualidad existen tres grandes grupos en los que catalogar las calderas: estándar, baja temperatura y condensación.

Desde la última modificación del Reglamento de Instalaciones Térmicas en el año 2013 en edificios de nueva construcción tan solo pueden instalarse calderas que aumenten su rendimiento cuando la temperatura del agua que impulsan disminuya, es decir, calderas de condensación.

La excepción la forman los equipos que empleen combustibles de baja o nula producción de CO₂, como es el caso de las calderas de biomasa, que pertenecen en su gran mayoría al grupo de calderas estándar.

a. Caldera estándar



Caldera estándar

Se trata de las calderas en las que la temperatura de salida del agua es constante y está limitada por su diseño, generalmente entre 70 y 90 °C, para su uso con sistemas de radiadores y producción de agua caliente sanitaria.

Una temperatura de impulsión o salida de agua entre 70 y 90 °C garantiza un retorno a la caldera superior a los 60 °C, o al menos siempre superior al punto de rocío del combustible empleado (en torno a 55 °C en el caso del gas natural).

Con ello se impide que los gases de combustión condensen en el interior de la caldera productos ácidos y corrosivos que afecten al material con el que se construye el intercambiador.

(%O ₂) seco	GASÓLEO-C	GAS NATURAL	PROPANO
	Tr (°C)	Tr (°C)	Tr (°C)
3,5	45,0	55,3	51,6

Figura 7. Punto de rocío de distintos combustible

Por ello las calderas estándar no pueden funcionar de forma directa con temperaturas de retorno bajas, por ejemplo con sistemas de suelo radiante.

Para evitar un descenso de la temperatura de impulsión, la caldera se detiene hasta que la demanda ascienda y la permita funcionar con mayores temperaturas.

Estas continuas paradas y arranques, en las que se derrocha energía sin llegar a transmitirla al sistema, disminuyen notablemente su rendimiento medio estacional como pudo verse en la figura 4.



Ejemplo

Es habitual el uso de calderas estándar en viviendas con sistemas de radiadores, en las que se une el bajo coste del propio equipo (las calderas estándar resultan más económicas que el resto) a unas condiciones óptimas de funcionamiento, con temperaturas de impulsión en torno a los 80 °C y retorno a 60 °C.

b. Tipología de calderas de biomasa

Una primera clasificación puede basarse en su potencia y tamaño, que determinará el procedimiento de legalización de la instalación y la documentación técnica que debe acompañarla:



Figura 8. Tipología de calderas según su potencia

c. Fases de funcionamiento de la caldera

Toda caldera de combustión, y con ello las de biomasa, responden al mismo esquema de funcionamiento: una primera fase de quema del combustible, una segunda de intercambio de calor entre los gases de alta temperatura y un circuito de agua y por último la expulsión de los gases por la chimenea de evacuación.



Figura 9. Esquema de funcionamiento de una caldera



Recuerda

La gran diferencia de las calderas de biomasa es el tipo de combustible empleado.

En una caldera de combustibles convencionales (gas natural, propano, butano, etc.) el material que llega al quemador lo hace siempre en las mismas condiciones de dosificación y caudal, por lo que el rendimiento del equipo es fácilmente previsible.

En una caldera de biomasa el combustible puede ser heterogéneo, con distintos grados de humedad o producción de cenizas, por lo que es necesario un ajuste previo del equipo al material que vaya a emplear.

En el caso de no emplear biomasa certificada, como pueden ser los pellet o astillas, nuestra caldera deberá estar preparada para su uso, principalmente en el diseño de su cámara de combustión al tratarse de materiales que presentan un grado de humedad elevado que disminuye el rendimiento de la caldera.



Ejemplo

Imaginemos una caldera de biomasa preparada para el uso de pellet en la que empleemos, por ejemplo, hueso de aceituna.

El pellet es un material con un grado de humedad mínimo, por lo que en su combustión el agua evaporada ocupará poco espacio en la cámara y rápidamente se comenzarán a producir gases a mayor temperatura fruto de la quema de la madera.

Sin embargo al emplear hueso de aceituna el grado de humedad es mayor, lo que saturará la cámara de combustión de vapor de agua en lugar de gases a mayor temperatura, lo que disminuye la capacidad de la caldera para calentar agua, es decir, disminuye su rendimiento.

El caso extremo son las calderas de tipo industrial que empleen excedentes agrícolas, en las que la cámara de combustión debe estar diseñada tras analizar el tipo de material que se pretenda emplear como combustible.



Recuerda

La caldera de biomasa debe estar preparada para el tipo de combustible que pretenda emplear. El empleo de un combustible distinto disminuirá su rendimiento y en última instancia puede llegar a dañarla.

d. Quemador y fases de combustión

El combustible de biomasa es suministrado desde el silo de almacenaje mediante bombas de aspiración o tornillos sin-fin tal y como veremos en los próximos apartados.

La biomasa se introduce en la cámara de combustión en condiciones que no son óptimas para su encendido, por lo que inicialmente se produce su secado y pérdida de la humedad sobrante.

Cuanto mayor calidad tenga la biomasa, con más facilidad alcanzará el punto óptimo de uso a una temperatura que oscila entre los 100-150 °C.

A su llegada al quemador se crea un cono de encendido sobre el que se inyecta aire a alta temperatura hasta su prendido.

En la parte inferior de la parrilla de quemado se situará el depósito de recogida de cenizas.



Figura 10. Parrilla de quemado

La segunda fase de quema es la que se denomina **combustión primaria o gasificación**.



Gasificación

El oxígeno del sistema de ventilación primario y el encendido de la caldera inician la reacción de combustión parcial en la que el material sólido se convierte en gas combustible (gasificación).

Este proceso se lleva a cabo en la parrilla metálica de llegada del combustible, ya sea de llenado inferior (como la de la imagen superior) o mediante parrilla y entrada lateral.

En esta fase manteniendo la temperatura sobre 150 °C se libera carbono y oxígeno.

Por último se inicia la fase de **combustión secundaria**.

El oxígeno del sistema de ventilación secundario alimenta la mezcla hasta los 600-1.000 °C produciéndose la combustión total a alta temperatura.

Si la cantidad de oxígeno aportado es apropiada, el carbono liberado se combinará formando dióxido de carbono (CO_2).

Sin embargo si la mezcla es pobre en oxígeno resultará monóxido de carbono (CO), material venenoso y de bajo contenido calorífico.

Tras la combustión, las cenizas pesadas se depositan en el cenicero inferior por gravedad. Las cenizas ligeras se mezclan con el gas y ascenderán por la cámara de combustión.

En todo el proceso es fundamental contar con una sonda que regule la entrada de oxígeno a la mezcla para garantizar su correcto funcionamiento.

La sonda Lambda se sitúa en la salida de gases de la caldera y analiza el humo desprendido en el proceso de la combustión, lo que resulta útil en general, pero particularmente necesario en calderas que empleen distintos tipos de biomasa (calderas poli combustibles), ya que se autoajusta la cantidad de oxígeno de la mezcla a las necesidades de combustión de cada material.



Recuerda

En el proceso de combustión de la biomasa es fundamental un correcto aporte de oxígeno a la mezcla. Para ello resulta fundamental contar con una sonda lambda que regula de forma automática el proceso, sobre todo cuando empleemos distintos combustibles en la misma caldera.

e. Intercambiador y fase de postcombustión

La postcombustión se realiza en la parte alta de la cámara de combustión o en una cámara independiente.

En ella se alcanzan temperaturas de hasta $1.200\text{ }^{\circ}\text{C}$ para eliminar por completo las cenizas ligeras y con ello reducir las emisiones a la atmósfera, mejorando la vida útil del intercambiador.

Los gases a alta temperatura llegan al intercambiador donde ceden su aporte térmico al circuito de salida, que podrá ser de agua o aire, pero en ningún caso mezclará su caudal con los gases de combustión.

Las calderas de pequeño tamaño emplean una salida de aire caliente, de manera que aspiran aire de las estancias, que tras pasar por el intercambiador se calienta y retorna a los locales. Se trata de calderas de refuerzo de potencia generalmente inferior a 5 kW.

Las calderas destinadas al calentamiento de agua para consumo o sistemas de calefacción por emisión (radiadores, suelo radiante, *fancoil*, etc.) emplean intercambiadores de agua que podrá ser de dos tipos:

- Piro tubulares

Es el caso más común en las calderas de pequeño y medio tamaño. El agua rodea los tubos por los que circulan los gases de combustión, por lo que el intercambiador está separado de la cámara de combustión.

- Acuotubulares

A la inversa, el agua circula por los tubos y los gases los rodean.

Se emplean para altas presiones en calderas de potencias >11.000 kW.

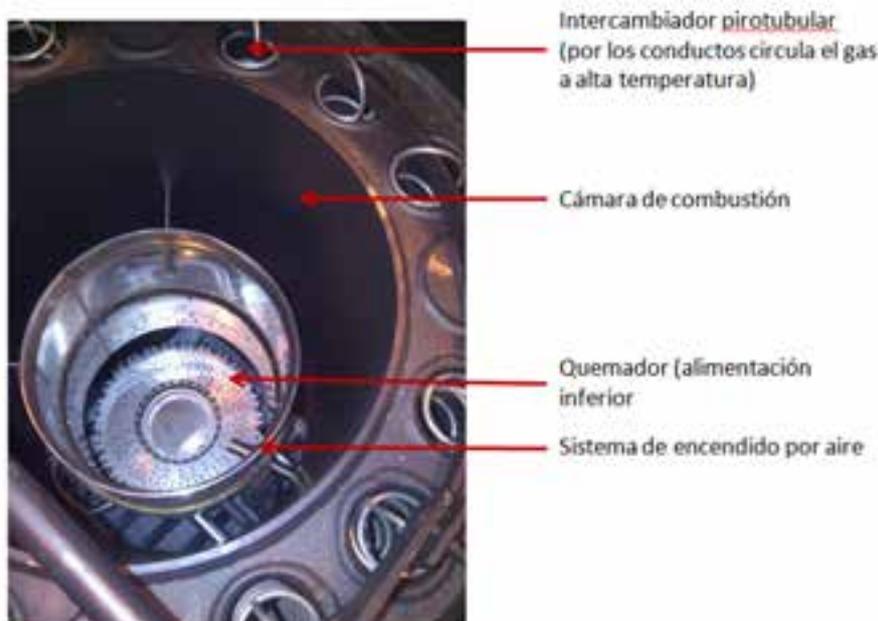


Figura 11. Cámara de combustión e intercambiador piro tubular

En la combustión, una parte de las cenizas son arrastradas por los gases de combustión, llegando hasta el intercambiador. Parte de ellas pueden quedar adheridas a la superficie de los conductos reduciendo la eficiencia en el intercambio de calor entre los gases y el agua.

Para evitarlo las calderas de biomasa suelen contar con un sistema de autolimpieza que generalmente se activa una vez al día en épocas de calefacción, y consiste en unos muelles o aspas interiores a los tubos del intercambiador que agitan el interior de las paredes hasta desprender la ceniza.

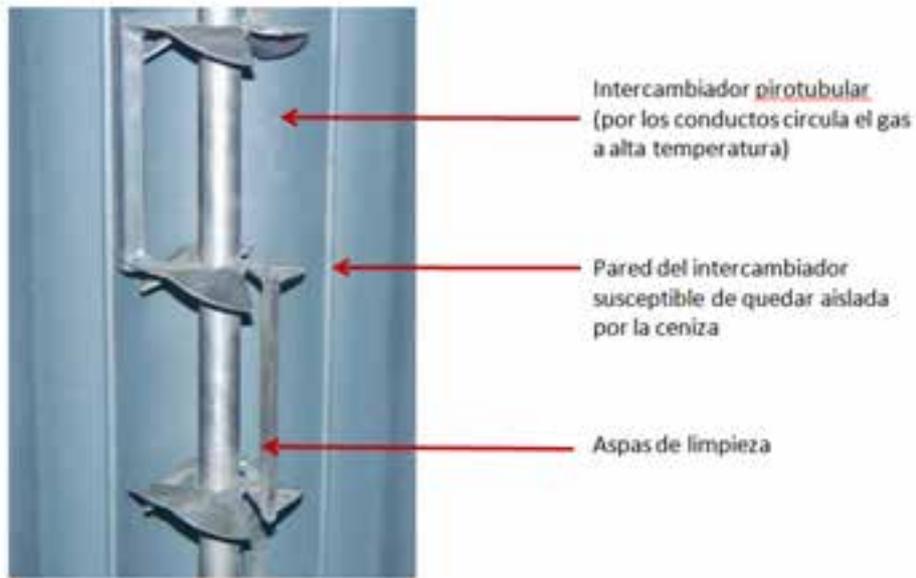


Figura 12. Sistema de limpieza del intercambiador

f. Requisitos de seguridad de las calderas de biomasa

Según establece el Reglamento de Instalaciones Térmicas (RITE) un equipo de biomasa debe contar al menos con las siguientes medidas de seguridad:

- 1.- Interrupción del sistema de combustión y rearme manual en caso de temperaturas excesivas o retroceso de los productos de la combustión.
- 2.- Dispositivo contra retroceso de llama para evitar el retroceso de la ignición hacia el silo de almacenamiento (sistema por inundación de agua y compuerta de seguridad).
- 3.- Sistema de eliminación de calor residual producido por el combustible ya introducido cuando se interrumpa su funcionamiento por motivos de seguridad. En este caso se contará bien con un sistema de interrupción del flujo en la caldera o con un sistema de disipación mediante dispositivos de expansión abiertos o intercambio de calor.
- 4.- Válvula de seguridad tarada a 1 bar, destinada a desviar el agua a un sumidero en caso de sobrepresión.

2.2 Acumuladores de inercia

Las calderas de biomasa poseen una elevada inercia térmica, es decir, en relación a una caldera convencional de gas tardan mucho tiempo en alcanzar la temperatura de servicio y también en enfriarse.

Una caldera de pellet puede necesitar hasta 15 minutos desde que arranca hasta que llega a la máxima potencia.

Además se abastecen de un combustible de bajo poder calorífico en comparación con las instalaciones tradicionales de gas o gasóleo, lo que nuevamente les impide dar una respuesta instantánea a una demanda de calor (por ejemplo la apertura de un grifo de agua caliente).

Por ello el funcionamiento óptimo de una caldera de biomasa se obtiene a potencia estable, sin continuos encendidos y apagados, ya que tarda en adquirir temperatura pero tarda igualmente en enfriar.

La solución más convencional es el empleo de un acumulador de inercia.



Acumulador de inercia

El acumulador de inercia, se sitúa entre la caldera y los puntos de servicio de calefacción y ACS. Almacena la energía producida por la caldera a modo de “pila” y la distribuye según necesidad.

De esta forma, se evita que la caldera se encienda y apague continuamente cuando hay demanda energética, ya que es el depósito de inercia el que responde a la demanda, acumula la energía y la dosifica cuando es necesaria.

Se consigue que la caldera entre en funcionamiento por períodos más largos (hasta que carga por completo el depósito de inercia), pero más espaciados, lo que optimiza su rendimiento y su consumo.



Recuerda

Una caldera de biomasa posee una elevada inercia térmica que le impide dar respuesta a demandas térmicas instantáneas.

Los depósitos de inercia sirven de acumuladores de energía que permiten dar respuesta a la demanda, por ejemplo el encendido de un grifo de agua caliente, sin que la caldera tenga que entrar en funcionamiento.

Contar con un acumulador de inercia es siempre una decisión del técnico que realiza la instalación y por extensión del propietario, sin embargo como regla general resulta conveniente su instalación en los siguientes casos:

1.- En instalaciones por encima de 25 kW de potencia de caldera o con demandas inciertas en calderas con quemadores sin regulación (modulación).

Suele emplearse la denominada “regla del 50%”: Si la demanda media de calefacción es inferior al 50% de la potencia de la caldera, es necesario depósito de inercia.

2.- El acumulador de inercia se hace fundamental en instalaciones que consuman agua a baja temperatura, inferior a 60 °C (por ejemplo suelo radiante, con consumo de agua a 45 °C).

Como alternativa se puede plantear el uso de una válvula mezcladora a la salida de la caldera, aunque el confort y la respuesta del sistema es netamente inferior.

3.- En consumo de ACS sin acumulación, ya que el consumo es instantáneo y requiere una respuesta inmediata de la caldera.

En este caso la producción instantánea puede suplirse con un intercambiador de placas externo a la acumulación como el de la siguiente figura:



Figura 13. Depósito de inercia con producción Instantánea ACS

4.- Zonas climáticas con contrastes térmicos en las que la demanda energética sea en ciertos momentos del año drásticamente menor a la potencia nominal de la caldera.

5.- Para demandas de agua caliente con puntas de demanda, como en hoteles, bloques de viviendas con sistemas centralizados, duchas de instalaciones deportivas.

2.3 Producción de agua caliente sanitaria

La producción de agua caliente sanitaria (ACS) desde una caldera de combustión puede realizarse por alguno de los siguientes métodos:

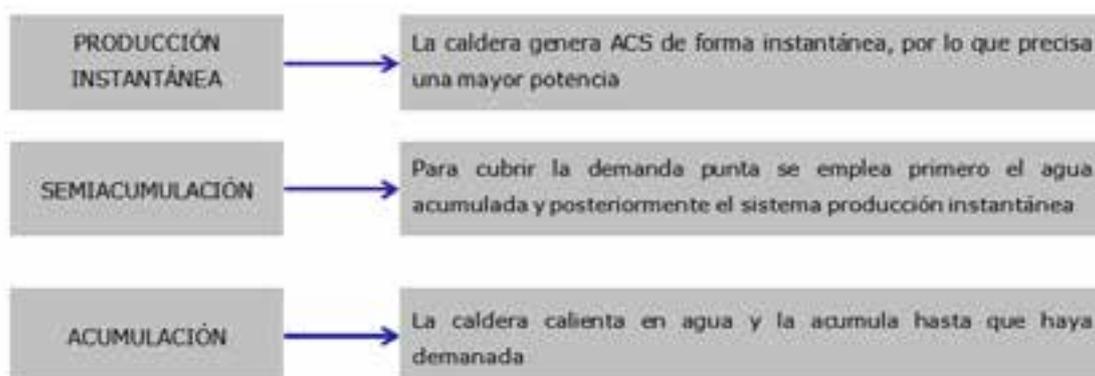


Figura 14. Métodos de producción de ACS desde una caldera de combustión

En el caso de calderas de biomasa, debido a las condiciones de inercia térmica citadas en el capítulo anterior, los sistemas de generación instantánea son muy poco efectivos, por lo que o bien se opta por una semi-acumulación con producción mediante intercambiador de placas (figura 19) o en los casos más generales por una acumulación de ACS.

Se trata de depósitos en los que o bien se puede producir el calentamiento del agua en su interior (interacumulador) o a través de un equipo externo (acumulador con intercambiador de placas externo).

a. Interacumulador

Depósito que cuenta en su interior con un serpentín mediante el cual la caldera impulsa el fluido para calentar el líquido del depósito.

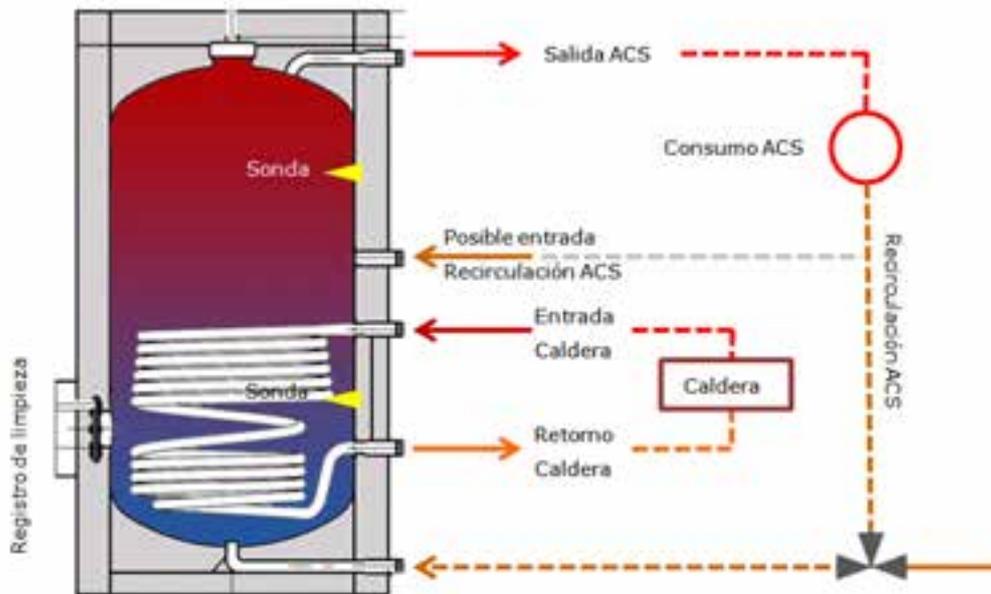


Figura 15. Esquema de funcionamiento de interacumulador de ACS

b. Acumulador

Es similar al anterior, pero sin el serpentín interno, sustituido por un equipo exterior que realice el intercambio de calor entre la caldera y el agua acumulada. Se emplea generalmente en acumulaciones por encima de los 1.500 litros al tratarse de un sistema más efectivo que el interacumulador, pero al mismo tiempo más complejo hidráulicamente.



Figura 16. Sistema de producción de ACS por acumulación



Recuerda

Las calderas de biomasa no están indicadas para la producción instantánea de agua caliente, por lo que o bien deberán realizarla mediante acumulación en depósitos o bien mediante intercambiadores de placas conectados a un depósito de inercia.

2.4 Suministro de combustible, almacenaje y conexión con la caldera

Una de las principales diferencias entre los sistemas de calderas convencionales y los de biomasa es la necesidad de suministro y almacenaje del combustible, lo que da respuesta a las siguientes preguntas:

a. ¿Dónde y en qué condiciones almaceno el biocombustible?

El lugar de almacenamiento podrá situarse dentro o fuera del edificio, pero en cualquier caso deberá estar destinado exclusivamente para este uso, debiendo cumplir la normativa específica para el almacenamiento de combustibles sólidos según la normativa de incendios (CTE-SI).

El almacenamiento podrá disponerse en superficie o subterráneo, mediante silos de almacenaje prefabricados o ejecutados *in situ*.

En cualquier caso, las paredes, el suelo y techo del almacenamiento no permitirán filtraciones de humedad, impermeabilizándolas para mantener el grado de humedad de la biomasa almacenada.

Los silos de almacenaje deberán disponer de un sistema de vaciado del biocombustible para mantenimiento, reparación o en situaciones de riesgo de incendio.



Recuerda

No se dispondrá de instalaciones eléctricas dentro del almacén de biocombustible.

Se pueden establecer distintas tipologías de silos de almacenaje, que clasificaremos:

Atendiendo a su disposición:

- Interiores al edificio, anexos a la sala de calderas o en su interior.
- Exteriores en superficie o adosados al edificio.
- Enterrados, exteriores o bajo el edificio.

Atendiendo a su sistema de carga:

- Manual, carga mediante sacos de biomasa en pequeños depósitos generalmente acoplados a la caldera.
- Semi automática, carga manual en depósitos de tamaño medio.
- Automática, bien mediante un sistema neumático o remolques que la impulsan al silo por gravedad.

Atendiendo a su fabricación:

- **Depósitos prefabricados**, entre los que a su vez podemos distinguir:

Tolvas o almacenamientos integrados

Diseñados como complemento de las calderas de pequeño tamaño y carga manual. Se suelen disponer integrados a la caldera de biomasa formando parte del mismo compacto.

Silos flexibles, con capacidad entre 2 y 5 toneladas. Pensados para edificios pequeños o viviendas unifamiliares con calderas sobre los 40 kW de potencia.

Varios silos flexibles en cadena pueden abastecer a demandas mayores de combustible.



Figura 17. Silo flexible prefabricado

Grandes contenedores

Pensados para instalaciones de mayor tamaño, aunque la diversidad de geometría posibilita adaptarlos a cualquier instalación. Sobrepasadas las 10 T de almacenaje se suele optar por depósitos fabricados *in situ*.

- **Depósitos *in situ***, permiten una mayor adaptación al espacio disponible, pero al mismo tiempo requieren una mayor inversión en su creación.

Generalmente se forman de paredes de hormigón impermeabilizadas y un suelo de madera inclinado que permite no disgregar la biomasa en las labores de arrastre y carga hacia la caldera.

Las paredes de los silos *in situ* pueden presentarse inclinadas en un solo sentido o en dos, en función del sistema de arrastre.



Figura 18. Impermeabilización de silo in situ con suelo inclinado a dos cara y posterior revestimiento de madera

Los silos con paredes inclinadas en ambos lados emplean como sistema de arrastre un tornillo sin fin central, mientras que en el caso de un suelo con inclinación en un solo sentido se disponen rascadores con giro central que mueven la carga de biomasa hasta la entrada de la caldera.

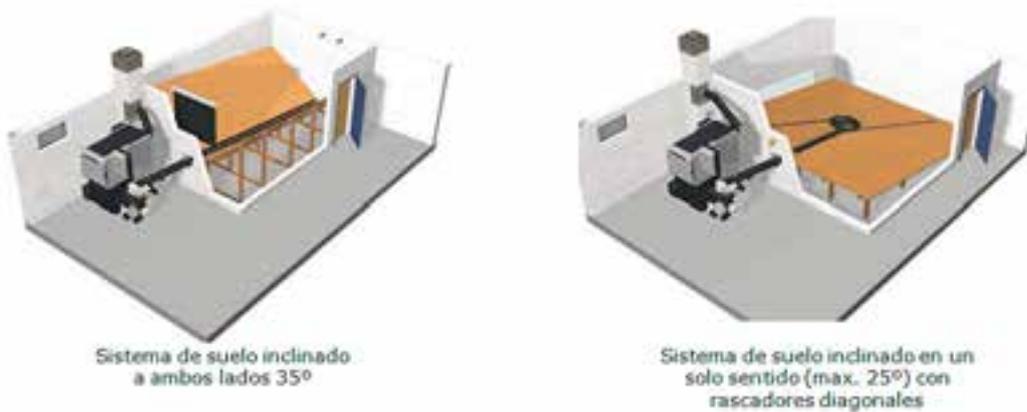


Figura 19. Disposición del suelo de un silo in situ.

Fuente Guía técnica de instalaciones de biomasa térmica en edificios. IDAE

Silos inclinados en un solo sentido

Permite optimizar el volumen de almacenaje al no necesitar inclinación en ambos lados, sin embargo está condicionado por el uso de un raspador o rascador, lo que tan solo es adecuado en espacios sensiblemente cuadrados al precisar un eje central de giro.

La inclinación del suelo no debe superar los 20-25°, ya que las diferencias de fuerza necesaria en los extremos del rascador llevarían a irregularidades en su uso.

Silos inclinados en ambos sentidos

Especialmente indicado en espacios rectangulares hasta una distancia de 30 m respecto la caldera.

Es recomendable una inclinación de las rampas entre 35 y 45° para facilitar el vaciado del silo.

Su principal desventaja radica en el espacio perdido bajo el suelo inclinado, aprovechando tan solo aproximadamente 2/3 del volumen total del silo.



Recuerda

El silo debe mantener la biomasa en condiciones óptimas de humedad para su uso.

b. ¿Cómo hago llegar el biocombustible a la caldera?

Los sistemas de alimentación de combustible para la caldera se pueden resumir en tres, que podrán combinarse según se precise:

- Manual.
- Impulsión mecánica mediante tornillo sinfín.
- Impulsión neumática aspirada.

La elección del sistema depende tanto de la inversión a realizar como de la distancia silo-caldera y la disposición de la embocadura de la caldera que estemos empleando:

UD2. Biomasa térmica aplicable a edificios

	Alcance	Disposición embocadura
Tornillo rígido	5,5m	Enrasada, sin ángulo
Tornillo rígido con codo	5,5m	Ángulo fijo
Tornillo flexible	60m	Ángulo variable
Sistema neumático	15m	Ángulo variable

Figura 20. Sistemas de carga de biocombustible desde el silo a la caldera

Los sistemas neumáticos se emplean con biomasa de pequeño diámetro, como pellet, hueso de aceituna, orujillo, etc. que puede ser aspirada e impulsada mediante conductos desde el silo a la caldera.

Se trata de un sistema que permite salvar prácticamente cualquier geometría o distribución, pero que está limitada por su alcance y precio.



Figura 21. Sistema neumático de impulsión de biocombustible del silo a la caldera
Fuente Guía técnica de instalaciones de biomasa térmica en edificios. IDAE

En el caso de silos *in situ*, lo habitual es emplear tornillos sin-fin de arrastre que conectan el silo con la caldera.

Las paredes inclinadas del silo, o en su caso el rascador horizontal desplazan, la biomasa hasta el tornillo que se encarga del arrastre hasta la entrada de la caldera.

Acepta cualquier tipo de biomasa, si bien su uso está limitado por el alcance (sobre todo en el caso de tratarse de un tornillo rígido) y el ruido que genera en las labores de carga cuando se sitúa cerca de estancias habitables.



Figura 22. Sistema de conexión mediante tornillo sin fin rígido y embocadura en ángulo
Fuente Guía técnica de instalaciones de biomasa térmica en edificios. IDAE

c. ¿Cuánto combustible debo almacenar?

Se debe adoptar el criterio más razonable según el tipo de instalación:

A.- 1 temporada completa de funcionamiento de la instalación, lo que permite llenar el silo tan solo una vez al año, amortizando costes de transporte.

B.- 1,5 veces el volumen del camión de suministro, lo que permite poder realizar una carga completa sin necesidad de esperar al vaciado del silo.

C.- Criterio del Reglamento de Instalaciones Térmicas (RITE) para edificios de nueva construcción: 15 días de consumo máximo de combustible.

El criterio más desfavorable suele ser 1 temporada completa (criterio A), si bien en instalaciones de pequeño tamaño supone un espacio de silo excesivo, y por lo que se opta por 2 o tres recargas anuales.

El criterio C establece mínimos destinados a determinar el espacio de almacenaje de sacos o leños en instalaciones de pequeño tamaño, no siendo útil para equipos de mayor potencia por suponer una labor continuada de recarga del silo.

En general podemos dimensionar el espacio de almacenaje necesario a razón de 0,30 m³ de almacenaje por kW de potencia de la caldera para pellets y 1,50 m³/kW para astillas.

En el caso de silos horizontales, debido a la pérdida de espacio, el factor se amplía a 0,40 m³/kW y en el de silos con dos lados inclinados a 0,48 m³/kW.



Recuerda

El tamaño del silo depende de las necesidades térmicas y las características del material almacenado. Se precisa mayor espacio para almacenar combustibles de alta densidad aparente (por ejemplo astillas) que aquellos de baja granulometría (por ejemplo pellet, hueso de aceituna, etc.).

2.5 Logística de suministro de la biomasa

a. Suministro

Depende de diversos factores:

- Método de suministro y carga de la biomasa, que puede ir de manual en sacos a mecanizada en camiones cisternas.

Cuanta mayor cantidad de biocombustible se solicite de una sola vez, más competitivo será su precio.

- Tamaño y condiciones del silo, sobre todo las posibilidades de maniobra y acercamiento de un camión cisterna, así como el sistema de descarga que emplee (neumático o por remolque).

El tiempo estimado de descarga en camiones habituales de 18 m³ es de 30 min., por lo que se tendrá que tener en cuenta un espacio para realizar dichas labores sin alterar el tráfico de la zona.

- Tipología y tamaño del biocombustible, especialmente de cara a la posibilidad de emplear mangueras neumáticas para su descarga.

El sistema óptimo en edificación es el empleo de camiones cisterna en torno a los 18 m³ con mangueras de descarga que no superarán los 30 m de longitud ni los 5 de desnivel.



Recuerda

La logística del suministro de la biomasa hasta el silo debe plantearse a la hora de diseñar la instalación.

b. Llenado de los silos

En los silos se dispondrá de un sistema anti impacto que reduzca el deterioro del silo por la abrasión de la inyección del biocombustible, así como la degradación del mismo por el impacto.

Las toberas de inyección se situarán de forma que permitan el completo llenado, evitando la creación de espacios vacíos y oquedades.

La disposición habitual es de 2 toberas de 15 cm de diámetro exterior y 10 cm interior, separadas 20 cm del techo y 50 cm entre sí, ambas con sistema de cierre exterior y toma de tierra.

2.6 Labores de mantenimiento

La condición previa para optimizar la operación y el mantenimiento de la instalación es la elección correcta de la potencia de la caldera.

Un correcto dimensionamiento da las condiciones óptimas de operación y reduce la exigencia de gestión de las cenizas, limpieza de la caldera y el número de averías debidas a demandas de potencia demasiado bajas, que influyen en un continuo encendido y apagado del sistema.

Es importante el cálculo de la carga y demanda de calefacción, ACS y refrigeración, intentando ajustar a las demandas reales las curvas de trabajo de la caldera.



Recuerda

El correcto mantenimiento de la caldera parte de unas condiciones iniciales de ajuste de su potencia a la demanda térmica real.

En función del biocombustible no consumido y del que se prevé consumir, en la inspección semanal o mensual (que puede llevarse a cabo por el usuario) se calcularán las necesidades de biomasa previstas y se avisará con suficiente antelación al suministrador o suministradores.

En el caso de existir sistemas con medición de nivel automática, se realizará igualmente la inspección visual para confirmar la medición, ya que la naturaleza del combustible le hace propenso a crear bolsas de aire en el almacenaje que pueden alterar la medición obtenida.

a. Puesta en marcha de la instalación

Equipos

Se tomará nota de los datos de funcionamiento de los equipos y aparatos, que pasarán a formar parte de la documentación final de la instalación.

Se registrarán los datos nominales de funcionamiento que figuren en el proyecto o memoria técnica y los datos reales de funcionamiento.

Pruebas de estanqueidad de redes de tuberías de agua

Se llevarán a cabo las siguientes labores:

- Preparación y limpieza de redes de tuberías.
- Prueba preliminar de estanqueidad.
- Prueba de resistencia mecánica.
- Reparación de fugas.

Pruebas de libre dilatación

Tras las pruebas anteriores de las redes de tuberías, la instalación se llevará hasta la temperatura de tarado de los elementos de seguridad, habiendo anulado previamente la actuación de los aparatos de regulación automática.

Durante el enfriamiento de la instalación y al finalizar el mismo, se comprobará visualmente que no haya tenido lugar deformaciones apreciables en ningún elemento o tramo de tubería y que el sistema de expansión haya funcionado correctamente.

Se comprobará

- La eficiencia energética de los equipos de generación de calor y frío en las condiciones de trabajo. El rendimiento del generador de calor no debe ser inferior en más de 5 unidades del límite inferior del rango marcado para la categoría hincada en el etiquetado energético del equipo de acuerdo con la normativa vigente.
- Los intercambiadores de calor, climatizadores y demás equipos en los que se efectúe una transferencia de energía térmica.
- El funcionamiento de los elementos de regulación y control.
- Las temperaturas y los saltos térmicos de todos los circuitos de generación, distribución y las unidades terminales en las condiciones de régimen.

b. Inspecciones obligatorias

El mantenimiento de las instalaciones con calderas de biomasa se debe realizar por medio de una Empresa Autorizada de acuerdo con lo establecido en el RITE y registrada en el Organismo Competente de la Comunidad Autónoma donde se encuentre la instalación.

A partir de 20 kW según el RITE IT 4.1, las calderas de biomasa están sujetas a inspecciones periódicas de eficacia energética.

El órgano competente de cada Comunidad Autónoma (normalmente Direcciones generales de Industria y Energía) establecerá las convocatorias y las condiciones específicas de las inspecciones que se realicen en su ámbito territorial.

La inspección concluirá con un dictamen con la finalidad de asesorar al titular de la instalación, proponiéndole mejoras o modificaciones de su instalación para incrementar su eficiencia energética.

RESUMEN

- Los sistemas de biomasa térmica están especialmente indicados para la producción de agua caliente entre 70 y 90 °C, por lo que son especialmente rentables en las localidades con uso intensivo de calefacción, como son las zonas climáticas D y E de nuestra Península.

- Existen diferentes tipologías de biomasa para fines térmicos, que deberemos seleccionar en función de la caldera que instalemos, su disponibilidad en la zona y sus prestaciones (poder calorífico y grado de humedad).

Una biomasa menos seleccionada o de dudosa procedencia resultará por lo general más barata, pero probablemente sus prestaciones sean menores, lo que disminuirá el rendimiento de nuestros equipos y aumentará el espacio de almacenaje necesario.

- En la actualidad existen tres grandes grupos en los que catalogar las calderas: estándar, baja temperatura y condensación.

- La gran diferencia de las calderas de biomasa es el tipo de combustible empleado.

- La caldera de biomasa debe estar preparada para el tipo de combustible que pretenda emplear. El empleo de un combustible distinto disminuirá su rendimiento y en última instancia puede llegar a dañarla.

- En el proceso de combustión de la biomasa es fundamental un correcto aporte de oxígeno a la mezcla. Para ello resulta fundamental contar con una sonda lambda que regula de forma automática el proceso, sobre todo cuando empleemos distintos combustibles en la misma caldera.

- Una caldera de biomasa posee una elevada inercia térmica que le impide dar respuesta a demandas térmicas instantáneas.

Los depósitos de inercia sirven de acumuladores de energía que permiten dar respuesta a la demanda, por ejemplo el encendido de un grifo de agua caliente, sin que la caldera tenga que entrar en funcionamiento.

- Las calderas de biomasa no están indicadas para la producción instantánea de agua caliente, por lo que o bien deberán realizarla mediante acumulación en

UD2. Biomasa térmica aplicable a edificios

depósitos o bien mediante intercambiadores de placas conectados a un depósito de inercia.

- No se dispondrá de instalaciones eléctricas dentro del almacén de biocombustible.
- El silo debe mantener la biomasa en condiciones óptimas de humedad para su uso.
- El tamaño del silo depende de las necesidades térmicas y las características del material almacenado. Se precisa mayor espacio para almacenar combustibles de alta densidad aparente (por ejemplo astillas) que aquellos de baja granulometría (por ejemplo pellet, hueso de aceituna, etc.).
- La logística del suministro de la biomasa hasta el silo debe plantearse a la hora de diseñar la instalación.
- El correcto mantenimiento de la caldera parte de unas condiciones iniciales de ajuste de su potencia a la demanda térmica real.

UNIDAD 3

Energía solar térmica

ÍNDICE

1. Principio de funcionamiento de un panel solar térmico
 2. Componentes de un sistema solar térmico
- Resumen



Objetivo

- Conocer aquellos sistemas que aprovechan la energía solar térmica y se implantan en edificación para dar respuesta al consumo de energía para calefacción, refrigeración o ACS.

Introducción

Una de las formas más directas de aprovechar la energía solar es el calentamiento directo de un fluido, algo que podemos comprobar dejando un vaso lleno de agua al Sol.

Al hacerlo veremos cómo su temperatura aumenta por el efecto de la radiación solar y parte del agua tiende a evaporarse, lo que en realidad no nos interesa, ya que nuestra intención es emplearla para calefacción o para consumo.

Además puestos a mejorar el “sistema” del vaso lleno de agua que hemos propuesto, la mejor forma de captar la radiación solar no es que incida de forma directa en el vidrio del vaso, puesto que una parte de la radiación atravesaría el vaso y además el calor que produce al calentar el agua se disiparía rápidamente.

Seremos más eficaces si creamos una “caja negra” en la que una de sus superficies sea de vidrio y deje pasar la radiación, mientras que envolvemos el resto de las paredes del vaso con un material aislante que conserve el calor en su interior. En gran medida, acabamos de definir un panel solar térmico.

Otra mejora necesaria en nuestro “sistema vaso” es evitar que cuando bajen las temperaturas el agua que contiene se congele, para lo que emplearemos distintos aditivos anticongelantes que garanticen que el líquido del vaso no cause problemas en condiciones por debajo de 0 °C.

Esta medida resuelve el problema, pero al mismo tiempo impide su uso directo, es decir, ya no podemos consumir directamente el agua calentada en el vaso.

Surge de este modo la necesidad de crear un primer circuito que se encargue del calentamiento mediante los paneles solares de un fluido con aditivos (circuito primario) y un segundo circuito independiente que albergue el agua de consumo (circuito secundario).

Lógicamente entre ambos se tendrá que disponer un elemento que garantice el intercambio térmico del circuito primario al secundario, con lo que acabamos de definir la necesidad de contar con un intercambiador térmico.

Queda por resolver la certeza de que la radiación solar no siempre está disponible y difícilmente podemos garantizar su intensidad, tan solo preverla en función de los datos recopilados en una determinada localidad.

Por ello un sistema solar térmico precisa contar con un sistema de acumulación que permita generar agua caliente en horas de radiación para su posterior consumo.

Por último, el agua caliente que generemos del circuito secundario y que acumulamos, se empleará para distintos usos, desde su empleo más habitual como agua caliente sanitaria (ACS) a calefacción, piscinas, usos industriales, etc.

En cualquiera de los casos mencionados deberemos garantizar el suministro incluso en momentos de baja o nula radiación solar, lo que hace preciso un equipo de apoyo que caliente el agua del circuito secundario cuando el aporte solar no sea suficiente.

De este modo quedan definidas las partes fundamentales de un sistema solar térmico:

- Captación, mediante un panel o modulo solar térmico.
- Transporte del calor mediante el circuito primario de fluido con aditivos.
- Sistema de intercambio.
- Transporte del calor intercambiado a través del circuito secundario.
- Sistema de acumulación de agua de consumo.
- Circuito de consumo con equipo de apoyo que garantice la prestación del servicio (caldera de combustión, bomba de calor, calentador eléctrico etc.).

