

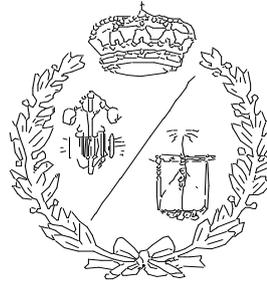


## Biblioteca Universitaria

La consulta de este documento, que se lleva a cabo mediante claves de identificación y responsabilidad personal, es posible exclusivamente para fines de estudio personal o investigación. No se autoriza a reproducir su texto más que en forma de breves citas entrecomilladas, indicando el nombre del autor y la fuente. Por tanto, no se permite descargar, copiar, transformar ni grabar su contenido.

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS  
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN**

**UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**



***Proyecto / Trabajo Fin de Carrera***

**ESTUDIO Y DISEÑO EN LA  
OPTIMIZACIÓN FOTOVOLTAICA PARA  
UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR**

**(Study and Desing Optimization for a  
Solar Single-Family Dwelling)**

Para acceder al Título de

**INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL  
ESPECIALIDAD MECÁNICA**

**Autor: Juan Antonio Miguel Parada**

**Octubre – 2009**

<b>0. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
0.1 Objeto del Estudio .....	1
<b>1. PROBLEMÁTICA MEDIAMBIENTAL Y ASPECTOS ECONÓMICOS .....</b>	<b>2</b>
<b>2. LA ENERGÍA SOLAR .....</b>	<b>4</b>
2.1 Introducción.....	4
2.2 Radiación Solar.....	5
2.3 Posición del Sol respecto la Tierra .....	9
2.4 Tablas de Radiación e Insolación.....	15
<b>3.INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA .....</b>	<b>16</b>
3.1 Efecto Solar Fotovoltaico .....	16
3.2 La Radiación Solar. Unidades .....	16
3.3 Ventajas e Inconvenientes de la Instalación Fotovoltaica .....	18
3.4 Desarrollo de la Energía Solar Fotovoltaica.....	20
3.5 La Energía Solar Fotovoltaica en los edificios .....	24
3.6 Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica. Instalaciones Conectadas a la Red Eléctrica .....	25
3.6.1 Introducción a los Sistemas Conectados a la Red Eléctrica....	26
3.6.2 <i>Elementos Constitutivos de la Instalación</i> .....	26
3.6.3 <i>Módulos Solares Fotovoltaicos</i> .....	28
3.6.4 <i>Aplicaciones de los Sistemas Conectados a la Red Eléctrica</i> .	26
3.7 Estrategias de Integración Arquitectónica.....	30
3.7.1 Propiedades de los Cerramientos Fotovoltaicos.....	30
3.7.2 <i>Posibilidades de Integración</i> .....	31
3.7.3 <i>Integración en cubiertas</i> .....	33
<b>4.DISEÑO DE LA CUBIERTA SOLAR FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>36</b>
4.1 Situación y Emplazamiento .....	36
4.2 Climatología .....	37
4.3 Componentes del Sistema Solar Fotovoltaico .....	38
4.3.1 <i>Paneles Solares</i> .....	39
4.3.2 <i>Inversores</i> .....	40
4.3.3 <i>Estructura Soporte</i> .....	42
4.3.4 <i>Integración Arquitectónica</i> .....	43
4.3.5 <i>Superposición Arquitectónica</i> .....	46
4.4 Diseño del sistema Fotovoltaico .....	47

4.4.1 Dimensionado del Sistema Fotovoltaico.....	48
4.4.2 Determinación de Consumos.....	49
4.4.3 Orientación.....	50
4.4.4 Inclinación.....	50
4.4.5 Cálculo de las Sombras y Distancia entre Paneles.....	54
4.4.6 Métodos de Dimensionado.....	56
4.4.7 Pasos en el Dimensionado de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos.....	57
4.4.8 Estimación del Consumo.....	58
4.4.9 Cálculo del Ángulo Óptimo de Inclinación de los Paneles.....	62
<b>5.DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>63</b>
5.1 Cálculo de Generador y Batería.....	63
5.2 Dimensionado del Sistema de Acumulación (Batería).....	67
5.3 Dimensionado del Regulador.....	70
5.4 Dimensionado del Inversor.....	71
5.5 Dimensionado del Cableado.....	72
5.6 Otros métodos de Cálculo.....	73
5.7 Número total de Paneles por Superficie Útil.....	74
5.8 Características de la Interconexión.....	76
5.9 Cálculo de la Energía Generada por la Instalación.....	77
<b>6.MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN.....</b>	<b>81</b>
6.1 Mantenimiento a Cargo del Usuario.....	81
6.2 Mantenimiento a Cargo del Servicio Técnico.....	82
6.3 Requerimientos Técnicos del Contrato de Mantenimiento.....	83
6.3.1 Generalidades.....	83
6.3.2 Programa de Mantenimiento.....	83
6.4 Garantías.....	85
<b>7.RESUMEN DEL PRESUPUESTO.....</b>	<b>88</b>
<b>8.ANALISIS DE LA SOSTENIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN.....</b>	<b>90</b>
8.1 Impacto Económico.....	90
8.1.1 Tarifa de Venta de la Energía Generada.....	90
8.1.2 Balance Económico.....	95
8.1.3 Periodo de Retorno de Inversión.....	96
8.2 Impacto Ambiental.....	96
8.3 Impacto Social.....	99
<b>9.CONCLUSIONES.....</b>	<b>100</b>

<b>10.BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>102</b>
<b>ANEXO A PLANOS .....</b>	<b>105</b>
<b>ANEXO B CATALOGOS.....</b>	<b>106</b>
<b>ANEXO C LA NORMATIVA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA.....</b>	<b>117</b>

## 0. INTRODUCCIÓN

Los recursos naturales que hay en nuestro planeta, tienden a agotarse, no es posible, por ejemplo, estar produciendo petróleo indefinidamente y el aumento de su precio y los problemas medioambientales que produce, hace pensar en la energía que nos ofrece el sol como una alternativa de energía limpia y renovable.

Comparado con el resto de países de Europa, España goza de una climatología privilegiada debido a su situación. Esto implica que sobre cada metro cuadrado de su suelo, inciden al año alrededor de 1500 kWh de energía, cifra similar a la de muchas regiones de América central y del sur.

Además de esto el sol, se puede aprovechar como energía para ofrecer calor y electricidad. En este estudio, vamos a tratar la energía del sol como medio para la producción de electricidad en el hogar, y poder observar si es viable el uso de la energía fotovoltaica para dicha aplicación.

### 0.1- OBJETO DEL ESTUDIO

Este estudio tiene como título; “Estudio y diseño en la optimización de energía solar fotovoltaica para una vivienda unifamiliar”.

Se trata de analizar el edificio que se presenta, con el fin de poder usarlo como una vivienda unifamiliar, en un principio para uso esporádico de 8 personas. Se ha estudiado la viabilidad de utilizar la energía fotovoltaica.

La vivienda está ubicada en, Hoz de Anero, provincia de Cantabria,

Los objetivos que se persiguen con este proyecto son:

- Estudio de la energía solar fotovoltaica.

- Dimensionar y seleccionar los componentes de una instalación solar fotovoltaica para una casa unifamiliar en función de los m<sup>2</sup> de tejado que dispone la casa unifamiliar seleccionada. La instalación fotovoltaica a estudiar estará conectada a la red eléctrica para vender la energía eléctrica generada y de este modo obtener un beneficio económico.
- Dimensionar un sistema fotovoltaico atendiendo a los métodos de cálculo numérico sin necesidad de un programa informático.
- Evaluar resultados obtenidos según el punto de vista económico, medio ambiental y social.

## **1. PROBLEMÁTICA MEDIOAMBIENTAL Y ASPECTOS ECONÓMICOS**

El protocolo de Kioto marcó unas pautas a conseguir por todos los países adheridos. Este reto marcó el año 2010 como meta para los objetivos. Tal vez nadie esperaba que se realizase un seguimiento tan exhaustivo por parte de las organizaciones ecologistas y de otras organizaciones implicadas en este avance. Según sus estimaciones dan por hecho que a la llegada del 2010 solo se habrá conseguido el 56% de los objetivos, y si no se aplican medidas correctivas para mejorar no se pasara de esta cantidad.

El acuerdo de Kioto asigna un reparto de carga de emisiones entre los estados de la Unión Europea. España puede elevar sus emisiones hasta en un 15% respecto a los niveles base de 1990. Sin embargo, nuestro país ya sobrepasa con creces ese límite, como reconoce el gobierno. El ejecutivo prevé que las emisiones de gases invernadero en 2010 sean entre un 28% y un 48% superiores a las de 1990, dependiendo de si se toman o no medidas adicionales a las previstas.

En cuanto a la Unión Europea, la disminución global de las emisiones invernadero lograda hasta el momento (un 2,3% menos en 2001 que en 1990, según el último informe de la Comisión Europea) tampoco es suficiente para conseguir el

objetivo de un 8% de reducción. Con países como España nunca se logrará. De hecho, solo seis estados (Luxemburgo, Alemania, Reino Unido, Finlandia, Suecia y Francia) están cumpliendo sus compromisos, y la Comisión Europea estima que con las políticas y medidas actualmente vigentes, las emisiones solo se podrán reducir hasta un 4,7% en 2010, el 56% de los objetivos que ya se han citado.

Por más que haya quien vea en dicho protocolo una amenaza para sus beneficios económicos a corto plazo, la verdadera amenaza esta en el cambio climático, ante el cual Kioto no es solo una necesidad y una obligación, sino también una oportunidad. De hecho entre muchas otras cosas, supone una excelente oportunidad para promover la innovación tecnológica y reducir la dependencia energética, avanzando en el desarrollo de las energías renovables.

Con el escenario actual España incumpliría gravemente el protocolo de Kioto, y podría ser sancionado por la Unión Europea. España a conseguido en 2008 un incremento acumulado del 49,5% de las emisiones respecto a 1990, en lugar del 15% al que autoriza la UE, quienes nos ponen a la cola en este ejercicio. Solo hay dos formas importantes de reducir las emisiones: promover las energías renovables, tal y como se plasmó en el plan de fomento de las energías renovables (PFER) en España, y aumentar la eficiencia energética.

El plan de fomento de las energías renovables es un buen plan, pero no se está cumpliendo, por falta de presupuestos y un marco jurídico claro y estable. La estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 es insuficiente, pues supone un aumento del 58% de las emisiones directas de CO<sub>2</sub>. Tampoco cabe albergar grandes esperanzas en cuanto a los sumideros, pues con el Plan Forestal del Gobierno en el mejor de los casos se podrían ahorrar el 2,5% adicional de las emisiones actuales en 2012 y un 7,5% para el año 2030.

El campo de las energías renovables se encuentra actualmente en necesidad de información, difusión y entendimiento, ya que falta divulgación. La información en torno a las fuentes de energías limpias no traspasa el ámbito de los sectores implicados directamente en su desarrollo, de forma que resulta difícil llegar a la gente.

En cuanto a la educación económica de la gente, se puede decir que no es la adecuada, ya que solo se conocen los términos inversión y gasto. Los potenciales clientes no hablan de amortización, periodo de recuperación del capital, tasa de rentabilidad, etc., cuando llega el momento de decidirse por la instalación. Y el ritmo de vida impuesto en esta sociedad incita a mejorar el nivel de vida individual, sin pensar en el de los demás. Vivimos en un constante reto de mejora social sin importar a costa de quien o que, siempre que no disminuyan las prestaciones conseguidas para uno mismo. Y como siempre el gran perjudicado en este caso es el Medio Ambiente.

Llegados a este punto creo que es una buena idea empezar el proyecto introduciéndonos en el ámbito de la energía del sol, y explicar los sistemas de aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica, para poder tratar la instalación propiamente dicha.

## **2. LA ENERGÍA SOLAR**

### **2.1- INTRODUCCIÓN**

El sol ha sido, desde hace millones de años, fuente de vida para el ser humano y la naturaleza en sus ciclos de desarrollo. Pero nunca se pensó que el sol tuviera la suficiente energía para poder aportar calidad de vida al hombre, sin tener que llegar a agotar el resto de recursos energéticos, que aparte de tener fecha de caducidad, algunos de ellos llegan a ser contaminantes.

Nuestra labor, es saber cómo podemos aprovechar, de forma racional, la luz que se derrama sobre el planeta. Se prevé que el sol arroje sobre la tierra cuatro mil veces más energía que la que vamos a consumir. España, por su privilegiada situación y climatología, se ve particularmente favorecida respecto al resto de países Europeos, ya que sobre cada metro cuadrado de suelo inciden al año unos 1500 kWh de energía.

Nuestra labor, es poder conseguir nuevos sistemas de captación, capaces de recoger la mayor cantidad de energía y ser capaces a su vez de almacenarla. Se debe seguir estudiando la posibilidad de una mejora en la tecnología solar con el fin de poder aprovechar esta fuente de energía gratuita que nos ofrece el sol.

## 2.2- RADIACION SOLAR

El Sol se puede considerar como un gigantesco reactor de fusión nuclear, constituido por diferentes gases que se encuentran retenidos en el mismo por fuerzas gravitatorias. La energía en forma de radiación electromagnética, resultado de las reacciones de fusión que tienen lugar en él, fundamentalmente en el núcleo, debe ser transferida a la superficie exterior para, desde allí, ser radiada al espacio; en este proceso de transferencia aparecen fenómenos convectivos y radiativos, así como sucesivas capas de gases, dando lugar a un espectro de emisión continuo.

A pesar de la compleja estructura del Sol, para las aplicaciones de los procesos térmicos derivados del mismo, se puede adoptar un modelo mucho más simplificado. Así, se puede considerar al Sol como un cuerpo negro que radia energía a la temperatura de  $5.762^{\circ}\text{K}$ , ya que la distribución de energía para cada longitud de onda aprovechable por los procesos térmicos y fototérmicos, es básicamente la misma que la de dicho cuerpo negro.

Para otros procesos que dependen de la longitud de onda, y en los que la distribución espectral es un factor importante, por ejemplo en los procesos fotovoltaicos o fotoquímicos, pueden ser necesarias consideraciones más detalladas.

Desde el punto de vista energético, la masa solar que por segundo se irradia al espacio en forma de partículas de alta energía y de radiación electromagnética es aproximadamente de  $5,6 \cdot 10^{35}$  GeV y, de ella, la Tierra recibe en el exterior de su atmósfera un total de  $1,73 \cdot 10^{14}$  kW, o sea  $1,353$  kW/m<sup>2</sup>, que se conoce como constante solar y cuyo valor fluctúa en un  $\pm 3\%$  debido a la variación periódica de la distancia entre la Tierra y el Sol.

La atmósfera y la superficie terrestre se encuentran a temperaturas medias distintas y, por lo tanto, también radian energía; así, la longitud de onda de la radiación solar está comprendida entre,  $0,05 \mu\text{m}$  y  $4 \mu\text{m}$ , mientras que la radiación terrestre lo está entre  $3 \mu\text{m}$  y  $80 \mu\text{m}$ , es decir, se trata de emisiones de onda larga.

Los  $1,73 \cdot 10^{14}$  kW de energía solar que inciden sobre la Tierra, se reparten en la siguiente forma:

- Energía solar reflejada por la atmósfera hacia el espacio exterior: 30%,  $0,52 \cdot 10^{14}$  kW.
- Energía solar que se utiliza en calentar la atmósfera: 47%,  $0,80 \cdot 10^{14}$  kW
- Energía solar que se utiliza en la evaporación de los océanos: 23%,  $0,40 \cdot 10^{14}$  kW.
- Energía solar que se utiliza en generar perturbaciones atmosféricas, como el viento:  $0,0037 \cdot 10^{14}$  kW.
- Energía solar utilizada en la fotosíntesis:  $0,0004 \cdot 10^{14}$  kW.

De lo anterior se deduce, Figs.2.1, que:

El 47% de la energía solar incidente alcanza la superficie terrestre, de forma que el 31% lo hace directamente y el otro 16% después de ser difundida por el polvo, vapor de agua y moléculas de aire.

El resto de la energía solar, el 53%, no alcanza la superficie de la Tierra, ya que:

- Un 15% es absorbida por la troposfera, (agua, ozono y nubes)
- Un 23% es reflejada por las nubes

- Un 7% es reflejada por el suelo
- Un 2% es absorbida por la estratosfera, principalmente por el ozono
- El 6% restante es la energía difundida por la atmósfera que se dirige hacia el cielo.

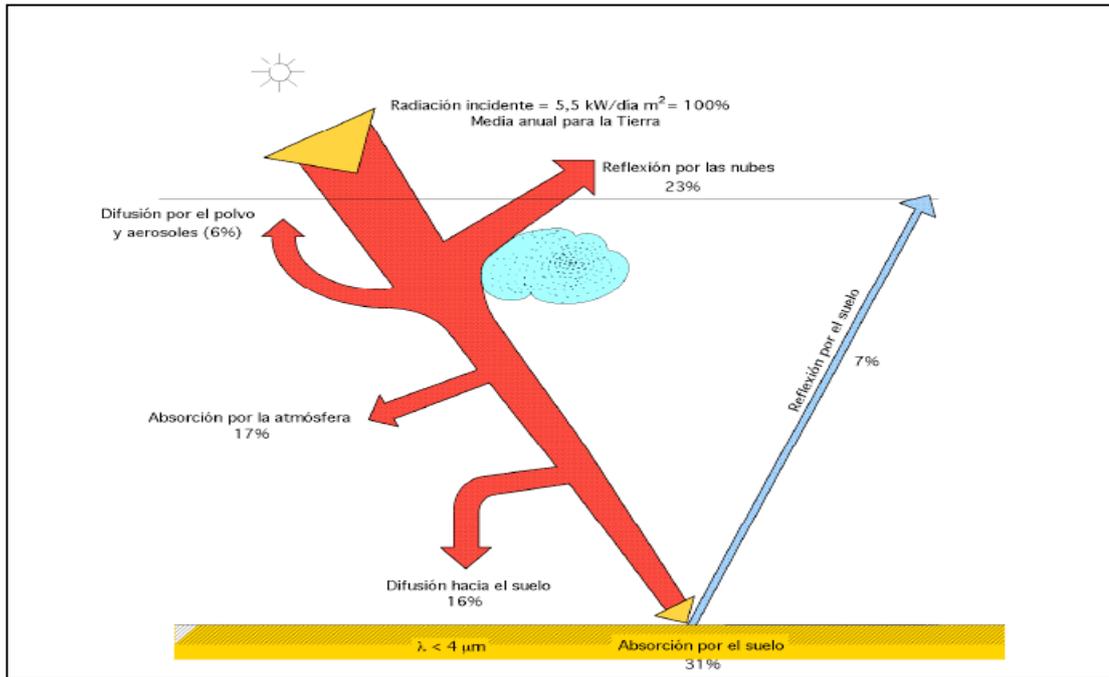


Figura 2.1 Balance de radiación solar

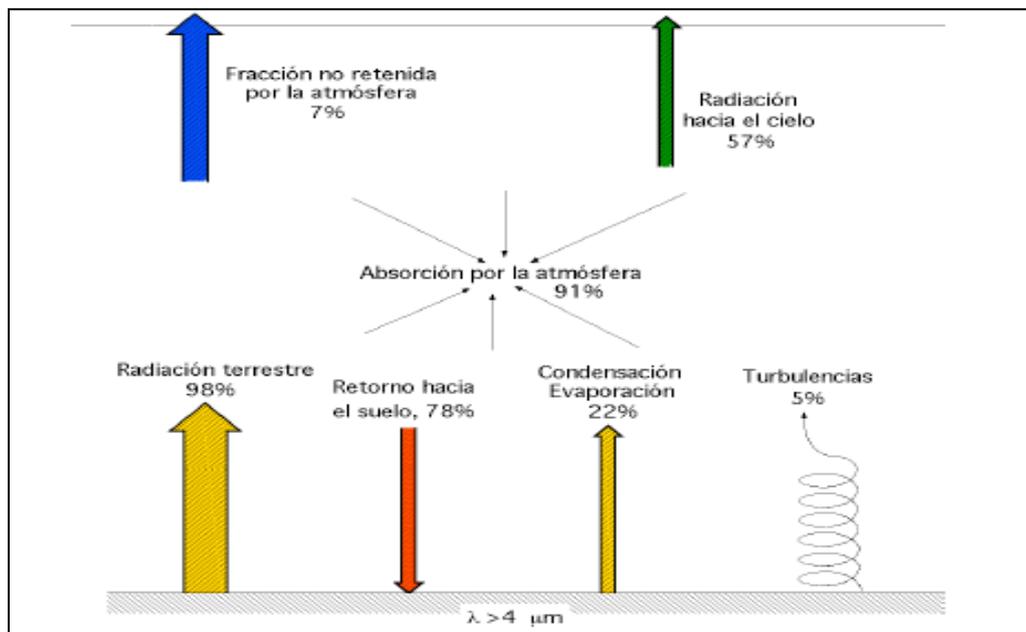


Figura 2.2 Balance de radiación terrestre

La radiación que el sol desprende de los procesos químicos que se generan en su interior, como hemos visto no llega de forma completa a la tierra. Tiene que atravesar la capa atmosférica que envuelve a la tierra, es decir, nueve kilómetros de espesor contados desde el nivel del mar, hasta el nivel más alto de la misma. En el paso por la atmosfera, de dicha radiación, se producen fenómenos de difusión, absorción y reflexión, producido por las moléculas en suspensión dentro de la atmosfera, tanto más, cuanto mayor sea el número de partículas en suspensión.

De toda la radiación que llega a la tierra, hay una parte que se recibe directamente desde el sol y la cual no sufre cambio de dirección debido a los fenómenos de reflexión o difusión, se conoce con el nombre de radiación directa.

Existe otro tipo de radiación conocida con el nombre de radiación solar difusa, que es aquella radiación que llega a la superficie terrestre una vez que la reflexión y la difusión la hayan cambiado de dirección.

El total de estos dos tipos de radiación es la radiación total susceptible de aprovechamiento energético. Se necesita de los dos tipos de radiación debido a que la radiación directa produce sombras por detrás de los cuerpos, ya que esta llega al objeto de forma directa, en cambio la radiación difusa, es la que llega al cuerpo por todas sus partes, lo que significa que siempre le está llegando radiación al objeto por todas sus partes.

Por ultimo cabe destacar la radiación de albedó, que es la reflejada por los cuerpos situados alrededor de la superficie sobre la que interesa evaluar la radiación, y hay que añadirla a la directa y a la difusa que dicha superficie recibe. El albedó de los cuerpos es tanto mayor cuanto más claro sea el color de los mismos.

La influencia del albedó del entorno sobre la radiación incidente en un colector solar suele ser despreciable, y tan solo en casos de ubicaciones muy particulares, como por ejemplo cuando existen paredes de color claro detrás de los colectores, puede suponer una pequeña ganancia adicional de energía.

### 2.3- POSICIÓN DEL SOL RESPECTO A LA TIERRA

Se puede decir que el sol lleva brillando alrededor de unos cinco mil millones de años, y en comparación, el ser humano hace poco que conoce realmente su poder de ofrecernos la energía que desprende. Aun habiendo pasado tanto tiempo se cree que el sol aun no ha llegado a la mitad de su existencia, esto hace que en todavía podamos sacar provecho a su energía para crear calidad de vida en el ser humano y en la tierra.

El movimiento de la Tierra alrededor del Sol se llama traslación y lo hace describiendo una órbita elíptica de muy poca excentricidad llamada Eclíptica, estando el Sol situado en uno de sus focos. La duración del recorrido es de 365 días, 5 horas y 48 minutos a una velocidad de 108.000 Km/hora, aproximadamente.

Esta órbita está inclinada con respecto al plano del Ecuador un ángulo de  $23^{\circ}45'$  y ello hace que sobre un punto determinado de la Tierra los rayos del Sol caigan unas veces más perpendicularmente que en otros y, por lo tanto, que la radiación incidente  $I_0$  sobre la misma sea diferente, Fig.2.3.

Por otra parte, la Tierra tiene un movimiento de rotación alrededor de su eje en el que emplea 24 horas. Ahora bien, debido a la inclinación del eje de rotación y del movimiento orbital de la Tierra, la duración del día y de la noche varían según la latitud  $\lambda$  del lugar. Así, en el Ecuador terrestre el día y la noche son iguales, doce horas, pero esa igualdad se va perdiendo a medida que se pasa del Ecuador hacia los Polos, ya que progresivamente van apareciendo inviernos de noches más largas en contraposición con veranos de noches más cortas; en las regiones polares duran medio año cada uno.

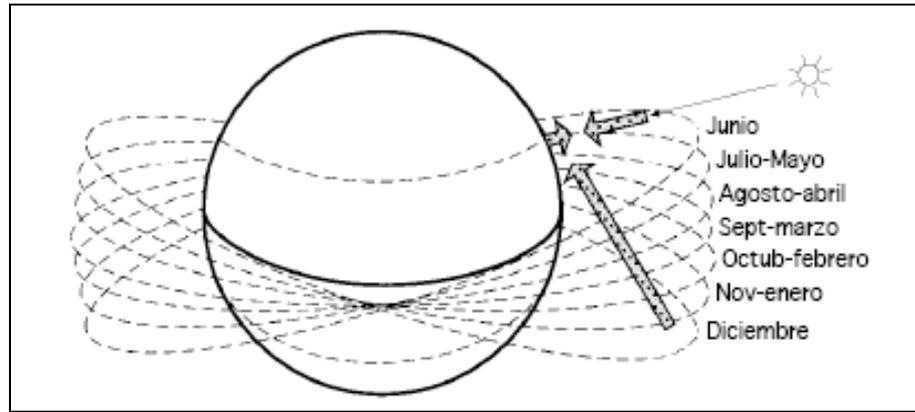


Figura 2.3 posiciones del sol a lo largo del año

Para calcular la radiación solar incidente y el ángulo de incidencia sobre una superficie que tiene una determinada inclinación y orientación, debemos conocer la posición del sol respecto a la tierra, además de la orientación del plano, su inclinación respecto a la horizontal, y la latitud geográfica del lugar donde se encuentre el plano en cuestión. Las coordenadas solares que definen la posición del sol se muestran en la Figura 2.4 y para ello es necesario definir los distintos ángulos que intervienen.

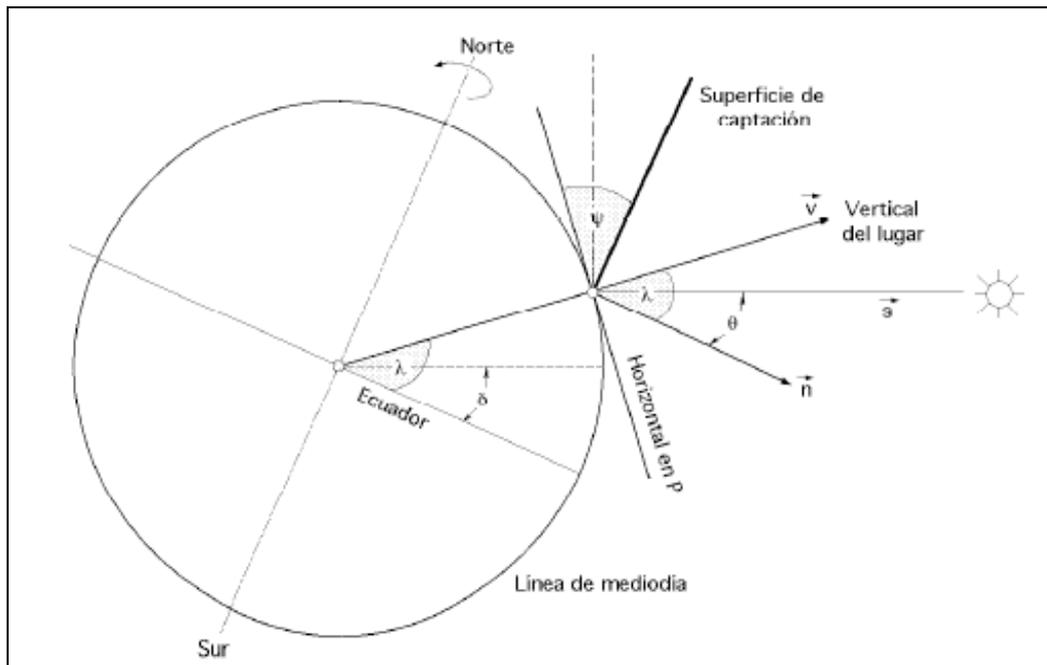


Figura 2.4 Situación espacial de diversos ángulos

- El ángulo acimutal del Sol  $\beta_s$ , es el ángulo que forma la componente horizontal de la radiación solar directa, con la dirección Norte-Sur, en el hemisferio norte. Se mide sobre el plano horizontal que pase por el lugar.  $\beta_s=0^\circ$  corresponde al sur. Hacia el este se consideran valores positivos y hacia el oeste negativos.
  
- El ángulo cenital solar  $\theta_s$  es el que forma la radiación directa del Sol y la vertical del lugar, en un punto cualquiera de la Tierra. Este ángulo varía continuamente a lo largo del día y depende de la latitud del lugar y de la declinación.
  
- La declinación  $\delta$ , que es la posición angular del Sol al mediodía solar, respecto al plano del Ecuador terrestre; el valor de este ángulo se suele tomar cada día al mediodía solar. Esto es debido a que el eje de rotación de la Tierra está inclinado un ángulo de  $23^\circ 45'$  respecto al eje del plano que contiene la órbita que describe alrededor del Sol y de ahí que el valor de la declinación varíe entre  $\pm 23^\circ 45'$  a lo largo del año. La declinación al Norte del Ecuador se considera positiva.
  