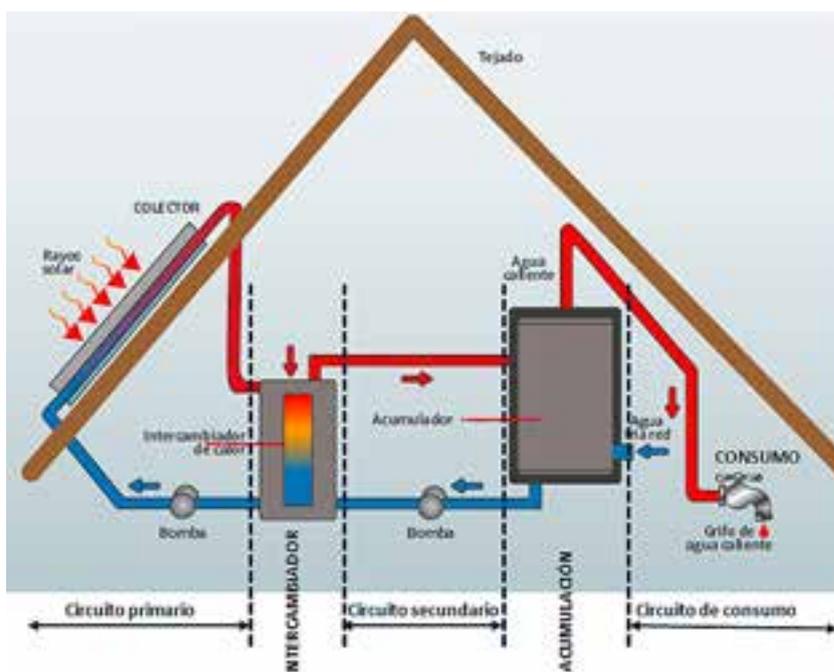


Figura 1. Esquema de instalación solar

En la presente unidad desarrollaremos los sistemas de energía solar térmica de baja temperatura, es decir, en los que la temperatura en el circuito de consumo no supera los 100 °C (punto de ebullición del agua), aunque en realidad su funcionamiento habitual en edificios raramente alcanzará los 65 °C, lo que permite su uso para la producción de agua caliente sanitaria y calefacción.



Recuerda

Un sistema solar térmico de baja temperatura se compone de:

- Un sistema de captación.
- Un circuito primario.
- Un sistema de intercambio.
- Un circuito secundario.
- Un sistema de acumulación.
- Un circuito de consumo con equipo de apoyo.

1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UN PANEL SOLAR TÉRMICO

1.1 Tipología de paneles solares para uso térmico

En general los captadores solares térmicos aprovechan el conocido “efecto invernadero” para el calentamiento del fluido que circula por el circuito primario de la instalación.

En la actualidad principalmente podemos distinguir dos tipos de captadores solares térmicos: los captadores solares planos y de tubo.

a. Captadores solares planos



Captador solar plano

Se trata del captador solar más común empleado en edificación. Su forma es rectangular con una superficie de captación variable según el fabricante, pero que suele situarse sobre los 2 m².

Es un sistema capaz de proporcionar agua en torno a los 55-65°, lo que permite su uso en sistemas de calefacción por suelo radiante o para la producción de ACS.

En cuanto a su composición, disponen de una cubierta lo más transparente posible que permita el paso de la radiación solar y asegure al mismo tiempo su estanquidad al agua y aire. Se suelen emplear vidrios simples o dobles, generalmente recocidos o templados, y en ocasiones componentes plásticos.

Al disponer de una sola superficie captadora de radiación, como resulta evidente, deberemos tener precaución en su correcta orientación y en la ausencia de sombras para un correcto funcionamiento.

La radiación calienta en el interior del panel el absorbedor o la placa de absorción, elemento compuesto de diversos materiales y capas (generalmente metálicas). La parte más próxima al Sol debe captar la mayor cantidad de radiación solar disponible, por lo que suele tener un color oscuro (pintura de color negro), lo que aumenta su absorción solar y disminuye su emisión de radiación).

La radiación solar atraviesa la capa de cobertura y calienta la placa de absorción que, como todo cuerpo con una temperatura por encima del cero absoluto (-273,15 °C o 0 °K), emite calor en forma de radiación infrarroja.

Los vidrios son transparentes a los infrarrojos solares de longitud de onda entre 760 y 2.500 nm, pero sus propiedades físicas les hacen opacos a las ondas de gran longitud, como es el caso de la radiación infrarroja emitida por la temperatura de la placa de absorción que rebota en el vidrio y queda atrapada en el interior del captador solar produciendo el denominado “efecto invernadero”.

A la placa de absorción se le acopla un serpentín o un circuito de tubos por los que circulará el fluido calo portador, calentándose gracias al aporte térmico de la placa de absorción.

Para aumentar el aprovechamiento del calor captado, la envolvente del módulo solar dispone de un aislamiento térmico de baja conductividad que reduce las pérdidas de calor hacia el exterior.

El conjunto toma forma gracias a una carcasa, generalmente de aluminio o acero galvanizado, que protege y soporta todos los elementos, además de disponer de las fijaciones necesarias para instalar el panel en cubiertas o fachadas del edificio.

La carcasa debe ser lo más resistente posible, resistente a la corrosión y en la medida de lo posible estanca al agua.

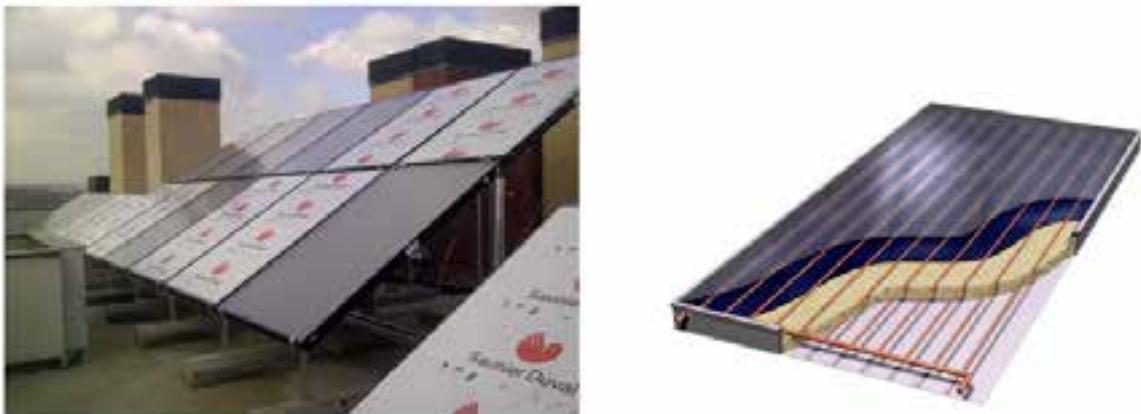


Figura 2. Captador solar plano

b. Captadores de tubo vacío

El rendimiento de un panel solar se establece como en cualquier sistema mediante una relación entre la energía solar que captan y la que son capaces de aportar al sistema.

Por lo tanto existen dos formas de mejorar los captadores planos, aumentar la ganancia de energía solar y reducir sus pérdidas térmicas hacia el exterior.

Las pérdidas por convección y convección se producen siempre en presencia de materia (entendiendo el aire que nos rodea como un fluido, y por lo tanto “materia”), de manera que los colectores de tubo vacío pretenden aislar la placa

de absorción en un entorno en el que se ha hecho el vacío, y por lo tanto el único medio de transmisión de calor sea por radiación.

Gracias a ello los captadores de tubo vacío disponen de mayor cantidad de calor que aportar al sistema y son capaces de alcanzar temperaturas de servicio de 80 a 100 °C, lo que permite su uso tanto para los ya mencionados en los captadores planos como en los sistemas de calefacción por emisores (radiadores o *fancoil*), refrigeración mediante máquinas de absorción, así como en procesos industriales.

En general este tipo de captadores se componen de una serie de tubos de vidrio cada uno de ellos con un elemento absorbedor en un medio vacío de aire para anular las pérdidas por convección.

Dentro de este tipo de sistemas podemos distinguir entre:

Captadores de tubo vacío con flujo directo



Captador de tubo vacío con flujo directo

Se basan en dos tubos de vidrio concéntricos entre los cuales se sitúa una cámara al vacío que hace las veces de aislamiento.

En el interior del tubo central se dispone una placa metálica que a modo de absorbedor y por cuyo interior circula un conducto con fluido que se calienta gracias a la captación de radiación solar.

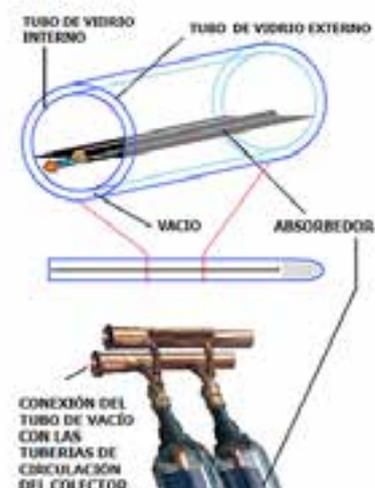


Figura 3. Captador tubo vacío de flujo directo Fuente: <http://www.sitiosolar.com/>

En ocasiones la placa metálica ofrece un aspecto curvado en lo que se conoce como Colector Parabólico Concéntrico (CPC) para mejorar el aprovechamiento de la radiación solar.

En estos casos la radiación que incide en la parte posterior de los tubos es redirigida hacia el absorbedor mediante unos deflectores, aumentando la superficie de captación solar efectiva.

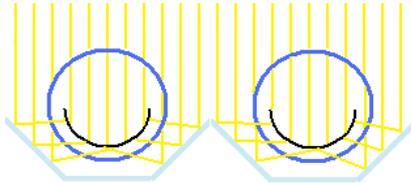


Figura 4. Esquema de captación de un sistema CPC Fuente: <http://www.sitiosolar.com/>

Captadores de tubo de calor (Heat Pipe)



Heat Pipe

Consiste en un tubo cerrado con un fluido en condiciones específicas que le permiten evaporarse al absorber el calor de la radiación solar ascendiendo hasta la parte alta del tubo donde se sitúa el circuito primario del sistema.

Al intercambiar calor el fluido del interior del tubo vuelve a su estado líquido y desciende por gravedad a la parte baja del tubo, repitiendo el proceso mientras dispongamos de radiación solar.

Se trata del sistema más eficaz de todos los expuestos hasta el momento, generando temperaturas de intercambio entorno a los 120 °C y con ello agua de consumo de hasta 100 °C.

Las ventajas del sistema son varias, ya que elimina el problema del sobrecalentamiento en climas cálidos y al tratarse de tubos individuales su mantenimiento es bastante más sencillo al no requerir drenar todo el circuito primario para su sustitución.

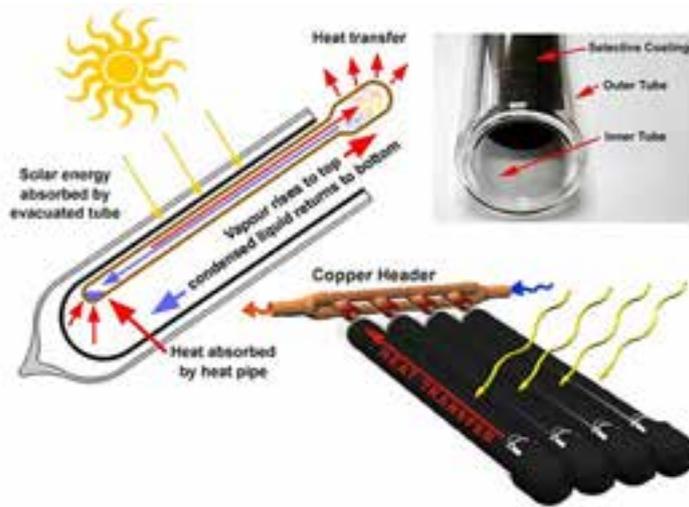


Figura 5. Sistema Heat Pipe. Fuente ENERA SOLAR

En comparación, los tradicionales captadores planos resultan más económicos pero al mismo tiempo más limitados tanto en su rendimiento como en las condiciones de inclinación que deben guardar para un óptimo aprovechamiento solar. En las latitudes de la Península Ibérica, con clima suave y alta radiación solar, los captadores planos cumplen de forma bastante razonable con las necesidades de producción de nuestros edificios.

Para localidades con problemas de radiación solar, los captadores de tubo vacío ofrecen una mayor captación en relación a su superficie, a cambio de un mayor coste, permitiendo una disposición más libre con ángulos de hasta 10° de inclinación y con ello una mejor integración arquitectónica con el edificio.

En ambos casos uno de sus problemas es el sobrecalentamiento, ya que en muchas de las localidades, sobre todo de la meseta central, se producen diferencias térmicas notables entre invierno y verano. Al dimensionar la instalación para su uso anual en verano la superficie de captación es excesiva llegando a temperaturas de trabajo de hasta $120-130^\circ\text{C}$, difíciles de gestionar en edificios convencionales, por lo que en ocasiones precisan de elementos de disipación de calor que veremos más adelante (aerotermos, ventiladores, etc.), excepto en el caso del uso de sistemas *Heat Pipe*.



Recuerda

En la actualidad podemos encontrar captadores solares planos y de tubo vacío, presentando los segundos un mayor rendimiento y eficiencia, pero con un mayor coste económico en su instalación.



Figura 6. Conexión de tubo de captación cilíndrico al colector del módulo solar

1.2 Radiación solar

El Sol es sin duda el elemento fundamental de nuestro clima.

Su presencia o ausencia determina las condiciones de temperatura e iluminación de las ciudades, y con ello las distintas estrategias de ahorro energético, fijando desde los horarios de trabajo hasta las tipologías constructivas.

En el caso de las instalaciones de captación solar su rentabilidad depende de forma directa de la irradiación solar disponible en cada localidad. Para la Península Ibérica, como podemos observar, las condiciones son óptimas para la instalación de sistemas solares frente a otros países europeos:

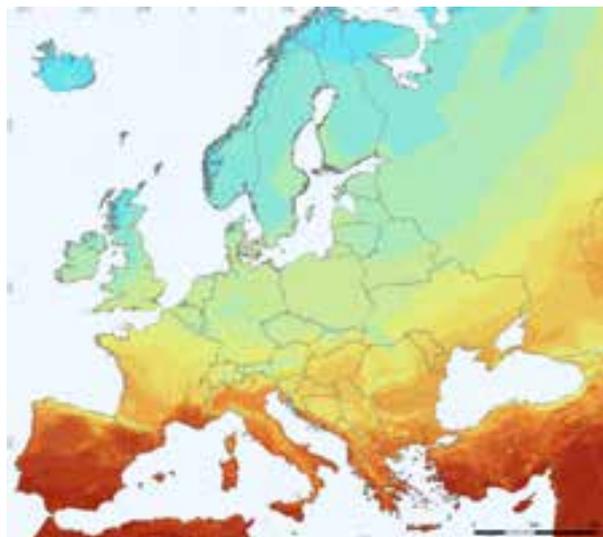


Figura 7. Mapa de radiación solar global para un módulo solar en inclinación óptima. Fuente plataforma PvGIs



Ejemplo

La diferencia de radiación solar disponible entre Alemania y España hace que se precise de media un 30% más de superficie captadora en las instalaciones alemanas que en nuestro país para dar respuesta a una misma demanda térmica.

1.3 Orientación e inclinación de módulos solares

La radiación que recibimos del Sol depende de su posición respecto a nuestros captadores, la cual definimos mediante dos coordenadas: azimut y altura solar.



Azimut

Ángulo horizontal que mide la desviación respecto al Sur de la posición del Sol.

Cuando dicha desviación se produce hacia el Oeste se considera el valor del **azimut positivo**, mientras que cuando se produce hacia el este el valor se considera **negativo**.

El azimut a primera hora de la mañana marca la posición de salida del Sol (**azimut este**), mientras que a última hora de la tarde localiza su ocaso (**azimut oeste**). El rango de azimut entre salida y puesta marca el recorrido del Sol a lo largo del día.

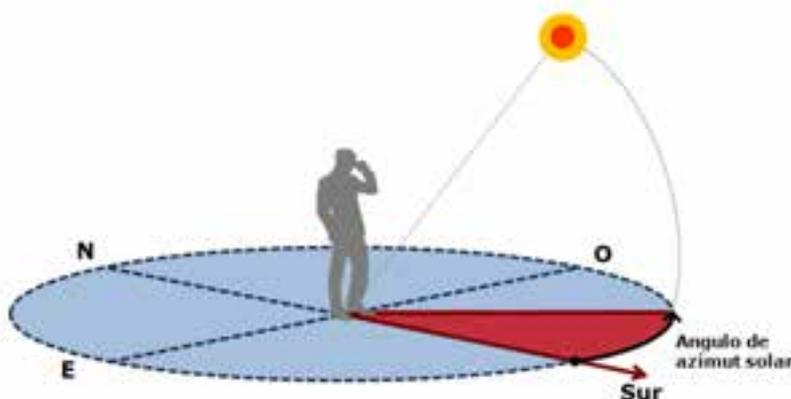


Figura 8. Azimut solar



Altura solar

Ángulo vertical entre el Sol y el punto de observación.

La altura solar varía a lo largo del día, siendo máxima cuando alcanza su zenit, en torno a las 12:00 h solar del día.

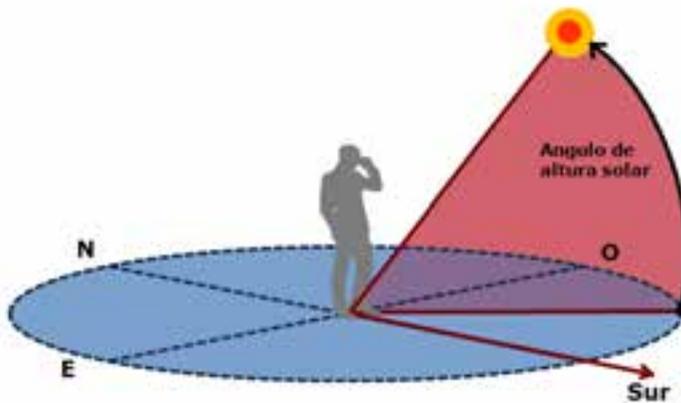


Figura 9. Altura solar



Recuerda

Cuanto mayor es la altura del Sol, mayor es la incidencia de los rayos solares (verano), ya que al ser más “perpendiculares” a la superficie terrestre se enfrentan a una menor oposición de la atmósfera y llegan con mayor fuerza.

De este modo podemos decir que la posición óptima de nuestros captadores solares será aquella que nos permita en cada momento recibir la mayor cantidad de radiación solar.

Sin embargo en general los sistemas solares térmicos no disponen de seguidores solares, por lo que se establece un valor óptimo de posición respecto al Sol para la captación, que corresponde con un Azimut de 0° , es decir, orientación Sur si nos situamos en el hemisferio Norte, aunque desviaciones inferiores a 45° en el azimut (SO-SE) no afectan en exceso al rendimiento del sistema.

En cuanto a la inclinación, el óptimo se sitúa en el equivalente a la latitud de la localidad con desviaciones $\pm 5^\circ$, no siendo relevantes variaciones en torno a $\pm 15^\circ$.

Los datos antes aportados son válidos para instalaciones con un consumo anual estable, que es el que se suele dar en edificios residenciales y en la mayor parte de los de uso terciario.

Sin embargo en ocasiones podemos encontrarnos con otros usos con un marcado carácter estacional (piscinas, hoteles, etc.) o con la necesidad de diseñar la instalación para un mayor aporte de energía durante un período de tiempo. En estos casos seguiremos respetando como óptima la orientación Sur, si bien la inclinación del captador se verá modificada:

Demanda de energía preferente en verano: Latitud de la localidad -10°

Demanda de energía preferente en invierno: Latitud de la localidad $+10^{\circ}$

1.4 Pérdidas por orientación e inclinación

Las condiciones óptimas de orientación e inclinación no siempre son viables, ya sea por causas propias del edificio o por causas externas. Entre ellas destacamos:

- La orientación del edificio que no permite cubiertas con orientación Sur.
- La inclinación de las cubiertas del edificio que impiden disponer de los paneles en orientación o ángulos óptimos.
- Los obstáculos que arrojan sombras sobre los captadores, como chimeneas, casetones, otras edificaciones, arbolado, etc.
- La propia disposición de los captadores en filas paralelas, arrojándose sombras una sobre la otra, por lo que siempre se debe mantener una separación mínima entre captadores. En las instalaciones sobre cubiertas planas esta distancia puede estimarse en 2,5 veces su altura sobre la horizontal.

Las pérdidas por inclinación no afectan a los captadores de tubo vacío, ya que su absorbedor se dispone siempre en inclinación óptima al recibir radiación por todas sus caras, pudiendo disponerlos de forma contigua sin respetar las mencionadas separaciones.

1.5 Normativa de aplicación y limitaciones en el diseño de la instalación

Las directivas Europeas en materia de energía buscan el fomento e incorporación de energías renovables en nuestros edificios. Estas directrices tienen su reflejo en los cambios que en nuestra normativa han ido realizándose desde el año 2006 con la aparición del documento básico de ahorro de energía del Código Técnico de la Edificación.

En particular nos centraremos en su última revisión del año 2013, en el apartado HE4 “Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria“, en adelante CTE-HE4, descargable desde la web www.codigotecnico.org.

Dicho documento pretende que al menos una parte del consumo de energía que nuestros edificios emplean en el calentamiento de agua para consumo se cubra mediante cualquier energía renovable.

Para cuantificar el porcentaje de demanda energética que se debe alcanzar se emplea como instalación de referencia un sistema de energía solar térmica que alcance un porcentaje de la demanda total del edificio para ACS según la radiación solar presente en cada localidad.

Con esta medida se busca realizar una petición realista de implantación de energías renovables partiendo de un sistema y unos requerimientos asumibles por los propietarios del edificio, si bien se deja la puerta abierta a que este sistema solar sea sustituido por cualquier otro considerado renovable, siempre que al menos alcance el mismo grado de generación de energía anual.

Sin entrar en los detalles de cálculo, el planteamiento del CTE-HE4 parte de definir unos consumos de agua caliente sanitaria (ACS) en litros/día según el uso del edificio y una zona de radiación solar para la localidad, conjugando de este modo necesidades térmicas y disposición de energía renovable en el lugar.

En función de ambos factores asigna un porcentaje de contribución solar mínima anual para la producción de ACS que debe ser cubierta bien por el sistema solar o por otro sistema renovable.

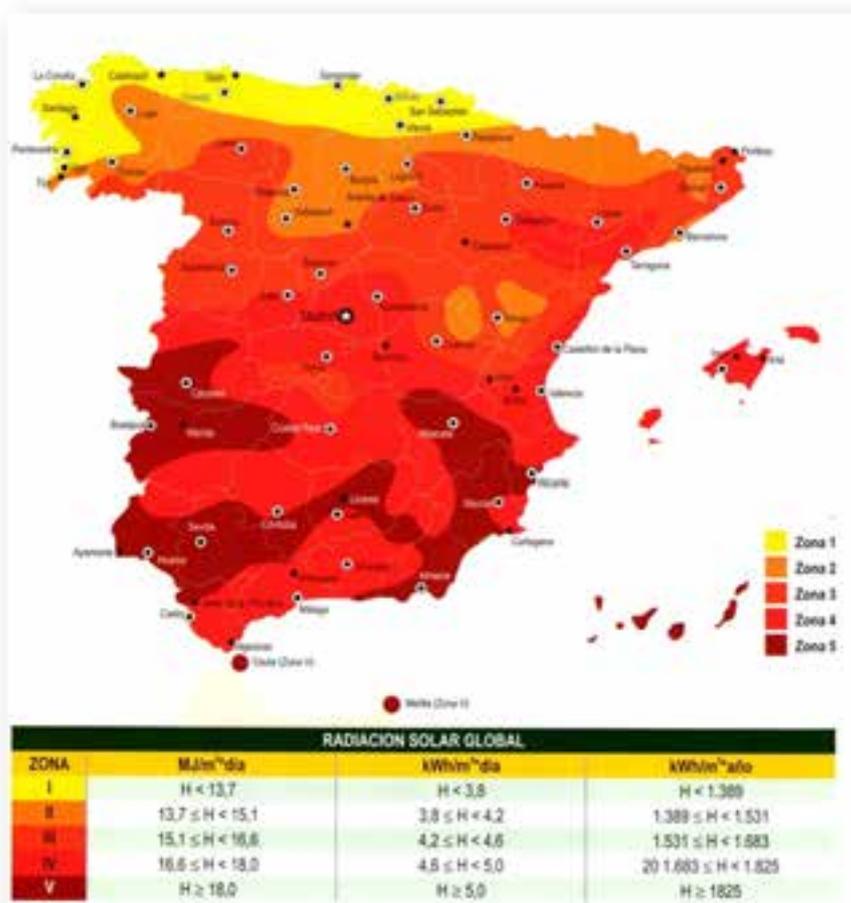


Figura 10. Mapa de Radiación solar en España. Fuente Tiffel Electrosolar



Ejemplo

Supongamos una vivienda unifamiliar de 4 habitaciones en Madrid.

Según el CTE-HE4 el número de usuarios previstos en la vivienda es de 5, a cada uno de los cuales les corresponden 28 litros/día de ACS. Por lo tanto el sistema deberá aportar al día 140 litros de agua.

Por otro lado Madrid se sitúa en una zona de elevada radiación, considerándose en zona IV.

Según la tabla 2.1 del CTE-HE4, el porcentaje de contribución solar mínimo será del 50% de la demanda de energía necesaria para calentar los mencionados 140 l/día de ACS.

Para este ejemplo, el cálculo del sistema arrojaría los siguientes resultados:

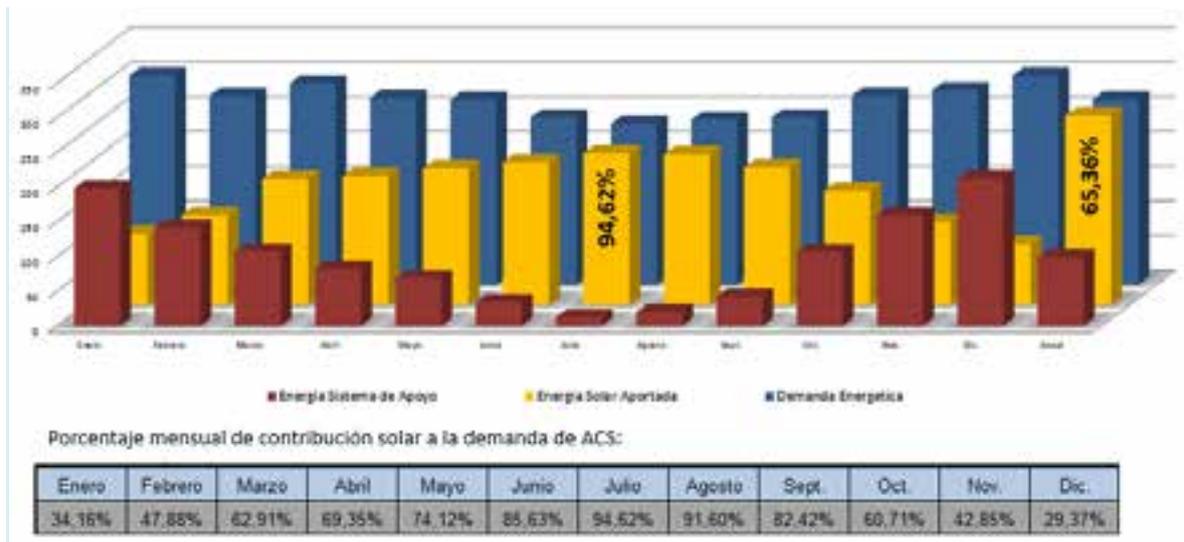


Figura 11. Gráfica comparativa de producción de energía solar para consumo de ACS

Las columnas de color azul representan la energía total demandada en cada mes (la última columna representa el balance anual).

El color amarillo representa el aporte del sistema solar y las rojas el consumo de energía que deberemos aportar con cualquier otra fuente (equipo auxiliar).

Como podemos observar, en los meses de invierno el aporte solar es bajo, en torno al 35%. Sin embargo en los meses centrales del año alcanza el 90%, es decir, tan solo un 10% de la energía demandada para calentar ACS hace que nuestra caldera o calentador se encienda.

El balance anual en este caso es de un 65,31% de la energía para consumo de ACS generada por un sistema solar térmico, lo cual supone un ahorro importante en la factura para el propietario.

Otra de las directrices del CTE-HE4 es la búsqueda de una instalación razonablemente eficiente, acotando las pérdidas por orientación, sombras e inclinación que pueden llevar a la mejor instalación a convertirse en un foco de problemas.

Por ello el actual marco normativo establece los límites dentro de los cuales el sistema solar térmico se considera aceptable, diferenciando entre distintos sistemas de interacción con el edificio:

General, entendido como la disposición de los paneles sobre una superficie sensiblemente horizontal que permite su orientación e inclinación en parámetros óptimos.

Superposición, entendido como el caso de disposición de los captadores paralelos a la envolvente del edificio sin necesidad de cumplir la doble funcionalidad definida en la integración arquitectónica. En estos casos no se considera admisible la colocación horizontal de los módulos con el fin de favorecer la auto limpieza de los captadores.

Integración, como la disposición de los captadores en la que estos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes de la composición arquitectónica.

Para cada tipología el CTE-HE4 establece un porcentaje máximo de pérdidas asumibles por orientación, inclinación y totales, para poder considerar la instalación como aceptable:

Tabla 2.3 Pérdidas límite

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
<i>Superposición de captadores</i>	20 %	15 %	30 %
<i>Integración arquitectónica de captadores</i>	40 %	20 %	50 %

Figura 12. Limitación de pérdidas por orientación e inclinación. CTE HE4 2013. Tabla 2.3

2. COMPONENTES DE UN SISTEMA SOLAR TÉRMICO

Los componentes básicos de un sistema solar de baja temperatura ya han sido enunciados al inicio de la unidad, y podemos agruparlos en 4 subsistemas enlazados:

Subsistema de captación, formado por los captadores solares, sus fijaciones, las conexiones válvulas y cualquier otro elemento auxiliar que permita su funcionamiento.

Subsistema de intercambio, en el que se realiza la transferencia de calor. En ocasiones se unifica con el subsistema de acumulación.

Subsistema de acumulación, constituido por uno o varios depósitos de inercia para uso con instalaciones de calefacción o de acumulación en el caso de consumo de ACS.

Subsistema auxiliar, es el equipo o equipos encargados de proveer al sistema de la totalidad de su demanda térmica en el caso de no disponer de energía solar o cuando la demanda de energía supera la que la instalación solar es capaz de generar.

Cada uno de los subsistemas se enlaza mediante circuitos hidráulicos también denominados lazos:

Circuito o lazo primario, contiene el fluido caloportador que fluye desde el subsistema de captación al de intercambio.

Circuito o lazo secundario, conecta el subsistema de intercambio y el de acumulación. Solo está presente cuando el intercambiador es externo al depósito de acumulación.

Circuito o lazo de consumo, une el subsistema de acumulación y el equipo auxiliar, y a este último con los puntos de servicio (piscinas, calefacción, consumo de agua, etc.).

Adicionalmente, tal y como establece el CTE-HE4, la instalación deberá contar con un sistema de regulación y control que garantice su correcto funcionamiento.

Sus funciones serán:

- El control de funcionamiento del circuito primario y secundario (si existe).
- El control de los sistemas de protección y seguridad de las instalaciones contra sobrecalentamientos, heladas, etc.



Sistema de control

El sistema de control asegurará que en ningún caso se alcancen temperaturas superiores a las máximas soportadas por los materiales, componentes y tratamientos de los circuitos.



Figura 13. Centralita de control de una instalación solar. Fuente TiSun

Para instalaciones de más de 14kW de potencia instalada, caso habitual de bloques de más de 4 viviendas, se dispondrán de un sistema de medida de la energía suministrada con objeto de poder verificar el cumplimiento del programa de gestión energética y las inspecciones periódicas de eficiencia energética según el Reglamento de instalaciones térmicas (RITE IT 3.4.3)



Figura 14. Equipos de medida de caudal de ACS en edificio de viviendas



Recuerda

Una instalación solar térmica se compone a su vez de los subsistemas de captación, intercambio, acumulación y consumo, regulados y coordinados mediante una central de control.

Subsistema	Equipos	Función
Captación	Paneles solares y todos sus componentes	Captar la energía solar y transformarla en energía térmica absorbida por el circuito primario
Intercambio	Intercambiadores externos o integrados en los depósitos de acumulación	Realizar la transferencia del calor captado con el circuito secundario o de forma directa con el equipo acumulador
Acumulación	Depósitos de acumulación o inercia	Almacenar la energía térmica hasta que sea demandada por el circuito de consumo
Consumo	Equipos auxiliares (calderas, calentadores, bombas de calor, etc.)	Garantizar el suministro de agua bien para consumo u otros fines
Control	Centralita de control	Regular, controlar y proteger la instalación

2.1 Tipología de instalaciones en edificios

La localización de cada uno de los subsistemas mencionados da lugar a distintas instalaciones, que pueden agruparse en tres tipologías: calderas centralizadas, distribuidas e individuales.



Calderas centralizadas

En las que tanto la acumulación como el equipo de apoyo son únicos para todo el edificio.

Caso habitual de edificios residenciales o terciarios que deciden disponer de una sala de calderas en las que ubicar todos los equipos de generación térmica desde los que distribuir a cada espacio o vivienda.

En estos casos es habitual que el consumo de ACS esté igualmente centralizado, por lo que aparecen dos depósitos, el correspondiente al sistema solar que

funciona como depósito de inercia y el que corresponde propiamente al consumo de ACS.

El depósito solar permite que se acumule la energía de las horas de radiación para su uso posterior, y dado que según el CTE-HE4 el equipo auxiliar no puede conectarse de forma directa al mismo, es en el depósito de ACS donde se realiza un segundo intercambio entre la inercia térmica del depósito solar y el equipo auxiliar (en el esquema, la caldera central).

Cuando el agua de consumo llegue desde el primer depósito (solar) a suficiente temperatura (sobre los 60-65 °C), la caldera permanece inactiva. Cuando el agua de consumo se sitúa por debajo de los 50-55 °C, la caldera se activa aportando la energía necesaria para elevar su temperatura.

Al esquema inferior podría incorporarse el aprovechamiento de la energía solar para calefacción u optar porque la demanda sea correspondida tan solo por la caldera central.



Figura 15. Esquema de sistema centralizado de producción de ACS



Calderas distribuidas

Instalaciones en las que la acumulación solar se realiza de forma centralizada mientras que los equipos de apoyo son individuales de cada propietario.

Se trata de un caso muy frecuente en edificios en los que cada vivienda cuenta con su propia caldera o calentador de ACS.

En estos casos el sistema de calefacción es siempre individual.



Figura 16. Esquema de sistema de apoyo distribuido de producción de ACS

Una variante sobre la anterior sería disponer de una acumulación distribuida, es decir, un equipo adicional en cada vivienda destinada a la acumulación de ACS, de manera que tan solo se centralizara la parte de la instalación destinada a la generación solar.

Este último esquema requiere mayor espacio en cada vivienda y una mayor inversión, pero reduce las pérdidas por circulación entre el depósito de acumulación de ACS y la caldera o equipo de apoyo.

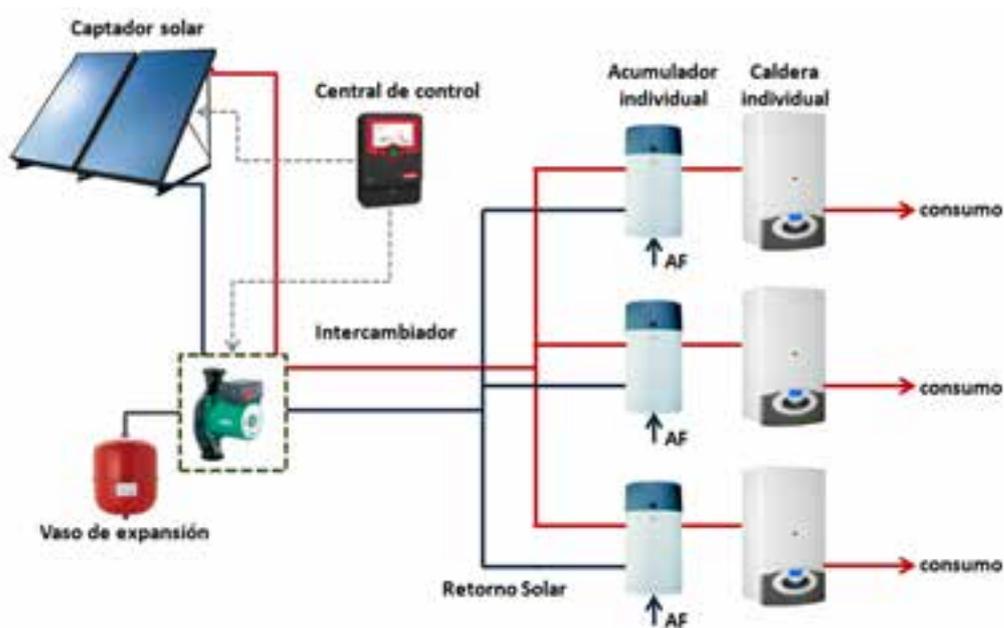


Figura 17. Esquema de sistema de acumulación distribuida



Calderas individuales

Cuando tanto la acumulación como los equipos de apoyo son particulares de cada propietario.

Es el caso habitual de viviendas unifamiliares en los que las reducidas dimensiones de la instalación generalizan el empleo de interacumuladores con serpentín interno en lugar de grupos de intercambio de placas externas.

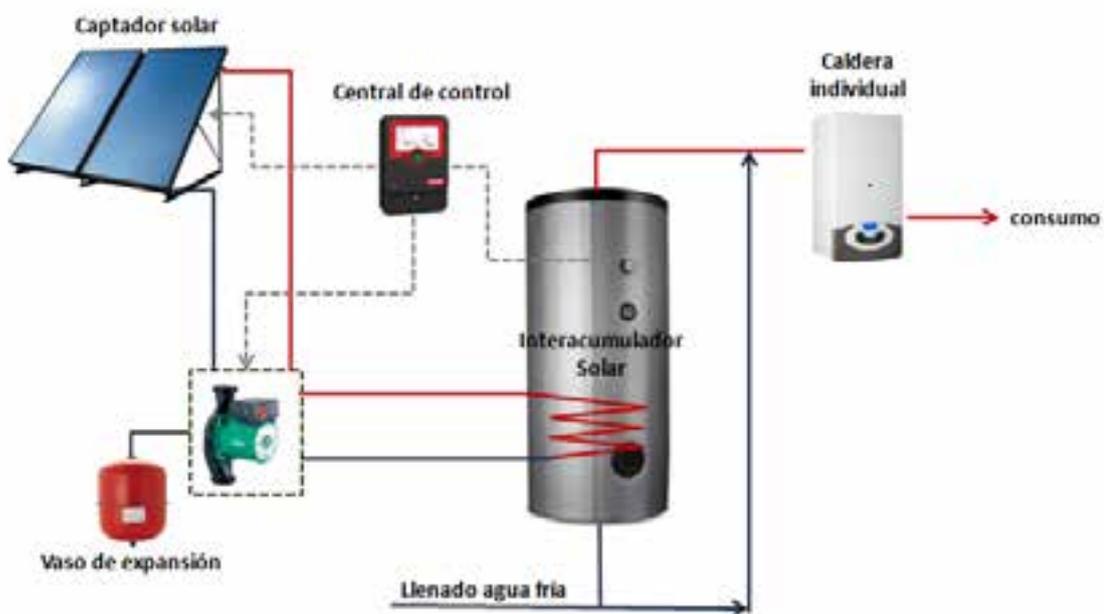


Figura 18. Esquema de sistema individual de producción de ACS mediante interacumulador solar

2.2 Sistema hidráulico, intercambiadores y equipos de acumulación

a. Regulación hidráulica

Aunque en ocasiones se considere secundario, un correcto equilibrado hidráulico es primordial para el óptimo funcionamiento de una instalación solar térmica.

Si tenemos en cuenta que la potencia térmica que es capaz de ceder al sistema cada captador solar depende del caudal de fluido que le llegue desde el circuito primario, entenderemos que en una cadena de captadores enlazados es necesario regular los caudales de entrada a cada módulo para asegurar que todos ellos reciban la misma cantidad, y por lo tanto operen en similares condiciones.

Por ello, salvo un trazado correctamente equilibrado y ejecutado, la utilización de válvulas de equilibrado hidráulico es fundamental en las instalaciones hidráulicas, lo que redundará en un buen funcionamiento durante su explotación.



Figura 19. Llave de equilibrado hidráulico a la entrada de la un captador solar térmico

b. Fluido caloportador

El fluido caloportador podría ser exclusivamente agua si no fuera porque, debido a la naturaleza propia de las instalaciones solares térmicas, gran parte del circuito primario y con ello el fluido que transporta, se encuentra en contacto con el exterior, lo que hace necesario que se proteja contra las bajadas de temperatura, ya que a pesar del aislante con que se recubren los conductos o tuberías, se precisa una protección química adicional que impida su congelación.

Por otro lado es necesario protegerse del efecto contrario, el sobrecalentamiento, asegurándose que el punto de ebullición del fluido caloportador se sitúe por encima de los 100 °C, para evitar problemas cuando no existe demanda de energía que provoque la circulación del fluido y al mismo tiempo los captadores estén recibiendo radiación solar (denominado estado de estancamiento).

Los fluidos caloportadores más habituales en instalaciones de baja temperatura se componen de agua y “glicoles” a modo de anticongelantes, dependiendo las proporciones de la mezcla de la protección frente a heladas que se precise según las temperaturas mínimas históricas en la zona.

Recordar que la mezcla de anticongelante con agua disminuye su calor específico (capacidad de transferir calor) y aumenta su viscosidad, condiciones que deberán tenerse en cuenta a la hora de dimensionar las bombas de circulación y la red hidráulica.



Recuerda

Por el circuito primario circula el fluido caloportador compuesto de agua y aditivos que, si bien disminuyen su calor específico, aportan mejoras en las prestaciones frente a heladas y aumento del punto de ebullición.

c. Bombas de circulación

Su misión es garantizar la circulación de los fluidos tanto en el circuito primario como en el secundario. Debe tratarse de bombas con rotor húmedo y en el caso del circuito primario estar adaptadas a las condiciones del fluido caloportador.

Su funcionamiento se controlará desde la centralita del sistema y en instalaciones con superficies de captación superiores a 50 m² se montarán dos bombas idénticas en paralelo, dejando una de reserva, tanto en el circuito primario como en el secundario. En este caso se establecerá el funcionamiento alternativo de las mismas, de forma manual o automática.



Figura 20. Bombas de circulación solar. Fuente Wilo

d. Vaso de expansión



Vaso de expansión

Es un elemento de seguridad de la instalación situado preferentemente en la aspiración de la bomba y que tiene como función absorber el aumento de presión de la masa de agua del interior del circuito primario al sobrecalentarse.

Es especialmente importante su presencia cuando se detiene la circulación del fluido caloportador (conocido como estancamiento) en momentos de máxima radiación solar, ya que son los más propensos a la formación de bolsas de vapor en los captadores que aumentan la presión en el sistema pudiendo dañar la instalación.

Para ello es vital que el vaso de expansión esté bien diseñado y pueda recoger toda la expansión que se produce en el líquido solar, siendo capaz de albergar el volumen de fluido de todo el grupo de captadores incluyendo las tuberías de conexión más un 10%.

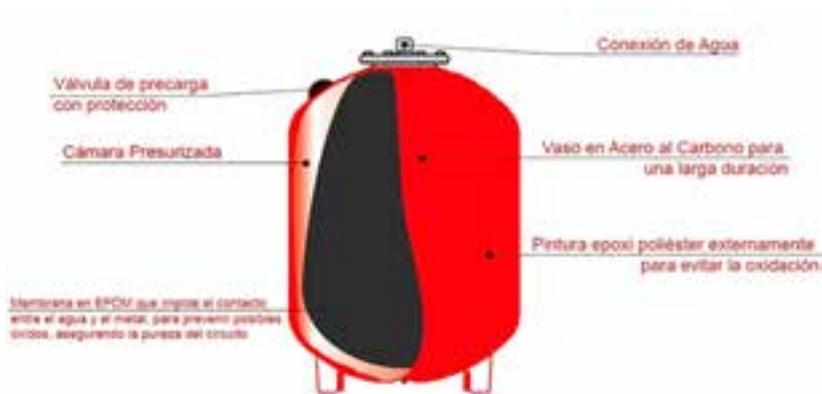


Figura 21. Vaso de expansión cerrado. Fuente Saincal

e. Intercambiadores de placas

Los intercambiadores de calor de placas se componen de un conjunto de placas acanaladas montadas una sobre la otra. Entre las placas hay dos canales con un medio frío y otro caliente que intercambia calor.

Se trata de un medio eficiente de intercambio térmico empleado en instalaciones superiores a los 1.000-1.500 litros de acumulación, cuando los intercambiadores mediante serpentín dentro del acumulador resultan menos eficaces o más complejo su mantenimiento.

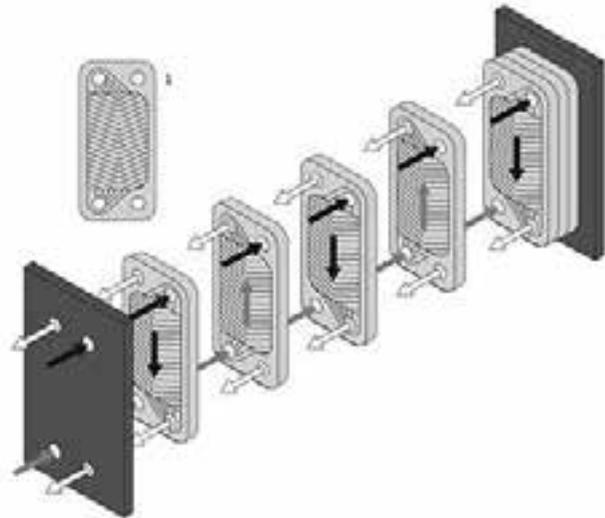


Figura 22. Intercambiador de placas. Fuente Alfa Laval

f. Acumuladores e interacumuladores

En la unidad de biomasa se abordó cómo la diferencia entre acumuladores e interacumuladores radica básicamente en la incorporación o no de un serpentín de intercambio al volumen de acumulación.

En ocasiones podemos encontrar sistemas solares para la producción de ACS que cuentan con un equipo de acumulación compacto adosado a la parte superior del panel, denominados **termosifones**, cuyo campo de acción son pequeñas instalaciones generalmente de uso doméstico.



Figura 23. Equipo de acumulación integrada tipo termosifón

En una instalación solar térmica el sistema de acumulación debe dimensionarse en función de dos parámetros:

- La energía que aporta a lo largo del día, permitiendo la acumulación de energía térmica para su posterior uso. El volumen de acumulación responderá por lo tanto a los cálculos establecidos en el CTE-HE4, según se expuso anteriormente.
- El volumen de agua necesario para el correcto funcionamiento de los captadores solares. Para la producción de ACS, la relación entre el volumen de acumulación (V) y el área total de los captadores (A) tendrá un valor tal que se cumpla la condición: $50 < V/A < 180$, siendo su punto óptimo un valor de 70.

Por último señalar que no se permite la conexión de un sistema de generación auxiliar en el acumulador solar, como por ejemplo una resistencia eléctrica.

Para los equipos de instalaciones solares que vengan preparados de fábrica para albergar un sistema auxiliar eléctrico, se deberá anular esta posibilidad de forma permanente, mediante sellado irreversible u otro medio.



Figura 24. Interacumulador con serpentín interno. Fuente Mecalia

2.3 Protección contra sobrecalentamiento. Disipadores de calor, vaciado de la instalación y purgadores

El dimensionado de la instalación se realizará teniendo en cuenta la posibilidad de sobrecalentamiento. El CTE-HE4 la fija estableciendo que en que en ningún mes del año la energía producida por la instalación podrá superar el 110% de la demanda energética y en no más de tres meses el 100%.

En el caso de que en algún mes del año la contribución solar pudiera sobrepasar el 100% de la demanda energética se adoptarán cualquiera de las siguientes medidas:

- a) Se dotará a la instalación de la posibilidad de disipar dichos excedentes, bien a través de equipos específicos preferentemente pasivos o mediante la circulación nocturna del circuito primario.
- b) Se realizará un tapado parcial del campo de captadores. En este caso el captador solar térmico estará aislado del calentamiento producido por la radiación solar y a su vez evacuará los posibles excedentes térmicos residuales a través del fluido del circuito primario que seguirá atravesando el captador a menor temperatura.
- c) Se realizará el vaciado parcial del campo de captadores. Esta solución permitirá evitar el sobrecalentamiento, pero dada la pérdida de parte del fluido del circuito primario, deberá ser repuesto por un fluido de características similares, debiendo incluirse este trabajo entre las labores del contrato de mantenimiento.
- d) Se desviarán los excedentes energéticos a otras aplicaciones existentes, como por ejemplo piscinas.
- e) Se utilizarán sistemas de vaciado y llenado automático del campo de captadores, como veremos en el apartado dedicado al sistema *Drain Back*.

a. Disipación de calor mediante aerotermos

Bajo una radiación intensa y un bajo consumo de agua caliente, condiciones clásicas de verano en nuestra Península, en las instalaciones solares térmicas se presenta un grave problema de sobrecalentamiento tanto en los depósitos acumuladores como en el circuito solar.

Una posible solución es integrar en el circuito hidráulico un **aerotermino**, también llamado **disipador de calor**.



Disipador de calor

Es un equipo que mediante un ventilador disipa el excedente de calor con el entorno mediante convección forzada.

Su funcionamiento está controlado por la centralita del sistema, de tal manera que cuando los sensores de temperatura detectan la superación del límite de seguridad, parte del fluido se desvía hacia otro circuito de tuberías integrado en el

sistema general, que lo enfría mediante ventilación forzada, expulsando el calor excedente al exterior.



Figura 25. Equipo aerotermo de disipación en instalación solar

b. Sistemas *Drain-Back*

El sistema utiliza una tecnología basada en un principio de drenaje automático que vacía temporalmente los captadores cuando la bomba de circulación del sistema está parada, evitando así problemas en caso de heladas o excesos de temperatura en el circuito solar.

En la actualidad su uso tan solo alcanza instalaciones con una altura máxima de 15 m en el circuito primario, lo que limita seriamente su empleo en edificios de viviendas en bloque, siendo su foco de mercado más interesante las viviendas unifamiliares y los edificios terciarios de baja altura.

La tecnología *drain-back* ofrece importantes ventajas frente a los sistemas convencionales:

- La regulación detecta las temperaturas extremas, ya sea en épocas de heladas o de alta radiación solar, parando la bomba. Los captadores se llenan de aire evitando sobrepresiones y posibles inconvenientes.
- El sistema de drenaje automático evita la instalación y el mantenimiento de purgadores y el vaso de expansión, imprescindibles en una instalación solar convencional.
- Es el sistema ideal para uso doméstico, ya que la instalación es sencilla y la eliminación de parte de los componentes (vaso de expansión, purgadores, etc.) optimiza al máximo el espacio disponible.

c. Vaciado y purgado de los captadores

Todos los captadores solares térmicos contarán con una llave de vaciado en su parte inferior, al igual que los conductos principales de la instalación. Los conductos de drenaje de las baterías de captadores se diseñarán en lo posible de forma que no puedan congelarse.

Adicionalmente, en los puntos altos de la salida de baterías de captadores y en todos aquellos puntos de la instalación donde pueda quedar aire acumulado, se colocarán sistemas de purga manual o automática.



Figura 26. Llave de vaciado inferior y purgador manual superior de un captador solar

2.4 Mantenimiento de la instalación

Sin perjuicio de aquellas operaciones de mantenimiento derivadas de otras normativas, para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la fiabilidad y prolongar la duración de la misma, se definen dos escalones complementarios de actuación:

- a) Plan de vigilancia, según lo establecido en el CTE-HE4 art.5.1.
- b) Plan de mantenimiento preventivo, según lo establecido en el CTE-HE4 art.5.2.

RESUMEN

- Un sistema solar térmico de baja temperatura se compone de:
 - Un sistema de captación.
 - Un circuito primario.
 - Un sistema de intercambio.
 - Un circuito secundario.
 - Un sistema de acumulación.
 - Un circuito de consumo con equipo de apoyo.

- En la actualidad podemos encontrar captadores solares planos y de tubo vacío, presentando los segundos un mayor rendimiento y eficiencia, pero con un mayor coste económico en su instalación.

- Cuanto mayor es la altura del Sol, mayor es la incidencia de los rayos solares (verano), ya que al ser más “perpendiculares” a la superficie terrestre se enfrentan a una menor oposición de la atmósfera y llegan con mayor fuerza.

- Una instalación solar térmica se compone a su vez de los subsistemas de captación, intercambio, acumulación y consumo, regulados y coordinados mediante una central de control.

- Por el circuito primario circula el fluido caloportador compuesto de agua y aditivos que, si bien disminuyen su calor específico, aportan mejoras en las prestaciones frente a heladas y aumento del punto de ebullición.

UNIDAD 4

Aerotermia y solar termodinámica

ÍNDICE

1. Principio de funcionamiento de sistemas basados en ciclos de Carnot
 2. Aerotermia
 3. Solar termodinámica
- Resumen



Objetivo

- Conocer la instalaciones de aerotermia y solar termodinámica comúnmente implantadas en edificación para dar respuesta al consumo de energía para calefacción, refrigeración o ACS.

1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE SISTEMAS BASADOS EN CICLOS DE CARNOT

1.1 Bombas de calor

Hasta el momento hemos analizado sistemas que emplean un recurso natural, ya sea biomasa combustible o radiación solar, para transferir parte de su energía a un circuito de agua caliente que se utilizará para consumo, calefacción, calentamiento de piscinas, etc.

En todos los casos la energía que se entrega para consumo es menor que la que se proporciona al sistema, es decir, parte se pierde en su transformación.

A mediados del siglo XIX el físico francés Nicolas Léonard Sadi Carnot creó la primera máquina capaz de producir más energía térmica de la aportada al sistema.



Bomba de calor

Una bomba de calor es una máquina térmica que permite transferir calor entre una unidad exterior y otra en el interior del edificio, pudiendo funcionar de forma reversible, proporcionando calor en invierno o frío en verano.

Por lo tanto una bomba de calor consta de dos puntos de intercambio y un circuito interno en el que un fluido (líquido refrigerante) es sometido a aumentos y reducciones de presión mediante un compresor y una válvula de expansión respectivamente.

Una bomba de calor no genera energía, sino que la transporta entre dos puntos mediante el intercambio de los ambientes interno o externo con el fluido del circuito.

Por lo tanto, al tratarse de un transporte de energía y no de una generación, la definición de rendimiento varía ligeramente:

$$\text{Rendimiento} = \frac{\text{Calor Transportado (W)}}{\text{Energía necesaria para transportarlo (W)}}$$

En la imagen inferior podemos observar el esquema de funcionamiento de una máquina de Carnot en la actualidad, que de momento asimilaremos a los clásicos equipos de aire acondicionado domésticos en los que existe una unidad interior y otra exterior.

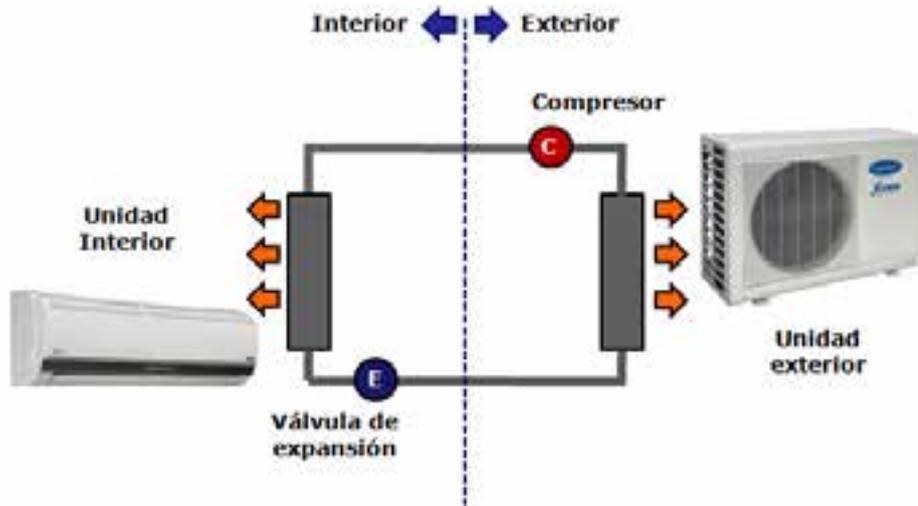


Figura 1. Componentes de una bomba de calor común en sistemas domésticos



Ejemplo

Una buena prueba de que este transporte se está realizando la tenemos cuando aproximamos la mano a la unidad exterior. En verano podremos comprobar cómo el aire que expulsa en verano es caliente y en invierno frío.

Para diferenciar el rendimiento de los sistemas de combustión del funcionamiento en modo calefacción o refrigeración de una bomba de calor se establece la siguiente nomenclatura para hacer referencia a su eficiencia:

Acrónimo	Nombre completo	Definición
COP	<i>Coefficient Of Performance</i> (coeficiente de operación)	Rendimiento nominal del equipo en modo calor
EER	<i>Energy Efficiency Ratio</i> (índice de eficacia energética)	Rendimiento nominal del equipo en modo frío
SCOP	<i>Seasonal Coefficient Of Performance</i> (coeficiente de operación estacional)	Rendimiento estacional del equipo en modo calor
SEER	<i>Seasonal Energy Efficiency Ratio</i>	Rendimiento estacional del equipo en modo frío



Ejemplo

Es habitual en las placas identificativas de los equipos no localizar los valores de rendimiento, sino la capacidad del equipo en modo calefacción o refrigeración y el consumo asociado, de manera que:

$$\text{COP} = \frac{\text{Potencia en modo Calor (W)}}{\text{Potencia consumida (W)}}$$

$$\text{EER} = \frac{\text{Potencia en modo Frio (W)}}{\text{Potencia consumida (W)}}$$

OPERATING MODE		COOLING		HEATING	
CAPACITY	BTU/h	11850		12100	
AIR CIRCULATION	m ³ /h	450		450	
RATED INPUT	KW	1.22	INDOOR: 08.1°C WB19°C	1.26	INDOOR: 08.2°C WB19°C
RATED CURRENT	A	5.80	OUTDOOR: 08.1°C WB19°C	6.00	OUTDOOR: 08.2°C WB19°C
MAX. INPUT	KW	1.51	INDOOR: 08.1°C WB21°C	1.56	INDOOR: 08.2°C
MAX. CURRENT	A	6.80	OUTDOOR: 08.4°C WB21°C	7.50	OUTDOOR: 08.2°C WB19°C
MAX. PRESSURE	MPa	LOW	2.1		
	MPa	HIGH	2.1		
OPERATION SOURCE	INDOOR	INDOOR : 34/43		OUTDOOR : 41/48	

TADIR CE
TAI-012HI
SPLIT TYPE AIR CONDITIONER
CATEGORY OF ELECTRIC SHOCK PREVENTION : I
NET WEIGHT : 7.5kg
SOURCE : 220V 1-PHASE 50Hz
TA-01

Figura 2. Placa identificativa en equipo de climatización domésticos

Cálculo de COP.

La placa identificativa nos arroja el dato de la capacidad de refrigeración en BTU/h.

BTU son las siglas de *British Thermal Unit* que podemos encontrarlos en algunos equipos de importación. Su equivalencia en Julios y kW es:

$$1 \text{ BTU/h} = 1055,056 \text{ julios} = 0.0002931 \text{ kW}$$

Por lo tanto la capacidad en modo calor (*Heating*) del equipo será:

$$12.100 \text{ BTU/h} = 3,55 \text{ kW}$$

El consumo de electricidad asociado empleado para la calificación del equipo (*Rated input*) es de 1,26 kW, por lo que podemos estimar el rendimiento nominal en modo calefacción o COP:

$$\text{COP} = \frac{\text{Potencia en modo calor}}{\text{Potencia consumida}} = \frac{3,55 \text{ kW}}{1,26 \text{ kW}} = 2,81$$

Podemos repetir el procedimiento en este caso para los datos de funcionamiento en modo frío (*cooling*) para obtener el ERR:

$$\text{EER} = \frac{\text{Potencia en modo frío}}{\text{Potencia consumida}} = \frac{3,47 \text{ kW}}{1,56 \text{ kW}} = 2,22$$

1.2 Tipos de sistemas según la naturaleza de los focos de intercambio

El esquema anterior incluía dos unidades de intercambio con el aire, bien interior del edificio o exterior. Sin embargo el intercambio no tiene por qué hacerse con el aire en ninguno de los dos puntos, incluso al realizarlo con otro elemento como el agua o el terreno, el rendimiento del sistema aumenta, ya que la capacidad de estos elementos para absorber calor o frío es superior a la del aire.

Habitualmente los sistemas de bomba de calor se clasifican según el fluido de intercambio en el foco exterior e interior del siguiente modo:



Figura 3. Tipología de sistemas de climatización

Los equipos individuales tipo *split* no precisan de medios adicionales para circular aire o agua a cada estancia, mientras que en equipos centralizados se requieren ventiladores en el caso de que el intercambio interior se realice mediante masas de aire por conductos, o de bombas de impulsión, en el supuesto de que el intercambio se realice por caudal de agua (suelos radiante o refrigerantes).



Ejemplo

Un sistema de *splits* en cada estancia se considera de expansión directa, ya que el equipo intercambia de forma directa con la estancia.

Sin embargo en el caso de que tengamos una distribución por conductos, el equipo se considera aire-aire y precisa de ventiladores de impulsión.

Si por el contrario el foco exterior es el terreno (geotermia) y el interior es un circuito de agua (suelo radiante), el sistema se denomina tierra-agua, y requiere bombas de impulsión.

a. Bombas de calor como sistema de calefacción

En régimen de invierno debemos conseguir que el fluido capte calor del exterior y lo introduzca en el interior del edificio. La pregunta que surge de forma casi inmediata es cómo lograr tal cosa, si la temperatura exterior es muy inferior a la que deseamos en nuestras estancias.

La respuesta la ofrece el conjunto compresor – válvula de expansión.

La compresión de un fluido aumenta su temperatura, por lo que podemos elevarla hasta que supera los 23 °C que deseamos en el edificio. Este fluido caliente a alta presión llega al intercambiador interno y cede parte de su temperatura, enfriándose.

El fluido ya templado llega a la válvula de expansión, donde disminuye su presión de forma brusca, expansionándose, lo que genera que se enfríe por debajo de la temperatura exterior y capte calor de la misma.

Al captar calor en condiciones de baja presión en el punto de intercambio exterior, el fluido se evapora, y vuelve al compresor cerrando el circuito.

Se trata por lo tanto de hacer circular el fluido entre los dos puntos de intercambio y adecuar su temperatura mediante cambios de presión para obligarle a que ceda o capte calor según nos interese.

De este modo estamos haciendo fluir el calor en sentido inverso al espontáneo, que sería del espacio más caliente al más frío, lo que conlleva un gasto energético, una cantidad de energía que debe ser aportada al sistema para invertir el flujo natural.

Este consumo se realiza mediante el compresor. Las máquinas más habituales cuentan con un compresor mecánico accionado por energía eléctrica que permite modificar la presión del fluido que circula entre el foco frío y caliente.

Es lo que se conoce como ciclo de **Carnot directo**, que se refleja en el esquema inferior para una máquina convencional aire-*split*.

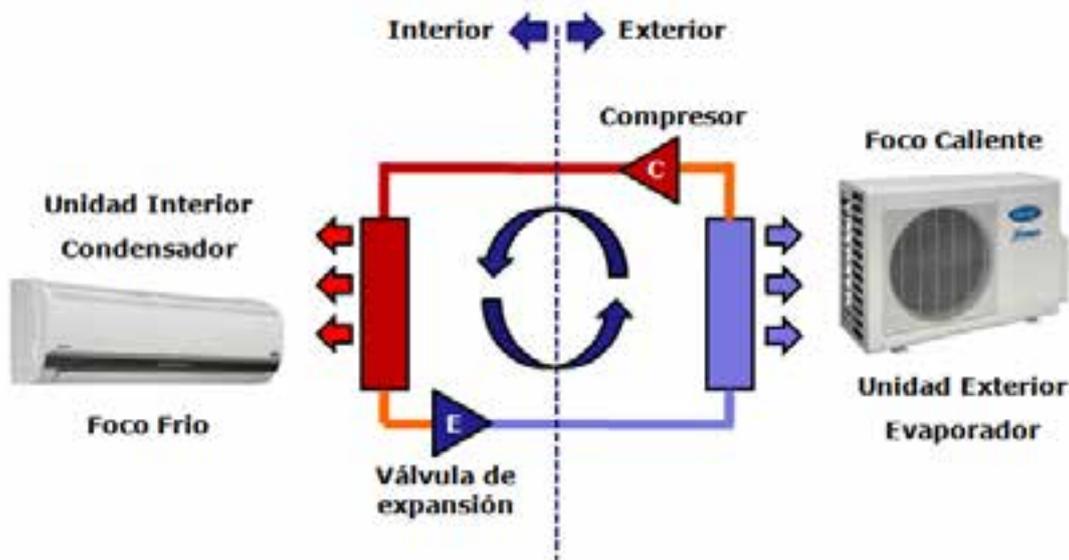


Figura 4. Ciclo de Carnot directo en modo calefacción

La primera conclusión es que una bomba de calor no produce calor, sino que lo extrae del exterior y lo transporta al interior, o viceversa.

Esta transferencia de foco frío a caliente va en contra del flujo espontáneo de la energía, por lo que es necesario aportar trabajo al sistema para vencer su tendencia natural.

Las máquinas más habituales cuentan con un compresor mecánico accionado por energía eléctrica que permite modificar la presión del fluido que circula entre el foco frío y caliente, permitiendo que condense a elevadas temperaturas. Podemos encontrar igualmente equipos con compresores accionados por motores de combustión a gas.

Componentes de una bomba de calor. Uso en régimen de invierno

En una bomba de calor convencional constituye un sistema cerrado por el que circula un fluido entre 4 elementos que transporta en régimen de invierno calor del exterior del edificio a su interior:

- **Compresor**, gracias al trabajo aportado por la energía eléctrica comprime el fluido aumentando su temperatura.
- **Condensador**, en invierno el condensador es la unidad interior, el foco frío de intercambio, que recibe el fluido a alta temperatura y cede calor a las estancias.
- **Válvula de expansión**, recibe el fluido a alta presión tras el intercambio de calor del condensador y lo expansiona, reduciendo su presión y temperatura.
- **Evaporador**, en invierno el evaporador es la unidad exterior o foco caliente. Recibe el fluido de la válvula de expansión completando su evaporación a baja presión.

En el proceso de evaporación capta calor del medio en el que se encuentra, en este caso el ambiente exterior, por encontrarse a mayor temperatura que el fluido recién expandido, retornando al compresor con lo que se cierra el ciclo.

Los puntos de intercambio por tanto son:

Bomba de calor en régimen de invierno		
Unidad exterior Evaporador	Foco caliente	Intercambio entre el fluido del circuito a baja temperatura y el medio exterior. Ganamos calor
Unidad interior Condensador	Foco frío	Intercambio entre el fluido a alta temperatura y el interior del edificio. Cedemos calor a las estancias

Rendimiento de una bomba de calor



Recuerda

El rendimiento de una bomba de calor, al transportar la energía y no producirla, viene definido por la relación entre la energía que ha consumido en la operación de transporte y la que ha sido capaz de transportar al interior del local.

$$COP = \frac{\text{Calor Transportado (W)}}{\text{Energía necesaria para transportarlo (W)}}$$

Teniendo en cuenta que el calor transportado depende de la eficacia del intercambio en cada uno de los focos, y por tanto de su temperatura, se puede expresar el COP de una bomba de calor como:

$$COP \text{ bomba calor (invierno)} = \frac{T_{\text{exterior}}}{T_{\text{interior}} - T_{\text{exterior}}}$$

Por lo tanto el COP de una bomba de calor en régimen de invierno depende de la relación entre la temperatura exterior e interior, o lo que es lo mismo, de las condiciones climáticas de la zona, lo que conlleva que una bomba de calor tenga mejor rendimiento en localidades en las que la diferencia de temperatura entre el interior y el exterior es menor (clima con inviernos suaves).

En consecuencia, el COP de una bomba de calor establecido por el fabricante debe ser corregido según la localidad en la que se instale o la temperatura del medio de intercambio.

b. Sistemas de refrigeración



Sistema de refrigeración

Un sistema de refrigeración es un ciclo de Carnot inverso, cuyo funcionamiento es similar al descrito para la bomba de calor, pero en sentido contrario. Por tanto, el evaporador se sitúa en el interior del edificio, y el condensador en el exterior, intercambiándose la posición de los focos frío y caliente.

Sistemas de refrigeración		
Unidad exterior Condensador	Foco frío	Intercambio entre el fluido a alta temperatura y el exterior del edificio. Cedemos calor al medio
Unidad interior Evaporador	Foco caliente	Intercambio entre el fluido del circuito a baja temperatura y el interior del edificio. Captamos calor de las estancias

Componentes de un sistema de refrigeración

Los componentes son similares a los de una bomba de calor, pero con un uso distinto al descrito en régimen de invierno:

- **Compresor**, su trabajo sigue siendo comprimir el fluido aumentando su temperatura, lo que se consigue gracias a un consumo de energía aportada al sistema.
- **Condensador**, en verano el condensador es la unidad exterior, el foco frío de intercambio, que recibe el fluido a alta temperatura y cede calor al medio exterior.
- **Válvula de expansión**, sigue recibiendo el fluido tras el intercambio de calor del condensador y lo expansiona, reduciendo su temperatura.
- **Evaporador**, en invierno el evaporador es la unidad interior o foco caliente. Recibe el fluido de la válvula de expansión a baja temperatura y realiza el intercambio con el interior del edificio, captando calor del mismo y transportándolo al medio exterior.

Al igual que en caso anterior, el fluido templado por el intercambio de calor en el evaporador, regresa al compresor cerrando el ciclo.

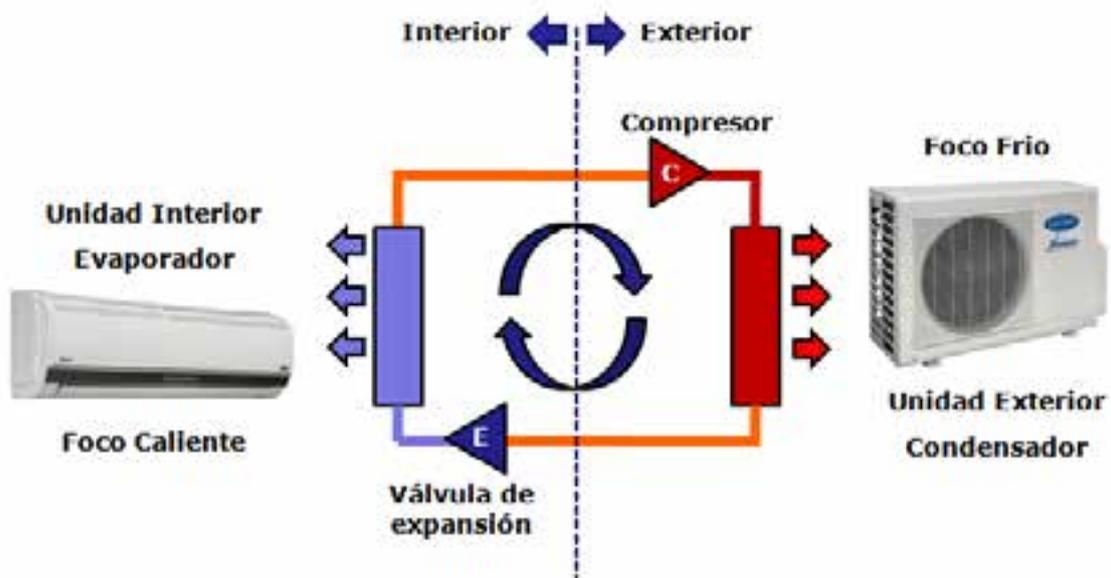


Figura 5. Ciclo de Carnot inverso en modo refrigeración



Ejemplo

Un sistema aire-aire es quizás el ejemplo más clásico de instalación en viviendas, donde el intercambio con el aire exterior se realiza mediante una unidad en la fachada o cubierta del edificio.

En el interior podemos contar con equipos individuales tipo *split* o con una unidad central en la que gracias a un ventilador el aire frío se impulsa a cada estancia.

Rendimiento de un sistema de refrigeración

Análogamente el sistema se caracteriza por transportar la energía, es decir el calor, en este caso del interior del edificio al exterior.

El coste energético de la operación o COP puede expresarse igualmente en función de las temperaturas interior y exterior con las que se realizará un intercambio de calor:

$$EER = \frac{T_{interior}}{T_{exterior} - T_{interior}}$$

De igual modo el COP de un equipo de refrigeración será mayor cuanto menor sea la temperatura exterior (climas con veranos suaves).

2. AEROTERMIA

Tras las definiciones anteriores queda plantearse la pregunta de qué es la aerotermia y porqué se la considera dentro de las energías renovables.



Aerotermia

Consiste en el aprovechamiento de la energía del aire que nos rodea mediante un sistema de intercambio con el interior del edificio basado en un ciclo de Carnot o bomba de calor.

Las bombas de calor aerotermia presentan un elevado COP y EER, y permiten el calentamiento de agua tanto para calefacción por suelo radiante como para consumo.

Una de las **ventajas** que presenta es su capacidad de invertir el ciclo de transformación térmica, pudiendo aportar frío a un sistema de suelo refrescante.



Figura 6. Equipo de aerotermia aire – agua Fuente WaterKotte

Su consideración como energía renovable queda establecida en el CTE-HE4, y parte de comparar las emisiones de CO₂ asociada al consumo eléctrico de estos equipos con las producidas por otros sistemas convencionales es favorable cuando el rendimiento de la bomba de calor supera un valor estacional fijado por el Ministerio de Industria para cada zona climática.



Recuerda

No todo sistema de bomba de calor puede considerarse aerotermia, y por lo tanto equiparable a una energía renovable, es necesario acreditar un rendimiento mínimo de la instalación tanto en modo calor (COP) como frío (EER).

Su **desventaja** radica en que sigue siendo un sistema que precisa de una fuente de alimentación eléctrica, de manera que de forma aproximada, por cada kW de energía eléctrica suministrado, produce entre 3 y 4kW de rendimiento en calor, es decir, de media suministra de tres a cuatro veces más energía que la que recibe.

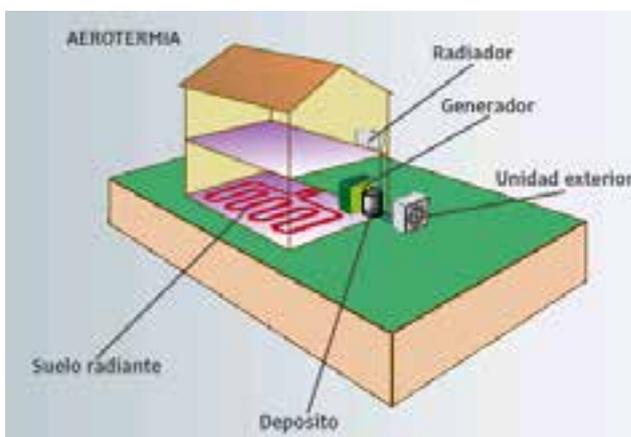


Figura 7. Componentes de un sistema de aerotermia

La principal **ventaja** de estos sistemas radica en su eficiencia, ausencia de la necesidad de suministrar combustible y labores de mantenimiento muy simplificadas. Tan solo hay que realizar una comprobación nula de presiones y consumos de la unidad exterior, así como la limpieza de baterías y filtros.

Su esquema de funcionamiento para la producción de agua caliente por otro lado es muy similar al de las instalaciones solares térmicas, sustituyendo como es lógico los captadores solares por la unidad exterior de la bomba de calor.

En el interior se emplean equipos de intercambio y acumulación de agua para consumo o bien depósitos de inercia para su uso con sistemas de suelo radiante.

En estos equipos son fundamentales las sondas de temperatura internas y externas que permiten a la bomba aerotermica modular su capacidad de producción sin llegar a apagarse, evitando arranques innecesarios del sistema y mejorando con ello el rendimiento global de la instalación.

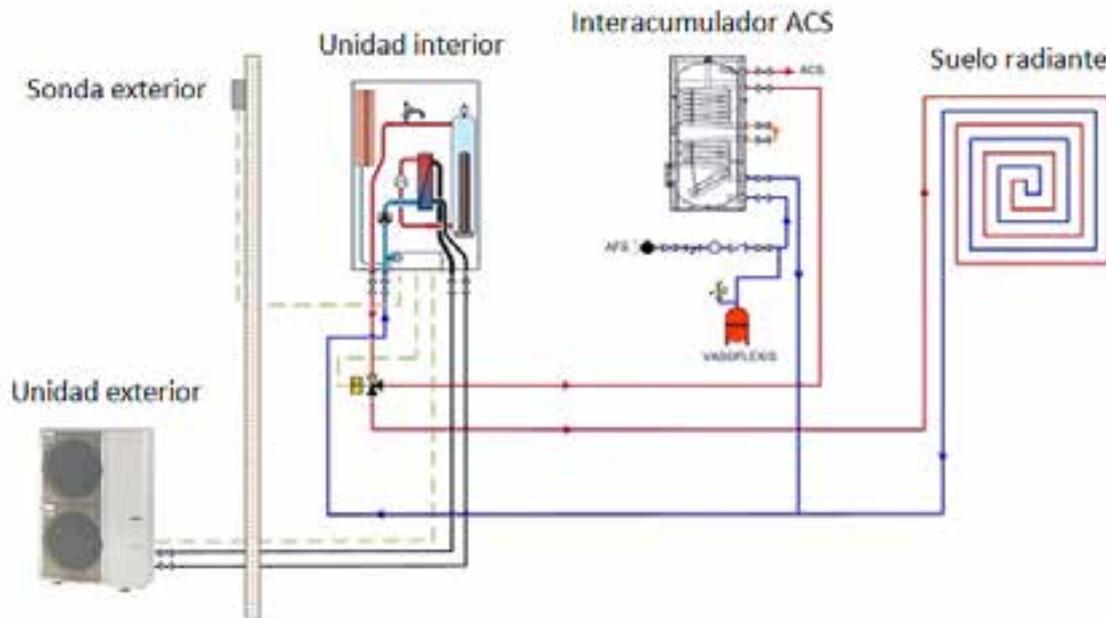


Figura 8. Esquema de instalación de aerotermia para consumo de ACS y calefacción.
Fuente Baxi Roca

3. SOLAR TERMODINÁMICA

En el caso de la aerotermia los equipos de intercambio exterior disponen de ventiladores que aumentan la eficacia del sistema al favorecer el intercambio por convección. Es lo que se conoce como intercambiadores activos.

Sin embargo esta práctica supone arrojar al medio externo un caudal de aire caliente en verano y frío en invierno, así como la emisión de ruido por el funcionamiento de los equipos.

Ambos factores (caudales de expulsión y emisión de ruidos) están regulados por normativas medioambientales de carácter estatal, autonómico y local, por lo que en ocasiones la instalación de un sistema de aerotermia resulta poco viable desde el punto de vista normativo, sobre todo en edificios existentes o espacios urbanos consolidados.

Una posible solución es emplear sistemas de intercambio exteriores pasivos que no emitan caudales y ruidos. Este tipo de sistemas consiste en paneles de materiales metálicos con una cobertura de color oscuro que favorece la captación del calor ambiental y sobre todo de la radiación.

En su superficie se crea un serpentín de intercambio directo entre el fluido caloportador del circuito primario y el ambiente exterior.



Figura 9. Panel solar termodinámico

En ocasiones, por su forma, este tipo de paneles son confundidos con instalaciones solares térmicas, si bien la gran diferencia radica en que una instalación solar termodinámica precisa una bomba de calor (maquina termodinámica) para su funcionamiento.

Otra diferencia estriba en que los paneles termodinámicos no requieren de radiación solar directa, sino de una temperatura en el ambiente exterior por encima de -5 a -7 °C, lo que les permite instalarse en cualquier orientación e inclinación entre 10° y 90° .

El esquema de funcionamiento del sistema es el mismo que en el caso de la aerotermia, con un intercambiador externo constituido por el panel termodinámico y una bomba de calor que induce el intercambio interior en un acumulador de ACS. Ambos equipos se unen mediante un circuito de fluido caloportador sometido a variaciones de temperatura y presión por el efecto del compresor y la válvula de expansión.

El rendimiento de este tipo de equipos es menor que el de los tradicionales sistemas de aerotermia, si bien suponen un recurso cuando las condiciones de instalación así lo requieran.

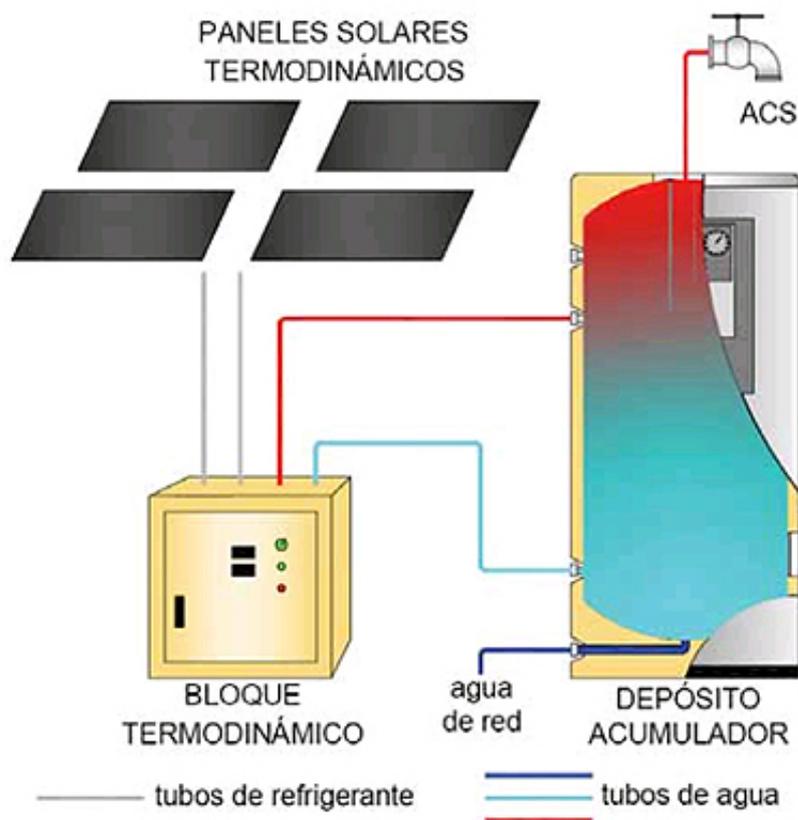


Figura 10. Esquema de funcionamiento de un sistema termodinámico para producción de ACS. Fuente Erko

RESUMEN

- El rendimiento de una bomba de calor, al transportar la energía y no producirla, viene definido por la relación entre la energía que ha consumido en la operación de transporte y la que ha sido capaz de transportar al interior del local.
- No todo sistema de bomba de calor puede considerarse aerotermia, y por lo tanto equiparable a una energía renovable, es necesario acreditar un rendimiento mínimo de la instalación tanto en modo calor (COP) como frío (EER).

UNIDAD 5

Energía geotérmica

ÍNDICE

1. Posibilidades de implantación de sistemas geotérmicos
 2. Componentes de un sistema de energía geotérmica
 3. Puesta en funcionamiento y mantenimiento de la instalación
- Resumen



Objetivo

- Conocer los sistemas de geotermia que se implantan en edificación para dar respuesta al consumo de energía para calefacción, refrigeración o ACS.

Introducción

En la anterior unidad hemos comprobado cómo las máquinas térmicas basadas en ciclos de Carnot permiten obtener más energía de la que se aporta al sistema mediante el intercambio entre dos puntos, uno interno al edificio y otro en el exterior.

También hemos vinculado el rendimiento de estos sistemas a las temperaturas de intercambio, de manera que en invierno el rendimiento será mayor y conseguimos que el foco exterior este a mayor temperatura.