- El ángulo horario  $\tau$  es el desplazamiento angular del Sol, respecto al mediodía, que es el instante en que el Sol se encuentra más alto en el cielo y se corresponde con un ángulo cenital solar mínimo, es decir, con un ángulo horario igual a 0. Cada hora es igual a  $15^\circ$  de longitud, tomando un valor (+) por las mañanas y (-) por las tardes. Por ejemplo, si el mediodía solar es a las 12 horas, a las 10 horas corresponde  $\tau=-30^\circ$ , mientras que a las 16 horas corresponde  $\tau=60^\circ$ . El mediodía solar es, por definición,  $\tau=0^\circ$ .
  
- La latitud  $\lambda$  de un lugar cualquiera sobre la superficie de la Tierra, es su desplazamiento angular por encima o por debajo del Ecuador, medido desde el centro de la Tierra. Se considera positiva al Norte del Ecuador. Toma valores  $-90 \leq \lambda \leq 90^\circ$ .

- La longitud del lugar  $L$  es el ángulo que forma el plano que pasa por los polos en un lugar de la superficie de la Tierra y el plano que pasa por Greenwich; este plano es un cero arbitrario y la línea que corta sobre la superficie terrestre se denomina meridiano de Greenwich. La longitud y la latitud son las coordenadas que localizan un punto cualquiera sobre la superficie de la Tierra.
- Otro ángulo que se debe tener en cuenta es el que forma el terreno, (o la superficie que se considere), con la horizontal del lugar y que llamaremos  $\psi$ ; éste es el ángulo cenital de la superficie y, por lo tanto, el ángulo que forma la normal a la superficie con la vertical del lugar.

La altura solar o ángulo de elevación del Sol por encima del horizonte es importante por dos razones. En primer lugar, a mayores alturas solares, la radiación recorre una distancia más corta al atravesar la atmósfera, mientras que para alturas solares más bajas, la radiación procedente del Sol es forzada a recorrer una masa de aire mucho mayor,  $m > 1$ . Los efectos atenuantes de la masa de aire implicados reducen la radiación solar y las mayores alturas solares proporcionan más horas de luz, lo que permite mejores insolaciones.

Las relaciones trigonométricas existentes entre la posición de un plano orientado en cualquier forma y en cualquier momento, respecto a la dirección de la componente directa de la radiación solar incidente, se puede expresar mediante la expresión (Benford y Book).

Partimos de la expresión que relaciona los ángulos solares según la trigonometría esférica de la tierra:

$$\cos \theta = \sin \delta \sin \lambda \cos \psi - \sin \delta \cos \lambda \sin \psi \cos \beta + \cos \delta \cos \lambda \cos \psi \cos \tau + \cos \delta \sin \lambda \sin \psi \cos \beta \cos \tau + \cos \delta \sin \psi \sin \beta \sin \tau \quad (ec.2.1)$$

En la que  $\psi$  es el ángulo que forma el terreno con la horizontal del lugar. En la mayoría de las aplicaciones de esta ecuación, la única variable a lo largo del día es

el ángulo horario  $\tau$ . Todo lo demás suele ser constante en un lugar y una fecha determinados.

Si el plano del terreno coincide con el plano horizontal ( $\psi = 0$ ) los ángulos cenital  $\theta_s$  y acimutal  $\beta_s$  de la radiación solar directa, que definen la posición del Sol, son:

$$\cos \theta_s = \operatorname{sen} \delta \operatorname{sen} \lambda + \cos \delta \cos \lambda \cos \tau \quad (\text{ec.2.2})$$

$$\cot g \beta_s = \frac{\operatorname{tg} \delta \cos \lambda - \operatorname{sen} \lambda \cos \tau}{\operatorname{sen} \tau} \quad (\text{ec.2.3})$$

La ecuación del ángulo cenital solar, lo que nos permite es calcular la radiación solar en función del tiempo a lo largo de un día, sobre un plano horizontal como puede ser un terreno. También puede usarse para calcular la hora de salida y puesta del sol, haciendo la siguiente consideración. Al salir el sol, lo mismo que al ponerse, su ángulo cenital es de  $90^\circ$ ,  $\theta_s = 90^\circ$ , lo que significa que el coseno de dicho ángulo es nulo.

$$\cos \tau_s = -\operatorname{sen} \lambda \operatorname{sen} \delta \cos \lambda \cos \delta = -\operatorname{tg} \lambda \operatorname{tg} \delta \quad (\text{ec 2.4})$$

Es un cálculo de la salida y puesta del sol, aproximado, no se trata del método astronómico real.

Si el plano está orientado al Sur,  $\beta = 0$ , por lo que:

$$\cos \theta_s = \operatorname{sen} \delta \operatorname{sen} (\lambda - \psi) + \cos \delta \cos \tau \cos (\lambda - \psi) \quad (\text{ec 2.5})$$

Para la declinación  $\delta$  tomaremos el valor medio diario, al mediodía, dado por la ecuación de Cooper:

$$\delta = 23,45 \operatorname{sen} \left( \frac{360 \times (284 + Z)}{365} \right) \quad (\text{ec 2.6})$$

En la que Z es el día del año considerado, contado a partir del 1 de Enero

### LAS ESTACIONES DEL AÑO

La Tierra, en su movimiento alrededor del Sol, describe una órbita elíptica, de escasa excentricidad, de forma que la distancia entre el Sol y la Tierra varía aproximadamente un  $\pm 3\%$ .

- La distancia media Tierra-Sol es,  $d = 149$  millones de Km.
- En el solsticio de verano, la Tierra está alejada una distancia del Sol máxima,  $d_{\text{máx}} = 1,017d$ .
- En el solsticio de invierno, la Tierra se halla a la distancia mínima del Sol,  $d_{\text{mín}} = 0,983 d$ .

La tierra gira alrededor del sol con una separación máxima, el 4 de julio (afelio) y una distancia mínima, el 31 de diciembre (perihelio), mientras que la distancia mediana entre los dos astros es de 149.600.000 km.

Por otro lado, la Tierra gira sobre el eje imaginario que está inclinado  $23^{\circ}30'$  respecto al plano de la eclíptica, es decir, el eje de la Tierra no es perpendicular a su órbita. Como consecuencia de esta inclinación en cada punto de la órbita terrestre, la geometría de la situación de un emplazamiento respecto a los rayos solares es diferente. Este hecho hace que los rayos solares atraviesen un espesor de la atmósfera más grande (invierno) o más pequeña (verano) dando paso a las estaciones meteorológicas, que son opuestas en fechas a los dos hemisferios, debido a que la radiación solar incide con ángulos diferentes.

Así ocurre que el día más largo del año es el 21 de junio (solsticio de verano) y el de menor duración es el 21 de diciembre (solsticio de invierno). En el solsticio de verano, según la latitud de Cantabria, el sol se encuentra aproximadamente a una altura de  $66^{\circ}30'$ , y el solsticio de invierno se encontrara aproximadamente a una altura de  $23^{\circ}30'$ .

Los dos momentos del año en que la duración del día y la noche es la misma (12 horas), se conoce como equinoccios y aproximadamente se producen el 21 de marzo (equinoccio de primavera) y el 21 de septiembre (equinoccio de otoño). Las estaciones del año son los cuatro periodos diferenciados por los dos solsticios y los dos equinoccios.

#### **2.4- TABLAS DE RADIACIÓN E INSOLACIÓN**

Las tablas de radiación proporcionan una información lo suficientemente representativa del valor de la radiación solar en un determinado periodo de tiempo. Constituyen el método de consulta más efectivo cuando no se conocen datos de radiación instantánea; son datos recopilados por las estaciones meteorológicas, utilizando una instrumentación adecuada.

Estas tablas muestran la intensidad o irradiación, que es la cantidad de energía radiante que llega sobre la superficie terrestre en un lugar determinado, y se mide en Julios. Las medidas se realizan en las distintas estaciones meteorológicas obteniendo la radiación total (directa+ difusa + albeldó) que una superficie recibe en un determinado número de días.

Suelen representar la intensidad media útil, en  $W/m^2$ , sobre una superficie horizontal, en un día medio de cada mes. Después se dispone de unos factores de corrección para las superficies inclinadas, y así se puede obtener la energía incidente sobre un colector de una determinada superficie.

## **3- INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTVOLTAICA**

### **3.1- EL EFECTO FOTVOLTAICO**

Los sistemas fotovoltaicos transforman la energía radiante del sol en energía eléctrica. Este proceso de transformación se produce en un elemento semiconductor que se denomina *célula fotovoltaica*. Cuando la luz del sol incide sobre una célula fotovoltaica, los fotones de la luz solar transmiten su energía a los electrones del semiconductor para que así puedan circular dentro del sólido.

La tecnología fotovoltaica consigue que parte de estos electrones salgan al exterior del material semiconductor generándose así una corriente eléctrica capaz de circular por un circuito externo. Para hacer posible el manejo práctico de las células fotovoltaicas, estas se presentan asociadas eléctricamente entre sí y encapsuladas en un bloque llamado panel o módulo fotovoltaico, que constituye el elemento básico para la producción de electricidad.

Normalmente, un módulo fotovoltaico está formado por unas 36 células, teniendo diferentes medidas que oscilan desde el 0,5 m<sup>2</sup> hasta 1 m<sup>2</sup>, el grosor también oscila entre 3,5 cm y 5 cm. El módulo fotovoltaico está formado por unos conjuntos de células solares conectadas entre sí en serie y paralelo hasta conseguir el voltaje adecuado para su utilización, este voltaje suele ser de 12V aunque a plena radiación solar y 25°C de temperatura suele ser de 15V a 17V. El conjunto de células está envuelto por unos elementos que le confieren protección frente a los agentes externos y rigidez para acoplarse a las estructuras que lo soportan.

### **3.2- LA RADIACIÓN SOLAR. UNIDADES**

Las condiciones de funcionamiento de un módulo fotovoltaico dependen de variables externas tales como la radiación solar y la temperatura de funcionamiento. Para poder efectuar el diseño de una instalación solar fotovoltaica se necesita saber

la radiación que se precisa dependiendo de la zona geográfica. Para ello se ha de disponer de las tablas de radiación solar actualizadas de nuestra provincia (los institutos de energía elaboran anualmente un atlas de radiación).

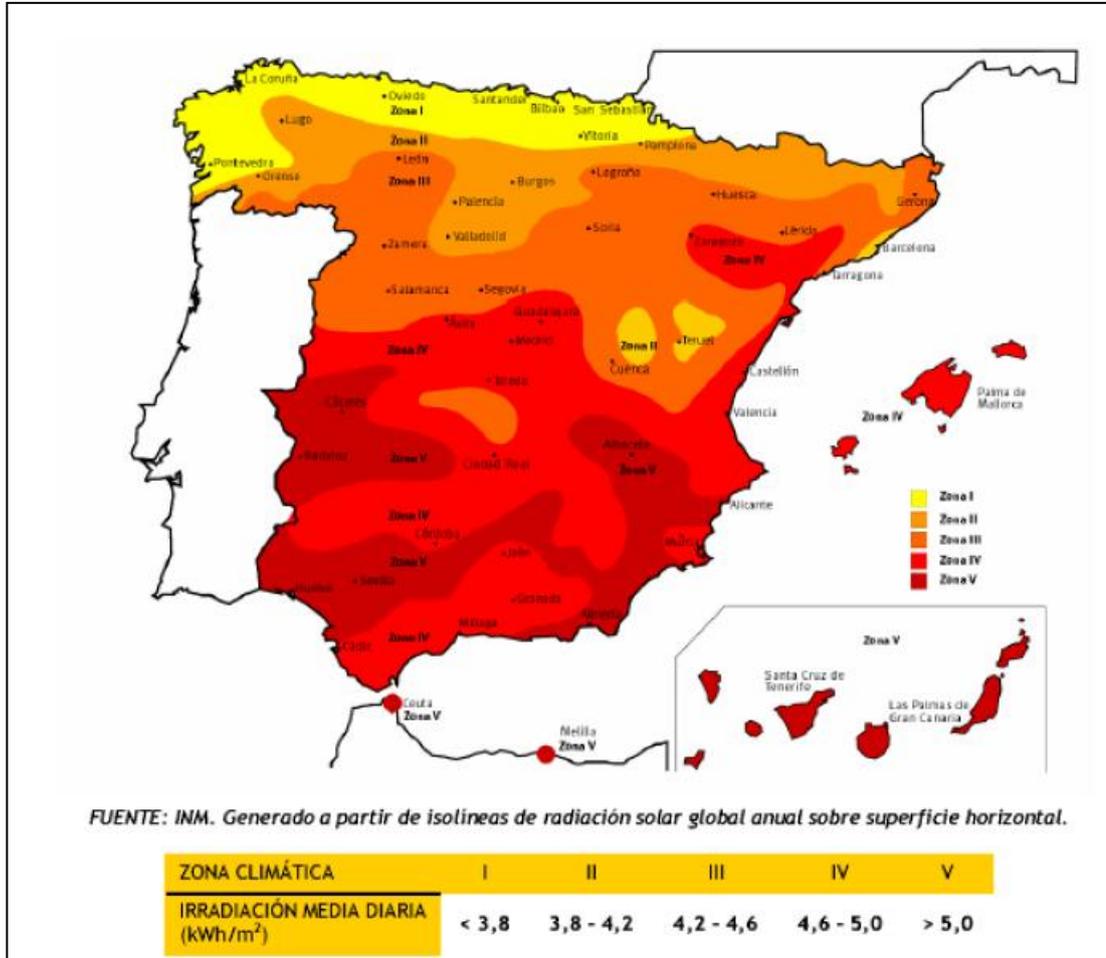


Figura 3.1 Irradiación media diaria en España según zonas climáticas

La cantidad de energía recibida del Sol (radiación solar) y la demanda diaria de energía serán los factores que nos marcarán el diseño de los sistemas fotovoltaicos. Como norma general esta energía nos será dada en KJ/m<sup>2</sup>.

La elección de los datos de radiación solar dependerá directamente de la situación de la instalación, así como de las condiciones meteorológicas predominantes y particulares de cada lugar. Para cada provincia utilizaremos una tabla de radiación solar mensual interceptada por una superficie inclinada.

Existen dos unidades que permiten dimensionar la superficie del módulo solar.

- HORA SOLAR PICO (H.S.P.)

Se define como la cantidad de horas de sol con una intensidad de radiación de 1000 W/m<sup>2</sup>, que incide sobre la superficie del módulo solar. En España este valor está comprendido entre las 2 horas en invierno y las 4 horas en verano.

- WATIO PICO (WP)

Se define como la máxima potencia que puede recibir un panel o módulo fotovoltaico y coincide con una intensidad de radiación constante de 1000 W/m<sup>2</sup> o 100 mW/cm<sup>2</sup> a una temperatura de 25°C.

### **3.3- VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS**

Las instalaciones de generación de energía eléctrica fotovoltaica presentan las siguientes ventajas:

- Son sistemas modulares, lo que facilita su flexibilidad para adaptarse a diferentes tipos de aplicaciones, y su instalación es relativamente sencilla.
- Tienen una larga duración. La vida útil de una planta fotovoltaica, la define la vida útil de sus componentes, principalmente el generador o módulo fotovoltaico, que constituye más del 50% del valor de la instalación. Los módulos tienen una vida esperada de más de 40 años. Realmente no se tienen datos para saber con exactitud la vida real de un generador conectado a red porque no se tiene suficiente perspectiva, existen módulos de instalaciones aisladas de red que llevan funcionando más de 30 años sin problemas.

En cuanto a las instalaciones conectadas a red, la instalación europea más antigua es la del Laboratorio de energía, Ecología y Economía (LEEE) de Lugano, Suiza, que empezó a funcionar hace veinte años. Los expertos de LEEE aseguran, que esta instalación, pionera en todos los aspectos, puede estar en funcionamiento, al menos, diez años más. La vida útil de los restantes elementos que componen la planta FV, inversores y medidores, así como los elementos auxiliares, cableado, canalizaciones, cajas de conexión, etc., es la vida útil típica de todo equipo electrónico y material eléctrico, la cual es compatible con la larga vida útil del generador FV, con el adecuado mantenimiento.

- No requieren apenas mantenimiento. El mantenimiento es escaso, y no solo es conveniente hacerlo en las horas nocturnas para tener una disponibilidad diurna máxima, sino que es necesario, para evitar que existan tensiones en los generadores.
- Ofrecen una elevada fiabilidad. Las instalaciones fotovoltaicas son de una alta fiabilidad y disponibilidad operativa alta, del orden del 95%.
- No producen ningún tipo de contaminación ambiental, por lo que contribuyen a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) al utilizarse como alternativa a otros sistemas generadores de energía eléctrica más contaminantes.
- Tienen un funcionamiento silencioso.

Por otro lado, para conseguir su plena incorporación a los hábitos de la sociedad, como una solución complementaria a los sistemas tradicionales de suministro eléctrico, es necesario superar ciertas barreras.

- A nivel económico se deberá fomentar la reducción de los costes de fabricación y precio final de la instalación a partir de las innovaciones que se introduzcan en el sector y a las economías de escala generadas como consecuencia del aumento de la demanda y de los volúmenes de

producción. Del mismo modo, se deberán conseguir condiciones de financiación aceptables para abordar la inversión necesaria.

- Desde el punto de vista estético se deberán integrar los elementos fotovoltaicos en los edificios desde su fase de diseño y también en los entornos tanto urbano como rural.

### 3.4- DESARROLLO DE LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

El desarrollo global de esta tecnología ha alcanzado unos ritmos de crecimiento del orden del 40% (Fig. 3.2), que coincide con el ritmo de crecimiento en España, aunque en los últimos años el crecimiento no se halla notado tanto el incremento de esta energía a sido satisfactorio. El crecimiento hasta el año 2006 fue el que se muestra en la siguiente figura:



Figura 3.2 Potencia fotovoltaica instalada en España

A partir de la fecha indicada las instalaciones solares fotovoltaicas han seguido en continuo crecimiento, y las necesidades del futuro auguran un mayor crecimiento de este tipo de energía. (Figura 3.2)

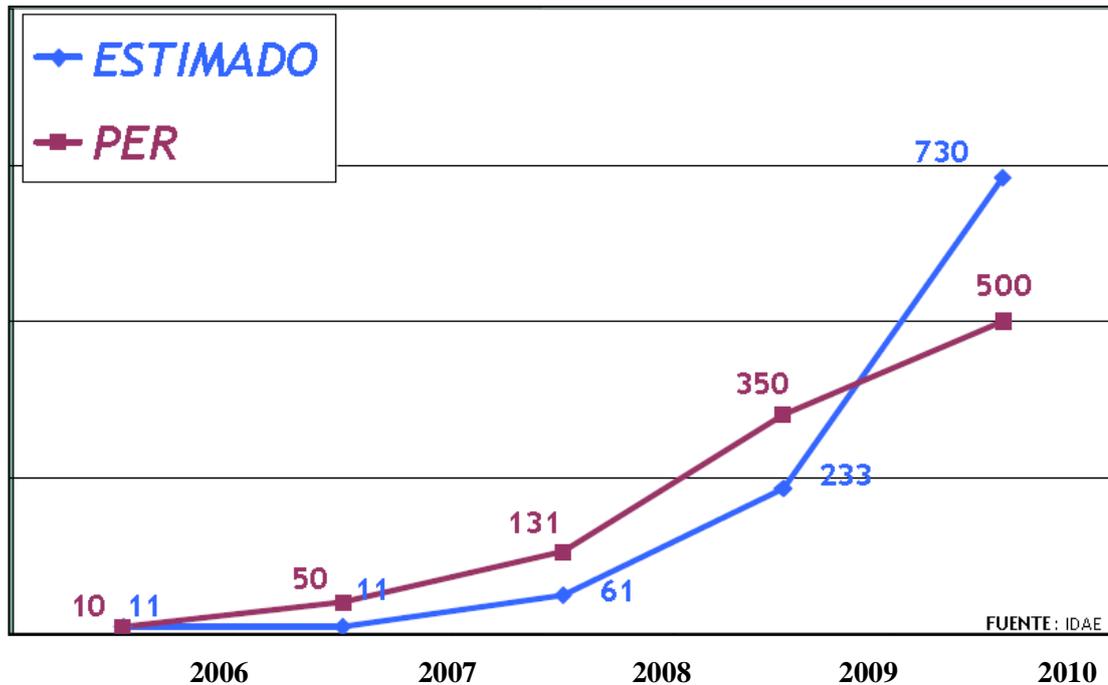


Figura 3.3. Estimación de la Potencia fotovoltaica instalada en España

La producción de paneles solares fotovoltaicos en España sigue estando dominada por las células de silicio cristalino, de hecho la producción española es toda ella de silicio cristalino.

Los generadores fotovoltaicos fabricados durante el 2004 supusieron un incremento respecto al año anterior del 60 %. Esta es una de las razones por las que se está observando una escasez de módulos respecto a la demanda. La razón última de estas tensiones demanda-oferta hay que buscarlas en la insuficiente capacidad coyuntural de purificación del silicio. En total, en España, en el año 2006 se instalaron alrededor de 73,25 MW y toda la producción fue de Silicio cristalino. En España, se produce aproximadamente el 3 % de la producción mundial.

El silicio es el elemento, tras el oxígeno, más abundante y distribuido por nuestro planeta, pero no se encuentra aislado, ni puro, sino combinado con oxígeno, por ejemplo en la cuarcita, con un 90% de óxido de silicio ( $\text{SiO}_2$ ), y de la que se debe extraer el oxígeno y las impurezas para obtener, en una primera etapa, el silicio de grado metalúrgico con pureza del orden del 99 %. Del silicio de grado metalúrgico obtenido por la industria metalúrgica se debe obtener un silicio con menos impurezas, no más de unas pocas partes por millón, para que pueda servir

para las industrias electrónica y solar. La forma de hacerlo es mediante una transformación del silicio metalúrgico sólido en gas silano o triclorosilano del cual se extrae el silicio sólido con la pureza adecuada.

La escasez de silicio de grado solar es coyuntural porque no hay limitaciones de silicio, ni de silicio metalúrgico (las necesidades actuales de silicio solar son menos del 2% de la producción del silicio metalúrgico), ni de capital dispuesto a invertir en una industria como es la de su purificación que tiene un gran futuro y es rentable.

### DESARROLLO FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA.

En España, se produjo un cambio importante en el desarrollo fotovoltaico con la aprobación del RD 436/2004 cuya repercusión se noto en muchos aspectos.

En el aspecto económico, podemos decir que, antes de este decreto, los titulares de una instalación fotovoltaica en España no tenían una seguridad jurídica de que recibirían una prima por el kWh fotovoltaico inyectado en red durante los años necesarios para alcanzar el retorno de la inversión. El mercado necesitaba subvenciones importantes que disminuyeran esa inquietud, subvenciones que limitaban el mercado a los pocos MW al año para los que había ayuda.

El RD 436/2004 dio a la mayoría de los inversores la seguridad de que iba a tener una rentabilidad razonable, lo que en el año 2005 propicio, junto con un interés generalizado por esta tecnología, por su adecuación medioambiental, sencillez y fiabilidad, un aumento del número de proyectos y del tamaño medio de instalaciones, con una media superior a los 3 kW de los dos o tres años anteriores.

Las instalaciones realizadas en el año 2004 se estimaron en algo más de 10 MW. Este volumen se superó con creces en los años sucesivos si se tienen en cuenta el alto número de proyectos que se iniciaron.

Este nuevo contexto de mayor dinamismo y mayor volumen logro que los precios bajasen y que su bajada haya compensase la subida del precio de alguno de los componentes del sistema, como es el caso de los módulos fotovoltaicos antes mencionado.

La tarificación de este tipo de energía a cambiado bastante a lo largo de los años, se ha pasado de no tener una tarificación específica (RD 2366/1994), a crear un registro de pre-asignación de la retribución (RD-Ley 6/2009). Se puede decir que fue en el RD 841/2002, la primera tarifa regulada específica para solar termoeléctrica: 0,120202 c€/kWh. Sería posteriormente, en el 2004 con el RD 436/2004 cuando se revisarían las tarifas y tecnologías existentes, estableciendo una tarifa regulada que permitía la viabilidad económica de las centrales solares termoeléctricas. El objetivo que se pretendía alcanzar era de unos 200 MW.

El Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, establece la creación del Registro de pre-asignación de retribución para las instalaciones del régimen especial. Con ello, lo que se pretende es planificar las instalaciones de producción de energía eléctrica en Régimen Especial, por el impacto técnico y económico sobre el sistema eléctrico español. La inscripción en el Registro de pre-asignación de retribución es condición necesaria para el otorgamiento del derecho al régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007. Se debe disponer de punto de acceso y conexión firme para la potencia de la instalación, así como, disponer de autorización administrativa y licencia de obras, de los recursos económicos propios o financiación suficiente para acometer al menos el 50% de la inversión de la instalación. Se necesita a su vez, alcanzar un acuerdo de compra firmado entre el promotor y el fabricante de los equipos por un importe equivalente al menos del 50% del valor total de los mismos fijado en el proyecto de instalación y haber depositado un aval en la Caja General de Depósitos de la AGE de 100 €/kW. Por último, otro de los puntos que se recogen es, disponer de un informe favorable de aprovechamiento de aguas otorgado por el órgano competente.

De entre las empresas del sector que han hecho posible el crecimiento de las instalaciones fotovoltaicas en España, destaca ACCIONA que es referencia internacional en el sector solar termoeléctrico. En junio de 2007 conectó a red, la

planta solar termoeléctrica Nevada Solar One, alrededor de 64 MW, ubicada en Nevada (EE.UU.). En España, en la actualidad está, desarrollando 5 plantas termoeléctricas, las cuales tienen su correspondiente autorización administrativa. Otra de las empresas del sector, mas importante para España, debido a la cantidad de proyectos en promoción de que dispone es Abengoa Solar. Esta empresa centra su actividad en la promoción, diseño, construcción y operación de plantas de generación de energía eléctrica que aprovechan el sol como fuente primaria de energía. Abengoa Solar dispone del conocimiento y la tecnología propia para la construcción de plantas solares termoeléctricas. (Más de 70 proyectos).

### **3.5- LA ENERGIA FOTOVOLTAICA EN LOS EDIFICIOS**

Actualmente existen en Europa cientos de edificios con una buena integración fotovoltaica. Ésta varía mucho en función de las tradiciones constructivas, culturales y de las superficies expuestas al Sol de las diferentes estructuras. Integración en tejados y fachadas de edificios residenciales, comerciales e industriales, pero también en barreras de sonido, áreas de aparcamiento cubiertas, mobiliario urbano, farolas y hasta marquesinas en estaciones de tren. Desde un punto de vista arquitectónico, la integración fotovoltaica en edificación es una herramienta para mejorar el “producto arquitectónico” y los sistemas fotovoltaicos son considerados como una alternativa más económica a otros materiales de fachadas.

Por otra parte, la potencialidad de los Sistemas Fotovoltaicos integrados en edificios se ve reflejada en el informe de la European Photovoltaic Industry Association (EPIA), “Photovoltaics in 2010”, donde se recoge la siguiente tabla:

Previsión de generación de energía eléctrica en el año 2010 mediante Sistemas Fotovoltaicos en cubiertas de edificios.

TOTAL	SUP. NETA EN CUBIERTAS (Km <sup>2</sup> )	POTENCIA INSTALABLE (MWp)	ENERGÍA PRODUCIBLE (MWh/año)	CONSUMO DE ELECTRICIDAD (MWh/año)	PORCENTAJE ELECTRICIDAD FV
EUROPA	3.723	617.662	494.194.649	3.376.264.633	14,64%
EEUU	4.563	757.039	903.579.106	4.623.186.067	19,54%
JAPÓN	1.050	174.179	158.503.338	1.373.048.233	11,54%
RESTO OCDE	1.273	211.231	230.435.051	1.146.311.883	20,10%

Tabla 3.4. Previsión de Generación de Energía Eléctrica.

*Nota: esta tabla se refiere solamente a cubiertas en edificios, y no a otro tipo de espacios arquitectónicos que podrían ser integrados, fundamentalmente fachadas; por tanto, habrá que tener en cuenta que la potencialidad sería aún mayor si se incorporaran en dicha tabla las superficies en fachadas.*

Lo que se pretende con la integración arquitectónica es realizar proyectos que integren las nuevas energías renovables y limpias, y que gracias al código técnico de la edificación (CTE) se puedan realizar estudios de eficiencia energética, con el fin de proteger el medio ambiente y crear espacios confortables para el cliente, con la menor demanda energética posible.

### **3.6- APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA**

Existen dos formas de utilizar la energía eléctrica generada a partir del efecto fotovoltaico. Primeramente encontramos instalaciones aisladas de la red eléctrica, que son sistemas en las que la energía generada se almacena en baterías para poder disponer de su uso cuando sea preciso. Estos sistemas se emplean sobre todo en aquellos lugares en los que no se tiene acceso a la red eléctrica y resulta más económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea entre la red y el punto de consumo.

En segundo lugar, encontramos las instalaciones conectadas a la red eléctrica convencional, en las que toda la energía generada se envía a la red eléctrica convencional para su distribución donde sea demandada. Debido a que la instalación fotovoltaica objeto del presente proyecto corresponde a esta segunda forma de

conexionado, en adelante se presentaran en detalle los sistemas conectados a la red eléctrica.

### **3.6.1- INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA**

Para poder llevar a cabo estas instalaciones primeramente se deberá contar con la existencia de una línea de distribución eléctrica cercana con capacidad para admitir la energía producida por la instalación fotovoltaica. En los lugares en los que se dispone de electricidad, la conexión a red de los sistemas fotovoltaicos contribuye a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) a la atmósfera.