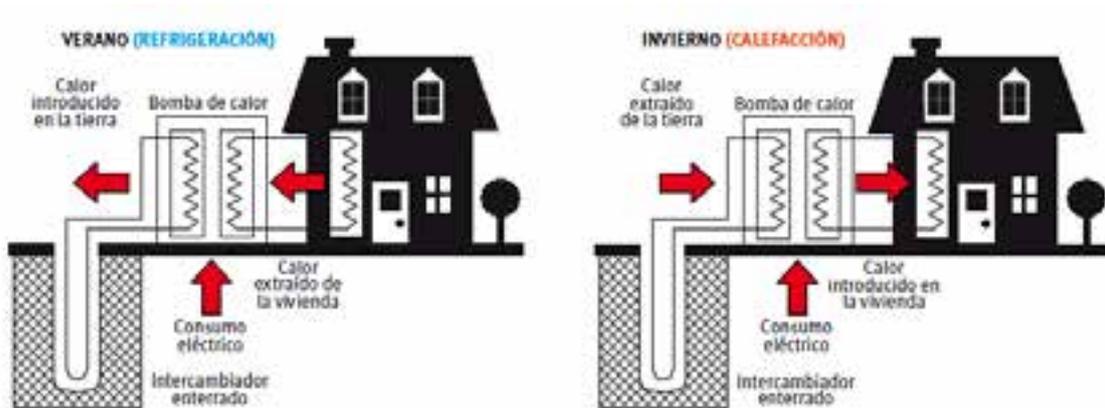


Figura 1. Esquema de funcionamiento de una bomba de calor. Fuente Guía técnica de diseño de sistemas de intercambio geotérmico de circuito cerrado. IDAE

En las mencionadas épocas del año lo habitual es que las temperaturas exteriores permitan intercambios con el aire (aerotermia) en torno a los 5-10 °C en horas de radiación, con fuertes bajadas de temperaturas nocturnas, lo que reduce notablemente el rendimiento de la bomba de calor.

En nuestras latitudes el clima es ciertamente benévolo, con la excepción de algunas localidades de nuestra geografía gozamos de un clima templado en comparación con gran parte de Europa, en la que no pueden permitirse el intercambio térmico nocturno por las temperatura bajo °C que se producen de forma continua.

La solución radica en buscar un foco de intercambio a mayor temperatura, y la solución la encontramos bajo tierra.

La corteza terrestre es un objeto con una gran inercia térmica, es decir, las variaciones de temperatura atmosférica tardan mucho tiempo en afectarla y tan solo consiguen hacerlo en pequeña medida.



Ejemplo

En cierto modo que las temperatura invernales quisieran enfriar la corteza terrestre sería el equivalente a querer calentar con una caldera el agua del mar: su masa es tan importante en relación a la potencia de la caldera que si bien el agua cercana sufría una variación de temperatura, a medida que nos alejáramos de la caldera el efecto sería inapreciable.

Siguiendo el ejemplo anterior, la capa superficial del terreno es la que más asemeja su temperatura a la exterior, y sobre ella el efecto de la radiación solar resulta decisivo, calentándose durante el día y enfriándose por la noche.

Este efecto en ocasiones se ve alterado por la lluvia acumulada en la superficie y su filtración a capas inferiores, lo que aumenta la conductividad del terreno permitiendo que la temperatura exterior llegue a mayor profundidad, sobre todo en época de heladas.

La temperatura del suelo sufre variaciones estacionales de su temperatura hasta una profundidad aproximada de 2-3 metros, tras los cuales se estabiliza. Llegados a los 5 m de profundidad las temperaturas se acercan a los 15 °C y en alguna a los 15-20 m, según las localidades, podemos alcanzar los 17 °C.

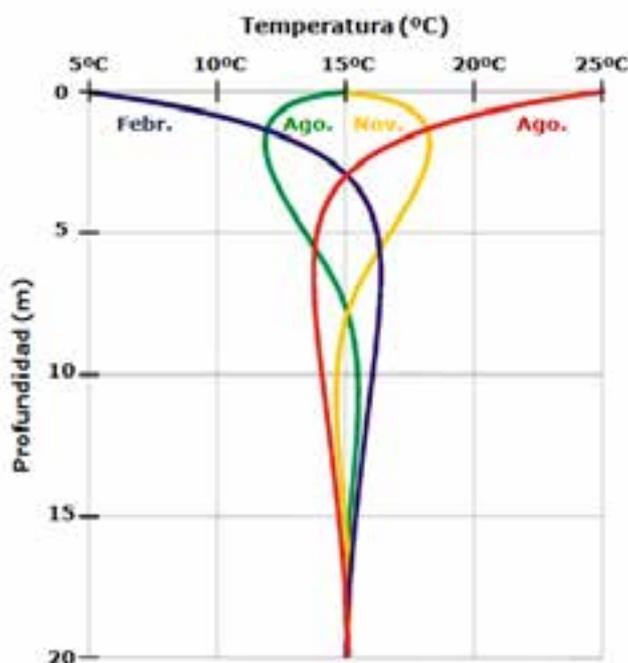


Figura 2. Variación anual de la temperatura del terreno con la profundidad

Parece lógico pensar que mientras más profundicemos, mayor temperatura alcanzaremos y sobre todo más estable se presentará, ya que estará menos sujeta a las variaciones atmosféricas.



Ejemplo

El gradiente geotérmico nos dice que si perforásemos el suelo para extraer ese calor de la Tierra, por cada 100 m perforados, el gradiente aumentaría en 3 °C. Si consideramos que la temperatura media en los primeros 15 metros de suelo se mantiene a unos 15 °C, un sondeo geotérmico profundo a 600 m generaría un calor de unos 33 °C.

En el presente manual nos centraremos en los recursos geotérmicos de baja temperatura aplicables a edificación, considerados como los que trabajan en temperaturas entre 30 y 100 °C.

Tipo	Temperatura	Uso
Muy baja temperatura	<30°	Uso directo (climatización y ACS)
Baja temperatura	<100°	Uso directo
Media temperatura	100°<T<500°	Electricidad
Alta temperatura	>500°	Electricidad

Figura 3. Clasificación y uso de los recursos geotérmicos



Recuerda

Un sistema geotérmico se compone de una bomba de calor que emplea como foco exterior de intercambio el terreno, al ser su temperatura más estable a partir de 5 m de profundidad que la de la atmósfera, por lo que obtiene un mayor rendimiento en la generación de energía térmica.

1. POSIBILIDADES DE IMPLANTACIÓN DE SISTEMAS GEOTÉRMICOS

La principal ventaja de la geotermia es que se trata de un recurso natural que se sitúa bajo la superficie de cualquier localidad, en cualquier lugar del planeta, pero como es lógico no de la misma manera.

Por ello, lo primero que debemos plantearnos a la hora de implantar un sistema de estas características es el potencial geotérmico con el que contamos. Nos interesarán varios aspectos del subsuelo:

1.- **Posibilidades geotérmicas de nuestra localidad** varía en función de su cercanía a zonas geológicamente activas. De este modo la zona de las Canarias presenta alta energía, o si lo preferimos alta entalpía, debido al vulcanismo inherente a las mismas, Cataluña es de media energía (vulcanismo en el pasado), y Burgos estaría catalogada como de baja energía.

La temperatura de nuestro terreno y la profundidad a la que la encontramos establecerá el tipo de sistema de intercambio que deberemos emplear y sus posibilidades de uso.



Figura 4. Mapa geotérmico español. Fuente Instituto Geológico y Minero de España



Hidrotermia

Al mapa anterior se unen zonas con afluentes y fuentes termales subterráneas que pueden emplearse como elemento de intercambio térmico ya que poseen propiedades químicas que no permiten su consumo. Se conoce como hidrotermia.



Recuerda

Aunque siempre es posible implantar un sistema geotérmico su máximo aprovechamiento depende de las características del subsuelo de cada localidad.

2.- **Propiedades del terreno.** La finalidad del sistema geotérmico es extraer calor o frío del interior de los edificios y cederlo al subsuelo.

La capacidad de intercambio y con ello el rendimiento del sistema no solo dependerá de la temperatura a la que se realice, sino también de la facilidad del sustrato de subsuelo para absorber el calor o frío y posteriormente disiparlo.

Dos características del terreno nos resultarán primordiales: conductividad térmica y la capacidad calorífica volumétrica.



Conductividad térmica

La conductividad térmica (W/mK) nos marcará la capacidad del terreno para absorber la energía en el intercambio.

Mientras mayor sea más nos favorecerá.

En general se ve favorecida por los niveles de agua, ya que un terreno húmedo presenta mayor conductividad que uno seco.



Capacidad térmica

La capacidad térmica volumétrica (J/m^3K) establece la cantidad de calor que es capaz de almacenar el terreno, es decir, su inercia térmica.

Cuanto mayor sea, menos calor del que le cedemos disipará, y su capacidad de volver a realizar un intercambio térmico se verá saturada.

Como propiedad del terreno que unifica las dos anteriores surge la **difusividad térmica** (m^2/s), definida como el ratio entre la conductividad del terreno y su capacidad térmica. Su valor habitual se sitúa entre $0,36 \times 10^{-6}$ y $1,08 \times 10^{-6}$ m^2/s , y cuanto mayor sea, más interesante resulta para nuestra instalación geotérmica.

La **difusividad** del terreno establece cuanta energía es capaz de admitir sin llegara a saturarse y por lo tanto la distancia entre puntos de intercambio o sondas que se debe respetar.



Ejemplo

En una instalación geotérmica pensemos en el terreno como una gran “pila” que hay que recargar con la energía que extraemos de nuestros edificios. Esa gran “pila” se irá llenando con nuestra energía térmica y si no es capaz de ir gastándola al mismo tiempo (disipándola al resto del terreno) llegará un momento en que se sature y no admita más.

Para evitarlo debemos establecer cuál es el límite de la “pila” para almacenar energía y disponer tantas como sean necesarias, lo que en geotermia equivale a distintos intercambiadores de calor, ya sean pozos, sondas, etc.

Aunque las características generales de nuestro terreno las podemos consultar en las bases de datos de Ministerio de Medio Ambiente, para instalaciones de tamaño medio o grandes es preciso ensayos que determinen su gradiente de temperatura según la profundidad, siendo necesarios los test de respuesta térmica (TRT) del terreno según la norma VDI-4640 en proyectos de más de 30 kW de potencia.

El TRT es un procedimiento experimental que permite determinar el valor *in situ* tanto de la conductividad del terreno como su difusividad térmica.

Consiste en hacer circular entre 48 y 72 horas un fluido caloportador a través del pozo del intercambiador de calor y monitorear la temperatura de entrada y salida del sistema, anotando el intercambio de calor que se ha generado.



Recuerda

El potencial geotérmico de cada terreno depende de sus propiedades térmicas: conductividad, capacidad calorífica y difusividad.

2. COMPONENTES DE UN SISTEMA DE ENERGÍA GEOTÉRMICA

El esquema de funcionamiento de un sistema geotérmico no difiere sustancialmente de los ya estudiados en la unidad de aerotermia, por lo que tan solo insistiremos en su parte más singular, el elemento de intercambio con el terreno.

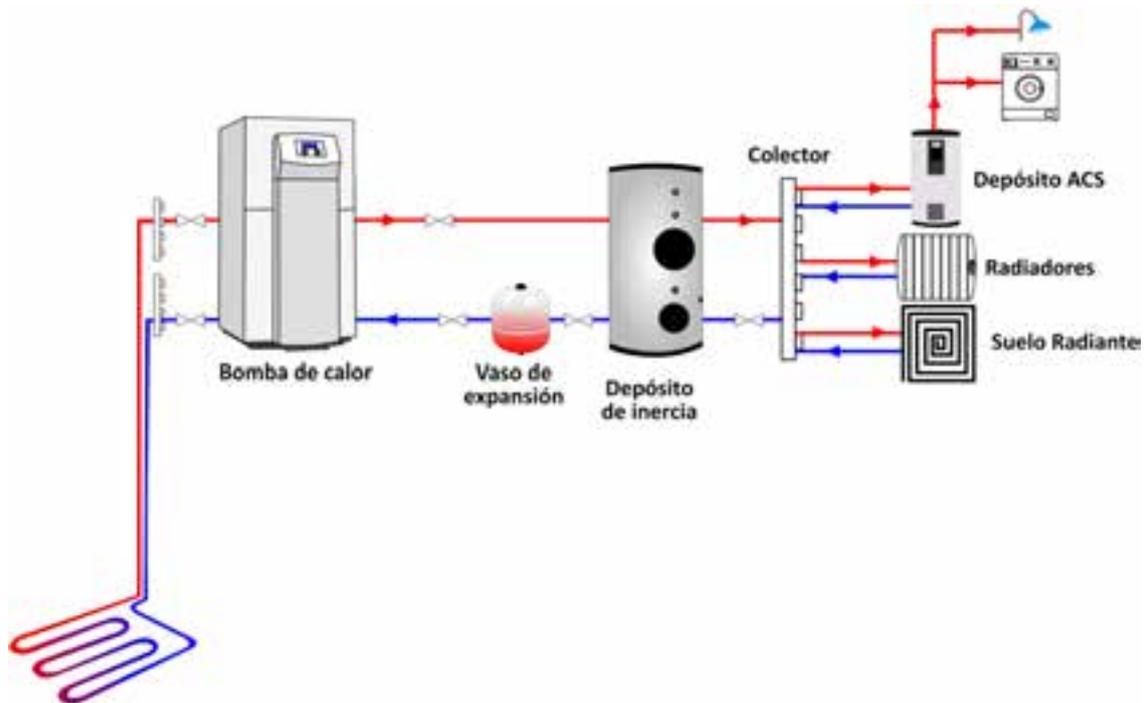


Figura 5. Esquema de una instalación geotérmica

2.1 Sistema de intercambio con el terreno

El circuito de intercambio, o circuito primario de una instalación geotérmica hace circular un fluido caloportador (agua o agua con anticongelante) el suficiente tiempo por el terreno como para que se produzca el deseado intercambio de energía mediante tuberías generalmente de polietileno (PE), polietileno reticulado (PEX) o polibutileno (PB).

Por lo tanto la longitud del circuito dependerá de las condiciones del terreno, y con ello de la profundidad alcanzada.



Ejemplo

Necesitaremos más metros de circuito para lograr el intercambio de calor en una instalación de superficie que en una de profundidad, ya que las condiciones de temperatura del terreno son distintas.

Principalmente diferenciamos dos tipos de instalaciones según su intercambiador empleado:

a. Instalación horizontal o superficial

Emplea un circuito superficial de intercambio bien con tubería simple o múltiple en varios niveles.

La elección de este sistema depende de la superficie de terreno disponible y de la cantidad de calor a disipar, por lo que suelen ser empelados tan solo en instalaciones de baja potencia que dispongan de espacio en la parcela, como es el caso de las viviendas unifamiliares.

Se debe prever una superficie exterior en torno a 1,5 a 2 veces la superficie a calefactar con suelo radiante. La instalación es sencilla y económica pero requiere de disponibilidad de superficie y su dependencia de la radiación solar es mayor, ya que la profundidad de la zanja se sitúa entre 1,2 y 1,5, donde el terreno es más sensible a los cambios climáticos atmosféricos.

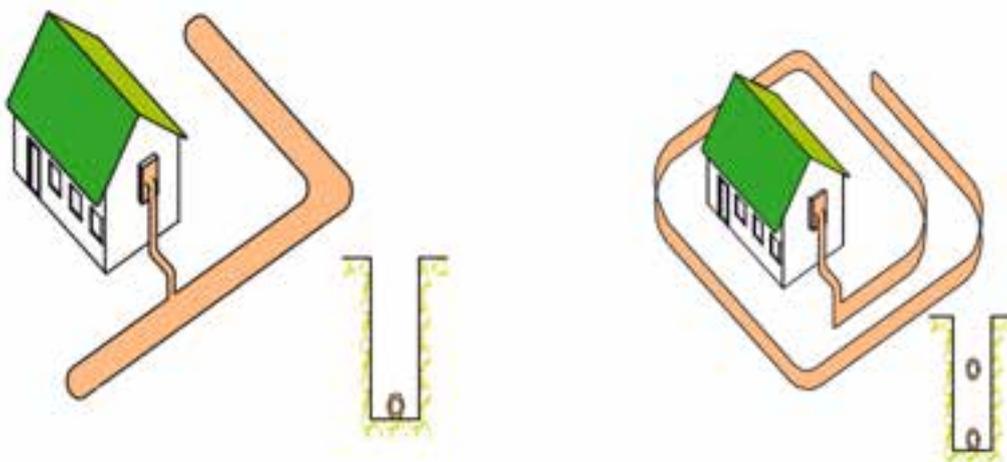


Figura 6. Intercambiador superficial. Fuente Guía técnica de diseño de sistemas de intercambio geotérmico de circuito cerrado. IDAE

El zanjeado a realizar es difícil de estandarizar, ya que las posibles configuraciones dependen de la geometría y posibilidades de la parcela y la potencia a disipar, llegando a obtener de media un aporte térmico sobre 35 W por m² de superficie de intercambiador enterrado en configuraciones de un solo nivel de tuberías.

En su diseño deberemos tener en cuenta:

- La profundidad de la zanja según los niveles de tubería deseados.
- El nº de zanjas según la longitud de intercambio necesaria.
- La distancia entre las sondas en cada zanja, tanto en horizontal como en vertical.

Resulta conveniente en su ejecución vaciar la zanja y rellenar con arena fina el contorno de los tubos para mejorar su conducción hacia el terreno. El resto de la zanja se rellenará con terreno propio de la excavación, pero eliminado cantos punzantes y elementos que pudieran dañar las tuberías.

Las zanjas deben disponer del ancho suficiente para su trabajo en condiciones de seguridad según la profundidad alcanzada. El ancho mínimo recomendable es de 0,6 m, si bien dependerá del talud natural del terreno y su previsión de desplome.

En el caso de sistemas horizontales de múltiples capas, cada nivel se separará al menos 0,6 m de la siguiente.

No se debe hormigonar o pavimentar la superficie sobre el intercambiador, ya que reduce notablemente la capacidad del terreno para disipar energía.



Figura 7. Intercambiador horizontal de lazo simple

Una variante de los sistemas horizontales es el empleo de bucles o *slinky* que aumenten su superficie de intercambio, reduciendo el coste de inversión en excavaciones.

En estos casos el ancho de la zanja será de al menos el diámetro del bucle, más 35 cm en ambos laterales y una profundidad según las condiciones de diseño que al menos superará los 1,20 m.



Figura 8. Intercambiador horizontal en bucles o *slinky*

Otra variante, cuando las limitaciones de espacio así lo exigen, es el empleo de bucles en disposición vertical mediante zanjas estrechas de unos 15 cm y sobre 2 m de profundidad que se rellenará de árido fino para asegurar su completo relleno.

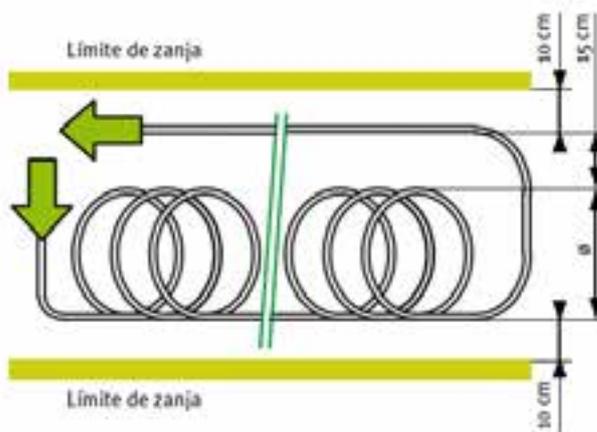


Figura 9. Esquema en alzado de un sistema *slinky* vertical. Fuente Guía técnica de diseño de sistemas de intercambio geotérmico de circuito cerrado. IDAE

b. Instalación vertical o en profundidad

En las instalaciones verticales, el sistema de intercambio se realiza en profundidad, por lo que desaparecen las limitaciones anteriores de superficie y potencia a disipar. Tan solo se trata de estimar cuál es la profundidad de penetración necesaria para responder a los requerimientos de consumo del edificio y el coste que supone realizarlos.

En el diseño de un intercambiador vertical tendremos en cuenta:

- La profundidad óptima de cada perforación.
- El número necesario de perforaciones y la distancia entre ellas.
- El sistema de enlace de las perforaciones, ya sea en serie o paralelo.

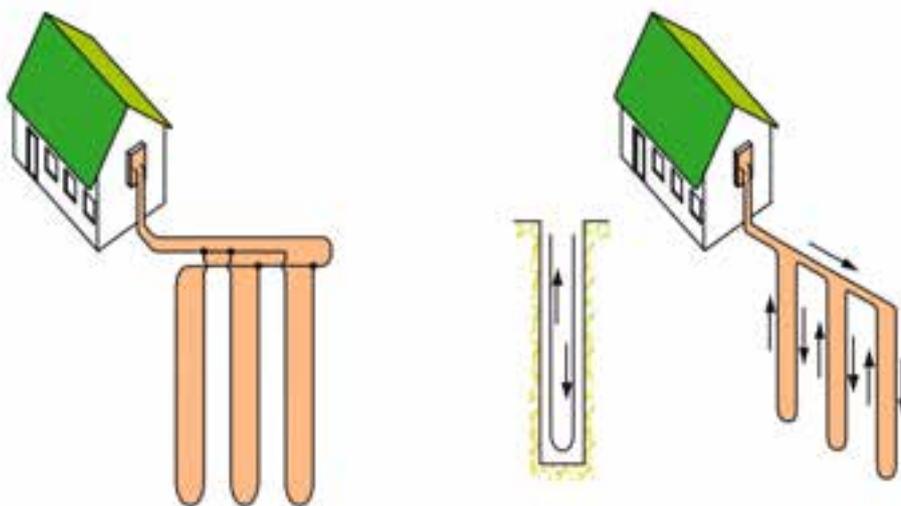


Figura 10. Esquema de intercambiador vertical en paralelo (izq.) y en serie (der.). Fuente Guía técnica de diseño de sistemas de intercambio geotérmico de circuito cerrado. IDAE

Las perforaciones para uso en edificación se sitúan entre los 30 y 100 m según las propiedades del terreno. El sistema es más costoso que la disposición horizontal por la necesidad de emplear maquinaria especializada en la perforación, pero permite obtener ratios térmicos superiores en torno a 50 W por metro lineal de intercambiador, por lo que precisaremos entre 0,75 y 1 metro de perforación por cada m² de superficie a calefactar con suelo radiante.

El número de perforaciones depende de la potencia a disipar y la capacidad del terreno para hacerlo. Es recomendable que entre ellas la distancia no sea menor de 6 metros, si bien depende de la difusividad del terreno o los flujos de agua subterránea.

La unión de los circuitos de las perforaciones en paralelo es la más económica al disminuir los diámetros necesarios y la cantidad de fluido de intercambio, si bien suele dar problemas en el equilibrado hidráulico del conjunto y en su purgado.

La disposición en serie ofrece mejora en los dos apartados anteriores (equilibrado y purga), pero a un mayor coste en la instalación por precisar diámetros de tubería mayores y presentando limitaciones en grandes instalaciones por la caída de presión en las conducciones principales.

En la ejecución de los intercambiadores verticales se deberán prever los accesos de maquinaria, replanteo (en planta, sección, profundidad, etc.) y espacios de acopio para los materiales extraídos, así como su gestión como residuo.

Las perforaciones se realizarán en diámetros entre 110 y 165 mm con medios adecuados a cada tipo de terreno (roto-percusión, perforación con lodos, entubación simultánea) e incluso con encamisado metálico en casos de colapso inminente que precisarán de diámetros de perforación mayores.



Figura 11. Equipo de perforación para instalaciones geotérmicas

La manipulación de las tuberías se realizará con precaución de no dañarlas, introduciendo la sonda por el centro de la perforación y protegiendo su boquilla saliente mediante tapones para evitar que se rellenen accidentalmente.

Una vez introducidas las tuberías en la perforación, y en función de las propiedades del terreno, se emplearán distintos medios para su relleno para asegurar una buena transmisión térmica.

Para ello se utiliza arena fina o morteros específicos para geotermia que suelen incluir un porcentaje de bentonita, material impermeabilizante y ligeramente expansivo con alto grado de conducción térmica.

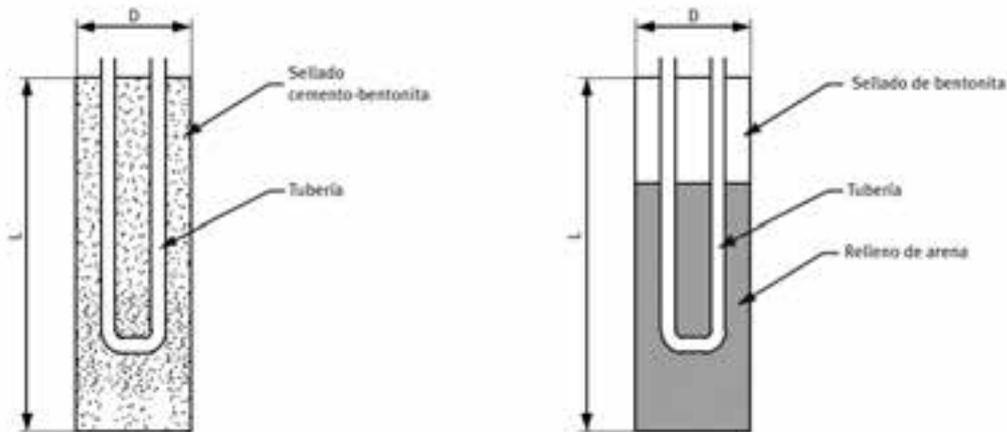


Figura 12. Ejemplo de secciones de intercambiador vertical



Recuerda

Las instalaciones geotérmicas pueden presentar intercambiadores con el terreno en horizontal o vertical.

Los primeros se disponen en la superficie y su coste es más económico, pero requieren mayor superficie para su instalación.

Los segundos requieren perforaciones en el terreno y, aunque su coste es mayor, resultan más eficientes.

2.2 Bomba de calor y equipos de acumulación

Como se ha comentado el resto de elementos de la instalación no difieren de las instalaciones de aerotermia o solares.

Las conexiones de los distintos colectores se realizarán en arquetas apropiadas mediante colectores en los que se rotulará la procedencia de cada ramal.



Figura 13. Arqueta de conexión para 4 sondas

Dentro del edificio, la bomba de calor es el equipo principal del sistema y, al igual que en otro tipo de instalaciones, cuando su potencia supere los 70 kW deberá contar con un recinto propio en condiciones de seguridad según la normativa de incendios (CTE-SI).

Para la producción de ACS se precisará de un depósito de acumulación y un sistema de intercambio, externo (intercambiador de placas) o interno al acumulador.

Los equipos de geotermias están especialmente indicados para el uso con calefacción por suelo radiante, ya que emplea agua a temperaturas no superior a 50 °C que pueden ser proporcionadas con facilidad por los sistemas geotérmicos de baja temperatura.

En este caso es habitual emplear depósitos de inercia que acumulen la energía térmica para su posterior uso evitando paradas y arranques continuos del sistema y prolongando con ello la vida útil de la bomba de calor, estimada en unos 25 a 30 años.



Figura 14. Instalación geotérmica con bomba de calor (al fondo), depósito de inercia y acumulador de ACS. Fuente AEMA

3. PUESTA EN FUNCIONAMIENTO Y MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

3.1 Regulación hidráulica y puesta en funcionamiento

Debemos tener en cuenta que la ejecución del intercambiador con el terreno es una obra de cierta envergadura que no contempla su posible registro, sobre todo en el caso de perforaciones verticales.

Por ello debemos extremar la precaución en las comprobaciones hidráulicas anteriores a la puesta en marcha de la instalación, tales como:

- Limpieza del circuito de tuberías mediante agua a presión para eliminar residuos del montaje.
- Purga de la instalación para evitar bolsas de aire que reduzcan su rendimiento. Se realizará introduciendo agua hasta alcanzar una velocidad de 6 m/s que elimine por completo las burbujas de agua.
- Pruebas de estanquidad y resistencia de la instalación, con una presión de prueba 1,5 veces superior a la presión máxima de servicio estimada, con un mínimo de 6 bar.
- Relleno del intercambiador con fluido caloportador y la dosificación necesaria de anticongelante cuando sea necesario.
- Presurización de la instalación y comprobación de las válvulas de seguridad.
- Puesta en marcha de la bomba de calor y comprobación de los parámetros de funcionamiento en relación a los cálculos realizados.

3.2 Mantenimiento de la instalación

Estamos ante la instalación renovable que posiblemente precisa de un menor mantenimiento, ya que el intercambiador enterrado no requiere ningún tipo de intervención y el mantenimiento de la bomba geotérmica es menor incluso que el de las bombas aire-agua empleadas en aerotermia.

RESUMEN

- Un sistema geotérmico se compone de una bomba de calor que emplea como foco exterior de intercambio el terreno, al ser su temperatura más estable a partir de 5 m de profundidad que la de la atmósfera, por lo que obtiene un mayor rendimiento en la generación de energía térmica.
- Aunque siempre es posible implantar un sistema geotérmico su máximo aprovechamiento depende de las características del subsuelo de cada localidad.
- El potencial geotérmico de cada terreno depende de sus propiedades térmicas: conductividad, capacidad calorífica y difusividad.
- Las instalaciones geotérmicas pueden presentar intercambiadores con el terreno en horizontal o vertical.
Los primeros se disponen en la superficie y su coste es más económico, pero requieren mayor superficie para su instalación.
Los segundos requieren perforaciones en el terreno y, aunque su coste es mayor, resultan más eficientes.

UNIDAD 6

Solar fotovoltaica

ÍNDICE

1. Principio de funcionamiento de un módulo fotovoltaico
 2. Tipología de células y módulos fotovoltaicos
 3. Configuración de un captador fotovoltaico
 4. Características estandarizadas de un módulo solar
 5. Diodos de protección
 6. Identificación de las características de un panel solar
 7. Generador FV. Asociación de paneles
 8. Tipos de sistemas fotovoltaicos
 9. Sistemas aislados
 10. Sistemas conectados a red
 11. Componentes de un sistema fotovoltaico
 12. Conexiones y toma de tierra
- Resumen



Objetivo

- Adquirir conocimientos suficientes relativos a la implantación de sistemas solares fotovoltaicos en edificación que dan respuesta al consumo de electricidad.

Introducción

Con las instalaciones solares fotovoltaica inauguramos en este manual el apartado dedicado a la producción de energía eléctrica mediante fuentes renovables, de vital importancia en edificios terciarios con fuertes consumos de iluminación o edificios residenciales en zonas cálidas donde los consumos de refrigeración, generalmente asociados a equipos eléctricos, son predominantes.

1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO

1.1 Efecto fotovoltaico

La base de funcionamiento de una célula fotoeléctrica es el denominado efecto fotoeléctrico, consistente en la emisión de electrones por parte de un material cuando sobre el mismo incide una radiación de carácter electromagnético, como es el caso de la luz solar, generándose un electrón libre con carga negativa y un átomo que al perder el electrón queda con carga positiva.



Efecto fotoeléctrico

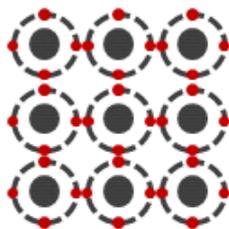
Es la emisión de electrones por parte de un material cuando sobre el mismo incide una radiación de carácter electromagnético.

Sin embargo para aprovechar dicho efecto es necesario intervenir de forma inmediata, ya que de no hacerlo, los electrones libres se recombinan de forma espontánea sin generar corriente eléctrica.

La solución radica en crear el entorno apropiado para reconducir las cargas positivas y negativas a extremos opuestos de una célula fotovoltaica, generando una diferencia de potencial y con ello la circulación de electrones: en resumen, corriente eléctrica.

Para ello partiremos de lo que se denomina un **semiconductor** en estado puro, sin impurezas, y por lo tanto en equilibrio con un número equivalente de electrones libres (cargas negativas) y huecos (cargas positivas).

En el caso de incidir la luz solar sobre el material se liberan electrones en el mismo número que huecos y la recombinación será automática, volviéndose al equilibrio cuando el aporte de energía exterior (luz del Sol) cese.



Malla de Silicio o Germanio

Los materiales más empleados en celulas fotovoltaicas son el **silicio y germanio**, ambos con 4 electrones en su órbita más externa (por lo que se les denomina tetravalentes)

Bajo el estímulo de la luz solar o un aumento de la temperatura los enlaces entre sus átomos se rompen, desprendiéndose electrones libres y "huecos"

Figura 1. Malla de silicio o germanio

Imaginemos ahora que mezclamos nuestro material en estado puro con una serie de impurezas que mejoren su conductividad eléctrica, permitiendo que el balance total electrones-hueco ya no sea neutro, sino positivo o negativo.

Es lo que se conoce como un **semiconductor dopados**, que pueden ser de 2 tipos: tipo N y tipo P.

a. Semiconductor tipo N

Semiconductor con impurezas de un material que **aporte cargas negativas**.

Si estamos trabajando con silicio o germanio de base, las impurezas será pentavalentes (5 electrones de valencia) como fósforo, arsénico o antimonio, ya que aseguran que 1 electrón permanezca libre:

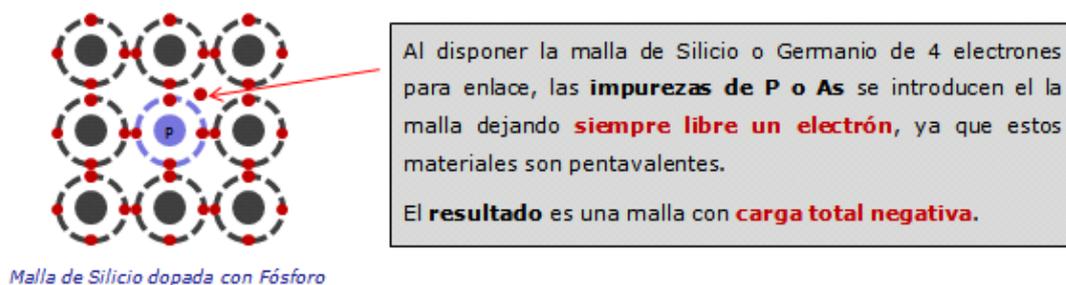


Figura 2. Esquema de una malla de material semiconductor dopado tipo N

b. Semiconductor tipo P

Semiconductor con **impurezas de un material que aporte cargas positivas**.

Si estamos trabajando con silicio o germanio de base, las impurezas **serán trivalente** (3 electrones de valencia) como aluminio, galio o **boro**, asegurando que al menos **un átomo tendrá un hueco libre en su banda de valencia**.

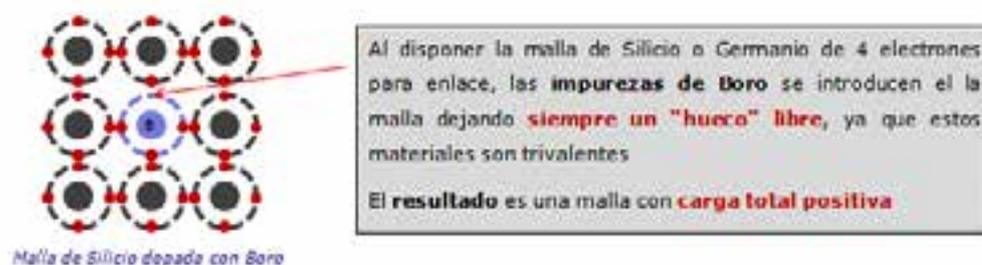


Figura 3. Esquema de una malla de material semiconductor dopado tipo P

Con esta operación de dopado hemos logrado dos materiales semiconductores con cargas globales distintas, que a continuación uniremos en una misma célula solar para generar una diferencia de potencial entre sus caras, y con ello la transmisión de electrones.



Recuerda

El efecto fotoeléctrico consiste en la emisión de electrones por parte de un material cuando sobre el mismo incide la radiación solar. Para conseguir que los electrones no se recombinen espontáneamente se recurre a materiales con carga positiva (semiconductor P) y negativa (semiconductor N).

1.2 Formación de una célula fotovoltaica

Una célula solar básica es un material semiconductor al que en su parte inferior se añaden impurezas de tipo P y de tipo N en su cara superior.

En la unión entre ambos materiales se produce de forma natural una barrera de potencial que aísla las cargas negativas en la región N y las positivas en la región P.

Con ello se consigue una **barrera de potencial PN** en el interior del material que **impide a los electrones e iones positivos re-combinarse libremente**.

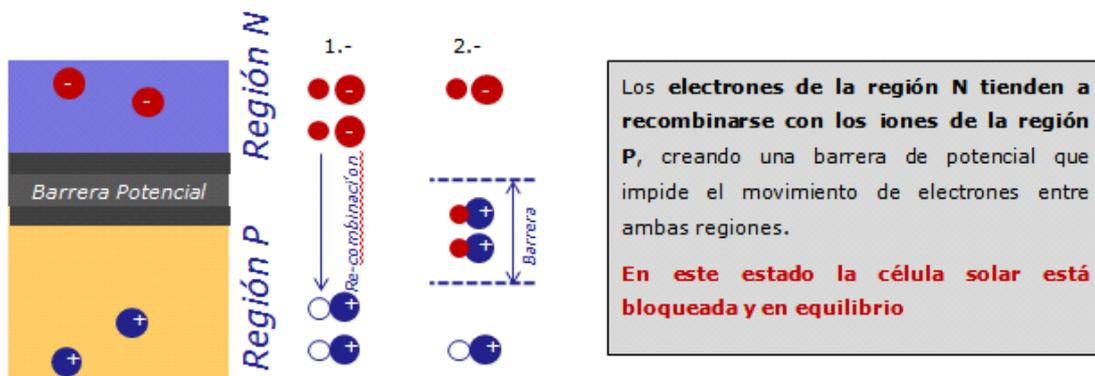


Figura 4. Esquema de sección de una célula fotoeléctrica como unión de una región N y P

Cuando la célula solar **es iluminada en la zona N se generan electrones libres** que “presionan” la barrera de potencial creada, la cual los repele, separando dos zonas en la célula fotoeléctrica con cargas distintas, y con ello

una diferencia de potencial o tensión entre ambos bordes conocida como **Tensión de circuito abierto (U_{oc})**.

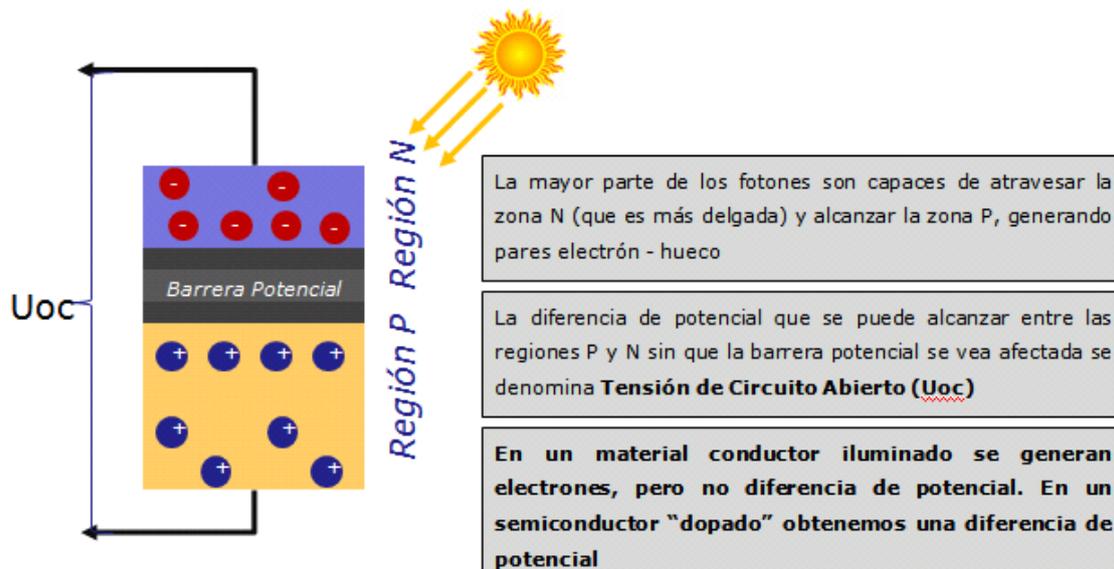


Figura 5. Tensión de circuito abierto en una célula fotovoltaica

Ya disponemos de una diferencia de potencial, pero aún no de una corriente eléctrica.

Si conectamos **la región N y la P de forma externa**, el flujo de electrones ya no se produce de forma directa en el interior de la célula a través de la barrera PN, sino por el exterior del material.

Gracias a la diferencia de potencial, los electrones fluirán de la zona N a la P creando una corriente que aumentará con la energía suministrada (radiación o temperatura).

Es lo que se conoce como **intensidad de cortocircuito (I_{sc})** que es la máxima que puede ofrecer una célula fotovoltaica.

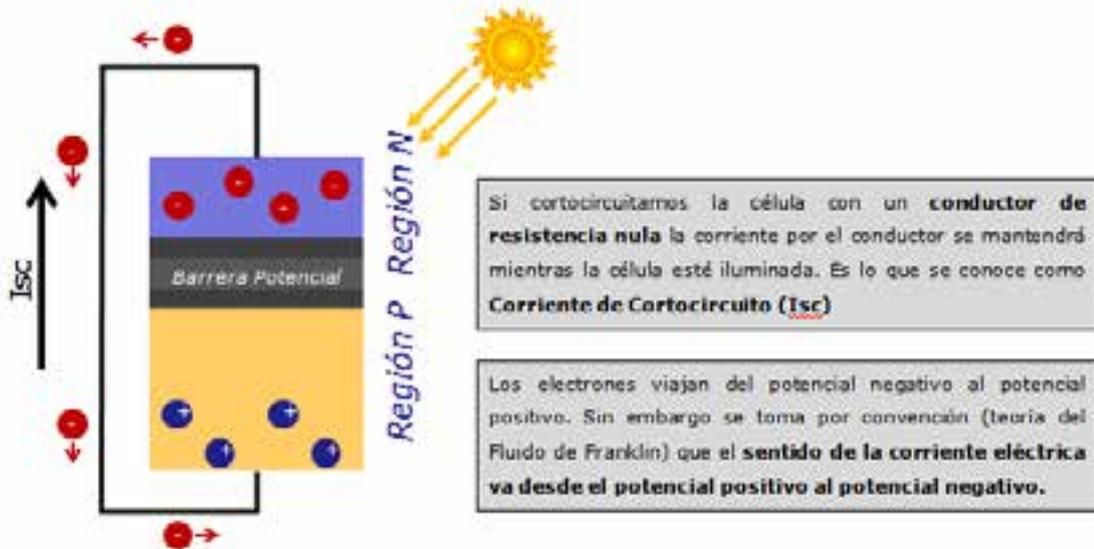


Figura 6. Intensidad de cortocircuito en una célula fotovoltaica

Nuestro objetivo parece haberse alcanzado, hemos conseguido generar una corriente eléctrica continua caracterizada por dos parámetros:

- **Intensidad de cortocircuito (I_{sc}):** máxima intensidad que la célula es capaz de generar,.
- **Tensión de circuito abierto (U_{oc}):** máxima diferencia de potencial que la célula es capaz de soportar.