El consumo de electricidad es independiente de la energía generada por los paneles fotovoltaicos. El usuario compra la electricidad que consume a la distribuidora al precio establecido y además puede facturar los kWh generados a un precio superior, ya que en España, la electricidad generada con sistemas fotovoltaicos goza de una prima que mejora su rentabilidad económica. Además gracias a este sistema se eliminan las pérdidas en transporte de electricidad.

En las instalaciones conectadas a red, el tamaño de la instalación es independiente del consumo de electricidad del edificio, lo que simplifica en gran medida su diseño. Para dimensionar la instalación habrá que tener en cuenta la inversión inicial y el espacio disponible así como la rentabilidad que se desea alcanzar con la venta de la electricidad generada.

### **3.6.2- ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LA INSTALACIÓN**

El esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red es el que sigue a continuación:

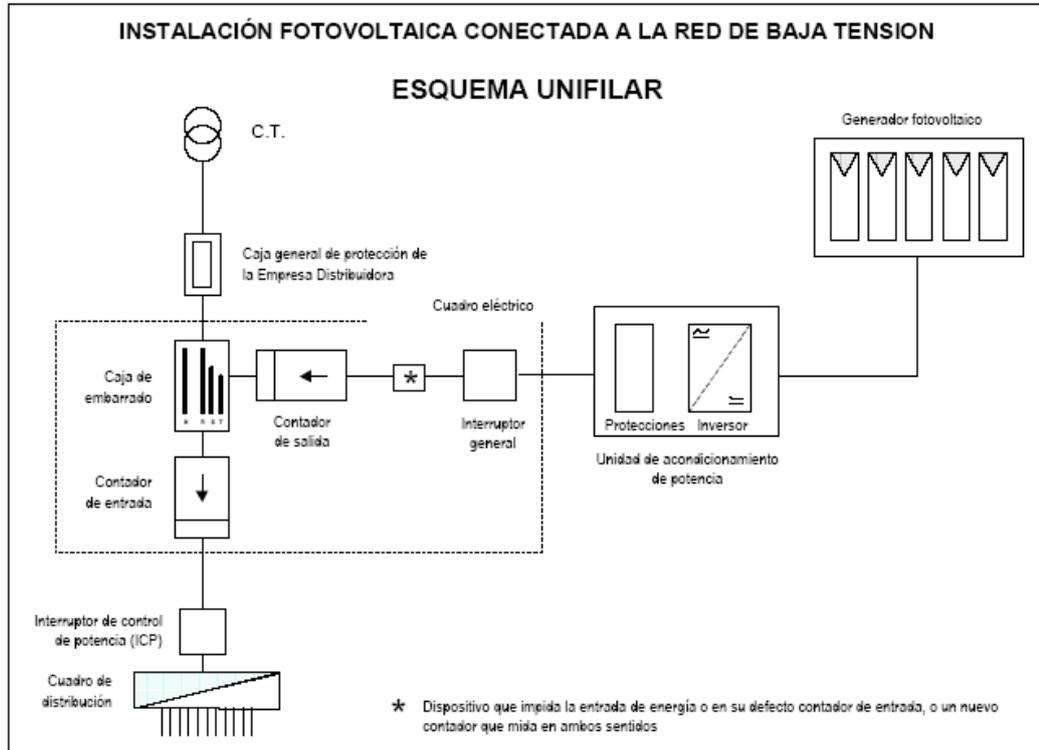


Figura 3.5. Esquema unifilar de un sistema fotovoltaico conectado a red.

Los elementos que componen la instalación son:

- **Generador fotovoltaico:** transforma la energía del sol en energía eléctrica.
- **Cuadro de protecciones:** Contiene alarmas, sistemas de parada, protecciones, etc.
- **Inversores:** Son los elementos que adaptan la energía entregada por el generador fotovoltaico (en forma de corriente continua) a las condiciones requeridas por los diferentes tipos de cargas, ya sean éstas en corriente continua, en corriente alterna o inyección de energía directamente a la red. Son muchos los tipos de inversores, que utilizando diferentes tecnologías, se comercializan en la actualidad. A los empleados en instalaciones conectados a la red eléctrica se les exige una baja producción de armónicos, su adaptación a cualquier red eléctrica y una generación con alto factor de potencia.

- **Contadores:** Se requieren dos contadores con finalidades distintas. Un contador principal contabiliza la energía producida y enviada a la red para que pueda ser facturada a la compañía a los precios estipulados. Por otro lado, un contador secundario mide los pequeños consumos de los equipos fotovoltaicos para descontarlos del total de la energía producida.

### 3.6.3- MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS.

Tal y como se ha comentado en puntos anteriores de la presente memoria, los principales componentes de los sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red son los módulos fotovoltaicos por lo que a continuación se describen con mayor detalle la funcionalidad y características técnicas de los mismos.

La materia prima para la fabricación de las células fotovoltaicas más utilizada actualmente es el silicio. El silicio es el material más abundante en la Tierra después del oxígeno, dado que la combinación de ambos forma el 60% de la corteza terrestre.

El silicio utilizado actualmente en la fabricación de las células que componen los módulos fotovoltaicos se presenta en tres formas diferentes:

- **Silicio monocristalino.** En este caso el silicio que compone las células de los módulos es un único cristal. La red cristalina es la misma en todo el material y tiene muy pocas imperfecciones. El proceso de cristalización es complicado y costoso, pero sin embargo, es el que proporciona la mayor eficiencia de conversión de luz en energía eléctrica.
- **Silicio policristalino.** El proceso de cristalización no es tan cuidadoso y la red cristalina no es la misma en todo el material. Este proceso es más barato que el anterior pero se obtienen rendimientos ligeramente inferiores.
- **Silicio amorfo.** En el silicio amorfo no hay red cristalina y se obtiene un rendimiento inferior a los de composición cristalina. Sin embargo posee la

ventaja, además de su bajo coste, de ser un material muy absorbente por lo que basta una fina capa para captar la luz solar.

En la tabla siguiente se pueden observar los rendimientos actuales de las diferentes tecnologías de módulos solares en fase de comercialización.

	<b>Eficiencia</b>
<b>Silicio monocristalino</b>	13-15%
<b>Silicio policristalino</b>	11%
<b>Silicio amorfo</b>	7%

Tabla 3.6. Rendimientos de los módulos solares.

Actualmente también existen otras tecnologías o procesos de aceptable rendimiento no todas basadas en el silicio, que se encuentran en fase de desarrollo en laboratorio o iniciando su fabricación en pequeñas plantas. Este es el caso del telurio de cadmio, arseniuro de galio, células bifaciales, etc.

Los paneles solares fotovoltaicos pueden exponerse directamente a la intemperie ya que las partes eléctricas se encuentran aisladas del exterior. Tienen un peso aproximado de  $15\text{kg/m}^2$  más el peso de la estructura soporte que es de aproximadamente de  $10\text{kg/m}^2$  lo que no supone un exceso de carga para la mayoría de las cubiertas existentes. Es importante a la hora de su colocación y sujeción, tener en cuenta la orientación de los paneles y el efecto del viento sobre los mismos.

### **3.6.4- APLICACIONES DE LOS SISTEMAS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA.**

Las principales aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica convencional son las siguientes:

- *Sistemas sobreexpuestos en tejados de edificios.* Son sistemas modulares de fácil instalación donde se aprovecha la superficie de tejado existente para

sobreponer los módulos fotovoltaicos. El peso de los paneles sobre el tejado no supone una sobrecarga para la mayoría de los tejados existentes.

- *Plantas de producción.* Son aplicaciones de carácter industrial que pueden instalarse en zonas rurales no aprovechadas para otros usos o sobrepuestas en grandes cubiertas de áreas urbanas (aparcamientos, zonas comerciales, áreas deportivas, etc...)
- *Integración en edificios.* Esta aplicación tiene como principal característica ser un sistema fotovoltaico integrado en la construcción, de modo que los paneles solares quedan tanto estructural como estéticamente integrados en la cubierta del edificio.

### **3.7. ESTRATEGIAS DE INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA.**

La gran ventaja de los sistemas fotovoltaicos respecto a otros sistemas de generación eléctrica es que no ocupan necesariamente espacio adicional al ya ocupado por los edificios u otras construcciones. El campo fotovoltaico puede integrarse encima de superficies construidas o incluso ejercer la función de elemento de construcción.

Los módulos solares han pasado de ser unos simples equipos de producción de energía a ser al mismo tiempo un elemento constructivo capaz de sustituir elementos tradicionales, o bien ofrecer otras prestaciones adicionales a la de generación eléctrica. Los mismos fabricantes de placas fotovoltaicas han empezado a diseñar modelos que facilitan su integración o su función constructiva en fachadas o tejados.

### 3.7.1- PROPIEDADES DE LOS CERRAMIENTOS FOTOVOLTAICOS.

La sustitución de un cerramiento (fachada, muro, tejado, etc.) convencional por uno fotovoltaico supone que un elemento de generación energética realice muchas más funciones que ésta, como:

- Protección de los elementos climáticos exteriores (lluvia, viento, temperaturas extremas, etc.)
- Filtro de luz solar.
- Filtro de ruidos exteriores.
- Filtro de radiaciones electromagnéticas
- Aislamiento térmico
- Transmisión de luz natural controlada
- Aportación térmica.

### 3.7.2- POSIBILIDADES DE INTEGRACIÓN.

Cada vez son más numerosas las formas de situar sobre edificios campos fotovoltaicos con funciones diversas además de la estrictamente energética:

- *Tejado fotovoltaico*: sustituye el acabado final y, en algunos casos, la impermeabilización.
- *Tejado en dientes de sierra*: la vertiente sur es fotovoltaica y la norte puede ser opaca o permitir la entrada de luz cenital.
- *Fachada*: el campo solar puede recubrir totalmente la fachada.

- *Tejado plano*: se pueden situar hileras de placas paralelas, a una distancia adecuada para no producir sombras entre sí.
- *Atrio*: cubierta entre dos edificios.
- *Pérgolas, porches, voladizos*.
- *Franjas fotovoltaicas*: a lo largo de la fachada, alternando con franjas transparentes.
- *Lamas de sombreado*: situadas encima de las ventanas, permiten evitar la entrada de radiación directa en verano.
- *Fachada inclinada*: en forma de invernadero, para cerramientos fotovoltaicos semitransparentes.
- *Lamas o parasoles* de inclinación variable.

Los fabricantes de placas fotovoltaicas han empezado a suministrar variantes de placas y de células para atender las demandas de los arquitectos solares. Para ello se han desarrollado modelos con variantes de tonos, colores, formas de células, así como sistemas de fijación que permitan adoptar diversas soluciones o mejoras estéticas.

Para conseguir una mejor integración del elemento fotovoltaico en los edificios es necesario tenerlo en cuenta desde el inicio del diseño del edificio. De esta manera se podrá conseguir mejorar el aspecto exterior y el coste del edificio al poderse sustituir elementos convencionales por los elementos fotovoltaicos. A veces es necesario sacrificar parte del rendimiento energético por mantener la estética del edificio.

Para aplicaciones arquitectónicas se utiliza frecuentemente el encapsulado de células convencionales en cristal – cristal. Dichos módulos son muy apropiados para

este tipo de aplicaciones, pues además de cubrir totalmente los requerimientos técnicos y estéticos del diseño, permiten ciertos niveles de semi transparencia que ayudan a aumentar la luminosidad del interior del edificio.

### 3.7.3- INTEGRACIÓN EN CUBIERTAS

La situación del campo fotovoltaico en una cubierta es la más usual, ya que se suelen dar unas condiciones más favorables que en las fachadas:

- Las inclinaciones habituales de las cubiertas están en el rango de máxima producción eléctrica anual (más planas en latitudes bajas y con más pendiente en latitudes más altas).
- La orientación de la cubierta inclinada no es tan decisiva a pequeñas inclinaciones como en el caso de las fachadas.
- En las cubiertas planas se puede situar el campo fotovoltaico en la orientación e inclinación más favorable, independientemente de la orientación del edificio.
- Las placas fotovoltaicas se pueden superponer al sistema de impermeabilización existente o, en algunos casos, podrían llegar a sustituirlo.
- No interfiere en el plan arquitectónico de los edificios, y mínimamente en su aspecto final.
- En edificios de nueva construcción ofrece posibilidades constructivas interesantes:

- *Cubiertas semitransparentes para crear lucernarios.*
- *Formación de lucernarios en diente de sierra.*
- *Cubierta semitransparente de invernaderos adosados a viviendas.*
- *Cubiertas inclinadas formadas totalmente por placas fotovoltaicas.*
- *Cubiertas inclinadas acabadas con tejas fotovoltaicas.*



Fig. 3.7.-Elemento sobrepuesto en tejado



Fig.3.8.- Elemento sobrepuesto en fachada



Fig. 3.9.- Integrado-Cerramiento:  
Fachada semi-transparente.



Fig. 3.10.- Integrado: Cubierta  
semitransparente



Fig. 3.11.- Integrado-Cerramiento: fachada semi-transparente



Figura 3.12. Tejas Fotovoltaicas

Para integrar el campo fotovoltaico en una cubierta, hay que tener en cuenta los criterios siguientes:

- **Consideraciones estructurales:** La sobrecarga debida a un campo fotovoltaico es muy pequeña en relación a las sobrecargas que se tienen en cuenta en el cálculo de las cubiertas. No obstante, hay que tenerla en cuenta. Dependiendo del sistema utilizado como estructura de fijación, el peso que puede provocar el campo fotovoltaico estará en torno a 30 kg/m<sup>2</sup>.
- **Sistemas de fijación:** Existen algunos sistemas en el mercado que facilitan la fijación de la estructura soporte de las placas a la cubierta existente. En cubiertas planas, con el fin de no perforar la impermeabilización, a menudo se utilizan sistemas de fijación por gravedad, situando elementos pesados para estabilizar a las hileras de placas.

Por último, tanto si van superpuestas sobre un tejado existente, pero sobre todo si van integradas, sustituyendo a las tejas u otro elemento de impermeabilización, hay que prever que tengan una correcta ventilación que impida el estancamiento de aire caliente bajo las placas. Un excesivo sobrecalentamiento de éstas reducirá fácilmente su eficiencia en un 10%.

## 4- DISEÑO DE LA CUBIERTA SOLAR FOTOVOLTAICA.

### 4.1- SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

El edificio objeto de estudio, es de uso familiar. Este se encuentra situado en la localidad de Hoz de Anero, Cantabria, con una superficie por planta de 165 m<sup>2</sup>. Es una casa unifamiliar que en principio se tenía pensado dividir los pisos para hacer casas independientes pero finalmente se unieron los dos pisos de los que consta para poder usarlo como una casa conjunta. En la planta baja del edificio se acondiciono como lugar de recreo con sauna y yacusi, pero para el presente estudio se ha considerado como espacio de garaje y choco, para atender a las exigencias mínimas de una familia común de cuatro personas. El edificio se situó de tal manera que

quedase la cubierta a cubrir con los paneles fotovoltaicos, orientada al sur. En el *ANEXO A* del estudio, se adjuntan los planos de vivienda y situación de la parcela.

#### 4.2- CLIMATOLOGÍA DE LA ZONA

En Cantabria tanto la costa como la montaña comparten un clima atlántico húmedo, con abundantes y persistentes precipitaciones a lo largo del año, influenciado por la proximidad al mar y por la orografía anteriormente descrita. Esta cercanía del Mar Cantábrico actúa como un amortiguador térmico impidiendo el excesivo aumento de temperaturas durante el día y una caída exagerada durante las noches. Del mismo modo, la Corriente del Golfo contribuye a suavizar las temperaturas respecto a las que le correspondería realmente según la latitud a que se encuentra la comunidad autónoma. Todo esto hace que las temperaturas en la región no suelen superar valores máximos de 30°C con medias que se mantiene por debajo de los 20°C y una amplitud térmica que se sitúa entre los 8 y los 15°C.

Se puede decir pues que el rasgo más característico de Cantabria son sus precipitaciones regulares, que se sitúan entre los 1.000 y 1.200 mm anuales en su mayor parte, y que hacen de esta una región brumosa y húmeda. No obstante cabe señalar diferencias entre las diversas comarcas naturales.

La destacable influencia de la geografía física de Cantabria, con su fuerte relieve, sobre su clima es la causa principal de fenómenos atmosféricos peculiares como son las llamadas *suradas*, propiciadas por el mencionado efecto Foehn. El viento del sur sopla fuerte y seco, aumentando la temperatura a medida que nos acercamos a la costa. Esto provoca una llamativa disminución de la humedad relativa del aire y la ausencia de precipitaciones. Condiciones que contrastan con las de la vertiente sur de la cordillera donde el viento es más fresco y húmedo y puede estar lloviendo. Estas situaciones son más frecuentes en otoño e invierno, registrándose unas temperaturas anormalmente altas de más de 28°C.

Por otro lado, el viento húmedo del noroeste, conocido en la región como *gallego*, es el que deja las lluvias. Las zonas costeras suelen estar sometidas a vientos

constantes del Océano Atlántico, que frecuentemente llegan a ser fuertes. En condiciones muy particulares, más propicias en los meses de abril-mayo y septiembre-octubre, los vientos del noroeste pueden alcanzar magnitudes de galerna.

La triada de vientos se completa con el viento del nordeste, el cual despeja los cielos pero hace bajar las temperaturas.

En cuanto la energía que ofrece el sol, tenemos que destacar una irradiación media anual de  $3480 \text{ Wh/m}^2$ . Cantabria cuenta con una temperatura media anual de aproximadamente  $15 \text{ }^\circ\text{C}$  siendo este clima moderado, donde abundan las precipitaciones y la humedad, y en ocasiones se pueden alcanzar temperaturas elevadas.

#### 4.3- COMPONENTES DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO.

A continuación se incluye tabla resumen de los principales componentes del sistema solar fotovoltaico propuesto.

Elemento	Marca	Modelo
Panel Solar Fotovoltaico	ATERSA	A-120
Inversor	SPUTNIK	SOLARMAX 6000C
Panel cubierta solar modular	SOLECO	-
Estructura Soporte	AET	Sun Top II

Tabla 4.1 elementos del sistema fotovoltaico

En el *ANEXO B* del presente estudio se adjuntan catálogos comerciales de los equipos propuestos, incluyendo el sistema de almacenamiento, mientras que en apartados sucesivos se exponen con detalle las características técnicas de cada uno de los componentes del sistema solar fotovoltaico.

### 4.3.1 PANELES SOLARES.

Los paneles solares son el elemento de generación eléctrica y se pueden disponer en serie y/o paralelo para obtener la tensión nominal requerida en cada caso. Estos paneles están formados por un nº determinado de células que están protegidas por un vidrio, encapsuladas sobre un material plástico y todo el conjunto enmarcado con un perfil metálico.

El módulo solar propuesto es el modelo A-120 del fabricante ATERSA. Estos módulos están constituidos por células cuadradas fotovoltaicas de silicio monocristalino de 6". El uso de estas células evita los circuitos serie-paralelo con sus problemas inherentes, que utilizan otros fabricantes para la construcción de módulos de alta potencia. Este tipo de célula asegura una producción eléctrica que se extiende desde el amanecer hasta el atardecer, aprovechando toda la potencia útil posible que nos es suministrada por el sol.

La capa especial anti reflexiva incluida en el tratamiento de las células, asegura una uniformidad de color en todas las células, evitando coloreados diferentes dentro del módulo, mejorando de este modo sensiblemente la estética. La gran potencia de estos módulos hace que sean los más idóneos en grandes instalaciones, en las que el costo de interconexión y montaje es menor que si utilizamos más módulos de menor potencia.

Gracias a la robusta construcción mecánica con sólidos marcos laterales de aluminio anodizado, capaces de soportar el peso y dimensiones de estos módulos y siendo la parte frontal de vidrio templado antirreflector de bajo contenido en hierro, estos equipos cumplen con las estrictas normas de calidad a que son sometidos, soportando las inclemencias climáticas más duras y funcionando eficazmente sin interrupción durante su larga vida útil.

Si se quiere mejorar la temperatura de las células de los paneles, conviene situarlas en lugares que estén bien aireados, esta es una de las razones por las cuales la instalación se realiza en la cubierta del edificio.

El circuito solar está intercalado entre el frente de vidrio y una lámina dorsal de TEDLAR, absolutamente rodeado de EVA, asegurando de esta forma su total estanqueidad. Son de construcción sumamente robusta que garantiza una vida de más de 20 años aún en ambientes climatológicos adversos.

A continuación se adjuntan las características técnicas del módulo solar propuesto:

<b>Característica Eléctrica / Física</b>	<b>Descripción</b>
<b>Nº de Células</b>	36 de 6"
<b>Potencia</b>	120 W
<b>Corriente en unto de máxima potencia</b>	7,10 A
<b>Tensión en punto de máxima potencia</b>	16,9 V
<b>Corriente de Cortocircuito</b>	7,70 A
<b>Tensión de circuito abierto</b>	21,0 V
<b>Longitud</b>	1477 mm
<b>Anchura</b>	660 mm
<b>Espesor</b>	35 mm
<b>Peso</b>	11,9 kg

Tabla 4.2.- Características técnicas módulo A-120

#### **4.3.2- INVERSORES**

El inversor es una pieza fundamental en la instalación eléctrica fotovoltaica, ya que permite la conversión de la energía generada por los paneles fotovoltaicos de corriente continua a corriente alterna.

El inversor propuesto es el modelo SOLARMAX 6000C del fabricante SPUTNIK y está especialmente indicado para las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red.

La gama de inversores SOLARMAX está diseñada específicamente para aplicaciones de conexión a red a partir de un generador fotovoltaico. Su facilidad de utilización, nulo mantenimiento y bajo nivel sonoro los hace muy adecuados tanto en entornos domésticos como industriales.

El SOLARMAX dispone de un sistema de control que le permite un funcionamiento completamente automatizado. Durante los periodos nocturnos el inversor permanece parado vigilando los valores de tensión de la red y del generador fotovoltaico. Al amanecer, la tensión del generador aumenta, lo que pone en funcionamiento el inversor, que comienza a inyectar corriente en la red.

Están protegidos frente a situaciones como:

- Fallo en la red eléctrica.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de los límites de trabajo.
- Temperatura del inversor elevada.
- Tensión del generador fotovoltaico baja.
- Intensidad del generador fotovoltaico insuficiente.

Los inversores SOLARMAX pueden acoplarse en paralelo, conformando así un sistema abierto a posibles ampliaciones futuras.

A continuación se adjunta tabla con las principales características técnicas del inversor propuesto:

<b>Característica Eléctrica / Física</b>	<b>Descripción</b>
<b>Voltaje máx. de entrada</b>	600 V
<b>Rango MPP</b>	90...560V
<b>Máxima potencia entrada</b>	6600 Wp
<b>Máxima tensión entrada</b>	22 A
<b>Potencia de salida</b>	4600 W
<b>Factor de potencia</b>	>0,98
<b>Máxima eficiencia</b>	97%
<b>Eficiencia media</b>	96,2%
<b>Temperatura de trabajo</b>	-20°C...+50°C
<b>Índice de protección</b>	IP54
<b>Dimensiones</b>	550 x 250 x 200 mm
<b>Peso</b>	15 kg

Tabla 4.3.- Características técnicas del inversor SOLARMAX 6000C

#### 4.3.3- ESTRUCTURA SOPORTE.

Se considerarán dos alternativas para la instalación de los módulos solares: integración arquitectónica y superposición arquitectónica.

Se considera integración arquitectónica cuando los módulos cumplen una doble función – energética y arquitectónica - y además sustituyen elementos constructivos convencionales. Esta opción debe tenerse en cuenta en la fase de diseño del proyecto con objeto de diseñar la cubierta con el grado de inclinación óptimo.

Se considera superposición arquitectónica cuando la colocación de los módulos se realiza paralela a la envolvente del edificio, en este caso a la cubierta del edificio.

#### 4.3.4- INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA.

Son bien conocidos los problemas que se presentan a la hora de equipar con paneles solares cualquier edificación. La colocación de paneles solares tiene la desventaja, además de su coste, de que si se lleva a cabo sobre una cubierta, el anclaje de los soportes puede ocasionar la pérdida de estanqueidad en algunos puntos. Sin olvidar el improbable buen resultado estético del conjunto y su gran dificultad de integración arquitectónica, aspecto clave en el desarrollo de este proyecto.

Además, dado que los paneles solares están realizados en materiales duraderos y están térmicamente bien aislados, se evidencia que un panel es un excelente elemento constructivo.

Con este planteamiento se utilizarán los paneles solares como elemento de cubierta, permitiendo de este modo el ahorro de los materiales de construcción convencionales correspondiente a la superficie ocupada por los paneles solares. Una de las ventajas de este sistema es que se reduce al máximo la inversión que representa una instalación solar.

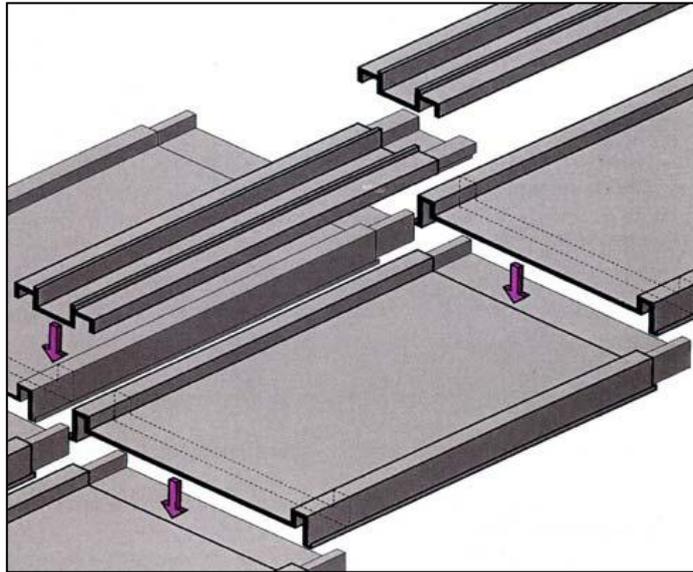
La cubierta solar escogida es del fabricante *SOLECO* y está constituida por módulos independientes, de modo que puede adaptarse a las dimensiones del tejado. La estanqueidad se ha resuelto por solape de todas las piezas entre sí, tanto en el sentido longitudinal como en el transversal, prescindiendo de este modo de juntas aislantes de goma o masillas (Fig.4.4).

Las dos piezas que garantizan la estanqueidad de la cubierta son de poliéster-fibra de vidrio prensado, de gran resistencia y durabilidad. Una de ellas –pieza modular- forma la caja del panel y sobre ella se instalan los paneles fotovoltaicos sin marco. Las piezas modulares solapan entre sí 10 cm en el sentido de la pendiente.

La instalación de una cubierta de este tipo sólo precisa de una estructura metálica o de madera como soporte del conjunto, que resulta muy ligero (35 Kg/m<sup>2</sup> aprox.). Las diversas piezas componentes del panel cubierta se ensamblan entre sí

para formar una superficie de captación solar con la única limitación de que las dimensiones sean múltiplos del módulo.

La pieza intermedia interviene únicamente como elemento de estanqueidad y su colocación se realiza simultáneamente a la de los demás componentes. Forma unos canales, en el sentido de la pendiente, de unos 8 cm de anchura y 4 cm de altura.



*Figura 4.4 Detalle del solapamiento de las piezas que conforman la cubierta modular*

La cubierta solar se coloca sobre una estructura fijada en obra. A esta estructura se fijan los módulos mediante piezas de sujeción que se sujetan en las pestañas laterales del módulo y a la estructura.

Cada pieza intermedia tiene en uno de sus extremos un tope de forma triangular (*Fig.4.5*) para aguantar, mediante la pieza de retención, cada panel solar. Así mismo se añadirán grapas para inmovilizar los paneles. El diseño de este panel modular, cuyo montaje se realiza en obra, ofrece la posibilidad de cerrar un edificio mediante las piezas del panel cubierta y posteriormente, cuando convenga, equiparlo con los módulos fotovoltaicos.

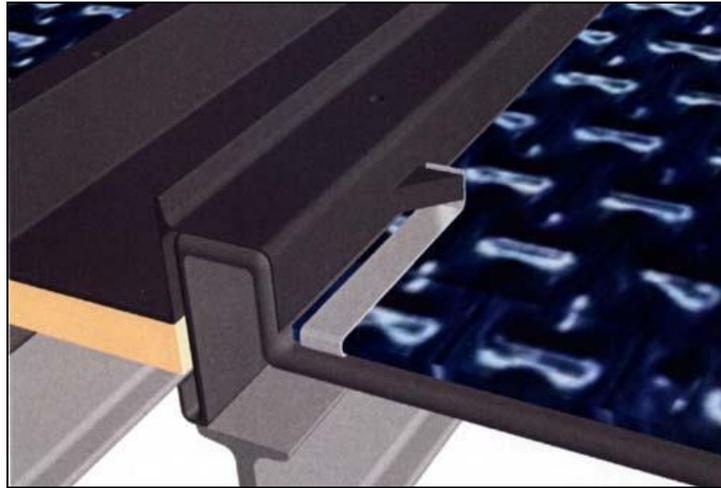


Figura.4.5- Detalle del punto de anclaje del panel.

A continuación se detallan las características físicas, térmicas y mecánicas de las piezas modulares e intermedias.

Característica	Descripción
<b>Material</b>	Poliéster –fibra de vidrio prensado. Tipo SMC-30, en estado polimerizado
<b>Contenido de vidrio</b>	30%
<b>Peso específico:</b>	1,85 gr/cm <sup>3</sup>
<b>Absorción de agua:</b>	0,3%
<b>Conductividad térmica</b>	0,2 W/K·m
<b>Calor específico:</b>	0,3 cal/gr°C
<b>Resistencia a la llama:</b>	Calidad autoextinguible
<b>Resistencia a la flexión</b>	160 N/mm <sup>2</sup>
<b>Resistencia a la tracción</b>	8000 N/mm <sup>2</sup>
<b>Resistencia a la compresión</b>	140 N/mm <sup>2</sup>

Tabla.4.6- Características

#### 4.3.5- SUPERPOSICIÓN ARQUITECTÓNICA

Para este tipo de instalación se ha seleccionado la estructura universal para tejados inclinados SUNTOP II del fabricante AET.

El sistema está compuesto por unos perfiles modulares de alta flexibilidad de ajuste, un elemento de sujeción de los módulos fotovoltaicos, una escuadra de sujeción para el tejado y diferentes elementos de unión, tal y como se observa en la figura (Fig.4.7).

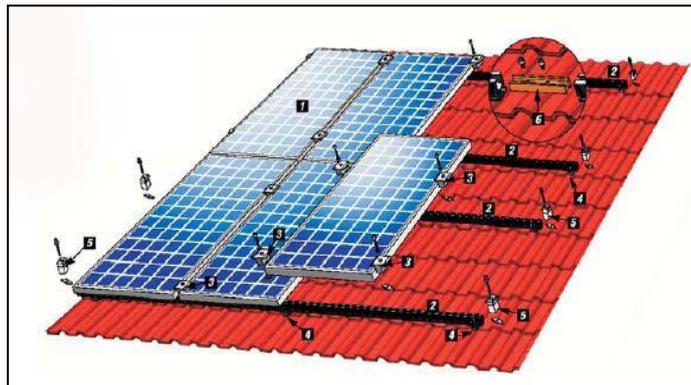


Fig. 4.7.-Estructura de soporte

Este sistema posee una gran capacidad de adaptación a cualquier tipo de módulo y garantiza un montaje rápido y sencillo.

A continuación se adjuntan las características técnicas de la estructura propuesta:

Característica	Descripción
<b>Ubicación</b>	Sobre tejado inclinado
<b>Tipo de cubierta</b>	Prácticamente en todos los tipos
<b>Inclinación del tejado</b>	Hasta 60°
<b>Altura máxima del edificio</b>	20 m
<b>Carga de nieve</b>	1,4 kN/m <sup>2</sup>
<b>Paneles fotovoltaicos</b>	Con marco
<b>Compensación de desnivel de cubierta</b>	< 40 mm
<b>Distancia entre ganchos</b>	Un máximo de 2000 mm
<b>Norma</b>	Según DIN 1055
<b>Perfiles de apoyo</b>	Acero inoxidable

Tabla 4.8. Características Técnicas estructura SUNTOP II

#### 4.4- DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Cuando se diseña un sistema solar fotovoltaico autónomo, para una aplicación particular, el primer paso consiste en una determinación detallada de las necesidades energéticas del usuario. Los sistemas fotovoltaicos suponen una forma relativamente cara de obtención de energía eléctrica, por lo cual, el mayor beneficio de electricidad generada mediante paneles fotovoltaicos, al mínimo coste, es optimizar al máximo las necesidades energéticas de cada usuario. Saber cuáles de esas necesidades son prioritarias y cuáles no, y como poder minimizar el consumo energético mediante la selección de los aparatos más eficientes. Es por ello que el IDAE (Instituto para la diversificación y ahorro de energía) pone a disposición de los usuarios, en su página ([www.idae.es](http://www.idae.es)), un listado de los electrodomésticos que se encuentran en el mercado, que tienen el mínimo consumo de energía y respetables con el medio ambiente.

Para conseguir el mínimo consumo de energía, es necesario a su vez dimensionar cuidadosamente el sistema de suministro energético para proporcionar la potencia y energía necesaria.

Normalmente los clientes individuales tienen claro las necesidades energéticas de las que desean disponer, por lo que es relativamente sencillo realizar el diseño de la instalación, por el contrario, en aquellos sistemas de uso comunitario, donde se ven afectados grupos de personas, es más complejo y mucho más difícil establecer las necesidades energéticas. Un fallo en la identificación de las necesidades energéticas conduce a la insatisfacción del usuario y/o fallo general del sistema. Por lo tanto, la parte más importante del diseño es el cálculo detallado de los consumos.

Como en todos los sistemas de aporte de energía e incluso a la hora de realizar una construcción, lo más importante son los parámetros económicos los que finalmente decidirán la conveniencia de la instalación o de la construcción.

#### **4.4.1- DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO**

Basándose en la determinación de los consumos, y el conocimiento de los componentes que se van a utilizar, se puede calcular el tamaño necesario del generador fotovoltaico y de las baterías. Por supuesto también se necesitan los datos de radiación solar.

Existen muchos métodos de cálculo para el dimensionado, aparte del dimensionado basado en simples cálculos a mano, el más conocido es el denominado *“MÉTODO DE PROBABILIDAD DE PÉRDIDA DE CARGA”* basados en programas de ordenador.

Se espera que los sistemas fotovoltaicos estén operativos durante un determinado número de años, según las características que nos ofrezca el fabricante. La operación sin fallos, y con el mínimo mantenimiento es esencial para conseguir los supuestos de rentabilidad económica y fiabilidad. El proceso de instalación, incluyendo diseño de cableado, conectores, fusibles, interruptores/seccionadores, protecciones y montaje del generador fotovoltaico, se debe dimensionar de modo que el sistema opere de forma segura y eficiente durante varias décadas.

Todo sistema fotovoltaico está sujeto a una serie de normas que han de conocerse y ser aplicados por el diseñador. A parte de los documentos IEC los sistemas fotovoltaicos deben atenerse al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

#### **4.4.2- DETERMINACIÓN DE LOS CONSUMOS**

A la hora de realizar el estudio de consumos, se recomienda tener en cuenta las situaciones complejas y por ello debe tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

- Primar el servicio sobre los kWh.
- Las necesidades energéticas son parte de otras actividades.
- Algunas necesidades son más importantes que otras
- Se debe procurar no hacer una sobreestimación de los consumos
- Considerar los servicios soporte necesarios.
- Seleccionar las mejores fuentes energéticas
- Hacer una valoración inicial de todos los elementos que necesitan energía dentro de las exigencias del usuario
- Por último una valoración detallada de la demanda energética y de potencia.

A la hora de realizar el estudio de consumos, muchas veces no se tiene en cuenta las necesidades de cada usuario, ni los deseos del mismo por lo que hay que realizar un balance entre los deseos y las necesidades del usuario, es decir ¿ qué importa más, la televisión o la iluminación? Es por tanto que se debe realizar un

estudio de la demanda del usuario para poder diseñar un hogar confortable y propio a las necesidades y calidad de vida de cada individuo.

Como regla general hay que decidir la disposición de los módulos fotovoltaicos respecto del sol, puesto que hay que instalarlos en un lugar donde se reciba la mayor cantidad de radiación solar posible. Esto nos lleva a tener en cuenta en el dimensionado de la instalación tres factores básicos: *la orientación, la inclinación* y las *posibles sombras*.

La energía solar en forma de radiación es la energía renovable más abundante y mejor distribuida, pero a pesar de su abundancia, esta energía presenta dos grandes inconvenientes:

- Es altamente difusa (de baja concentración).
- Está sometida a un ciclo diario y a uno anual, provocado por los movimientos de traslación y rotación de la tierra.

#### **4.4.3- ORIENTACIÓN**

La desviación del plano de captación solar respecto al sur supone una reducción en la energía que incidirá diariamente sobre éste, mayor cuanto más grande sea dicha desviación. Por este motivo los módulos fotovoltaicos se instalarán con orientación Sur en el diseño de la cubierta fotovoltaica.

En el caso de nuestra cubierta los paneles se situaran en la parte del edificio que se encuentre orientada hacia el sur.

#### **4.4.4- INCLINACIÓN**

El ángulo de incidencia del rayo solar sobre la superficie captadora determina a su vez la densidad de rayos solares que entrarán dentro de una superficie

determinada. Una superficie situada perpendicularmente a la trayectoria de la radiación solar, recogerá más rayos solares que otra superficie de la misma dimensión con una inclinación distinta.

Como el Sol tiene dos tipos de movimiento aparente sobre el horizonte, el recorrido acimutal y el de altura, el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre una superficie fija varía constantemente a lo largo del día, y de un día a otro.

Para el caso de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en los que los módulos solares están dispuestos a una inclinación fija a lo largo de todo el año, como es el caso que nos ocupa, el criterio a seguir para obtener una optimización global del sistema consiste en dar un grado de inclinación tal que permita recibir la mayor cantidad de energía en el cómputo global del año.

Para ello utilizaremos la tabla de radiación solar incidente sobre superficies inclinadas orientadas al sur para la provincia de Cantabria. De las tablas que tenemos en el anexo – procedemos a calcular los valores de radiación solar para Cantabria para la horizontal, así como para los distintos ángulos de inclinación, para saber cuál es el ángulo que mayor energía recibe. De la tabla – sacamos el valor de la latitud de Cantabria que resulta ser  $43,5^\circ$ . En cuanto a la energía que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio de cada mes de la Tabla 4.9 nos da los siguientes valores en mega julios.

ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.	ANUAL
5	7.4	11	13	16,1	17	18.4	15.5	13	9.5	5.8	4.5	11.3

Tabla 4.9. Energía Incidente sobre metro cuadrado

Con estos valores tenemos que aplicar el factor corrección  $k$  para superficies inclinadas. Representa el cociente entre la energía total incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el ecuador e inclinada un determinado ángulo, y otra horizontal. Obtenido según la latitud correspondiente de la Tabla 4.10. Para la latitud de  $43^\circ$ .

LATITUD = 43°												
Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,08	1,07	1,05	1,03	1,02	1,02	1,02	1,04	1,06	1,08	1,1	1,09
10	1,15	1,12	1,09	1,06	1,04	1,03	1,04	1,07	1,11	1,16	1,19	1,18
15	1,22	1,18	1,13	1,08	1,05	1,03	1,05	1,09	1,15	1,23	1,27	1,26
20	1,28	1,22	1,16	1,09	1,05	1,03	1,05	1,1	1,19	1,29	1,35	1,33
25	1,33	1,26	1,18	1,1	1,04	1,02	1,04	1,11	1,22	1,34	1,42	1,4
30	1,37	1,29	1,2	1,1	1,03	1	1,03	1,11	1,24	1,38	1,48	1,45
35	1,41	1,31	1,2	1,09	1,01	0,98	1,01	1,1	1,25	1,42	1,52	1,5
40	1,43	1,33	1,2	1,07	0,98	0,95	0,98	1,09	1,25	1,44	1,56	1,54
45	1,45	1,33	1,19	1,05	0,95	0,91	0,95	1,06	1,24	1,45	1,59	1,57
50	1,46	1,33	1,17	1,02	0,91	0,87	0,91	1,03	1,23	1,46	1,61	1,58
55	1,46	1,32	1,15	0,98	0,86	0,82	0,86	1	1,21	1,45	1,62	1,59
60	1,45	1,3	1,12	0,94	0,81	0,76	0,81	0,95	1,17	1,44	1,62	1,59
65	1,43	1,27	1,08	0,89	0,75	0,7	0,75	0,9	1,13	1,41	1,61	1,58
70	1,41	1,23	1,03	0,83	0,69	0,64	0,69	0,84	1,09	1,38	1,58	1,56
75	1,37	1,19	0,98	0,77	0,62	0,57	0,62	0,78	1,03	1,34	1,55	1,53
80	1,33	1,14	0,92	0,7	0,55	0,49	0,55	0,71	0,97	1,28	1,51	1,49
85	1,28	1,08	0,85	0,63	0,47	0,42	0,47	0,64	0,9	1,22	1,45	1,44
90	1,22	1,02	0,78	0,56	0,4	0,34	0,39	0,56	0,83	1,16	1,39	1,38

Tabla 4.10 Factor de corrección K para superficies inclinadas

Con los valores de las tablas anteriores, generamos la siguiente tabla que nos dará los valores de irradiación global media por cada mes según diferentes ángulos de inclinación.

°	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0	5	7,4	11	13	16,1	17	18,4	15,5	13	9,5	5,8	4,5
5	5,4	7,918	11,55	13,39	16,422	17,34	18,768	16,12	13,78	10,26	6,38	4,905
10	5,75	8,288	11,99	13,78	16,744	17,51	19,136	16,585	14,43	11,02	6,902	5,31
15	6,1	8,732	12,43	14,04	16,905	17,51	19,32	16,895	14,95	11,685	7,366	5,67
20	6,4	9,028	12,76	14,17	16,905	17,51	19,32	17,05	15,47	12,255	7,83	5,985
25	6,65	9,324	12,98	14,3	16,744	17,34	19,136	17,205	15,86	12,73	8,236	6,3
30	6,85	9,546	13,2	14,3	16,583	17	18,952	17,205	16,12	13,11	8,584	6,525
35	7,05	9,694	13,2	14,17	16,261	16,66	18,584	17,05	16,25	13,49	8,816	6,75
40	7,15	9,842	13,2	13,91	15,778	16,15	18,032	16,895	16,25	13,68	9,048	6,93
45	7,25	9,842	13,09	13,65	15,295	15,47	17,48	16,43	16,12	13,775	9,222	7,065
50	7,3	9,842	12,87	13,26	14,651	14,79	16,744	15,965	15,99	13,87	9,338	7,11
55	7,3	9,768	12,65	12,74	13,846	13,94	15,824	15,5	15,73	13,775	9,396	7,155
60	7,25	9,62	12,32	12,22	13,041	12,92	14,904	14,725	15,21	13,68	9,396	7,155
65	7,15	9,398	11,88	11,57	12,075	11,9	13,8	13,95	14,69	13,395	9,338	7,11
70	7,05	9,102	11,33	10,79	11,109	10,88	12,696	13,02	14,17	13,11	9,164	7,02
75	6,85	8,806	10,78	10,01	9,982	9,69	11,408	12,09	13,39	12,73	8,99	6,885
80	6,65	8,436	10,12	9,1	8,855	8,33	10,12	11,005	12,61	12,16	8,758	6,705
85	6,4	7,992	9,35	8,19	7,567	7,14	8,648	9,92	11,7	11,59	8,41	6,48
90	6,1	7,548	8,58	7,28	6,44	5,78	7,176	8,68	10,79	11,02	8,062	6,21

Tabla 4.11 Irradiación media mensual

Una vez hemos calculado el valor de la irradiación global media para diferentes inclinaciones, procedemos a realizar una nueva tabla, donde recogeremos los valores del cociente Consumo medio mensual y Radiación Solar Global, es decir, se dividirá cada celda de la tabla anterior por el consumo medio diario en cada mes. El cálculo de esta tabla, se realiza en el apartado “Cálculo del ángulo óptimo de inclinación de los paneles” donde ya sabremos cual es nuestro consumo medio mensual.

#### 4.4.5- CÁLCULO DE SOMBRAS Y DISTANCIA ENTRE PANELES

La presencia de objetos que lleguen a tapar una parte del recorrido solar respecto a un punto de captación solar, provocará la proyección de sombra sobre éste.

Cuanto mayor sea el recorrido solar tapado por dicho objeto, menos energía podrá captar. En el día más desfavorable del periodo de utilización del sistema, los módulos solares no han de tener más del 5% de la superficie útil de captación cubierta por sombras. Resultaría inoperante si el 20% de la superficie de captación estuviese sombreada. En el caso que nos ocupa, no existen edificios más altos que el que servirá de apoyo al tejado solar, tampoco se observan montañas, árboles o cualquier otro obstáculo cercano y aquellas que pudieran intervenir, por la situación del edificio, no se van a tener en cuenta en este proyecto.

Lógicamente, la distancia mínima entre fila y fila está marcada por la latitud del lugar de la instalación, dado que el ángulo de incidencia solar varía también con este parámetro. La separación entre filas de módulos fotovoltaicos se establece de tal forma que al mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima) del periodo de utilización, la sombra de la arista superior de una fila se proyecte, como máximo, sobre la arista inferior de la fila siguiente, tal y como se observa en la (Fig.4.11.) del presente documento.

En instalaciones que se utilicen todo el año, como es el caso que nos ocupa, el día más desfavorable corresponde al 21 de diciembre. En este día la altura solar es mínima y al mediodía solar tiene el valor siguiente:

$$H = (90^\circ - \text{latitud del lugar}) - 23,45^\circ \quad (\text{ec.4.1})$$

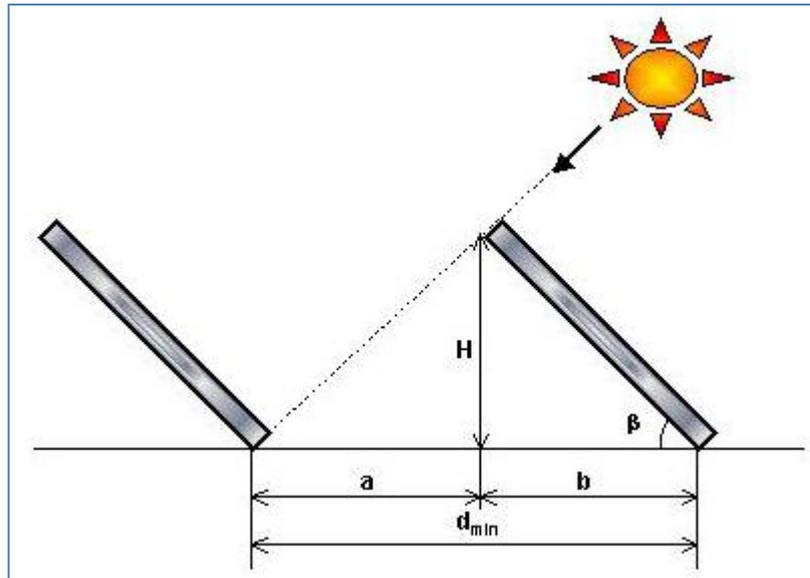


Fig. 4.12.-Distancia mínima entre filas consecutivas de paneles solares

De la figura anterior deducimos:

$$d_{min} = l \cdot \left( \cos \beta + \frac{\text{sen } \beta}{\text{tg } H} \right) \quad (\text{ec.4.2})$$

Donde:

- $d_{min}$  es la distancia entre módulos para evitar sombras expresadas en metros.
- $l$  es la longitud del módulo.
- $H$  altura solar en el mediodía del mes más desfavorable.
- $\beta$  es el grado de inclinación de los módulos respecto a la horizontal

En el caso que nos ocupa será:

- Latitud del lugar:  $43,5^\circ$
- Altura solar al mediodía del mes más desfavorable (invierno):

$$H = (90^\circ - 43,5^\circ) - 23,45^\circ = 23,05^\circ$$

- Longitud de la placa solar:

$$L1 = 1477 \text{ mm (longitud de un módulo)}$$

$$L2 = 2954 \text{ mm (longitud correspondiente a dos módulos)}$$

$$L3 = 4431 \text{ mm (longitud de tres módulos)}$$

- Inclinación óptima de los paneles:  $\beta = 50^\circ$

Por lo que la separación entre líneas de módulos será:

$$1. \quad d_{min} = 1477 (\cos 50^\circ + \sin 50^\circ / \tan 23,05^\circ) = \mathbf{1,21 \text{ m}}$$

$$2. \quad d_{min} = 2954 (\cos 50^\circ + \sin 50^\circ / \tan 23,05^\circ) = \mathbf{2,41 \text{ m}}$$

$$3. \quad d_{min} = 4431 (\cos 50^\circ + \sin 50^\circ / \tan 23,05^\circ) = \mathbf{3,6 \text{ m}}$$

#### 4.4.6- MÉTODOS DE DIMENSIONADO

Existen gran variedad de métodos de dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos. Esta diversidad abarca desde métodos muy complicados y, que necesitan de un programa informático para ejecutarse hasta métodos mucho más simples, que con prácticamente una calculadora de mano permiten realizar el dimensionado.

La filosofía de dimensionado de un sistema fotovoltaico autónomo es bastante diferente de la de un sistema fotovoltaico conectado a red. En éste último, el criterio que se suele emplear para el diseño y dimensionado es el de conseguir que a lo largo de un año el rendimiento del sistema sea lo más elevado posible o que la aportación energética anual del sistema sea máxima. Puesto que está conectado a la red eléctrica, los posibles fallos del sistema no son tan cruciales como en un sistema

fotovoltaico autónomo. Por el contrario, el criterio que se sigue en el dimensionado de un sistema fotovoltaico autónomo no es tanto el producir la máxima energía sino que aparece el concepto de fiabilidad. El dimensionado en este caso se hace atendiendo más a la fiabilidad del sistema, entendiendo por fiabilidad el asegurar el buen funcionamiento del mismo procurando que los fallos en el sistema sean mínimos. En este caso, el sistema deberá diseñarse y dimensionarse de forma que la probabilidad de fallo sea lo más baja posible, dentro de unos márgenes que se establecen según el tipo de sistema.

Una primera clasificación de métodos de dimensionado sería aquella que los clasificaría según si el método presenta alguna información sobre la fiabilidad del sistema o no. Los métodos que presentan ese tipo de información son muy precisos, pero a su vez suelen tener otros condicionantes que los hacen más complicados de ejecutar, sobre todo si no se cuenta con un programa informático. Por otro lado, existen también diferentes métodos propuestos por diferentes autores, que aunque no dan información sobre la fiabilidad, si sirven como una buena aproximación, al menos en una primera fase del diseño, que permita establecer una idea de la estructura del sistema fotovoltaico.

En este capítulo se presentan tres métodos de dimensionado. Los dos primeros son muy similares, y ambos son métodos que presentan la característica principal de ser fácilmente comprensibles por su sencillez y, a la vez, sirvan como primera aproximación en el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico. El siguiente hace referencia a la fiabilidad del sistema y simplemente esta explicado de forma resumida.

#### **4.4.7- PASOS EN EL DIMENSIONADO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS**

Como se ha comentado anteriormente, existen una gran cantidad de métodos para dimensionar un sistema fotovoltaico autónomo. Analizando muchos de ellos se han extraído diferentes conclusiones y, se ha observado que, prácticamente todos ellos siguen un esquema muy similar, que se presenta a continuación. Muchas veces

la única diferencia entre unos y otros son el empleo de diferentes expresiones a la hora de calcular principalmente el tamaño del generador y del sistema de acumulación, además de lo que podría denominarse la filosofía de dimensionado. Se presenta a continuación los pasos que se han de seguir en el dimensionado de un sistema fotovoltaico autónomo.

- *Paso 1. Estimación del consumo*
- *Paso 2. Cálculo del ángulo óptimo de inclinación de los paneles*
- *Paso 3. Dimensionado del generador fotovoltaico*
- *Paso 4. Dimensionado del sistema de acumulación*
- *Paso 5. Dimensionado del regulador*
- *Paso 6. Dimensionado del inversor*
- *Paso 7. Dimensionado del cableado*

#### **4.4.8- ESTIMACIÓN DEL CONSUMO**

La demanda de energía impone muchas de las características de la instalación, por lo que en la planificación de las necesidades se debe anotar todo lo relacionado con los diferentes aparatos eléctricos que serán la carga del sistema. En primer lugar se deberá calcular la energía que el usuario necesitará diariamente. Para ello se debe determinar la potencia de todos los aparatos de que constará la instalación, individualmente, junto con el tiempo medio de uso de cada uno de ellos. En caso de duda, tanto la potencia como el tiempo medio de uso se deberán redondear hacia arriba. Posteriormente se podrán calcular diferentes consumos, como podrían ser consumos anuales, medios anuales, etc.

Se pueden distinguir principalmente cuatro tipos de consumo referidos a la escala de tiempo que interese. De este modo se podrán distinguir los consumos siguientes:

- *Consumo medio diario.* Es el consumo eléctrico producido de media en un día cualquiera. Su unidad de medida es el Wh /día. El símbolo que emplearemos para medirlo es **Lmd**.
- *Consumo medio mensual.* Es la media mensual del consumo anterior. A efectos prácticos, se supone que en cada mes del año el consumo es constante, por lo que coincidirán estos dos primeros consumos. En este estudio se considerará así, por lo que el consumo medio diario y el consumo medio mensual serán el mismo, y sólo haremos uso del consumo medio diario.
- *Consumo total anual.* El consumo total anual es el producto del consumo medio diario por el número de días de consumo a lo largo de un año. Su unidad de medida es el Wh. El símbolo que emplearemos para este consumo es **LT**.
- *Consumo medio anual.* Es la media del consumo anterior. Cuando el consumo medio diario es constante (todos los días se suponen con un mismo consumo), el consumo medio anual y el consumo medio diario coincidirán. En cualquier otro caso no será así, como se podrá comprobar. La unidad de este consumo será de nuevo el Wh / día. Su símbolo será **Lma**.

Por lo tanto vamos a mostrar una tabla con todos los elementos que va a usar el cliente una vez conocidos todos los aparatos, potencias y tiempos de uso. Debemos tener en cuenta que son valores aproximados de consumo y que a la hora de realizar el proyecto se deben tener en cuenta el consumo real demandado por el cliente. La expresión para calcular el primer consumo definido, es decir, el consumo medio diario (Lmd), distinguiendo entre los aparatos de corriente alterna y continua (añadiremos en este caso los subíndices AC y DC respectivamente) será:

$$Lmd,AC = \sum P(AC)i \cdot tdi \quad (ec.4.3)$$

$$Lmd,DC = \sum P(DC)i \cdot tdi \quad (ec.4.4)$$

Siendo:

Lmd,AC: Energía consumida en AC (Wh/día)

Lmd,DC: Energía consumida en DC (Wh/día)

Pi: Potencia Nominal (W) (AC y DC)

tdi: Tiempo diario de uso (h / día)

Para calcular el consumo medio diario, se tendrán en cuenta los rendimientos de las etapas existentes aplicando la siguiente expresión:

$$Lmd = Lmd,DC / \eta_{BAT} + Lmd,AC / (\eta_{BAT} \eta_{INV}) \quad (ec.4.5)$$

Donde:

Lmd: Consumo medio diario (energía real requerida por el sistema en un día) (Wh /día)

$\eta_{BAT}$  : Rendimiento de la batería

$\eta_{INV}$  : Rendimiento del inversor

El consumo medio diario Lmd, refleja la energía que el sistema demanda en su conjunto en un día, y es un dato importante a la hora de dimensionar el generador fotovoltaico.

El consumo total anual se calculará entonces con la siguiente expresión:

$$L_T = L_{md} * N_d \quad (ec.4.6)$$

Donde:

$L_T$ : Consumo total anual (energía real total requerida por el sistema en un año) (Wh)

$N_d$ : Número de días de funcionamiento del sistema a lo largo de un año.

Por último, el consumo medio anual será:

$$L_{ma} = L_T / N_d \quad (ec.4.7)$$

Donde:

$L_{ma}$ : Consumo medio anual (energía real media requerida por el sistema al año) (Wh)

$N_d$ : Número de días de funcionamiento del sistema a lo largo de un año.

Descripción del equipo	Potencia (W)	Número de equipos	Uso en h/día	Consumo (Wh/día)
<b>Iluminación</b>	20	30	4	2400
<b>Teléfono</b>	20	2	2	80
<b>Lavadora</b>	600	1	1	600
<b>Video</b>	25	2	1	50
<b>Televisor a color</b>	360	2	2	1440
<b>Mini-cadena</b>	75	2	2	300
<b>Frigorífico-congelador</b>	300	1		3000
<b>Horno de inducción</b>	900	1	0,25	225
<b>Resto de electrodomésticos</b>	2000		2	1000
Consumo total				9095

Tabla 4.13. Consumos de los aparatos

Por lo tanto para nuestro estudio vamos a tomar un valor del consumo aproximado, de 9,1 kWh/día, no tendremos en cuenta los rendimientos de las baterías ni de los inversores. Por lo tanto, si tomamos como tensión nominal de nuestro sistema 24 V se tiene que el consumo medio de corriente diaria es:

$$Q_{Ah} = L_{md} / V_{Bat} = 9100/24 = 379,2 \text{ Ah/día} \quad (\text{ec.4.8})$$

El consumo total anual, suponiendo que utilizamos el sistema 365 días del año, será:

$$L_T = L_{md} * 365 = 3321,5 \text{ kWh} \quad (\text{ec.4.9})$$

#### 4.4.9- CÁLCULO DEL ÁNGULO ÓPTIMO DE INCLINACIÓN DE LOS PANELES

Para realizar la nueva tabla, donde poder recoger los valores del cociente Consumo medio mensual y Radiación Solar Global, es decir, se dividirá cada celda de la Tabla 4.13 por el consumo medio diario en cada mes, debemos pasar de megajulios a kilovatios hora por cada metro cuadrado de superficie y día. Para ello sabemos que:

$$1 MJ = 0,278 kWh$$

Por lo tanto la tabla que queremos calcular tiene el siguiente aspecto:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0	6,547	4,423	2,976	2,518	2,033	1,926	1,779	2,112	2,518	3,446	5,644	7,274
5	6,062	4,134	2,834	2,445	1,993	1,888	1,744	2,031	2,375	3,190	5,131	6,674
10	5,693	3,950	2,730	2,375	1,955	1,869	1,711	1,974	2,268	2,970	4,743	6,165
15	5,366	3,749	2,633	2,331	1,936	1,869	1,694	1,937	2,190	2,801	4,444	5,773
20	5,115	3,626	2,565	2,310	1,936	1,869	1,694	1,920	2,116	2,671	4,181	5,469
25	4,922	3,511	2,522	2,289	1,955	1,888	1,711	1,903	2,064	2,571	3,974	5,196
30	4,779	3,429	2,480	2,289	1,974	1,926	1,727	1,903	2,031	2,497	3,813	5,017
35	4,643	3,377	2,480	2,310	2,013	1,965	1,761	1,920	2,014	2,427	3,713	4,849
40	4,578	3,326	2,480	2,353	2,075	2,027	1,815	1,937	2,014	2,393	3,618	4,723
45	4,515	3,326	2,501	2,398	2,140	2,116	1,873	1,992	2,031	2,376	3,550	4,633
50	4,484	3,326	2,543	2,469	2,234	2,213	1,955	2,050	2,047	2,360	3,505	4,604
55	4,484	3,351	2,588	2,569	2,364	2,348	2,069	2,112	2,081	2,376	3,484	4,575
60	4,515	3,403	2,657	2,679	2,510	2,534	2,196	2,223	2,152	2,393	3,484	4,575
65	4,578	3,483	2,755	2,829	2,711	2,751	2,372	2,347	2,228	2,444	3,505	4,604
70	4,643	3,596	2,889	3,034	2,947	3,009	2,578	2,514	2,310	2,497	3,572	4,663
75	4,779	3,717	3,037	3,270	3,279	3,378	2,869	2,708	2,445	2,571	3,641	4,754
80	4,922	3,880	3,235	3,597	3,697	3,930	3,235	2,974	2,596	2,692	3,738	4,882
85	5,115	4,096	3,501	3,997	4,326	4,585	3,785	3,300	2,798	2,824	3,892	5,052
90	5,366	4,337	3,815	4,496	5,083	5,663	4,562	3,771	3,034	2,970	4,060	5,271

Tabla 4.14. Consumo / Radiación

Por lo tanto, de los valores que hemos obtenido marcamos aquellos que tienen una mayor demanda (color verde), lo que conlleva una menor radiación solar. De estos valores escogemos el menor de todos, el cual nos dará la inclinación óptima

de los módulos. Nosotros vamos a trabajar con un valor de 4,604 y una inclinación de 50° al que le corresponde una radiación de 1,977 kWh/m<sup>2</sup> / día.