Recuerda

Una célula fotovoltaica se compone de un semiconductor tipo N y uno tipo P. Entre ambos se genera una diferencia de potencial (tensión de circuito abierto) que permite canalizar los electrones hacia el exterior por un conductor, generando corriente eléctrica (intensidad de circuito abierto).

1.3 Caracterización de una célula fotovoltaica

A estas alturas más de un lector se preguntará cómo todos los planteamientos físicos convergerán en una aplicación práctica, y este es el caso de las denominadas curvas características de una célula fotoeléctrica que podemos encontrar en los manuales y fichas técnicas de distintos fabricantes.

Una curva I-U representa las variaciones de la intensidad y el voltaje de una célula para irradiancia y temperatura constantes.

En ellas podemos apreciar cómo la intensidad máxima que puede generar una célula corresponde a su intensidad de cortocircuito (I_{sc}), mientras que su tensión máxima es la tensión de circuito abierto (U_{oc}).

La célula presenta una primera parte de la curva en la que la producción de electricidad es estable, mientras que alcanzado el denominado “punto de ruptura” los electrones atraviesan la barrera PN y comienzan a re-combinarse libremente en el interior de la célula, disminuyendo la producción eléctrica hacia el exterior.

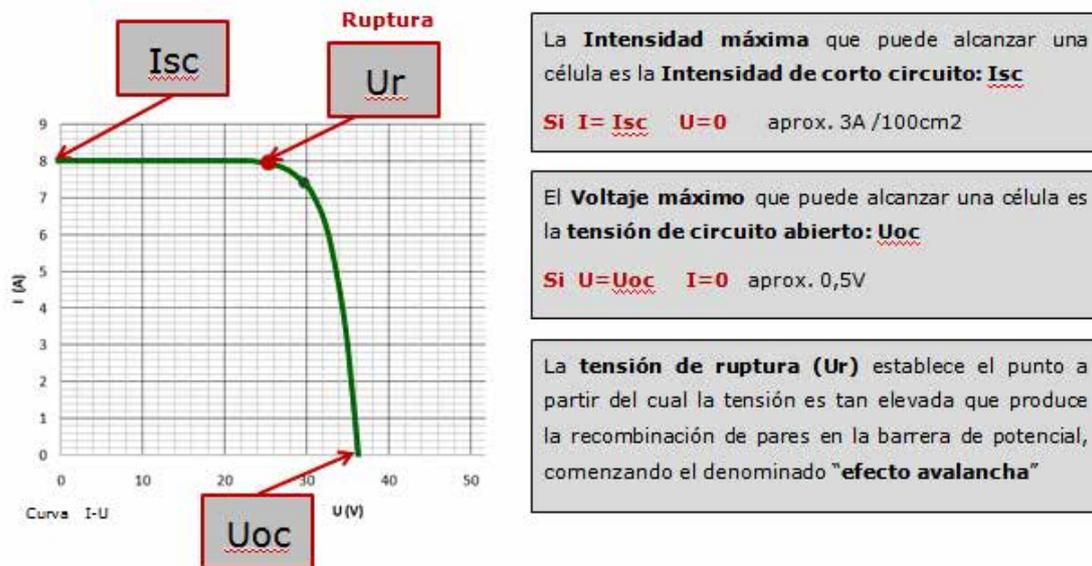


Figura 7. Curva IU de una célula fotoeléctrica

Que los valores máximos de intensidad y tensión se den en los extremos de la curva no quiere decir que correspondan a la máxima potencia que podemos generar.

Dado que un dispositivo fotovoltaico es un generador de corriente continua, se puede aplicar la relación entre potencia eléctrica (W), intensidad y tensión ($P = I \cdot U$) para crear una gráfica que relacione la potencia eléctrica generada en la célula con la tensión:

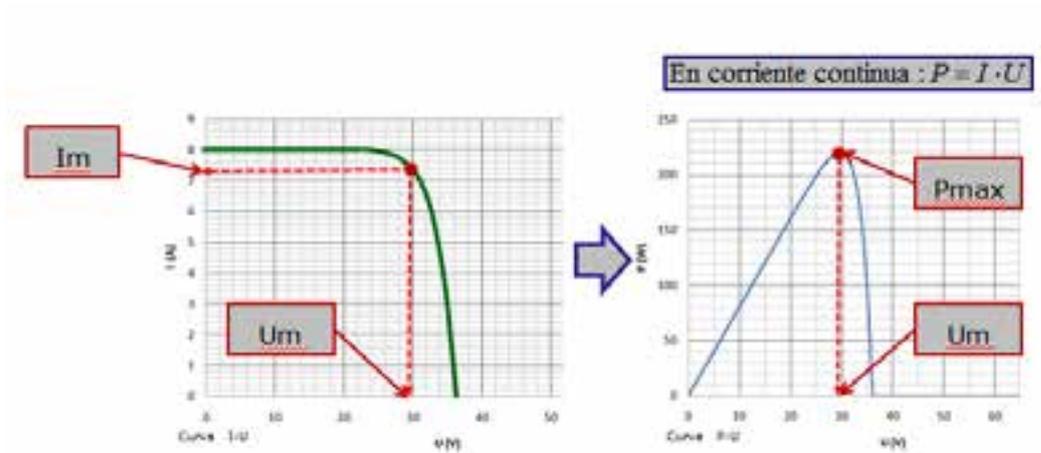


Figura 8. Relación entre intensidad, tensión y potencia en una célula fotoeléctrica

Comprobamos que los extremos de la curva I-U corresponden con valores nulos de generación de potencia, por lo que en realidad el punto de funcionamiento que más nos interesa es precisamente el máximo de la curva potencia – tensión (P-U).

Aparecen de este modo dos nuevos valores asociados al punto de inflexión de la curva P-U que representa la máxima potencia (Pmax) que la célula puede ofrecernos: la Intensidad máxima (Im) y la tensión máxima (Um).

Así son **4 los parámetros que caracterizan una célula fotovoltaica**, y por lo tanto a un módulo o panel solar:

Condiciones máximas que puede alcanzar:

- **Uoc**, tensión circuito abierto.
- **Isc**, corriente cortocircuito.

Condiciones relacionadas con la máxima potencia que puede generar:

- **Um**, tensión máxima.
- **Im**, intensidad máxima.



Recuerda

La curva IV de una célula o panel fotovoltaico es proporcionada por todos los fabricantes y expresa las condiciones de intensidad y voltaje que podemos esperar en su funcionamiento, y con ello la potencia eléctrica que el sistema puede ofrecernos.

2. TIPOLOGÍA DE CÉLULAS Y MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Las características de un modulo solar fotovoltaico dependen en su mayor parte del tipo de células que emplee. En este manual nos centraremos en las células fotovoltaicas que actualmente se comercializan para las aplicaciones en edificación fabricadas con silicio.

Según su estructura interna podemos distinguir **tres grandes grupos**:

2.1 Monocristalinas



Células monocristalinas

Son celdas fabricadas a partir de silicio puro en lingotes, fundido y dopado.

Se presenta en células individuales unidas entre sí con un color homogéneo azul-metal.

Su estructura está completamente ordenada con un comportamiento uniforme, pero su coste de producción es más elevado, lo que las convierte en las más caras del mercado, eso sí, con un precio continuamente en descenso.

Su mayor problema reside en el comportamiento frente a la temperatura (coeficiente térmico), entre otras causas por su color más oscuro.

2.2 Policristalinas



Células policristalinas

Células de estructura ordenada por regiones que presenta enlaces irregulares entre distintas zonas, lo que disminuye su rendimiento.

Su fabricación es similar a la del mono cristalino, pero con menos fases de cristalización, por lo que tiene menos pureza, ahorrando en costes de fabricación.

Su superficie se estructura en distintos cristales, por lo que su aspecto es de distintos tonos azulados.

Su comportamiento al calor es superior a las células monocristalinas, lo que en parte compensa su déficit de eficiencia.

2.3 Capa fina o *thinfilm*



Células de capa fina

Células cuya tecnología de fabricación está basada en una o varias capas delgadas de material fotovoltaico sobre un soporte semirrígido.

Se clasifican en función del material fotovoltaico empleado:

- Si-a, Silicio amorfo, eficiencia 6-10%.
- CdTe, Teluro de cadmio, eficiencia 9-11% (hasta 14%).
- CIS, Cobre indio galio, eficiencia 10-12%.

En general presenta un alto grado de desorden en su estructura cristalina, lo que disminuye su rendimiento entre 6-10%, si bien en consecuencia su coste es mucho menor.

Su maleabilidad unida a que las altas temperaturas y sombras tienen menor impacto en su comportamiento las hace un buen candidato para su integración en arquitectura, si bien su baja eficiencia obliga a ocupar una mayor superficie para igualar la producción eléctrica de las células convencionales.



Figura 9. Tipologías de módulos solares fotovoltaicos de silicio



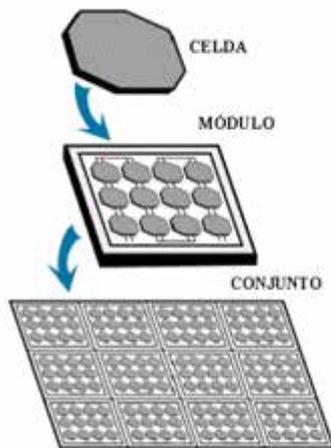
Recuerda

Existen tres grupos principales de células fotovoltaicas de silicio que según su mayor grado de pureza se ordenan en monocristalinas, policristalinas y amorfas.

3. CONFIGURACIÓN DE UN CAPTADOR FOTOVOLTAICO

Una célula solar típica de 100 cm² produce aproximadamente 1,5 kW, con una tensión de 0,5 V y una corriente en torno a los 3 A, lo cual es insuficiente para la mayor parte de aplicaciones.

Por ello las células solares agrupan conectándose en conjuntos de 36 a 96 (36/60/72/96) unidades denominados módulos fotovoltaicos.



Un módulo fotovoltaico debe.

- 1.- **Proteger las células solares** y sus conexiones
- 2.- **Aislar eléctricamente** el conjunto
- 3.- Darle **consistencia mecánica** para su manipulación
- 4.- Permitir su **conexión con otros módulos** para configurar conjuntos o generadores fotovoltaicos.

Figura 10. Formación de un módulo solar a partir de células individuales monocristalinas

Para cumplir sus funciones cada parte de un módulo solar tiene una misión específica:

3.1 Cubierta frontal de vidrio

Generalmente de vidrio templado entre 3 y 4 mm con buen comportamiento a la transmisión y radiación, con superficie anti reflexiva.

Proporciona protección contra los agentes atmosféricos, polvo y suciedad.

Su superficie interior es rugosa para una mejor adhesión al encapsulante de las células.

3.2 Encapsulante

Material plástico, generalmente Etil-Vinil-Acetato (EVA) en contacto directo con las células y sus conexiones.

Aporta estabilidad frente a vibraciones e impactos, acoplamiento (sin contacto) con las cubiertas frontales y posteriores, así como aislamiento eléctrico a las conexiones.

3.3 Cubierta posterior

Generalmente de TEDLAR, que confiere junto a la cubierta frontal protección frente a la humedad al módulo aislándolo eléctricamente.

Es habitual que sea opaco, para reflejar la luz solar que no recoge las células FV, si bien puede ser transparente para recibir la radiación reflejada en la parte posterior del módulo, todo depende de su uso y ubicación.

3.4 Marco

Generalmente de aluminio anodizado, proporcionando rigidez y resistencia mecánica al módulo sin aumentar en exceso su peso. Se une al resto de componentes mediante una **junta de estanquidad**.

Proporciona un **sistema de fijación** y combinación con otras estructuras sustentantes.

Nunca debe mecanizarse para evitar vibraciones que pudieran afectar a las células o romper los vidrios de las cubiertas.

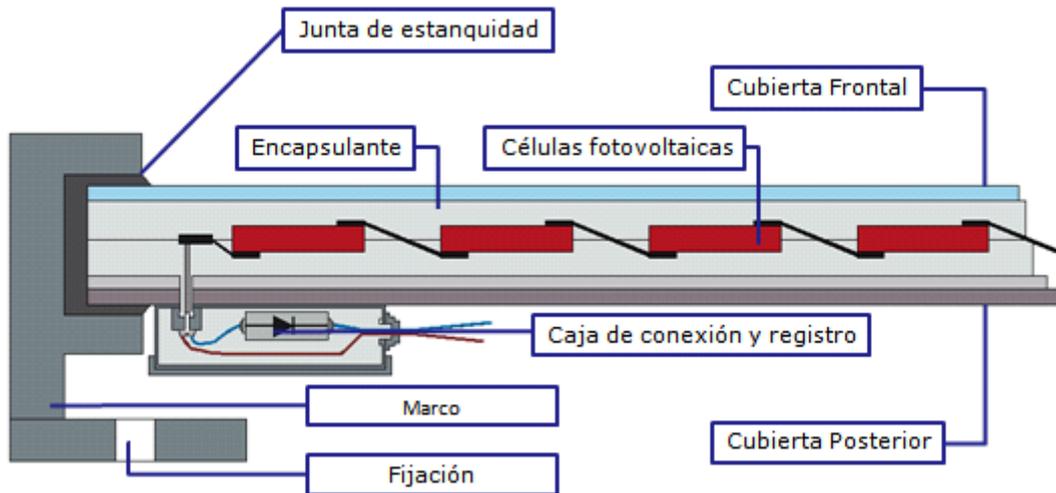


Figura 11. Esquema en sección de un módulo de células monocristalinas

3.5 Células fotovoltaicas

La conexión de las células en el interior del panel se realiza mediante **cintas metálicas** entre la **parte superior** (región N) de una célula y la **posterior** (región P) de la siguiente.

Tanto la **parte superior** como la **inferior** cuentan con una **rejilla o grid** de material **conductor**, formado a su vez por contactos delgados que permiten pasar la luz solar y contactos gruesos que canalizan la corriente desde la **región N (electrodo negativo) a la P (electrodo positivo)**.



Figura 12. Vista posterior de las conexiones en un módulo solar monocristalino

Al estar **constituido por la conexión de varias células** solares las características de un módulo **dependen de:**

- Las características de las células que le componen.
- La asociación serie – paralelo de las mencionadas células.

Si todas las células del módulo son iguales (algo habitual) y trabajan en las mismas condiciones, se cumple:

- Tensión módulo= Tensión de célula x número células en serie.
- Intensidad módulo= Intensidad célula x número de células en paralelo.
- Potencia módulo= Potencia célula x nº células en serie x nº células en paralelo.

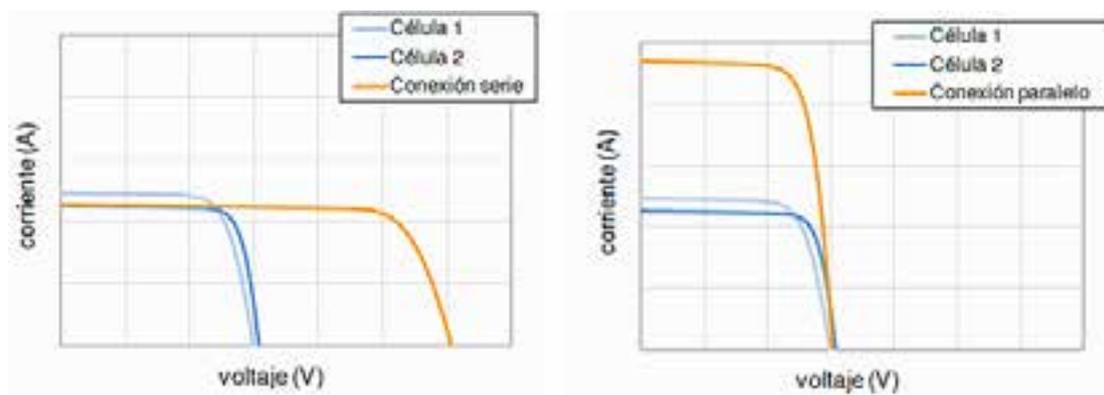


Figura 13. Variación de la intensidad y potencia de un módulo solar según la conexión serie – paralelo de sus células



Recuerda

Un módulo fotovoltaico se compone de varias células envueltas de un material encapsulante y rodeadas de un marco de protección y dos cubiertas (frontal y posterior).

Las características totales del módulo las determina las de las células y su asociación en serie o paralelo.

La conexión puede ser en serie (aumento de la tensión) o ramas en paralelo (aumento de la intensidad), según las condiciones finales de intensidad y tensión deseadas en el panel, lo que por lo **general implica entre 36 y 96 células por modulo.**

4. CARACTERÍSTICAS ESTANDARIZADAS DE UN MÓDULO SOLAR

Según las definiciones anteriores las propiedades de un módulo solar dependen directamente de sus células solares y la forma de asociarlas.

Las ecuaciones descritas también nos indican que la cantidad de energía generada por un panel solar es directamente proporcional a la cantidad de radiación recibida por lo que para comparar distintos paneles en igualdad de condiciones deberemos establecer unos parámetros estandarizados de funcionamiento, las denominadas Condiciones Estándar de Medida conocidas por sus siglas en español (CEM) o en inglés (STC):

- Temperatura de célula 25 °C.
- Irradiancia solar 1000 W/m².
- Masa de aire AM 1,5.

4.1 Potencia pico (Wp)

La potencia máxima generada por un módulo solar en condiciones STC se denomina **Potencia pico (Wp)**, y como en casos anteriores se relacionará de forma directa con una **intensidad pico (Impp)** y una **tensión pico (Umpp)**:



Potencia pico

La potencia pico del panel (Wp) es el valor que convencionalmente nos aportan los fabricantes de módulos solares para distinguirlos.

Que un panel sea capaz de generar 250 Watios pico no quiere decir ni mucho menos que siempre los esté produciendo, sino que cuando reciba 1.000 W/ m² de irradiancia y las células solares que lo componen estén a 25 °C de temperatura, el panel producirá 250 Watios de potencia.



Recuerda

La potencia pico aportada por un fabricante es la energía que el modulo fotovoltaico es capaz de suministrar si se dan las condiciones estándar de radiación y temperatura de sus células.

De esta sencilla equivalencia nace el concepto de **hora pico solar (HPS)**, concebido como los “grupos” de 1.000 W/m^2 que podemos realizar con la irradiación solar real de una localidad.

Decir que disponemos de 3,2 HPS equivale a decir que la irradiancia recibida es de 3.200 W/m^2 , que en el ejemplo que hemos puesto equivalen a $250 \text{ Wp} \times 3,2 \text{ HPS} = 800 \text{ Watos}$.

De esta forma la potencia nominal o pico de un módulo solar (Wp) caracteriza el panel empleado mientras que las horas pico solares (HSP) de la zona nos indican las posibilidades de aprovechamiento de la radiación solar en una determinada localidad.



Recuerda

Una hora pico solar (HPS) es el equivalente a 1.000 W/m^2 de irradiación solar.

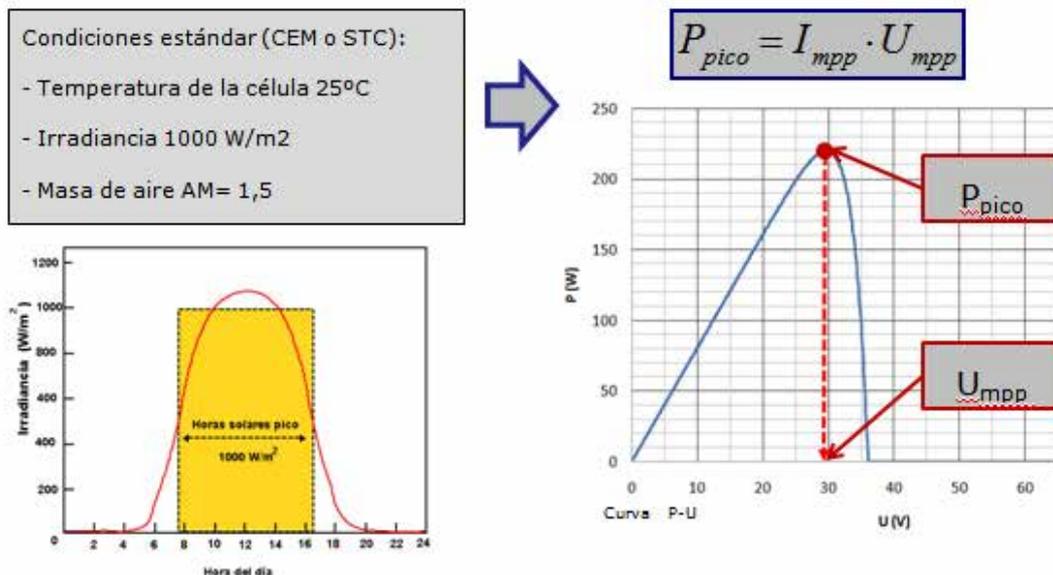


Figura 14. Relación entre potencia pico, condiciones estándar y hora pico solar

4.2 Factor de forma (FF)

El **factor de forma** (FF) representa, para condiciones estándar de funcionamiento, la relación entre la potencia máxima de la célula ($I_{mmp} \times U_{mmp}$) y la potencia teórica que se asignaría a los valores máximos de intensidad y potencial ($I_{sc} \times U_{oc}$).

El factor de forma es siempre inferior a la unidad e indicativo de la calidad de la célula solar, que será mejor cuanto más se acerque FF a la unidad.

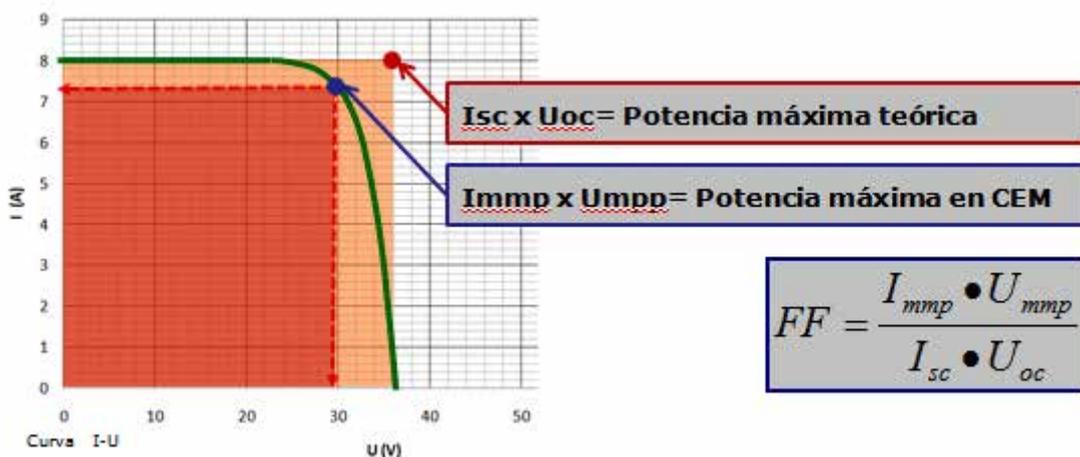


Figura 15. Factor de forma de un módulo solar

4.3 Eficiencia

La **eficiencia o rendimiento en la conversión** depende de forma directa de la tecnología del panel que estemos empleando, y expresa el porcentaje de energía solar recibida por la célula que es convertida en energía eléctrica, en condiciones estándar de iluminación.

Depende de diversos factores, y de forma global, el silicio como material tiene un límite teórico de eficiencia del 25%, si bien en la práctica es menor según la pureza del material y tecnología empleados.

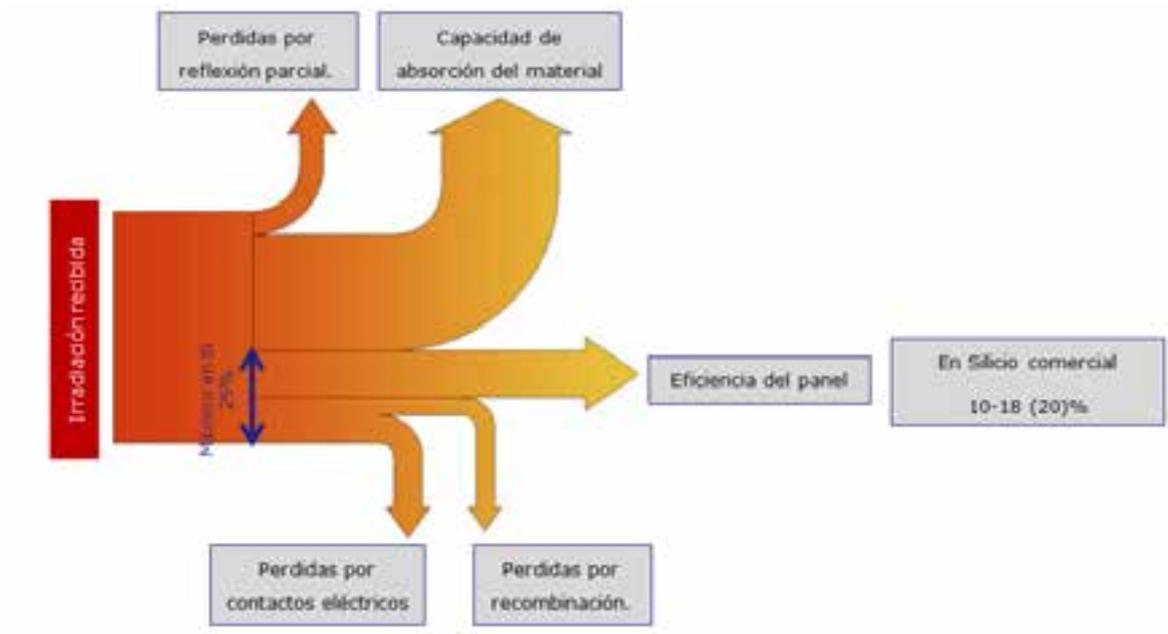


Figura 16. Eficiencia teórica de una célula de silicio

Tipología1	Eficiencia (%)	Descripción
Silicio Monocristalino	14-18%	Estructura cristalina uniforme. Alto coste de fabricación
Silicio Policristalino	10-14%	Estructura cristalina no uniforme. Menor coste de fabricación
Silicio Amorfo	6-10%	Estructura no cristalina. Bajo coste de fabricación

Figura 17. Eficiencia de células de silicio según su tipología



Recuerda

La eficiencia propia del material del módulo solar y su factor de forma determinan la eficacia en la transformación de la radiación solar en energía.

4.4 Efecto de la irradiación

Las condiciones de funcionamiento de una célula solar vienen referidas a condiciones estándar que raramente se reproducen: $G = 1.000 \text{ W/m}^2$ y T^a de célula $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Las variaciones en la intensidad de la irradiación influyen en la corriente fotogenerada, y con ello de forma decisiva en la Intensidad de Cortocircuito (I_{sc}), mientras que la U_{oc} se ve muy poco afectada.

Podemos establecer una relación directa entre las condiciones STC declaradas por el fabricante y las de funcionamiento real del panel según la radiación de la localidad:

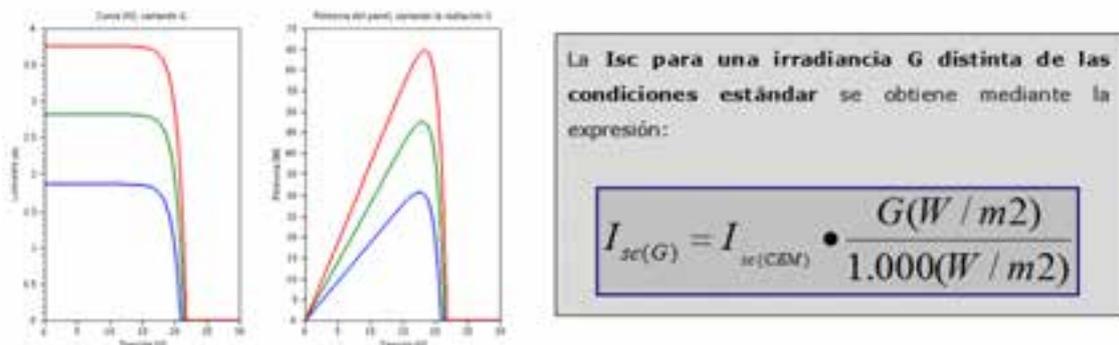


Figura 18. Variación de la intensidad y potencia de una módulo solar con el aumento de radiación

Como podemos observar la curva de potencia P-V es superior para el módulo con mayor radiación (curva roja).

Por tanto la potencia generada por una célula solar será mayor cuanto mayor sea la irradiancia recibida.



Recuerda

El aumento de la radiación sobre un módulo fotovoltaico aumenta la intensidad generada y mantiene prácticamente inalterable la tensión.

4.5 Efecto de la temperatura

Un aumento de la temperatura de las células no es más que un aporte de energía en forma de calor.

El **punto de trabajo ideal de una célula** se sitúa en las **condiciones estándar (T_{célula} 25 °C)**, a partir de los cuales la temperatura exterior afecta a la temperatura de la célula modificando los valores de trabajo de intensidad y sobre todo de tensión.

Para establecer el efecto de la temperatura sobre un módulo solar los fabricantes nuevamente establecen su comportamiento en condiciones estandarizadas, conocidas en este caso como **Temperatura de Operación Nominal de la Célula o TONC**:

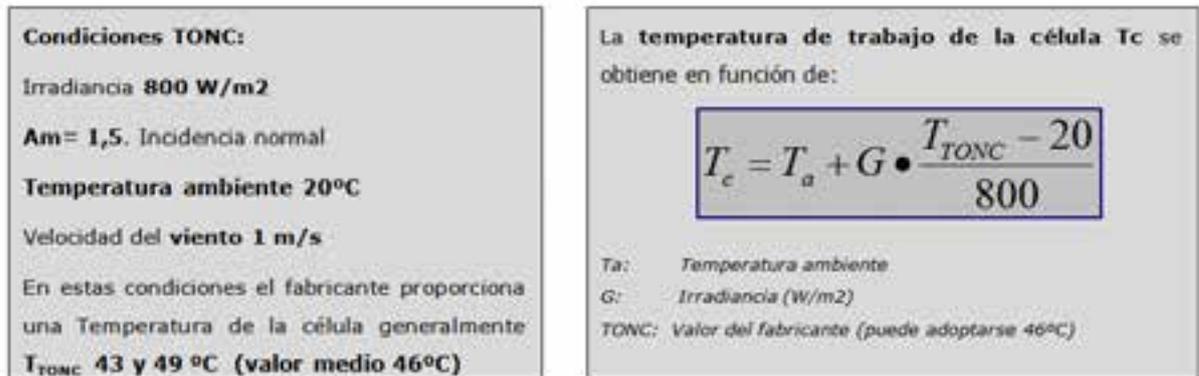


Figura 19. Condiciones de operación nominales (TONC) de una célula fotovoltaica

Gracias a esta relación podemos establecer la temperatura de funcionamiento real de la célula en función de la temperatura del aire (T_a) y de la temperatura declarada por el fabricante para condiciones TONC.



Ejemplo

Pongamos un ejemplo:

Ejemplo de calculo

Establecer la temperatura de una célula solar para condiciones: T° ambiente=30°C y $G=1kW/m^2$ (condiciones de irradiancia STC) si para condiciones TONC es de 46°C

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{T_{TONC} - 20}{800}$$

T_a : Temperatura ambiente
 G : Irradiancia (W/m²)
 $TONC$: Valor del fabricante (puede adoptarse 46°C)

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{T_{TONC} - 20}{800} = 30^{\circ}C + 1000 \cdot \frac{46 - 20}{800} = 62,5^{\circ}C$$

Los fabricantes ofrecen datos en condiciones CEM (o STC) de T° de célula= 25°C
 En general se pierde un 0,5% de potencia pico por cada °C de temperatura sobre los 25°C

Una vez que disponemos de la diferencia de temperatura entre las condiciones STC (25 °C) y las reales calculadas según el ejemplo anterior, podemos establecer las variaciones de intensidad, tensión y potencia que sufre el panel.

Para ello los fabricantes suelen proporcionar tres factores de corrección, ya sea en valor absoluto o porcentual:

- Coeficiente intensidad - Temperatura (A/°C o %/°C)

Especifica el aumento de la I_{sc} por grado de aumento de temperatura.

- Coeficiente de tensión – Temperatura (V/°C o %/°C)

Especifica la disminución de la U_{oc} por grado de aumento de temperatura.

- Coeficiente potencia – Temperatura (W/°C o %/°C)

Especifica la disminución de la Potencia por grado de aumento de temperatura.

Cada uno de estos valores nos permitirá establecer las variaciones de las características principales del panel (I , U , P) según la temperatura que

alcancen sus células sobre las condiciones estándar declaradas por el fabricante.

Ejemplo de calculo

Dado un modulo fotovoltaico de $U_{oc}=44V$ en condiciones CEM (25°C) con un coeficiente Tensión Temperatura de $-0,34\%/^{\circ}C$, establecer su U_{oc} de funcionamiento para una temperatura de célula de 50°C (aprox. 25°C ambiente)

$$\beta = \frac{\beta(\%)}{100} \cdot U_{oc}$$

$$\beta = \frac{-0,34\%}{100} \cdot 44V = -0,1496V$$

$$U_{oc}(50^{\circ}C) = U_{oc} + \beta \cdot (T_{célula} - 25) = 44 - 0,1496 \cdot (50 - 25) = 44 - 3,74$$

$$U_{oc}(50^{\circ}C) = 40,26V$$

A mayor temperatura... menor U_{oc} , y por lo tanto menor potencia

Este efecto de nuevo podemos representarlo de forma gráfica para un mismo panel con temperaturas de célula de 25, 50 y 70 °C.

Se observa cómo el panel que en condiciones STC (25 °C) es el que mayor potencia alcanza, mientras que a mayor temperatura, menor potencia (curva verde con temperatura de célula a 70 °C).

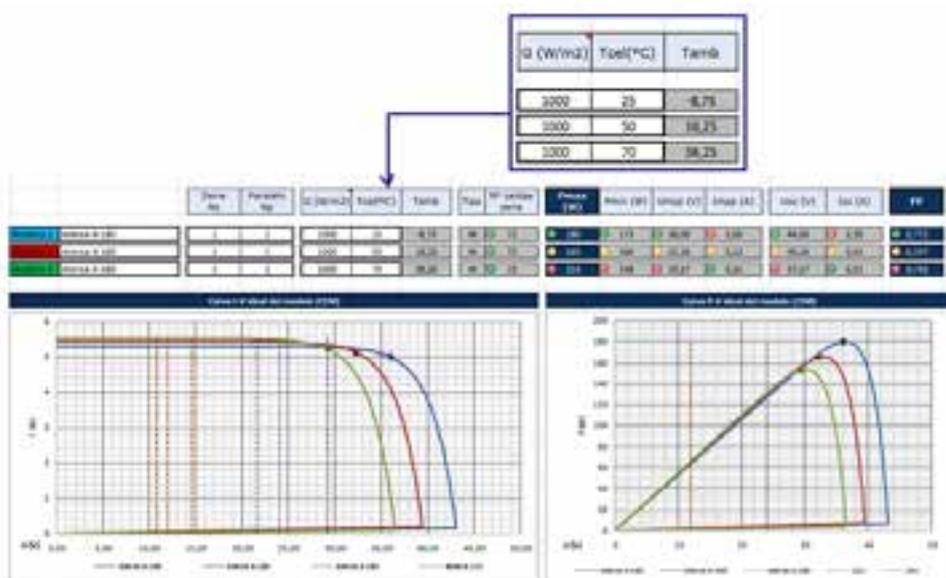


Figura 20. Variación de las propiedades de un modulo fotovoltaico con la temperatura

El proceso de incidencia de la temperatura en el funcionamiento de un módulo fotovoltaico podemos resumirlo en el siguiente esquema:

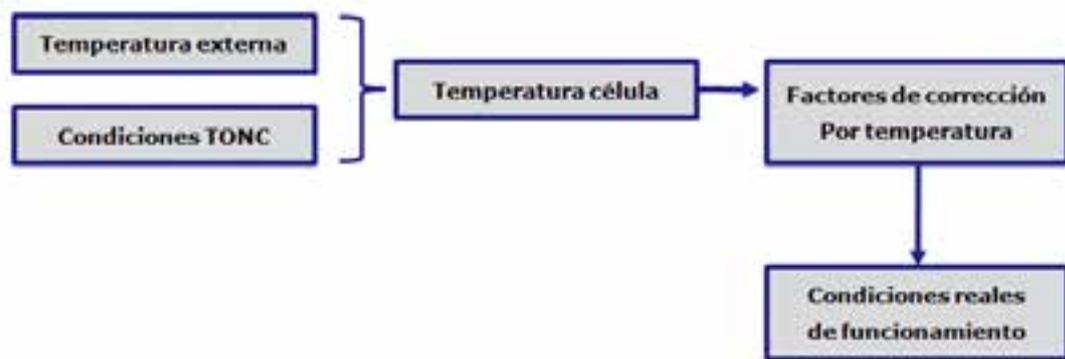


Figura 21. Modificaciones del funcionamiento de un módulo fotovoltaico según la temperatura externa

En resumen, sobre las condiciones estándar declaradas por el fabricante debemos corregir la potencia realmente desarrollada por el módulo solar según la irradiación y temperatura de la localidad en la que nos encontremos.



Recuerda

El aumento de la temperatura de las células disminuye la potencia generada por el módulo fotovoltaico.

5. DIODOS DE PROTECCIÓN

Las sombras y eventuales averías de una parte del módulo o grupo de generadores son circunstancias poco previsibles cuyo efecto como hemos comprobado puede llegar a ser ciertamente dañino, tanto para los equipos como para nuestras previsiones de producción de energía.

Para evitar esta situación los módulos solares cuentan con **diodos de protección y de by pass**.



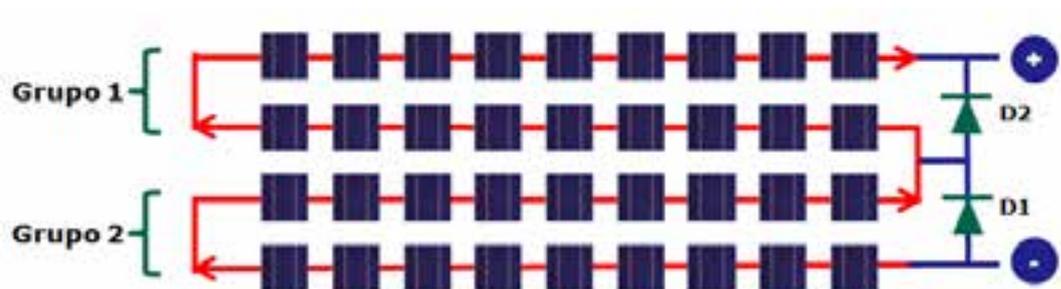
Diodo

Un diodo es un elemento que permite el flujo de la corriente en un solo sentido y bajo unas condiciones de intensidad y tensión.

5.1 Diodos de by pass

Los **diodos de by pass** permiten **cortocircuitar la célula o módulo en serie** que presenta problemas para que el conjunto no se vea afectado, desviando la corriente que circula por él. En cierto modo suponen un “puente” que permite evitar la parte afectada para que el resto del equipo siga funcionando en condiciones normales.

En consecuencia se pierde tensión en el conjunto, al contar con un elemento menos en la serie, pero no potencia, ya que el panel que generaba menor intensidad queda anulado.



Conexión de 36 células en serie y posición de diodos de by pass: 2 Diodos para sectorizar 2 grupos de 18 células

Figura 22. Disposición de diodos de bypass en un modulo solar

El ejemplo de disposición del gráfico superior representa la asociación de 36 células en serie con 2 diodos de protección que permiten sectorizar el panel en 2 grupos de 18 células, garantizando que al menos la mitad del panel mantendrá un funcionamiento adecuado.

Por lo tanto cuanto mayor sea el número de protecciones (diodos), mayor será la previsión frente a averías o sombras. La mayoría de los módulos incorporan de 2 a 3 diodos de paso por grupos de células en la caja de conexiones, ya que disponer de uno por elemento no sería económico.