## 5- DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Una vez que la demanda energética de la carga es conocida, se está en condiciones de dimensionar el generador fotovoltaico. Las expresiones que se utilicen dependerán de los diferentes métodos que se expondrán y se detallarán en los próximos apartados de este documento.

### 5.1- CÁLCULO DEL GENERADOR Y BATERÍA

Se presentan a continuación tres métodos de dimensionado. Hay que destacar que los métodos han de seguir los siete pasos descritos en el apartado anterior, es decir, paso 1: estimación del consumo, paso 2: determinación de la inclinación óptima, etc. La única diferencia entre ellos será:

- Para los métodos 1 y 2, la diferencia estará en la forma de dimensionar el generador fotovoltaico, que utilizarán expresiones diferentes.
- Para el método 3, además del dimensionado del generador fotovoltaico, será diferente el dimensionado del sistema de acumulación o baterías, ya que según este método, el tamaño del generador fotovoltaico y el tamaño de la batería estarán íntimamente relacionados.

#### Método 1. Funcionamiento en punto de máxima potencia.

Este método permite calcular en primer lugar el número total de módulos fotovoltaicos que se han de instalar, y a partir de este número total se pueden calcular el número de módulos a conectar en serie y el número de módulos a conectar en paralelo. Realiza las siguientes suposiciones:

- El generador fotovoltaico va a estar trabajando en el denominado punto de máxima potencia de la curva V-I.
- Al generador fotovoltaico se le ha de incluir un factor global que incluya diferentes tipos de pérdidas, como pueden ser por dispersión, conexionado, etc. Este factor global (PG) suele tener un valor entre el 90 % y el 65 % según se trate de módulos de silicio mono cristalino o silicio amorfo respectivamente. Por regla general los módulos serán de silicio mono cristalino, por lo que ese factor será del 90% (se incluirá en la expresiones de cálculo en tanto por uno). Será necesario tener como dato del módulo fotovoltaico lo siguiente:
  - La potencia pico del módulo ( $P_p$ ) que será de 120 W en nuestro caso.
  - La tensión en el punto de máxima potencia ( $V_{mp}$ ) que será de 16,9 V en nuestro caso.

Con todas estas premisas las expresiones necesarias para dimensionar el generador fotovoltaico son los que se desarrollan a continuación.

El número total de módulos fotovoltaicos que se deben instalar se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$N_T = L_{ma} / (P_p \cdot G_d \cdot PG) = 9100 / (120 \cdot 1,977 \cdot 0,9) = 42,63 \approx 43 \text{ módulos} \quad (\text{ec.4.10})$$

Siendo:

$L_{ma}$ : Consumo medio anual (Wh / día)

$P_p$ : Potencia Pico del Módulo (W / kW / m<sup>2</sup>)

$G_d$ : Radiación solar global a la inclinación del sistema (kWh / m<sup>2</sup>)

PG: Factor Global de funcionamiento del generador (suele variar entre 0.65 y 0.9)

Este número de módulos será un número no entero (en la mayoría de los casos), por lo que el resultado inicial que se dé se deberá redondear al entero superior.

Conociendo el número total de paneles que forman el generador fotovoltaico y la tensión nominal de la batería, que coincide con la tensión nominal de la instalación, se puede determinar si es necesario agrupar los módulos en serie y en paralelo. El número de módulos que habrá que conectar en serie, se calcula así:

$$N_s = V_{Bat} / V_{mp} = 24 / 16,9 = 1,42 \approx 2 \text{ módulos conectados en serie (ec.4.11)}$$

Donde:

$N_s$ : número de módulos en serie por rama

$V_{Bat}$ : tensión nominal de la batería (V)

$V_{mp}$ : tensión nominal de los módulos en el punto de máxima potencia (V)

De nuevo, como el resultado no será entero se deberá redondear al entero superior.

Y el número de ramas en paralelo a conectar para suministrar la potencia necesaria, viene dado por:

$$N_p = N_T / N_s = 43 / 2 = 21,5 \approx 22 \text{ módulos conectados en paralelo (ec.4.12)}$$

Siendo  $N_p$  el número de módulos a conectar en ramas paralelo. En este caso también se habrá de redondear al entero superior.

Por lo tanto contamos con una estructura de  $22 \times 2$  módulos un total de 44, conectando veintidós de ellos en paralelo y dos de ellos en serie.

### Método 2. Amperios-Hora.

Este segundo método se denomina “Amperios-Hora” puesto que se calculan inicialmente el equivalente en amperios-hora del consumo estimado, para, a partir de este valor, determinar la corriente a la que habrá de funcionar el generador. Conocida la corriente del generador se estará en disposición de conocer el número de paneles que se habrán de instalar en paralelo.

Posteriormente se calculará el número de paneles a conectar en serie en cada rama anterior y así, el número total de los mismos. Para este método las suposiciones que se suelen hacer son las siguientes:

- Los módulos fotovoltaicos, en este caso, **no** van a estar trabajando en el punto de máxima potencia de la curva V-I, sino en un punto de dicha curva cuya tensión sea de 12 voltios.
- La corriente de trabajo de cada módulo fotovoltaico se considerará prácticamente igual a la corriente de cortocircuito y a la corriente del punto de máxima potencia, que se denominará corriente nominal del módulo.

Será necesario tener como dato del módulo fotovoltaico lo siguiente:

- La corriente nominal  $I_{m,MOD}$  que como se ha indicado anteriormente se podrá aproximar a la corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{max}$ ) o a la corriente de cortocircuito del módulo ( $I_{sc}$ ).

$$I_{sc} = 7,70 \text{ A}$$

$$I_{max} = 7,10 \text{ A}$$

Con todas estas premisas las expresiones necesarias para dimensionar el generador fotovoltaico, para este segundo método son:

$$Q_{Ah} = L_{ma} / V_{Bat} = 9100/24 = 379,2 \text{ Ah/día} \quad (ec.4.13)$$

Siendo:

$Q_{Ah}$ : Consumo medio anual en Amperios-Hora al día (Ah/día)

$L_{ma}$ : Consumo medio anual en Watios-Hora al día (Wh/día)

$V_{Bat}$ : tensión nominal de la batería (V)

$$I_{m,GEN} = Q_{Ah} / G_d = 379,2/1,977 = 191,81 \text{ A} \quad (ec.4.14)$$

Donde:

$I_{m,GEN}$ : Corriente total del generador fotovoltaico (A)

$Q_{Ah}$ : Consumo medio anual en Amperios-Hora al día (Ah/día)

$G_d$ : Radiación solar global a la inclinación del sistema (kWh /m<sup>2</sup>)

Conocidos estos parámetros, el número de ramas en paralelo a conectar será:

$$N_p = I_{m,GEN} / I_{m,MOD} = 191,81 / 7,7 = 24,91 \approx 25 \text{ módulos conectados en paralelo} \quad (ec.4.14)$$

El número de módulos que habrá que conectar en serie, se calcula así:

$$N_s = V_{Bat} / 12 = 24 / 12 = 2 \text{ módulos conectados en serie} \quad (ec.4.15)$$

Y por último, el número total de módulos será:

$$N_T = N_p \times N_s = 25 \times 2 = 50 \text{ módulos} \quad (ec.4.16)$$

Los valores de  $N_T$ ,  $N_s$  y  $N_p$  se redondean al entero superior, como se mencionó anteriormente.

## 5.2- DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN (BATERÍA)

Para definir el tamaño del acumulador, se deberán tener en cuenta los siguientes parámetros:

- **Profundidad de Descarga Máxima:** es el nivel máximo de descarga que se le permite a la batería antes de la desconexión del regulador, para proteger la duración de la misma. Se pueden definir dos profundidades de descarga atendiendo a dos ciclos que pueden tener las baterías. De una parte está el denominado *ciclo diario*. Durante el ciclo diario la batería tendrá una determinada descarga, que posteriormente, si el sistema recibe suficiente

radiación solar, permitirá cargarse. Las profundidades de descarga máximas que se suelen considerar en el ciclo diario, lo que se denominará *profundidad de descarga máxima diaria* ( $PD_{max,d}$ ) están en torno al 15 %. Por otro lado, existe otro ciclo que es el denominado *ciclo estacional*. Este ciclo está relacionado con el máximo número de días que podrá una batería estar descargándose, sin recibir posteriormente una carga, es decir, el número de días que el sistema ha de estar funcionando autónomamente sin recibir radiación solar suficiente para cargar las baterías (días nublados). En baterías estacionarias de plomo-ácido un valor adecuado de este parámetro es del 70 %, parámetro que se denominará *profundidad de descarga máxima estacional* ( $PD_{max,e}$ ) (Estos parámetros se emplean en tanto por uno). En nuestro caso, este parámetro será del 80% como se puede extraer del anexo , en la pagina referente a las baterías.

- *Días de Autonomía:* es el número de días consecutivos que en ausencia de sol, el sistema de acumulación es capaz de atender el consumo, sin sobrepasar la profundidad de descarga máxima *estacional* de la batería. Los días de autonomía posibles, dependen entre otros factores del tipo de instalación y, sobre todo, de las condiciones climáticas del lugar.

La capacidad de las baterías es la cantidad de energía que debe ser capaz de almacenar la batería, para asegurar un correcto funcionamiento del sistema. Se pueden definir dos tipos de capacidades, según las profundidades de descarga máximas anteriormente definidas. Habrá una *capacidad de la batería diaria* (relacionada con el ciclo *diario* y la profundidad de descarga máxima *diaria*) y una *capacidad de la batería estacional* (relacionada con el ciclo *estacional* y la profundidad de descarga máxima *estacional*). Las expresiones que se utilizan para hallar las capacidades de la misma, tanto en Wh (vatios hora) como en Ah (amperios hora) son:

$$Cnd (Wh) = Lma / PD_{max,d} \quad (ec.5.1)$$

$$Cnd (Ah) = Cnd (Wh) / V_{Bat} \quad (ec.5.2)$$

$$Cne (Wh) = (Lma \cdot N) / PD_{max,e} \quad (ec.5.3)$$

$$Cne (Ah) = Cne (Wh) / V_{Bat} \quad (ec.5.4)$$

Siendo:

Cnd: capacidad nominal diaria de la batería (Wh ó Ah)

Cne: capacidad nominal estacional de la batería (Wh ó Ah)

Lma: Consumo Medio Anual (Wh /día)

PD<sub>max,d</sub>: Profundidad de descarga máxima diaria de la batería (tanto por uno)

PD<sub>max,e</sub>: Profundidad de descarga máxima estacional de la batería (tanto por uno)

V<sub>Bat</sub>: tensión nominal de la batería (V)

Una vez conocidas ambas capacidades, la que resulte mayor será la elegida en el dimensionado. La batería real (proporcionada por el fabricante) se elegirá de forma que se aproxime al valor de capacidad nominal calculado. Igualmente se tenderá a elegir la batería redondeando el valor de Cnd, o Cne, según corresponda, por exceso para obtener mejor margen de seguridad. Es importante señalar que los periodos de autonomía cortos, alargan la vida de las baterías y dan al sistema mayor fiabilidad. Nosotros partimos de los valores que nos da el fabricante de los acumuladores, que nos dice que para 1500 ciclos de descarga tenemos un DOD del 80%.

$$Cne (Wh) = (Lma \cdot N) / PD_{max,e} = (9100 \cdot 6) / 0,8 = 68250 Wh \quad (ec.5.5)$$

$$Cne (Ah) = Cne (Wh) / V_{Bat} = 68250 / 24 = 2843,75 Ah \quad (ec.5.6)$$

Si suponemos que la profundidad de descarga máxima diaria de la batería es del 15% tendremos que la capacidad nominal diaria será:

$$Cnd (Wh) = Lma / PD_{max,d} = 9100 / 0,15 = 60667 Wh \quad (ec.5.7)$$

$$Cnd (Ah) = Cnd (Wh) / V_{Bat} = 60667 / 24 = 2528 Ah \quad (ec.5.8)$$

Como para escoger un tipo de batería debíamos escoger el mayor valor sabemos que capacidad nominal estacional de la batería es mayor en este caso, que la capacidad nominal diaria de la batería. Por lo tanto buscaremos una batería con un valor cercano a los  $2843,75 Ah$ , siempre un valor superior si no encontramos el valor que se tiene.

### 5.3- DIMENSIONADO DEL REGULADOR

El regulador es el elemento que controla las cargas y descargas de la batería, permitiendo el proceso de carga de la misma desde el generador fotovoltaico y el proceso de descarga a través de los elementos de consumo eléctrico del sistema global. A la hora de dimensionar un regulador, el objetivo principal es obtener la corriente máxima que va a circular por la instalación. Por lo tanto, se habrá de calcular la corriente que produce el generador, la corriente que consume la carga, y la máxima de estas dos corrientes será la que deba soportar el regulador en funcionamiento.

La corriente de corte a la que debe actuar el regulador será fijada en el propio dispositivo, pero ha de soportar la máxima posible que la instalación pueda producir. La intensidad de corriente que produce el generador es la suma de las intensidades que producen los módulos funcionando a pleno rendimiento (se denomina también corriente de entrada):

$$I_{entrada} = IG = ImMOD \cdot Np = 7,70 \cdot 25 = 192,5 A \quad (ec.5.9)$$

Siendo:

IG: Corriente producida por el generador (A)

ImMOD: Corriente máxima del módulo(A)

Np: Número de ramas en paralelo del generador

La intensidad que consume la carga se determina teniendo en cuenta todos los consumos al mismo tiempo (también denominada corriente de salida):

$$I_{salida} = IC = PDC / V_{Bat} + PAC / 220 = 1140/24 + 4220/220 = 66,69 \text{ A (ec.5.10)}$$

Donde:

IC: Corriente que consume la carga (A)

PDC: Potencia de las cargas en DC (W)

V<sub>Bat</sub>: Tensión nominal de la batería (V)

PAC: Potencia de las cargas en AC (W)

De estas dos corrientes, la máxima de ambas será la que el regulador deberá soportar, y será la que se utilice para su elección. En nuestro caso la intensidad del regulador ha de ser mayor de 192,5 A.

#### **5.4- DIMENSIONADO DEL INVERSOR**

Las características de funcionamiento que definen un inversor o convertidor DC –AC son:

- Potencia Nominal (kW)
- Tensión Nominal de Entrada (V)
- Tensión Nominal de Salida (V)
- Frecuencia de operación (Hz)
- Rendimiento (%)

La tensión de entrada en el inversor de una instalación fotovoltaica no será siempre constante, por lo que el inversor debe ser capaz de transformar distintas tensiones continuas dentro de un determinado rango. Ese rango suele ser de un 15 %. El valor de la tensión nominal es un dato de referencia dentro del intervalo de actuación que sirve para identificar el tipo de convertidor.

A la hora de dimensionar el inversor se tendrá en cuenta la potencia que demanda la carga AC, de forma que se elegirá un inversor cuya potencia nominal sea algo superior a la máxima demandada por la carga. Sin embargo, se debe evitar el sobredimensionamiento del inversor para tratar de hacerlo trabajar en la zona donde presenta mejores eficiencias. Se puede resumir la potencia del inversor con esta expresión:

$$P_{inv} \approx PAC \quad (ec.5.11)$$

La Potencia AC de todos los elementos que funcionan en alterna es de 4220 W. Todos estos elementos no estarán funcionando a la vez, por lo que multiplicando por un factor de funcionamiento del 75 % proporcionaría una potencia alterna de 3165 W. Se deberá instalar por tanto un inversor que tenga una potencia entorno a los **3200W**.

## 5.5- DIMENSIONADO DEL CABLEADO

El dimensionado del cableado constituye una de las tareas en las que se deberá prestar especial atención, ya que siempre que exista consumo habrá pérdidas debido a las caídas de tensión en los cables.

Estas pérdidas óhmicas deben cumplir la más restrictiva de las dos condiciones siguientes:

1. Verificar las normas electrotécnicas de baja tensión.
2. La pérdida de energía debe ser menor que una cantidad prefijada.

Su valor puede calcularse con las siguientes expresiones:

$$PPC = I^2 \cdot RC \quad (ec.5.12)$$

$$RC = \rho \cdot L / S \quad (ec.5.13)$$

Siendo:

PPC: Potencia de Pérdidas en los conductores (W)

I: Corriente que circula por los conductores (A)

RC: Resistencia óhmica de los conductores ( $\Omega$ )

$\rho$ : Resistividad del conductor ( $\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$ )

L: Longitud de los conductores (m)

S: Sección de los conductores ( $\text{mm}^2$ )

(Nota: no se tendrá en cuenta en los ejemplos)

En el caso del cableado, no realizaremos los cálculos debido a que no tenemos todos los datos referentes a la instalación eléctrica y lo único que se pretende calcular es el generador y los sistemas de almacenamiento, así como los inversores.

## 5.6- OTROS MÉTODOS DE CALCULO

Este último método que se presenta hace uso del concepto de isofiabilidad. Se describe a continuación brevemente el método, conocido como método del IES.

Como se está viendo en este capítulo, se han presentado diferentes expresiones para dimensionar el generador fotovoltaico y el sistema de acumulación, pero no se ha incluido para nada algún parámetro que indique el margen de fallo por falta de recursos del sistema.

Un parámetro que sirve para indicar cómo de fiable es el sistema es el parámetro denominado probabilidad de pérdida de carga (en inglés Loss of Load Probability: LLP). Dicho parámetro se define, para un intervalo de tiempo  $t$ , como el cociente del déficit de energía del sistema fotovoltaico en cuestión y la energía demandada al mismo.

El valor del parámetro LLP es siempre superior a cero incluso cuando el sistema fotovoltaico no presente averías, debido a la aleatoriedad que acompaña a la radiación solar.

Otros métodos de cálculo, son los programas informáticos. La simulación informática es una herramienta de análisis para el estudio del comportamiento de los edificios, los sistemas técnicos que los componen y su interacción con el entorno. Permite realizar un diagnóstico de consumos derivados del funcionamiento del edificio desde el punto de vista del diseño térmico y de la optimización de las instalaciones, ajustando las construcciones en fase de diseño a las nuevas necesidades. Dos de los programas más conocidos son PVSYST y TAS de EDSL son programas de simulación para instalaciones fotovoltaicas. La comisión europea tiene una página en la red donde se ofrece un programa, PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), que permite calcular una serie de datos relacionados con la generación fotovoltaica, entre ellos la estimación de energía fotovoltaica, la radiación mensual y la diaria con un mapa interactivo para poder buscar el lugar donde se desea instalar el sistema.

### **5.7- NÚMERO TOTAL DE PANELES POR SUPERFICIE ÚTIL**

Debemos saber si, en el caso de nuestro estudio, y con la superficie que tenemos disponible, es posible situar los paneles fotovoltaicos sobre la superficie de cubierta que tenemos.

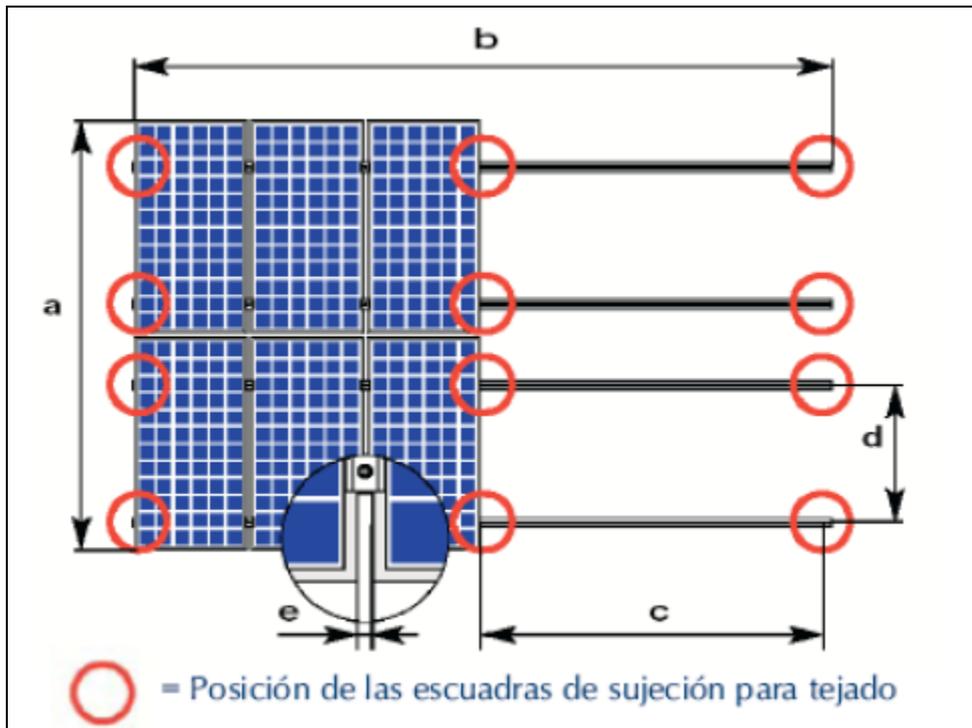


Figura 5.1. Esquema de disposición de los paneles solares sobre la cubierta

$a = \text{n}^\circ \text{ de módulos verticales} \times \text{altura del módulo} = 8,10 \text{ m}$

$b = \text{n}^\circ \text{ de módulos horizontales} \times (\text{anchura del módulo} + e) = 4,2 \text{ m}$

$e1 = \text{distancia entre los módulos} = 17 \text{ mm}$  (para estructura soporte SUNTOP II)

$e2 = \text{distancia entre los módulos} = 80 \text{ mm}$  (para la cubierta modular integrada SOLECO)

Por lo que:

$\text{N}^\circ \text{ módulos verticales} = a / \text{altura del módulo} = 8,10 / 1,476 = 5,488 \approx \mathbf{6 \text{ paneles verticales}}$

$\text{N}^\circ \text{ módulos horizontales (1)} = b / (\text{anchura del módulo} + e1) = 9,2 / (0,66 + 0,017) = 13,589 \approx \mathbf{14 \text{ paneles horizontales}}$

$$N^{\circ} \text{ módulos horizontales (2)} = b / (\text{anchura del módulo} + e2) = 9,2 / (0,66 + 0,08) = \\ = 12,432 \approx \mathbf{13 \text{ paneles horizontales}}$$

En resumen:

1) Para la Superposición arquitectónica: mediante estructura soporte SUNTOP II de AET. El n° máximo de paneles a instalar será:

$$nT = n^{\circ} \text{ paneles verticales} \times n^{\circ} \text{ paneles horizontales} = 6 \times 14 = \mathbf{84 \text{ paneles}}$$

2) Para la Integración arquitectónica mediante cubierta modular SOLECO, el n° máximo de paneles a instalar será:

$$nT = n^{\circ} \text{ paneles verticales} \times n^{\circ} \text{ paneles horizontales} = 6 \times 13 = \mathbf{78 \text{ paneles}}$$

De este modo sabemos el número de módulos fotovoltaicos que se pueden instalar con la superficie de cubierta con la que contamos. Por lo tanto, vemos que el número de paneles que calculamos en el apartado 5.1 resulta inferior a cualquiera de estos valores, aproximándose más a la integración arquitectónica. Es por ello que contamos con suficiente espacio como para instalar nuestro sistema.

## 5.8- CARACTERÍSTICAS DE LA INTERCONEXIÓN

La interconexión entre la generación y la red se efectuará mediante un interruptor automático sobre el que actuarán los equipos de protección y maniobra. La interconexión se compone de las siguientes partes:

- **Circuito de Potencia:** En el esquema unifilar adjuntado (*Fig.-3.5*), se definen los elementos que configuran el circuito de potencia de la interconexión.
- **Protecciones:** Las protecciones eléctricas tienen como objetivo asegurar la protección de las personas y cosas, así como mantener el nivel de calidad del

servicio de la red. Para ello se dispondrán un conjunto de elementos destinados a tal fin que actuarán sobre el interruptor de interconexión.

Tanto la instalación como la utilización de las protecciones de conexión, se realizan de acuerdo a la normativa vigente y a las normas particulares establecidas por la compañía suministradora. Con las protecciones se podrán proteger las instalaciones propias y las de la compañía suministradora. También se podrá aislar la instalación en caso de avería interna. Las protecciones a instalar son las que se recogen en el esquema unifilar de la *Figura 3.5*.

- **Medida:** Finalmente se instalará un contador de medida de la energía generada (venta) y otro para la medida de la energía importada de la compañía eléctrica (compra).

## 5.9- CÁLCULO DE LA ENERGÍA GENERADA POR LA INSTALACIÓN

Para saber la energía generada por la instalación fotovoltaica tenemos que partir del término hora solar pico.

La energía solar que se recibe en una superficie determinada en un instante dado se le conoce como irradiación y se mide en  $W/m^2$ . A la integración de la irradiación en un periodo de tiempo determinado, se le conoce como insolación y se mide en  $kWh/m^2$ . La insolación también puede expresarse en términos de horas solares pico. La hora solar pico equivale a la energía recibida durante una hora, a una irradiación promedio de  $1000 W/m^2$ . Por lo tanto la partimos de la siguiente expresión:

$$HPS = \frac{\text{irradiancia}}{CEM} \quad (\text{ec.5.14})$$

Donde CEM, son las condiciones estándar de medida que equivale a los  $1000 W/m^2$ , por lo tanto las horas pico solares equivalen a la irradiancia, con lo cual, sabiendo que el número de módulos solares a conectar es de 14, vamos a calcular la

energía que nos genera la instalación de estos módulos en los meses del año, para ello debemos partir de la siguiente expresión:

$$E_D = \frac{PR \times G_{dm}(\beta) \times P_{mp} \times N}{G_{CEM}} \quad (ec.5.15)$$

Donde:

$$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$$

Pmp: Potencia pico del generador (0,12 kWp)

ED: Consumo expresado en kWh/día.

N: numero de paneles en la instalación

PR es un factor que considera las pérdidas en la eficiencia energética debido a:

- La temperatura.
- El cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética,  $\eta_{rb}$ , de otros elementos en operación como el regulador, batería, etc.
- La eficiencia energética del inversor,  $\eta_{inv}$

Los valores típicos son, en sistemas con inversor,  $PR \approx 0,7$  y, con inversor y batería,  $PR \approx 0,6$ . A efectos de cálculo y por simplicidad, se utilizarán en sistemas con inversor  $PR = 0,7$  y con inversor y batería  $PR = 0,6$ . Si se utilizase otro valor de PR, deberá justificarse el valor elegido desglosando los diferentes factores de pérdidas utilizados para su estimación. Para este estudio vamos a tomar como valor de  $PR = 0,6$  ya que nuestro sistema cuenta con baterías e inversores.

Si lo queremos hacer para un ángulo de inclinación dado aplicamos las mismas expresiones que para una orientación horizontal. Vamos a elaborar una tabla con la energía generada en cada mes, teniendo en cuenta la irradiación para un plano

horizontal y para la inclinación de 50°, sabiendo que se han instalado 50 paneles solares obtenidos del apartado 5.1 del método dos “Amperios-Hora” .

	$G_{dm(50^\circ)}$ (KWh / m <sup>2</sup> )	Energía (kWh)
Enero	60,882	219,18
Febrero	82,083	295,5
Marzo	107,336	386,41
Abril	110,588	398,12
Mayo	122,189	439,88
Junio	123,349	444,05
Julio	139,645	502,72
Agosto	133,148	479,33
Septiembre	133,356	480,08
Octubre	115,676	416,43
Noviembre	77,879	280,36
Diciembre	59,297	213,47
	Total	4555,54

Tabla 5.2. Energía Generada para 50 paneles

La producción real de energía generada por la instalación siempre será muy inferior al valor teórico calculado, dado que las condiciones de explotación no serán las de laboratorio y los diferentes elementos que intervienen en el sistema: paneles, conductores eléctricos, inversores, etc., producen unas pérdidas que reducen notablemente la eficiencia del conjunto. Así mismo, la distribución y orientación de los paneles sobre la cubierta, y las proyecciones de sombras sobre éstos, originan una serie de pérdidas adicionales que deben ser contempladas.

Para realizar un cálculo detallado, es necesario disponer de un programa informático donde se tengan en cuenta las pérdidas que puedan tenerse en cuenta en el diseño de la instalación.

Si ahora hacemos el cálculo para una instalación en la que se recojan el número máximo de paneles tanto para la integración arquitectónica (78 paneles) como para superposición (84 paneles).

Entonces, para 78 paneles tenemos:

	$G_{dm}(50^\circ)$ (KWh / m <sup>2</sup> )	Energía (kWh)
Enero	60,882	341,91
Febrero	82,083	460,97
Marzo	107,336	602,80
Abril	110,588	621,06
Mayo	122,189	686,22
Junio	123,349	692,73
Julio	139,645	784,25
Agosto	133,148	747,76
Septiembre	133,356	748,93
Octubre	115,676	649,64
Noviembre	77,879	437,37
Diciembre	59,297	333,01
	Total	7106,64

Tabla 5.3 Energía Generada para 78 paneles

Para los 84 paneles tendremos:

	$G_{dm}(50^\circ)$ (KWh / m <sup>2</sup> )	Energía (kWh)
Enero	60,882	368,21
Febrero	82,083	496,43
Marzo	107,336	649,17
Abril	110,588	668,84
Mayo	122,189	739,00
Junio	123,349	746,01
Julio	139,645	844,57
Agosto	133,148	805,28
Septiembre	133,356	806,54
Octubre	115,676	699,61
Noviembre	77,879	471,01
Diciembre	59,297	358,63
	Total	7653,31

Tabla 5.4. Energía Generada para 84 paneles

De este modo vemos que con la superposición arquitectónica se recoge una mayor energía, pero se requiere un mayor número de paneles y, como la diferencia entre superposición e integración no es muy grande quizá el escoger, para un mismo número de paneles, la integración arquitectónica, resulte más estético. Aunque también debería de compararse teniendo en cuenta lo que conlleva, económicamente hablando, implantar este tipo de instalaciones en la casa en estudio.

## 6- MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN.

Para garantizar una alta productividad de la instalación, es esencial reducir los periodos de parada por avería o mal funcionamiento. Para ello son necesarias tanto la supervisión del usuario del sistema, como la asistencia de un servicio técnico.

En cualquier caso, las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red ofrecen muy pocos requerimientos de mantenimiento preventivo y, en general, son poco susceptibles a sucesos que provoquen la intervención de un mantenimiento correctivo. Sin embargo, es recomendable seguir el programa de mantenimiento detallado a continuación.

### 6.1- MANTENIMIENTO A CARGO DEL USUARIO.

El usuario de la instalación debería llevar a cabo las siguientes tareas de mantenimiento:

- **Supervisión general.** Corresponde a la simple observación de los equipos; esto consiste en comprobar periódicamente que todo esté funcionando. Para ello basta observar los indicadores de los inversores, con esa información se comprueba que el inversor recibe energía del campo solar y genera corriente alterna. La verificación periódica de las cifras de electricidad generada nos

permitirá detectar bajadas imprevistas de producción, que serían síntoma de un mal funcionamiento. La producción solar final queda registrada en el contador de venta de electricidad que mensualmente hay que anotar para la emisión de la correspondiente factura. El balance mensual, aunque varía a lo largo del año, se mantiene en torno a un máximo y un mínimo que se debe conocer, por lo que se podrá detectar rápidamente una bajada no habitual de producción, lo cual indicaría, probablemente, una avería (o una perturbación periódica de la red).

- **Limpieza.** La limpieza incluye la eliminación de hierbas, ramas u objetos que proyecten sombras sobre las placas.
- **Verificación visual del campo fotovoltaico.** Con el objetivo de comprobar eventuales problemas de las fijaciones de la estructura sobre el edificio, aflojamiento de tornillos en la misma, o entre ésta y las placas, aparición de zonas de oxidación, etc.

## 6.2- MANTENIMIENTO A CARGO DEL SERVICIO TÉCNICO.

El servicio técnico debería ser avisado por el usuario de la instalación cuando se detecte la bajada o para total de la producción eléctrica, así como la aparición de defectos en la estructura de fijación del campo solar. En estos casos se realizará un mantenimiento correctivo, que detecte el origen de la avería y la repare. Es igualmente importante efectuar un mantenimiento preventivo, mediante revisiones periódicas, en las que, como mínimo, se debería incluir:

- Comprobación de tensión e intensidad para cada serie de placas fotovoltaicas (todas las series deberían dar valores idénticos o muy similares). Se pueden detectar fallos en las placas, como diodos fundidos o problemas de cableado y conexiones.
- Verificación de la solidez de la estructura del campo solar, reapriete de tornillos, estado de la protección de los soportes metálicos y anclajes, etc.

- Caracterización de la onda, frecuencia y tensión de salida en corriente alterna del inversor.
- Comprobación de las protecciones, fusibles y diferenciales.
- Verificación de las conexiones del cableado en la caja de conexiones.

### **6.3- REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO**

#### **6.3.1- GENERALIDADES**

Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos, de tres años. El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual. El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los diferentes fabricantes.

#### **6.3.2- PROGRAMA DE MANTENIMIENTO**

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica aisladas de la red de distribución eléctrica. Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación, para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo.

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil.

Incluye: La visita a la instalación en los plazos indicados en el apartado, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación. El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma. Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía. El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Baterías: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.

- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

En instalaciones con monitorización la empresa instaladora de la misma realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos, almacenamiento de los datos, etc. Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

#### **6.4- GARANTÍAS**

Ámbito general de la garantía:

Sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones. La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación. Plazos: El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de tres años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de ocho años.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones. Condiciones económicas: La garantía incluye tanto la

reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra.

Quedan incluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante. Asimismo, se debe incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación. Si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

#### **ANULACIÓN DE LA GARANTÍA:**

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, excepto en las condiciones del último punto del apartado Lugar y tiempo de la prestación: Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente lo comunicará fehacientemente al fabricante.

El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento. Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador. El suministrador realizará

las reparaciones o reposiciones de piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

## 7- RESUMEN DEL PRESUPUESTO.

Para las dos alternativas de colocación de los módulos solares, es decir, integración y superposición arquitectónica, todas las partidas presupuestarias serán idénticas a excepción del capítulo 2 que hace referencia a la estructura soporte y elementos mecánicos y al Capítulo 3 de montaje y puesta en marcha.

Así mismo, no se ha considerado el coste de aplicar los cerramientos necesarios de la cubierta en el caso de la integración arquitectónica. Es por esto que para las dos alternativas el presupuesto es equivalente:

*Alternativa 1: Integración arquitectónica.*

Cap.1 Paneles	7102,40 €
Cap.2 Estructura soporte y elementos mecánicos	2879,53 €
Cap.3 Inversor + protecciones + contadores	2937 €
Cap.4 Cableado y varios	500 €
Cap.5 Montaje y puesta en marcha	2137,45 €
Cap.6 Mano de obra ( dos operarios mas dietas)	600,00 €
<b>Presupuesto Ejecución</b>	<b>16156,38 €</b>

<b>Tipo</b>	<b>Importe €</b>
Presupuesto de ejecución del material	16156,38
Gastos generales 13%	2100,33
Beneficio industrial 6%	969,38
I.V.A. 16%	2585,02
<b>Total</b>	<b>21811,11 €</b>

El presupuesto de ejecución por contrata asciende a la cantidad de **21811,11 €** (veintiuna mil ochocientos once euros con once céntimos de euro), IVA incluido.

Hay que tener en cuenta que en la integración arquitectónica los paneles fotovoltaicos desarrollan una doble función, por un lado generan energía eléctrica y por otro actúan como elementos constructivos. En consecuencia, el uso de los paneles fotovoltaicos como cerramientos supondrá un ahorro en materiales si se tienen en consideración desde la fase de diseño del edificio.

*Alternativa 2: Superposición arquitectónica.*

Cap.1 Paneles	7102,40 €
Cap.2 Estructura soporte y elementos mecánicos	2673,32 €
Cap.3 Inversor + protecciones + contadores	2937 €
Cap.4 Cableado y varios	500 €
Cap.5 Montaje y puesta en marcha	1957,27 €
Cap.6 Ingeniería del Proyecto	600,00 €
<b>Presupuesto Ejecución</b>	<b>15769,99€</b>

<b>Tipo</b>	<b>Importe €</b>
Presupuesto de ejecución del material	15769,99
Gastos generales 13%	2050,10
Beneficio industrial 6%	946,20
I.V.A. 16%	2523,20
<b>Total</b>	<b>21289,49,11 €</b>

El presupuesto de ejecución por contrata asciende a la cantidad de **21289,49€** (veinte y un mil doscientos ochenta y nueve euros con cuarenta y nueve céntimos de euro), IVA incluido.

## **8- ANÁLISIS DE LA SOSTENIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN.**

### **8.1- IMPACTO ECONÓMICO**

#### **8.1.1- TARIFA DE VENTA DE LA ENERGÍA GENERADA**

Ha sido aprobado el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

El real decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, sustituye el Real Decreto 436/2004 y se establece un régimen económico transitorio para las instalaciones pertenecientes a su ámbito de aplicación.

El presente Real Decreto será de aplicación a las instalaciones del grupo b.1.1 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, instalaciones de tecnología fotovoltaica, que obtengan su inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas con posterioridad al 29 de septiembre de 2008.

Concretamente, en el *Artículo 2.-“ Ámbito de aplicación”*, Podrán acogerse al régimen especial establecido en este Real Decreto las instalaciones de producción de energía eléctrica que se clasifican según una serie de categorías, grupos y subgrupos, en función de las energías primarias utilizadas, de las tecnologías de producción empleadas y de los rendimientos energéticos obtenidos. En nuestro caso, para producción de energía fotovoltaica, estaríamos en la categoría “b”, grupo b.1 Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Este grupo esta dividido a su vez, en dos subgrupos:

- Subgrupo b.1.1 Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la solar fotovoltaica.

- Subgrupo b.1.2 Instalaciones que utilicen como energía primaria para la generación eléctrica la radiación solar. En estas instalaciones se podrán utilizar equipos que utilicen un combustible para el mantenimiento de la temperatura del fluido transmisor de calor para compensar la falta de irradiación solar que pueda afectar a la entrega prevista de energía. La generación eléctrica a partir de dicho combustible deberá ser inferior, en cómputo anual, al 12 % de la producción total de electricidad si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción a del artículo 22.1. Dicho porcentaje podrá llegar a ser el 15 % si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción b del artículo 22.1.

A efectos de lo dispuesto en el presente Real Decreto las instalaciones del subgrupo b.1.1 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se clasifican en dos tipos:

- a) Tipo I. Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario.

O bien, instalaciones que estén ubicadas sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombreamiento, en ambos casos de áreas dedicadas a alguno de los usos anteriores, y se encuentren ubicadas en una parcela con referencia catastral urbana.

Las instalaciones de este tipo se agrupan, a su vez, en dos subtipos:

- Tipo I.1: instalaciones del tipo I, con una potencia inferior o igual a 20 kW
  - Tipo I.2: instalaciones del tipo I, con un potencia superior a 20 kW
- b) Tipo II. Instalaciones no incluidas en el tipo I anterior.

En el artículo 11 “Tarifas”, se recogen los valores de la tarifa regulada correspondientes a las instalaciones del subgrupo b.1.1 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que sean inscritas en el registro de pre-asignación asociadas a la primera convocatoria serán los siguientes:

Tipología		Tarifa regulada (c€/kWh)
Tipo I	Subtipo I.1	34,00
	Subtipo I.2	32,00
Tipo II		32,00

Tabla 8.1. Tarifas de aplicación según el real decreto 1578/2008

Los valores de la tarifa regulada correspondientes a las instalaciones que sean inscritas en el registro de pre-asignación asociadas a la convocatoria n, se calcularán en función de los valores de la convocatoria anterior n 1, de la siguiente forma:

- Si  $P \geq 0,75 \times P_0$ , entonces:  $T_n = T_{n-1} [(1 - A) \times (P_0 - P) / (0,25 \times P_0) + A]$
- Si  $P < 0,75 \times P_0$ , entonces:  $T_n = T_{n-1}$

Siendo:

- P, la potencia pre-registrada en la convocatoria n-1.
- $P_0$ , el cupo de potencia para la convocatoria n-1, sin incluir, en su caso, el cupo adicional resultante del mecanismo de traspaso de potencia previsto en el anexo IV de este Real Decreto.
- $T_{n-1}$ , la tarifa para las instalaciones pre-registradas asociadas a la convocatoria n-1.
- $T_n$ , la tarifa para las instalaciones pre-registradas asociadas a la convocatoria n.
- A, el factor  $0,9^{1/m}$  y m el número de convocatorias anuales.

Si durante dos convocatorias consecutivas no se alcanzara el 50 % del cupo de potencia para un tipo o subtipo, se podrá incrementar, mediante Resolución de la

Secretaría General de Energía, la tarifa para la convocatoria siguiente en el mismo porcentaje que se reduciría si se cubriera el cupo, siendo necesario, que durante dos convocatorias adicionales no se volviera a alcanzar el 50 % del cupo para realizar un nuevo incremento.

La tarifa regulada de las instalaciones del subtipo I.1, no podrá nunca ser inferior a la de las instalaciones del subtipo I.2. En el caso en el que, de acuerdo con el mecanismo previsto en este artículo, el valor de la tarifa regulada para el subtipo I.1 pudiera resultar inferior al del subtipo I.2, se considerará exclusivamente el mecanismo de modificación de la tarifa para el subtipo I.2, y se hará la tarifa regulada para el subtipo I.1, igual a la anterior.

La tarifa regulada que le sea de aplicación a una instalación, de acuerdo con el presente Real Decreto, se mantendrá durante un plazo máximo de veinticinco años a contar desde la fecha más tardía de las dos siguientes: la fecha de puesta en marcha o la de inscripción de la instalación en el Registro de pre asignación de retribución, Dicha retribución no podrá nunca serle de aplicación con anterioridad a la fecha de inscripción en el mismo.

Las instalaciones que sean inscritas de forma definitiva en el Registro administrativo de producción en régimen especial dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con posterioridad al 29 de septiembre de 2008, en tanto en cuanto no sean inscritas en el Registro de pre asignación de retribución, percibirán la retribución prevista en el artículo 22.2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

En la siguiente tabla podemos observar los valores de las tarifas para el Real Decreto 661/2007 para comparar los valores con el nuevo Real Decreto 1578/2008.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.1	b.1.1	$P \leq 100$ kW	primeros 25 años	47,0181			
			a partir de entonces	37,6144			
		$100 \text{ kW} < P \leq 10$ MW	primeros 25 años	44,5751			
			a partir de entonces	35,6601			
	$10 < P \leq 50$ MW	primeros 25 años	24,5311				
		a partir de entonces	19,6249				
b.1.2		primeros 25 años	28,7603	27,1188	36,7252	27,1228	
	a partir de entonces	23,0080	21,6950				
b.2	b.2.1		primeros 20 años	7,8183	3,1273	9,0692	7,6098
			a partir de entonces	6,5341			
	b.2.2*				9,0004	16,9494	
b.2			primeros 20 años	7,3562	4,1046		

Tabla 8.2. Valores de tarificación regulada según el Real Decreto 661/2007

Los valores retributivos se encuentran recogidos en el Real Decreto 661/2007, de 12 de marzo, como porcentajes de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia, cuyo valor vigente es de 7,6588 c€/kWh, desde el 1 de enero de 2006. No se actualizan los valores retributivos, por lo que para los 25 primeros años de operación de la instalación la tarifa de venta de la energía producida será de 44,0381 céntimos de €/kWh.

De este modo, los ingresos anuales generados por el campo solar fotovoltaico teniendo en cuenta que se ha escogido un sistema de integración arquitectónica con 50 paneles en la superficie de la cubierta serán los que se recogen a continuación:

	$G_{dm(50^\circ)}$ (KWh / m <sup>2</sup> )	Energía (kWh)	Ingresos Venta €
Enero	60,882	219,18	74,52
Febrero	82,083	295,50	100,47
Marzo	107,336	386,41	131,38
Abril	110,588	398,12	135,36
Mayo	122,189	439,88	149,56
Junio	123,349	444,05	150,98
Julio	139,645	502,72	170,93
Agosto	133,148	479,33	162,97
Septiembre	133,356	480,08	163,23
Octubre	115,676	416,43	141,59
Noviembre	77,879	280,36	95,32
Diciembre	59,297	213,47	72,58
	Total	4555,54	1548,88

Tabla 8.3 Ingresos generados por la superficie fotovoltaica

### 8.1.2- BALANCE ECONÓMICO

Los elementos que intervienen en el cálculo de la rentabilidad son los que siguen a continuación:

- *Inversión*: totalidad del coste de la instalación, incluido el proyecto y los trámites administrativos.
- *Subvenciones a la inversión*: cantidad total recibida en forma de ayudas o subvenciones a fondo perdido. En este caso se considerarán nula a efecto de estudiar el periodo de recuperación de la inversión más desfavorable.
- *Prima*: Cantidad cobrada anualmente en concepto de venta primada de la energía eléctrica de origen solar.
- *Generación eléctrica*: El total de la electricidad generada por la instalación solar, en función de la potencia de la instalación.
- *Costes de explotación*: conjunto de gastos que supone la gestión y explotación de la cubierta fotovoltaica. En este concepto se contemplan los siguientes gastos:
  - *Emisión de facturas.*
  - *Elaboración de las liquidaciones de IVA.*
  - *Póliza del seguro de responsabilidad civil sobre el valor de la instalación.*
  - *Mantenimiento preventivo y correctivo.*

En la tabla siguiente se adjunta la previsión de ingresos y gastos para el edificio en estudio para el real decreto 1578/2008:

Coste de la Instalación (IVA no incluido)	19226,09 €
Producción anual	4555,54 kWh
Facturación anual	2006,17 €
Gastos anuales (30 %)	602 €
Facturación neta anual	1404,17 €

Tabla 8.4.-Balance económico.

### 8.1.3- PERIODO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN

A continuación se calcula, el periodo de retorno de la inversión de la instalación solar fotovoltaica propuesta, siguiendo la fórmula siguiente:

Periodo de retorno de la inversión (años):  $T = \frac{I}{E-M}$

Siendo:

T = tiempo de recuperación de la inversión (años)

I = inversión total del proyecto.

E = Beneficio anual conseguido mediante la venta de la energía producido.

M = costes anuales de mantenimiento y explotación de la instalación (costes financieros y de amortización no incluidos).

Por lo tanto, para el real decreto 1578/2008 tenemos un periodo de amortización  $T= 17,73$  años  $\approx 18$  años.

## 8.2- IMPACTO AMBIENTAL

Además del punto de vista económico, las instalaciones solares fotovoltaicas se están implantando sobre todo por consideraciones ecológicas. El balance desde este punto de vista es totalmente favorable, tanto en reducción de emisiones contaminantes, como en el balance energético.

Todos los kWh generados con un sistema fotovoltaico equivalen a un ahorro de energía generada con otras fuentes de energía, con toda probabilidad en mayor o menor grado de poder contaminante, lo que conlleva, por lo tanto, a una reducción de emisiones.

Una de las fuentes de contaminación más importantes son los gases de efecto invernadero, ya que inciden gravemente en el cambio climático de la Tierra. El gas más significativo entre éstos es el CO<sub>2</sub>, generado en toda combustión de materiales carbonados.

Para calcular el ahorro de CO<sub>2</sub> obtenido gracias a la generación eléctrica “limpia” de un sistema fotovoltaico, podemos utilizar la emisión media por unidad de electricidad generada en España se cifra en 0,464 kg de CO<sub>2</sub> por kWh eléctrico generado. Asimismo, existen otras emisiones nocivas como el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) o de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) sobre las que podemos asumir las siguientes equivalencias:

$$- 16,52 \text{ t } SO_2 / GWh$$

$$- 5,83 \text{ t } NO_x / GWh$$

En conclusión, para la cubierta solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica objeto del presente estudio, el ahorro total de emisiones contaminantes es el que se resume en:

En cuanto a los impactos ambientales ocasionados por la implantación de un sistema solar fotovoltaico, se considera que el impacto principal se produce en las operaciones extractivas de las materias primas, ya que aunque la mayoría de las células fotovoltaicas se fabrican con silicio, material obtenido a partir de la arena y por tanto muy abundante en la naturaleza, es necesario transformarlo con consumo de energía hasta conseguir silicio de grado solar.

En la fase de uso las cargas ambientales son despreciables, y en la fase de eliminación, después de la vida útil, pueden establecerse vías claras de reutilización o retirada.

El efecto visual sobre el paisaje es el principal impacto en la fase de uso, siendo susceptible de ser reducido gracias a la integración arquitectónica, como es el caso del presente estudio.

En el medio físico y biótico no existen afecciones importantes ni sobre la calidad del aire ni sobre los suelos, flora y fauna, no provocándose ruidos ni afectándose tampoco a la hidrología existente.

No obstante, la gente debe saber realmente que la instalación de un sistema fotovoltaico puede resultar a la vez nocivo para el medio ambiente, prueba de ello lo muestra el siguiente grafico donde se puede observar los gases que se desprenden en la fabricación de los paneles, incluso reciclando los materiales de los mismos.

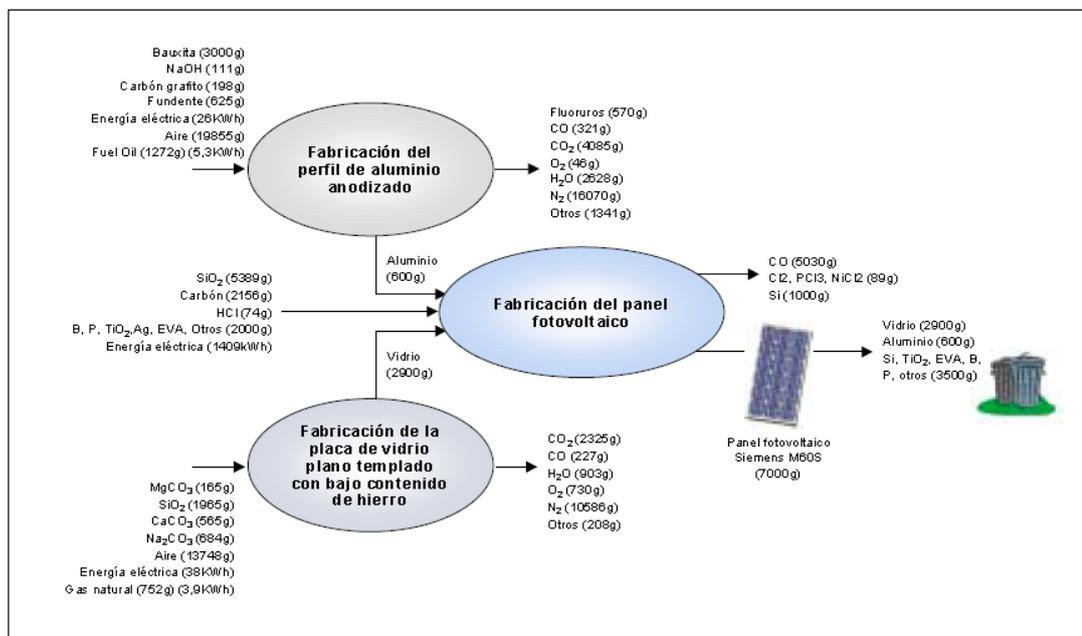


Tabla 8.5.- Ciclo de vida de un panel fotovoltaico con reciclado de vidrio y aluminio

Este pasado 2008, se ha descubierto, gracias a un estudio realizado por investigadores de la Institución Scripps de Oceanografía de la Universidad de San Diego (EE.UU.), que el trifluoruro de nitrógeno, o NF<sub>3</sub>, un gas que se desprende del proceso de fabricación de las placas solares de silicio, y de otras pantallas planas,

puede ser un grave problema medioambiental. El efecto invernadero de estas emisiones es 17.000 veces mayor que las de dióxido de carbono.

### **8.3- IMPACTO SOCIAL**

La energía solar fotovoltaica ofrece la oportunidad, a un coste razonable, de emplear una energía renovable en el ámbito urbano generando una electricidad respetuosa con el medio ambiente. Un sistema fotovoltaico por lo tanto, ayuda a sensibilizar hacia el ahorro energético, además de constituir un elemento diferenciador en los proyectos arquitectónicos y urbanísticos.

Es decir, con la instalación de un sistema fotovoltaico integrado arquitectónicamente en un edificio urbano no solo logramos dar una novedosa y mejor imagen al edificio, sino que también conseguimos mejorar el estatus social del mismo.

Quizá para la sociedad, es un tipo de energía que todavía no da la suficiente fiabilidad como para apostar por ella. No obstante, no se debe dejar de confiar en la posibilidad de mejorar la capacidad de captación de los módulos y desarrollo del sistema de almacenamiento, que permita una mayor autonomía y rendimiento del equipo.

Lo que hay que procurar es ser objetivos y saber que se trabaja con la intención de generar la energía más limpia posible sin dañar el medio ambiente, aunque a veces suponga un largo camino.

## 9- CONCLUSIONES

Durante el desarrollo de este estudio se han tratado diferentes aspectos relativos a la integración de sistemas fotovoltaicos en edificios. Concretamente se han analizado la forma de diseñar un sistema fotovoltaico, aspectos medioambientales, así como económicos y normativos de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red y se ha podido constatar que la energía solar fotovoltaica ofrece la oportunidad, a un coste razonable, de emplear una energía renovable en el ámbito urbano generando una electricidad respetuosa con el medio ambiente.

Las posibilidades de integración de esta tecnología en un edificio urbano son muy diversas y hoy en día existen múltiples opciones arquitectónicas posibles, así como gran variedad de acabados, por lo que el módulo solar fotovoltaico deja de tener una función puramente energética para convertirse en un elemento constructivo de gran valor estético. En este estudio se ha analizado la opción de integrar el sistema fotovoltaico en la cubierta o de superponer los módulos fotovoltaicos sobre la misma.

Hemos podido observar a lo largo del estudio, que disponer de una adecuada aplicación informática, nos permitiría tener valores más exactos de la energía generada con los paneles, pero que es posible realizar los cálculos con una simple calculadora para saber los valores aproximados, y si el diseño que se está realizando es el correcto. Que por mucho que haya avanzado la tecnología siempre es bueno realizar una comparación manual para asegurarnos de que se llega a las mismas conclusiones.

Saber que para realizar este tipo de tecnología se generan gases nocivos para el medio ambiente y que puede resultar un punto en contra para confiar en este tipo de tecnología, pero no debemos olvidar que lo que se pretende es que esta tecnología unida al estudio de la eficiencia energética en los edificios hace posible que nos aproximemos cada vez más a generar la energía justa y necesaria para nuestras necesidades.

Como conclusión cabe decir que a pesar del elevado coste inicial de la solución propuesta, hay que mencionar que es un buen momento para invertir en una instalación fotovoltaica conectada a la red, ya que desde la aprobación del Real Decreto 436/2004, el gobierno bonifica el kWh vendido pagándolo al 575% del coste de compra para instalaciones cuya potencia instalada sea inferior a 100 kWp. Así mismo, la Ley actual obliga a bonificar la energía eléctrica producida durante los primeros 25 años de vida de la instalación, con lo cual el periodo de amortización de la inversión se reduce considerablemente y se pueden llegar a obtener beneficios económicos en el futuro.

## 10. BIBLIOGRAFÍA.

### 10.1. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- ❖ **ASIF** (Asociación de la Industria Fotovoltaica). *Informe ASIF: “Hacia una electricidad respetuosa con el medio ambiente”*. Octubre 2005.
- ❖ **Procesos Termosolares en baja, media y alta temperatura.** Pedro Fernández Díez
- ❖ **CIEMAT.** *Curso de energía solar fotovoltaica “Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos”*. Jorge Aguilera, Leocadio Hontoria GRUPO IDAE. DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA
- ❖ **E. ALCOR.** *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Ed. Progensa 2002.
- ❖ **Fotovoltaica para profesionales.** *Diseño de instalaciones y comercialización de plantas solares fotovoltaicas*. Grupo Ed. Progensa Sevilla 2006.
- ❖ **IDAE.** *Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red*.
- ❖ **Energía solar fotovoltaica M.** Carlos Tobajas Vázquez, ediciones Ceysa, 2005, Madrid.
- ❖ **Guía completa de la energía solar fotovoltaica (adaptaciones al CTE)** AMV ediciones Madrid José M. Fernández 2007.
- ❖ **IDAE.** *Pliego de condiciones técnicas para instalaciones fotovoltaicas aisladas de red*.

- ❖ **Sistemas fotovoltaicos.** *Miguel Alonso Abella SAPT publicaciones técnicas.sl 2001 Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica*
- ❖ **Energía Solar Termoelectrica** *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía Amparo Fresneda García Jefe Departamento Solar – IDEA*
- ❖ **Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos.** *Volumen II (electricidad solar fotovoltaica).* Eduardo Lorenzo 2006.