Esta misma técnica se aplica en las conexiones entre paneles, para evitar que las sombras arrojadas sobre un módulo puedan afectar al funcionamiento de todo el conjunto, lo que permite a cada panel trabajar de manera independiente:

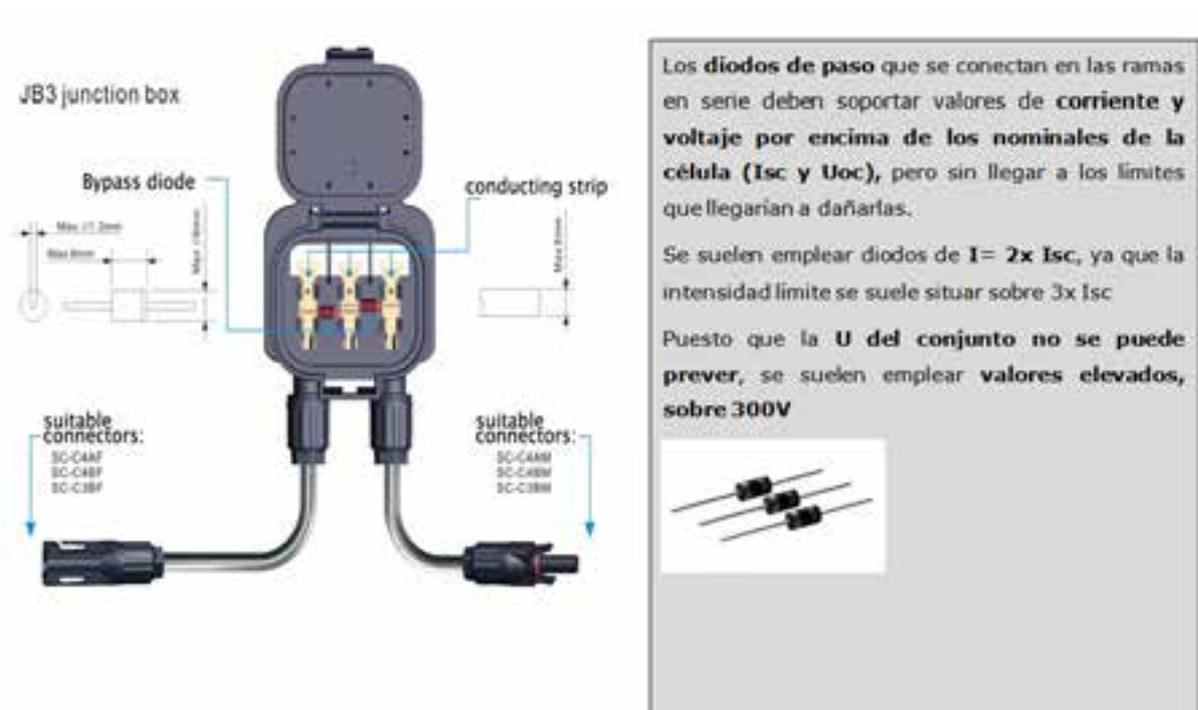


Figura 23. Disposición de diodos de bypass en la conexión entre módulos solares

5.2 Diodos de bloqueo

Los diodos de bloqueo se emplean en las asociaciones en paralelo para evitar ramas con distintas tensiones de trabajo que conviertan los módulos o células en receptores, disipando potencia y aumentando su temperatura.

Por ello en un conjunto de paneles se conecta un diodo en serie con cada rama, que sin embargo tienen el inconveniente de producir caídas de tensión de entre 0,5 y 0,7 V, lo que en un campo FV de 12 V supone cerca del 6% de la potencia.

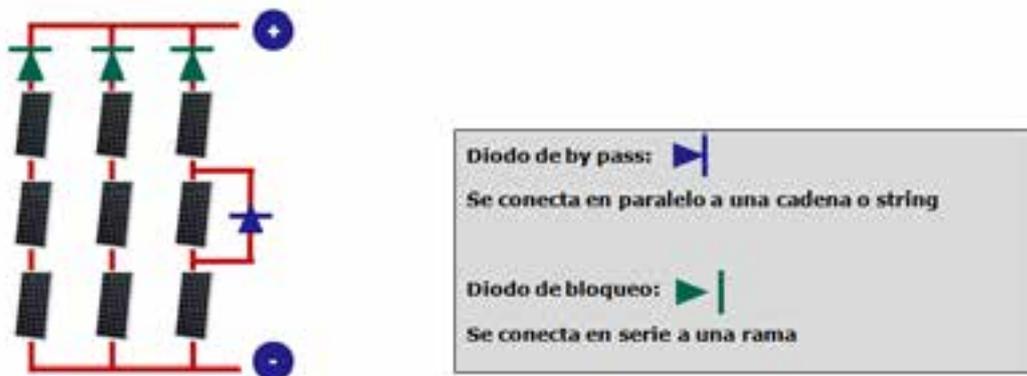


Figura 24. Disposición de diodos de de bloqueo y bypass en una campo de varios módulos



Recuerda

Los diodos de protección evitan que el mal funcionamiento de una célula o un módulo arrastre al conjunto de la instalación.

Los diodos de *by-pass* se instalan en paralelo, los de bloqueo en serie.

6. IDENTIFICACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE UN PANEL SOLAR

Los **fabricantes identifican** sus paneles **según su composición** (Si-m, Si-p o Si-a) y **la potencia pico que son capaces de generar (W)**.

Las hojas de fabricante deben incluir las siguientes características según **norma UNE 50380: 2003**.

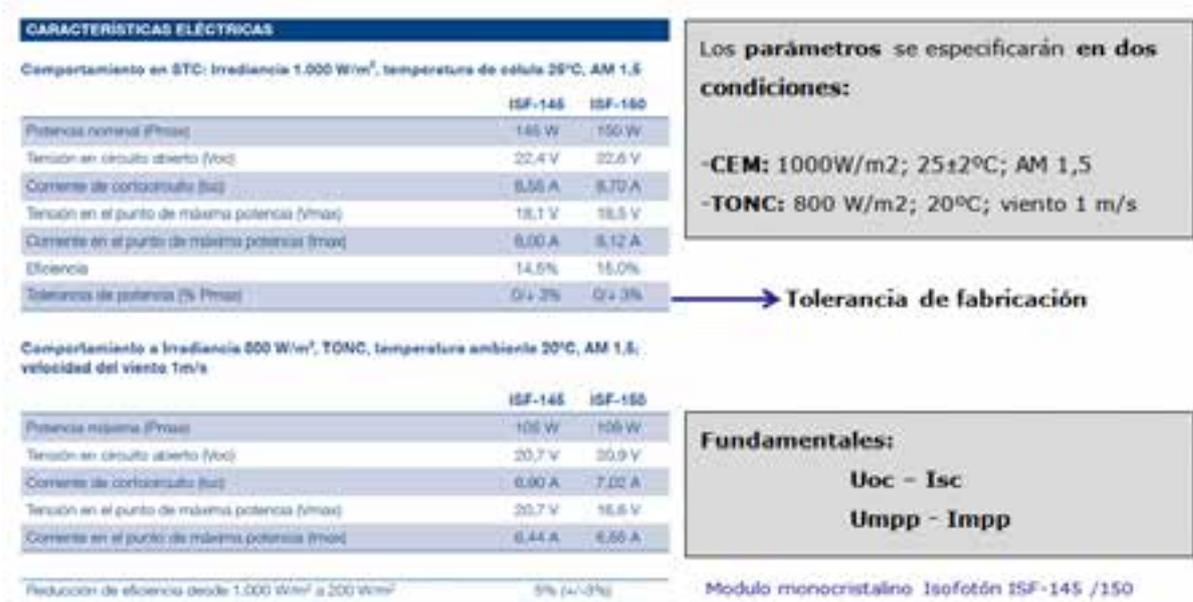


Figura 25. Ficha comercial de características eléctricas un módulo fotovoltaico. Fuente Isotafón

Además de los datos de comportamiento eléctricos, en las hojas del fabricante deben recogerse los parámetros térmicos de funcionamiento, **o características de operación**.



Figura 26. Ficha comercial de características de operación de un módulo fotovoltaico. Fuente Isotafón

Así como sus características mecánicas, en particular dimensiones y peso:

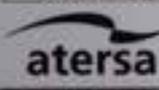
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Célula solar	Células Monocristalinas - 156 mm x 156 mm (6 pulgadas)
Número de células	36 células en configuración 4 x 9
Dimensiones	1615 x 962 x 30,5 mm
Peso	13,2 Kg
Vidrio	AA Transparencia microestructurado y templado de 3,2 mm (EN 12150)
Marco	Aluminio anodizado y forma de letra
Máxima carga admisible	2400 Pa
Caja de conexión	IP 65 con 3 diodos de bypass
Cables y Conector	Cables solar de 1 in y aislación E-imp. Conector MC4 a compatible

Tipología y características mecánicas

Protecciones y Conexiones

Figura 27. Ficha comercial de características mecánicas de un modulo fotovoltaico. Fuente Isofoton

Los **datos de comportamiento eléctrico** también pueden encontrarse en las etiquetas de cada uno de los paneles:

PHOTOVOLTAIC MODULE			
Model	A-140P		
P_{mp}	140 W	V_{oc}	22,36 V
V_{mp}	17,54 V	I_{sc}	8,42 A
I_{mp}	7,98 A	V_{max}	1000 V
ID	6P49-4x9	1002865	
S.N.	P1011210003032		
			
SPECIFICATIONS AT 1000W/m ² 25°C AM 1.5			
    			

Modulo policristalino Atersa A-140P

Modelo

Comportamiento eléctrico

Identificación

Condiciones de medida CEM

Figura 28. Etiqueta de características de un modulo fotovoltaico. Fuente Atersa



Recuerda

Las condiciones de funcionamiento de un modulo fotovoltaico vienen descritas con detalle en las fichas técnicas del fabricante, y resumidas en las placas de descripción de cada módulo solar.

7. GENERADOR FV. ASOCIACIÓN DE PANELES

Un generador fotovoltaico se compone de la asociación en serie (o *string*) y paralelo (o rama) de varios módulos.

Siendo I_m y U_m la intensidad y potencia máxima del módulo, se cumple que:

Asociación en serie (string):



$I_{\text{generador}} = I_{\text{módulo}}$
 $U_{\text{generador}} = N_s \cdot U_{\text{módulo}}$
Aumenta la tensión del conjunto

Figura 29. Asociación de módulos en serie

La conexión en paralelo se consigue conectando terminales positivos entre sí (al igual que los negativos). Su efecto inmediato es un aumento de la intensidad del conjunto:



Figura 30. Variación de las constantes de intensidad, tensión y potencia en la asociación de módulos en serie

Asociación mixta:

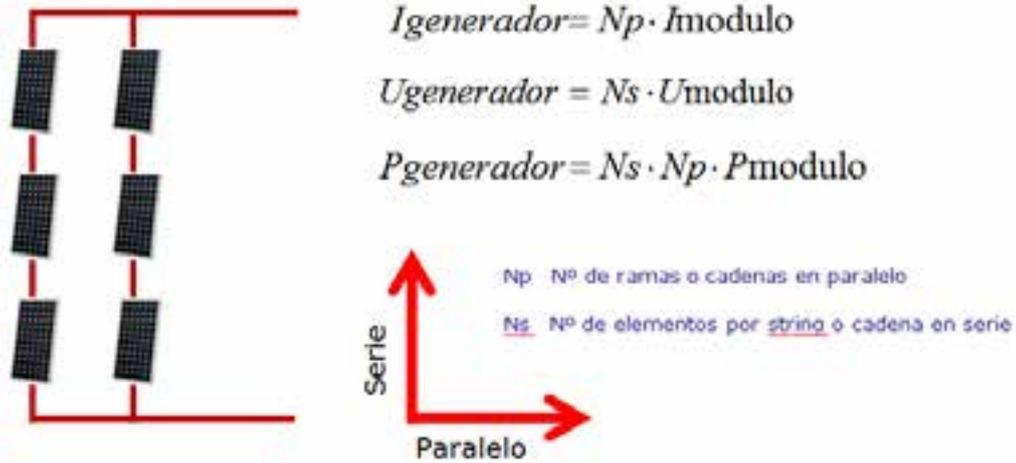


Figura 33. Asociación de módulos mixta serie - paralelo

Es el caso más común, ya que nos permite, partiendo de la repetición de un mismo módulo, alcanzar distintas combinaciones según nos interese.



Recuerda

La asociación de módulos en serie aumenta la tensión del conjunto. La asociación en paralelo aumenta la intensidad.

8. TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

La fotovoltaica aplicada a edificación busca reducir el consumo eléctrico de los edificios. En esta labor se encuentra con 2 problemas:

- **Un sistema fotovoltaico depende de la radiación solar**, que no siempre está disponible, por lo que se precisa de un sistema auxiliar de generación eléctrica que asegure cubrir la demanda del edificio.

- **La energía debe consumirse, acumularse o transportarse en el momento de su generación.** Los sistemas de almacenamiento eléctrico (baterías) no permiten su almacenamiento perpetuo y suponen asumir pérdidas entre lo generado y lo realmente consumido.

Visto de este modo lo más indicado sería consumir la energía eléctrica en el mismo momento de su generación. Es lo que se conoce como autoconsumo instantáneo, y solo es posible cuando consumo y generación están acoplados.

Sin embargo el caso habitual es precisamente el contrario, ya que el 90% de nuestro parque inmobiliario lo componen edificios residenciales en los que la ocupación es baja en las horas de mayor radiación solar (entre las 13:00 y 14:00 h) y máxima en la última parte del día cuando la radiación es mínima o nula (20:00 a 22:00 h).

Este panorama nos lleva a instalaciones fotovoltaicas en las cubiertas de los edificios con una elevada producción en la parte media del día que no pueden aprovechar y que al mismo tiempo presentan la necesidad de contar con un sistema auxiliar de apoyo por la tarde.

La solución a ambos problemas da lugar a las dos tipologías de instalaciones fotovoltaicas más comunes: instalaciones aisladas e instalaciones conectadas a red.

8.1 Instalaciones aisladas

Aquellas que no cuentan con suministro eléctrico de la red y por lo tanto deben acumular lo generado durante el día para su consumo en horas sin radiación solar.

En estas instalaciones deberemos disponer de un sistema de acumulación (baterías) y en ocasiones de un equipo auxiliar que emplee un combustible convencional (por ejemplo un generador a gasolina) o el aporte de otro medio renovable (por ejemplo un sistema eólico que por la noche nos proporcione electricidad).

8.2 Instalaciones conectadas a red

Eliminan la necesidad de baterías y equipos auxiliares con el respaldo de la red eléctrica, de manera que el consumo en horas solares vendrá dado por la instalación solar (autoconsumo). Cuando la producción fotovoltaica no sea suficiente la red eléctrica proporcionará el resto.

Queda por explorar el tratamiento de los excedentes de producción en el caso de instalaciones conectadas a red.

Un planteamiento posible es que los edificios que generen un superávit de producción cedan el mismo a la red general para que pueda ser consumido por otros edificios.

Esta inyección a la red en nuestro marco normativo viene siendo retribuida con una asignación económica que paulatinamente ha ido decreciendo, lo que ha provocado que en torno a 2008 las instalaciones fotovoltaicas se crearan buscando un fin comercial de venta de electricidad y en la actualidad se busquen alternativas en el autoconsumo de los edificios, es decir, generar tu propia electricidad para no depender de los precios fijados por los grandes operadores eléctricos nacionales.

Otra alternativa reclamada desde hace tiempo es que la cantidad de electricidad aportada por estas instalaciones a la red sea devuelta posteriormente y en la misma cantidad en períodos sin radiación solar. En cierto modo equivale a emplear la red eléctrica como “almacenamiento” de electricidad, y convertiría a los edificios en plenamente autosuficientes.

Es lo que se conoce como **balance neto**, y en la actualidad no está regulado en nuestro país, aunque sí en otros vecinos europeos lo que hace pensar en que en un futuro a medio plazo llegará a nuestras fronteras.

9. SISTEMAS AISLADOS

Por definición un sistema aislado no cuenta con el respaldo que la conexión a la red eléctrica puede ofrecer en el caso de una producción eléctrica por debajo de lo previsto. En consecuencia resultan fundamentales en su diseño dos factores:

- El consumo previsto, incluidas la pérdidas del sistema.
- La radiación solar disponible.



Figura 34. Esquema de factores de una instalación aislada

Un sistema FV aislado relaciona la radiación disponible con el consumo del sistema, por lo que tendremos que preguntarnos por el tipo de uso e intensidad de la instalación para determinar la demanda a la que debemos hacer frente:



Figura 35. Tipos de consumos en instalaciones aisladas



Recuerda

El principio de diseño de un sistema aislado es el consumo de electricidad al que debe hacer frente y su tipología, ya sea corriente continua (CC) o alterna (CA).

9.1 Diseño de un sistema aislado

Varias son las preguntas que nos permitirán seleccionar la configuración que mejor responda a nuestras necesidades.

1. Dado que un sistema fotovoltaico genera corriente eléctrica continua a una tensión variable según el tipo de panel (recordemos la relación entre potencia, intensidad y tensión abordada la unidad anterior), en primer lugar deberemos establecer si nuestro consumo será de corriente continua (CC), corriente alterna (CA) o ambas.

En función de la respuesta deberemos contar con los siguientes equipos:

- Convertidor de corriente continua, cuando la generación de nuestro sistema fotovoltaico se realice a un voltaje distinto al del consumo.
- Inversor de corriente, cuando precisemos consumir corriente alterna.

2. La segunda pregunta debe abordar la necesidad de contar con un **sistema de almacenaje**.



Consumo instantáneo

Cuando nuestro consumo se realice en el mismo rango horario que el aporte solar, y por lo tanto no precisaremos sistemas de almacenaje de la energía.

Es el caso típico de instalaciones de bombeo de agua en el medio agrario.



Consumo diferido

Cuando la producción solar se realiza en horarios distintos al consumo, como por ejemplo en la mayoría de los edificios. En este caso precisaremos almacenar durante el día la energía producida para poder consumirla tras la puesta del Sol.

Es habitual que puedan darse situaciones mixtas de consumo, por ejemplo en edificios de oficinas, en las que en las horas punta del día la radiación solar es máxima y una parte de la energía generada es consumida en el acto, mientras

que el resto se acumula para su uso en horario de tarde, sobre todo en invierno.

3. La última pregunta que deberemos hacernos es si precisamos de un equipo de apoyo, es decir, si somos capaces de garantizar con nuestro sistema fotovoltaico el suministro de energía o por el contrario consideramos oportuno contar con un equipo alternativo de generación, ya sea de tipo convencional generalmente mediante motores de combustión a gasóleo, o mediante la combinación con otras energías renovables.

En este último caso una buena práctica de hibridación entre energías renovables lo forma la combinación solar fotovoltaica – eólica, ya que ambas generan suministro eléctrico y por lo general las corrientes de aire son mayores precisamente cuando menor es la radiación, en invierno y en período nocturno.

A modo de resumen podemos establecer el siguiente esquema que abarca las distintas posibilidades de configuración del sistema:



Figura 36. Tipología de instalaciones aisladas

9.2 Esquemas de funcionamiento de un sistema aislado

Pasaremos a describir los esquemas de funcionamiento más comunes en instalaciones aisladas:

a. Sistemas aislados sin acumulación

Configuración directa

Se trata del sistema más sencillo pero al mismo tiempo menos utilizado, ya que tan solo genera intensidad cuando la radiación solar es suficiente, por tanto el consumo es instantáneo.

En CC se emplea en sistemas de tracción sencilla, ventiladores y sistemas de bombeo, generalmente con potencias reducidas de 1 a 100 W.

En CA se emplea para sistemas de bombeo y otros equipos de importante tracción (potencia de 100 a 10.000 W), mediante un inversor que convierte la CC generada en CA.



Figura 37. Sistema aislado de consumo directo

b. Sistemas aislados con acumulación

Acumulación. Producción de CC

Sistema estándar para bajo consumo diferido en CC, con potencias diarias de 1 a 1.000 W en los que la corriente generada es almacenada en una batería cuya carga gestiona un regulador.

El sistema sigue funcionando en CC, pero permite su uso fuera de las horas de mayor radiación.

Se trata de la configuración más empleada en el medio rural y en las primeras instalaciones fotovoltaicas de viviendas, que sigue en vigor en señalización viaria o sistemas de telecomunicación.



Figura 38. Sistema aislado de con baterías de almacenaje y consumo en corriente continua

Acumulación. Producción de CC a distinto voltaje

Similar al anterior pero con un convertidor CC/CC que eleva el voltaje del suministro.

Se suele emplear en sistemas de escaso voltaje que suministran a quipos telecomunicaciones y vídeo vigilancia (24 V) o emisores de señal tipo GPRS o WIFI (12 V).

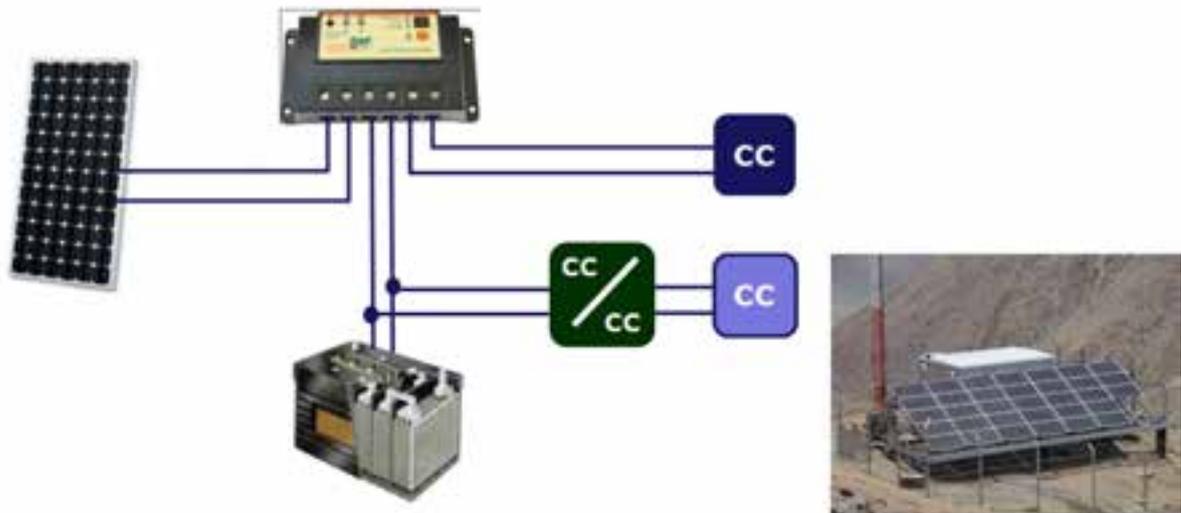


Figura 39. Sistema aislado de con baterías de almacenaje y consumo en corriente continua a distinto voltaje

Acumulación. Producción de CA

Se trata de la configuración más extendida en la actualidad para cualquier potencia, ya que la mayor parte de las cargas de consumo actúan en CA, empleando para ello un inversor CC/CA.

Su uso se centra en la electrificación de viviendas, explotaciones agrícolas, industrias, telecomunicaciones, repetidores de radio, etc.



Figura 40. Sistema aislado de con baterías de almacenaje y consumo en corriente alterna

Acumulación. Producción de CC y/o CA

Combinación de las configuraciones anteriores, aportando versatilidad al sistema.

Se emplea en sistemas con distintas necesidades de CA o CC, ya sea esta última a la misma tensión de salida o intercalando un convertidor CC/CC que eleve el voltaje de consumo.

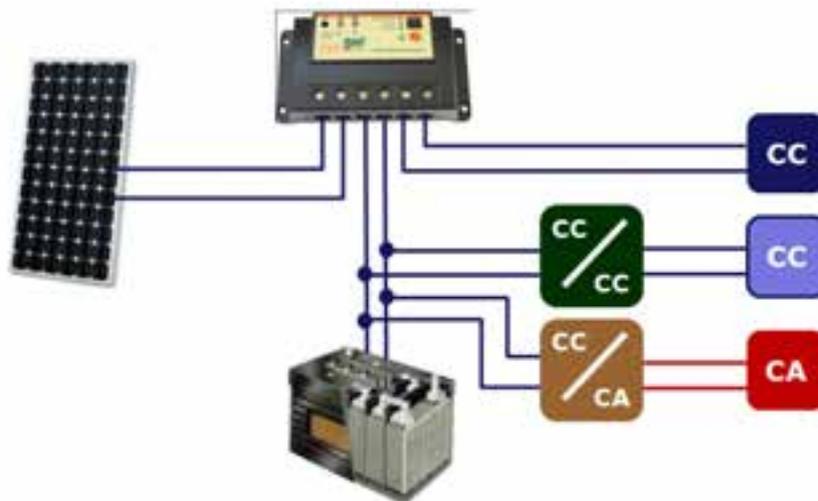


Figura 41. Sistema aislado de con baterías de almacenaje y consumo en corriente alterna y continua

c. Sistemas con apoyo

Acumulación + Sistema de apoyo convencional

Mediante un sistema de apoyo para la generación eléctrica se garantiza la carga de las baterías.

Se emplea en sistemas que necesiten garantizar el suministro independientemente de las condiciones climatológicas o corte del suministro principal.

Permite igualmente la carga de las baterías si su nivel está por debajo de lo aconsejado.

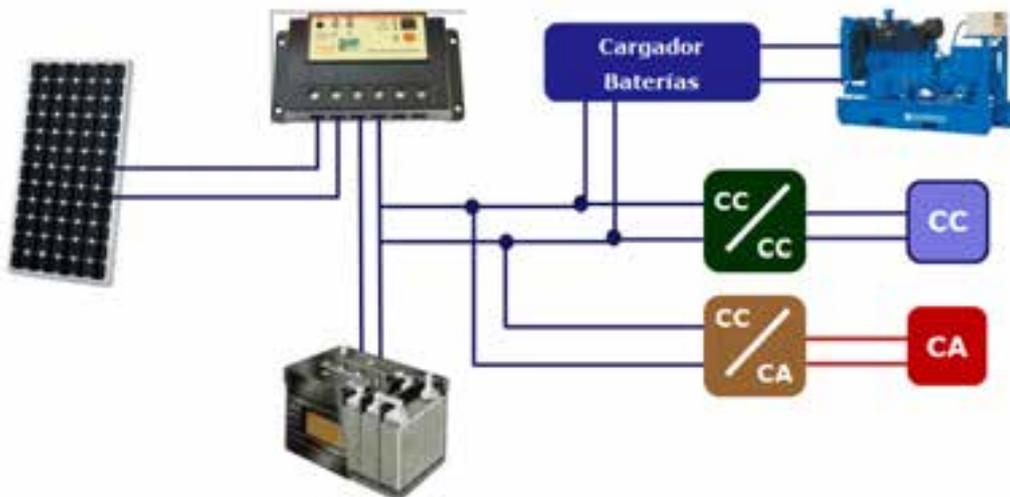


Figura 42. Sistema aislado de con apoyo de generador convencional

Acumulación + Sistema de apoyo EERR

Similar al anterior pero con uso de EERR de apoyo, siendo el caso más extendido el uso fotovoltaica – eólica.

En estos supuestos la energía de apoyo dispone de su propio regulador de carga bien para el consumo o para cargar las baterías.

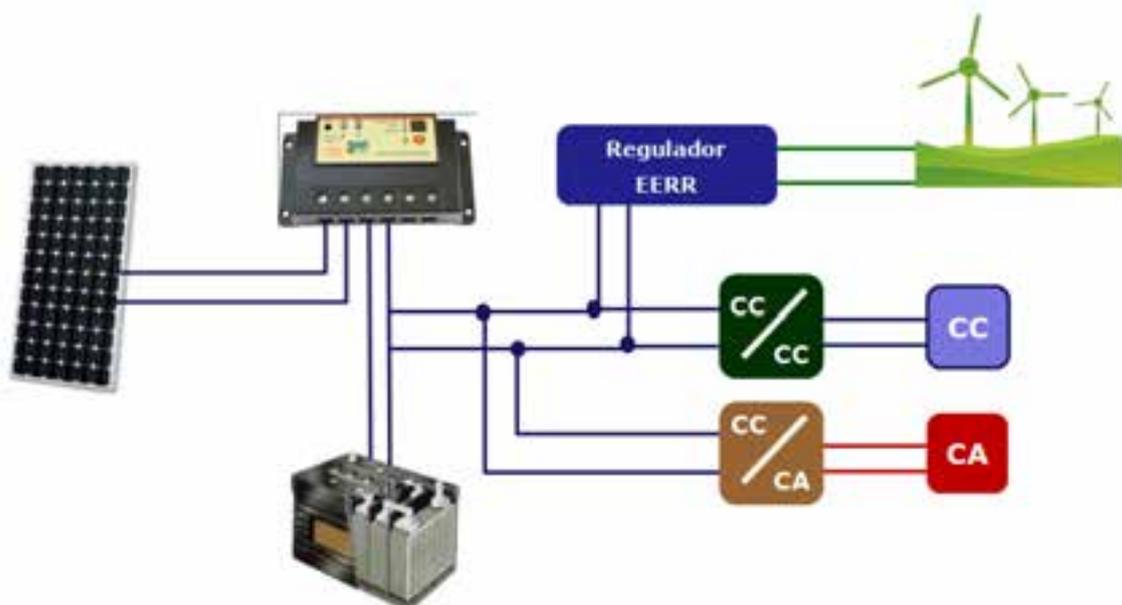


Figura 43. Sistema aislado de con apoyo de otras energías renovables

10. SISTEMAS CONECTADOS A RED

Un sistema conectado a red busca o bien la venta de la electricidad generada, el consumo instantáneo de la misma o una mezcla entre ambas.

En cualquiera de los casos lo que le diferencia es tener que trabajar en corriente alterna y con una tensión similar a la de la red (en nuestro país 230 V).

El esquema de funcionamiento es por tanto bastante más sencillo, y tiene como pieza principal el inversor de corriente que transforma la corriente continua generada por el campo fotovoltaico a electricidad que por sus características pueda ser empleada en la red sin provocar daños ni problemas en los equipos de consumo.

Otro elemento es el contador eléctrico que permita establecer cuanta energía se cede a la red (susceptible de cobro) y cuanta se consume (susceptible de pago).

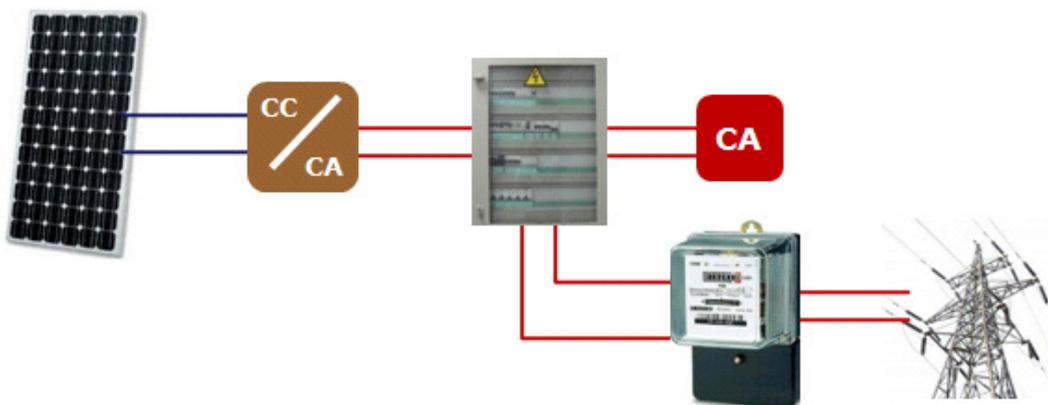


Figura 44. Sistema fotovoltaico conectado a red

En el caso de una instalación conectada a red su tamaño no viene impuesto únicamente por el consumo del edificio, sino también por la potencia máxima que el regulador eléctrico permite conectar a la red.

En la actualidad el autoconsumo eléctrico está regulado para instalaciones hasta 100 kW de potencia nominal conectada a un mismo centro de transformación o subestación, de manera que en la suma total no solo se contabiliza nuestra instalación, sino todas las que actúen conectadas a la misma infraestructura eléctrica.

Esta limitación establece la necesidad de un procedimiento administrativo en el que se deba consultar a la compañía eléctrica qué potencia es capaz de asumir la red y por lo tanto cuál es el límite de producción de nuestra instalación.

El resto de excedentes de producción eléctrica deberemos de garantizar que o bien son consumidos en nuestro propio edificio o disipados por otros medios siempre que no sean empleados por terceras personas (dejaría de ser autoconsumo).

**Recuerda**

Un sistema de conexión a red está limitado en su dimensión por las condiciones administrativas de conexión a la red establecidas por el operador de la zona.

11. COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

A continuación analizaremos los distintos componentes de un sistema fotovoltaico, tanto aislado como conectado a red:

- Batería.
- Regulador.
- Inversor.

11.1 Baterías

El empleo de baterías surge ante la necesidad de desfazar el período de producción fotovoltaica marcado por la radiación solar del consumo establecido por el perfil de uso de la instalación.



Batería

Es un dispositivo que permite transformar la energía eléctrica generada en energía química en un proceso reversible que posteriormente nos permitirá recuperara la mayor parte de la electricidad almacenada.

En una batería siempre hay que asumir una cierta pérdida, es decir siempre hay que introducir (cargar) entre un 5-20% más de lo que se puede recuperar, aumentando el porcentaje de pérdidas con el tiempo.

De manera básica, el funcionamiento del sistema es gobernado por otro equipo, el regulador de carga, de manera que cuando la producción fotovoltaica sea inferior al consumo demandado el regulador de carga solicitará a la batería la electricidad almacenada.

Por el contrario cuando la producción fotovoltaica sea superior al consumo, el sobrante será conducido por el regulador de carga a la batería para su almacenaje.



Figura 45. Esquema de regulación de la carga y vaciado de una batería fotovoltaica



Recuerda

Una batería permite almacenar la energía eléctrica generada en forma de energía química para su posterior uso.

a. Funcionamiento de una batería

Una batería se compone de un número determinado de elementos acumuladores en los que se produce la transformación de la energía eléctrica en química. Se componen de:

- Dos electrodos metálicos (ánodo y cátodo).
- Un electrolito en estado líquido o gel.

Las baterías más comunes en fotovoltaica son las basadas en una redacción de oxidación – reducción (o REDOX). Una reacción Redox se basa en el aumento o reducción de electrones en un átomo o grupo de átomos:

- Si pierde electrones, se oxida.
- Si gana electrones, se reduce.

Los dos fenómenos son simultáneos para que el número de electrones ganado y perdido sea similar.

Analicemos el proceso para el caso de las baterías más comunes empleadas en fotovoltaica, las de ácido – plomo.

Estado Inicial

Inicialmente la batería está inactiva (en reserva), activándose al añadir el electrolito, en este caso H_2SO_4 disuelto al 37% en agua, con una densidad de $1,280 \text{ gr/cm}^3$.

En el estado inicial de descarga la placas son de peróxido de plomo PbO_2 (color marrón castaño) y de plomo Pb (color gris).

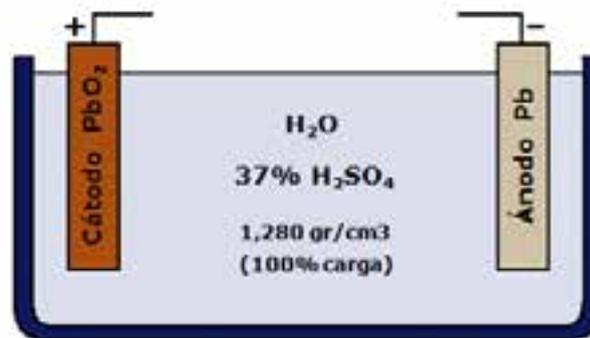


Figura 46. Componentes de una batería de plomo - ácido

Descargamos la batería

Durante la descarga, las dos placas transforman el material activo en sulfato de plomo PbO_4 , produciendo dos moléculas de agua en el ánodo, lo que hace disminuir la densidad del electrolito. El sulfato de plomo, al tratarse de una sal, cristaliza en la superficie de las placas.

En el balance general del proceso se producen 2 moléculas de agua y se consumen 2 de ácido sulfúrico, por lo que la densidad del electrolito disminuye, siendo por lo tanto su medida un indicativo del estado de carga de la batería:

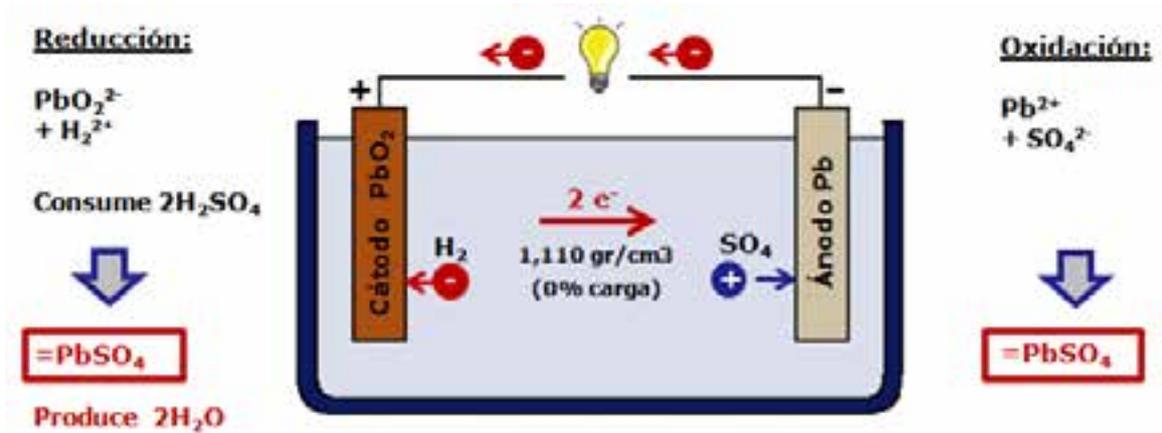


Figura 47. Reacciones en el vaciado de una batería de plomo - ácido

Cargamos la batería

Durante la carga, la corriente descompone el electrolito, dando lugar a la ebullición del mismo, consumiendo en el proceso 2 moléculas de agua ($2\text{H}_2\text{O}$) liberadas en forma de oxígeno e hidrógeno, lo que supone la pérdida de agua en el electrolito.

El balance general del proceso es el consumo de 2 moléculas de agua y la producción de 1 de ácido sulfúrico, por lo que la densidad del electrolito nuevamente aumenta.

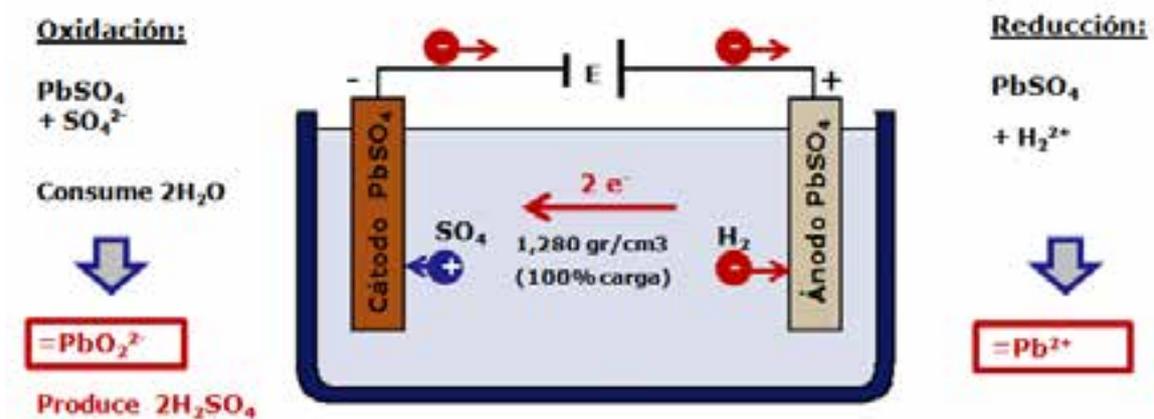


Figura 48. Componentes en la carga de una batería de plomo - ácido

b. Componentes de una batería

Electrodos

Se suele presentar en placas, compuestas por dos partes:

- Rejilla, que hace de soporte físico y conductor eléctrico.
- Material activo, preparado en forma de pasta y adherido a la rejilla.

En el caso de baterías de Pb-ácido, las rejillas son de aleación de Pb, y el material una mezcla de plomo oxidado, agua y ácido sulfúrico.

En las baterías de Ni-Cd se impregna la placa positiva de nitrato de níquel y la negativa de nitrato de cadmio.

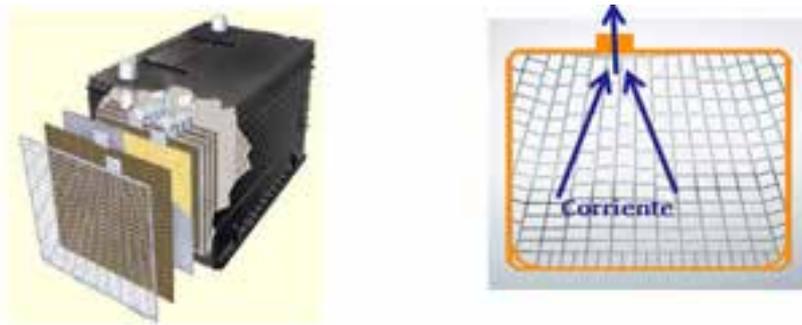


Figura 49. Electrodos de una batería

Electrolito

Es el conductor que permite transferir electrones de ánodo al cátodo.

Suele ser una solución acuosa de un ácido, aunque en las baterías actuales se presenta en forma de gel.

En la batería de Pb-ácido se compone de una solución de 37% de H_2SO_4 densidad $1,280 \text{ gr/cm}^3$, mientras que en las baterías de Ni-Cd se emplea solución del 25% de Hidróxido potásico densidad 1,260.

En ambos casos se trata de un material barato, con alta conductividad y bajo efecto corrosivo en los electrodos.

En las baterías de Pb-ácido, la densidad del electrolito marca su estado de carga, pudiendo variar entre 1.280 (90% carga) a 1.110 gr/cm³ (0% carga). Al tener una composición parcial de agua, la temperatura exterior afecta a su densidad y con ello a la capacidad de almacenaje de la batería.

En el caso de las baterías de Ni-Cd, el electrolito no interviene en la reacción, por lo que su densidad es prácticamente estable durante el proceso, lo que las hace más estables frente a los cambios de temperatura, haciéndolas indicadas para lugares poco accesibles con temperaturas extremas.

Separadores

Material poroso generalmente compuesto de celulosa y fibra de vidrio, poliéster o polietileno que se sitúa entre placas de diferente polaridad para evitar su contacto y por tanto el cortocircuito.

Debe funcionar como aislante, pero al mismo tiempo permitir el paso de iones, de ahí su porosidad.

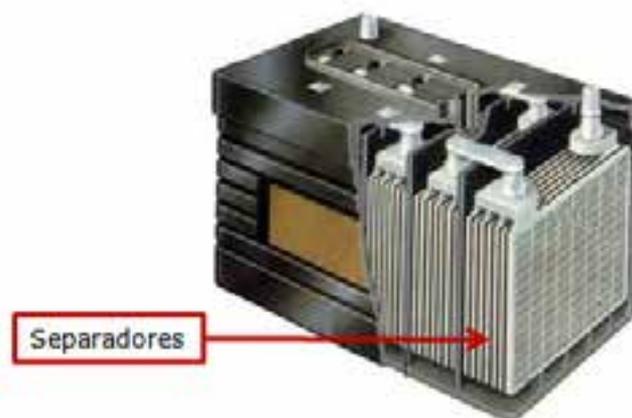


Figura 50. Separadores de una batería

Elemento

Conjunto ensamblado formado por un grupo de placas positivas y placas negativas alternadas aisladas por un separador, uniéndose las placas de la misma polaridad entre sí a través de un conector.