## 10.2. BIBLIOGRAFÍA COMPLEMENTARIA.

- ❖ **IDAE.** *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010.* Agosto 2005.
- ❖ **SEBA (SERVICIOS ENERGÉTICOS BÁSICOS AUTÓNOMOS).** *Tejados Fotovoltaicos: Energía solar conectada a la red eléctrica.* Ed. Progenza, 2004.
- ❖ **Energía Solar Fotovoltaica.** *M. Tobajas Vázquez Ed. Ceysa, 2002.*

## 10.3. PÁGINAS WEB:

[www.idae.es](http://www.idae.es)

[www.censolar.es](http://www.censolar.es)

[www.isofoton.es](http://www.isofoton.es)

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>

<http://www.ptfv.org/>

**Empresas comerciales**

<http://www.teknosolar.com>

<http://www.solarclima.net>

<http://www.bpsolar.com>

<http://www.atersa.com>

<http://www.imsolar.es>

**10.4. PUBLICACIONES Y REVISTAS**

- ❖ Revista de las energías renovables: <http://www.energias-renovables.com>
- ❖ Artículos, tema solar: <http://www.gstriatum.com/energiasolar>
- ❖ Divulgación energética: <http://www.mundoenergia.com>
- ❖ Revista era solar: <http://www.erasolar.es>
- ❖ Suelo solar, noticias, artículos: <http://www.suelosolar.es>

## **ANEXO A: PLANOS**

## **ANEXO B: CATALOGOS**

## 01

## Módulos fotovoltaicos

### Photovoltaic modules

### Modules photovoltaïques



Nuestros módulos solares fotovoltaicos han sido diseñados según los estándares de calidad más exigentes. Se caracterizan por su gran eficiencia, por su robusta construcción mecánica y por las cualidades de impermeabilidad y estanqueidad que avalan su larga vida, permitiendo el perfecto funcionamiento de los sistemas incluso en las condiciones climáticas más duras.

Our solar photovoltaic modules have been designed in accordance with the most demanding standards of quality. They are characterised by their high efficiency and their robust mechanical construction, together with qualities of waterproofing and sealing that lead to a long-life, thus permitting perfect operation of the systems, even under the most extreme weather conditions.

Nos modules solaires photovoltaïques ont été conçus selon les standards de qualité les plus exigeants. Ils sont caractérisés par leur grande efficacité, par une construction mécanique robuste et par des qualités d'imperméabilité et d'étanchéité qui garantissent leur longue vie, permettant le fonctionnement parfait des systèmes, y compris dans les conditions climatiques les plus défavorables.



ATERSA ofrece una amplia gama de modelos desde 5 a 150 Wp, así como módulos especiales cuando la instalación lo requiera.

Los modelos de pequeña potencia (A-5, A-10 y A-20) son idóneos para cualquier aplicación en que se necesite un módulo de tamaño reducido, compacto, fiable y de elevado rendimiento por unidad de espacio.

Los de mayor potencia se caracterizan por ser paneles profesionales, tanto para pequeños sistemas como para grandes instalaciones. Están contruidos con células de silicio monocristalino que garantizan la producción eléctrica desde el amanecer hasta el atardecer.

Las cajas de conexiones intemperie con terminales positivo y negativo, incorporan diodos de derivación (by-pass) cuya misión es evitar la posibilidad de rotura del circuito eléctrico en el interior del módulo por sombreados parciales de alguna célula.

ATERSA empieza a incorporar la última tecnología en fabricación de células en los módulos fotovoltaicos APex™. Elaboradas con silicio multicristalino, las células APex™ presentan la estabilidad y duración a la que están acostumbrados los usuarios de productos fotovoltaicos.

ATERSA offers a wide range of modules from 5 to 150 Wp, together with special modules for customising those installations that required it.

The low-power models (A-5, A-10 and A-20) are ideal for any application that requires a small, compact, reliable module that provides high-performance per unit of space.

Those providing higher power are characterised by being professional panels, both for small systems and large installations. They are constructed using mono-crystalline silicon cells that guarantee the production of electricity from dawn to dusk.

The outside junction boxes with the positive and negative terminals incorporate bypass diodes that have the function of preventing any possibility of the electrical circuit inside the module being broken due to the partial shading of a cell.

ATERSA is commencing the incorporation of the latest technology in cell manufacture into the production of cells for the APex™ modules. The APex™ cells are manufactured from multi-crystalline silicon and show the stability and duration to which the users of photovoltaic products are accustomed.

ATERSA offre un grand choix de modèles de 5 à 150 Wc, ainsi que des modules spéciaux quand l'installation le requiert.

Les modèles de faible puissance (A-5, A-10 y A-20) sont adaptés à tout type d'applications dans lesquelles est nécessaire un module de taille réduite, compact, fiable et de rendement élevé par unité d'espace.

Ceux de plus grande puissance se caractérisent par le fait qu'il s'agit de panneaux professionnels, aussi bien pour de petits systèmes que pour de grandes installations. Ils sont fabriqués à partir de cellules de silicium monocristallin qui garantissent la production électrique du matin au soir.

Les boîtiers de connexions «intempérie» avec des bornes positive et négative, incorporent des diodes de dérivation (by-pass) dont le rôle est d'éviter la possibilité de rupture du circuit électrique à l'intérieur du module par ombrages partiels de cellule.

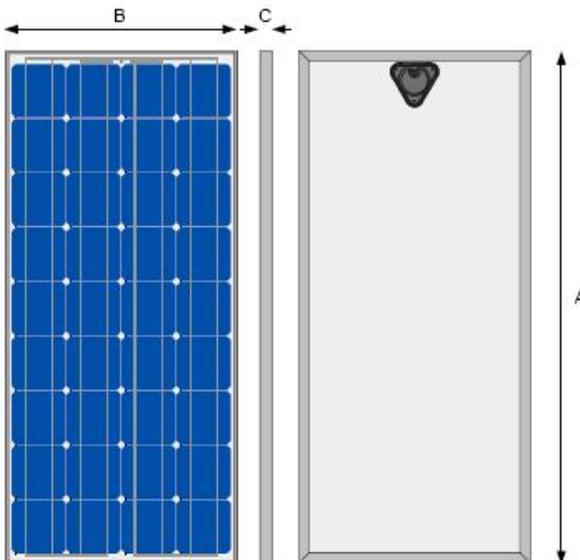
ATERSA commence à incorporer la dernière technologie à la fabrication de cellules dans les modules photovoltaïques APex™. Elaborées à partir de silicium multicristallin, les cellules APex™ offrent la stabilité et la durée auxquelles les utilisateurs de produits photovoltaïques sont habitués.



CONSTRUCCIÓN DEL MÓDULO  
MODULE CONSTRUCTION  
MODULE CONSTRUCTION



- 1 Cristal de vidrio templado  
Tempered glass front  
Cristal de verre trempé
- 2 Etileno-vinil-acetato (EVA)  
Ethylene vinyl acetate (EVA)  
Éthylène vinyle acétate (EVA)
- 3 Células de alto rendimiento  
High-efficiency solar cells  
Cellules d'haute rendement
- 4 Capa de TEDLAR (TPE)  
Back sheet of TEDLAR (TPE)  
Couche de TEDLAR (TPE)
- 5 Caja de conexiones  
(con diodos de protección)  
Junction box  
(Bypass diodes)  
Boîte de connections  
(avec des diodes de protection)
- 6 Marco de aluminio anodizado  
Anodized aluminium frame  
Cadre d'aluminium anodisé



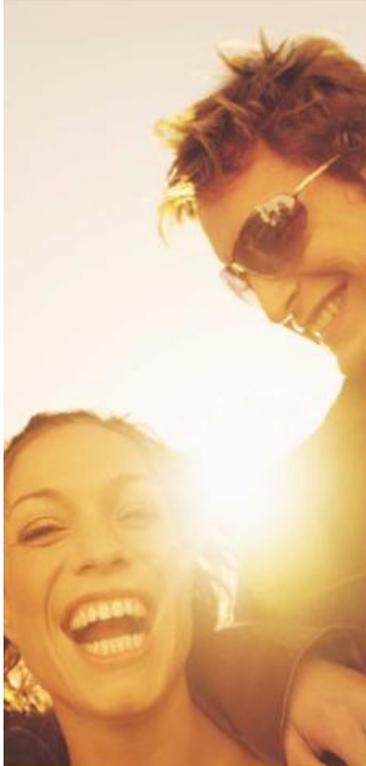
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS PHYSICAL SPECIFICATIONS CARACTÉRISTIQUES PHYSIQUES				
Mod.	mm			kg
	A	B	C	
A-5	303	206	38	1.0
A-10	384	290	38	1.8
A-20	492	400	38	2.8
A-38	638	527	35	4.5
A-45	700	660	35	4.5
A-50/A-55/A-60	778	660	35	6.5
A-65/A-75	1200	527	35	8.2
A-110/A-120	1476	660	35	11.9
A-130/A-150	1618	814	35	14.8



Módulos estándar  
Standard modules  
Modules standard

CARACTERÍSTICAS ELECTRICAS		ELECTRICAL SPECIFICATIONS		CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES		
Modèle	Nº de células	Puissance en test $\pm 10\%$	Courant au point de puissance max.	Tension au point de puissance max.	Courant de court-circuit	Tension de circuit ouvert
Model	No. of cells	Power under test $\pm 10\%$	Maximum power point current	Maximum power point voltage	Short circuit current	Open circuit voltage
Modelo	Nº de células	Potencia en prueba $\pm 10\%$	Corriente en punto de máxima potencia	Tensión en punto de máxima potencia	Corriente de cortocircuito	Tensión de circuito abierto
A-5	36 1/8 de 3.3"	5 W	0.29 A	17.0 V	0.34 A	21.6 V
A-10	36 1/3 de 3.3"	10 W	0.59 A	17.0 V	0.69 A	21.6 V
A-20	36 1/2 de 4"	20 W	1.18 A	17.0 V	1.40 A	21.6 V
A-38	36 1/4 de 5"	38 W	2.20 A	17.2 V	2.38 A	21.3 V
A-45	32 1/4 de 6"	45 W	3.00 A	15.0 V	3.20 A	18.0 V
A-50	36 1/4 de 6"	50 W	3.13 A	16.0 V	3.50 A	20.0 V
A-55	36 1/4 de 6"	55 W	3.40 A	16.2 V	3.70 A	20.5 V
A-60	36 1/4 de 6"	60 W	3.55 A	16.9 V	3.85 A	21.0 V
A-65	36 de 5"	65 W	4.00 A	16.3 V	4.60 A	20.5 V
A-75	36 de 5"	75 W	4.40 A	17.0 V	4.80 A	21.0 V
A-110	36 de 6"	110 W	6.79 A	16.2 V	7.40 A	20.5 V
A-120	36 de 6"	120 W	7.10 A	16.9 V	7.70 A	21.0 V
A-130	72 de 5"	130 W	4.00 A	32.6 V	4.60 A	41.0 V
A-150	72 de 5"	150 W	4.40 A	34.0 V	4.80 A	43.4 V

Especificaciones en condiciones de pruebas estándar de: 1.000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de la célula 25°C y masa de aire de 1,5 (Según normativa EN 61215)  
Specifications under standard testing conditions of: 1.000 W/m<sup>2</sup>, cell temperature: 25°C and air mass of 1.5 (in accordance with EN 61215 norm)  
Caractéristiques en conditions de test standard de: 1.000 W/m<sup>2</sup>, température de la cellule 25°C et masse d'air de 1,5 (En accord avec la norme EN 61215)



## SolarMax 6000C

**With SolarMax, the desire to own your own solar power plant will become reality.**

Your commitment to invest in renewable energy is proof that you are aware of the signs of the times, and concerned about environmental protection, understanding that living in harmony with nature is a necessity – both today, and for many generations yet to come. For people like you, Sputnik Engineering has developed the SolarMax 6000C – a cost-saving single-phase SolarMax inverter unit designed for producing solar electricity, and offering unique advantages in terms of high efficiency and real cost effectiveness.

**Efficiency and Performance:** with their remarkable maximum efficiency and exceptional European efficiency ratings of respectively 97% and 96.2%, our extended warranty and low weight of 15kg, SolarMax 6000C units offer unique and decisive advantages.

**Quality at a competitive price:** although very competitively priced, the SolarMax 6000C system combines the highest construction quality with the advantage of a quick and competent after sales and customer support service and a five-year guarantee.

**Long service life and high reliability:** all SolarMax inverters comply with TÜV "TYPE APPROVED" standards and come with a warranty, guaranteeing long life and trouble free operation of all component parts, as well as freedom from interruptions caused by malfunctions. To achieve this high standard, Sputnik Engineering has made long-term operational safety a top priority in the design and development of its SolarMax inverters. SolarMax is one of the very few systems featuring a built-in monitoring system for residual current leakage, which complies with VDE 0126.

**Simplicity:** SolarMax single-phase inverters are easy to install, and can be positioned either indoors or outside thanks to their durable aluminium casing. All circuit points are pluggable. The units offer a wide range of input voltages, thus providing a variety of possibilities when laying out the PV array.

**Ready availability:** availability is an important asset of SolarMax units, which are both easy to find and readily available from our wholesalers, in sufficient quantities.




**SolarMax**<sup>®</sup>  
 Always a sunbeam ahead

### Features

- Maximum efficiency
- Wide range of input voltages
- Competitive price/performance ratio
- 5-year guarantee
- Market leader in weight, at 15 kg
- Elegant design
- High quality aluminium casing for indoor or outdoor installation
- All circuit points are pluggable
- Optimum personal and system safety in compliance with DIN VDE 0126
- Higher partial efficiency thanks to the innovative MaxShare Concept
- Integrated display with many display functions
- Integrated interface RS 232/485
- Optional PC data communication via MaxTalk software, MaxAlarm Alarm function, MaxData Memory function
- Certificate TÜV Rheinland "TYPE APPROVED"
- Short-term delivery
- Hotline and replacement service

### Technical Specifications



SolarMax 6000C	
<b>DC Input</b>	
Maximum input voltage	600 V <sub>DC</sub>
MPP (maximum power point) range	90 ... 560 V <sub>DC</sub>
Maximum power rating*	6600 W <sub>DC</sub>
Maximum current rating	22 A <sub>DC</sub>
<b>AC Output</b>	
Rated output	4600 W**
Maximum Power	5060 VA**
Operating Grid Voltage	196 ... 253 V <sub>AC</sub>
Power Factor	> 0.98
Frequency	49.8 ... 50.2 Hz
Harmonic Current Distortion	< 3 %
<b>Systems</b>	
Maximum Efficiency	97 %
European Efficiency	
Input voltage: 400V <sub>AC</sub>	96,2%
300V <sub>AC</sub>	95,5%
Tare Losses	0 W
Ambient Operating Temperature	- 20 °C ... + 50 °C
Humidity	0 ... 98%, non-condensing
Cooling	Thermal convection, with optional active cooling fan (ventilator)
Protection Type	IP54
Topology	Transformerless, twin stage (without galvanic isolation)
Network monitoring	In compliance with VDE 0126
Fault current monitoring of residual current for personal and system safety	Through network monitoring in compliance with VDE 0126
Display	Two-Line, 16 Character LCD (Backlighted)
Casing	Diecast aluminium
Weight	15 kg
Dimensions (WxHxD)	550 x 250 x 200 mm
CE-compliance	In compliance with EN 50081, EN 50082, EN 61000-3-2, EN 50178
Certificate	TUV Rheinland "TYPE APPROVED"

\* Recommended overload of 15% (see study from ISE Fraunhofer)

\*\* VDEW mode activated

All rights, amendments and errors reserved

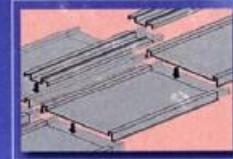
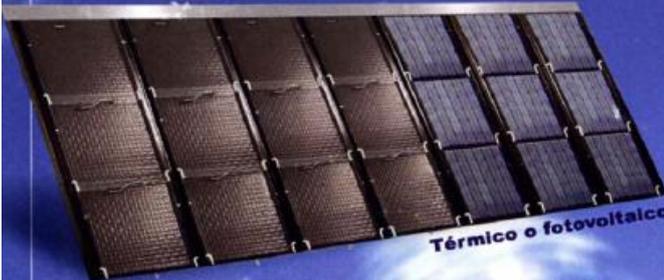


# ALGO NUEVO BAJO EL SOL

La real integración arquitectónica de la energía solar

## Cubierta Solar Modular SOLECO:

una impecable cubierta,  
un extraordinario captador solar.



Como cubierta la estanqueidad es perfecta porque se consigue por solape de todos los componentes entre sí con unos ajustes precisos. Material prácticamente eterno: preimpregnado de poliéster-fibra de vidrio. Excelente aislamiento térmico: 40 mm de espuma de poliuretano sin CFC.



Utiliza el revolucionario absorbedor DTE (Directa Transferencia de Energía), patentado por Soleco, realizado mediante dos planchas de acero inoxidable de 0,6 mm soldadas por láser y conformadas por presión (hidroforming). Toda la superficie absorbadora está en contacto directo con el fluido caloportador.

## Captador solar Soleco 1.7 Cu



[ HOMOLOGADO ]

Inmejorable relación de rendimiento, calidad y economía.

El captador solar Soleco 1.7 Cu está fabricado siguiendo las más estrictas normas de calidad para conseguir un captador de alta fiabilidad y eficiencia.

Su absorbedor de cobre dispone del sistema Clip-On de unión aletas-tubos que garantiza un óptimo contacto y una mayor superficie de transferencia de calor.

Su caja envolvente, de aluminio pintado electrostáticamente al horno, está doblemente aislada mediante poliuretano inyectado (libre de CFC) y lana de vidrio. Un cristal templado de 3.7 mm y una junta de EPDM completan un conjunto sólido y de agradable estética.



Equipos compactos  
85, 230 y 300 litros



Depósitos acumuladores:  
200, 300 y 500 L  
Vitrificados, doble serpentín



Líquido anticongelante

Via Augusta, 242 08021 Barcelona  
Tel. 93 414 27 34 - Fax 93 200 33 43  
[soleco@soleco.es](mailto:soleco@soleco.es) [www.soleco.es](http://www.soleco.es)

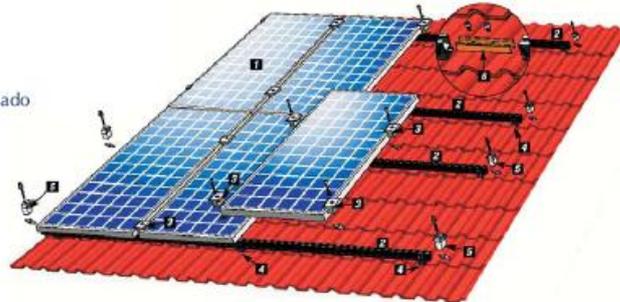




## ESTRUCTURA SUNTOP II

El SunTop II se ha desarrollado como sistema universal de montaje sobre tejados inclinados. Este sistema, además de ser especialmente fácil de instalar gracias al uso de los perfiles de aluminio patentados por Conergy, tiene una excelente relación calidad-precio.

1. Módulo
2. Perfil del sistema
3. Portamódulos
4. Escuadra de sujeción para tejado
5. Portamódulos terminal
6. Elemento de unión

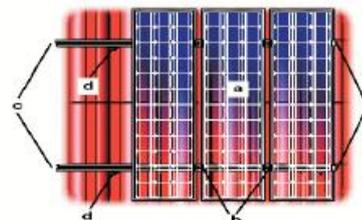
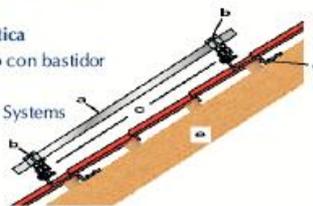


### Características

- Aplicación flexible. Con SunTop II se pueden instalar sin problemas paneles fotovoltaicos con marco sobre tejados inclinados en construcciones nuevas y antiguas con cualquier tipo de cubierta.
- Montaje rápido. Todos los componentes han sido prefabricados conforme al tipo de módulo elegido y según la configuración del campo de paneles. Su fácil instalación permite un tiempo de montaje breve y un uso mínimo de herramientas. Incluye una ayuda de montaje para la fila inferior de módulos, que facilita su alineación y garantiza un remate recto del campo.
- Gran seguridad. Con SunTop II puede solicitar un presupuesto ajustado a su instalación, satisfaciendo así el requisito para solicitar una licencia de obras. La construcción cumple con ello la norma DIN 1055.
- Gran compatibilidad de módulos. Es posible utilizar prácticamente todos los tipos de módulos con bastidor de diferentes fabricantes.
- Gran capacidad de adaptación. Gracias a la alta flexibilidad de ajuste de los perfiles Conergy, se pueden conseguir campos planos fotovoltaicos sobre cubiertas con superficies irregulares.
- Precios atractivos. Gracias a una fabricación optimizada, se pueden realizar adaptaciones individuales con plazos de entrega muy cortos y precios atractivos.
- Máximo periodo de vida útil. Todos los componentes utilizados se fabrican de aluminio y de acero especial. Su elevada resistencia a la corrosión garantiza una vida útil máxima, ofreciendo asimismo la posibilidad de una reutilización completa.
- Estabilidad garantizada. Conergy Systems ofrece una garantía de 10 años sobre la estabilidad de los materiales utilizados.

### Descripción esquemática

- a. Módulo fotovoltaico con bastidor
- b. Sujetamódulos
- c. Riel básico Conergy Systems
- d. Gancho de tejado
- e. Cabrio
- f. Soporte terminal



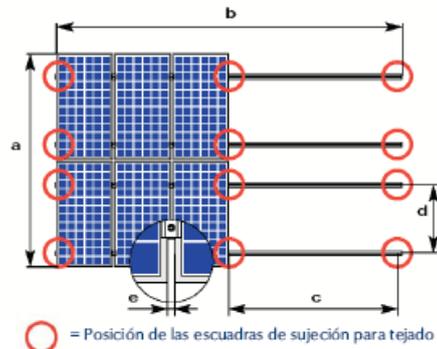


**Herramienta/Material**

- . Llave de boca (tam. 10)
- . Llave de boca (tam. 13)
- . Carraca (tam. 10)
- . Carraca (tam. 13)
- . Llave de hexágono interior 6 mm
- . Taladradora de acumulador y broca espiral
- . Tronzadora a muela para piedra
- . Cuerda

- a = número de módulos verticales x altura del módulo
- b = número de módulos horizontales x (anchura del módulo + e)
- c = distancia de las escuadras de sujeción para tejado horizontales = 1,5 m - 2 m
- d = distancia de las escuadras de sujeción para tejado verticales = aprox.  $\frac{1}{3}$  de altura del módulo en función de la posición de las tejas
- e = distancia entre los módulos: 17 mm

**Planificación**



**DATOS TÉCNICOS SUNTOP II (STC II)**

Ubicación	Sobre tejado inclinado
Tipo de cubierta	Prácticamente todos los tipos (teja flamenca, plana, pizarra, ripias embetunadas y tejado ondulado)
Inclinación del tejado	Hasta 60° *
Altura máxima del edificio	Hasta 20 m
Carga de nieve	1,4 kN/m <sup>2</sup>
Paneles fotovoltaicos	Con marco
Alineación	Vertical, (horizontal dependiendo del fabricante)
Extensión del campo de paneles	Libre
Posición del campo de paneles	Libre **
Compensación de desnivel de cubierta	< 40 mm
Distancia entre ganchos	Un máximo de 2000 mm, dependiendo de su ubicación, de la altura del edificio y del panel usado
Norma	Según la norma DIN 1055
Perfiles de apoyo	Acero inoxidable (V2A)
Color	Natural

\* Compatible con tejados de teja árabe y teja de hormigón. Cubiertas de eternit ondulado o similar para grandes superficies con una inclinación superior a 15°C.

\*\* Una instalación en los bordes y en las esquinas de la cubierta aumenta las cargas debidas al viento.

## Ficha técnica

# Energía Solar Fotovoltaica

**Baterías**

**4 OPzS - 24 OPzS**



**CABLEMAT SOLAR**

**CABLEMAT SOLAR BARCELONA**  
C/ Almogàvers 141 (nave)  
08018 Barcelona  
Tel 93 309 66 66  
Fax 93 309 98 99

**CABLEMAT SOLAR MADRID**  
C/ Empleo, 39 (nave)  
28906 Getafe  
Tel 91 552 80 91  
Fax 91 552 10 25

# Solar Fotovoltaica

## BATERÍAS

**Product features customer benefits**

- Tubular plates
  - long life in cyclic operation
- DIN product of up-to-date design
  - compatibility with existing installations
- System terminal / system connector
  - exclude corrosion
  - prevent short-circuits even during installation
- AquaGen® recombination (optional)
  - extremely long intervals between topping-up with water, even total freedom from maintenance

Main applications:

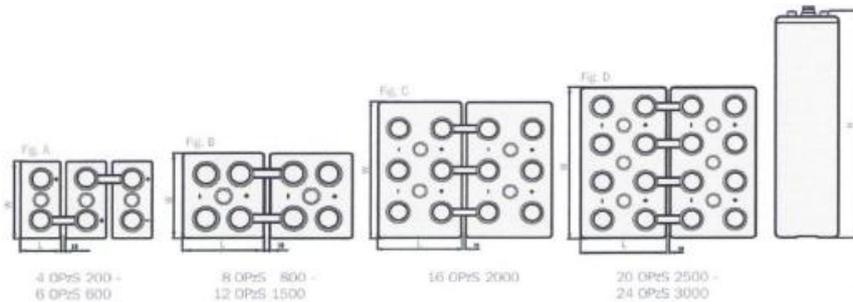
- Telecom
- Security lighting
- Solar



Capacities, dimensions and weights

Type	C <sub>nom</sub> 1.80 V Ah *	C <sub>10</sub> 1.80 V Ah **	C <sub>10</sub> 1.77 V Ah	C <sub>10</sub> 1.75 V Ah	C <sub>10</sub> 1.67 V Ah	Weight kg	Weight electrolyte kg (1.24 kg/l)	Length L mm	Width W mm	Height H mm	Figure
4 OPs 200	200	213	182	161	138	17.2	4.9	105	208	420	A
5 OPs 250	250	269	227	201	147	20.8	6.1	126	208	420	A
6 OPs 300	300	320	272	241	177	24.3	7.2	147	208	420	A
5 OPs 350	350	390	345	304	217	29.9	7.9	126	208	535	A
6 OPs 420	420	468	414	364	261	31.5	9.4	147	208	535	A
7 OPs 490	490	546	483	425	304	36.1	10.9	168	208	535	A
8 OPs 600	600	686	592	511	353	44.8	12.9	147	208	710	A
8 OPs 800	800	915	790	681	470	61.3	16.9	215	193	710	B
10 OPs 1000	1000	1143	990	852	588	74.6	21.1	215	235	710	B
12 OPs 1200	1200	1372	1184	1022	705	88.0	25.5	215	277	710	B
12 OPs 1500	1500	1609	1398	1197	784	114.3	34.2	235	277	850	B
16 OPs 2000	2000	2146	1864	1596	1045	151.5	44.6	235	400	815	C
20 OPs 2500	2500	2692	2330	1995	1307	193.0	68.0	235	490	815	D
24 OPs 3000	3000	3219	2796	2394	1568	246.0	76.0	215	580	815	D

\* C<sub>nom</sub> = Nominal capacity according to DIN 40736-1 \*\* C<sub>10</sub> = Capacity at 10 h discharge



Life expectancy: up to 20 years  
Suitable for cycling: up to 1500 discharges at 80% DOD



**CABLEMAT SOLAR BARCELONA**  
C/ Almogàvers 141 (nave)  
08018 Barcelona  
Tel 93 309 66 66  
Fax 93 309 98 99

**CABLEMAT SOLAR MADRID**  
C/ Empleo, 39 (nave)  
28906 Getafe  
Tel 91 552 80 91  
Fax 91 552 10 25



## **ANEXO C: LA NORMATIVA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA**

## ANEXO C

### LA NORMATIVA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

Un paseo por la normativa solar española: Desde el año 1980 en la que se promulgó la Ley 82/1980 de Conservación de la Energía, hasta el 26 de septiembre de 2008, fecha en la que se promulgó el actual Real Decreto 1578/2008.

El régimen especial viene siendo regulado en España desde 1980, año en el que se promulgó la Ley 82/1980 de Conservación de la Energía. Esta Ley fue motivada por la necesidad de hacer frente a la segunda crisis del petróleo y, en ella, se establecían los objetivos de mejorar la eficiencia energética de la industria y de reducir la dependencia de las importaciones.

Basándose en los principios ya establecidos, se publica el Real Decreto 2366/1994 de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.

Estas instalaciones pueden ceder su energía excedentaria a la empresa distribuidora más cercana que tiene la obligación de adquirirla siempre que sea técnicamente viable.

El precio de venta de esta energía se fija en función de las tarifas eléctricas, dependiendo de la potencia instalada y del tipo de instalación, constandingo de un término de potencia y de un término de energía además de los complementos correspondientes.

Con la publicación de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se diferencia los productores de energía eléctrica en régimen ordinario que desarrollan su actividad en el mercado de producción, de los productores acogidos al régimen especial, que deben tener una potencia instalada menor o igual a 50 MW. Además se incluyen en el régimen especial las instalaciones de tratamiento y

reducción de residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios con una potencia instalada menor o igual a 25 MW. Se establece para las instalaciones en régimen especial la posibilidad de incorporar su energía excedentaria al sistema (tal y como se regulaba en el RD2366/94), o participar directamente en el mercado de producción.

En el primer caso, las instalaciones perciben el precio medio final que pagan los adquirentes en el mercado organizado más una prima. En el segundo caso, perciben aparte de la prima, el precio marginal horario más la remuneración por garantía de potencia y servicios complementarios que les pueda corresponder. Asimismo, se les imputa, en su caso, el coste de los desvíos entre su energía casada en el mercado y su producción real.