La capacidad del elemento depende de la superficie de placas enfrentadas, de su espesor y número.

Celda o vaso

Conjunto de elementos, electrolito, tapa, y conexiones.

Se presentan en elementos de 2V (1,2 en Ni-Cd). Cuando se precisa una tensión superior a la del elemento se conectan varias celdas en serie en un mismo equipo y el conjunto pasa a denominarse batería (por ejemplo una batería *monoblock*).

Terminales

Conectan los elementos que componen las celdas con el circuito exterior.

De métricas M8 o M10, son elementos que deben evitar las fugas y estar bien fijados por lo que deberemos prestar atención al par de apriete que indique el fabricante.

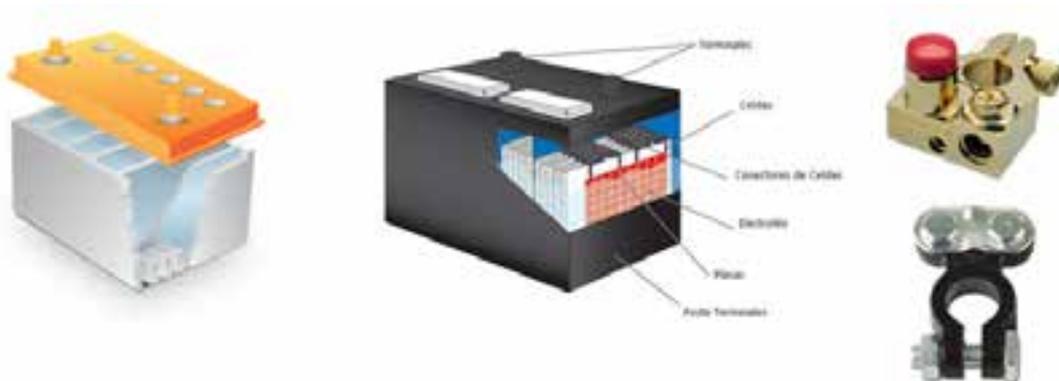


Figura 51. Terminales de conexión en una batería



Recuerda

Las baterías convencionales empleadas en instalaciones fotovoltaicas en edificación son de ácido-plomo. En ellas el estado de carga de la batería afecta a la densidad del electrolito, de manera que midiéndola podremos establecer el estado de la batería.

c. Tipología de baterías

Atendiendo a sus características podemos dividir las en:

Según su uso:

- Estacionarias o de reserva, como respaldo en caso de fallo eléctrico.
- Tracción, empleadas en vehículos híbridos o eléctricos.
- De arranque, motores de arranque y electrónica de vehículos.

En instalaciones FV se emplean baterías estacionarias, con mayor eficiencia, menor mantenimiento y mayor vida útil al tratarse de baterías de alta capacidad y regímenes de carga y descarga lentos.

Según sus componentes:

En las baterías de Pb-ácido la placa negativa es idéntica en apariencia y función, siendo la placa positiva la que difiere en el diseño y la construcción:

- **Placa positiva tubular:** (OPzS según norma DIN) Actualmente son las más utilizadas ya que ofrecen una mejor relación de energía generada por kg de material empleado gracias a la tecnología de fabricación de placas tubulares. Además ofrecen una mayor superficie de intercambio, por lo que su capacidad es superior. Sin embargo en comparación con baterías de placas planas, su vida útil es más corta y precisa mayor aporte de energía para una carga completa, debido a que su estructura interna tubular deriva en una mayor resistencia, consumiendo más agua por evaporación del electrolito en el proceso de carga y requiriendo un mantenimiento mayor.

- Baterías de placa plana

En este caso la placa positiva es plana y gruesa. Su diseño es robusto, con un mayor consumo de material en su fabricación, lo que aumenta su precio. Se compensa con una larga vida útil de muchos ciclos de carga según el grosor de la placa, lo que por otro lado ahorra los costes de sustitución, así como los de mantenimiento.

Sin embargo presentan poca superficie de intercambio, lo cual disminuye su capacidad útil, un hándicap en instalaciones de elevada potencia.

- Placa positiva plana fina tipo esponja

Se emplean en baterías de arranque gracias a una superficie muy grande que permite una descarga/recarga muy rápida (intensidades muy altas). No son indicadas para instalaciones fotovoltaicas salvo consumos instantáneos de elevada intensidad.

Según su formato:

Las baterías más indicadas en FV son las que permiten ciclos profundos de descarga, pudiendo alcanzar hasta el 80%. Entre ellas distinguimos según su formato:

- Baterías estacionarias modulares (o vasos)

Un solo bloque con electrolito común.

Se presentan en formatos de 2V (1,2 en Ni-Cd) transparentes o semitransparentes que se asocian en serie hasta alcanzar la tensión deseada (12/24/48V...).

Permiten descargas elevadas del 60 al 80% con alta capacidad, por lo que no suele ser necesario (ni recomendable) su asociación en paralelo.

Su ventaja es la modulación, ya que en caso de una avería se sustituye el elemento defectuoso, así como un menor mantenimiento ya que disponen de más reserva de electrolito.

La desventaja radica en su tamaño y mayor pérdidas de carga en períodos sin uso (auto descarga).



Figura 52. Batería estacionaria modular de 2V. Fuente Atersa

- Baterías estacionarias *monoblock*

Más compactas, resistentes y fáciles de instalar

Las pérdidas en períodos sin uso son prácticamente nulas. Presenta sin embargo baja capacidad de acumulación y menor profundidad de descarga (sobre el 50%).

Las baterías *monoblock* se emplean en instalaciones con bajas necesidades de capacidad (<500Ah) y uso esporádico.



Figura 53. Batería estacionaria monoblock de 12V. Fuente Tudor

Según tecnología de fabricación:

- **Baterías de ácido abiertas** Fáciles de rellenar pero con un elevado mantenimiento debido a la facilidad de evaporación del electrolito e incluso del ácido (electrolito).

- Baterías de ácido selladas

1. Con válvula de seguridad

El sellado evita la salida del ácido, pero no del vapor de agua e hidrógeno que escapa por la válvula de seguridad. Por ello su vida útil es corta ya que evaporado el electrolito y sin posibilidad de rellenarlo, la batería se seca.

2. Baterías de gel selladas

El electrolito no es líquido, sino gelificado. Evitan los problemas anteriores de mantenimiento ya que la evaporación es mucho menor, pero no admiten descargas profundas, lo que aumenta su tamaño o disminuye su capacidad de almacenamiento.

3. Baterías de AGM (*Absorption Glass Mat*)

El ácido se absorbe mejor y más rápido por placas de plomo de la batería, ya que una delgada manta de fibra de vidrio lo inmoviliza.

Su uso está generalizado a pesar de su alto precio, ya que evitan la salida del ácido y catalizan la mayor parte del hidrógeno y oxígeno gasificado, alargando la vida de la batería.

La elección de la batería más adecuada para nuestra instalación se fundamenta en varios aspectos, como el coste, el espacio disponible, el mantenimiento o los ciclos de vida previstos.

Lo más habitual es emplear baterías tipo *monoblok* en instalaciones de escasa potencia y voltaje (12V) mientras que para aplicaciones superiores se realizan asociaciones en serie de vasos de 2 V de baterías con placas tubulares POzS.

Una alternativa frente al uso generalizado de las baterías de plomo-ácido en fotovoltaica son las compuestas de níquel y cadmio.

La batería de Ni-Cd aguanta mejor los procesos de congelación-descongelación, ya que su electrolito no interviene en la reacción. Incluso las elevadas temperaturas tienen menor incidencia.

Los valores de auto descarga son menores, entre un 3-6% mensual y pueden descargarse completamente sin sufrir daños es decir, no tienen peligro de sulfatación lo que implica un mantenimiento más bajo y una mayor vida útil.

Por el contrario no puede comprobarse su estado de carga con la misma fiabilidad que en Pb-ácido ya que no depende de la densidad del electrolito. Además, la tensión de los elementos modulables en NI-Cd es de 1,2 V en lugar de los 2 V de las de Pb, por lo que ocupan algo más de espacio.

Por último, las baterías de Ni-Cd presentan el llamado "efecto memoria": la batería "recuerda" la profundidad de descarga y reduce su capacidad efectiva. Esto se debe a que el compuesto químico que se forma en una placa cargada tiende a cristalizar, por lo que si se le deja el tiempo suficiente queda inutilizada.

Los puntos descritos unidos a que su coste es mucho más elevado (hasta 3 veces Pb-ácido) y desprenden hidrógeno (inflamable) hacen que las baterías Pb-ácido sean las más implantadas actualmente.



Recuerda

La elección de la batería más adecuada para nuestra instalación se fundamenta en varios aspectos, como son: el coste, el espacio disponible, el mantenimiento o los ciclos de vida previstos.

Lo más habitual es emplear baterías tipo *monoblok* en instalaciones de escasa potencia y voltaje (12 V) mientras que para aplicaciones superiores se realizan asociaciones en serie de vasos de 2 V de baterías con placas tubulares POzS.

d. Sulfatación en baterías de Pb-ácido

En el proceso de descarga de una batería, el sulfuro adherido a las placas se re-combina con el plomo, formando sulfato de plomo (PbSO_4), que se adhiere en forma cristalizada a las placas. Cuanto mayor es la descarga, más PbSO_4 se genera en las placas.

Al invertir el proceso y recargar la batería, la generación de agua disuelve los cristales formados con facilidad, disolviéndose en el electrolito. (1).

Sin embargo si el período de descarga es prolongado, el depósito se hace mayor o el electrolito no cubre la placa, la corriente no es capaz de descomponerlo, acumulándose y endureciendo (2).

El sulfato cristalizado recubre las placas impidiendo que el electrolito pueda penetrar en ella e iniciar las reacciones REDOX, por lo que se pierde capacidad en la batería, llegando a ser irreparable (3).

Las causas más frecuentes de la sulfatación son:

- Descarga profunda durante períodos extensos.
- Bajada del nivel del electrolito por falta de reposición (baterías abiertas).
- Sobrecargas frecuentes.



Figura 54. Efecto de la sulfatación

e. Parámetros característicos de una batería

En un sistema FV autónomo, sobre todo si no disponen de medio auxiliar de generación eléctrica, la fiabilidad y eficiencia de la acumulación es fundamental, caracterizándose por:

- Tensión de trabajo (V).
- Capacidad (Ah).
- Profundidad de descarga (PD) .
- Ciclos de carga.



Recuerda

Los parámetros característicos de una batería son:

- Tensión de trabajo (V).
- Capacidad (Ah).
- Profundidad de descarga (PD) .
- Ciclos de carga.

Tensión de trabajo

Deberemos distinguir diversos valores que marcan desde su valor nominal de trabajo hasta las tensiones de carga y descarga de la batería.

1. Tensión nominal

Se trata del valor asignado de funcionamiento.

En Pb-ácido recordemos que se comercializan módulos de 2 V o equipos mono bloque de 12/24 V.

2. Tensión de vacío o de circuito abierto

Depende de la tensión del electrodo y de la densidad del electrolito. Se empaquetan grupos de electrodos hasta que en las celdas de 2 V de Pb-ácido lleguen a una tensión en circuito abierto de 2,15 V a 25 °C para una densidad de electrolito de 1,280 gr/cm³.

3. Tensión de flotación

Tensión, superior a la de vacío, a la que hay que conservar completamente cargado el acumulador cuando no esté trabajando para compensar el efecto de autodescarga.

Equivale en baterías de Pb-ácido a unos 2,35 V. Su valor máximo será el de la tensión de carga y el mínimo la nominal del equipo

4. Tensión de carga

Tensión por encima de la de flotación que debe aplicarse para cargar la batería, variable según su temperatura:

Voltajes de funcionamiento batería ácido Pb				
	2V	12V	24V	
Tensión de Carga	Carga a -10°C	2,70	16,20	32,40
	Carga a 0°C	2,60	15,60	31,20
	Carga a 10°C	2,60	15,60	31,20
	Carga a 25°C	2,50	15,00	30,00
	Carga a 30°C	2,45	14,70	29,40
Tensión de Flotación	Carga Flotacion	2,35	14,10	28,20
Tensión de Vacío	Vacío 100%	2,12	12,72	25,44
	Vacío 70%	2,06	12,37	24,74
	Vacío 50%	2,02	12,10	24,20
	Vacío 20%	1,94	11,66	23,32
	Vacío 0%	1,92	11,51	23,02

Figura 55. Tensiones de carga y descarga en una batería de plomo - ácido

El regulador de carga, como veremos en el próximo apartado, es el encargado de establecer la tensión a la que se somete a la batería en cada momento, según se desee cargarla, mantener su carga o descargarla.

Capacidad nominal (Cn)

La capacidad de una batería indica la cantidad de intensidad de corriente en amperios (A) que es capaz de suministrar en un intervalo de tiempo, que asociamos al período de descarga en horas al día (Ahd).

Una batería indica su capacidad nominal (C) en Amperio x hora (Ah), por lo que se debe indicar el tiempo de descarga de dicha intensidad (n):

$$C_n = \text{Amperios} \cdot n \text{ horas}$$

Lo más habitual es marcar los valores de C5, C10, C20 o C100, donde se indica el número de horas en producir la intensidad marcada.

C10=500 Ah significa que si descargamos la batería de manera constante con 50 A cada hora, la batería nos durará 10 horas. Por lo tanto, una batería nos dará más energía cuanto más despacio la descarguemos:

CARACTERÍSTICAS ACUMULADORES AGM				
Modelo	Tensión nominal Vcc	Capacidad (Ah)		
		Ah/C ₁₀	Ah/C ₂₀	Ah/C ₁₀₀
Victron AGM 12/8	12	7	8	9
Victron AGM 12/14	12	12	14	15
Victron AGM 12/22	12	20	22	24
Victron AGM 12/38	12	35	38	41
Victron AGM 12/60	12	55	60	65
Victron AGM 12/66	12	60	66	70
Victron AGM 12/90	12	80	90	100
Victron AGM 12/110	12	100	110	120
Victron AGM 12/130	12	120	130	140
Victron AGM 12/165	12	150	165	180
Victron AGM 12/220	12	200	220	240

Figura 56. Capacidades según la velocidad de carga. Fuente Victron

Profundidad de descarga (PD o DOD)



También denominada DOD (*Deep Of Discharge*), se define como el tanto por ciento de la capacidad de la batería que se extrae por ciclo, comparado con la capacidad a plena carga.

En una batería de 100 AH sometida a una descarga de 20 Ah representaría una descarga del 20%.

Es importante limitar 2 valores según el fabricante y tipo de batería:

- Descarga máxima o profunda que admite la batería, influye en la autonomía.
- Descarga máxima diaria, influye en la vida útil de la batería.

Los reguladores de carga incluyen protecciones contra descargas excesivas para mantener un nivel mínimo de carga del 20-30% en la batería respecto a su capacidad nominal

1. Profundidad de descarga máxima (Pdmax)

Valor de diseño que marca nivel de descarga máximo que se permitirá (Pdmax) al final del período de autonomía marcado.

Depende del tipo de batería, aunque es recomendable un valor de:

- 70% en instalaciones domesticas.
- 50% en instalaciones profesionales.

Siempre se deben seguir las indicaciones del fabricante en cuanto a nivel de descarga máximo admitido por la batería y su efecto en el nº de ciclos de carga de la batería.

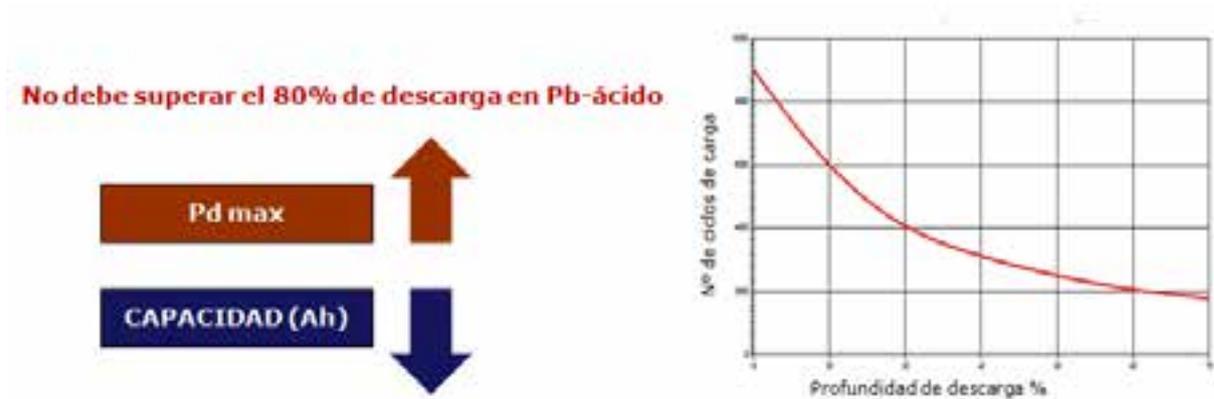


Figura 57. Relación entre la profundidad de carga y los ciclos de vida de una batería de plomo - ácido

2. Profundidad de descarga diaria (Pdd)

Es el valor habitual de descarga, que influye de forma directa en la cantidad de ciclos o recargas que podemos realizar a la batería.

La vida de la batería depende del número de ciclos, por lo que cuanto menos profundas sean las descargas diarias, mayor vida útil tendrá la batería

Con un régimen de descarga diaria del 25% de su capacidad, y un 80% de descarga 2 veces al año (condiciones que normalmente se dan en una instalación fotovoltaica), la batería Solar puede alcanzar una vida útil aproximada de 10-12 años. (4.000 a 2.500 ciclos).

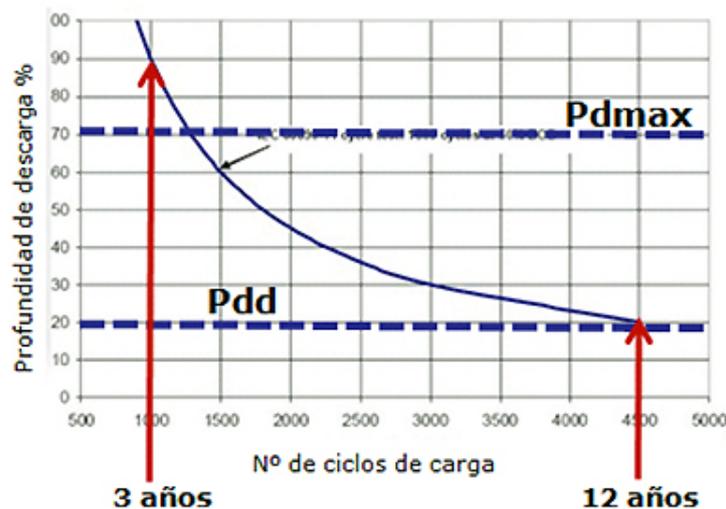


Figura 58. Importancia de la profundidad de descarga diaria en la vida útil de una batería

Efecto de la temperatura

1. Cuanto menor es la temperatura, más alta es la tensión de carga

Por lo que resulta importante que el regulador de carga tenga información sobre la temperatura de la batería, y por lo tanto cuente con una sonda de temperatura externa.

Sin esta sonda, hay peligro de sobrecargar la batería en verano y de carga suficientemente en invierno por la baja tensión, que además puede acarrear la sulfatación de la batería.

El valor nominal los fabricantes suelen aportarlo a 25 °C de temperatura dando gráficos o fórmulas de corrección para otros valores de temperatura, generalmente del orden de 0,0055 V por cada grado de diferencia respecto a las condiciones nominales.

	2V	12V	24V
Carga a -10°C	2,70	16,20	32,40
Carga a 0°C	2,60	15,60	31,20
Carga a 10°C	2,60	15,60	31,20
Carga a 25°C	2,50	15,00	30,00
Carga a 30°C	2,45	14,70	29,40



Figura 59. Efecto de la temperatura en el electrolito de una batería plomo - ácido

2. Cuanto mayor es la temperatura, mayor es la capacidad

Los fabricantes suelen referenciar la capacidad a 25 °C de temperatura. Lo importante es prever las temperaturas extremadamente bajas para evitar la congelación del electrolito cuando el acumulador esté descargado.

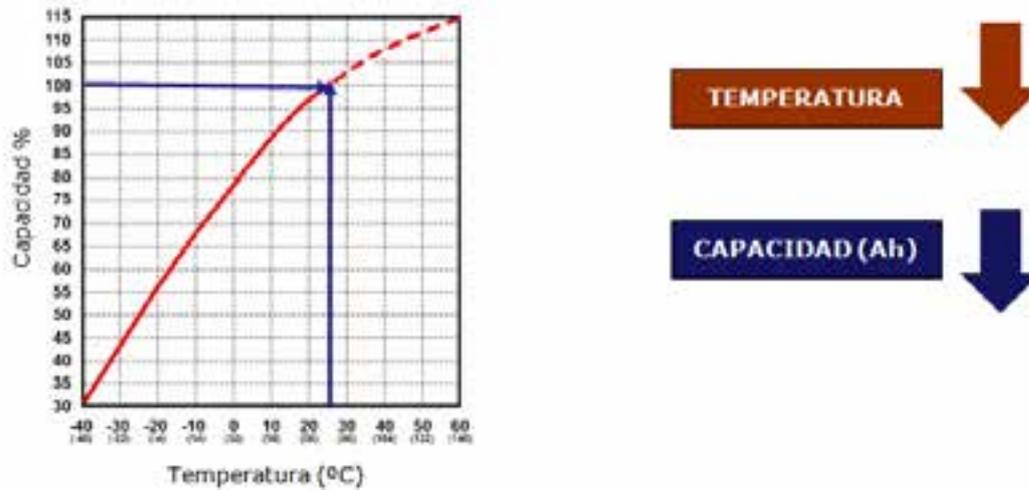


Figura 60. Relación entre la temperatura y capacidad de una batería plomo - ácido

3. Cuanto más alta es la temperatura, menos ciclos de carga tendremos en la batería y más autodescarga de la batería.

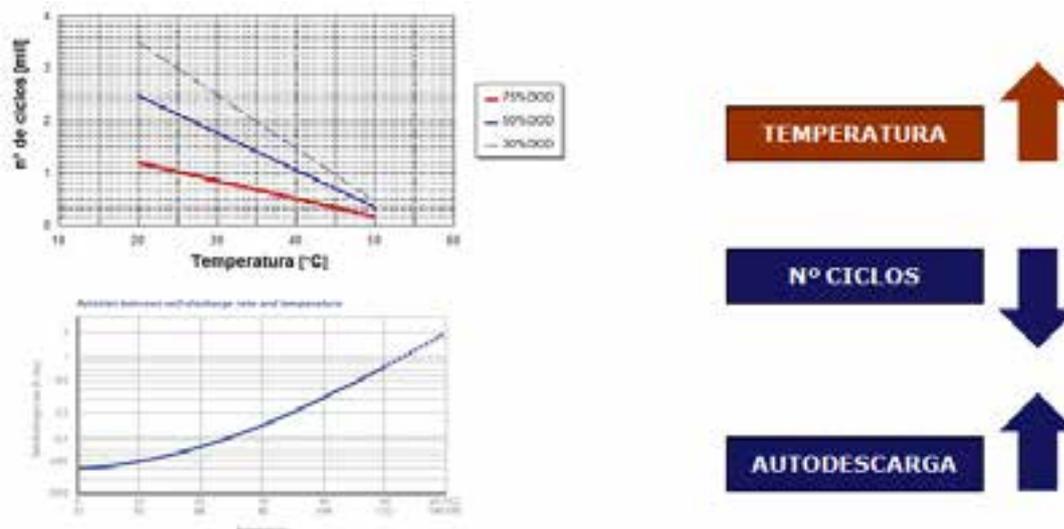


Figura 61. Relación entre la temperatura y los ciclos de carga de una batería plomo - ácido

En resumen, las baterías de plomo-ácido están diseñadas para operar a 20-25 °C. Las bajas temperaturas perjudican el comportamiento de las baterías, disminuyendo su capacidad efectiva, pero las altas durante largos períodos reducen drásticamente su vida útil.

Como regla de pre-dimensionado podemos adoptar que por cada 10 °C de incremento de temperatura por encima de 20 ° C, la vida de la batería se reduce a la mitad



Recuerda

Las baterías de plomo-ácido están diseñadas para operar a 20-25 °C. Las bajas temperaturas perjudican el comportamiento de las baterías, disminuyendo su capacidad efectiva. Por contra, las altas temperaturas durante largos períodos reducen drásticamente su vida útil.

f. Asociación de baterías

El efecto de la asociación de baterías es el mismo que en módulos fotovoltaicos:

Asociación en serie: aumenta la tensión de trabajo.

Asociación en paralelo: aumenta capacidad de almacenaje.

Cuando cargamos la batería, la estamos sometiendo a un voltaje superior al de sus placas (voltaje de vacío), para conseguir que la corriente entre dentro de la batería, y la cantidad de corriente que le entra, es directamente proporcional a la diferencia entre el voltaje aplicado y el voltaje nominal de sus placas, e inversamente proporcional a la resistencia interna de la batería.

Si una batería, por construcción, tiene un voltaje unas pocas centésimas más altas que otra, y las conectamos en paralelo, la batería con más voltaje cargará menos, y por lo tanto se acortará su vida útil, llegando incluso a sulfatarse.

Por ello **debemos evitar la asociación de baterías en paralelo para una correcta carga del conjunto**, y en caso de ser necesaria, disponer de diodos de bloqueo que nos permitan anular una batería de la asociación en el caso de detectarse que su funcionamiento no converge con el resto.

De la misma manera que en el caso de los módulos fotovoltaicos se emplean diodos de protección dispuestos en serie con dos objetivos:

- **Diodos de bloqueo** en serie entre el generador y la batería para impedir que la batería se descargue a través de los paneles fotovoltaicos en ausencia de luz solar.
- **Diodos de *by pass*** en las asociaciones en paralelo a una batería, con la finalidad de anularla si su funcionamiento es deficiente.

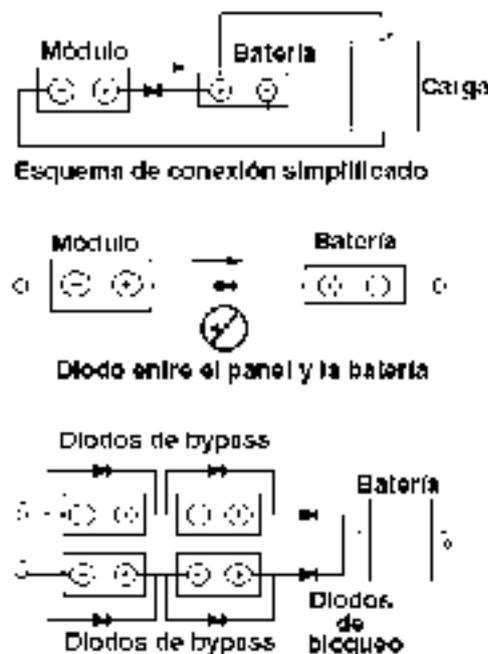


Figura 62. Esquemas de asociación e baterías. Fuente Solarweb



Recuerda

Siempre que sea posible hay que evitar la asociación batería en paralelo. En caso de ser necesario se tomarán las medidas oportunas de protección del conjunto mediante diodos de bloqueo y *by-pass*.

g. Datos de la batería que debemos solicitar al fabricante

De las fichas técnicas suministradas por los fabricantes, diversos son los datos de interés que deberemos recopilar de las baterías, cada uno de ellos relacionado con un aspecto distinto de su cálculo o mantenimiento:



Figura 63. Datos que debemos solicitar al fabricante de una batería

11.2 Reguladores

El regulador es el encargado de gestionar el proceso de carga y descarga de la batería, actuando por tanto entre el generador FV y el sistema de acumulación.

Eventualmente cuando la batería llegue a su máxima carga o cuando existe la posibilidad de un consumo instantáneo desvía la energía fotogenerada directamente al consumo.



Figura 64. Esquema de funcionamiento de un regulador de carga

El regulador es un elemento de bajo coste fundamental para la protección de la batería y para mejorar el funcionamiento del sistema fotovoltaico. Sus **principales funciones** son:

- **Proteger el acumulador de descargas profundas**, desconectando el consumo cuando se alcanza una profundidad de descarga determinada.
- **Proteger el acumulador contra sobrecargas**, limitando la energía suministrada a la batería por el generador FV cuando la batería está plenamente cargada.
- **Evitar la inversión de corriente**, es decir, que la batería se descargue en período nocturno en los paneles fotovoltaicos.



Recuerda

El regulador es el encargado de gestionar la carga y descarga de la batería en un sistema fotovoltaico autónomo.

El empleo de microprocesadores en los reguladores actuales permite configuraciones complejas de carga y un mayor control sobre los elementos conectados, por lo que muchos modelos, dependiendo del fabricante, incorporan otras funcionalidades, como por ejemplo:

- Proporcionar información del estado del sistema a los usuarios u operarios, mostrando información como el voltaje y la corriente de la batería, estado de carga, alarmas, etc. o por ejemplo la medición de la temperatura de la batería para ajustar tensiones de carga.
- Ajuste del procedimiento de carga según el tipo de batería, diferenciando entre batería de plomo-ácido con electrolito líquido o gel para adecuar los valores de tensión y tiempos de carga.
- Servir como mecanismo de control para la conexión de otros generadores auxiliares de energía.
- Servir como centro de cableado proporcionando un punto de conexión para otros componentes en el sistema aislado, conectando generador FV, la batería y las cargas de consumo.

a. Funcionamiento del regulador

El regulador controla el estado de carga de la batería midiendo la tensión en sus bornes, por lo que la medida debe ser lo más precisa posible.

Si se realiza directamente en las conexiones de carga, debe descontarse la caída de tensión del cableado de resistencia R_c por el que circula una corriente I_c :

$$U_c = I_c \cdot R_c$$

Para evitar este efecto debemos:

1. Disponer el regulador lo más cercano posible a la batería.
2. Algunos reguladores disponen de un circuito de medida independiente, es decir, un voltímetro conectado de forma directa a los bornes por el que circula una corriente despreciable (y por tanto no se genera caída de tensión).

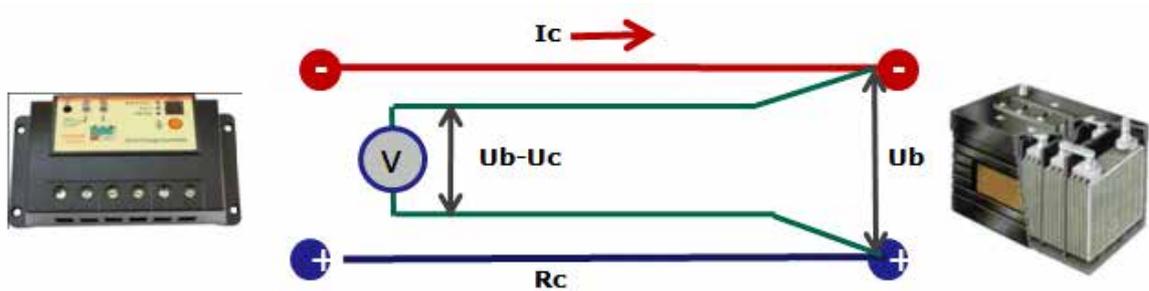


Figura 65. Medición de tensiones de carga en una batería desde el regulador

A partir de la medida de tensión en los bornes de la batería, el regulador conecta o desconecta el generador fotovoltaico y con ello la carga empleando habitualmente relés (o relevador) de estado sólido tipo Mosfet .



Relé:

Dispositivo electromagnético que funciona como un interruptor controlado por un circuito eléctrico (electroimán).

Un relé tipo MOSFET es un transistor que controla su estado de corte o corriente por la tensión en su terminal de control, en lugar de por corriente como los relé convencionales, por lo que las fugas térmicas son menores.

Figura 66. Relé tipo Mosfet

Las tensiones que emplea el regulador en los procesos de carga y descarga varían según:

- Tipo de batería, para lo que debe ser configurado de inicio.
- Temperatura de la batería, por lo que el regulador dispone de un sensor interno.

En el caso de estar en ubicaciones distintas de la batería, el regulador y el sensor debe ser externo.



Puntos de regulación

Los niveles de tensión a los cuales el regulador realiza el control o los cortes.

Principalmente se emplean 4 valores:

1.- Tensión final de carga o de corte de sobrecarga V_{sc} , que es la máxima tensión que el regulador permite que alcance la batería.

2.- Tensión de rearme de carga V_{rc} , que es una tensión de mínima para reconectar el generador para cargar la batería.

3.- Tensión de corte de sobre-descarga V_{sd} , que es el valor mínimo de tensión antes de desconectar el consumo regulado según la profundidad de descarga máxima.

4.- Tensión de rearme de descarga V_{rd} , que es el valor de tensión que reconecta el consumo a la batería.

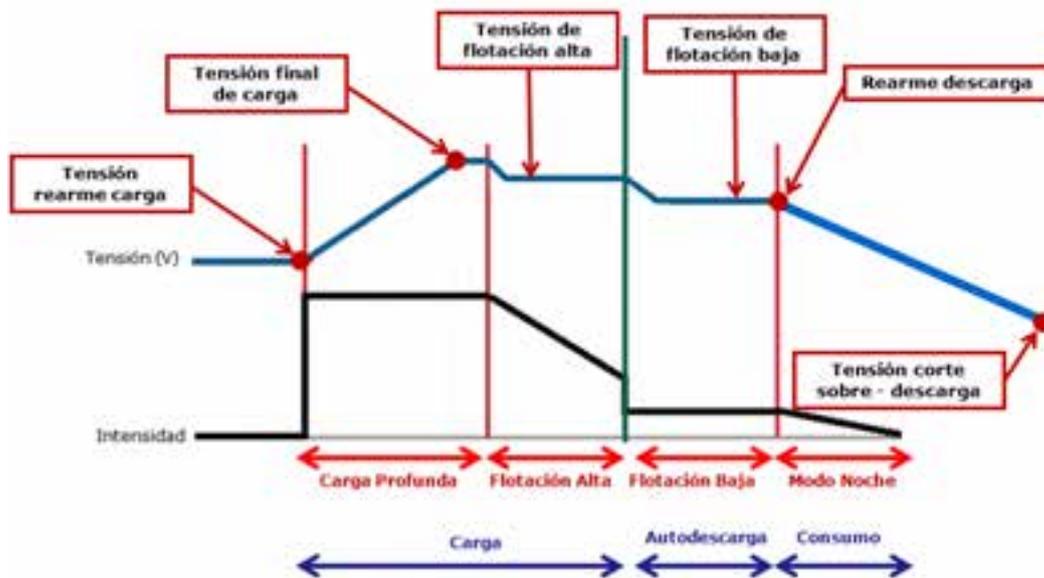


Figura 67. Fases de regulación en la carga de una batería



Recuerda

El regulador realiza continuas mediciones de tensión en los bornes de la batería par establecer su nivel de carga. Los distintos puntos de regulación son:

- Tensión final de carga o de corte de sobrecarga.
- Tensión de rearme de carga.
- Tensión de corte de sobre-descarga.
- Tensión de rearme de descarga.

b. Tipología de reguladores

En función de cómo se realice la regulación de la carga de la batería, los reguladores se pueden clasificar en:

- Regulador todo o nada.
- Regulador PWM.
- Regulador MPPT.

Regulador todo o nada

Las distintas etapas de regulación de la carga las realiza conectando o desconectando el generador de la batería según los valores de tensión medidos en los bornes de la batería.

La etapa de carga profunda la realiza dejando pasar la corriente hasta llegar a una determinada carga (80-90%). En la etapa de flotación trabaja “a pulsos”, conectando y desconectando en rangos por encima y debajo de un valor constante.

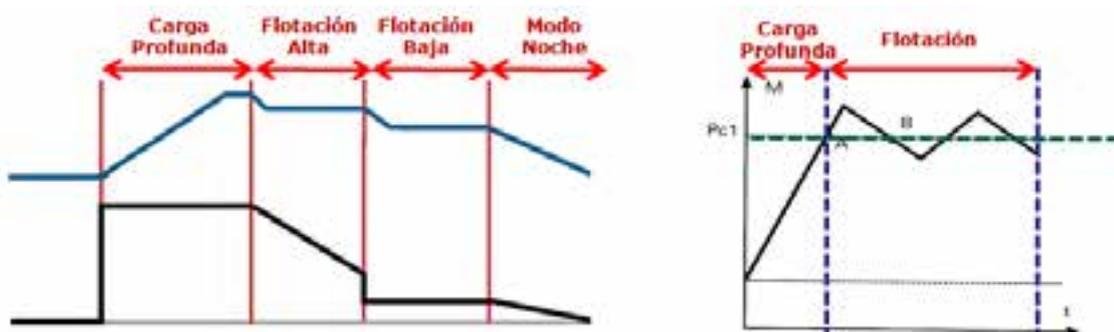


Figura 68. Regulación “todo o nada”

Regulador PWM

Son los más empleados en instalaciones autónomas hasta unos 3.000 Wh/día. Acrónimo de *Pulse Width Modulation* (modulación por anchura de pulsos), técnica de modulación aplicada a la fase de flotación de la batería que permite variar de forma gradual la corriente de carga de la batería modificando a pulsos

la tensión del generador (U_{fv}) en tiempos de encendido (T_{on}) y de apagado (T_{off}). Un período completo sería la suma de los tiempo $T_{on} + T_{off}$.

La técnica de modulación mantiene el valor de T , pero varía progresivamente T_{on} y T_{off} .

Permite introducir más carga en la batería (sobre el 95%) y mejorar el aprovechamiento del generador fotovoltaico, ya que no se desconecta en ningún momento.

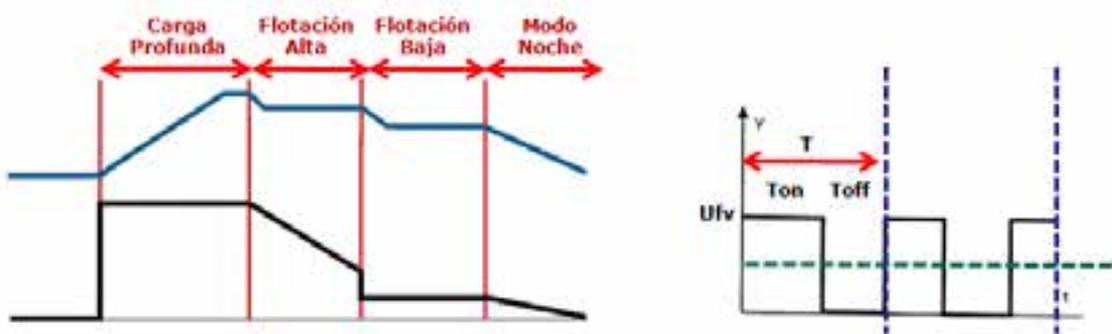


Figura 69. Regulación por pulsos



Recuerda

Los reguladores actuales funciona prácticamente en su totalidad por pulsos o modulación (PWM).

Regulador MPPT

Se trata de una evolución de los reguladores por pulsos o PWM.

MPPT es el acrónimo de *Maximum Power Point Tracker*, lo que significa que incorpora un seguidor de punto de máxima potencia del panel y un convertidor CC/CC que permite al módulo solar trabajar a una tensión distinta a la de la batería.

Este tipo de sistema permite trabajar al módulo FV al voltaje que más le convenga, incluso superior al de la batería, para luego convertir la corriente al rango de almacenaje de la batería.

Las principales ventajas que presenta pueden resumirse en:

- Permite extraer el máximo partido al generador fotovoltaico.
- Permite emplear módulos fotovoltaicos no adaptados a la tensión de la batería.
- Permite trabajar al generador a mayor tensión, y por lo tanto reducir el cableado en CC.

En pequeñas instalaciones aisladas con buen acoplamiento entre módulos FV y batería, no es necesario. Cuanto mayor es la potencia del campo generador más conviene incorporar un MPPT.



Figura 70. Mejora en la regulación con buscador de máxima potencia (MPPT)



Recuerda

Los reguladores con búsqueda de máxima potencia (MPPT) consiguen un rendimiento óptimo del sistema en torno a un 20% por encima de los sistemas de trabajo con reguladores de pulsos (PWM) simples.

c. Proceso de conexión del regulador

El regulador debe montarse en vertical, en un lugar protegido de la humedad y de la radiación solar. Debe estar lo más cerca posible de la batería, para una correcta medición de voltajes y temperaturas de la batería (a no ser que cuente con medición independiente).

En su conexión debe seguirse la siguiente secuencia:

- 1.- Se conecta primero la batería, identificando polos + y -, y abriendo el fusible de protección para desconectar el circuito de la batería.
- 2.- Se protege el panel de la radiación para que no genere corriente, o se abre su protección.
- 3.- A continuación se conecta el panel, identificando polos + y -.
- 4.- Por último se conecta el circuito de cargas, previamente abiertos las protecciones generales.

El proceso de desconexión debe ser el inverso al indicado.

11.3 Inversores

Un inversor es un dispositivo capaz de convertir la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna de uso más frecuente en los sistemas actuales.



Rendimiento o eficiencia de un inversor

Es la relación entre la potencia de entrada y de salida. Es la característica más importante de un inversor.

El rendimiento depende de:

- La potencia de carga.
- Las pérdidas constantes por autoconsumo.
- Las pérdidas por la circulación de la corriente (caída de tensión y calentamiento por efecto Joule).
- Las pérdidas por las resistencias internas.

Según el destino que se vaya a dar a la corriente alterna producida, los inversores pueden clasificarse:

- Inversores conectados a sistemas autónomos, en los que nos centraremos esta semana.
- Inversores conectados a red.

a. Inversor en sistemas autónomos

Generalmente se trata de equipos monofásicos de baja potencia.

Debe cubrir la potencia máxima de consumo, incluida la de arranque de algunos aparatos, por lo que en previsión de futuras cargas se recomienda sobredimensionarlo.

Su autoconsumo sin carga debe ser inferior al 2% de la potencia nominal de salida, siendo recomendable un sistema de *stand-by* para reducir las pérdidas en vacío (sin carga).

Se disponen conectados a la salida del regulador de carga o a los bornes del acumulador, en cuyo caso pueden actuar como reguladores de carga (con todas sus funciones de protección) y disponer de seguimiento MPPT.

Deben estar protegidos frente a:

- Tensión de entrada fuera de margen de operación.
- Desconexión del acumulador.
- Cortocircuito en la salida de la CA.
- Sobrecargas.

b. Inversor en sistemas conectados a red

Se conectan directamente al generador fotovoltaico, y por lo tanto deben soportar el rango de tensión de trabajo de dicho generador (incluso en las peores circunstancias), por lo que siempre incluyen un seguidor MPPT.

Son inversores con salida mono o trifásica, con potencias generalmente >1 kW y que emplean como referencia de control la corriente alterna de la red.

Deben poder entregar la potencia a la red de forma continuada para irradiancia un 10% superior a condiciones CEM, y soportar picos de hasta 10 segundos de un 30% superiores a irradiación CEM.

Su autoconsumo en modo nocturno debe ser inferior al 0,5% de la potencia nominal. Si la potencia entregada por el generador es inferior al autoconsumo se activara el modo *stand-by*.

Debe incorporar un sistema de vigilancia y desconexión de la red por si el tramo de red en el que opera queda fuera de servicio y tiene que desconectar el generador FV.

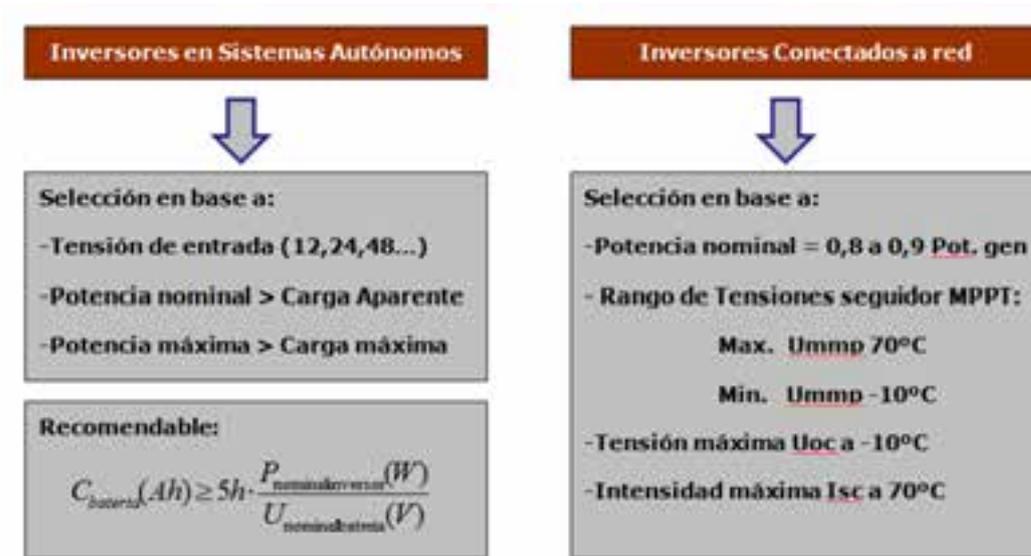


Figura 71. Parámetros de dimensionado de un inversor fotovoltaico

12. CONEXIONES Y TOMA DE TIERRA

12.1 Cálculos de las secciones

Los cálculos de las secciones de los conductores variarán dependiendo si son en la parte del circuito de corriente continua o corriente alterna.

a. Corriente continua

El cálculo de la sección del conductor en corriente continua es muy importante, debido fundamentalmente a que estamos trabajando con tensiones de 12 V, 24 V, 48 V, como consecuencia, la intensidad aumenta considerablemente haciendo que las pérdidas en los conductores eléctricos sean importantes debido al calentamiento.

b. Corriente alterna

Para las líneas que trabajen en corriente alterna monofásica utilizaremos lo establecido en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (R.E.B.T). Al

ser mucho mayor la tensión de uso (230-400 V), la sección del cableado es mucho menor.

12.2 Protecciones eléctricas

Un sistema FV autónomo se diferencia de una instalación eléctrica convencional en que:

- El campo fotovoltaico se comporta como generador siempre que hay luz solar, aunque no esté conectado.
- La corriente generada por el campo FV está autolimitada por las propias características del generador a su I_{sc} , según la radiación solar.
- En estos sistemas hay dos fuentes de tensión: generador FV y batería de acumuladores.
- La corriente generada es continua a baja tensión (12 V, 24 V, 48 V...).

Por todo ello los dispositivos habituales de protección en corriente alterna no son útiles, ya que las corrientes de cortocircuito no son lo suficientemente elevadas como para disparar las protecciones habituales.

a. Protecciones en ramas de módulos

Lo habitual es contar con distintas ramas de paneles en paralelo, sobre todo en sistemas que funcionan a baja tensión (12 V) en los que interesa aumentar la intensidad generada.

Por efecto del sombreado o del distinto funcionamiento de una panel sobre otro se puede producir una corriente inversa en las ramas o módulos en las que U_{oc} disminuye respecto a la del generador, convirtiéndose en un “sumidero” de energía y recalentándose.

Para evitarlo se pueden emplear:

- Diodos de bloque:

$I = 2 \times I_{sc}$ (CEM) de la rama o módulo.

$U = 2 \times U_{oc}$ (CEM) de la rama o módulo.

Disipan mucha potencia, por lo que la caída de tensión por su uso es mayor (sobre 0,6 V).

No necesitan reponer piezas, por lo que son recomendables cuando el sistema es poco accesible para el mantenimiento o está sometido continuamente a sombras.

- Fusibles:

$I =$ de 1,5 a 2 veces I_{sc} (CEM) de la rama o módulo.

$U = 1,5 \times U_{oc}$ (CEM) de la rama o módulo.

Deben ser específicos para protección de semiconductores y funcionar en CC.

El principal inconveniente de los fusibles es la necesidad de reponer el cartucho cuando actúa frente a una sobre intensidad, por lo que el mantenimiento es mayor.

La ventaja radica en su bajo coste y menor caída de tensión (sobre 0,2 V).

- Interruptores automáticos magneto térmicos

$I =$ de 1,25 x I_{sc} (CEM) de la rama o módulo.

$U = 1,5 \times U_{oc}$ (CEM) de la rama o módulo.

Deben ser específicos para CC con curva de disparo tipo Z, específica para semiconductores.

Existen pocos fabricantes en el mercado, lo que eleva su precio y disminuye su disponibilidad

b. Sistemas de desconexión

Deben disponerse sistemas que permitan la desconexión de:

- **Cada rama en paralelo**, situados al principio de cada rama, para lo que pueden emplearse:

- Bases porta fusibles seccionables con la doble función de proteger la rama por la acción del fusible y de permitir su desconexión.

Su inconveniente es que no permite la maniobra en carga, por lo que es necesario abrir el interruptor general de todo el generador para proceder a la apertura del portafusiles.

- Interruptores automáticos magnetotérmicos bipolares

Igualmente cumplen la doble función de protección y desconexión de la rama sobre la que actúan.

Su coste es más elevado pero no requieren mantenimiento y permiten la apertura del circuito en carga.

- **Todo el generador fotovoltaico**

Interruptor preparado para abrir o cerrar el circuito en condiciones de servicio.

Se dimensiona para las condiciones de I_{sc} y U_{oc} (CEM) del generador.

Se debe disponer junto al regulador de carga, lo que permite desconectar el generador de la batería en caso de necesidad.

Si es un regulador por rama, cada uno contará con su propio interruptor.

c. Circuito de batería

Es el tramo en el que pueden aparecer las mayores corrientes en caso de cortocircuito, ya que el tramo suele ser muy corto en longitud de gran sección y las únicas resistencias con las que cuenta es la propia batería (de baja resistencia interna).

Por lo tanto es necesario instalar una protección contra cortocircuitos, además de permitir la desconexión de la batería si fuera necesario. Pueden emplearse:

- Fusibles

Es la solución más eficaz frente a elevadas corrientes, dimensionado entre 1,5 y 2 veces la I_{sc} del generador completo en condiciones CEM.

Como sistema de desconexión se emplea una base portafusiles.

- Interruptores automáticos magneto térmicos

De uso específico para CC y con curva de disparo normal (tipo B).

Se dimensionan de igual manera que los fusibles, y dado la elevada corriente a la que tienen que hacer frente, su precio es elevado.

d. Protecciones contra sobretensiones

Protegen de las sobretensiones por descargas atmosféricas y se conectan directamente en la caja de conexiones del generador.

Si la distancia entre la caja de conexiones y el regulador excede de los 10 m, deben aplicarse igualmente dichas protecciones en la entrada del regulador de carga.

Consideraciones:

- Los materiales empleados en la instalación deben tener aislamiento clase II
- Los marcos metálicos de los módulos y la estructura de soporte estarán conectados a tierra mediante conductores de cobre de 16 mm².

La instalación de puesta a tierra en instalaciones aisladas suele contar con dos picas, una conectada a los paneles y otra al inversor, separadas entre 15 a 20 m.

En el siguiente esquema se representan las protecciones más habituales en un sistema fotovoltaico aislado:

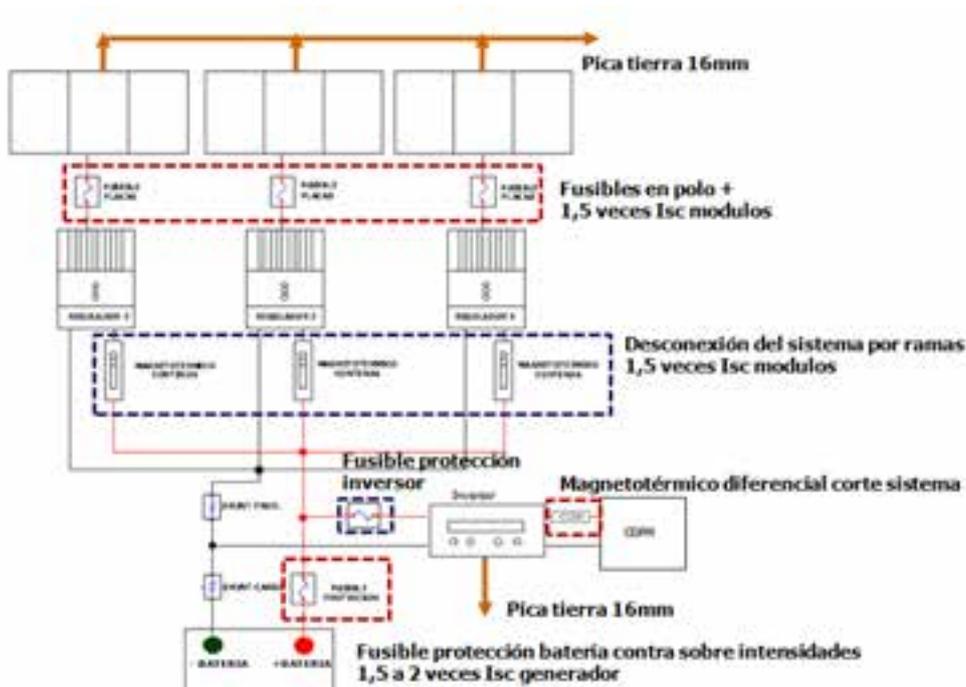


Figura 72. Esquema de protecciones en un sistema autónomo

RESUMEN

- El efecto fotoeléctrico consiste en la emisión de electrones por parte de un material cuando sobre el mismo incide la radiación solar. Para conseguir que los electrones no se recombinen espontáneamente se recurre a materiales con carga positiva (semiconductor P) y negativa (semiconductor N).
- Una célula fotovoltaica se compone de un semiconductor tipo N y uno tipo P. Entre ambos se genera una diferencia de potencial (tensión de circuito abierto) que permite canalizar los electrones hacia el exterior por un conductor, generando corriente eléctrica (intensidad de circuito abierto).
- La curva IV de una célula o panel fotovoltaico es proporcionada por todos los fabricantes y expresa las condiciones de intensidad y voltaje que podemos esperar en su funcionamiento, y con ello la potencia eléctrica que el sistema puede ofrecernos.
- Existen tres grupos principales de células fotovoltaicas de silicio que según su mayor grado de pureza se ordenan en monocristalinas, policristalinas y amorfas.
- Un módulo fotovoltaico se compone de varias células envueltas de un material encapsulante y rodeadas de un marco de protección y dos cubiertas (frontal y posterior). Las características totales del módulo las determina las de las células y su asociación en serie o paralelo.
- La potencia pico aportada por un fabricante es la energía que el módulo fotovoltaico es capaz de suministrar si se dan las condiciones estándar de radiación y temperatura de sus células.
- Una hora pico solar (HPS) es el equivalente a 1.000 W/m^2 de irradiación solar.
- La eficiencia propia del material del módulo solar y su factor de forma determinan la eficacia en la transformación de la radiación solar en energía.
- El aumento de la radiación sobre un módulo fotovoltaico aumenta la intensidad generada y mantiene prácticamente inalterable la tensión.
- El aumento de la temperatura de las células disminuye la potencia generada por el módulo fotovoltaico.

- Los diodos de protección evitan que el mal funcionamiento de una célula o un módulo arrastre al conjunto de la instalación.

Los diodos de *by-pass* se instalan en paralelo, los de bloqueo en serie.

- Las condiciones de funcionamiento de un modulo fotovoltaico vienen descritas con detalle en las fichas técnicas del fabricante, y resumidas en las placas de descripción de cada módulo solar.

- La asociación de módulos en serie aumenta la tensión del conjunto. La asociación en paralelo aumenta la intensidad.

- El principio de diseño de un sistema aislado es el consumo de electricidad al que debe hacer frente y su tipología, ya sea corriente continua (CC) o alterna (CA).

- Un sistema de conexión a red está limitado en su dimensión por las condiciones administrativas de conexión a la red establecidas por el operador de la zona.

- Una batería permite almacenar la energía eléctrica generada en forma de energía química para su posterior uso.

- Las baterías convencionales empleadas en instalaciones fotovoltaicas en edificación son de ácido-plomo. En ellas el estado de carga de la batería afecta a la densidad del electrolito, de manera que midiéndola podremos establecer el estado de la batería.

- La elección de la batería más adecuada para nuestra instalación se fundamenta en varios aspectos, como son: el coste, el espacio disponible, el mantenimiento o los ciclos de vida previstos.

Lo más habitual es emplear baterías tipo *monoblok* en instalaciones de escasa potencia y voltaje (12 V) mientras que para aplicaciones superiores se realizan asociaciones en serie de vasos de 2 V de baterías con placas tubulares POzS.

- Los parámetros característicos de una batería son:

- Tensión de trabajo (V).
- Capacidad (Ah).
- Profundidad de descarga (PD) .
- Ciclos de carga.

- Las baterías de plomo-ácido están diseñadas para operar a 20-25 °C.

Las bajas temperaturas perjudican el comportamiento de las baterías, disminuyendo su capacidad efectiva.

Por contra, las altas temperaturas durante largos períodos reducen drásticamente su vida útil.

- Siempre que sea posible hay que evitar la asociación batería en paralelo. En caso de ser necesario se tomarán las medidas oportunas de protección del conjunto mediante diodos de bloqueo y *by-pass*.
- El regulador es el encargado de gestionar la carga y descarga de la batería en un sistema fotovoltaico autónomo.
- El regulador realiza continuas mediciones de tensión en los bornes de la batería par establecer su nivel de carga. Los distintos puntos de regulación son:
 - Tensión final de carga o de corte de sobrecarga.
 - Tensión de rearme de carga.
 - Tensión de corte de sobre-descarga.
 - Tensión de rearme de descarga.
- Los reguladores actuales funciona prácticamente en su totalidad por pulsos o modulación (PWM).
- Los reguladores con búsqueda de máxima potencia (MPPT) consiguen un rendimiento óptimo del sistema en torno a un 20% por encima de los sistemas de trabajo con reguladores de pulsos (PWM) simples.

UNIDAD 7

Sistemas de cogeneración

ÍNDICE

1. Definición
 2. Esquema de funcionamiento de un equipo de cogeneración
- Resumen



Objetivo

- Comprender en qué consiste la cogeneración y conocer la implantación de estos sistemas en edificación para dar respuesta al consumo de electricidad.

1. DEFINICIÓN



Cogeneración

Se entiende por cogeneración la producción simultánea de electricidad y energía térmica a partir de un combustible.

Propiamente no es una energía renovable, pero los ratios de ahorro que genera la convierten en el medio actualmente más eficiente de emplear los combustibles tradicionales como el gas o el gasóleo.

Su implantación en nuestro país está en fase de desarrollo si bien se encuentra impulsada por las políticas y directivas europeas hasta el año 2020, por lo que se le considera un sistema energético de considerable desarrollo a medio plazo.

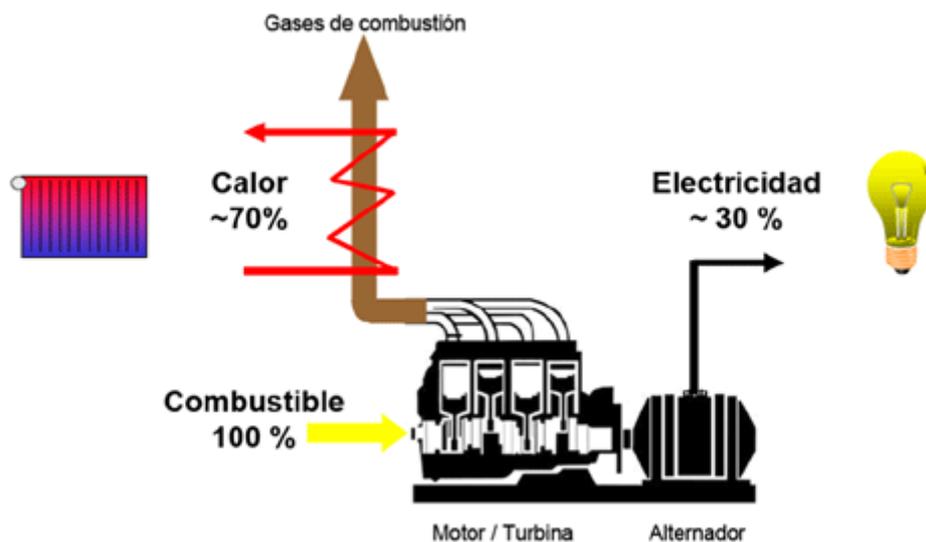


Figura 1. Cogeneración. Fuente Sena ingeniería

Se van a tratar los denominados sistemas de micro-generación, de fácil implantación en edificios y una potencia inferior a los 50 kW eléctricos.



Ejemplo

Los equipos de cogeneración en ocasiones han sido comparados a los motores de los coches, en los que se genera energía cinética y con ello una parte de electricidad y al mismo tiempo calor que el sistema de refrigeración se encarga de controlar.

En el caso de su aplicación a edificios, esa energía térmica generada se emplearía para calefacción o calentamiento de ACS.



Recuerda

Se entiende por cogeneración la producción simultánea de electricidad y energía térmica a partir de un combustible.

2. ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE UN EQUIPO DE COGENERACIÓN

Generar de forma secuencial electricidad y energía térmica lleva a que el espacio con el que debemos contar para este tipo de sistemas sea ligeramente mayor que el habitual, ya que al mismo tiempo necesitamos equipos auxiliares eléctricos y térmicos.

Por ello su implantación predominante es en edificios donde se pueda disponer de un esquema de producción térmica centralizado en cuartos de calderas o similares.

2.1 Partes del esquema de funcionamiento

Las partes que componen el esquema de funcionamiento son las siguientes:

- Equipo generador.
- Sistemas auxiliares eléctricos, cuyo esquema responde a los mismo patrones que las instalaciones fotovoltaicas, diferenciando entre sistemas conectados a red (los más convencionales) o aislados con baterías y regulador.
- Sistemas auxiliares térmicos, aprovechan la energía térmica generada para la producción de ACS o calefacción mediante los sistemas de intercambio y acumulación mencionados en unidades anteriores.
- Equipos auxiliares, en el caso de la demanda térmica suele complementarse con un caldera y en el de la parte eléctrica con la conexión a red o si se trata de un sistema autónomo con un generador eléctrico.
- Equipos complementarios de suministro de combustibles o evacuación de humos.

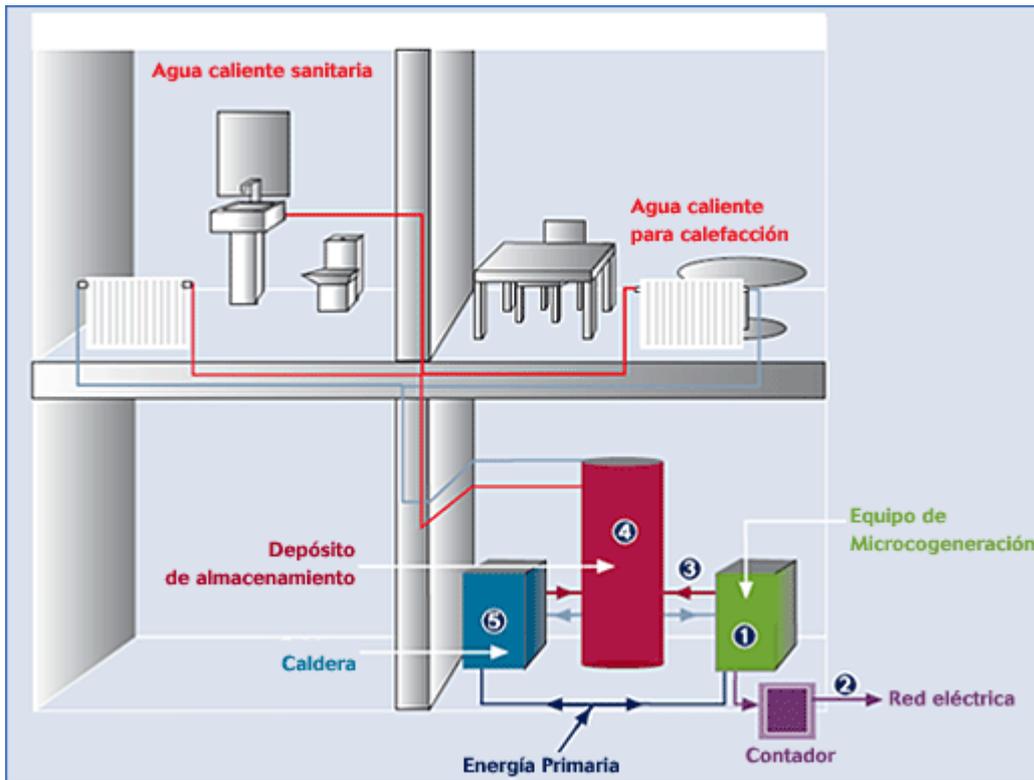


Figura 2. Esquema de un sistema de cogeneración. Fuente Endesa



Recuerda

Las partes del esquema de funcionamiento de un equipo de cogeneración son:

- Equipo generador.
- Sistemas auxiliares eléctricos.
- Sistemas auxiliares térmicos.
- Equipos auxiliares.
- Equipos complementarios de suministro de combustible.

2.2 Tipología de equipos de cogeneración

En la actualidad se cuenta con dos tipos principales de generadores como son: el motor de combustión y las turbinas de gas, si bien están en fases de implantación alternativas como los generadores de ciclos de *stirling* o en el futuro las pilas de combustible.

a. Motor de combustión interna alternativo (MCIA)

Se trata del sistema actualmente más desarrollado y de mayor implantación en el que se prioriza la producción eléctrica frente a la térmica.

Pueden emplear como combustible: gas natural, gases licuados (propano, butano, etc.) o biogas.

Su funcionamiento se acerca al de un motor de coche a gasolina (conocido como de ciclo Otto). Al accionar el generador eléctrico, el motor produce calor, que es capturado por el sistema de refrigeración y conducido al sistema de calefacción o producción de agua caliente sanitaria.



Figura 3. Equipo de combustión interna alternativo (MCIA). Fuente Baxi roca

b. Turbinas de gas

Tecnología de mayor complejidad que generalmente se presenta para grandes potencias, aunque en la actualidad ya hay equipos en torno a los 30 kW.

Sus ventajas son un bajo nivel de emisiones, bajo nivel de ruido, dimensiones reducidas y poca necesidad de mantenimiento, siendo su principal inconveniente un precio elevado.

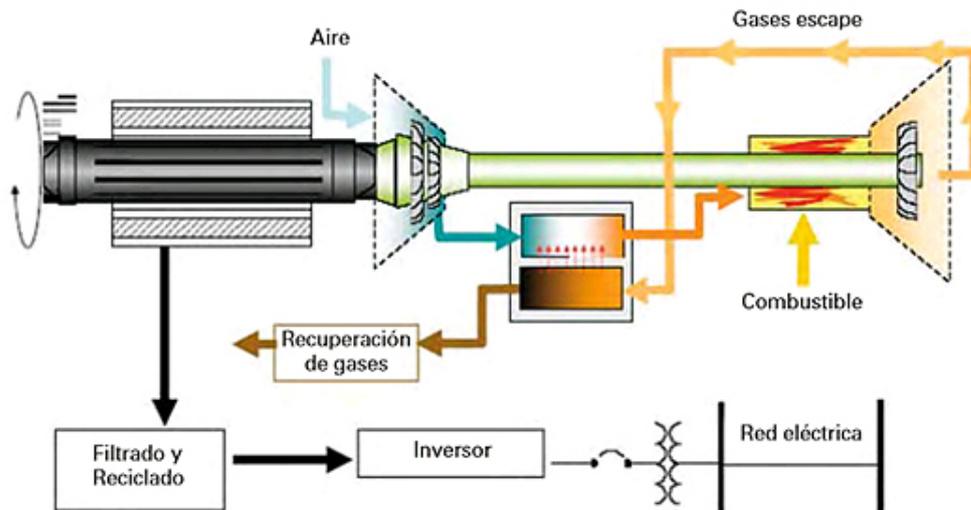


Figura 4. Microturbina de gas. Fuente Gas Natural

c. Motores de ciclos de Stirling de combustión externa



Figura 5. Equipo de cogeneración mediante motor de Stirling. Fuente Unión Fenosa

Se trata de la tecnología de cogeneración que posiblemente tenga más recorrido y desarrollo a futuro en la edificación.

Desde fuera se asemeja a una caldera mural de calefacción convencional y utiliza un quemador a gas natural como los ya existentes, conectado al suministro de gas para calentar helio, que actúa como el fluido del circuito de

una bomba de calor, expandiéndose y contrayéndose y generando intercambio de calor en ambos procesos.

Es una máquina térmica cuya virtud es accionar al mismo tiempo un pintón interno adherido a un imán cuyo movimiento genera electricidad.

Se trata de un equipo con clara vocación de generación térmica frente a la eléctrica (6 kW térmicos por cada kW eléctrico), lo que la hace especialmente indicada para viviendas unifamiliares en lugares con una importante demanda de calefacción.

RESUMEN

- Se entiende por cogeneración la producción simultánea de electricidad y energía térmica a partir de un combustible.

- Las partes del esquema de funcionamiento de un equipo de cogeneración son:
 - Equipo generador.
 - Sistemas auxiliares eléctricos.
 - Sistemas auxiliares térmicos.
 - Equipos auxiliares.
 - Equipos complementarios de suministro de combustible.

UNIDAD 8

Posibilidades de combinación de sistemas EERR

ÍNDICE

1. Combinación de biomasa con solar térmica
 2. Combinación de geotermia o aerotermia con solar térmica
 3. Empleo de solar fotovoltaica para la producción térmica
 4. Empleo de la producción térmica para generar frío. máquinas de absorción
- Resumen



Objetivo

- Conocer y comprender la posible combinación entre los diferentes sistemas de energía renovables comúnmente empleados en edificación.

Introducción

De forma muy resumida esta última unidad plantea las posibilidades de combinación de distintos sistemas de energías renovables, supliendo con las ventajas de unos sistemas los puntos débiles de otros, buscando un conjunto de funcionamiento que optimice al máximo los recursos disponibles y reduzca el empleo de combustibles fósiles.

Entre las posibilidades de combinación que se presentan prestaremos especial atención por su implantación en edificios residenciales a las siguientes propuestas:

- Combinación de biomasa con solar térmica;
- Combinación de geotermia o aerotermia con solar térmica;
- Empleo de solar fotovoltaica para la producción térmica y
- Empleo de la producción térmica para generar frío.

1. COMBINACIÓN DE BIOMASA CON SOLAR TÉRMICA

Se trata de una de las combinaciones más razonables que podemos alcanzar.

Los sistemas de biomasa tienen un claro punto débil en la producción de ACS, ya que requiere poner en marcha calderas de fuerte inercia térmica que tardarán tiempo en alcanzar la temperatura de servicio.

Esto puede no suponer un problema en temporada de invierno (la caldera ya debe estar encendida) pero sí en los períodos de primavera-otoño y sobre todo en verano, cuando el servicio de calefacción está interrumpido.

Sin embargo es en estas estaciones cuando la radiación solar es máxima, por lo que una forma eficiente de calentar agua para consumo es el empleo de paneles solares térmicos.

Un sistema de estas características funcionaría en invierno enteramente mediante una caldera de biomasa y en verano tan solo requeriría del empleo de los paneles solares para el calentamiento de ACS.



Recuerda

La combinación de los sistemas de energía renovables de biomasa con solar térmica es una de las más razonables que se deben adoptar.

La combinación reduce notablemente los tiempos de encendido de la caldera de biomasa fuera de la temporada de calefacción, aumentando su vida útil.

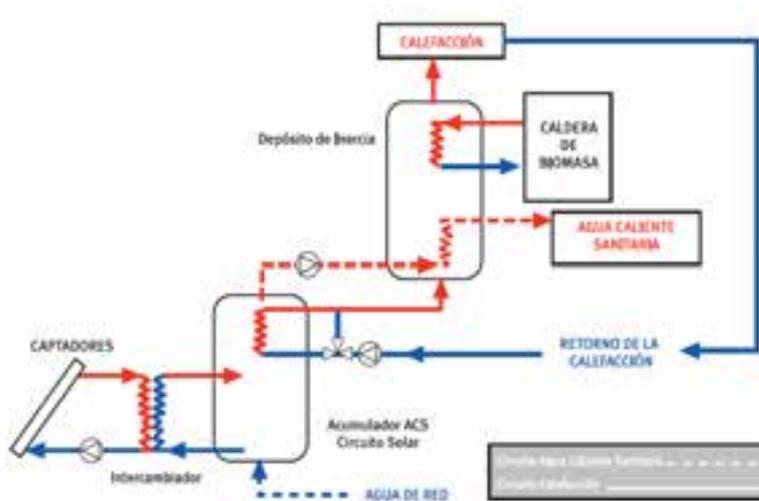


Figura 1. Esquema de instalación de biomasa con solar térmica. Fuente IDAE

2. COMBINACIÓN DE GEOTERMIA O AEROTERMIA CON SOLAR TÉRMICA



Instalación de geotermia o aerotermia

Se basa en una bomba de calor reversible, capaz de aportar calor en invierno y frío en verano.

Sin embargo lo que no es capaz de hacer este sistema es de aportar calor y frío al mismo tiempo. Cuando en verano la bomba geotérmica o aerotérmica proporcione frío no podrá responder a la demanda de ACS y requerirá un equipo auxiliar (Caldera o calentador).

La forma más eficiente de reducir el empleo del equipo auxiliar en verano es implementar un sistema solar térmico que caliente el agua y que en la mayoría de la geografía española evitará la puesta en funcionamiento del equipo auxiliar para calentar agua en verano.

3. EMPLEO DE SOLAR FOTOVOLTAICA PARA LA PRODUCCIÓN TÉRMICA

En la unidad de fotovoltaica hemos comprobado que uno de los problemas en los edificios residenciales es precisamente el exceso de producción eléctrica en horas de bajo consumo en el edificio.

Puesto que actualmente la potencia que se puede inyectar a la red está limitada por las condiciones de servicio en la zona y además supondría ceder lo generado sin recibir compensación económica, una forma de emplear la energía generada es en beneficio de los consumos térmicos del edificio mediante dos medios ya conocidos:

- De forma directa mediante resistencias que calienten el agua para calefacción o consumo.
- Empleando bombas de calor que realicen la misma tarea pero con un rendimiento mayor.

De esta forma convertimos los excesos de producción eléctrica en energía térmica mucho más fácil y económica de almacenar gracias a los intercambiadores y acumuladores ya mencionados en el manual.

4. EMPLEO DE LA PRODUCCIÓN TÉRMICA PARA GENERAR FRÍO. MÁQUINAS DE ABSORCIÓN

De todas las energías renovables de producción térmica expuestas, tan solo las que emplean bombas de calor son capaces de dar respuesta a la demanda de refrigeración de forma directa.



Máquinas de absorción

Son equipos que permiten convertir la producción de calor a temperaturas entre 80-90 °C, que pueden alcanzarse con calderas de biomasa o captadores solares de tubo vacío, en agua fría para refrigeración por suelo refrescante o empleo de fan-coil.

Se denominan **máquinas de absorción**, y su empleo no está muy difundido en España aunque son la base del autonombado “frío solar” que en ocasiones habremos visto anunciado.

Las más empleadas en edificación son las máquinas de efecto simple al ser las que requieren temperaturas de activación cercanas a las que pueden producirse en usos terciarios o residenciales.

El ciclo de absorción de simple efecto es bastante insensible a los incrementos de aporte térmico, por lo que no saca provecho de fuentes de energía que pudieran proporcionar mayores temperaturas (no por aportar más temperatura obtenemos más frío).

Por otro lado el rendimiento de una máquina de simple efecto es del orden del 0,7, lo que quiere decir que para obtener 1 kWh de frío son necesarios 1,43 kWh de energía térmica, muy lejos de los COP de las bombas de calor (de 2,5 a 4,5) pero cerca de las de motor a gas con recuperador de calor (1,5 a 3,0) y mucho más de las de gas sin recuperador de calor (1,0 a 2,0).

Esta circunstancia se ve compensada por su bajo consumo eléctrico, entre el 5 - 10% de los sistemas tradicionales, lo que supone una reducción en torno a 1.026 kg de CO₂ por kWh eléctrico no consumido y el empleo de energía térmica de bajo coste (biomasa o solar) y emisiones nulas de CO₂.

Su funcionamiento se basa en 4 fases o ciclos:

1. Generador:

La solución acuosa al 52% de BrLi (la proporción de la mezcla es importante para su correcto funcionamiento) es calentada por intercambio gracias al aporte térmico del agua procedente de la caldera de biomasa, a una temperatura en torno a 85 °C, retornando a 80 °C.



Recuerda

Mientras que una máquina de compresión necesita el aporte de una energía externa (eléctrica o gas), una máquina de absorción precisa del aporte de calor para su funcionamiento.

Al calentarse la solución entra en ebullición, el vapor se desplaza al condensador y la solución restante, con una mayor concentración de BrLi (57%) se desplaza en estado líquido al intercambiador de calor.

2. Condensador:

En el condensador el vapor de agua se condensa al enfriarse hasta 36 °C gracias al intercambio de agua procedente a unos 31 °C de, por ejemplo, una torre de refrigeración.

3. Evaporador

Es en el evaporador donde se capta calor, y por tanto se genera frío.

El líquido refrigerante procedente del condensador se introduce por una válvula de expansión que separa los espacios de alta presión (generador-condensador) y baja presión (evaporador-absorbedor).

En las condiciones de presión del evaporador el agua evapora a 3 °C, gracias al calor que absorbe del circuito de agua que refrigera, pasando de unos 15 a 7 °C.

4. Absorbedor

Comparte espacio con el evaporador, pero recibe enfriamiento del agua externa de la torre de refrigeración, permitiendo condensar el vapor de agua generado en el evaporador.

Al mismo tiempo la solución concentrada que permanecía en el intercambiador se bombea hacia el evaporador, donde el BrLi absorbe el vapor de agua, diluyendo la solución de nuevo a las condiciones iniciales.

El BrLi es una sal con alta afinidad al agua, que mediante este proceso consigue captar el vapor de agua y que no aumente la presión en el espacio compartido por evaporador y absorbedor.

El ciclo se cierra cuando tras absorber el vapor de agua la solución se diluye a la proporción inicial, y es aspirada por una bomba y reconducida al generador, pasando antes por el intercambiador donde recupera parte del calor perdido, optimizando el rendimiento del proceso.



Recuerda

El funcionamiento de las máquinas de absorción se basa en cuatro ciclos:

1. Generador
2. Condensador.
3. Evaporador.
4. Absorbedor.

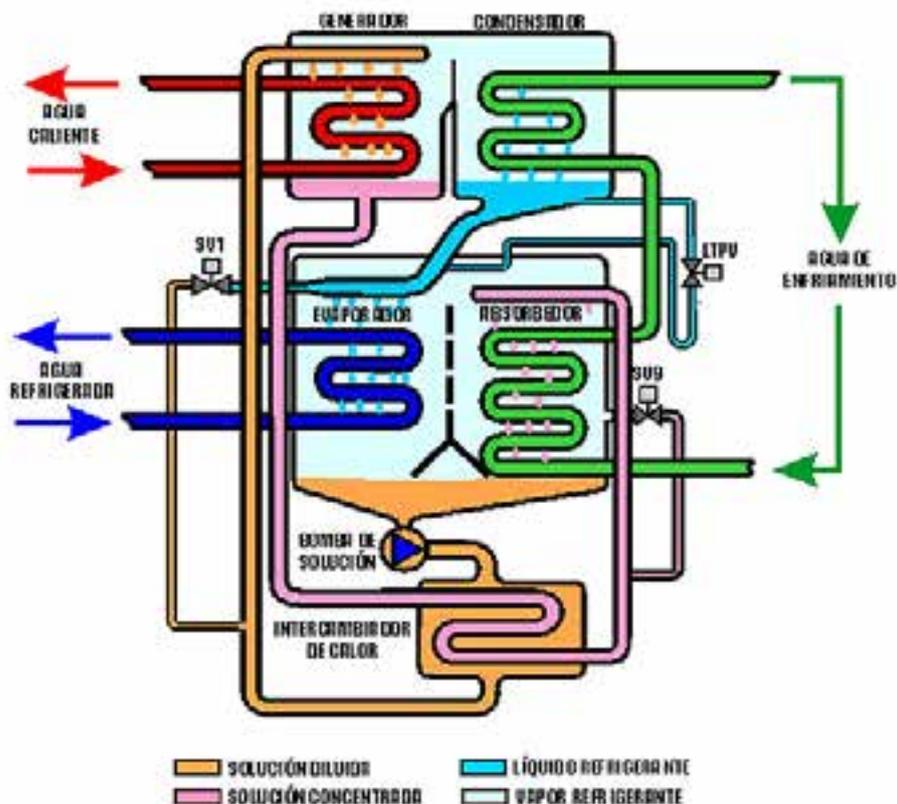


Figura 2. Máquina de absorción simple. Fuente IDAE

RESUMEN

- La combinación de los sistemas de energía renovables de biomasa con solar térmica es una de las más razonables que se deben adoptar.
- Mientras que una máquina de compresión necesita el aporte de una energía externa (eléctrica o gas), una máquina de absorción precisa del aporte de calor para su funcionamiento.
- El funcionamiento de las máquinas de absorción se basa en cuatro ciclos:
 1. Generador
 2. Condensador.
 3. Evaporador.
 4. Absorbedor.

OTRAS PUBLICACIONES QUE TE PUEDEN INTERESAR DEL PROYECTO CONSTRUYE 2020

Libros



Instalaciones de geotermia
Rubén Munguía Rivas



Instalaciones de biomasa
Juan Ramón Sicilia Pozo



Rentabilidad en la eficiencia
energética de edificios
Óscar Redondo Rivera



Eficiencia energética
en edificios
Óscar Redondo Rivera



Instalaciones de
climatización
Alejandro San Vicente Navarro



Instalación de ventanas
Fundación Laboral de
la Construcción



Aislamiento térmico
de edificios
Fundación Laboral de
la Construcción

Estos libros los puedes
descargar en:
www.construye2020.eu



AYÚDANOS A MEJORAR

Si tienes alguna sugerencia sobre nuestras publicaciones,
escríbenos a recursosdidacticos@fundacionlaboral.org

PERMANECE ACTUALIZADO, CONOCE NUESTROS RECURSOS WEB

Fundación Laboral de la Construcción:
fundacionlaboral.org

Información en materia de PRL:
lineaprevencion.com

Gestión integral de prevención de PRL en construcción:
gesinprec.com

Portal de la Tarjeta Profesional de la Construcción (TPC):
trabajoenconstruccion.com

Portal de formación:
ofertaformativa.com

Buscador de empleo:
construyendoempleo.com



[facebook.com/
FundacionLaboral
Construccion](https://facebook.com/FundacionLaboralConstruccion)



[twitter.com/
Fund_Laboral](https://twitter.com/Fund_Laboral)



[youtube.com/
user/fundacion
laboral](https://youtube.com/user/fundacionlaboral)



[slideshare.net/
FundacionLaboral](https://slideshare.net/FundacionLaboral)



[plus.google.com/
+Fundacion
laboralOrgFLC/
posts](https://plus.google.com/+FundacionlaboralOrgFLC/posts)

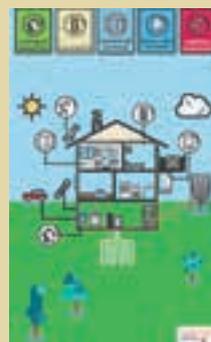


[www.linkedin.
com/company/
fundacion-laboral-
de-la-construccion](https://www.linkedin.com/company/fundacion-laboral-de-la-construccion)



[blog.fundacionla-
boral.org/](http://blog.fundacionlaboral.org/)

App



Simulador
Construye2020

Esta app la puedes descargar en:

Android: <https://goo.gl/hFOZOC>
Apple: <https://goo.gl/A2C53J>

El presente proyecto ha sido financiado con el apoyo de la Comisión Europea.
Esta publicación (comunicación) es responsabilidad exclusiva de su autor.
La Comisión no es responsable del uso que pueda hacerse de la información aquí difundida.



Co-funded by the Intelligent Energy Europe
Programme of the European Union