El Real Decreto 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, establece la regulación concreta de la retribución de la energía vertida en régimen especial ajustándose a lo indicado en la Ley 54/97. Dicho Real Decreto establece que las primas deberán ser actualizadas anualmente en función de una serie de parámetros y revisadas cada cuatro años.

El Plan de Fomento de Energías Renovables (PFER) aprobado por el Gobierno el 30 de diciembre de 1999, establece los objetivos de crecimiento necesarios en cada una de las tecnologías consideradas como renovables, para conseguir que la producción con estas energías represente el 12% del consumo español de energía primaria en el año 2010.

Dada la nula participación de las instalaciones de régimen especial en el mercado bajo la aplicación del Real Decreto 2818/98, el Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, estableció la obligación para las instalaciones del RD 2366/94 con una potencia superior a 50 MW, de participar en el mercado de producción. Al mismo tiempo, fijó el objetivo de incentivar la participación en el mercado del resto de instalaciones de régimen especial. También se estableció la posibilidad de que estas instalaciones pudieran realizar contratos de venta de energía con

comercializadores. Se estableció la cantidad de 0,009015 €/kWh (1,5 pesetas/kWh) en concepto de garantía de potencia para aquellas instalaciones de régimen especial que participaran en el mercado.

El Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, simplificó las condiciones para la conexión de estas instalaciones a la red. Para el resto de instalaciones de régimen especial, sigue vigente la Orden del Ministerio de Industria y Energía de 5 de septiembre de 1985.

El Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida, desarrolla en Real Decreto-Ley 6/2000, estableciendo la obligatoriedad de participación en el mercado para las instalaciones de potencia superior a 50 MW que quedan incluidas en el régimen ordinario y se fija un procedimiento de acceso al mismo, tanto para aquellas obligadas a participar como para las que desean acceder de manera voluntaria.

Se establece un incentivo transitorio para las instalaciones de cogeneración que participan en el mercado, en función de su potencia y valor de la tarifa general del gas natural. Se permite la opción de contratación entre generadores en régimen especial y comercializadores, percibiendo la prima correspondiente por la energía vendida. Por último, se establece una prima específica para las instalaciones que utilicen únicamente como energía primaria para la generación eléctrica energía solar térmica de 12 cent€/kWh.

La Tarifa Media o de Referencia se define en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia (TMR) y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte,

distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Con el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se establece un nuevo marco regulatorio para el régimen especial. El titular de la instalación puede optar por vender su producción o excedentes de energía eléctrica al distribuidor, percibiendo por ello una retribución en forma de tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, que se define como un porcentaje de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia (TMR) de cada año, o bien por vender dicha producción o excedentes directamente en el mercado diario, o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado, más un incentivo por participar en él y una prima, si la instalación concreta tiene derecho a percibirla. Este incentivo y esta prima complementaria se definen también genéricamente como un porcentaje de la TMR.

La revisión de las tarifas, primas, e incentivos se realizará cada 4 años a partir de 2006, y sólo afectará a las nuevas instalaciones. Se derogan el Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, y el Real Decreto 2818/98, de 23 de diciembre y se establece un período transitorio para las instalaciones acogidas al RD2366/94 y al RD2818/98, que tienen la opción de mantenerse en el antiguo régimen económico que les corresponde. Por otra parte se obliga a ciertas instalaciones, a comunicar su programa de producción a la distribuidora correspondiente, pudiendo ser penalizadas cuando su desvío resulta mayor de un margen determinado, a partir del 1 de enero de 2005.

En el Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, se establece la tarifa eléctrica para 2005. El 26 de agosto de 2005 fue aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros el Plan de Energías Renovables para el período 2005-2010. Las previsiones de la nueva normativa estiman en un 12,1% el consumo de energía primaria que será abastecido en el año 2010 por las energías renovables. La nueva planificación sustituye al Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, cuyos resultados han sido insuficientes, pues, a pesar de que en el período 1999-2004

el consumo global de energías renovables ha crecido en España en 2.700.000 toneladas equivalentes de petróleo (tep), a finales del año pasado sólo se había cumplido el 28,4 % del incremento global previsto para la presencia de estas fuentes en el sistema energético español.

La Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, modifica normativa de diversos sectores, entre ellos, el sector energético. En lo relativo al régimen especial, establece que el Gobierno podrá autorizar primas superiores a las previstas para las instalaciones que utilicen como energía primaria, energía solar o biomasa (no entendiendo como biomasa los residuos sólidos urbanos ni los peligrosos). Asimismo, se podrá determinar una prima que complemente el régimen retributivo de las instalaciones de producción de origen térmico del régimen ordinario cuando, además de utilizar el combustible para el que fueron autorizados, utilicen también biomasa como combustible secundario (co-combustión).

El Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico, modifica el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, con el objeto de racionalizar el incentivo de las cogeneraciones de más de 50 MW y para detallar aspectos del Real Decreto que faciliten la elaboración de la facturación de la energía adquirida y su admisión en el sistema de liquidaciones de actividades y costes regulados. Modifica el artículo 28 del mismo Real Decreto, indicando que las instalaciones del régimen especial con potencia superior a 10 MW a las que se refiere el apartado 7 deberán estar asociadas a un centro de control, que actuará como interlocutor del operador del sistema.

En el Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006, se establecen las primas y las tarifas del régimen especial así como la Tarifa Eléctrica Media o de referencia.

El documento de Planificación de los Sectores de Electricidad y gas 2002-2011. Revisión 2005-2011, aprobado por el Consejo de Ministros el 31 de marzo de 2006, ha establecido unos objetivos nacionales de potencia instalada para las instalaciones de cogeneración y para las que utilizan las energías renovables, basados

en el Plan de Energías Renovables 2005 – 2010 (PER). Cabe destacar el fuerte aumento del objetivo de la energía eólica y energía solar, así como una reducción en el objetivo de potencia instalada de biomasa.

El Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, obliga a la incorporación de instalaciones solares térmicas en todas las edificaciones donde haya consumo de agua caliente sanitaria, y a la incorporación de paneles solares fotovoltaicos en ciertas edificaciones del sector terciario. Estas medidas afectarán a los nuevos edificios y a aquellos que se rehabiliten en España.

La Resolución de 24 de mayo de 2006, de la Secretaría General de Energía, aprobó el Procedimiento de Operación 14.5, relativo a derechos de cobro y obligaciones de pago por garantía de potencia. En este Procedimiento se establece el criterio para calcular el cobro por garantía de potencia de centrales de energías renovables cuando hayan funcionado menos de 5 años, a partir del 1 de junio de 2006.

En el Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, se elimina la necesidad de autoconsumo eléctrico de las plantas que utilizan la cogeneración, primando no sólo los excedentes eléctricos, sino toda la electricidad cogenerada, en sintonía con la Directiva 2004/8/CE, relativa al fomento de la cogeneración. Se establece la posibilidad de que todas estas plantas (no sólo las menores de 10MW) sean retribuidas con el complemento de una prima por encima del precio del mercado durante 10 años desde su puesta en marcha. Se elimina la banda de retribución de las instalaciones de generación que utilizan las energías renovables, entre el 80 y el 90 por 100 de la tarifa eléctrica media. Se desvincula la variación de las primas del régimen especial de la tarifa eléctrica media o de referencia. Se mantiene el régimen del Real Decreto 2366/1994, en tanto no se realice la revisión del régimen especial.

Finalmente, se ha de señalar que todas estas modificaciones tendrán efecto una vez se apruebe el desarrollo de lo establecido en el citado Real Decreto Ley, que se prevé se realice en el plazo de 6 meses desde la publicación de éste. Se deroga el

artículo 8 del Real Decreto 1432/02, donde se establecían los límites de crecimiento de la tarifa eléctrica media o de referencia.

El Real Decreto 809/2006, de 30 de junio revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006, sin que las primas y tarifas del régimen especial se vean afectadas. El 1 de julio de 2006 la Tarifa Eléctrica Media o de referencia se incrementa un 1,38% sobre la tarifa que entró en vigor el 1 de enero de 2006, sin que las primas y tarifas del régimen especial se vean afectadas (Real Decreto 809/2006)

El Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007, introduce las siguientes modificaciones:

Ampliación del plazo de aplicación de la Disposición Transitoria Segunda del Real Decreto 436/2004. Se establece un incentivo para las instalaciones del grupo a.1.1 de más de 10 MW y no más de 25 MW definidas en el Real Decreto 436/2004. Se amplía plazo para adscripción a centros de control de instalaciones de potencia superior a 10 MW del artículo 28 apartado 7 Real Decreto 436/2004 hasta junio de 2007.

Se faculta al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para desarrollar los sistemas de garantía de origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y de garantía de origen de la electricidad de cogeneración de alta eficiencia, derivados de las Directivas 2001/77/CE y 2004/8/CE.

El gestor de la red de transporte atendiendo a criterios de seguridad de suministro, podrá establecer límites por zonas territoriales a la capacidad de conexión de las instalaciones de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica

El 12 de mayo de 2007 fue publicado en el BOE el Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración. Mediante este Real Decreto se incorpora al derecho español el contenido de la Directiva 2004/8/CE (fomento de la cogeneración) y se desarrolla el artículo 6 de la Ley 24/2005 en lo relativo a la

información al consumidor sobre el origen de la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente.

El 26 de mayo de 2007 ha sido aprobado el Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Así, se sustituye el Real Decreto 436/2004 y se establece un régimen económico transitorio para las instalaciones pertenecientes a su ámbito de aplicación. Además, el Real Decreto 661/2007 determina una prima para las instalaciones de potencia superior a 50 MW que utilicen energías renovables (con excepción de la hidráulica), las cogeneraciones y las instalaciones de co-combustión de biomasa y/o biogás.

Los cambios más significativos que este Real Decreto plantea frente a la regulación anterior, son los siguientes:

La retribución del régimen especial no va ligada a la Tarifa Media o de Referencia. La actualización de las tarifas, primas y complementos irá ligada a la evolución de diversos factores (como el IPC o el precio del gas natural).

Se establece una prima de referencia y unos límites superior e inferior para la generación procedente de renovables que participa en el mercado. Se establece un aval que deberán satisfacer las instalaciones de régimen especial al solicitar el acceso a la red de distribución. El aval era ya necesario en el caso de productores que se quieran conectar a red de transporte.

Obligación del régimen especial de potencia instalada superior a 10 MW a conectarse a un centro de control. Obligación del régimen especial a tarifa a presentar ofertas en el mercado de producción a precio cero por medio de un representante.

Derecho del régimen especial a tarifa a que la distribuidora sea su representante para la participación en el mercado hasta el 31/12/2008. Los distribuidores empezarán a cobrar al régimen especial por este servicio un cargo de 0,5 c€/kWh a partir del 1/07/2008. Se aplicarán costes de desvíos a las instalaciones en régimen especial a tarifa que deban disponer de equipo de medida horaria.

En 2008 se comenzó la elaboración del Plan de Energías Renovables 2011-2020.

Ha sido publicado el Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007. Según esta normativa la CNE deberá realizar una propuesta de regulación de condiciones de conexión de las instalaciones de régimen especial a las redes de transporte y distribución. Además, se establece que, sin perjuicio de la prioridad de evacuación establecida, las instalaciones de régimen especial estarán sujetas, a efectos de restricciones técnicas, al Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico. Por último, según el Real Decreto 871/2007, el Operador del Sistema deberá elaborar una propuesta de revisión de los procedimientos de operación que desarrollen lo establecido en el Real Decreto 661/2007.

En julio de 2007 se ha publicado la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. En ella se establece que el Gobierno, podrá determinar una prima para aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica de cogeneración o que utilicen como energía primaria, energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, aun cuando la potencia instalada sea superior a 50 MW. Por otra parte, se acuerda modificar el Plan de Fomento de las Energías Renovables, para adecuarlo a los objetivos que ha establecido a este respecto la Unión Europea del 20% para 2020.

Se ha publicado la ORDEN ITC/1857/2008, de 26 de junio, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008. Se han realizado las actualizaciones trimestrales para el segundo y tercer trimestre, de las tarifas y primas para las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 del RD 661/07 (cogeneraciones que utilicen gas natural, gasóleo, fuel oil o GLP), del grupo c.2 (instalaciones de residuos) y para las acogidas a la disposición transitoria segunda del citado real decreto (instalaciones para el tratamiento y reducción de residuos). Se ha establecido la metodología de medida y facturación de energía reactiva para los cogeneradores, a

partir de la medida de la antigua unidad productor-consumidor. Se establece el procedimiento de remisión de información y de inspecciones a efectos de que las instalaciones fotovoltaicas que sean inscritas antes del 30 de septiembre de 2008 reciban la tarifa regulada en el RD 661/2007.

Recientemente, ha sido aprobado el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para las instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

El citado Real Decreto clasifica las nuevas instalaciones en dos tipologías, según estén ubicadas en cubiertas ( tipo I) o en suelo ( tipo II). Dentro de las primeras existen dos subtipos: se diferencia aquellas instalaciones con potencia inferior o igual a 20 kW ( tipo I.1) de aquellas con potencia superior a 20 kw. (tipo I.2.)

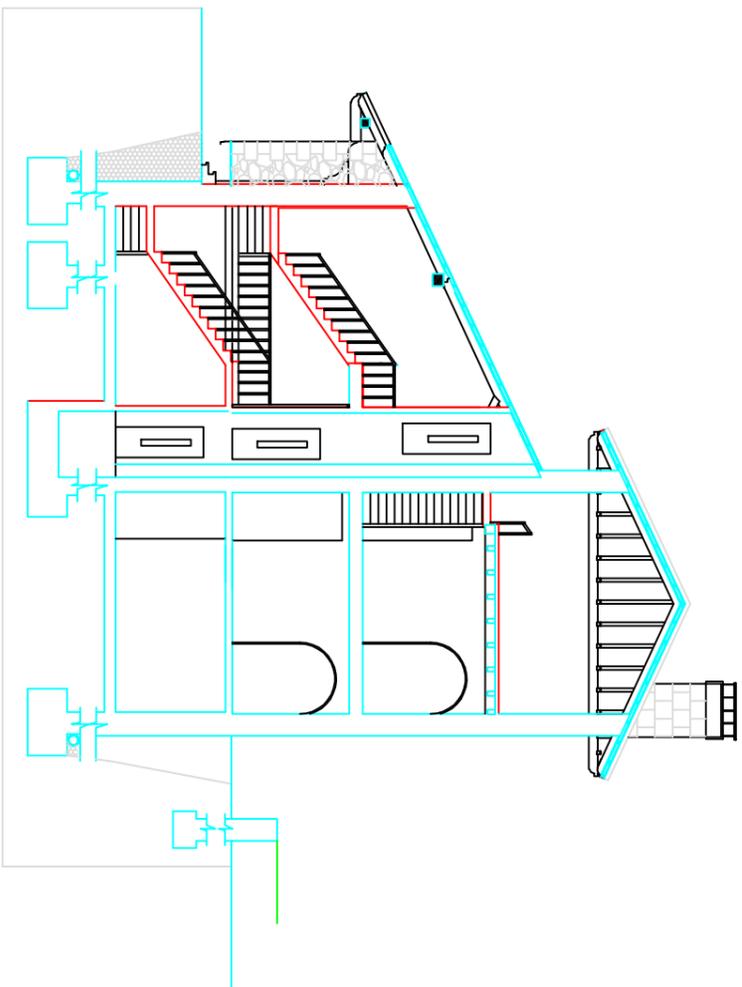
Se establece asimismo, unas convocatorias anuales, con cupos de potencia por tipo y subtipo. Para la primera convocatoria, la tarifa regulada será la siguiente:

Tipo I- Subtipo I.1. : 34 cent€/kWh

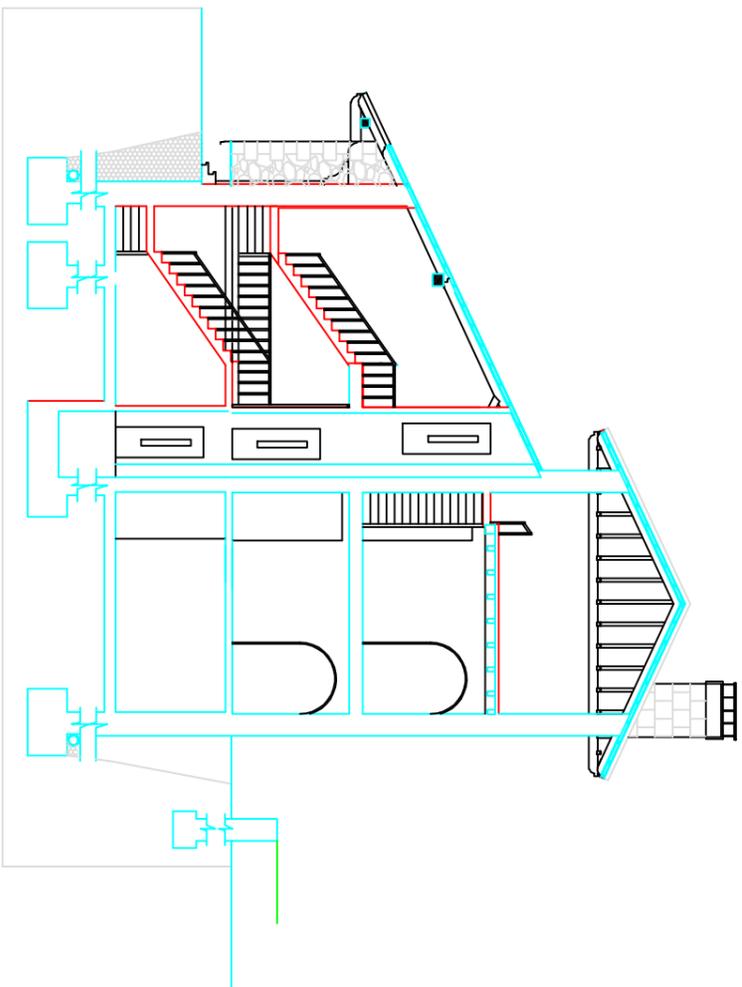
Tipo I- Subtipo I.2. : 32 cent€/kWh

Tipo II. : 32 cent€/kWh

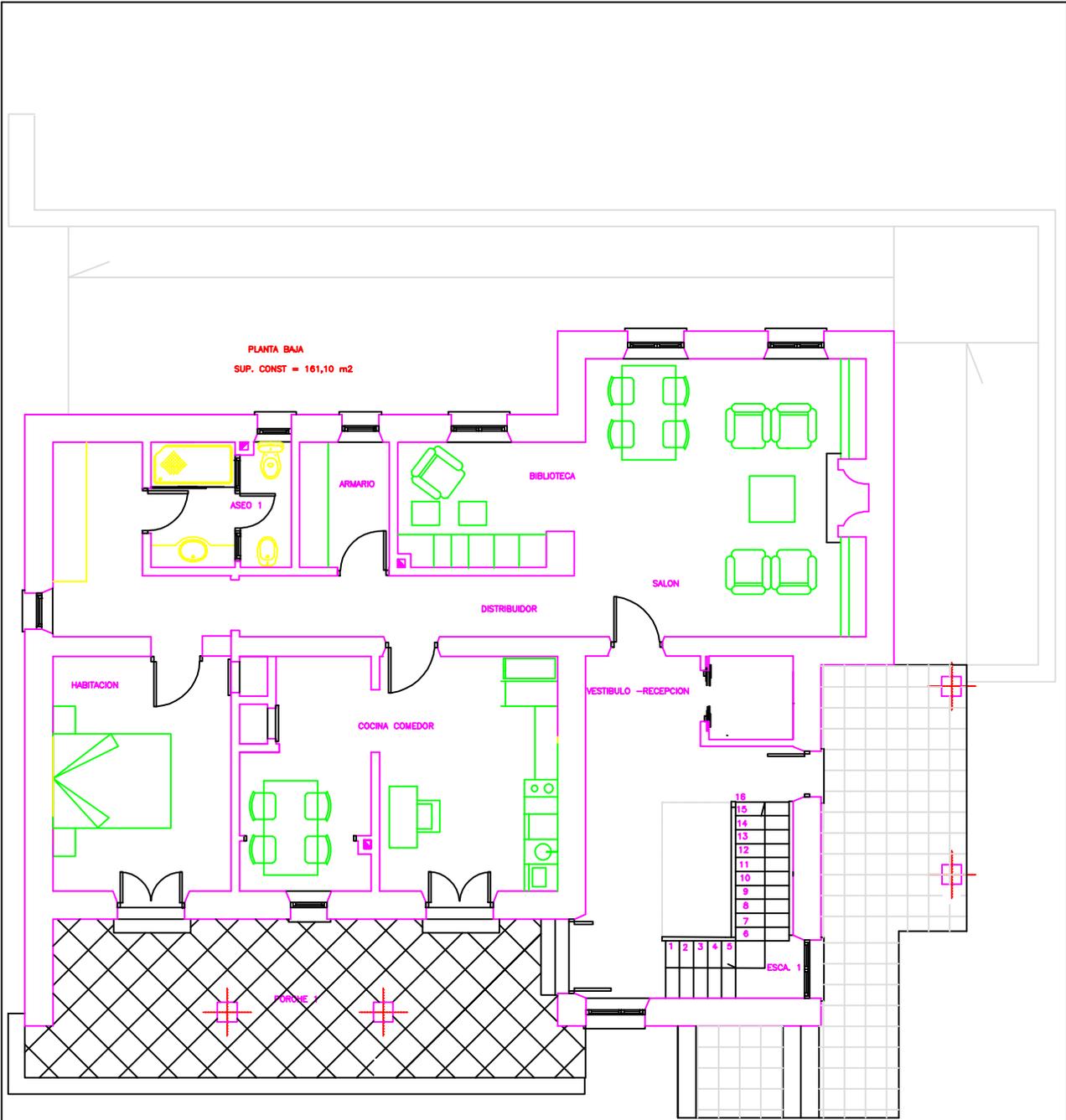
En el caso de completar los cupos, en las siguientes convocatorias se reducirán las citadas tarifas de forma paulatina hasta alcanzar una reducción de un 10 % anual.



Fecha:	Nombre:	UNIVERSIDAD DE CANTABRIA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIONES	1001
Dibujado:	Jan A. López Fernández		
Comprobado:			
Id. a. normas:			
Escalas:			
S/E	ALZADO		Suelo en Suelo en Suelo en port



Fecha:	Nombre:	UNIVERSIDAD DE CANTABRIA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIONES	1001
Dibujado:	Juan A. López Ferrás		
Comprobado:			
Id. a. normas:			
Escala:			
1/100		ALZADO	Señalar en Señalar por



	Fecha:	Nombre:
Dibujado:	octubre2009	Juan A. Miguel Parada
Comprobado:		
id. s. normas		

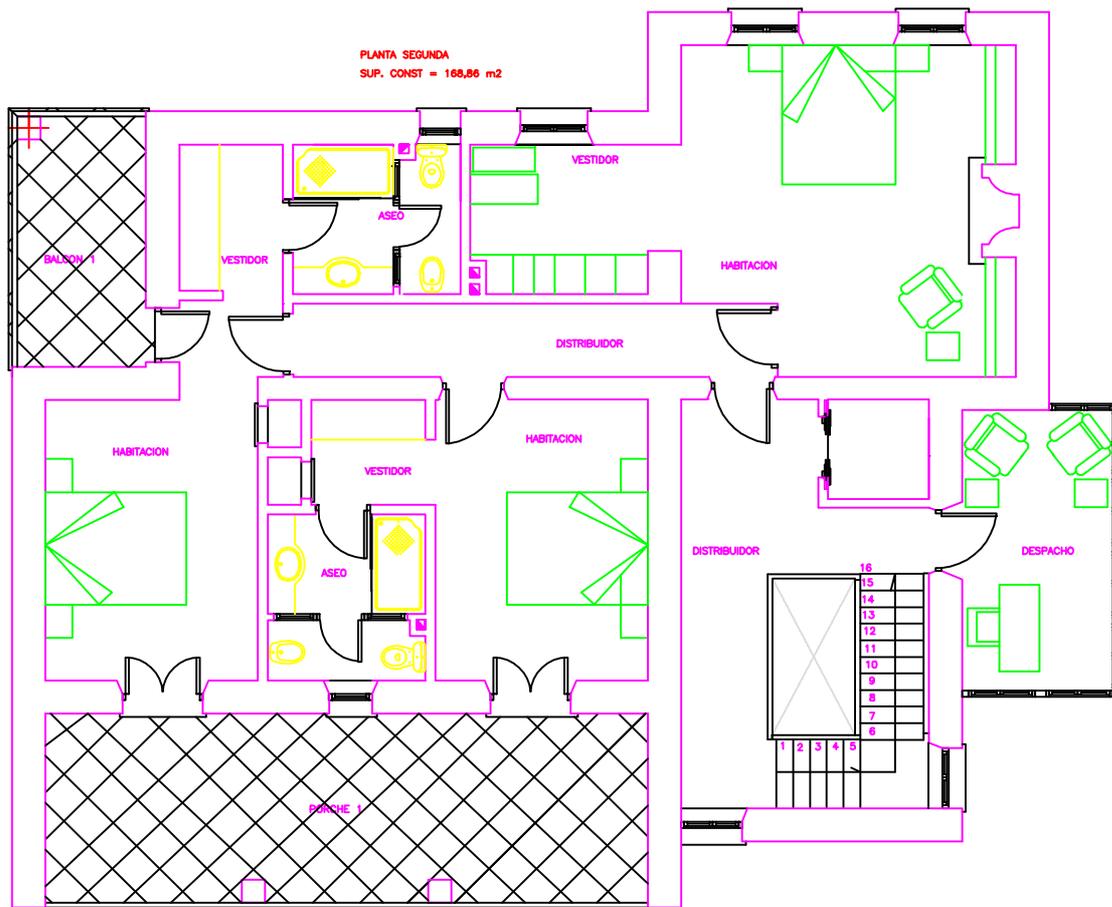
UNIVERSIDAD DE CANTABRIA  
 ESCUELA TECNICA SUPERIOR  
 DE  
 INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIONES

Escalas:  
 1/100

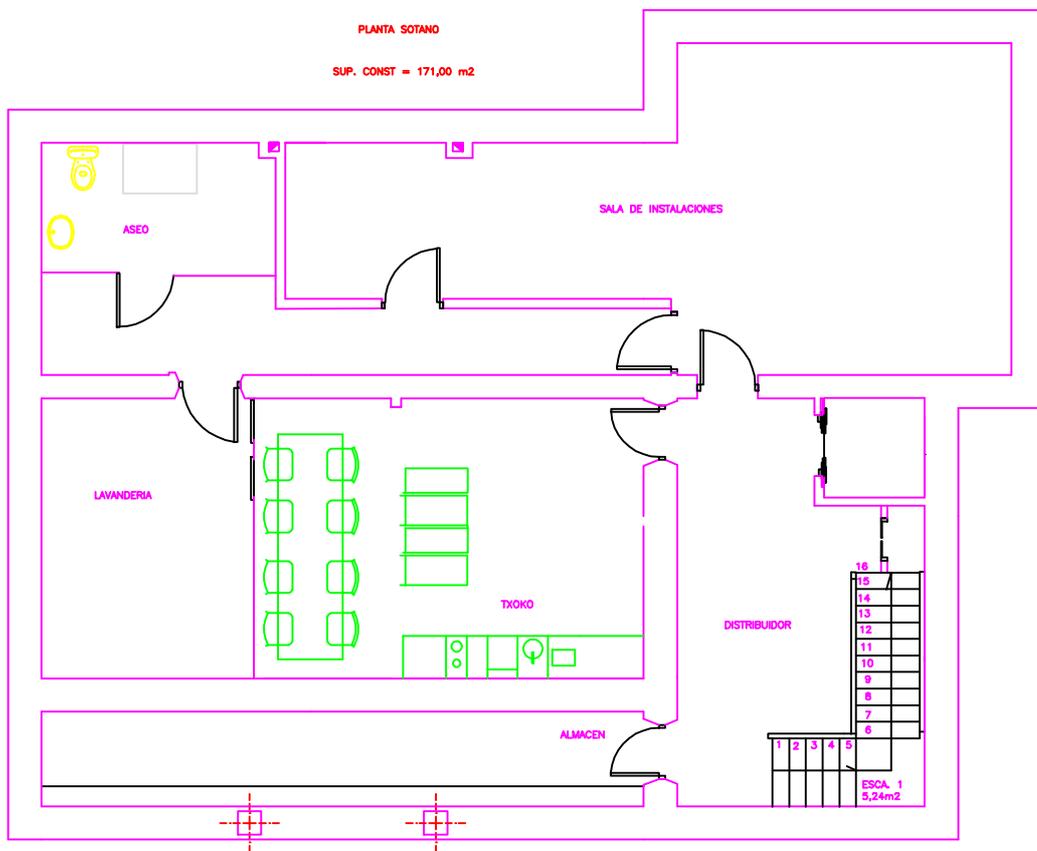
PLANO DE SITUACIÓN

1003

Sustituye a:  
 Sustituido por:



	Fecha:	Nombre:	<b>UNIVERSIDAD DE CANTABRIA</b> ESCUELA TECNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIONES
Dibujado:	octubre2009	Juan A. Miguel Parada	
Comprobado:			
id. s. normas			
Escalas:	PLANTA SEGUNDA		1004
1/100			Sustituye a:
			Sustituido por:



Fecha:	Nombre:
Dibujado: <i>octubre2009</i>	Juan A. Miguel Parada
Comprobado:	
id. s. normas	

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA  
ESCUELA TECNICA SUPERIOR  
DE  
INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIONES

Escalas:  
*1/100*

*PLANTA SÓTANO*

*1002*

Sustituye a:

Sustituido por: