

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA
Ingeniería Técnica Industrial: Electricidad

Evolución Legislativa en España de la Generación Eléctrica Fotovoltaica, Sistemas Comparados de la Unión Europea y una Apuesta por la Autogeneración

AUTOR: Samuel Martín Valdivieso

TUTOR: Dr. Vicente Salas Merino



Leganés, Octubre de 2015.



Índice general

1. Objetivo	9
2. Introducción	11
2.1 Energía solar fotovoltaica.....	11
2.2 Funcionamiento.....	11
2.3 Terminología	12
2.4 Distribución de la radiación solar	13
2.5 Radiación solar y difusa	15
2.6 ría solar	16
2.7 Horas de Sol pico	17
2.8 Reflexión del suelo	18
2.9 Aplicaciones de la energía solar	19
2.9.1 Instalaciones aisladas de red. Autoconsumo	19
2.9.2 Instalaciones conectadas a red.....	20
3. Legislación en España.....	22
3.1 Introducción.....	22
3.2 Primeras leyes.....	22
3.3 Primera Ley del Sector Eléctrico	
Objetivo: 12% en renovables para 2010.	23
3.4 Primeros Reales Decretos fotovoltaicos.	26
3.5 Tarifa Eléctrica Media o de Referencia. Impulso a las inversiones.	27
3.6 Nuevo Plan de Fomento de las Energías Renovables (2005-2010).....	29
3.7 Transposición del libro verde.....	31
3.8 El Régimen Especial y las garantías de origen.	32
3.9 Segunda Ley del Sector Eléctrico.	34
3.10 Primer cambio de tendencia. La “Ley Anti-fotovoltaica”.....	36
3.11 Peajes de acceso con retroactividad normativa.....	39
3.12 Posibilidad de regulación de Autoconsumo y Balance Neto.....	40
3.13 Supresión de los incentivos.....	40
3.14 Tercera Ley del Sector Eléctrico. La “rentabilidad razonable”.....	45



4. Legislación Europea en Energía Fotovoltaica.	54
4.1 Introducción.....	54
4.2 Libro Blanco de las Energías Renovables.....	54
4.3 Directivas para la consecución de objetivos del Libro Blanco.....	54
4.4 La apertura del mercado eléctrico en Europa.....	55
4.5 Fomento de la Cogeneración como objetivo prioritario.....	55
4.6 Ahorro de energía.	56
4.7 Objetivo Global 20-20-20.....	57
4.8 Exigencias en la eficiencia energética a los Estados Miembros.	57
5. Energía fotovoltaica en Italia.	58
5.1 Introducción.....	58
5.2 Legislación anterior a los “Contos”.....	59
5.3 Primer Conto Energía (2005-2007).....	59
5.4 Segundo Conto Energía (2007-2010).	60
5.5 Tercer Conto Energía (2010-2011).	61
5.6 Cuarto Conto Energía (2011-2012).....	63
5.7 Quinto Conto Energía (2012-2013).....	64
5.8 Fotovoltaica después de los Contos (2014-2015).....	65
6. Legislación actual en nuestro entorno.	66
6.1 Portugal.....	66
6.2 Alemania.	66
6.3 Francia.	67
6.4 Reino Unido.	68
7. Autoconsumo.....	70
7.1 Introducción.....	70
7.2 Ventajas e inconvenientes del autoconsumo.....	71
7.2.1 Ventajas.....	71
7.2.2 Inconvenientes.....	72



7.3 Europa ante el autoconsumo.....	72
7.4 Autoconsumo en España.....	74
8. Conclusiones.....	78
9. Anexo.....	81
9.1 Introducción y dimensionado de una planta de 5kW.....	81
9.2 Diseño y dimensionamiento.....	81
<i>9.2.1 Cálculos justificativos del conexionado de los paneles.....</i>	<i>84</i>
<i>9.2.2 Cálculo de distancias entre paneles.....</i>	<i>85</i>
<i>9.2.3 Cableado.....</i>	<i>86</i>
9.3 Cálculo de producción del sistema.....	87
9.4 Estudio económico comparativo.....	92
<i>9.4.1 Costo de la inversión neta con la normativa RD436/2004.....</i>	<i>93</i>
<i>9.4.2 Costo de la inversión neta con la normativa RD413/2014.....</i>	<i>94</i>
<i>9.4.3 Costo de la inversión neta con la normativa RD900/2015.....</i>	<i>97</i>
9.5 Especificaciones técnicas de los componentes.....	98
10. Bibliografía.....	103
11. Presupuesto Económico del Documento.....	105
11.1 Resumen de horas dedicadas.....	105
11.2 Resumen de costes de personal.....	105
11.3 Resumen de material fungible.....	105
11.4 Presupuesto.....	106



Índice de figuras

Figura 1: Esquema de la interacción de la irradiación solar con los componentes atmosféricos	13
Figura 2: Valores de irradiación solar en superficie horizontal en las distintas zonas de la tierra	14
Figura 3: Valores de irradiación solar global diaria en superficie horizontal en España	14
Figura 4: Componente horizontal y normal de la radiación directa	15
Figura 5: Irradiancia global en varios estados del tiempo	16
Figura 6: Geometría solar	16
Figura 7: Componente horizontal y normal de la radiación directa	17
Figura 8: Concepto de las horas sol pico HSP	18
Figura 9: Esquema instalación aislada a red	19
Figura 10: Esquema instalación conectada a red	21
Figura 11: Descripción simplificada de la organización del sistema eléctrico en España	36
Figura 12: Gráfico de evolución de la potencia instalada del rég. especial	42
Figura 13: Evolución de la potencia instalada procedente de energía fotovoltaica en España	48
Figura 14: Potencia instalada en España	53
Figura 15: Planta fotovoltaica italiana de Rovigo, de 70 MW	58
Figura 16: Autoconsumo por Balance Neto individualizado y compartido	71
Figura 17: Incentivos al autoconsumo en Alemania	73



Índice de tablas

Tabla 1: Valores de Albedo típicos en función del tipo de suelo.....	18
Tabla 2: Plan de energías renovables 2005-2010.....	25
Tabla 3: 1ª Tabla límite de horas de funcionamiento primadas	38
Tabla 4: 2ª Tabla límite de horas de funcionamiento primadas	38
Tabla 5: Previsiones de evolución de potencia del régimen especial	42
Tabla 6: Remuneración en el nuevo marco legal RD 413/2014	46
Tabla 7: Vida útil regulatoria para las instalaciones tipo asignadas	49
Tabla 8: Clasificación para las instalaciones tipo asignadas IET 1045/2014	49
Tabla 9: Clasificación para las instalaciones tipo asignadas IET 1045/2014	50
Tabla 10: Clasificación para las instalaciones tipo asignadas IET 1045/2014 ..	50
Tabla 11: Clasificación para las instalaciones tipo asignadas IET 1045/2014 ..	51
Tabla 12: Clasificación para las instalaciones tipo asignadas IET 1344/2015 ..	52
Tabla 13: Retribución específica por planta tipo asignada IET 1344/2015.....	53





1. Objetivo.

El motivo del presente proyecto es mostrar el desarrollo normativo de la legislación energética española en el campo de las energías renovables y, en concreto, en el de la energía solar fotovoltaica.

Desde que España entró en la Unión Europea en 1986, el sector energético se ha encaminado a lograr la libre competencia, a aumentar la eficiencia y a promover la responsabilidad medioambiental.

Por todo ello, la energía solar fotovoltaica se ha convertido en uno de los sistemas referentes, y gran parte de la legislación del sector se ha encaminado a su implantación, su promoción e, incluso, su financiación. Se trata de un tipo de energía que, actualmente, forma parte de nuestra cultura contemporánea y, sin embargo, en los últimos tiempos se está viendo tristemente perjudicada por múltiples factores, tanto económicos como políticos.

Es por ello que esta memoria repasa la legislación más importante que ha regulado el sector, con el objetivo de llegar a comprender a qué se ha debido tanto su espectacular desarrollo como el cambio de visión de los últimos tiempos.

Así, tras una introducción sobre el funcionamiento de esta tecnología, repasamos los cuerpos normativos más importantes de la legislación española en materia de energías renovables y, en concreto, la solar fotovoltaica hasta la fecha actual.

Así mismo, se da una visión global de la legislación del sector a nivel Comunitario, incidiendo en la que se encuentra actualmente en vigor.

Más adelante, relacionaremos la normativa del sector en la República de Italia, lo que servirá para comparar nuestras normas con la de un país de nuestro entorno con características similares en cuanto a niveles de irradiación solar, que también debe acogerse a la normativa europea.

En el capítulo siguiente se comenta el estado actual de desarrollo legislativo de la energía solar fotovoltaica en otros países de la UE.

Para finalizar, estudiaremos la última consecuencia de las leyes europeas de fomento de la libre competencia: la autogeneración y el sistema de Balance Neto, que en todo el mundo está recibiendo un gran apoyo legislativo, pero no así en España.



1. Abstract.

The purpose of this project is to show the normative development of the Spanish energy legislation in the field of renewable energy and, in particular, in the photovoltaic solar energy sector.

Since Spain entered the European Union in 1986, the energy sector has aimed to achieve free competition, increase efficiency and promote environmental responsibility.

For all of this, the photovoltaic energy has become a reference system, and great part of the legislation in this sector has aimed at its implementation, promotion and, even, its financing. It is a kind of energy that now belongs to our contemporaneous culture, but it has been sadly aggravated due to multiple factors, both economic and political, into the last times.

For this reason this project shows the most important legislation that has governed this sector, with the purpose of understanding both the reasons of its spectacular development, as lately the global shift in thinking.

Thereby, after a technical introduction in this technology, we review the most important laws into the Spanish legislation for renewable energies, photovoltaics in particular, until now.

Also, a global vision of the European legislation for renewable energy is given, which will focus on the current laws.

After, we will compare the legislation of this sector in the Republic of Italy, which it will be useful to compare our laws with those of a very similar, in irradiation terms, and near country that has to follow the European legislation too.

Into the following chapter, we talk about the current status of the legislation development into other countries of the European Union regarding photovoltaics.

Finally, we will study the last consequences of the European laws for promoting of free competition: Self-consumption and Net Metering, which are receiving a great legislative support around the world, but not in Spain.



2. Introducción.

2.1 Energía Solar Fotovoltaica.

La energía solar eléctrica, o fotovoltaica, es una energía limpia y renovable, también conocida como energía verde. Principalmente consiste en la conversión directa de la luz solar en electricidad mediante las placas solares o células solares, que reciben las radiaciones procedentes del Sol. Estas radiaciones dependen del momento del día, la ubicación geográfica, así como las condiciones meteorológicas.

Como principales características cabe destacar:

- Elevada calidad energética
- Muy pequeño impacto ecológico
- Fuente de energía limpia e inagotable

2.2 Funcionamiento.

La generación fotovoltaica consiste, simplemente, en la transformación directa de la energía solar en electricidad: se genera electricidad en forma de corriente continua con la simple exposición de los paneles fotovoltaicos a las radiaciones electromagnéticas que produce el Sol, sin que haya ninguna actividad aparente, dentro o alrededor de la superficie del panel.

Todo esto es gracias al llamado proceso fotovoltaico. Este efecto puede conseguirse tanto en sólidos como líquidos y gases, siendo el caso de los sólidos donde se consiguen mejores eficiencias.

La generación de energía eléctrica en los paneles, principalmente fabricados en silicio (aprox. El 95% del total), se lleva a cabo mediante el llamado efecto fotovoltaico, esto se debe a las propiedades internas de los semiconductores, principalmente en cuanto a estructura atómica del material se refiere. El proceso de dopado del silicio es fundamental a la hora de conseguir estas determinadas características.

Como se ha mencionado anteriormente, la generación de electricidad en los paneles o células solares, es en forma de corriente continua a una baja tensión (400 Vcc). Las líneas de distribución a las que suelen conectarse estas instalaciones para verter la energía producida, o excedente en el caso del autoconsumo, trabajará a mayor tensión y además en corriente alterna, por lo que se necesitan incluir determinados equipos en este tipo de instalaciones. El inversor, que será el encargado de transformar la tensión continua en tensión alterna a 50 Hz, y el transformador de potencia que será el encargado de transformar la tensión a la salida del inversor y adaptarla a la de la red de distribución de la compañía eléctrica.



Para cuantificar cuánta energía se vende a la red, se deberá incluir en la instalación un contador. Para las instalaciones estándar de producción eléctrica fotovoltaica, la colocación de este varía en función de unas decisiones técnicas, pudiéndose instalar tanto en el lado de alta como en el lado de baja tensión del transformador. Debido a las complicaciones derivadas de instalarlo en el lado de alta se suele colocar en el lado de baja, si bien la compañía eléctrica nos descuenta un 2% o un 3% debido a que se producen pérdidas en el transformador de potencia y por lo tanto no transmitimos esa energía generada a la red.

Para obtener un mayor beneficio de la instalación, se pueden instalar paneles móviles que vendrían equipados con unos motores y equipos seguidores (PLC's, variadores, sensores...) De esta forma conseguiremos obtener más horas de radiación solar sobre nuestros paneles solares, y así una mayor generación de energía eléctrica.

2.3 Terminología.

La radiación solar se valora en varias unidades físicas concretas. Las más utilizadas son la irradiancia y la irradiación.

- **Irradiancia:** Potencia de radiación solar por unidad de área y se expresa según el Sistema Internacional en $[W/m^2]$.
- **Irradiación:** Potencia de radiación solar que incide durante un determinado tiempo sobre una superficie determinada. Sus unidades según el S.I son $[J/m^2]$ sin embargo se suele expresar más comúnmente como $[W \cdot h/m^2]$.
El cambio es: $1 \text{ KW} \cdot \text{h} = 3,6 \text{ MJ}$.
- **Irradiancia espectral:** Es la potencia radiante por unidad de área y de longitud de onda, cuya unidad es $[W/(m^2 \cdot \mu\text{m})]$
- **Irradiancia directa:** Es la radiación que llega a un determinado lugar procedente del disco solar, y su unidad de medida es $[W/m^2]$.
- **Irradiancia difusa:** Es la radiación procedente de toda la bóveda celeste excepto la procedente del disco solar, y cuya unidad de medida es también $[W/m^2]$.
- **Irradiancia reflejada:** Es la radiación reflejada por el suelo (albedo), y se mide también en $[W/m^2]$.
- **Irradiancia Global:** Se puede entender como la suma de la radiación directa, difusa y reflejada. Es el total de la radiación que llega a un determinado lugar en $[W/m^2]$.
- **Irradiancia circumsolar:** Es la parte de la radiación difusa procedente de las proximidades del disco solar en $[W/m^2]$.
- **Radiación extraterrestre:** Es la radiación que llega al exterior de la atmósfera terrestre $[W/m^2]$. Solo varía con la distancia entre la Tierra y el Sol.

2.4 Distribución de la radiación solar.

Del total de la potencia radiante que llega al planeta Tierra aproximadamente unos 1.367 W/m^2 no toda ella es la que finalmente alcanza la superficie terrestre, puesto que la atmósfera terrestre atenúa la radiación solar debido a la reflexión, absorción y difusión que los componentes atmosféricos tales como aerosoles, CO_2 , moléculas de aire, ozono, vapor de agua, etc. producen sobre ésta.

Como se ha comentado, la atenuación de la radiación solar se debe principalmente a los siguientes fenómenos:

- Reflexión por la atmósfera, incluidas las nubes.
- Absorción de las moléculas presentes en la atmósfera, tales como: ozono, oxígeno, vapor de agua, dióxido de carbono, etc.
- Difusión, debido principalmente al nivel de contaminación del aire (normalmente aerosoles) y al polvo en suspensión. Esta magnitud depende en gran medida de donde se este realizando la medida, siendo mayor en entornos industriales y ciudades.

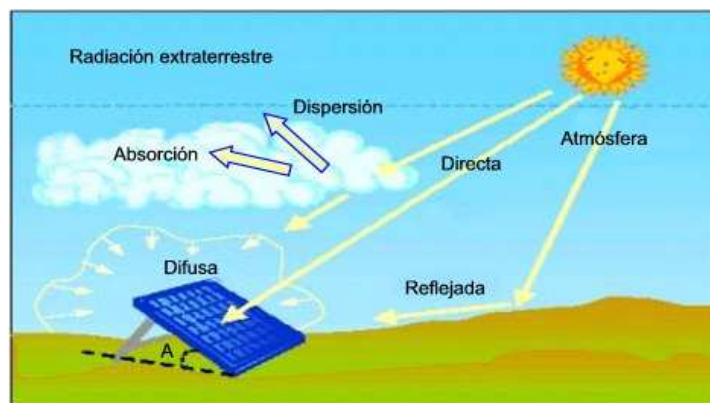


Figura 1. Esquema de la interacción de la radiación solar con los componentes atmosféricos. Fuente: www.pce-iberica.es

La actuación del clima también puede afectar a la irradiancia solar que llegue a un determinado lugar. Por poner un ejemplo, en un día claro al mediodía la irradiancia puede alcanzar valores máximos cercanos a $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$.

Si sumamos toda la radiación global que incide sobre un lugar determinado en un periodo de tiempo definido, se obtiene una energía en $[\text{kW}\cdot\text{h/m}^2]$. Estos valores son diferentes depende de la región sobre la que se esté hablando.

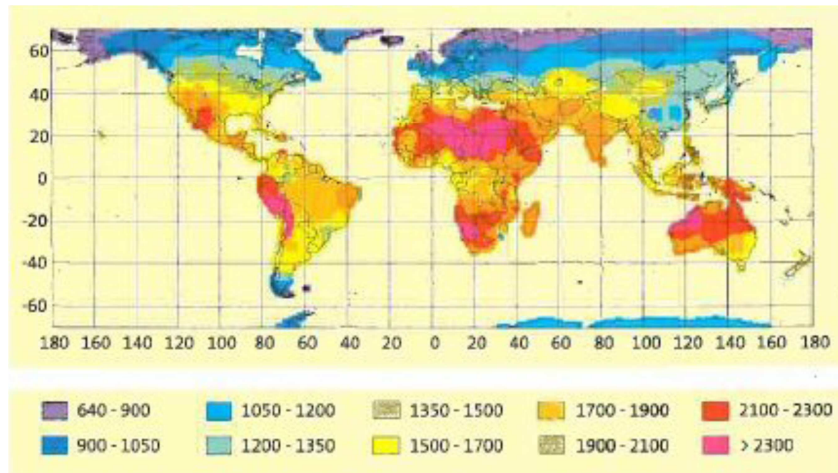


Figura 2. Valores de irradiación solar en superficie horizontal en las distintas zonas de la tierra Expresadas en [kW·h/(m²·año)]

Fuente: Manual Técnico solar- Junta de Andalucía - Meteonorm

Existen regiones, como el desierto del Sahara, donde podemos encontrarnos con radiaciones extremadamente altas (más de 2300 kW·h/(m²·año)), mientras que, en la zona en la que nos encontramos, Sur de Europa, la radiación máxima alcanza picos de unos 1800 kW·h/(m²·año); según nos acercamos a regiones más septentrionales, el valor de la irradiación va disminuyendo.

A continuación pueden comprobarse en la siguiente figura los distintos valores de radiación solar para la península Ibérica, en función de su ubicación y sus características climatológicas:

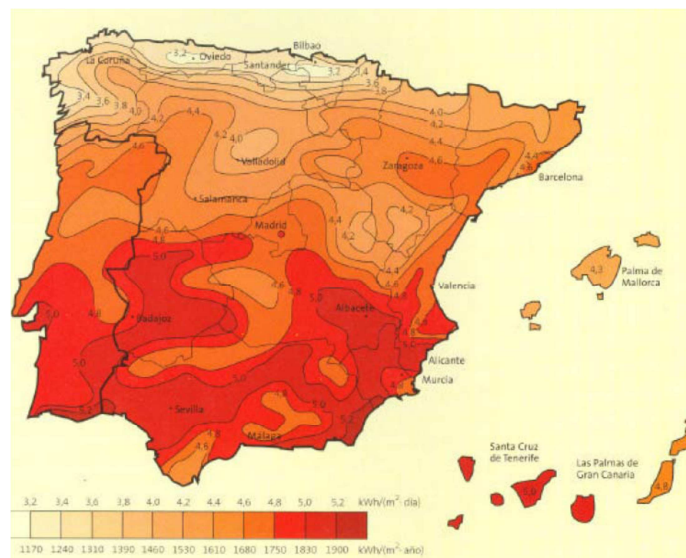


Figura 3. Valores de irradiación solar global diaria (media anual) en superficie horizontal en España. Fuente: Instituto Nacional de Meteorología

Como ya se comenta en los párrafos anteriores, el clima afecta a estos valores, pudiendo darse valores muy diferentes de radiación, en un mismo lugar, para las estaciones de verano e invierno.

2.5 Radiación solar directa y difusa.

La radiación solar que incide en la superficie terrestre se puede considerar formada por dos componentes: una directa y la otra difusa. Si hablamos de la radiación directa, es aquella que alcanza la superficie directamente desde el sol, mientras que en el caso de la difusa, procede de toda la bóveda celeste y se origina sobre todo en las interacciones de difusión y absorción de la radiación solar con los componentes atmosféricos.

La componente directa de la radiación solar se mide mediante un dispositivo seguidor del movimiento aparente del sol, de tal manera que la radiación procedente del disco solar sea la que incide sobre el sensor de radiación correspondiente.

Esa medida es la llamada *componente normal de la radiación directa*. Otras veces, sin embargo, la componente directa de la radiación se calcula a partir de las medidas de la radiación global horizontal y de la difusa horizontal. En ese caso, la componente directa que se obtiene como diferencia entre ellas es la componente horizontal (proyección horizontal) de la radiación directa (ver Figura 4) y se relaciona con la componente normal como se indica en la figura:

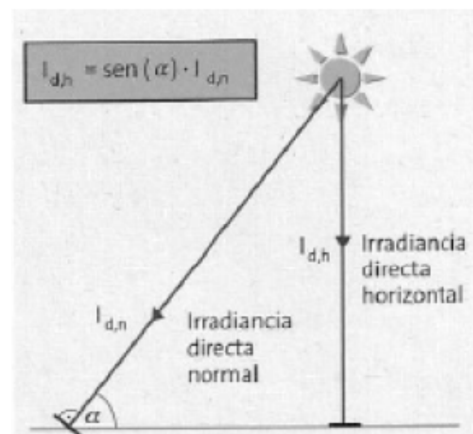


Figura 4. Componente horizontal y normal de la radiación directa. Fuente: Manual Técnico solar- Junta de Andalucía

En los días claros, la componente directa de la radiación es mucho mayor que la difusa, mientras que en los días muy nublados, ocurre justamente lo contrario: la componente difusa es mayor que la directa.

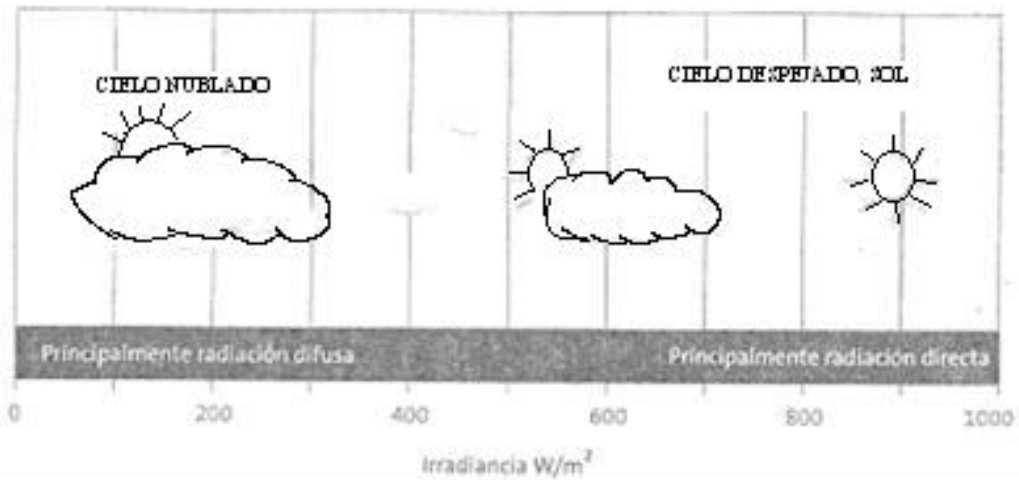


Figura 5. Irradiación global en varios estados del tiempo. Fuente: Manual Técnico solar- Junta de Andalucía

2.6 Geometría solar.

Para el cálculo de la producción energética de una instalación solar es fundamental conocer la irradiación con respecto al plano de la instalación, a la vez que tener en cuenta la trayectoria del sol para las distintas épocas del año.

La situación del Sol se determina para cualquier lugar por su altura y su acimut. En la figura siguiente se definen todos y cada uno de los ángulos que se han de tener en cuenta:

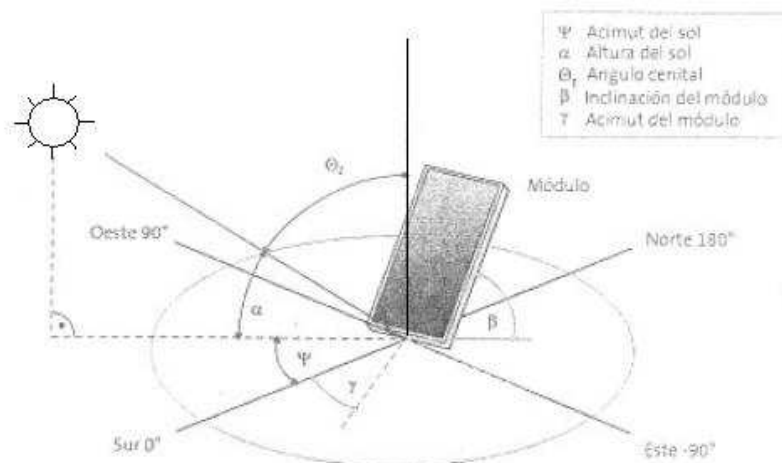


Figura 6. Geometría solar (ángulos de Técnica solar).
Fuente: Manual Técnico solar- Junta de Andalucía

El azimut es el ángulo que forma la dirección Sur con la proyección horizontal del Sol hacia el norte, yendo tanto por el noroeste (azimut del Sol) como por el noreste (azimut del módulo)

La inclinación para el módulo solar viene definida por el ángulo β , la altura solar será α y su ángulo complementario será Θ_z o también conocido como ángulo cenital.

Las trayectorias del Sol son más bajas respecto al horizonte para los días invernales, mientras que son más altas para los días de verano, para el resto del año se producen unas trayectorias intermedias.

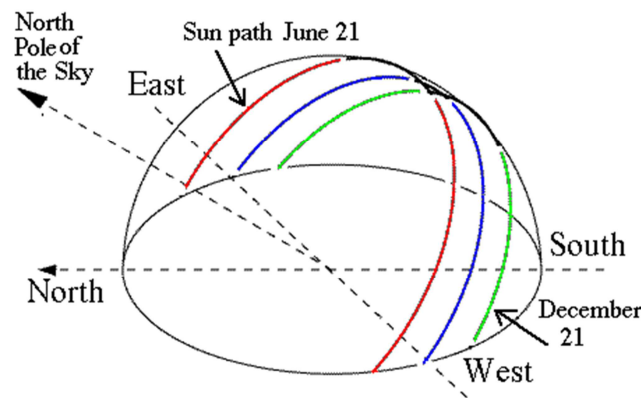


Figura 7. Componente horizontal y normal de la radiación directa.
Fuente: Educational web site on Astronomy www.phy6.org

2.7 Horas de sol pico.

Se define este término como el número de horas de sol que, con una radiación global de 1000 W/m^2 , proporciona una energía equivalente a la radiación global recibida en un periodo de tiempo. Así, si tenemos la irradiación de un día determinado y lo dividimos por 1000 W/m^2 , se tienen las horas de sol pico.

Cuando la irradiación se expresa en $\text{kW}\cdot\text{h/m}^2$ y se divide por los citados 1000 W/m^2 el resultado es el mismo número en el que estaba expresada la irradiación.

Ej:
$$\text{HSP} = (5 \text{ kW}\cdot\text{h/m}^2) / (1000 \text{ W/m}^2) = 5$$

Donde:

HSP: N° de Horas Sol Pico

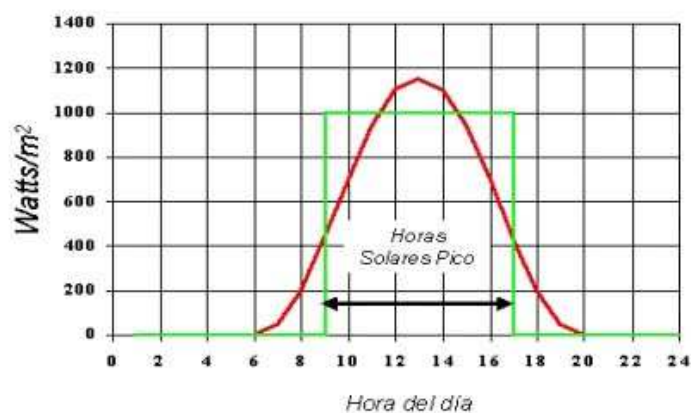


Figura 8. Concepto de las horas sol pico HSP.

Fuente: Manual Técnico solar- Junta de Andalucía

2.8 Reflexión del Suelo.

Dependiendo del tipo y estado del suelo, se tiene en cuenta el coeficiente de reflexión, con la intención de calcular la reflexión del mismo. Este coeficiente de reflexión también es conocido como Albedo, cuanto mayor sea el valor de éste mayor será la reflexión del suelo, mayor, a su vez, la claridad del ambiente y, con ello, la radiación difusa.

Como parámetro típico se suele utilizar un valor de Albedo de 0,2. La siguiente tabla da una relación de tipos de suelo y sus correspondientes valores de reflexión:

TIPOS DE SUELO	ALBEDO
Hierba	0,25
Campo sin cultivar	0,26
Grava, arena	0,18
Hormigón	0,25
Asfalto	0,15
Bosques	0,05 – 0,18
Superficie agua ($\alpha = 45^\circ$)	0,05
Nieve	0,45 – 0,9

Tabla 1. Valores de Albedo típicos en función del tipo de suelo.

Fuente: Manual Técnico solar- Junta de Andalucía

2.9 Aplicaciones de la energía solar.

La energía solar puede ser aprovechada de diferentes maneras, principalmente:

- **Energía solar térmica:** Se utiliza la radiación solar para calentar un fluido que, en función de su temperatura, se emplea para producir agua caliente e incluso vapor (con colectores).
- **Energía solar fotovoltaica:** Se utiliza la radiación solar para la generación de electricidad, mediante las células solares o células fotovoltaicas y gracias al denominado efecto fotovoltaico

Dentro de las aplicaciones de solar fotovoltaica, podríamos señalar dos tipos principales de instalaciones:

2.9.1 Instalaciones aisladas de red. Autoconsumo

Su objetivo es abastecer el consumo eléctrico allí donde no existe una alternativa de red eléctrica convencional. Tendríamos el caso de un sistema mixto si en una misma instalación podemos encontrar otras formas de generación eléctrica, como por ejemplo grupos electrógenos mediante motores diesel o incluso aerogeneradores. Lo conveniente y normal en este tipo de instalaciones es contar con un grupo de baterías, que puedan almacenar esta energía eléctrica producida cuando se dan las condiciones adecuadas (luz solar para la energía fotovoltaica, o viento para la aerogeneración). Un ejemplo llamativo de este tipo de instalación equipado con baterías podrían ser los antiguos submarinos diésel: mientras el submarino permanecía en superficie, funcionaba con los motores diesel, y la energía producida por sus generadores eléctricos se almacenaba en grupos de baterías; así, una vez sumergidos y sin posibilidad de poner en marcha su motor diesel, utilizaban la energía almacenada en las baterías para poder realizar todo tipo de maniobras, así como mantener los sistemas de vida y energéticos.

En la siguiente figura podemos ver un pequeño esquema de una instalación aislada de red:

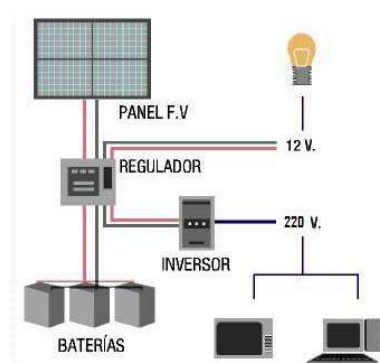


Figura 9. Esquema instalación aislada a red.
Fuente: Kinsolar



Diferentes aplicaciones para estos sistemas aislados de red:

- Alimentación de sensores metereológicos.
- Electrificación Rural.
- Iluminación en puntos aislados.
- Aplicaciones Agrícolas y Ganaderas.
- Señalización y protecciones.
- Otras aplicaciones.

2.9.2 Instalaciones conectadas a red.

La energía generada por los paneles solares puede ser vendida a la red eléctrica, obteniéndose beneficios económicos gracias a las primas que se otorgan a la generación eléctrica procedente de energías renovables. En los núcleos de población que disponen de fluido eléctrico, la conexión a red de los sistemas fotovoltaicos es una solución idónea para contribuir a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera.

Realmente, con este tipo de instalaciones lo que tenemos son pequeñas centrales eléctricas que nos permiten inyectar pequeñas cantidades de energía a la red.

Para que estas instalaciones sean técnicamente viables es necesario:

- La existencia de una línea de distribución eléctrica cercana con capacidad para admitir la energía producida por la instalación fotovoltaica.
- La determinación, con la compañía distribuidora, del punto de conexión.
- Proyectar un sistema que incluya equipos de generación y transformación con las protecciones establecidas, según ley.

En las instalaciones conectadas a red, el tamaño de la instalación no depende del consumo de electricidad de la vivienda o edificio, simplificando enormemente su diseño. Para dimensionar la instalación es necesario conocer la inversión inicial, el espacio disponible y la rentabilidad que se quiere obtener.

Es importante recordar que el consumo de electricidad es independiente de la energía generada por los paneles fotovoltaicos. El usuario sigue comprando la electricidad que consume a la distribuidora al precio establecido y además es propietario de una instalación generadora de electricidad con la que puede facturar los kW·h producidos a un precio superior.

El principio de funcionamiento es sumamente sencillo:

- La energía solar incide sobre el generador fotovoltaico.
- Los módulos solares generan electricidad en corriente continua.
- La corriente continua, que suministra el generador solar fotovoltaico, pasa por las protecciones eléctricas hasta el inversor. El control del inversor se encuentra conectado al generador solar y a la red.
- El inversor fotovoltaico de conexión a la red es el encargado de proporcionar corriente alterna a partir de la energía en corriente continua entregada por los módulos solares fotovoltaicos. La energía que entrega este inversor se encuentra sincronizada con la existente en la red de abastecimiento.
- Dicha energía, si no se consume en el mismo sitio donde esté la instalación, es inyectada en frecuencia y fase a la línea de distribución eléctrica existente. De ésta forma queda disponible para otros consumidores.
- La energía eléctrica inyectada por la instalación fotovoltaica es registrada por un contador independiente.

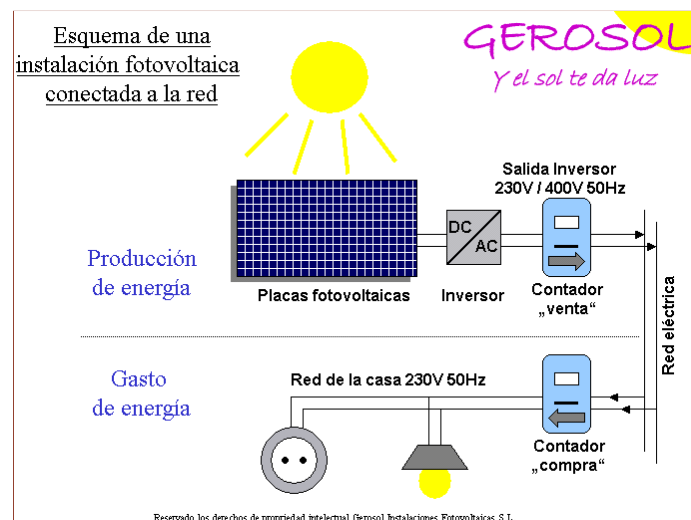


Figura 10. Esquema instalación conectada a red.
Fuente: Gerosol

Las principales aplicaciones de los sistemas conectados a la red eléctrica son:

- Tejados de Viviendas
- Plantas de Producción
- Integración en Edificios
- “Huertas solares”



3. Legislación en España.

3.1 Introducción.

El ordenamiento jurídico español tiene, como norma suprema, la Constitución, que establece los principios fundamentales que rigen el orden social, económico y político del país.

Sin embargo, desde la entrada de España en la UE en 1986, la normativa debe ajustarse también al ordenamiento comunitario. Así pues, si existe discrepancia entre ambas normativas, rige la de nivel europeo.

Por debajo de la Constitución, rigen las Leyes Orgánicas realizadas por el poder Legislativo y las leyes Ordinarias que, tramitadas por el mismo órgano, tienen diferente ratio de aprobación. Esta normativa se desarrolla a través de Decretos-Leyes, Decretos Legislativos y normativas menores como las tramitadas por Comunidades Autónomas, Administraciones locales...

3.2 Primeras leyes.

En el ámbito de la energía fotovoltaica, el art. 128 de la Constitución de 1978 estableció la subordinación de la riqueza del país al interés general, permitiendo la intervención de los poderes públicos en la economía de mercado para la satisfacción de los intereses generales a los que debe servir.

El primer desarrollo de esa normativa respecto a la generación fotovoltaica de la energía, es la **Ley 82/1980**, de 30 de diciembre sobre conservación de energía, que estuvo en vigor hasta el año 2008. Motivada por la segunda crisis del petróleo y la necesidad de independencia energética con respecto a otros países, en dicha ley se establecen los objetivos de mejora de la eficiencia energética en la industria.

Entre dichos objetivos se encuentra el de potenciar la adopción de fuentes de energía renovables y el de regular las relaciones entre los autogeneradores y las compañías eléctricas distribuidoras, estableciendo o ampliando instalaciones de autogeneración eléctrica. Se pretende desarrollar la instalación de equipos de uso doméstico que utilicen energías renovables, especialmente la solar, y promover I+D tecnológico de sistemas que utilicen fuentes de energía renovables. Uno de los principales avances de esta ley, es dotar a los autogeneradores del derecho a conectar en paralelo su grupo generador a la red de la compañía eléctrica suministradora y transferir a ésta sus excedentes, percibiendo por ello el precio que reglamentariamente se determine.

Esta Ley ayudaba a la instalación de tecnologías renovables con subvenciones de hasta el 30% de su precio y acceso preferente a créditos ICO para su financiación.



El 9 de diciembre de 1994 se promulga el **Real Decreto 2366/1994**, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.

Este Real Decreto se basa en los principios establecidos en la **Ley 40/1994**, de 30 de diciembre de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, que consolidaba el concepto de “Régimen especial de producción de energía eléctrica”. En ese Régimen Especial se incluyen aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia igual o inferior a 100 MVA. El primero de los grupos que se encuadran en este régimen, afecta las instalaciones abastecidas únicamente por fuentes de energía renovables como solar, eólica, mareomotriz, geotérmica y similares.

Quienes desearan acogerse a este régimen tendrían derecho, en su relación con las compañías eléctricas distribuidoras,

- a conectar en paralelo su grupo generador;
- a utilizar, conjunta o alternativamente, la energía eléctrica autogenerada y la suministrada por la compañía;
- a transferir a la compañía distribuidora sus excedentes y
- a percibir el precio de venta de dicha energía en función de las tarifas eléctricas, potencia instalada y tipo de instalación.

Este grupo en el que se encuadra la producción de energía solar, por la venta de sus excedentes de producción, cobrará 11,47 ptas/kwh (6,9 cent€/kwh).

3.3 Primera Ley del Sector Eléctrico. Objetivo: 12% en renovables para 2010

El 27 de noviembre de 1997 se publica la **Ley 54/1997** del Sector Eléctrico. Esta ley transpone al ordenamiento jurídico español la **Directiva Comunitaria 96/92/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre sobre el Mercado Interior de la Electricidad, que enuncia, entre sus objetivos, la garantía de suministro y la calidad del mismo al menor coste posible, la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo y la protección del medio ambiente.

Esta ley reduce con respecto al **Real Decreto 2366/1994**, al que nos hemos referido, el límite de potencia instalada que pueden tener los productores para acogerse al Régimen Especial: a partir de ahora, la potencia deberá ser igual o inferior a 50 MW; pero incluye también en dicho Régimen a las instalaciones de tratamiento y reducción de residuos agrícolas, ganaderos y de servicios con potencias instaladas iguales o inferiores a 25 MW.

Las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica serán retribuidas o bien incorporando la energía excedentaria al sistema (las instalaciones perciben el precio medio que pagan los adquirentes en el mercado organizado más una prima), o bien participando directamente en el mercado de producción (además de la prima y la



remuneración por garantía de potencia y servicios complementarios que puedan corresponder, percibirán el precio marginal horario).

En esta Ley se establece por primera vez el objetivo de que los recursos renovables cubran como mínimo el 12% del total de la demanda de energía primaria en el año 2010, en línea con el objetivo establecido para la Unión Europea.

El **Real Decreto 2224/1998**, de 16 de octubre, regula y establece el Certificado de Profesionalidad de la ocupación de instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos de pequeña potencia. Cada Comunidad Autónoma definirá los requisitos a cumplir por parte de los instaladores acreditados, atendiendo directamente a criterios de formación y experiencia.

El **Real Decreto 2818/1998**, de 23 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, desarrolló la **Ley 54/1997**, estableciendo la regulación de la conexión a la red eléctrica, la puesta en marcha de la instalación y la posterior venta de la energía producida en instalaciones de régimen especial.

Regula que las primas se actualizarán anualmente y serán revisadas cada cuatro años. Estas primas se aplicarán en España hasta que se alcancen los objetivos energéticos nacionales establecidos en la Ley anterior.

Para el grupo de la energía solar, las mencionadas primas serán de 60 ptas/kWh (0,36 €/kwh) en instalaciones de hasta 5 kW, y, en el resto, 30 ptas/kWh (0,18 €/kwh). La ayuda se reducirá a 30 ptas/kWh cuando la potencia instalada supere los 50 MW instalados a nivel nacional.

Este Real Decreto tenía por objeto:

- El desarrollo reglamentario, en lo que se refiere al régimen especial, de **la Ley 54/1997**, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en lo relativo a los requisitos y procedimientos para acogerse al régimen especial, a los procedimientos de inscripción en el Registro correspondiente, a las condiciones de entrega de la energía y al régimen económico.
- El establecimiento de un régimen transitorio para las instalaciones que, en la fecha de entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico antes citada, estaban acogidas al **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.
- La determinación de una prima para aquellas instalaciones no mayores de 50 MW que utilicen como energía primaria energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, de acuerdo con lo establecido en el artículo 30.5 de la Ley del Sector

Eléctrico. Por último pueden acogerse al régimen las instalaciones que utilicen como energía primaria residuos urbanos y otros.

Se trata de un Real Decreto que continúa con la normativa anterior introduciendo las modificaciones necesarias y adaptándolo a la **Ley del Sector Eléctrico**. Se da una mayor importancia y protagonismo a las Comunidades Autónomas. A su vez, recoge los compromisos internacionales de España sobre la política de la UE referente a renovables y cogeneración de la Cumbre de Kyoto.

El 30 de diciembre de 1999, y en sintonía con la UE, el Gobierno aprobó un Plan de Fomento de Energías Renovables (revisado por el Plan de Energías Renovables en España 2005-2010, de 21 de Julio de 2005). Este plan recoge las estrategias relevantes necesarias para que el crecimiento de cada una de las áreas de energías renovables pueda cubrir, en su conjunto, cuando menos el 12% del consumo de energía primaria en el año 2010.

Este objetivo plantea dos retos:

- En primer lugar, es necesario, al menos, doblar la producción a partir de las energías renovables, al encontrarnos en un contexto de crecimiento de demanda energética.
- El grueso de la contribución actual de estas energías proviene de la generación de electricidad de origen hidráulico y de la biomasa (95% entre las dos), la primera de ellas con unas perspectivas limitadas de desarrollo, y la biomasa, que debe incorporar nuevas formas de utilización y de obtención de recursos, para alcanzar la importante contribución que se le asigna.

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2005-2010

Síntesis de Escenarios Energéticos y Escenarios de Energías Renovables

	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)			
	2004 (1)	2010		
		Escenarios de Energías Renovables		
		Actual	Probable	Optimista
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	5.973	7.846	13.574	17.816
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	3.538	3.676	4.445	5.502
TOTAL BIOCARBURANTES	228	528	2.200	2.528
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES	9.739	12.050	20.220	25.846
Escenario Energético: Tendencial				
Consumo de Energía Primaria (ktep)	141.567	166.900	167.100	167.350
Energías Renovables/Energía Primaria (%)	6,9%	7,2%	12,1%	15,4%
Escenario Energético: Eficiencia				
Consumo de Energía Primaria (ktep)	141.567	159.807	160.007	160.257
Energías Renovables/Energía Primaria (%)	6,9%	7,5%	12,6%	16,1%

Tabla 2. Plan de Energías Renovables 2005-2010

Fuente: CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia)



3.4 Primeros Reales Decretos Fotovoltaicos.

Como ni el **Real Decreto 2818/1998**, ni este Plan de Fomento de Energías Renovables, estimuló en la medida deseada el crecimiento de las instalaciones en Régimen Especial, el 23 de junio de 2000 se publicó el **Real Decreto-Ley 6/2000** de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, en el que se limita el incremento de nueva potencia instalada a los grupos eléctricos que ostentan una cuota significativa y establece la obligación de que las instalaciones de más de 50 MW, que se acogieron al régimen especial con derecho a incentivo en virtud del **Real Decreto 2366/1994**, acudan al mercado mayorista para verter sus excedentes. También se fijó el objetivo de incentivar la participación en el mercado del resto de las instalaciones incluidas en el Régimen Especial y la posibilidad de que pudieran realizar contratos de venta de energía con comercializadores.

Ese mismo año 2000 se aprobó el **Real Decreto 1663/2000**, de 29 de Septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de Baja Tensión. Es el primer texto normativo específico referente a la legislación de la energía fotovoltaica. El objeto de esta disposición fue el desarrollo de la **Ley 54/1997** estableciendo las condiciones administrativas y técnicas básicas de conexión a la red de Baja Tensión de las instalaciones solares fotovoltaicas, con la finalidad de establecer una regulación específica que permita su desarrollo. Se aplica a las instalaciones fotovoltaicas de potencia nominal inferior a 100 kVA y cuya conexión a la red de distribución se efectúe en tensión no superior a 1 kV. En resumen, este Real Decreto simplifica las condiciones para la conexión de estas instalaciones a la red.

La Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, publicada en el BOE nº 148, de 21 de junio de 2001, establece el modelo de contrato tipo y el modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión descritas en el **Real decreto 1663/2000**. En el modelo de contrataciones de explotación de la instalación, las condiciones económicas tanto para precio fijo como para precios en función del horario y los periodos de facturación, las causas de resolución o modificación de contrato y la duración e interpretación del contrato. Esta resolución indica el modelo del esquema unifilar tipo de una instalación fotovoltaica de conexión a red.

El 2 de Agosto de 2002 se promulga el **Real Decreto 841/2002**, que regula 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 la adquisición por comercializadores de su energía eléctrica producida. Esta normativa establece como obligatoria la participación en el mercado de todas las instalaciones incluidas en el régimen ordinario, estableciendo un procedimiento de acceso tanto para las instalaciones obligadas como para aquellas que



se acojan de forma voluntaria. Se establece un incentivo transitorio para las instalaciones de cogeneración que participan en el mercado. También se establece una prima específica para aquellas instalaciones que utilizan únicamente como energía primaria la solar (0,12 €/kWh), diferenciando en el grupo B.1.1 las instalaciones de energía solar fotovoltaica y en el grupo B.1.2 las de energía solar térmica. El coste de la “garantía de potencia” se fija en 0,009015 €/kWh para la energía excedentaria vertida en general y para la producción neta en el caso de las energías renovables no consumibles.

El 13 de septiembre de 2002 se publica el Documento de Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas: Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011. En este documento se integran los objetivos de producción a los que hemos hecho referencia, incorporando uno nuevo para la cogeneración, donde se aprecia un incremento importante de la participación en España de algunas energías renovables en el período para el que se establece el plan.

3.5 Tarifa Eléctrica Media o de Referencia. Impulso a las inversiones.

El **Real Decreto 1432/2002**, de 27 de diciembre, 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, que 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 los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

En esta normativa se establece una metodología de cálculo para fijar la TMR de cada año, objetiva y transparente, para permitir la plena elegibilidad a todos los consumidores sin interferir en el mercado. Dicha metodología contempla tanto el proceso de determinación de la evolución de tarifas de suministro como el de tarifas de acceso, incluyendo los costes de cada una de ellas pero fijando un límite: si la evolución es positiva la subida nunca superará el 2%. Además, se incluye como un nuevo coste de la tarifa el desajuste de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas que se hayan producido antes de esta norma, recuperables de forma lineal hasta el año 2010. Un elemento sustancial, es la fijación de unos criterios de revisión de los ingresos y costes que se vean afectados en las previsiones de la tarifa de los dos años anteriores por aquellas variables que no dependen de los operadores: la demanda, el tipo de interés, el coste del régimen especial y el precio del gas natural.

El **Real Decreto 436/2004**, derogado por **Real Decreto 661/2007** de 25 de mayo, tiene por objeto unificar las normativas de desarrollo de la **Ley 54/1997**, de 27 de Noviembre, en lo que se refiere a la producción de energía eléctrica en Régimen Especial, en particular en lo referente al régimen económico de estas instalaciones. Se pretende seguir el camino iniciado con el **Real Decreto 2818/1998**, de 23 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por fuentes de energía



renovables, residuos o cogeneración, con una ventaja añadida, como es el hecho de poder aprovechar al mismo tiempo la estabilidad que ha venido a proporcionar, para el conjunto del sistema, el **Real Decreto 1432/2002**, de 27 de Diciembre, de metodología para la aprobación de la TMR. Ésta dota a quienes han decidido, o decidan en el futuro, apostar por el Régimen Especial, de un marco regulatorio verdadero, objetivo y transparente.

Los titulares de las instalaciones pueden escoger entre:

- a) Vender su producción completa a través de un contrato bilateral percibiendo el precio negociado en el mercado más un incentivo por participar en él y además, si corresponde, una prima (tanto el incentivo como la prima complementaria se definen como un porcentaje de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia).
- b) Vender sus excedentes de energía eléctrica al distribuidor a cambio de percibir unos incentivos en forma de tarifa regulada (dicha tarifa se define como un porcentaje de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia).

Una de las ventajas o de las mejoras de este Real Decreto frente al anterior que regulaba este tipo de instalaciones, es que se establece el número de años durante los cuales se reciben las retribuciones económicas (que como se ha indicado anteriormente, son calculadas según la Tarifa Media de Referencia) y que se amplía el margen de potencia de la instalación de 5 kW a 100 kW para obtener la prima máxima por kW·h fotovoltaico, obteniéndose un precio de venta de la energía producida mayor.

Así pues la retribución del kW·h fotovoltaico para, por ejemplo, el tipo de instalación fotovoltaica conectada a red (instalaciones de la categoría b, grupo b.1, según considera el artículo 2 de este Real decreto: *Ámbito de aplicación*) queda de la siguiente forma, según el artículo 33:

- Instalaciones de hasta 100 kW:
Precio fijo: 575% de la TMR durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 460% de la TMR a partir de entonces.
- Instalaciones de más de 100 kW:
Precio fijo: 300 % de la TMR durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 240% de la TMR a partir de entonces.

Acudir al mercado eléctrico: Precio de venta de la electricidad + Prima 250% + Incentivo 10% de la TMR durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 200% como prima a partir de entonces.

La revisión de las tarifas, las primas e incentivos se realizará cada cuatro años a partir de 2006, afectando únicamente a las instalaciones cuya puesta en marcha sea posterior a la publicación de este Real Decreto. La Tarifa Media o de Referencia para 2006 se



incrementó un 4,48% sobre la Tarifa Media o de Referencia de 2005, fijando su valor para 2006 en 7,6588 céntimos de euro/kWh.

Cualquiera que sea el mecanismo retributivo por el que se opte, este Real Decreto garantiza, a los titulares de instalaciones en régimen especial, una retribución razonable para sus inversiones; y a los consumidores de electricidad, una asignación también razonable de los costes imputables al sistema eléctrico, si bien se incentiva la participación en el mercado, por estimarse que con ello se consigue una menor intervención administrativa en la fijación de los precios de la electricidad, así como una mejor y más eficiente imputación de los costes del sistema, en especial en lo referido a la gestión de desvíos y a la prestación de servicios complementarios.

Estas condiciones se mantendrán hasta que estén instalados en España 150 MW.

Por todos estos puntos, este Real Decreto marcó un punto de inflexión en la proliferación de nuevos huertos solares.

3.6 Nuevo Plan de Fomento de las Energías Renovables (2005-2010).

El 26 de Agosto de 2005 se aprueba el Plan de Energías Renovables para el periodo 2005-2010. Este plan estima que para 2010 un 12,1% del consumo de energía primaria será abastecido por energías renovables. Esta estimación sustituye al Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, cuyos resultados fueron insuficientes. Con el nuevo plan, a finales de 2008, ya se había incrementado el 28,4% del global previsto para estas fuentes energéticas en España.

La **Ley 24/2005** de 18 de noviembre de reformas para el impulso de la productividad, incentiva aún más la instalación de sistemas que utilicen como energía primaria la solar y la biomasa, estableciendo que se podrán autorizar primas superiores a las previstas.

El 2 de diciembre de ese mismo año, se publica el **Real Decreto 1454/2005**, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico para racionalizar el incentivo a las instalaciones de cogeneración de más de 50 MW y para facilitar la facturación de la energía adquirida y su admisión en el sistema de liquidaciones de actividades y costes regulados. Se redefine el concepto de operador principal de los mercados teniendo en cuenta exclusivamente las actividades liberalizadas; se introduce la figura de operador dominante en los mercados energéticos; se adapta la **Ley 54/1997** de 27 de noviembre del Sector Eléctrico al Convenio Internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la electricidad; se modifica el sistema de



liquidaciones de los CTC's (Costes de Transición a la Competencia, un derecho que se otorgó a las empresas eléctricas para compensar el daño que les pudiera ocasionar la apertura del mercado), sin prejuzgar su funcionamiento actual; y se eliminan las prácticas ineficientes en el ámbito de la distribución de la energía eléctrica previniendo la distorsión de precios a través de un nuevo concepto denominado "hecho relevante" que determina los casos en los que deben comunicarse los comportamientos que afectan a la formación de los precios de mercado.

Asimismo, se establece que las instalaciones del régimen especial con potencia superior a 10 MW deberán estar asociadas a un centro de control que actuará como interlocutor del operador del sistema. También se modifica la Orden de 17 de diciembre de 1998, permitiendo el cobro de garantía de potencia a las instalaciones cuya producción está vinculada a un contrato bilateral, siempre que se acredite la disponibilidad.

El 31 de marzo de 2006 se promulga la Revisión 2005-2011 del Documento de Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011. En ella se establecen unos objetivos nacionales de potencia instalada para los operadores de cogeneración y para las instalaciones que utilizan íntegramente energías renovables, basándose en el Plan de Energías Renovables 2005-2010: se aumenta el objetivo para las instalaciones de energía primaria, eólica y solar en detrimento de las de potencia instalada de biomasa.

El 17 de marzo de 2006 entra en vigor el **Real Decreto 314/2006** por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación; se obliga a todos los nuevos edificios que se construyan y aquellos que se rehabiliten en España a incorporar instalaciones solares térmicas en todos los inmuebles donde haya consumo de agua caliente sanitaria.

También se exige la incorporación de paneles solares fotovoltaicos en ciertas edificaciones del sector terciario o de servicios. Esta exigencia se da por la demanda de una mayor calidad en la edificación, respondiendo a una concepción más exigente del uso del medio construido y de la sostenibilidad de los procesos urbanizadores en su triple dimensión ambiental, social y económica.

La contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica se establece para los edificios que establezca esta normativa e incorporará sistemas de captación y transformación de energía solar en energía eléctrica por procedimientos fotovoltaicos para uso propio o suministro a la red.

Además, se establecen las zonas climáticas en que se dividen los municipios españoles. Leganés, por ejemplo, pertenece a la zona IV.



3.7 Transposición del “Libro Verde”.

El 23 de junio de 2006 se toman medidas urgentes mediante el **Real Decreto-Ley de 7/2006**. Una de estas medidas es la eliminación de la exigencia de auto consumo eléctrico en las plantas de cogeneración. De esta forma, podrán vender no solo los excedentes energéticos sino toda la energía generada. También se establece que la retribución complementaria de una prima por encima del precio de mercado durante diez años desde su puesta en marcha, la reciban no solo las plantas menores de 10 MW sino la totalidad de las instalaciones. Por último, se desvincula la variación de las primas del régimen especial de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia.

Todas estas medidas urgentes se establecen para ajustar la normativa a la **Directiva de la Unión Europea 2004/8/CE**, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía. Esta Directiva establece normas comunes en materia de generación, transporte, distribución y suministro de electricidad en el mercado interior. En ese contexto, el desarrollo de la cogeneración contribuye a aumentar la competencia respecto a los nuevos participantes en el mercado.

El Libro Verde “Hacia una estrategia Europea de seguridad del abastecimiento energético” señalaba que la Unión Europea es extremadamente dependiente de los suministros energéticos del exterior, pero que la seguridad de abastecimiento a través de la producción propia no es una simple cuestión de reducción de la dependencia de las importaciones, sino que persigue la diversificación de las fuentes y las tecnologías, esencial para un futuro desarrollo sostenible, por lo que esta Directiva pide que se fomente la creación de plantas de producción de energía eficaz, incluida la cogeneración de calor y electricidad.

La tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007 se establece en el **Real Decreto 1634/2006**, de 29 de diciembre, en el que además se introducen una serie de modificaciones:

- Se amplía el plazo para acogerse a la venta de energía eléctrica a un distribuidor mediante incentivos y no respecto a la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia.
- Se establece un incentivo para determinadas instalaciones definidas en el **Real Decreto 436/2004** de más de 10 MW y menos de 25MW.
- Se amplía el plazo para que las instalaciones de potencia superior a 10 MW, del art. 28 apartado 7, del **Real Decreto 436/2004**, se adscriban a centros de control hasta junio de 2007.



- Se faculta al ministerio de Industria, Turismo y Comercio a desarrollar los sistemas de garantía de origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energías renovables y los de garantía de origen de la electricidad de cogeneración de alta eficiencia. Estos sistemas se establecieron en las **Directivas de la Unión Europea 2001/77/CE** y la ya mencionada **2004/8/CE**.
- Los gestores de las redes de transporte, atendiendo a la seguridad de suministro, podrán establecer límites territoriales a la capacidad de conexión de las instalaciones de transporte y distribución de las plantas de producción de energía eléctrica.

A estos dos últimos textos normativos, se incorporó el 12 de mayo de 2007, el **Real Decreto 616/2007** sobre Fomento de la Cogeneración para terminar de armonizar el derecho español a la **Directiva 2004/8/CE**.

3.8 El Régimen Especial y las garantías de origen.

El **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial, sustituye al manido **Real Decreto 436/2004**, estableciendo un régimen económico transitorio para las instalaciones pertenecientes a su ámbito de aplicación. Además regula una prima para las instalaciones de potencia superior a 50 MW que utilicen energías renovables (excepto la hidráulica): las cogeneradoras.

Los cambios más significativos de esta normativa son:

- Se desvincula la retribución del régimen especial de la Tarifa Energética Media o de Referencia. A partir de este Real Decreto, las tarifas primas y complementos se actualizarán por la evolución de diversos factores como el índice de precios al consumo, IPC, o el precio del gas natural.
- Se establece una prima de referencia y unos límites superior e inferior para la generación energética procedente de renovables que participe en el mercado.
- El aval, que ya era necesario para los productores que se conectaban a la red de transporte, se establece también para las instalaciones de régimen especial que deseen solicitar el acceso a la red de distribución.
- Se obliga a todas las instalaciones del régimen especial con potencia superior a 10 MW a estar conectadas a un Centro de Control.
- Se obliga al régimen especial a tarifa, a presentar ofertas en el mercado de producción a precio cero, por medio de un representante.
- Las instalaciones de régimen especial tendrán derecho a que dicho representante para la participación en el mercado, sea la distribuidora hasta finales de 2008. A partir del 1 de julio de 2008, los distribuidores podrán cobrar a las instalaciones



del régimen especial por ser sus representantes en el mercado a razón de 0,5 céntimos de €/kWh.

- Se aplicarán costes de desvíos a las instalaciones acogidas al régimen especial a tarifa que deban disponer de equipo de medida horaria.

Todas estas medidas se mantendrían hasta que estuvieran instalados en España 371 MW.

Este Real Decreto introduce las primes más altas que se van a cobrar en la historia del sector fotovoltaico en España:

- 0,44 €/KWh para instalaciones de potencia inferior a 100 kW durante 25 años; a partir de entonces, 0,35 € por KWh.
- En instalaciones con potencia entre los 100 kW y los 10MW: 0,42 €/KWh los primeros 25 años; a partir de entonces, 0,33 €/KWh.
- Y los primeros 25 años de instalaciones con potencia entre 10 y 50 MW: 0,23 €/KWh; a partir de entonces, 0,18 €/KWh.

El 1 de junio de 2007 se publicó la **Orden ITC/1522/2007** por la que se establece la regulación de la Garantía del Origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia. El organismo que se encarga de certificar este origen es la Comisión Nacional de Energía (CNE), actualmente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La promoción de este tipo de electricidad, es un objetivo prioritario de la UE por razones de seguridad, de diversificación del suministro de energía, de protección del medio ambiente y de cohesión económica y social. En ejecución de ese objetivo se promulgaron la **Directiva 2001/77/CE**, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre, que promociona la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, y la **Directiva 2004/8/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero, relativa al fomento de la cogeneración. Ambas Directivas contemplan la implantación de un sistema de Garantía de Origen de la electricidad, cuyo instrumento fundamental será un sistema de anotaciones en cuenta creado para su gestión. Según el art. 4.1 de esta **Orden ITC/1522/2007**, “La Garantía de Origen es una acreditación, expedida a solicitud del interesado, que asegura que un número indeterminado de kWh de energía eléctrica producidos en una central, en un periodo temporal determinado, han sido generados a partir de fuentes de energía renovables o de cogeneración de alta eficiencia”. Los datos se consignarán en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

El 29 de junio se aprueba el **Real Decreto 871/2007**. Además de ajustar las tarifas eléctricas desde julio de 2007, esta normativa establece que las instalaciones de Régimen Especial estarán sujetas, a efectos de restricciones técnicas, al **Real Decreto**



2351/2004 por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.

Por último, según este Real Decreto, 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**.

3.9 Segunda Ley del Sector Eléctrico.

En 4 de julio de 2007 se promulga la **Ley 17/2007**, 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, incluso cuando la potencia instalada sea superior a 50 MW, de cogeneración o que utilicen como energía primaria renovables no consumibles, salvo hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios.

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 reforma la configuración actual de la actividad de distribución de la Ley del Sector Eléctrico; el suministro a tarifa deja de formar parte de la actividad de distribución desde el 1 de enero de 2009.
- Para evitar una carga administrativa y financiera desproporcionada a las pequeñas empresas de distribución (menos de 100.000 clientes), se las exime de los requisitos de separación legal y funcional de actividades. Por ejemplo podrán ser distribuidores y a la vez suministradores.
- A partir del 1 de enero de 2009, el suministro pasa a ser ejercido en su totalidad por los comercializadores en libre competencia.
- Se adaptan todos los derechos y obligaciones de los comercializadores y distribuidores al nuevo orden, considerando además el nuevo concepto de “Suministrador de Último Recurso”.
- Se adopta un enfoque progresivo para que las empresas se adapten y garanticen el derecho real y efectivo de los consumidores de elegir a su suministrador.
- Se crea la Oficina de Cambios de Suministrador, sociedad independiente responsable de la supervisión y gestión de las comunicaciones y registro formal de los cambios de suministrador.



Esta ley del sector eléctrico y la anterior, con sus posteriores desarrollos legislativos, han establecido y definido el papel de los diferentes sujetos participantes en el sector eléctrico:

- Los productores de energía eléctrica son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las centrales de producción. En ningún caso tendrán la condición de productores los consumidores con autoproducción de energía eléctrica.
- El transportista es aquella sociedad mercantil que tiene la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte.
- Los distribuidores son aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo.
- Los comercializadores son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores usuarios que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional. Entre ellos, los Comercializadores de Referencia (anteriormente los Comercializadores de Último Recurso), designados por el regulador, se encargan de suministrar energía a aquellos consumidores acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), antes la Tarifa de Último Recurso (TUR).
- Los consumidores son las personas físicas o jurídicas que compran la energía para su propio consumo. Aquellos consumidores que adquieran energía directamente en el mercado de producción se denominarán Consumidores Directos en Mercado.
- Los gestores de cargas del sistema son aquellas sociedades mercantiles que, siendo consumidores, están habilitados para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética, es decir, desarrollan la actividad destinada al suministro de energía eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos.
- El Operador del Mercado Ibérico (OMI) lleva a cabo la gestión del mercado ibérico de electricidad (MIBEL). Esta gestión distingue, por un lado, la del mercado ibérico al contado (mercado spot), que está encomendada a OMI-Polo Español, S.A. (OMIE) y, por otro, la gestión de la Plataforma de Negociación del mercado de derivados (mercado a plazo), que es responsabilidad de OMI-Polo Portugués, S.A. (OMIP).
- El operador del sistema, Red Eléctrica de España (REE), es una sociedad mercantil que tiene como función principal llevar a cabo las actividades asociadas a la operación técnica del Sistema Eléctrico, garantizando la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación de los sistemas de producción y transporte.

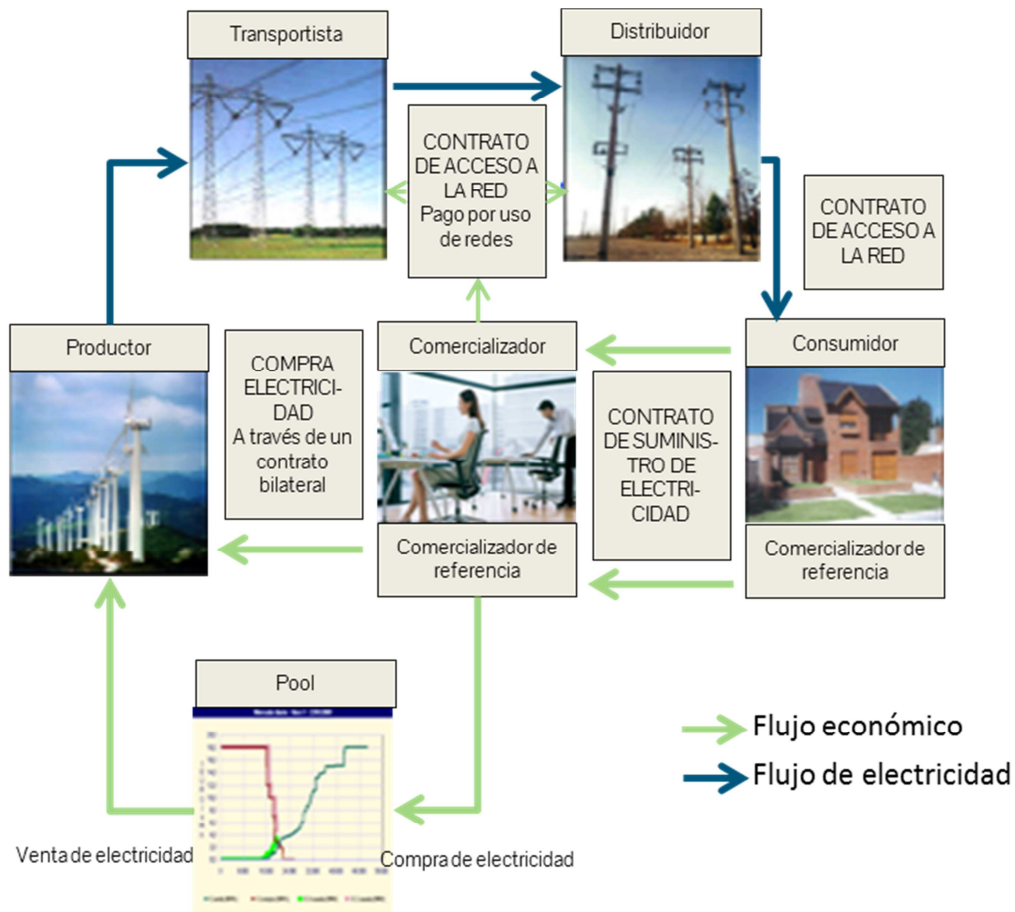


Figura 11. Descripción simplificada de la organización del Sistema Eléctrico en España.
 Fuente: CNE y www.energiaysociedad.es

3.10 Primer cambio de tendencia. La “Ley Anti-fotovoltaica”.

El 26 de septiembre de 2008 se aprueba el **Real Decreto 1578/2008**, 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.

Se clasifican las nuevas instalaciones en dos tipologías, según estén ubicadas en cubiertas (tipo I) o en suelo (tipo II). Dentro de la primera categoría se diferencian dos subgrupos: un primer grupo “tipo I.1” para aquellas instalaciones con potencia inferior o igual a 20 KW, y un segundo grupo “tipo I.2” para aquellas instalaciones con potencia superior a 20 KW.

Se establecen, 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.

Desde noviembre de 2009, la Comisión Nacional de Energía (CNE) (actual CNMC) es la encargada directa de gestionar el pago de las instalaciones fotovoltaicas, y quien quiera cobrar, tiene que estar registrado en los archivos del órgano regulador.

Este Real Decreto se acordó porque el crecimiento de la tecnología solar fotovoltaica, estaba siendo muy superior al esperado: según información de la CNE “en agosto de 2007 se superó el 85% del objetivo de potencia instalada, y en el mes de mayo de 2008 se han alcanzado ya los 1000 MW de potencia”. Durante esta época se disponía ya de las tecnologías e infraestructuras necesarias para la producción de todos los elementos que intervienen en una instalación solar fotovoltaica. Además, se insistía en que este tipo de tecnología contribuye al cumplimiento de los objetivos del Plan de Kyoto.

En 2010 se promulga el **Real Decreto-Ley 14/2010**, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del Sector Eléctrico.

Este Real Decreto es llamado popularmente “ley anti-fotovoltaica”. Los cambios más importantes son:

- Se aplica retroactividad, suprimiendo el derecho a la percepción de prima equivalente para las instalaciones fotovoltaicas a los 25 años de vida útil.
- Se reduce la tarifa fotovoltaica en un 5% para instalaciones de techo pequeño, un 25% para las instalaciones de techo medianas y un 45% para las instalaciones de suelo.
- Se obliga a que las instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, cuenten en su interior con un punto de suministro de potencia contratada por al menos un 25% de la potencia nominal de la instalación que se pretende ubicar, para que la instalación fotovoltaica sea considerada sobre cubierta del Tipo I.
- Se exige que las instalaciones sobre invernaderos se consideren como suelo y no como lo que realmente son: cubierta. Por lo tanto, los invernaderos y balsas de riego serán consideradas como instalaciones de Tipo II sobre Suelo. Las Comunidades Autónomas tendrán que considerar si otras instalaciones sobre techados, cristaleras, depósitos, zonas de sombreado se consideran Suelo o Tejado.



- No se fijan compensaciones económicas por adaptación de las instalaciones existentes a la nueva normativa de reactiva, huecos de tensión y centros de control.
- Se establece, con carácter general, la posibilidad de limitar las horas de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas, con derecho al régimen económico primado que tengan reconocido.

La retroactividad fotovoltaica de este Real Decreto-Ley afecta a todas las plantas fotovoltaicas acogidas a los **Reales Decretos 436/04, 661/07 y 1578/08** del siguiente modo: El recorte retroactivo de las horas de producción que figura en la siguiente tabla:

<i>Tecnología</i>	<i>Horas equivalentes de referencia / año</i>
<i>Instalación fija</i>	<i>1250</i>
<i>Instalación con seguimiento a 1 eje</i>	<i>1644</i>
<i>Instalación con seguimiento a 2 ejes</i>	<i>1707</i>

Tabla 3. Límite de horas de funcionamiento primadas. Fuente: BOE.

sólo afecta a las plantas acogidas al Real Decreto 436/04 y al Real Decreto 661/07 durante 2011-2013.

Las zonas y horas de recorte de producción que figuran en la siguiente tabla:

Tecnología	Horas equivalentes de referencia / año				
	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
Instalación fija	1.232	1.362	1.492	1.632	1.753
Instalación con seguimiento a 1 eje	1.602	1.770	1.940	2.122	2.279
Instalación con seguimiento a 2 ejes	1.664	1.838	2.015	2.204	2.367

Tabla 4. Límite de horas de funcionamiento primadas. Fuente: BOE.

afecta a todas las plantas acogidas al **Real Decreto 1578/2008** desde el 1 de enero de 2011 y, al resto, a partir del 1 de enero de 2014.

Es muy importante señalar que la Constitución Española establece la irretroactividad de las leyes restrictivas de derechos. Al saltarse ese principio, el Estado crea, para muchos futuros inversores, una inseguridad jurídica que hace perder el interés en el país.



3.11 Peajes de acceso con retroactividad normativa.

El 31 de octubre de 2011 se promulgó el **Real Decreto 1544/2011** por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica a partir del 17 de diciembre de 2011. Las principales novedades que introduce este Real Decreto son:

- Los productores, tanto de régimen ordinario como de régimen especial, deberán realizar el pago de peaje de acceso a las redes en cada punto de conexión, ya sea directamente o a través de su representante, a la empresa distribuidora o transportista a la que esté conectado, y adoptarán las medidas necesarias para facilitar su cobro por parte de los sujetos autorizados a ello.
- Para las instalaciones productoras que estuvieran vertiendo a la red su producción con anterioridad a la entrada en vigor de este Real Decreto, se entenderá que existe en todo caso una obligación de pago del peaje de acceso por parte de su titular al propietario de la instalación de distribución o transporte a la que está conectada la planta correspondiente.
- En caso de cierre de una instalación se tomará como fecha de finalización de la obligación de pago la que se establezca en la resolución de cierre de la instalación que cese su actividad.
- El período de pago del peaje de acceso se establece en 20 días naturales desde la emisión de la factura por parte de la empresa transportista o distribuidora. En el caso de que el último día del período de pago fuera sábado o festivo, éste vencerá el primer día laborable que le siga.
- En caso de que transcurriera un mes desde que hubiera sido requerido fehacientemente por el transportista o el distribuidor el pago sin que el mismo se hubiera hecho efectivo, comenzarán a devengarse intereses de demora.
- En caso de que el pago de los importes de la facturación emitida por el transportista o distribuidor no se haya hecho efectivo en el plazo establecido, el transportista o distribuidor que corresponda especificará en su declaración del mes $m+1$ a la Comisión Nacional de Energía los importes impagados correspondientes a la facturación del mes m , por cada uno de los generadores del régimen ordinario y del régimen especial a los que ha facturado el peaje de acceso de la actividad de generación, especificando para cada uno de ellos la fecha en la que deberían haberse hecho efectivos dichos importes.
- El precio del peaje de generación a aplicar será el establecido en la disposición transitoria primera del Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, que asciende a 0,5 €/MWh hasta que se desarrolle la metodología y se establezcan los peajes de acceso.

No es un importe elevado, pero, si por descuido no se paga en plazo, puede conllevar la pérdida del régimen primado.



3.12 Posibilidad de regulación de Autoconsumo y Balance Neto.

El 18 de noviembre de 2011 se publica el **Real Decreto 1699/2011** por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia (menores de 10 KW). El objeto de la presente normativa es establecer las condiciones administrativas y técnicas básicas de conexión a la red de baja y alta tensión hasta 36 kV de las instalaciones de energía renovables y de cogeneración de pequeña potencia, teniendo en cuenta sus especiales características, con la finalidad de establecer una regulación específica que permita su desarrollo.

Se empieza a gestar un proyecto de Real Decreto que definiría la regulación de autoconsumo fotovoltaico o Balance Neto en España. Se menciona la posibilidad de que el consumidor/productor vuelque a la red su energía sobrante quedando ésta almacenada en la propia red (aunque el término técnicamente no sea correcto): mientras el usuario consuma la energía almacenada en la red, tendrá coste cero; en caso de que consumiese más de lo producido y volcado a la red, el precio será el acordado entre productor y consumidor.

3.13 Supresión de los incentivos.

El **Real Decreto- Ley 1/2012**, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, conocida como “Ley de la Moratoria Renovable”, toma dos medidas con carácter temporal que no afectarán a las instalaciones en marcha ni a aquellas ya inscritas en el Registro de preasignación:

- La primera es la supresión de los incentivos económicos (tarifas reguladas, primas, límites, complemento por eficiencia, complemento por energía reactiva) para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica en Régimen Especial y para instalaciones de régimen ordinario de tecnologías asimilables a las incluidas en aquel.
- La segunda, consecuencia de la primera, es la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución de instalaciones en Régimen Especial.

Dichas medidas afectarán a:

- a) Aquellas instalaciones de Régimen Especial que, a la fecha de entrada en vigor del presente Real Decreto-Ley, no hubieran resultado inscritas en el Registro de Preasignación de Retribución.
- b) Aquellas instalaciones de régimen ordinario que, a la fecha de entrada en vigor de este Real Decreto-Ley, no dispusieran de autorización administrativa otorgada por la Dirección General de Política Energética y Minas.



Introduce, asimismo, una regla específica para aquellas instalaciones de Régimen Especial que no hubieran obtenido la inscripción en el Registro de Preasignación por un incumplimiento por parte de la Administración del plazo para resolver, es decir: que hubieran presentado la solicitud de inscripción tres meses antes de la entrada en vigor del Real Decreto-Ley.

En el momento en que entró en vigor el Real Decreto-Ley, ya se habían superado los cupos para las instalaciones eólicas y termosolares y no existían convocatorias pendientes de resolver respecto a las instalaciones fotovoltaicas.

Además, aquellas instalaciones en trámite que no estuvieran inscritas en el Registro de Preasignación en el momento de entrada en vigor de la norma, tienen la posibilidad de desistir de su solicitud de inscripción en el plazo de dos meses, en cuyo caso se les devolverán los avales depositados.

Asimismo, la norma establece que se devolverán los avales a aquellas instalaciones inscritas en el Registro de Preasignación que, en el plazo de dos meses desde la entrada en vigor de la norma, opten por no ejecutar la instalación.

Por último, la disposición derogatoria única deroga el artículo 4.4 y el artículo 4.bis del **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo. Estos artículos establecían que las modificaciones no sustanciales realizadas en instalaciones de régimen especial no llevarían a la pérdida de su régimen económico. Al eliminar esta posibilidad, cualquier modificación de una instalación de Régimen Especial inscrita en el Registro de Preasignación podría perder su régimen económico. Esto crea más inseguridad jurídica que mina la confianza del futuro inversor.

Este Real Decreto-Ley toma medidas de carácter temporal, por lo que se entiende que dichas medidas, ahora impuestas, se levantarán, o se regularan otras alternativas en el caso de que se prevea que no se van a alcanzar los objetivos de consumo de energía renovable previstos para el año 2020 (el autoconsumo, mediante el llamado Balance Neto de electricidad).

Antes de final del año, en diciembre, aparece la Ley 15/2012, que establece un nuevo impuesto para los productores: es el Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica.

Su artículo 8 dice que el tipo ascenderá al 7% del importe bruto que se cobre por la venta de la energía. O sea, que incluye primas y subvenciones... algo que termina de ahogar a muchos pequeños productores.

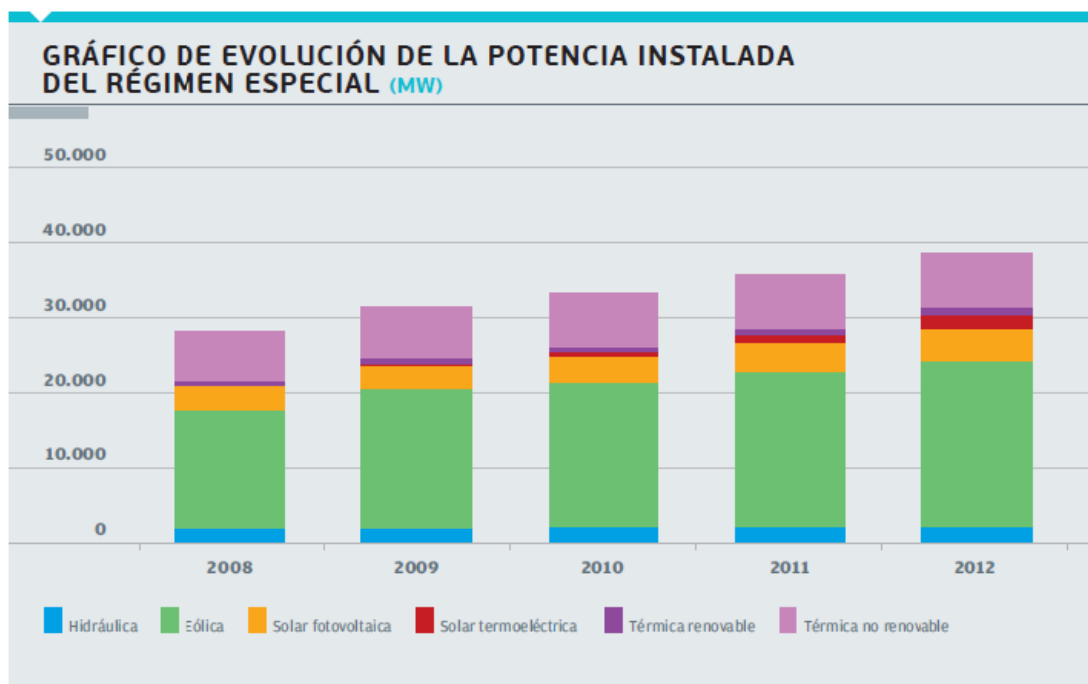


Figura 12. Gráfico de evolución de la potencia instalada del régimen especial.
Fuente: CNE (actual CNMC)

Potencia Instalada (MW)	2011 ³⁹	2012	2013	2014	2015
Cogeneración	6.141	6.211	6.211	6.211	6.211
Solar Fotovoltaica	3.985	4.080	4.177	4.177	4.177
Solar Termoeléctrica	856	1.551	2.521	2.521	2.521
Eólica	20.489	22.470	23.944	23.944	23.944
Hidráulica	2.044	2.063	2.063	2.063	2.063
Biomasa y Biogás	751	775	775	775	775
Residuos	457	456	456	456	456
Tratamiento de Residuos	658	658	658	658	658
Total	35.382	38.264	40.805	40.805	40.832

Tabla 5. Previsiones de evolución de potencia del régimen especial en la península por potencias
Fuente: CNE (actual CNMC)



El **Real Decreto-Ley 2/2013** de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, suprime la opción de precio de mercado más prima para aquellas tecnologías a las que les era aplicable, determinando la retribución con arreglo a tarifa de todas las instalaciones del régimen especial. Además modifica los parámetros de actualización de la retribución de las actividades reguladas del sistema eléctrico.

El 12 de julio de 2013 se aprueba el **Real Decreto-Ley 9/2013** por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

En el ámbito de las energías renovables, el nuevo sistema de retribución para instalaciones de régimen especial consistirá en la percepción del precio de mercado obtenido de la venta de energía y adicionalmente, de una retribución específica formada por dos componentes:

- a) un término por unidad de potencia, que cubra, cuando proceda, los costes de inversión de una instalación tipo no recuperados por la venta de energía
- b) un término de operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por participación en el mercado de dicha instalación.

A tales efectos se definirá una “instalación tipo” de cada tecnología, partiendo de que la misma está eficientemente gestionada, y considerando:

- a) los ingresos estándar por la venta de energía generada valorada al precio del mercado de producción.
- b) los costes estándar de explotación.
- c) el valor estándar de la inversión inicial.

En relación con los apartados b) y c), no se considerarán los costes o inversiones determinados por normas o actos que no sean aplicables a todo el territorio español (es decir, los dictados por las Comunidades Autónomas) ni aquellos que no respondan exclusivamente a la actividad de generación (entre estos se encontrarían, por ejemplo, los costes financieros).

La retribución que se fije no sobrepasará el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a las instalaciones en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado y que posibilite obtener una rentabilidad razonable que girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado. Los parámetros del régimen retributivo podrán ser revisados cada seis años.

En concreto, para las instalaciones que, a la fecha de entrada en vigor del **Real Decreto-Ley 9/2013**, tuvieran derecho a un régimen económico primado, la rentabilidad razonable será equivalente a la suma del rendimiento medio en el mercado secundario de



las Obligaciones del Estado a diez años en los últimos diez años más un diferencial de 300 puntos básicos (en aquellos momentos, esa rentabilidad giraba en torno al 7,5%).

Adicionalmente, esta normativa preveía el establecimiento de regímenes específicos para los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, mediante la definición de instalaciones tipo específicas de dichos sistemas.

Para las instalaciones ya existentes, y hasta la concreción del régimen retributivo mediante los reales decretos correspondientes (previo informe de la CNE en el plazo máximo de 15 días desde la fecha en que el Gobierno le remita las propuestas respectivas), se seguiría aplicando el régimen retributivo vigente. Las liquidaciones transitorias tenían el carácter de pago a cuenta y, una vez concretado el nuevo régimen económico, se realizarían los ajustes correspondientes.

Con la entrada en vigor del Real Decreto – Ley se derogan los **Reales Decretos 661/2007, 1578/2008** y el **Real Decreto-Ley 6/2009**, si bien estos se aplicarán transitoriamente.

Se elimina con esta normativa el complemento por eficiencia y la bonificación por energía reactiva previstos respectivamente en los artículos 28 y 29 del **Real Decreto 661/2007**.

Por último, cabe destacar que la retribución de las actividades de distribución y transporte se modifica en términos muy similares, garantizándose una rentabilidad razonable que, en este caso, también se vincula al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años, incrementado por un diferencial de 200 puntos básicos.

A efectos de adecuar los peajes de acceso vigentes a la nueva normativa, se encomienda al Gobierno la revisión de los mismos en el plazo máximo de un mes, lo cual podría conllevar un incremento del peaje de acceso de generación introducido por el **Real Decreto-Ley 14/2010** (en ese momento era de 0,5 euros por MWh vertido a red).

La **Orden IET 1491/2013**, de 1 de agosto, revisa los precios de los términos de potencia y de energía activa de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica de aplicación a todas las categorías de consumidores para cambiar la ponderación de la facturación de los términos de potencia y energía activa, de forma que se dé mayor peso a la facturación del término de potencia.

Adicionalmente, se revisan a la alza los precios para reducir el desequilibrio entre ingresos y costes del sistema eléctrico, sin perjuicio de la Comisión Nacional de Energía para establecer la metodología de cálculo de la parte de los peajes de acceso a las redes de electricidad correspondientes a los costes de transporte y distribución.



3.14 Tercera Ley del Sector Eléctrico. La “rentabilidad razonable”.

La disposición final segunda del **Real Decreto-ley 9/2013**, de 12 de julio, habilita al Gobierno a aprobar un nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen económico primado, que será de aplicación desde su entrada en vigor.

Las bases de este nuevo marco retributivo se han recogido en la **Ley 24/2013**, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, fundamentalmente en el artículo 14, que concreta los criterios y la forma de revisión de los parámetros retributivos para las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos con régimen retributivo específico.

La **Ley 24/2013**, de 26 de diciembre, además, determina que, legalmente, se fijará antes del inicio de cada período regulatorio (que tendrán una duración de seis años), el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable de lo que reste de vida regulatoria, y que en ningún caso podrán revisarse una vez reconocidos dicha vida útil, ni el valor estándar de la inversión inicial de una instalación.

Por otra parte, preceptúa esta Ley que, cada tres años, se revisarán para el resto del período regulatorio las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción, en función de la evolución de los precios del mercado y las previsiones de horas de funcionamiento.

Esta **Ley 24/2013**, de 26 de diciembre, recoge el valor sobre el que girará la rentabilidad de los proyectos tipo de referencia. Además, para este primer período regulatorio, fija el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable a lo largo de toda la vida regulatoria para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a su entrada en vigor.

Tras múltiples controversias respecto a su posible contenido, el 6 de junio de 2014 se promulga el **Real Decreto 413/2014**, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Tras un desarrollo muy importante, en los últimos 20 años, de este tipo de fuentes de energía, que integraban el anteriormente denominado Régimen Especial, que fue posible, en parte, por la existencia de sucesivos marcos normativos de apoyo que establecían incentivos económicos, se consideran superados los objetivos fijados para este tipo de instalaciones.

En este nuevo marco legal, las instalaciones podrán percibir durante toda su vida útil regulatoria, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio de mercado, una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia

instalada que cubra si procede los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser recuperados. Se la denomina “retribución a la inversión”.

También se les podrá abonar un término a la operación que cubra la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción; se le denomina “retribución a la operación”.

REMUNERACIÓN TOTAL	
Remuneración a la inversión →	$R_{inv} \times \text{Potencia}$
Remuneración a la operación →	$R_o \times \text{Energía producida}$
Remuneración de mercado →	$\text{Precio mercado} \times \text{Energía Producida}$

Tabla 6. Remuneración en el nuevo marco legal. Fuente: www.legaltoday.com

El concepto de rentabilidad razonable se establece en el entorno del rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario de los 24 meses previos.

El otorgamiento de este régimen retributivo se establecerá mediante un procedimiento de concurrencia competitiva aunque, excepcionalmente, podrá incorporar además un incentivo a la inversión cuando la instalación suponga una reducción significativa de los costes en los sistemas de los territorios no insulares.

Con objeto de reducir la incertidumbre sobre la estimación del precio de la energía en el mercado, se definen límites superiores e inferiores a dicha estimación. El precio medio que se sitúe fuera de dichos límites se denominará valor de ajuste por desviaciones en el precio de mercado y se compensará a lo largo de la vida útil de la instalación.

Una vez superada la vida útil regulatoria (este Real Decreto la amplía de 25 a 30 años), la planta deja de percibir la retribución a la inversión y la retribución a la operación, aunque podrá mantenerse operativa percibiendo exclusivamente lo que obtenga por la venta de energía en el mercado.

En la disposición adicional 2ª se reconoce expresamente que las instalaciones de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos que tuvieran reconocido, a fecha de entrada en vigor de esta norma, el régimen económico primado, tendrán derecho a la percepción de un régimen retributivo específico.

Se exige que las instalaciones existentes mantengan el principio de rentabilidad razonable para acceder a la aplicación de la nueva metodología.

El único caso en el que, por el contrario, se prima la sustitución de generación convencional por generación renovable, porque elimina sobrecostes, es en los territorios



no peninsulares. Ahí se establece un incentivo a la inversión por reducción de los costes de generación para favorecer la rápida puesta en marcha de dichas instalaciones.

La percepción de un régimen económico primado desaparece con la eliminación de los conceptos diferenciados de Régimen Ordinario y Especial. Por ese motivo, este Real Decreto es aplicable a todas las instalaciones a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, sin introducir limitaciones de potencia.

En el art. 2 se categorizan los grupos en que se divide el sector eléctrico. En el grupo b), Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no fósiles, se encuadra el grupo b.1 Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

- Subgrupo b.1.1: Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.
- Subgrupo b.1.2: Instalaciones que únicamente utilicen procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad.

En la práctica, esta normativa certifica un recorte de más de 1700 millones de € a las energías renovables. Puede suponer un recorte adicional a los que ya venían registrándose de hasta el 40%.

Según la fuente www.legaltoday.com:

“Dicho Real Decreto también afecta a las rentabilidades históricas que se han obtenido con anterioridad a su entrada en vigor. De esta forma, las instalaciones que obtuvieron una rentabilidad superior a la establecida por la nueva legislación, perderán la misma a través de un descenso en su remuneración futura.

Para poder entender mejor la pérdida de rentabilidad histórica utilizaremos un ejemplo. Supongamos que una instalación ha obtenido una rentabilidad histórica del 9% y que la rentabilidad de las Obligaciones del Estado a 10 años más el 3% se sitúa en el 7,4%. Esta instalación perderá el 1,6% de exceso de rentabilidad histórico ($9\% - 7,4\% = 1,6\%$) en forma de una menor rentabilidad futura. Dicha rentabilidad futura tendrá que ser inferior al 7,4%, de forma que la rentabilidad de todo el proyecto alcance el porcentaje establecido por la legislación.

Hay casos en los que la inversión estándar es considerablemente inferior a la inversión real. De hecho, en algunas de las instalaciones, la inversión estándar ha sido hasta un 24% inferior a la inversión real. Consecuentemente, los parámetros de retribución a la inversión (Rinv) fijados son menores de lo que deberían ser para alcanzar la rentabilidad establecida por la nueva legislación.

Además esta norma, prevé que los costes de explotación sean cubiertos con los ingresos derivados de la venta de energía y con aquellos ingresos que remuneren la operación (Ro). Sin embargo, y de acuerdo al estudio realizado sobre más de 1.500 instalaciones fotovoltaicas, esta previsión introducida por el RD 413/2014 no se cumple en muchos casos, provocando situaciones en las que el 20% de los costes no llegan a cubrirse.

Por último, cabe señalar que el nuevo sistema de remuneración puede provocar que la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas sea inferior al coste de capital de sus inversiones en



el momento en el que se llevaron a cabo. De hecho, la rentabilidad a día de hoy de las Obligaciones del Estado más un diferencial del 3% está muy alejado del coste de capital de las principales empresas del sector eléctrico. Dicha diferencia es aún más elevada en el caso de las pequeñas empresas, pues éstas tienen un coste de capital mayor que las grandes compañías.

En conclusión, el sistema retributivo recogido en el RD 413/2014 establece unos parámetros retributivos a la inversión y a la operación (R_{inv} y R_o) para varias instalaciones tipo con el objetivo de alcanzar una determinada rentabilidad (Obligaciones del Estado a 10 años + 3%). No obstante, en algunos casos, los parámetros utilizados se alejan significativamente de los datos reales, lo que implica que en dichos casos no sea posible alcanzar la rentabilidad objetivo.”

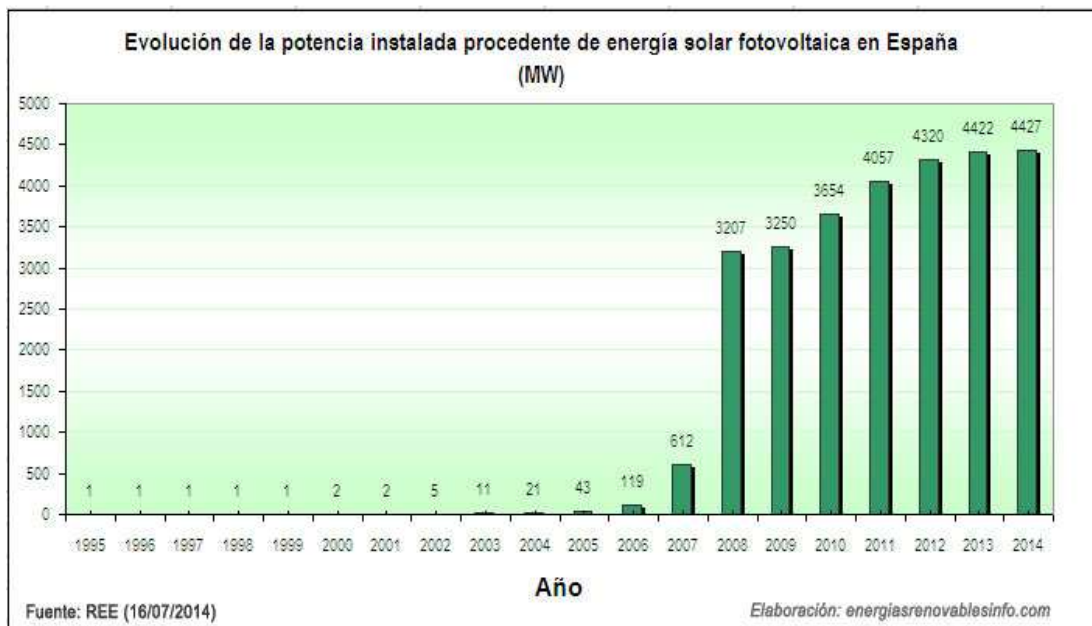


Figura 13. Evolución de la potencia instalada procedente de energía fotovoltaica en España
Fuente. REE ; energiasrenovablesinfo.com

La **Orden IET/1045/2014**, de 16 de junio, completa el cambio de modelo de retribución de las energías renovables, de cogeneración y residuos aprobando, principalmente, los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a este tipo de instalaciones.

Seguirán percibiendo unos ingresos adicionales al mercado hasta el final de su vida útil, siempre que no hayan alcanzado la que se considera la rentabilidad razonable.

Esta Orden determina, además, la vida útil regulatoria y la cuantificación del valor inicial de la inversión, que son parámetros no revisables.



Categoría	Grupo	Subgrupo	Vida útil regulatoria (años)
a)	a.1	a.1.1, a.1.2 y a.1.3	25
	a.2		25
b)	b.1	b.1.1	30
		b.1.2	25
	b.2	b.2.1	20
	b.3		20
	b.4, b.5, b.6, b.7 y b.8		25
c)	c.1, c.2 y c.3		25

Tabla 7. Vida útil regulatoria para las instalaciones tipo asignadas.
Fuente: BOE Orden IET/1045/2014

La idea de esta Orden es que las instalaciones a las que nos referimos perciban exclusivamente los ingresos por la participación en el mercado, y, en caso necesario, una retribución adicional que cubra los costes de inversión que no pueda recuperar.

Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 661/2007				Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	FLJ	≤2002	IT-00001
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	FLJ	2003	IT-00002
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	FLJ	2004	IT-00003
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	FLJ	2005	IT-00004
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	FLJ	2006	IT-00005
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	FLJ	2007	IT-00006
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	FLJ	2008	IT-00007
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	S1E	≤2001	IT-00008
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	S1E	2002	IT-00009
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	S1E	2003	IT-00010
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	S1E	2004	IT-00011
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	S1E	2005	IT-00012
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	S1E	2006	IT-00013
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	S1E	2007	IT-00014
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	S1E	2008	IT-00015
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	S2E	≤2001	IT-00016
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	S2E	2002	IT-00017
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	S2E	2003	IT-00018
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	S2E	2004	IT-00019
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	S2E	2005	IT-00020
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	S2E	2006	IT-00021
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	S2E	2007	IT-00022
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	S2E	2008	IT-00023
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	5KW < P ≤ 100KW	FLJ	≤2002	IT-00024

Tabla 8. Clasificación para las instalaciones tipo asignadas (RD. 413/2014). Fuente: BOE Orden IET/1045/2014



Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 661/2007				Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2003	IT-00025
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2004	IT-00026
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2005	IT-00027
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2006	IT-00028
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2007	IT-00029
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2008	IT-00030
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S1E	≤2004	IT-00031
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S1E	2005	IT-00032
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S1E	2006	IT-00033
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S1E	2007	IT-00034
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S1E	2008	IT-00035
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	≤2001	IT-00036
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	2003	IT-00037
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	2004	IT-00038
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	2005	IT-00039
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	2006	IT-00040
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	2007	IT-00041
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	2008	IT-00042
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	≤2003	IT-00043
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	2004	IT-00044
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	2005	IT-00045
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	2006	IT-00046
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	2007	IT-00047
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	2008	IT-00048
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S1E	≤2004	IT-00049
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S1E	2005	IT-00050

Tabla 9. Clasificación para las instalaciones tipo asignadas (RD. 413/2014). Fuente: BOE Orden IET/1045/2014

Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 661/2007				Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S1E	2006	IT-00051
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S1E	2007	IT-00052
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S1E	2008	IT-00053
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S2E	≤2004	IT-00054
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S2E	2005	IT-00055
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S2E	2006	IT-00056
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S2E	2007	IT-00057
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S2E	2008	IT-00058
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	FIJ	≤2005	IT-00059
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	FIJ	2006	IT-00060
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	FIJ	2007	IT-00061
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	FIJ	2008	IT-00062
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	S1E	≤2006	IT-00063
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	S1E	2007	IT-00064
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	S1E	2008	IT-00065
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	S2E	≤2006	IT-00066
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	S2E	2007	IT-00067
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	S2E	2008	IT-00068
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	P > 10MW	FIJ	≤2007	IT-00069
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	P > 10MW	FIJ	2008	IT-00070
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	P > 10MW	S1E	≤2007	IT-00071
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	P > 10MW	S1E	2008	IT-00072
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	P > 10MW	S2E	2008	IT-00073
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	≤2002	IT-00074
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	2004	IT-00075
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	2005	IT-00076

Tabla 10. Clasificación para las instalaciones tipo asignadas (RD. 413/2014). Fuente: BOE Ord. IET/1045/2014



Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 661/2007				Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Año de autorización de explotación definitiva	Código instalación Tipo
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	FLJ	2007	IT-00077
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	FLJ	2008	IT-00078
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S1E	≤2006	IT-00079
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S1E	2008	IT-00080
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S2E	≤2006	IT-00081
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S2E	2007	IT-00082
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S2E	2008	IT-00083
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	FJL	≤2007	IT-00084
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	FLJ	2008	IT-00085
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	S1E	≤2003	IT-00086
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	S1E	2008	IT-00087
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	S2E	≤2007	IT-00088
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	S2E	2008	IT-00089
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	P > 10MW	FLJ	2008	IT-00090
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	P > 10MW	S2E	2008	IT-00091
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CCP	2009	IT-00601
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CCP	2010	IT-00602
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CCP	2011	IT-00603
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CCP	2012	IT-00604
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CCP	2013	IT-00605
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CPA>5hs8h	2008	IT-00606
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CPA>5hs8h	2009	IT-00607
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CPA>5hs8h	2010	IT-00608
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CPA>5hs8	2011	IT-00609
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CPA>5hs8	2012	IT-00610
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CPA>5hs8h	2013	IT-00611

Tabla 11. Clasificación para las instalaciones tipo asignadas (RD 413/2014). Fuente: BOE Ord. IET/1045/2014

La Orden IET/1459/2014 de 1 de agosto, establece el mecanismo retributivo específico para las instalaciones eólicas y fotovoltaicas de los territorios no peninsulares, primándolas hasta un 50% más que las del resto del Estado, porque su uso reduce los sobrecostos energéticos de esas zonas.

La orden IET/931/2015, de 20 de mayo, modifica el establecimiento de 2007 de la regulación de la Garantía del Origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

La modificación se hace necesaria para adaptar la normativa eléctrica española a la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre, relativa a la eficiencia energética. Ésta introducía algunos requisitos relativos a la información que deben contener las Garantías de Origen de la electricidad producida a partir de la cogeneración de alta eficiencia.

Por tanto, esta Orden regula que pueden acogerse al sistema de Garantía de Origen de la electricidad todas las instalaciones productoras a partir de fuentes renovables y de cogeneración de alta eficiencia, entre otras. Las Garantías de Origen tendrán un formato normalizado de 1 MWh.

El productor de electricidad con derecho a la percepción del régimen retributivo específico regulado en el RD 413/2014, de 6 de junio, que solicite Garantías de Origen para la exportación, deberá renunciar, para cada una de ellas, a ese régimen retributivo específico que le correspondía.

La Orden **IET/1344/2015**, de 2 de julio, define instalaciones tipo y su equivalencia con las categorías, grupo y subgrupos anteriores a la entrada en vigor del RD 413/2014, de 6 de junio, estableciendo sus parámetros retributivos, puesto que, tras la inscripción en el Registro al que obligaba dicho Real Decreto, se ha comprobado que muchas de las instalaciones no se catalogaban en ninguno de los tipos predefinidos. Así, se establecen nuevas instalaciones tipo y sus parámetros retributivos.

Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 661/2007				Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de Potencia	Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	2002	IT-00590

Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 1578/2008				Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Tipo	Convocatoria	Grupo	Subgrupo	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Zona Climática	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b.1	b.1.1	II	1C 2011	b.1	b.1.1	-	S2E	Z5	2012	IT-00579
b.1	b.1.1	I.2	3C 2010	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z5	2012	IT-00580
b.1	b.1.1	I.2	1C 2011	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z3	2013	IT-00581
b.1	b.1.1	II	4C 2011	b.1	b.1.1	-	FIJ	Z3	2013	IT-00582
b.1	b.1.1	II	4C 2011	b.1	b.1.1	-	FIJ	Z5	2012	IT-00583
b.1	b.1.1	II	1C 2009	b.1	b.1.1	-	S1E	Z3	≤2009	IT-00584
b.1	b.1.1	II	4C 2011	b.1	b.1.1	-	S1E	Z4	2012	IT-00585
b.1	b.1.1	II	1C 2010	b.1	b.1.1	-	S2E	Z5	2011	IT-00586
b.1	b.1.1	II	4C 2010	b.1	b.1.1	-	S2E	Z5	2012	IT-00587
b.1	b.1.1	II	4C 2011	b.1	b.1.1	-	S2E	Z2	2013	IT-00588
b.1	b.1.1	I.2	2C 2011	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z4	2013	IT-00589

Tabla 12. Clasificación para las instalaciones tipo asignadas (RD 413/2014). Fuente: BOE Ord. IET/1344/2015



Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coeficiente de ajuste C _{1,a}	Retribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MW)	Retribución a la Operación Ro (€/MWh) 2014	Retribución a la Operación Ro (*) (€/MWh) 2015	Retribución a la Operación Ro (*) (€/MWh) 2016	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo N _h Anual 2014-2016 (h)	Umbral de funcionamiento Uf Anual 2014-2016 (h)	Porcentajes aplicables a N _h y Uf anuales, para el cálculo del nº de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (%)		
										3 meses	6 meses	9 meses
IT-00579	30	1,0000	365.796	13,547	12,750	13,314	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00580	30	1,0000	345.152	14,648	13,839	14,391	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00581	30	1,0000	328.087	13,869	13,056	13,604	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00582	30	1,0000	135.970	5,094	4,237	4,741	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00583	30	1,0000	126.328	4,654	3,795	4,296	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00584	30	1,0000	398.697	15,035	14,247	14,820	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00585	30	1,0000	151.649	6,188	5,356	5,884	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00586	30	1,0000	393.310	14,522	13,730	14,299	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00587	30	1,0000	376.085	13,912	13,117	13,683	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00588	30	1,0000	170.499	6,627	5,795	6,324	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00589	30	1,0000	239.666	9,830	8,997	9,525	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00590	30	1,0000	769.224	14,845	13,909	14,331	2.124	1.274	743	10%	20%	30%

Tabla 13. Retribuciones específicas por planta tipo asignada (RD 413/2014). Fuente: BOE Ord. IET/1344/2015

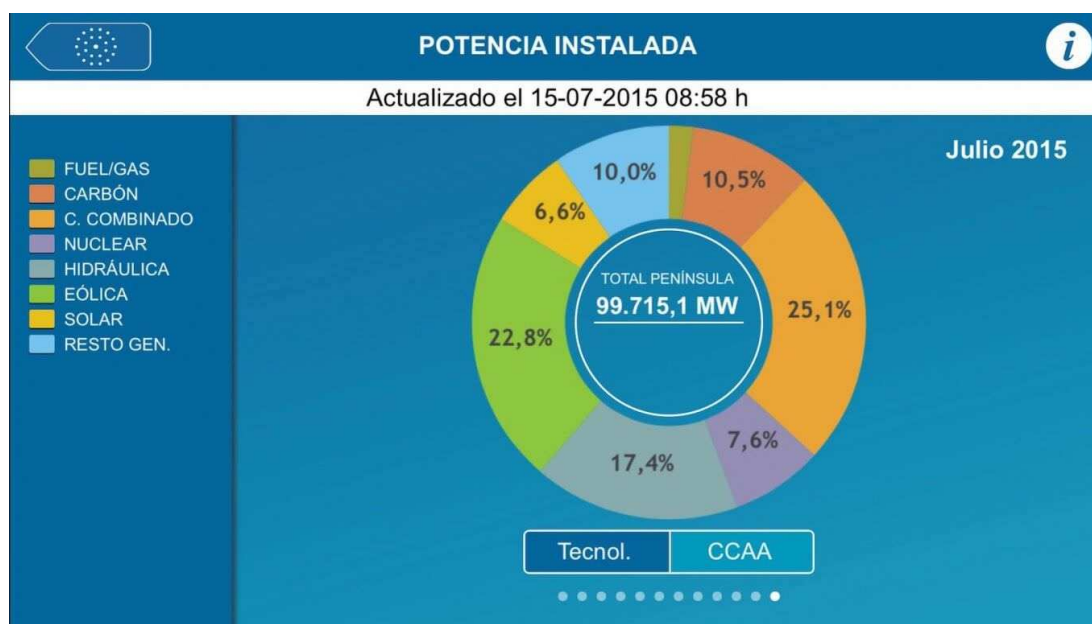


Figura 14. Potencia instalada en España. Fuente. www.Instaladores20.com



4. Legislación Europea en energía fotovoltaica.

4.1 Introducción.

Desde el primer tratado de la UE, la armonización energética ha sido uno de los grandes caballos de batalla de esta Comunidad Económica. Y, desde la publicación de la directiva 1996/92/CE, sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, se está produciendo una liberalización con continuos cambios en el sector eléctrico europeo. La consecuencia es la variación de los marcos reguladores de los mercados eléctricos de cada país, pero también la estructura y la organización de la propia industria eléctrica europea. Esta Directiva creó el marco necesario para aumentar tanto la eficiencia económica y técnica como la seguridad de suministro, pero desde los principios de flexibilidad, subsidiaridad y equivalencia, de forma que cada estado miembro podía realizar la transposición a su ordenamiento jurídico de manera progresiva y escogiendo las opciones más adecuadas para él, siempre y cuando esto se plasmase en una apertura gradual a la competencia de los mercados.

4.2 Libro Blanco de las Energías Renovables.

La promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, es una de las prioridades de la UE por razones de seguridad y diversificación del suministro de energía, de protección del medio ambiente y de cohesión económica y social. En 1997 se publica el Libro Blanco sobre fuentes de energía renovables, su objetivo era alcanzar en 2010 una penetración mínima del 12% de las fuentes de energía renovables en la UE. En aquel momento (1997), la cuota de las fuentes de energía renovables respecto del total del consumo interior bruto de energía de la UE era del 6%. El objetivo era doblar la cuota antes del fin de 2010. Para el despegue de este tipo de fuentes de energía, el Libro Blanco promovía una campaña entre cuyas acciones clave estaba la instalación de un millón de sistemas fotovoltaicos: 500.000 se integrarían en los techos y fachadas, destinados al mercado interior de la UE, y otros 500.000 se destinarían a la exportación, para dar un impulso a la electrificación descentralizada de los países en desarrollo.

4.3 Directrices para la consecución de objetivos del Libro Blanco.

Obedeciendo al Libro Blanco de 1997, se estableció la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad. Esta Directiva exige a todos los estados miembros que fijen objetivos nacionales de consumo de electricidad generada a partir de renovables, objetivos que deben ser compatibles con los compromisos nacionales asumidos en virtud del Protocolo



de Kyoto. En España, esto se plasmó en el Plan de Fomento de las Energías Renovables de 2000 a 2010.

La presente Directiva, no exige a los estados miembros reconocer la adquisición de una garantía de origen procedente de otro estado miembro, ni la compra de electricidad como contribución al cumplimiento de la obligación de una cuota nacional. Sin embargo, sí se requiere el establecimiento de una Garantía de Origen nacional, que no supone por sí misma el derecho a acogerse a los beneficios de los mecanismos de apoyo establecidos en cada Estado, pero que sí cubre todas las formas de electricidad generada a partir de renovables.

Esta Directiva posibilitaba la creación, tras un periodo transitorio suficiente, como mínimo de 7 años, de un marco comunitario para las primas a las renovables, para fomentarlas, mantener la confianza de los inversores y evitar los costes no recuperables.

Ese marco haría posible que las renovables compitieran con la electricidad procedente de otras fuentes, limitando los costes para el consumidor y reduciendo, a medio plazo, la necesidad de apoyo público.

4.4 La apertura del mercado eléctrico en Europa.

Dado que la Comisión Europea consideró que la normativa anterior no había sido suficiente para que el mercado interior de la electricidad se desarrollase plenamente, se publicó la Directiva 2003/54/CE, de 26 de junio, relativa a las normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Propone un conjunto de medidas cuyo objetivo es la apertura completa del mercado de la electricidad en beneficio del consumidor europeo, reforzando la competencia real y equitativa y la implantación de un auténtico Mercado Único. Obliga a los estados a adoptar disposiciones de protección de los consumidores, sus derechos fundamentales y la cohesión económica y social. Establece normas comunes de generación, transmisión y distribución de electricidad. Define las modalidades de organización y funcionamiento del sector, el acceso al mercado, los criterios y procedimientos para las licitaciones y autorizaciones y la explotación de las redes.

A partir de esta legislación se da vía libre a que pequeños productores de energía eléctrica, a partir de renovables, puedan acceder al mercado en igualdad de condiciones.

4.5 Fomento de la cogeneración como objetivo prioritario.

En 2004, se establece la Directiva de la Unión Europea 2004/8/CE, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía. El objetivo de esa Directiva es incrementar la



eficiencia energética y mejorar la seguridad del abastecimiento a través de un marco de fomento y desarrollo de la cogeneración de alta eficiencia de calor y electricidad, basado en el ahorro de energía primaria.

Establece normas comunes en materia de generación, transporte, distribución y suministro de electricidad en el mercado interior, contribuyendo a aumentar la competencia respecto a los nuevos participantes en el mercado.

El uso, cada vez mayor, de la cogeneración, orientada al ahorro de la energía primaria, constituirá una parte importante de las medidas necesarias para cumplir los compromisos de la UE, así como el Protocolo de Kyoto. Su fomento se considera una medida estratégica de la normativa europea. Para garantizar el respaldo a la cogeneración, esta Directiva establece criterios que determinen y evalúen la eficiencia energética de este tipo de producción. El objetivo general de la Directiva es el establecimiento de un método armonizado para el cálculo de electricidad de cogeneración, así como de las orientaciones necesarias para su aplicación. Los Estados Miembros deberán elaborar planes de apoyo, con una duración mínima de cuatro años, para crear un entorno económico y administrativo estable, que permita la inversión en nuevas instalaciones de cogeneración, pero garantizando que los planes de ayuda pública respeten el principio de su eliminación gradual.

4.6 Ahorro de energía.

La Directiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de abril de 2006, sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos:

- Establece objetivos orientativos, incentivos y normas generales institucionales, financieras y jurídicas necesarias para eliminar los obstáculos existentes en el mercado y los fallos actuales en el uso eficiente de la energía.
- Crea las condiciones propicias para el establecimiento y el fomento de un mercado de servicios energéticos, programas de ahorro energético y otras medidas de eficiencia energética destinadas a los usuarios finales.

Esta norma se aplica a la distribución y la venta al por menor de energía, aportando medidas de eficiencia energética a los clientes finales.

Los Estados Miembros deben fijar y cumplir un objetivo de ahorro de energía de un 9% desde la entrada en vigor de esta Directiva en 2006 hasta el 2016, a través de un plan nacional de acción para la eficiencia energética. También deben nombrar autoridades u organismos independientes que se encarguen del control general y se responsabilicen de vigilar que se cumplan las normas establecidas para alcanzar esos objetivos. Por otro lado, los Estados Miembros deben adoptar medidas de mejora de la eficiencia energética, informar a los ciudadanos y a las empresas sobre las medidas aplicadas y fomentar el intercambio de buenas prácticas. Entre otras medidas, pueden recurrir al uso



de instrumentos financieros para el ahorro de energía, a la adquisición de equipos y vehículos eficientes o a la utilización de productos que consuman poca energía. Además deben velar porque los distribuidores, los gestores de redes de distribución y las empresas minoristas de venta de electricidad, se abstengan de actividades que impidan la prestación de servicios energéticos eficientes.

4.7 Objetivo Global 20-20-20.

El establecimiento de un marco común relativo a la producción de energía procedente de fuentes renovables y el fomento de su uso que la Directiva 2001/77/CE sugirió, se plasmó finalmente en la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

Cada Estado Miembro tiene fijado un objetivo de cuota de energía obtenida de renovables para 2020. Este objetivo se ajusta al “Objetivo Global 20-20-20” por el que se pretende reducir un 20% el consumo de energía primaria y las emisiones causantes del efecto invernadero, así como elevar un 20% la contribución de las energías renovables en el consumo bruto para 2020. Por otra parte, antes de 2020, la cuota de energía procedente de renovables usada en el sector del transporte debe alcanzar, al menos, el 10% del consumo.

Cada país debe establecer un plan de acción que tenga en cuenta medidas de eficiencia energética y que reformen las normativas de planificación y tarificación, así como el acceso a las redes de electricidad, para promover las generadas por fuentes renovables.

4.8 Exigencias en la eficiencia energética a los Estados Miembros.

La Directiva 2012/27/UE, de 25 de octubre, relativa a la eficiencia energética, insiste en el objetivo de eficiencia 20-20-20, y prepara el camino para más mejoras de suficiencia energética después de esa fecha.

Establece medidas que abarcan todas las etapas de la cadena energética, desde la transformación y la distribución hasta el consumo final. Los estados deben establecer límites energéticos primarios o finales y un esquema de obligaciones de eficiencia energética que garantice que los proveedores alcancen, en 2020, un ahorro energético acumulado del 1,5%. Los Estados Miembros deben establecer una estrategia a largo plazo para la financiación de la renovación de los edificios para que sean más eficientes. También deben evaluar en profundidad el ahorro energético que podría obtenerse gracias al uso de cogeneración de alta eficiencia.

La Directiva define ayudas para todo ello, desde auditorías energéticas y mediciones, hasta la facturación del cliente y ayuda para PYMES.

5. Energía fotovoltaica en Italia.

5.1 Introducción.

A mediados de 2014, la República de Italia ya había superado el objetivo del 20-20-20 exigida por la Unión Europea: en su conjunto, las energías renovables contribuyen con un 30,8 % a la producción nacional de energía eléctrica, siendo el caso particular de la energía fotovoltaica el 7,5% del total. De hecho, Italia es el segundo productor mundial de energía solar fotovoltaica y su gobierno sigue apostando por ella e incentivándola con grandes inversiones para reducir la dependencia de las importaciones de petróleo y gas natural.

El mayor “boom” de instalaciones fotovoltaicas, en este país, se produjo en 2011, debido a los nuevos incentivos oficiales establecidos ese año.

El Administrador de Servicios Eléctricos, que es la empresa oficial que incentiva la divulgación de fuentes de energía sustentables (Las Directivas Europeas exigieron el establecimiento de este tipo de administradores eléctricos), apuntó que el impulso al uso de la energía solar aumentó de manera exponencial a partir de 2007. En ese año, Italia aún estaba considerada por la Agencia Internacional de Energía como la nación europea con mayor dependencia del petróleo para la producción de energía eléctrica; de ahí que el país haya buscado diversificar sus fuentes de producción de energía a través de un sistema de primas a la producción, otro sistema de certificados, desgravaciones fiscales, facilidades para la financiación y subvenciones. Estos sistemas de primas o tarifas se conocen como el “Conto Energia”.



Figura 15: Planta fotovoltaica italiana de Rovigo, de 70 MW, FOTO: SunEdison



5.2 Legislación anterior a los “Contos”.

A causa de esa gran dependencia de las energías fósiles, de las que Italia no tiene reservas, ya en 1988 el Plan Energético Nacional elevaba la relevancia de la energía fotovoltaica entre las diversas fuentes renovables y establecía el objetivo de tener instalados 25 MWp de energía fotovoltaica en 1995. Este objetivo no se alcanzó.

En 1991 se publicó la **Ley N°9**, que abrió el mercado de la producción eléctrica a los inversores privados: podían introducir en la red nacional su producción eléctrica a una tarifa fija establecida por el Comité de Precios.

En 2001, se establecieron unas primas generales para las producciones fotovoltaicas conectadas a la red. Es el “Programa de Techo Fotovoltaico”. El incremento de las instalaciones a partir de este momento, fue espectacular.

En 2005, con la transposición de las Directivas de la Union Europea (2001/77/CE) para las fuentes renovables, Italia creo el “Conto Energia”.

5.3 Primer Conto Energia (2005-2007).

Sustituyendo el sistema precedente de promoción de uso de las fuentes renovables a través de créditos a fondo perdido destinados a la implantación, sin obligación de mantenimiento de la producción, este sistema establece asignaciones en concepto de préstamo para los gastos de funcionamiento, más unas sumas mensuales durante un máximo de 20 años, que se percibirán siempre que la planta siga produciendo.

Para obtener estas ayudas, el tamaño de la instalación fotovoltaica debía superar 1 kWp.

Como máximo, anualmente, se financiarían 85 MWp.

Los propietarios de las plantas fotovoltaicas debían solicitar las ayudas en el último mes de cada trimestre; el Gestor de Servicios Energéticos (GSE) las analizaba y resolvía el primer mes del siguiente trimestre; a partir de la comunicación de concesión había seis meses para el inicio de los trabajos en planta y doce para concluir la instalación.

Las instalaciones inferiores a los 20 kW podían elegir entre:

- a) En caso de plantas destinadas a la producción para consumo propio, se firmará un contrato con el distribuidor local; los excesos de producción no serán pagados sino que se dejarán a cuenta al distribuidor para consumirlo dentro de los próximos tres años.
- b) En caso de otro tipo de plantas, recibirán un incentivo por la energía vertida a la red. Hasta mediados de 2010 esta posibilidad solo estaba permitida a los



particulares; posteriormente pudo acogerse a ella cualquier empresa o persona jurídica.

Este primer Conto fue un éxito inesperado: en solo 9 días de funcionamiento se alcanzaron los 100 MWp, por lo que en febrero de 2006 se aumentaron los incentivos hasta los 500 MWp. En junio de 2006 se corrigieron los errores de este primer Conto: el límite anual, las tasas progresivas con el tamaño de planta creciente y la falta de sanción en caso de no completar la instalación en el plazo anteriormente indicado. Todo ello porque existía un gran porcentaje de instalaciones a las que el GSE había concedido la solicitud, pero que no podían llevarse a término por múltiples razones técnicas y prácticas (limitaciones ambientales, tamaño de planta superior al suelo donde instalarlas, falta de propiedad jurídica del terreno por parte del solicitante, o incompatibilidad entre el tipo de beneficiario y el tipo de sistema).

Debido al gran número de solicitudes con fallos, a la errónea planificación del número de solicitudes (cuatro veces superior a lo presupuestado) y a la mala praxis por parte del GSE (no tuvieron lugar las convocatorias de septiembre y diciembre), se saturó el sistema por lo que éste necesitaba una modificación: el Segundo Conto Energía.

5.4 Segundo Conto Energía (2007-2010).

En febrero de 2007 se establecieron las nuevas políticas de promoción de producción eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica. Eliminan gran parte de la burocracia que tenía la legislación energética anterior (por ejemplo no es necesario esperar a que el GSE resuelva la solicitud; cuando se conecta la planta ya construida a la red general, se obtiene el reconocimiento de obtención de incentivos). Otra novedad es que, a partir de ahora, las tarifas se aplican a toda la energía producida, y no sólo a la que se consume en la propia planta.

En cuanto a ventajas fiscales, se incorporó una deducción por los gastos incurridos en la compra o construcción del sistema. Como el sistema de primas está configurado como subvenciones, éstas no están sujetas a IVA, ni aunque el beneficiario sea empresario o profesional.

Hasta diciembre de 2008, las plantas orientadas al Balance Neto (autoconsumo con medición neta de electricidad), no podían ser superiores a los 20 kW; a partir de esta fecha, se permitió para sistemas de hasta 200 kW. En ese mismo momento se elimina también la posibilidad de entregar a cuenta a la red la energía producida y no consumida: a partir del 1 de enero de 2009, el usuario que se acoja al Balance Neto debe entregar toda la energía sobrante a la red, y el GSE se encargará, como intermediario, de vender esa energía.



5.5 Tercer Conto Energia (2010-2011).

En 2010 entra en vigor este tercer sistema legislativo que cambia la clasificación de las plantas fotovoltaicas y los límites de potencia, intentando reducir el coste de los componentes fotovoltaicos.

A diferencia de los Contos anteriores, en éste se permite que las instalaciones se vayan realizando en secciones y se den de alta en momentos distintos, siempre que toda la instalación sea del mismo tipo y que, desde el alta de la primera a la última sección, no transcurran más de dos años.

Este Conto define las siguientes categorías y límites de potencia nacional para los incentivos:

- 3000 MW para sistemas fotovoltaicos en edificios y otros sistemas de construcción: esta categoría incluye todos los sistemas fotovoltaicos construidos en un edificio, independientemente de su uso (residencial, oficinas, industrial, público...). No están comprendidos en éstos los sistemas instalados en pérgolas, invernaderos, barreras de sonido, toldos, marquesinas y estructuras temporales, incluso si están en las terrazas de los edificios o apoyados en las paredes verticales de los mismos.
- 300 MW para instalaciones fotovoltaicas integradas con características innovadoras: plantas cuyos módulos han sido diseñados específicamente para sustituir elementos arquitectónicos.
- 200 MW para los sistemas de concentración fotovoltaica: sistemas en los que la radiación solar se concentra en las placas solares mediante elementos ópticos como lentes y/o parábolas para aumentar el rendimiento.
- Sistemas fotovoltaicos con innovación tecnológica: El método de incentivo y el límite se establecería con un decreto posterior. (No tuvo lugar ya que dicha ley quedó obsoleta por la entrada en vigor del Cuarto Conto).
- Otros sistemas fotovoltaicos: En esta categoría se engloban todas aquellas plantas que no están incluidas en el resto, en especial los sistemas realizados sobre el terreno.

Cuando, en el segundo punto, se habla de instalaciones fotovoltaicas integradas, se refiere a uno de los tres tipos que, en 2007, el gobierno italiano definió para determinar la tarifa de incentivo:

- La planta no integrada, donde el sistema está situado en el suelo o en elementos de mobiliario urbano, en carreteras o en las caras externas de los edificios.
- La planta parcialmente integrada donde el sistema, por ejemplo cubre parte de un tejado.
- La planta integrada donde el sistema cubre totalmente un tejado.



En el Tercer Conto al que nos estamos refiriendo, se estableció que, alcanzados los máximos de potencia de cada tipo de instalación, las instalaciones aún podrían beneficiarse de los incentivos durante 14 meses.

Las pequeñas instalaciones realizadas en pérgolas, invernaderos, barreras de sonido, marquesinas y refugios recibirán una prima, que será la media aritmética de la que recibirían si fuesen sobre edificios u otros sistemas fotovoltaicos existentes.

También habrá algunas primas adicionales sobre las tarifas:

- Un incremento de los incentivos en instalaciones realizadas en edificios que ayuden a mejorar el rendimiento energético tanto en verano (refrigeración) como en invierno (climatización). El aumento máximo de los incentivos será de un 30%, y se concederá si existe una reducción del 50% del gasto energético.
- Un aumento del 5% para las instalaciones situadas en zonas industriales, comerciales, canteras o áreas que pertenecían a vertederos o sitios contaminados.
- Un aumento del 5% en las instalaciones realizadas por los municipios con una población de menos de 5.000 habitantes, en la que el propio municipio es la entidad responsable.
- Un aumento del 10% para los sistemas instalados para reemplazar los techos o tejados de amianto o que lo contengan.

Las instalaciones que entren en funcionamiento después de 2011 tendrán una reducción del 2% de la cuota anual de incentivos.

En cuanto a la venta del excedente de energía, se la considera como un beneficio adicional a la tarifa.

Las plantas de menos de 200 kW se beneficiarán del sistema de Balance Neto, que podrán solicitar y percibir hasta 20 años después de los incentivos. El GSE se encargará de compensar económicamente por la energía vertida a la red, pero esta compensación será en forma de indemnización por los gastos incurridos en la extracción de la energía de la red eléctrica. Esa compensación no tendrá en cuenta el reembolso de los impuestos pagados por la energía consumida de la red.

Si la energía vertida a la red supera a la consumida, el usuario deberá elegir entre:

- Mantener el exceso de energía para compensar la consumida en años posteriores (sin límite).
- Vender el exceso de energía, en cuyo caso el GSE solo pagará por la energía al valor actual de mercado, sin los servicios de carga.



- Alternativamente, y obligatorio para las plantas superiores a 200 KW, vender, directa, o a través del GSE, la energía vertida a la red según el mercado de valores, o a un mayorista.

5.6 Cuarto Conto Energia (2011-2012).

Esta nueva norma de acceso a los incentivos para la instalación de sistemas fotovoltaicos, entre el 1 de junio de 2011 y 2016 (fecha en la que se espera alcanzar la paridad de red) se estableció el 5 de mayo de 2011.

Para alinearse con las directrices europeas, se reducen las primas con respecto al Conto anterior.

El objetivo de capacidad total programada para 2016 es de 23 GW.

Este Conto diferencia entre pequeñas y grandes plantas; las primeras son aquellas realizadas sobre edificios con potencia inferior a 1 MW, otras con potencia no superior a 200 kW, las plantas basadas en el sistema de Balance Neto y las instalaciones de los edificios y áreas de la administración pública, independientemente de su potencia. El resto de instalaciones se engloban en el grupo de las grandes.

Las plantas de concentración y las integradas con características innovadoras se encuadran en una categoría diferente.

Respecto a los incentivos para las plantas pequeñas que empiecen a operar entre junio de 2011 y diciembre de 2012, no hay límite de potencia; para las plantas de mayor tamaño, el límite primado es de 300 millones de € en 2011, 150 millones de € para el primer semestre de 2012 y otros 150 millones de € para el segundo semestre de 2012.

Para el periodo 2013-2016, la superación del límite del máximo coste/capacidad incentivable en las plantas pequeñas no determina su exclusión del acceso a la tarifa, aunque sí una reducción de los incentivos para el siguiente periodo.

Respecto a los sistemas integrados innovadores y los de concentración, en ese periodo 2013-2016, tienen límites de potencia máxima incentivable separados, e, igualmente, la superación del límite no los excluye de los incentivos, pero reduce éstos en el periodo siguiente.

El art. 14 del Decreto Ministerial de 5 de mayo de 2011, establece unas primas específicas para las instalaciones fotovoltaicas, como son: un 5% para las plantas que se instalen en zonas industriales, mineras o contaminadas; un 5% para las instalaciones en poblaciones inferiores a 5.000 habitantes de las que se responsabilicen los organismos públicos de los mismos (ayuntamientos o similar); 5 céntimos de € por kWh para las



instalaciones que se implanten en sustitución de techos de amianto; y un 10% para las instalaciones que se construyan con al menos el 60% de sus componentes dentro de la UE, excluyendo la mano de obra.

Los incentivos se irán reduciendo paulatinamente a lo largo del año 2011 y 2012.

Las plantas que entren en funcionamiento a partir de 2013, deberán escoger entre dos tarifas que sustituyen a los incentivos anteriores:

- a) Una tarifa para autoconsumo.
- b) Una tarifa para la electricidad generada y suministrada a la red.

Las plantas instaladas en zonas agrícolas podrán acceder a las primas si su potencia nominal es inferior a 1 MW. En caso de que el mismo propietario tenga varias plantas, la distancia entre ellas debe ser, al menos, de 2 km. Además, la superficie ocupada por la instalación fotovoltaica no puede superar el 10% de la superficie total destinada a cultivos.

5.7 Quinto Conto Energia (2012-2013).

Este último Conto se estableció en el Decreto Ministerial de 5 de julio de 2012, y se orienta fundamentalmente al fomento de las instalaciones que reducen la superficie utilizada y a aquellas con innovaciones tecnológicas; es decir: incide en la eficiencia energética, porque el objetivo de producción para el año 2020 ya estaba casi alcanzado.

Las plantas que podrán optar a los incentivos recogidos en este quinto Conto, serán:

- Las plantas pequeñas, superiores a 12 kW e inferiores a 20 kW.
- Las instalaciones situadas en edificios para sustituir los techos de amianto de hasta 50 kW.
- Las instalaciones de los edificios rurales, canteras, minas, tierras contaminadas, etc.
- Las plantas cuyos componentes estén fabricados en la UE o que pertenezcan al Espacio Económico Europeo.
- Las plantas innovadoras y de concentración con potencia nominal de entre 1 kW y 5 MW.

Este Conto incluye también subvenciones de capital para el 30% del coste de la inversión de los sistemas de edificios con potencia nominal inferior a 20 kW, los situados en superficies contaminadas, los integrados con características innovadoras y las plantas fotovoltaicas concentradas. La subvención de capital puede llegar hasta el 60% del coste de inversión para las instalaciones fotovoltaicas de edificios destinados a escuelas públicas, salud pública, ejército, prisiones o pertenecientes a autoridades regionales, provinciales o locales.



5.8 Fotovoltaica después de los Contos (2014-2015).

El 18 de junio de 2014, el gobierno de Matteo Renzi presentó un Decreto Ley que prevé la reducción retroactiva del sistema de Balance Neto para sistemas solares con potencia superior a 200 kWp.

La nueva norma tiene como objetivo reducir un 10% los costes de la electricidad para las pequeñas y medianas empresas, y presume unas reducciones de 1.500 millones de €.

El gobierno establece esta norma porque culpa a la prima para las renovables de los altos costes de la electricidad.

Los operadores de instalaciones solares tienen hasta el 13 de noviembre de 2014 para decidir entre las dos opciones que entrarán en vigor el 1 de enero de 2015.

La medida de extensión de la recepción de la prima fotovoltaica tiene como punto principal que la prima pasa de 20 a 24 años, con una reducción anual de la misma; es decir: la remuneración es la misma, pero se percibe en cuatro años más. Además, se reduce la retribución en un 8%.

A pesar de estos recortes, la fotovoltaica italiana generó el 7,5% de la electricidad del país en 2014, lo que supone un 10% respecto al año anterior.

A principios de 2015 trascendieron informaciones de que el gobierno italiano estudia nuevas cargas para los sistemas fotovoltaicos en este año; Las supuestas nuevas tarifas irían a cubrir los costes en los que incurrió el GSE en la factura energética de Italia.

Sin embargo, en febrero de 2015 se dieron a conocer otras informaciones que afirman que se aprecia un movimiento entre los operadores del sector fotovoltaico, que pueden ayudar a perseguir nuevos modelos de negocio que permitan la paridad de red sin incentivos. Numerosos estudios describen escenarios de aceleración en la producción de energías renovables, y, en particular, de la fotovoltaica.

En cuanto a la legislación vigente, la Ley de Estabilidad de 2015 (similar a los Presupuestos Generales del Estado en España) contempla una deducción fiscal del 65% para las intervenciones de mejora energética de los edificios, y una y del 50% para las reestructuraciones, y mantiene la existencia de las primas para el mercado energético de renovables.

El balance del primer semestre de 2015 es positivo para el sector de la energía renovable italiano, que representa ya el 43,3% de la electricidad generada en el país. En concreto, la producción fotovoltaica ha crecido un 10,1% respecto al primer semestre de 2014.



6. Legislación actual en nuestro entorno.

6.1 Portugal.

En Portugal existe una decidida apuesta por las energías renovables, a pesar de que, por imposición de las Directivas de la Unión Europea, y para asegurar el abastecimiento y las normas de concurrencia, en los últimos dos años, ha legislado reduciendo los incentivos a las energías provenientes de este tipo de fuentes.

El último ejemplo es el **Decreto Lei 178/2015** de 27 de agosto, que establece una metodología para prevenir los sobrecostes por adquisición de energía eléctrica a los productores de régimen especial, y que prolonga, para todo este año 2015, las tarifas que se definieron para 2012.

Pero la legislación más llamativa en este país fue la Orden Ministerial que, en 2014, desarrolla la nueva regulación del autoconsumo y fomenta las pequeñas instalaciones de energía renovable.

Esta Orden recoge aspectos como el registro de las instalaciones, tanto de autoconsumo como de la modalidad de “unidad de pequeño productor”, un esquema específico, como decíamos, de fomento para las instalaciones pequeñas.

Esta Orden desarrolla el Decreto que el gobierno portugués aprobó en septiembre de 2014 regulando el autoconsumo, y estableciendo un régimen para este tipo de instalaciones que permite la venta del excedente de electricidad y modifica el esquema de tarifa.

Con esta normativa, los portugueses pueden producir electricidad; no para inyectar a la red, sino para su propio consumo. La electricidad sobrante que se inyecte a la red eléctrica, se venderá un 10% más barata que el valor de mercado, lo que supone un incentivo claro para la eficiencia energética.

(Fuente: Diário da República – Boletín oficial de Portugal)

6.2 Alemania.

El mercado fotovoltaico en Alemania, país que ha sido el primer instalador mundial de este tipo de energía hasta 2015, fecha en la que ha sido superado por California, creció considerablemente desde principios del siglo XXI gracias a la creación de una tarifa regulada para la producción de energía renovable.

El modelo alemán se caracteriza por la fuerte presencia de pequeñas instalaciones, que tiene la ventaja de una menor pérdida en transporte.



El país ha realizado un enorme esfuerzo de desarrollo de las energías renovables a través de subvenciones, y especialmente a partir de 2011, cuando se aprobó el apagón nuclear. Este apagón nuclear, programado para el 2022, ya ha llevado al cierre a 6 plantas nucleares.

Ahora bien, la apuesta por las renovables ha aumentado considerablemente los precios energéticos por las subvenciones a las energías limpias; el gobierno germano ha tenido que buscar alternativas para reducir los precios y, a la vez, cubrir la demanda eléctrica, insuficiente con el cierre de las centrales nucleares.

El resultado es que, además de las energías renovables, el gobierno alemán subvenciona las centrales térmicas que queman carbón. Así, es difícil conseguir el objetivo, marcado para el 2050, del Plan Energético “Energiewende”, que busca generar el 80% de la electricidad a través de renovables; a finales de 2014 el 80% del consumo energético alemán procede de combustibles fósiles.

La Comisión Europea criticó, en 2014, que Alemania no rebajase los incentivos a las renovables, como sí han hecho otros países, manifestando que el esfuerzo para apoyar el desarrollo de este tipo de instalaciones los pagan los ciudadanos, mientras los grandes consumidores de energía cuentan con fuertes descuentos en sus tarifas.

Por todo ello, el Bundestag ha reformado la Ley de Energías Renovables alemana para frenar el constante incremento de los precios de la energía: los grandes fabricantes que, en 2015, produzcan su propia electricidad con renovables o plantas híbridas, pagarán una tasa (el 30% de los 6,24 cent de € de recargo por kWh; el 35% de 2016 y el 40% después de ese año, fuente: www.energias-renovables.com); las plantas pequeñas quedarán exentas del pago, mientras que, las plantas nuevas, pagarán el recargo completo.

(Fuente: gesternova.com)

6.3 Francia.

La Asamblea Nacional Francesa aprobó en mayo de 2015 la Ley de Transición Energética, que promociona las fuentes renovables, el transporte limpio y la edificación sostenible.

Con ella, el gobierno francés pretende reducir en un 40% las emisiones de gas de efecto invernadero antes de 2030, y que las energías renovables generen el 32% del total del consumo del país para esa misma fecha, así como dividir por dos el consumo de la energía final en 2050. Además, en la potencia nuclear más grande del mundo (en proporción al número de habitantes), este tipo de energía queda congelada y no deberá suponer más del 50% de la producción eléctrica en 2025.



El plan de acción es importante: cada año se renovarán 500.000 edificios, y todas las viviendas francesas deberán haberlo hecho antes de 2030 para consumir menos energía; se ha establecido un techo de consumo por metro cuadrado y año; toda nueva obra deberá tener en cuenta las normas medioambientales; y los inmuebles públicos serán de energía positiva, es decir: generarán más de lo que gastan. Los taxis y empresas de alquiler de vehículos deberán disponer de un 10% de coches limpios en 2020; se instalarán 7 millones de puntos de recarga eléctrica en el país; habrá importantes ayudas para que los ciudadanos cambien sus coches diésel por uno limpio; se prohíben las bolsas de plástico de un solo uso y los supermercados no podrán desechar a la basura los alimentos no vendidos.

(Fuente: El País).

6.4 Reino Unido.

En el Reino Unido existían tres tipos de ayuda a la energía solar fotovoltaica:

- El sistema de obligaciones renovables (“Renewable Obligations”), que obliga a las empresas productoras de electricidad a que una parte de la energía que suministran, provenga de fuentes renovables.
- El sistema de primas fotovoltaicas (“Feed in Tariff Scheme”), mecanismo de incentivos para cualquier propietario de un inmueble que invierta en energías renovables; las compañías eléctricas deberán pagar al consumidor una determinada cantidad por cada unidad de electricidad que éste produzca a partir de energías renovables; así, el particular podrá recuperar la inversión realizada en la adquisición e instalación de un sistema fotovoltaico en un periodo razonable.
- El “Renewable Heat Incentive”, programa que incentiva la utilización de renovables para la producción de calor en todo el Reino Unido, excepto Irlanda del Norte. El gobierno paga una tarifa fija a los propietarios de estos sistemas de energía renovable por cada kWh de calor producido; el programa está enfocado a instalaciones no domésticas (sectores industrial, comercial y organismos públicos, pequeñas empresas, hospitales y escuelas, así como calefacción central donde una caldera sirve para múltiples hogares).

(Fuente: ICEX)

El 22 de julio de 2015, el Departamento de Energía y Cambio Climático del Reino Unido, anunció la eliminación de los subsidios “Renewable Obligations” para parques solares con potencia inferior a 5MW a partir del 1 de abril de 2016.

También van a eliminar la pre-acreditación del Régimen de “Feed in Tariff” o Balance Neto, para las instalaciones superiores a 50 kWp.



La prioridad es bajar la factura eléctrica y reducir las emisiones de la forma más rentable.

Los subsidios a las energías renovables han bajado el coste de este tipo de energías de forma significativa, por lo que consideran que les resultará más fácil sobrevivir sin ellos.

Este Departamento indica que ha habido una demanda superior a la esperada de los sistemas de Balance Neto, y un avance más rápido de lo esperado en la eficiencia de la tecnología.

La industria solar critica estas decisiones por, sorprendentemente, castigar a una tecnología por ser más barata, más eficiente y más popular de lo esperado.

La industria solar fotovoltaica representa solo el 6% de los fondos desembolsados en el sistema de subvenciones del Reino Unido, a pesar de ser la industria más dinámica de Europa el año pasado y disfrutar de un rápido crecimiento en este 2015.

(Fuente: milkthesun).



7. Autoconsumo.

7.1 Introducción.

A lo largo de esta memoria hemos podido constatar que toda la legislación energética publicada en la U.E. (y también a nivel mundial) se ha encaminado al establecimiento de la libre competencia en el sector. El fomento de la libre competencia ha tenido como consecuencia, en la práctica, desde la madurez de las legislaciones estatales y, sobre todo, a partir de 2009, el desarrollo, el incremento y el interés por el autoconsumo, también conocido como Medición Neta, Saldo Neto o Balance Neto.

El término “autoconsumo fotovoltaico” se refiere a la producción individual de electricidad para uso propio a través de paneles fotovoltaicos. Esta práctica la pueden llevar a cabo tanto los particulares como las empresas, siempre y cuando la energía producida sea consumida por quienes la generan.

El autoconsumo también permite que los usuarios puedan producir su propia electricidad, pero gestionando el sistema por medio de un intercambio de energía con una compañía eléctrica; es el Balance Neto: los usuarios pueden compensar la energía consumida con la vertida a la red. Así, se saldan en un balance los periodos de producción y de consumo en la facturación establecida.

La producción de energías de pequeña potencia acerca los puntos de producción a los lugares de consumo. Esto es fundamental para el desarrollo del nuevo modelo energético de nivel mundial, llamado “Generación Distribuida”. Para incentivar su desarrollo se requiere una regulación específica, y a la más extendida se la conoce como “Medición Neta” (Net Metering). La regulación mediante la Medición Neta permite la producción de la propia electricidad, pero interconectando con la red para verter los excesos puntuales de energía generada y consumir del sistema cuando la demanda supera la capacidad de producción.

Puede haber varias formas de regular el Balance Neto. Atendiendo a la diferencia en el tratamiento de los excedentes de energía, podemos diferenciar dos tipos:

- Balance Neto Puro (Conocido simplemente como Balance Neto), en que no se remuneran los excedentes; simplemente, se compensan en facturas futuras.
- Balance Neto Mixto, en el que sí se remunera la energía excedentaria vertida a la red.

También puede haber distintos horizontes temporales para la compensación de la energía (el periodo durante el que el excedente de energía generado puede ser compensado sin que caduque). Este es un parámetro muy importante a la hora de diseñar las instalaciones de autoconsumo. Lo habitual en otros países es que dicho horizonte se fije en un año.

Por otro lado, también podemos diferenciar entre Balance Neto individual (para cada vivienda) o compartido (permite el acceso de varios consumidores a través de una única instalación).

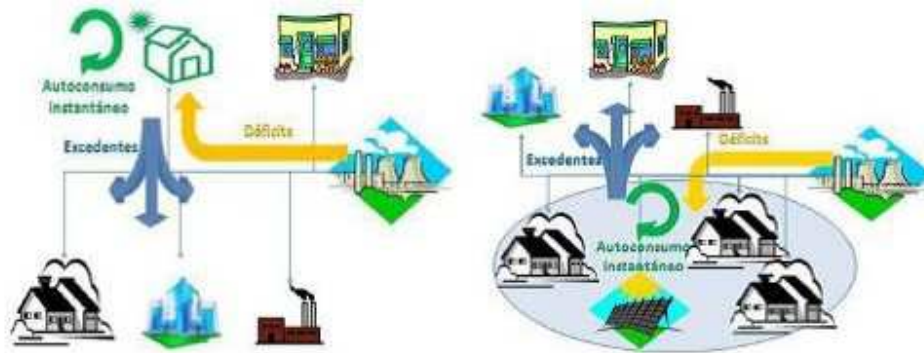


Figura 16 Autoconsumo por Balance Neto individualizado y compartido. Fuente: UNEF

7.2 Ventajas e inconvenientes del autoconsumo.

En el capítulo 2 ya se comentaron los tipos de instalaciones fotovoltaicas existentes, en las que puede aplicarse el autoconsumo:

- Sistemas aislados: estas instalaciones no están conectadas a la red eléctrica. Producen electricidad que se consume al instante o que se almacena en baterías para uso posterior.
- Sistemas conectados a red: con la legislación apropiada, puede derivar en el sistema de Balance Neto.

Entre un 20 y un 40% de autoconsumo es posible con una buena planificación de la instalación solar: un 10% es factible con tan sólo una gestión de las cargas, y, entre un 10 y un 30% adicional, se logra mediante la incorporación de baterías.

7.2.1 Ventajas.

La gran ventaja de un sistema aislado es el acceso a la electricidad en lugares donde no existe una oferta de los suministradores o distribuidores, debido a motivos obvios de aislamiento geográfico, poblacional u otras razones, incluso económicas.

Otra gran ventaja, especialmente en el sistema eléctrico español, es la menor dependencia de las compañías eléctricas.

Además, la energía solar es respetuosa con el medio ambiente, limpia, inagotable y gratuita. El hecho de consumir electricidad que se ha producido en ese lugar reduce las pérdidas causadas por su transporte a través de la red.



Para los países, las ventajas son:

- La menor dependencia energética con el exterior.
- La menor demanda en horas punta (reduciendo los cortes de electricidad y caídas de tensión).
- La eliminación del impacto de las instalaciones eléctricas en el entorno.

7.2.2 Inconvenientes.

El primero de ellos es que es necesario realizar una inversión para la instalación del sistema; esa inversión se ha reducido en los últimos años hasta en un 80%, pero, aún así, los costes siguen siendo elevados. Además, las instalaciones conectadas a red tienen que hacer frente a costes fijos y peajes.

La otra dificultad de los sistemas de autoconsumo es la intermitencia en la generación de energía (si no hay sol, no existe generación). Las baterías solucionan ese problema en caso de sistemas aislados, pero, debido a su coste, puede ser más interesante optar por una instalación conectada a red.

Por último, el mayor inconveniente de las instalaciones de autoconsumo en nuestro país es Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, publicado en el BOE del 10 de octubre y que entró en vigor al día siguiente, el 11 de octubre de 2015.

7.3 Europa ante el autoconsumo.

El sistema de Balance Neto es ya una realidad en países de todo el mundo como EEUU, Japón, Brasil y también en la UE.

En general, en Europa, el modelo para impulsar las energías renovables se basa en un mecanismo de incentivos para fomentar la inyección de este tipo de energía a la red eléctrica mediante una tarifa de suministro o “Feed in Tariff”. Así se hace en Alemania, Francia, Dinamarca, Grecia, Holanda, Portugal, Suecia, Italia y también España.

Con este modelo, se fija un mínimo de precio para cada tecnología; los generadores de energías renovables reciben una tarifa garantizada durante un periodo determinado, lo que disminuye el riesgo de la inversión. El inconveniente es el sobreprecio que los clientes finales pueden llegar a pagar por la energía consumida.

Como hemos visto, Italia prima el autoconsumo, puesto que las ayudas se pagan por toda la energía generada, y no sólo la vertida a la red.

Este país ha desarrollado un modelo llamado “scambio sulposto” que busca el equilibrio entre la energía generada y la consumida. Se retribuye la energía inyectada a la red a una tarifa regulada, y la intercambiada, al coste unitario del transporte y distribución de la electricidad. De esta manera, se premia que la energía consumida y generada sean lo más iguales posibles, para potenciar al máximo la generación distribuida. Por último, si la energía inyectada es mayor que la consumida, se genera un crédito que puede usarse indefinidamente.

En Portugal, como ya hemos comentado, incluso existe una ley de fomento del autoconsumo desde 2014.

En Bélgica, el Balance Neto se contempla para las instalaciones fotovoltaicas pequeñas y, en la región de Flandes, se aplica a todas las renovables desde 2004.

En Dinamarca se fomenta el Balance Neto para todas las instalaciones fotovoltaicas de propiedad privada desde 1998, aunque la poca irradiación recibida en el territorio no ha permitido alcanzar un gran potencial.

Aún así, los productores que utilicen la electricidad que generan, para el autoconsumo, están exentos del pago de un impuesto que existe para el apoyo a las energías renovables.

En Reino Unido, además de las primas para quienes exporten sus excedentes de producción, había una tarifa complementaria para que, con el ahorro, los productores pudieran plantearse un modelo de autoconsumo.

En Alemania se utiliza un modelo basado en dos tarifas:

- La tarifa “Feed in Tariff”, que se aplica para toda la energía excedente.
- La tarifa “Feed in Premium”, para el autoconsumo: una prima más pequeña que la anterior para la energía volcada a la red más otro pequeño incentivo para la energía autoconsumida. Cuando el autoconsumo es superior al 30% la tarifa “Feed in Premium” es más alta.

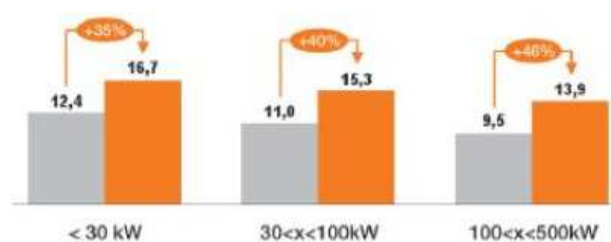


Figura 17. Incentivos al autoconsumo (cents€/kWh consumido) en Alemania.
Fuente: SunEdison



7.4 Autoconsumo en España.

Hasta hace pocos años, España era líder indiscutible en el sector solar a nivel mundial.

Este sector, con alto contenido innovador, que genera energía limpia y sostenible, estaba apoyado por un marco legislativo favorable.

Sin embargo, esta situación se vio truncada con la supresión, con carácter retroactivo, de las primas a las renovables y la aprobación de los parámetros retributivos a dichas instalaciones.

El resultado inmediato fue la inviabilidad económica de muchas de las plantas solares que ya estaban construidas y la dificultad para la instalación de otras nuevas.

Mientras el resto del mundo avanza hacia el modelo de autogeneración, en España la simple amenaza del Real Decreto de Autoconsumo, mucho antes de su aprobación, ha paralizado por completo el sector.

La autogeneración y el Balance Neto suponen la instalación, por parte de particulares y empresas, de sistemas de generación eléctrica basados en fuentes de energía solar fotovoltaica, mini-eólica, y, en menor medida, biomasa, que generan electricidad, consumida principalmente por los propietarios, inyectando a la red el excedente generado.

Estas instalaciones pueden estar dotadas de sistemas de acumulación para almacenar los excedentes y consumirlos en momentos en que no haya producción, sin necesidad de consumir de la red.

Dado que, difícilmente, podrá la instalación cubrir el 100% de la demanda, se continuará consumiendo de la red. Este intercambio de energía es lo que permite el cálculo del Balance Neto, que es la diferencia entre lo inyectado y lo consumido. Se mide mediante contadores bidireccionales.

El Real **Decreto Ley 1/2012**, que supuso la suspensión de los procedimientos de retribución y de los incentivos económicos para las nuevas instalaciones renovables de producción de energía eléctrica, indicaba que el autoconsumo con Balance Neto “cuya regulación está en curso” era una “alternativa real para el desarrollo de instalaciones de pequeño tamaño a través del fomento del consumo propio de energía eléctrica”.

Sin embargo, el **Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre**, que regula la autogeneración, no sólo no recoge el sistema de Balance Neto, sino que impone numerosas trabas a la instalación de estos equipos: dificultades burocráticas, obligatoriedad de registro y, sobretodo, el pago de un “peaje de respaldo”, que según los cálculos del sector puede llegar a ser del 7% (este dato se obtuvo de estimaciones anteriores a la publicación). El problema no es el peaje en sí, sino su valor, altísimo en comparación con otros países.



De esta manera, no sólo no se incentiva la generación distribuida, sino que, además, se penaliza, fomentando así el modelo de generación centralizada del que escapan otros países, debido a los costes que supone.

Cuando el Ministerio de Industria envió a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el proyecto de Real Decreto que regula el autoconsumo, para que este Órgano emitiera su preceptivo informe (que fue tremendamente negativo), indicó que “permitirá la implantación de este tipo de instalaciones cuando resulte eficiente para el sistema eléctrico en su conjunto, no individualmente para un consumidor”.

La propuesta ya había generado controversia; la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y la ya desaparecida Comisión Nacional de la Energía (CNE) desaconsejaron abiertamente su promulgación, así como todos los grupos políticos en la oposición, la Comisión europea y diferentes organizaciones relacionadas con el sector. Y es que limitar la autogeneración vulnera la **Ley 54/1997**, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que reconoce el derecho a la libre instalación y sienta el principio de libre competencia.

Además, la Comisión Europea está investigando a España, a la espera de conocer a fondo la medida definitiva, porque el peaje de respaldo puede ir en contra de la Directiva de Eficiencia Energética, dado que impediría a los consumidores ahorrar energía en sus hogares si hace inviable la instalación de sistemas de autoconsumo.

El **Real Decreto 900/2015**, en línea con el borrador que se publicó en el marco de la reforma eléctrica de julio de 2013, mantiene el peaje de respaldo para las instalaciones de autoconsumo eléctrico, pero ahora se desglosa en dos:

- Por un lado, el peaje propiamente dicho de acceso a las redes. Con él, se pretende que los autoprodutores contribuyan a los costes de distribución y transporte de las redes, y se abonará “por el uso real que se haga de ellas”.
- Por otro lado, un cargo asociado al resto de los costes del sistema. Éste se establece porque Industria considera que todos los consumidores deben sufragar los costes que abarrotan los peajes eléctricos (como la retribución a las energías renovables), los sobrecostes de los sistemas extrapeninsulares, los pagos por capacidad o las cuotas de la hipoteca del déficit de tarifa. Estas cargas se suman al peaje sobre el término de potencia que siempre existió. Si los autoconsumidores no financiaran estas cargas, tendrían que soportarlas el resto de los usuarios, lo que, según el gobierno, perjudicaría a los consumidores más vulnerables, puesto que son quienes no tienen suficientes rentas para invertir en instalaciones solares para su autoconsumo.



El Real Decreto incluye una excepción al pago del peaje de acceso para Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla, al considerar que el autoconsumo reduce los costes de producción en esos sistemas eléctricos aislados. Pero esta excepcionalidad es sólo transitoria (hasta 2019), por lo que no incentivará a las inversiones.

También exceptúa a las instalaciones de menos de 10 KW, si pertenecen a la modalidad de autoconsumo “tipo 1”: un consumidor con un único punto de suministro, que disponga de una o varias instalaciones de generación de energía destinadas al consumo propio y que no esté ni haya estado de alta en un Registro como instalación de producción. Pero, a cambio, este tipo de instalaciones tendrán que ceder gratuitamente la energía que viertan a la red, sin derecho a percibir, no ya las “ayudas” que puedan corresponder por la legislación en vigor, sino tampoco la retribución de mercado.

Además de establecer distintas modalidades de autoconsumo de energía eléctrica (la de potencias no superiores a 100 kW cuando se trate de un solo punto de suministro, que es el tipo 1, o la modalidad de instalaciones asociadas en distintos puntos, independientemente de su potencia, que es el tipo 2), el Real Decreto fija otras exigencias.

Por ejemplo se obliga al autoprodutor que no genere energía suficiente para autoabastecerse a contratar en el mercado libre, y no con una comercializadora de referencia. Éstas son las que están habilitadas por ley a suministrar la energía a los pequeños consumidores con una potencia contratada inferior a 10 kW con el nuevo precio horario (antigua Tarifa de Último Recurso). Sólo los usuarios que pueden contratar con ellas, y forman parte de determinados colectivos, pueden optar al Bono Social; con la nueva Ley, estos ciudadanos, si tienen una instalación de autoconsumo, no podrán disfrutar del Bono Social.

Se ha establecido, en el texto final, que los consumidores del “tipo 1”, y los del “tipo 2” para los servicios auxiliares de generación, sí podrán contratar con una comercializadora, pero la normativa impone el establecimiento de contratos nuevos, aún no desarrollados, que deben reflejar, de forma expresa, la modalidad de autoconsumo a la que se encuentran acogidos los contratantes, por lo que se desconoce, a fecha actual, si podrán acogerse, en su caso, al Bono Social.

Además, esta medida es retroactiva, pues afecta a las instalaciones ya existentes.

Otra medida disuasoria, también retroactiva, es que, excepto los instaladores de la modalidad 1 y menos de 10 Kw de potencia instalada, el interesado debe realizar un



estudio del punto de conexión, que podría resultar más caro que el propio panel fotovoltaico.

Más allá de las distintas modalidades, el Decreto define el autoconsumo como la generación “a nivel local, procedente de instalaciones conectadas en el interior de la red del consumidor o a través de una línea directa”. El autoconsumidor podrá consumir toda la energía, o verter sus excedentes a la red, si bien no podrá cobrarlos, salvo que la compañía eléctrica decida pagarlos.

Aunque las instalaciones aisladas no están afectadas por esta regulación, no se consideran aisladas las que hayan sido “desconectadas a la red mediante dispositivos interruptores o equivalentes”.

Y, además de todo, ello hay durísimas sanciones para quien incumpla la nueva normativa.

El contenido del Decreto choca, pues, de plano con la normativa europea y la española de promoción de pequeñas instalaciones y de fomento de la producción individual y de la eficiencia energética, en virtud de las cuales ha sido elaborado.

(Fuentes: BOE; www.energias-renovables.com; periódico económico Cinco Días; www.periodicodelaenergia.com)



8. Conclusiones.

La UE siempre ha buscado el establecimiento de la libre competencia, no solo en el ámbito eléctrico, sino también en el resto de sectores. En el que nos ocupa, interesa comentar que la explotación de las redes eléctricas de transporte y distribución tiene carácter de monopolio natural, por lo que la introducción a un mercado de libre competencia como el que deseaba Europa, requirió de una regulación detallista y voluminosa.

Por supuesto, la ausencia de suficientes recursos energéticos propios incrementó el interés en la búsqueda de nuevas fuentes de energía renovables y su posterior desarrollo e implantación.

Esto, unido a un período de bonanza económica hizo, tal vez, que se plantearan unos objetivos (de eficiencia energética, de implantación de renovables, de emisiones cero...) demasiado utópicos, que, en la práctica, han supuesto unos sobrecostes al sector eléctrico, que posiblemente, no estaba preparado para absorber, y, menos aún, en la situación de gran crisis económica que se avecinaba.

La **Directiva 2003/54/CE**, que se transpuso a la normativa española a través de la **Ley 17/2007** del Sector Eléctrico, exigió la liberalización del sector y la garantía de la autonomía de los responsables de las redes de transporte y distribución.

Esta normativa estableció la libertad de acceso a las redes de transporte y distribución a cambio del pago de unos peajes y cargos (las tarifas de acceso), fijados por el Estado. Por eso, en España, desde el año 2000, esos cargos han generado los déficits tarifarios (diferencia entre lo recaudado por las tarifas y los costes de suministro).

Pero, además, la normativa europea exigió unos objetivos de consumo de energía procedente de fuentes renovables que obligó a establecer una serie de primas y subvenciones para el fomento de este tipo de plantas o instalaciones.

España no esperaba que estas ayudas desataran de manera tan espectacular el número de instalaciones solares, lo que, sin esperarlo, afectó a la estabilidad del sector eléctrico, multiplicando los sobrecostes del sistema y exigiendo el establecimiento de continuas normativas reguladoras.

Esto, unido a la crisis económica, llevó a la publicación de los **Reales Decretos ley 13/2012, 2/2013 y 9/2013** que redujeron las primas y subvenciones a las energías renovables y aumentaron las tarifas.

Aunque en toda Europa fue necesario revisar el sistema de incentivos para su reducción y adaptación al actual momento económico, no modificaron los objetivos originales



(Objetivo 20-20-20 ya tratado), sino que buscaron alternativas que permitieran alcanzarlos. El resultado fue una decidida apuesta por el autoconsumo, un sistema que había venido implantándose de manera paulatina, careciendo de una normativa regulatoria específica hasta ese momento, pero que derivaba de la propia regulación llevada a cabo para alcanzar la libre competencia en el sector.

Mientras que en la mayoría de los países de nuestro entorno, y también a nivel mundial (EEUU, Japón, Brasil...), existen ya normas regulatorias específicas para el autoconsumo o autogeneración, que lo fomentan mediante sistemas homogéneos como el de Balance Neto, en España, donde se esperaban muy buenos resultados del apoyo a este tipo de instalaciones, el Gobierno acaba de ratificar un nuevo **Real Decreto, 900/2015, de 9 de octubre**, que, por el contrario, las denosta.

La normativa establece un “impuesto al Sol”: un peaje de respaldo que el autoconsumidor tendrá que pagar por conectarse a la red e inyectar su energía en ella.

Poniéndome en el lugar del Ejecutivo, puedo llegar a entender el temor ante un fraude generalizado (instalaciones supuestamente aisladas que puedan conectarse mediante interruptores, beneficiándose de la conexión a la red eléctrica y evadiendo el pago de peajes) y la sensación de que los consumidores que no tienen posibilidades económicas para instalar su propio sistema de autoconsumo, saldrían perjudicados al tener que sufragar solos los costes del sistema (déficit de tarifa, primas y subvenciones a renovables...).

Para mí, el problema no es el peaje en sí, sino su valor de hasta un 7%, que elimina la rentabilidad del sistema a los usuarios pequeños.

Además, el Real Decreto del Gobierno tampoco plantea el establecimiento del sistema de Balance Neto, donde el usuario únicamente tendría que pagar el peaje de respaldo por la diferencia entre la energía consumida y la inyectada. Esta normativa no obliga a las compañías eléctricas a pago alguno por la energía vertida en la red, y tampoco plantea, en su lugar, la posibilidad de obtener un crédito por la energía inyectada a la red que no se ha compensado con la consumida.

Considero que restringir la autogeneración atenta contra la libertad individual y está en contra de las normativas europeas y españolas vigentes hasta la fecha. La norma que permita la autogeneración no tiene que establecer incentivos, subvenciones o ayudas públicas, solamente bastaría con apoyar la instalación de plantas para el intercambio de los excedentes con la red en las mismas condiciones de venta y de compra.

El sistema de Balance Neto es positivo tanto para los particulares, que pagaríamos menos en nuestra factura, como para las empresas, que serían más competitivas al disminuir sus costes de producción. Además, con el autoconsumo, conseguiríamos fomentar la generación distribuida defendida por Europa, porque, al producir la energía en el sitio en que se consume, se eliminan las pérdidas por transporte y distribución (al



Estado le suponen un 10% de la electricidad generada). Y, encima, se consiguen ciudades más eficientes.

Todos los estudios concluyen que la autogeneración y el Balance Neto crean puestos de trabajo estables, algo muy necesario en España, y ayudan a la sostenibilidad del planeta, por la reducción de emisiones y el uso de recursos locales, por lo que no puedo estar a favor de la política energética que se está llevando a cabo en este país.

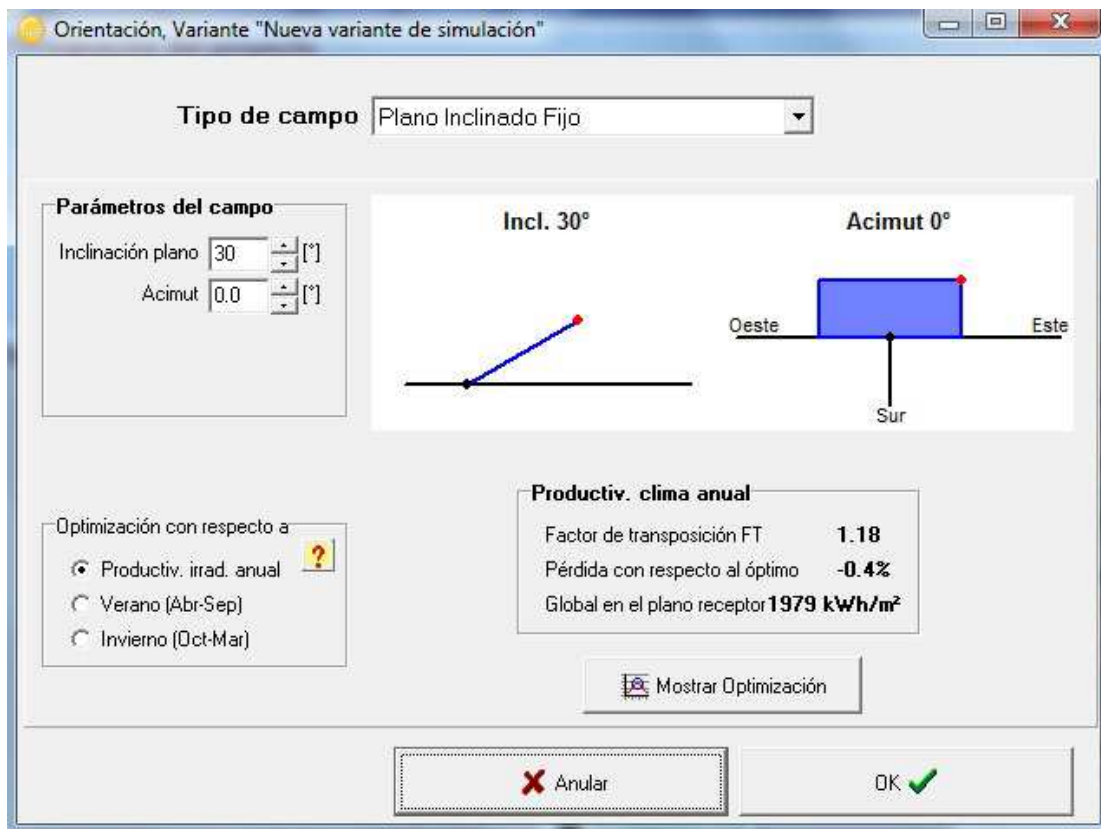
9. ANEXOS

9.1 Introducción Dimensionado de una planta de 5kW.

En el siguiente apartado se llevan a cabo los puntos más importantes de diseño y dimensionamiento de una pequeña planta fotovoltaica de 5kW, localizada en la ciudad de Leganés-Madrid, con el fin de poder establecer un cálculo comparativo en lo que retribuciones se refiere, teniendo como ejemplo, alguna de las normativas actuales y antiguas. También se estudiará el cambio de esta instalación a una del tipo I acogida en el nuevo RD 900/2015 para instalaciones de autoconsumo.

9.2 Diseño y dimensionamiento.

La instalación estará situada sobre suelo, en la parcela de 300m² disponibles de terreno en un chalet particular. La latitud norte será: 40.19°, y el acimut de la instalación será de 0° respecto al sur. En la parcela no existen sombras que afecten a los módulos fotovoltaicos.





El ángulo de inclinación, para conseguir un alto rendimiento, depende de la latitud a la que se encuentra la instalación, en nuestro caso 40.19° . La inclinación típica de los paneles solares suele ser de 10° menor a su latitud, que para este caso sería de $30,19^\circ$. Se ha optado por montar los módulos sobre unas estructuras fijas con un ángulo de inclinación de 30° . La estructura protegerá contra la acción de los agentes medioambientales, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88. Todas las uniones de los distintos elementos, así como la unión entre los paneles, se realizarán mediante tornillo pasante de acero inoxidable cumpliendo la Norma MV-106.

Se ha optado por unos módulos fotovoltaicos de la marca Schüco, modelo S165-SP4 de silicio policristalino, con una potencia de 165Wp, conectados a un inversor Schneider Electric de 5kW monofásico Conext RL 5000E.

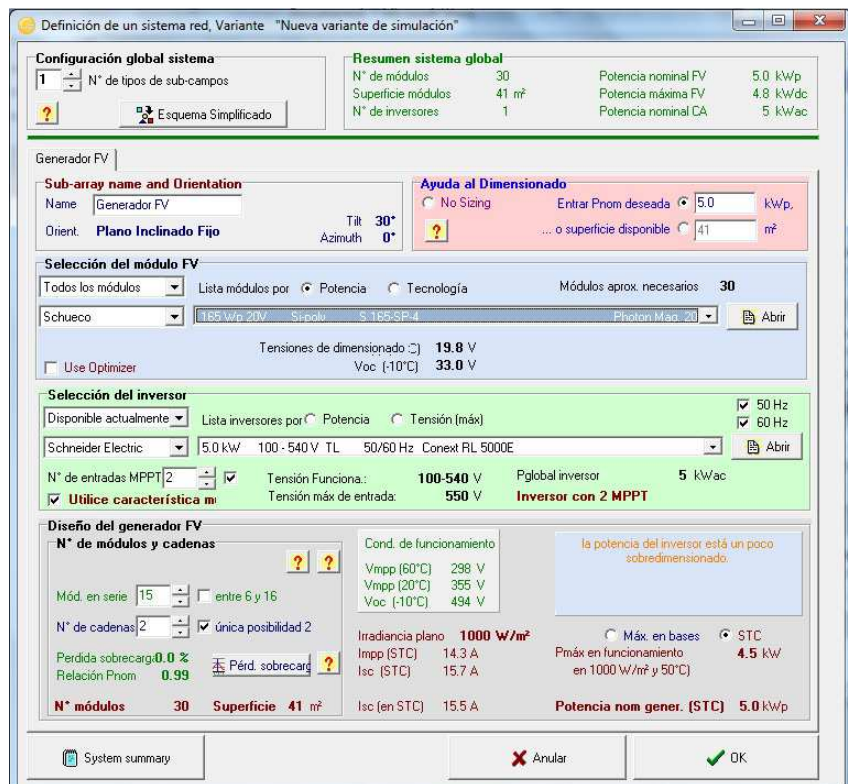
Schüco mod. S 165-SP4	
Electrical Characteristics	
STC Power Rating P_{mp} (W)	165
Open Circuit Voltage V_{oc} (V)	29.7
Short Circuit Current I_{sc} (A)	7.73
Voltage at Maximim Power V_{mp} (V)	23.4
Current at Maximim Power I_{mp} (A)	7.06
Panel Efficiency	11.9%
Fill Factor	71.9%
Power Tolerance	-5.00% ~ 5.00%
Maximum System Voltage V_{max} (V)	600
Temperature Coefficients	
Temperature Coefficiency of I_{sc}	0.057 %/°C
Temperature Coefficiency of V_{oc}	-0.35 %/°C
Temperature Coefficiency of P_{mp}	-0.48 %/°C
Mechanical Characteristics	
Cell Type	Polycrystalline Cell
Cell Size(mm)	156 × 156
Cells	5 × 10
Dimensions	1658.0 × 834.0 × 46.0mm (32.8 × 65.3 × 1.8 inch)
Weight	17.0Kg (37.5 lbs)



Parámetro	Conext RL 3000 E-S/Conext RL 3000 E	Conext RL 4000 E-S/Conext RL 4000 E	Conext RL5000 E-S/Conext RL 5000 E	Parámetro	Conext RL 3000 E-S/Conext RL 3000 E	Conext RL 4000 E-S/Conext RL 4000 E	Conext RL5000 E-S/Conext RL 5000 E
Entrada de DC (PV)				Corriente máxima	13,9 A	18,2 A	23,2 A
Potencia nominal de entrada por salida máxima	3,2 kW	4,2 kW	5,3 kW	Rango de frecuencia	45-65 Hz		
Tensión nominal	350 VDC			Distorsión armónica total	< 3 % con potencia nominal		
Rango de tensión de funcionamiento	90-550 VDC			Factor de potencia	> 0,99 con potencia máxima Ajustable: de 0,80 capacitivo a 0,80 inductivo		
Consumo en espera	10 W			Límite de inyección de corriente de DC	< 0,5 % de corriente de salida nominal		
Consumo nocturno	<1 W			Eficiencia máxima	97,5 %		
Seguidor de MPP	Entradas en paralelo: 1 seguidor de MPP (DC1 y DC2 en paralelo) Entradas separadas: 2 seguidores de MPP (DC1 y DC2 conectadas a campos PV distintos)			Eficiencia europea	97 %		
Tensión de entrada máxima, circuito abierto	550 VDC			Conector de AC	3 cables, sin soldar, IP67		
Rango de tensión MPPT, potencia máxima	160-500 VDC	180-500 VDC		Nivel de ruido acústico	<40 dBA a 1 metro		
Tipo de conexión de DC	MC4, 2 pares (1 + 1)	MC4, 4 pares (2 + 2)		Refrigeración	Refrigeración natural		
Corriente de entrada máxima por MPPT	10 A	12 A	18 A	Corriente máx. de retroalimentación del inversor a la suministradora	0A		
Máxima absoluta de corriente de cortocircuito por MPPT	13,9 A	16,7 A	25 A	Corriente máxima de inserción y duración	1 ms de duración, 30 A pico, 1 A RMS de 3 ciclos		
Salida de AC (lado de la red)							
Potencia nominal de salida	3 kVA	4 kVA	5 kVA				
Tensión nominal de salida	230 V de AC (1-fase + PE + N)						

Tabla Inversor Schneider Electric

Acorde a las especificaciones técnicas de los módulos fotovoltaicos y del inversor, para alcanzar una potencia nominal de la planta de 5kWp, serán necesarios un total de 30 paneles, que se conectarán en dos ramales de 15 paneles enseriados respectivamente. Cada uno de los ramales irá conectado a una de las dos entradas, en continua, que posee el inversor.



Definición de un sistema red, Variante: "Nueva variante de simulación"

Configuración global sistema

Nº de tipos de sub-campos: 1

Esquema Simplificado

Resumen sistema global

Nº de módulos	30	Potencia nominal FV	5.0 kWp
Superficie módulos	41 m²	Potencia máxima FV	4.8 kWdc
Nº de inversores	1	Potencia nominal CA	5 kWac

Generador FV

Sub-array name and Orientation

Name: Generador FV

Orient.: Plano Inclinado Fijo

Tilt: 30°

Azimuth: 0°

Ayuda al Dimensionado

No Sizing

Entrar Pnom deseada: 5.0 kWp

...o superficie disponible: 41 m²

Selección del módulo FV

Lista módulos por: Potencia Tecnología

Módulos aprox. necesarios: 30

Seleccionado: Schueco

ET65 Wp 20V Smpolu S-165-SP-4

Photon Max: 20

Tensiones de dimensionado: 19.8 V

Voc (-10°C): 33.0 V

Use Optimizer

Selección del inversor

Lista inversores por: Potencia Tensión (máx)

Disponibles actualmente: 50 Hz, 60 Hz

Seleccionado: Schneider Electric

5.0 kW 100 - 540 V TL 50/60 Hz Conext RL 5000E

Nº de entradas MPPT: 2

Tensión Funciona.: 100-540 V

Pglobal inversor: 5 kWac

Utilice característica m

Tensión máx de entrada: 550 V

Inversor con 2 MPPT

Diseño del generador FV

Nº de módulos y cadenas

Mód. en serie: 15 (entre 6 y 16)

Nº de cadenas: 2 (única posibilidad 2)

Perdida sobrecarg: 0.0 %

Relación Pnom: 0.99

Pérd. sobrecarg

Nº módulos: 30 Superficie: 41 m²

Cond. de funcionamiento

Vmpp (60°C)	298 V
Vmpp (20°C)	355 V
Voc (-10°C)	494 V

Irradiancia plano: 1000 W/m²

Imp (STC)	14.3 A
Isc (STC)	15.7 A
Isc (en STC)	15.5 A

la potencia del inversor está un poco sobredimensionado.

Máx. en bases: Máx. en funcionamiento en 1000 W/m² y 50°C: 4.5 kW

Potencia nom gener. (STC): 5.0 kWp

System summary Anular OK

9.2.1 Cálculos justificativos del conexionado de los paneles.

El número máximo de módulos por ramal conectados en serie se determina como el cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión en circuito abierto del módulo a su temperatura mínima. Para nuestro cálculo utilizaremos un valor de -10°C . Así:

$$U_{ca(T_{\min})} = \left(1 - \left[(25^{\circ}\text{C} - T_p) \cdot \frac{\Delta U}{100}\right]\right) \cdot U_{ca(\text{STC})}$$

Donde:

$U_{ca(T_{\min})}$ = Tensión en circuito abierto del módulo en V a T^a min (-10°C).

$U_{ca(\text{STC})}$ = Tensión en circuito abierto del módulo en V. calculado a 25°C .

T_p = Temperatura del módulo en $^{\circ}\text{C}$

ΔU = Coeficiente de la T^a en $\%/^{\circ}\text{C}$

Se obtiene un valor de $U_{ca(T_{\min})} = 33,34 \text{ V}$.

El número máximo de módulos por ramal corresponde a:

$$n_{\max} = \frac{U_{\max(\text{inv})}}{U_{\text{ca}(T_{\min})}}$$

Donde:

n_{\max} = número máximo de módulos por ramal.

$U_{\max(\text{inv})}$ = Valor de tensión máxima de entrada en el inversor (550 V).

$U_{\text{ca}(T_{\min})}$ = Tensión en circuito abierto del módulo en V a T^{a} min (-10°C).

El valor obtenido al aplicar la fórmula es de $n_{\max} = 16,50$ módulos

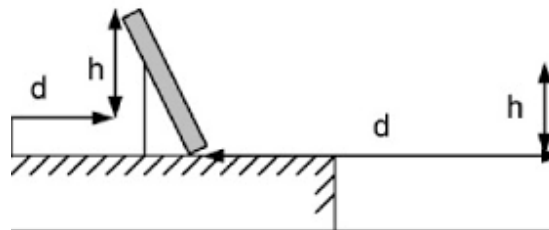
Por lo tanto, ajustamos a 15 módulos por ramal para asegurarnos de no sobrepasar la tensión máxima de entrada al inversor.

9.2.2 Cálculo de distancias entre paneles

El cálculo se realiza según las especificaciones dadas en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica Conectada a Red, elaborado por el Departamento de Energía Solar del IDAE con la colaboración del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid y el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Anexo III, apartado 5.

Se trata de evitar las sombras que puedan arrojar unos paneles sobre otros. La distancia mínima entre filas de módulos viene dada por la ecuación:

$$d = h / \tan (61^{\circ} - \text{latitud})$$





Se establece que la distancia d , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

Esta distancia debe ser superior al valor d obtenido en la fórmula:

$$d = (\text{sen } 30^\circ \cdot 0,834) / \tan (61^\circ - 40,19^\circ)$$

Donde:

$$h = \text{sen } (\beta) \cdot \text{ancho del módulo}$$

latitud = $40,19^\circ$ N para Leganés

Por tanto la distancia mínima $d = 1,097$ m

La distancia total entre módulos resultará de sumar a la cifra anterior el valor obtenido de calcular el coseno $(\beta) \cdot \text{ancho del módulo}$:

$$D_{\text{entre módulos}} = d + (\text{cos } \beta \cdot 0,834)$$

Por tanto, dejaremos entre nuestras filas $1,82$ m. Redondeando, 2 metros.

9.2.3 Cableado

Con respecto al cableado, se empleará el criterio de caída de tensión para limitar la misma a un 1,5% según la norma ITC-BT-40 (para las condiciones de conexión), punto 5 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y, además, se utilizará el criterio térmico que limita la intensidad máxima admisible por el cable.

Se aplicará, además, lo establecido en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, la Politécnica y el CIEMAT, que, en su punto 5.5.2, indica que “Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión calentamientos. Concretamente para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5% y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior al 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a las cajas de conexiones”.

Para el cálculo de la caída de tensión, se considerará la tensión mínima en bornas de cada serie que corresponde con la máxima intensidad, muy próxima a la corriente de cortocircuito.



Cálculo de potencia

$$P = V \cdot I \cdot \cos \varphi$$

Corriente alterna monofásica o continua ($\cos \varphi = 1$)

Cálculo de la sección

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot P \cdot L}{e \cdot V}$$

Corriente alterna monofásica o continua ($\cos \varphi = 1$)

Donde:

S: Sección calculada (mm²)

ρ : Resistividad del conductor a la temperatura de servicio ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)

P: Potencia activa (w)

L: Longitud de la línea (m)

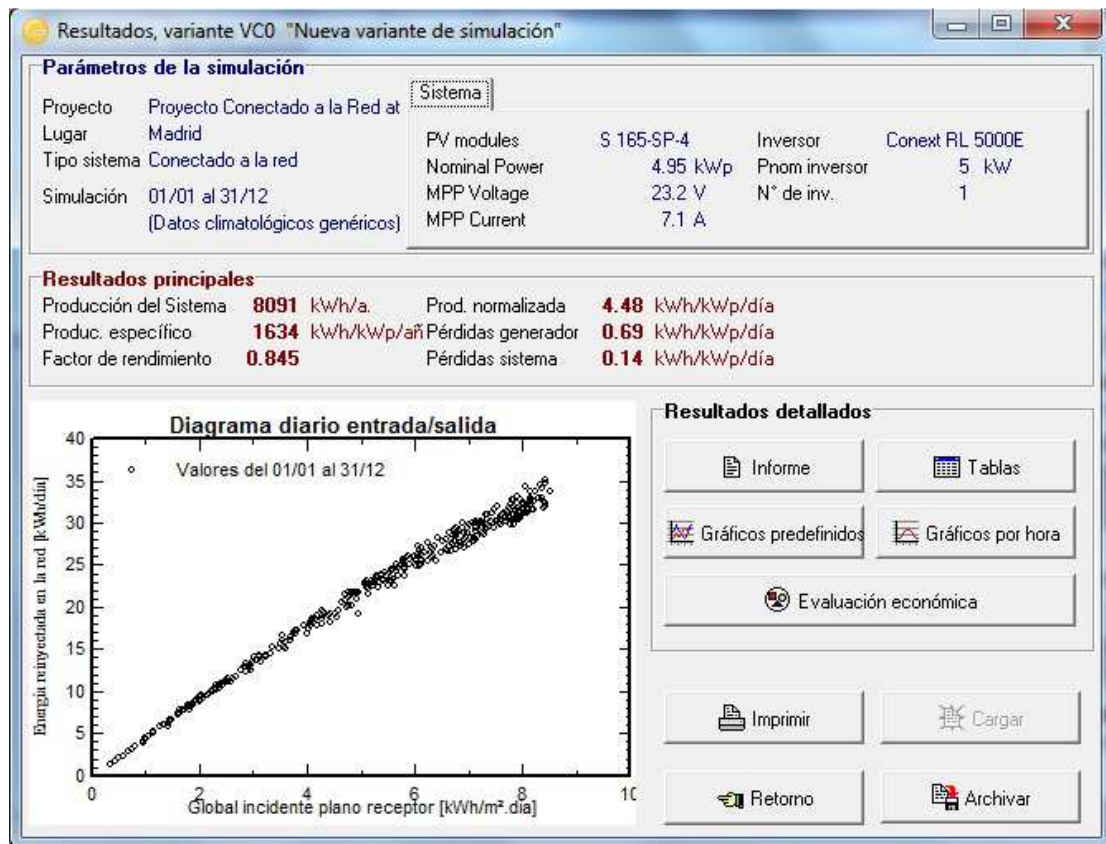
e: Caída de tensión máxima admisible (V)

V: Tensión nominal de la línea (V)

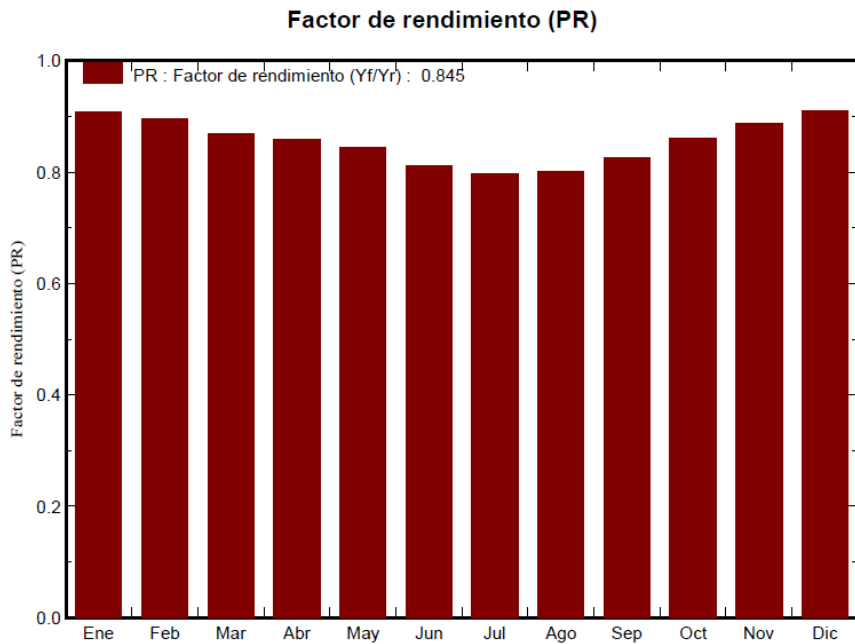
Se establece la instalación de cables de 4 y 16 mm² para las partes de Corriente Continua y Corriente Alterna, respectivamente, que cumplen con los requisitos de caída de tensión anteriormente citados, así como de las intensidades máximas admisibles que se establecen en la tabla del ITC-BT-19, del Reglamento de Baja Tensión, para los conductores.

9.3 Cálculo de producción del Sistema.

En este apartado se muestra la simulación de producción energética anual de nuestra planta mediante la herramienta de software PVsyst. Consideramos las condiciones meteorológicas estándar, así como la orientación e inclinación de los módulos ya mencionados. No se han tenido en cuenta roturas o averías en los equipos, ni problemas de acceso a la red eléctrica.



Podemos observar que el factor de rendimiento de la producción media anual es el 84,5%. Esto es debido a que el sistema no es ideal, sino que presenta unas pérdidas: unas por el generador fotovoltaico y otras por los demás elementos de la instalación.



En los siguientes gráficos se puede observar la distribución de la producción y de las pérdidas generadas:

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 4950 Wp

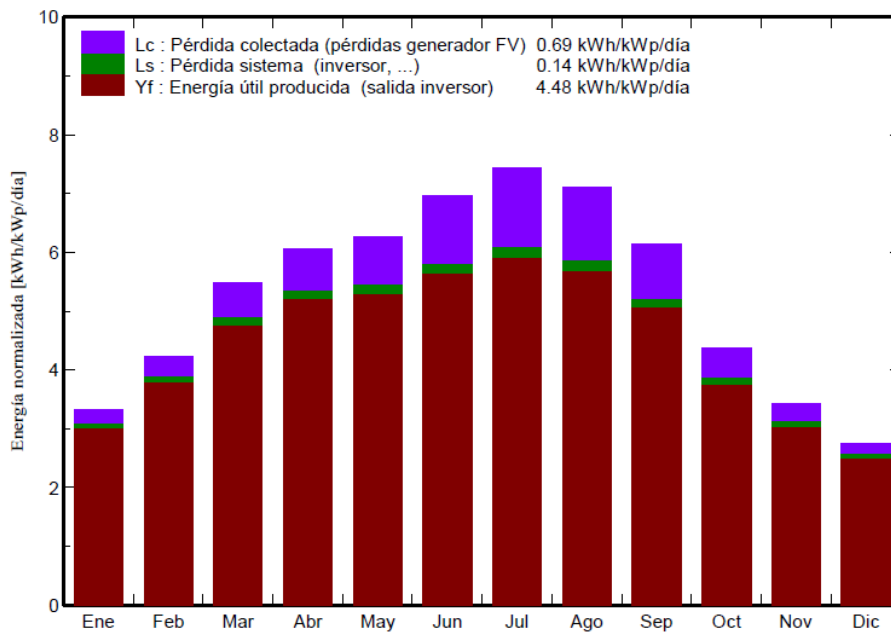
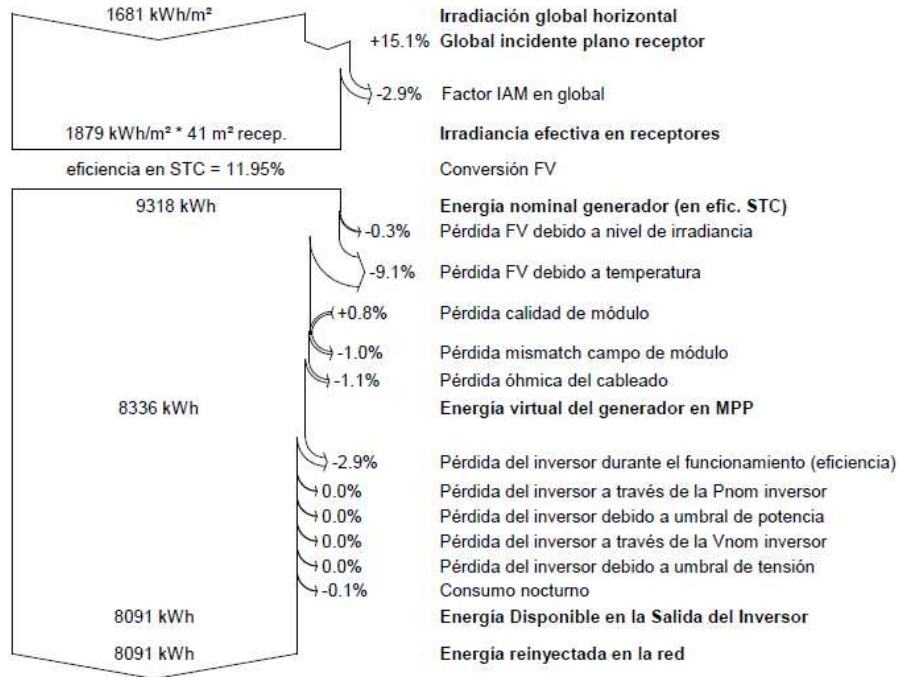




Diagrama de pérdida durante todo el año



El método de simulación utilizado en el programa se basa en la realización de balances energéticos horarios a lo largo de un año, efectuando un seguimiento del comportamiento del sistema, a fin de calcular, en función de la cantidad de módulos e inversores, la combinación apropiada para obtener una instalación que genera la máxima cantidad de energía:

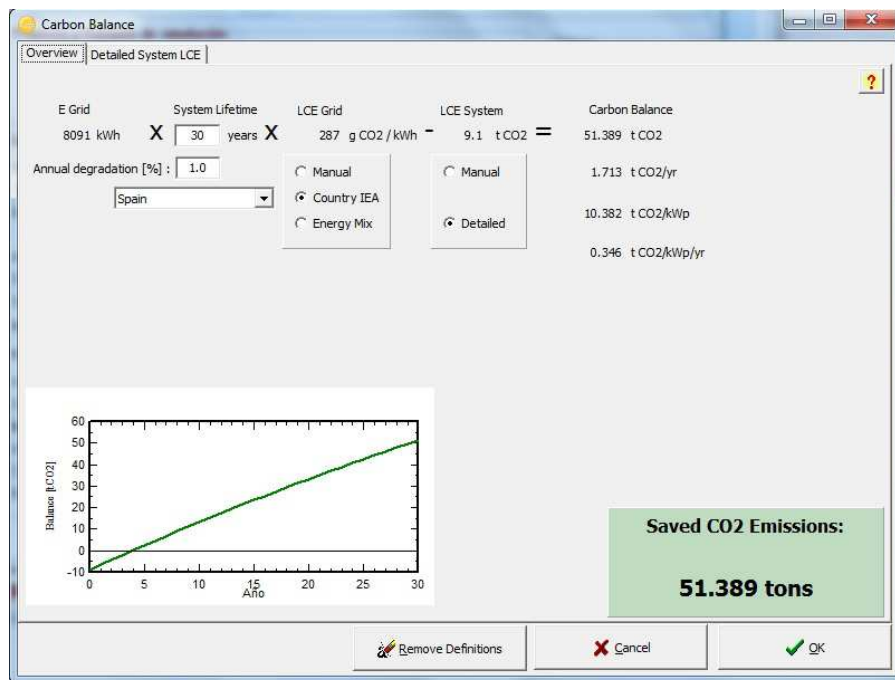


Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	62.0	5.19	102.9	100.0	476.3	462.3	11.16	10.84
Febrero	82.2	6.71	118.7	115.6	541.2	525.6	10.99	10.68
Marzo	133.8	10.31	170.0	165.5	754.0	732.2	10.69	10.38
Abril	166.7	12.18	181.8	176.5	796.7	773.4	10.57	10.26
Mayo	196.2	16.99	194.2	188.0	837.2	812.8	10.39	10.09
Junio	219.7	22.87	208.6	202.1	863.3	837.7	9.97	9.68
Julio	237.4	25.69	230.5	223.4	936.0	907.9	9.79	9.50
Agosto	207.3	24.93	220.3	214.1	900.5	873.8	9.85	9.56
Septiembre	152.6	19.98	184.4	179.5	776.0	753.1	10.15	9.85
Octubre	102.3	14.77	135.4	131.7	594.8	577.5	10.59	10.28
Noviembre	68.6	8.53	102.7	99.9	464.7	450.7	10.91	10.58
Diciembre	52.5	5.49	85.2	82.7	395.3	383.5	11.19	10.85
Año	1681.3	14.52	1934.6	1879.1	8335.9	8090.6	10.39	10.08

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
 T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Además, este programa permite medir la huella de carbono que no se emite a la atmósfera durante un año, puesto que este tipo de tecnología, implantado en el sistema eléctrico, ayuda a reducir las emisiones al evitar la necesidad de recurrir a fuentes contaminantes:





9.4 Estudio Económico Comparativo.

En este apartado se han tomado en consideración todos los parámetros de dimensionamiento anteriores para poder establecer un cálculo económico según diferentes normativas de las comentadas en el capítulo 3.

El software PVsyst posee una funcionalidad muy útil para el cálculo de la inversión bruta y neta de la instalación. Esta utilidad solicita que se introduzcan los precios y costes tanto de componentes como de la mano de obra que ha intervenido en la construcción de la planta.

- El precio unitario de los módulos fotovoltaicos Shüco S 165-SP4 es de 259,00 €
- El precio unitario del soporte de los módulos Sunfer FV-915 es de 55,00 €
- El precio del inversor Schneider Conext RL 5000 E monofásico es de 1679,19 €
- Ajustes, instalación y cableado se estiman en 1800,00 €
- En el apartado “otros” se incluyen los gastos en transporte y la minuta de la ingeniería, estimándolos en 2100,00 €

La suma de todos estos conceptos arrojan un presupuesto de inversión bruta de 14.999,19 €.

La instalación estará sometida al sistema tributario español; se estima unos impuestos que en conjunto ascenderán a un 20%.

Para hacer frente a esta inversión, se contrata un préstamo a 10 años y a un tipo medio del 3% anual. Las entidades financieras exigen un estudio de viabilidad económica antes de conceder la financiación, por lo que también se efectuará para cada momento normativo una previsión de la cuenta de resultados de la instalación durante los 25 años de vida útil estimada, se simulará el flujo de caja anual y se estimarán los parámetros VAN y TIR, habitualmente utilizados para determinar la viabilidad de una inversión.

Los parámetros fijos a tener en cuenta para calcular los flujos de caja serán:

- Tiempo de vida útil estimado para el cálculo: 25 años
- Producción de energía anual: 8091 kWh/año.
- Amortización del préstamo a 10 años, con una TAE del 3%.
- Amortización del inmovilizado al 8% durante los primeros 10 años.
- Subida del IPC, al 1,61% anual calculado gracias al INE (ene 2006 - ago 2015).
- Pérdida de rendimiento de los equipos por el envejecimiento.

Se tiene en cuenta, para el cálculo del VAN, una tasa de descuento (interés mínimo exigido al proyecto) del 5%.

9.4.1 Costo de la inversión neta con la normativa del RD 436/2004

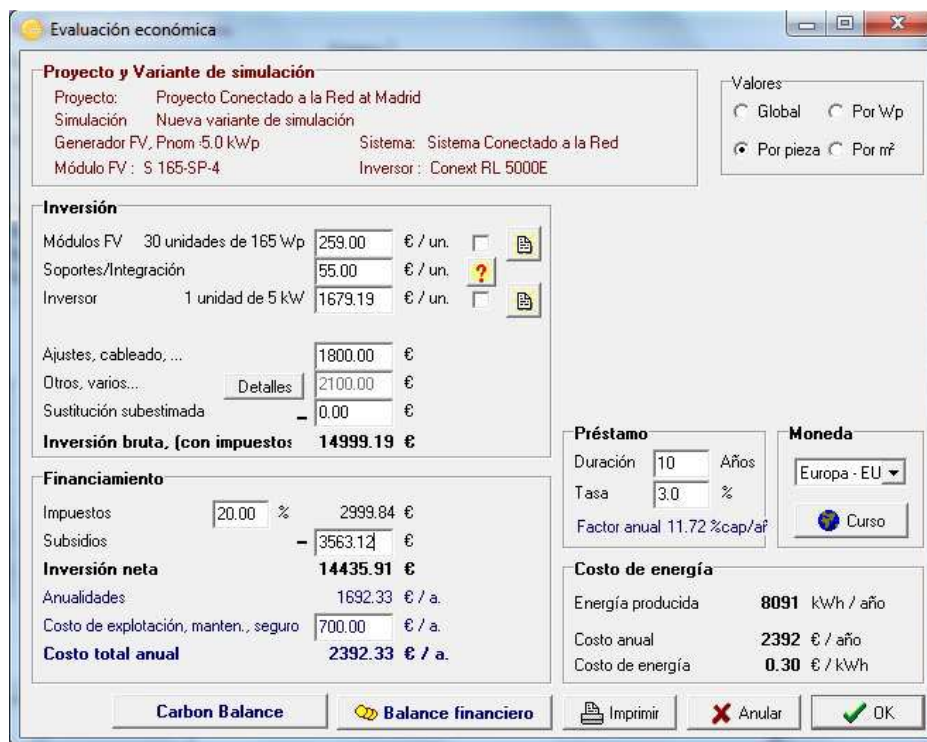
Tras el estudio del **RD 436/2004** se decide invertir en la instalación de una planta solar fotovoltaica conectada a red, que entra en funcionamiento el 1 de enero del año 2006.

El Real Decreto establece que los excedentes vertidos a la red sean remunerados en forma de Tarifa regulada: durante los primeros 25 años de la instalación, se recibirá el 575% de la TMR.

En 2006 esa TMR era de 0,076588 €/kWh.

Este cálculo, aplicado a la producción media anual de la planta, calculada anteriormente, que era de 8091 kWh/año, da como resultado unos ingresos de 3653,12 € para todo el año 2006 si se vendiera toda la producción.

En la siguiente imagen se comprueban estos datos:



Evaluación económica

Proyecto y Variante de simulación

Proyecto: Proyecto Conectado a la Red at Madrid
 Simulación: Nueva variante de simulación
 Generador FV: Pnom 5.0 kWp Sistema: Sistema Conectado a la Red
 Módulo FV: S 165-SP-4 Inversor: Conext RL 5000E

Valores:
 Global Por Wp
 Por pieza Por m²

Inversión

Módulos FV	30 unidades de 165 Wp	259.00	€/ un.
Soportes/Integración		55.00	€/ un.
Inversor	1 unidad de 5 kW	1679.19	€/ un.
Ajustes, cableado, ...		1800.00	€
Otros, varios...	Detalles	2100.00	€
Sustitución subestimada		0.00	€
Inversión bruta, [con impuestos]		14999.19	€

Financiamiento

Impuestos	20.00 %	2999.84	€
Subsidios		- 3563.12	€
Inversión neta		14435.91	€
Anualidades		1692.33	€/ a.
Costo de explotación, manten., seguro		700.00	€/ a.
Costo total anual		2392.33	€/ a.

Préstamo

Duración: 10 Años
 Tasa: 3.0 %
 Factor anual 11.72 %cap/af

Moneda

Europa - EU
 Curso

Costo de energía

Energía producida	8091 kWh / año
Costo anual	2392 € / año
Costo de energía	0.30 € / kWh

Carbon Balance Balance financiero Imprimir Anular OK

Para calcular la viabilidad del proyecto con esta legislación, además de los parámetros fijos, se tienen en cuenta:

- Mantenimiento y seguros: 700 € anuales.
- Ayudas y primas establecidas en este RD, y su aumento según el IPC.



Año	Ingresos	Gastos	Flujo de Caja
	Inversión inicial		- 14.999,19 €
1	3.563,12 €	3.850,00 €	- 286,88 €
2	3.620,49 €	3.950,49 €	- 330,00 €
3	3.678,78 €	4.053,59 €	- 374,82 €
4	3.738,00 €	4.159,39 €	- 421,39 €
5	3.798,19 €	4.267,95 €	- 469,77 €
6	3.859,34 €	4.379,35 €	- 520,01 €
7	3.921,47 €	4.493,65 €	- 572,17 €
8	3.984,61 €	4.610,93 €	- 626,32 €
9	4.048,76 €	4.731,28 €	- 682,52 €
10	4.113,95 €	4.854,76 €	- 740,82 €
11	4.180,18 €	882,70 €	3.297,48 €
12	4.247,48 €	905,74 €	3.341,74 €
13	4.315,87 €	929,38 €	3.386,49 €
14	4.385,35 €	953,64 €	3.431,72 €
15	4.455,95 €	978,52 €	3.477,43 €
16	4.527,70 €	1.004,06 €	3.523,63 €
17	4.600,59 €	1.030,27 €	3.570,32 €
18	4.674,66 €	1.057,16 €	3.617,50 €
19	4.749,92 €	1.084,75 €	3.665,17 €
20	4.826,40 €	1.113,06 €	3.713,33 €
21	4.904,10 €	1.142,12 €	3.761,99 €
22	4.983,06 €	1.171,92 €	3.811,13 €
23	5.063,29 €	1.202,51 €	3.860,77 €
24	5.144,80 €	1.233,90 €	3.910,91 €
25	5.227,64 €	1.266,10 €	3.961,53 €

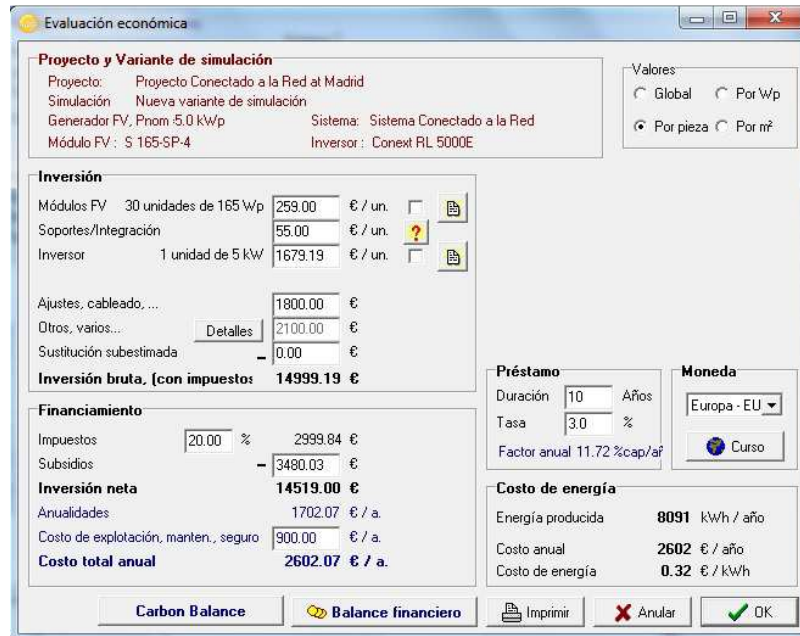
VAN	4.084,71
TIR	6,30%

El presente VAN calculado indica la viabilidad del proyecto ya que su valor es positivo, siendo el rendimiento máximo del 6,30% para que la instalación deje de dar beneficios.

9.4.2 Costo de la inversión neta con la normativa del RD 413/2014

En 2014 la planta tiene unos gastos fijos mayores que en el año 2006 debido a: la obligación de contratación de un representante para la participación en el mercado eléctrico que se estableció en 2007 y la inclusión de un peaje de acceso establecido en 2011. Además, se tienen en cuenta la subida del IPC y gastos de mantenimiento

superiores debido al envejecimiento de la planta. Se considera un aumento de los gastos de 200 € anuales.






Proyecto y Variante de simulación

Proyecto: Proyecto Conectado a la Red at Madrid
 Simulación: Nueva variante de simulación
 Generador FV: Phom 5.0 kWp Sistema: Sistema Conectado a la Red
 Módulo FV: S 165-SP-4 Inversor: Conext RL 5000E

Valores:
 Global Por Wp
 Por pieza Por m²

Inversión

Módulos FV	30 unidades de 165 Wp	259.00	€/ un.	<input type="checkbox"/>	
Soportes/Integración		55.00	€/ un.	<input type="checkbox"/>	
Inversor	1 unidad de 5 kW	1679.19	€/ un.	<input type="checkbox"/>	
Ajustes, cableado, ...		1800.00	€		
Otros, varios...	<input type="button" value="Detalles"/>	2100.00	€		
Sustitución subestimada		0.00	€		
Inversión bruta, (con impuestos)		14999.19	€		

Financiamiento

Impuestos	<input type="text" value="20.00"/> %	2999.84	€
Subsidios		- 3480.03	€
Inversión neta		14519.00	€
Anualidades		1702.07	€/ a.
Costo de explotación, manten., seguro		900.00	€/ a.
Costo total anual		2602.07	€/ a.

Préstamo

Duración: Años
 Tasa: %
 Factor anual 11.72 %cap/af

Moneda

Costo de energía

Energía producida	8091	kWh / año
Costo anual	2602	€/ año
Costo de energía	0.32	€/ kWh

El **RD 413/2014** elimina las primas que se percibían hasta el momento.

Ahora se percibirá el precio de venta de la energía en el mercado libre y, si no se alcanzara una rentabilidad razonable de la planta, también una retribución en concepto de ayuda a la inversión y a la operación.

Como se comentó en el capítulo 3, en la **Orden IET 1045/2014** se establecen unas tablas con unas instalaciones tipo para comparar con ellas si la planta alcanza la rentabilidad razonable. Si no es así, en la misma orden se establecen los parámetros retributivos a percibir.

Con la ayuda de una calculadora Excel ofrecida por Zuia Ingeniería S.L. se calculan estas retribuciones para la planta objeto del presente anexo. El resultado es el importe aplicado en el software en concepto de “subsidijs”.


<http://www.zuiaingenieria.com>

RETRIBUCIÓN FV SEGÚN RD 413/2014

**DATOS A INTRODUCIR**

Tecnología de instalación	Fija	Fija, 1 eje, 2 ejes
Sobre tejado o en suelo	Suelo	Seleccionar si la instalación está sobre la cubierta de un edificio o en suelo (hue
Fecha de puesta en marcha	2006	A partir de 2009 se indica por trimestres. La fecha de entrada en el registro es €
Potencia nominal	5 kW	Suma de la potencia de los inversores en kW
Producción anual media	8091 kWh	kWh producidos o facturados durante el año 2013 o m€ Puede calcular una esti
Provincia	Madrid	Provincia donde se ubica la instalación
Población	Leganés	Población donde se ubica la instalación
Potencia agrupación	5kW<P≤100kW	Introducir rango de potencia si la instalación se encuentra sobre la misma cubie

RESULTADOS NUEVO RD

Código instalación	IT-00028	Nuevo código de identificación del tipo de instalación establecido en el RD 2014
Producción máxima	8.240 kWh	Límite máximo establecido en el RD 2014
Producción mínima	4.945 kWh	Límite mínima. Por debajo de este límite se cobra un porcentaje de Ro y Rinv
Producción umbral	2.885 kWh	Límite umbral. Por debajo de este límite no se cobra retribución específica (sól
Rinv	2.940,92 €	Retribución a la inversión (fijo anual si se supera la producción mínima)
Ro	118,39 €	Retribución a la operación (proporcional a la producción)
Pool	420,73 €	Retribución de la energía producida a precio de mercado (proporcional a la pro

Ingresos para 2014, 2015	3480,03 €	Ingresos previstos para cada año durante el periodo 2014 a 2016 según la nue
--------------------------	------------------	--

Nota: Zuia Ingeniería suministra esta calculadora intentando reflejar con la mayor exactitud y en base a las tablas y fórmulas pub según RD 413/2014. No obstante no se hace responsable de posibles fallos ajenos a su voluntad.

Nota 2: debido a incompatibilidad entre algunas versiones de Microsoft Office esta calculadora puede no funcionar correctamente comentarios para mejorar la herramienta, pero al tratarse de una herramienta gratuita lamentamos no poderle dar soporte perso

Para calcular la viabilidad del proyecto con esta legislación, además de los parámetros fijos, se tienen en cuenta:

- Mantenimiento y seguros: 900 € anuales.
- Parámetros retributivos según rentabilidad razonable establecidos en este RD, y su aumento según las tablas.

Año	Ingresos	Gastos	Flujo de Caja
	Inversión inicial		- 14.999,19 €
1	3.480,03 €	4.050,00 €	- 569,97 €
2	3.551,37 €	4.155,71 €	- 604,33 €
3	3.624,17 €	4.264,17 €	- 640,00 €
4	3.698,47 €	4.375,46 €	- 676,99 €
5	3.774,29 €	4.489,66 €	- 715,38 €
6	3.851,66 €	4.606,84 €	- 755,18 €
7	3.930,62 €	4.727,08 €	- 796,46 €
8	4.011,20 €	4.850,46 €	- 839,26 €



9	4.093,43 €	4.977,06 €	-	883,63 €
10	4.177,34 €	5.106,96 €	-	929,61 €
11	4.262,98 €	1.134,90 €		3.128,08 €
12	4.350,37 €	1.164,52 €		3.185,85 €
13	4.439,55 €	1.194,91 €		3.244,64 €
14	4.530,56 €	1.226,10 €		3.304,46 €
15	4.623,44 €	1.258,10 €		3.365,34 €
16	4.718,22 €	1.290,94 €		3.427,28 €
17	4.814,94 €	1.324,63 €		3.490,31 €
18	4.913,65 €	1.359,21 €		3.554,44 €
19	5.014,38 €	1.394,68 €		3.619,70 €
20	5.117,17 €	1.431,08 €		3.686,09 €
21	5.222,08 €	1.468,43 €		3.753,64 €
22	5.329,13 €	1.506,76 €		3.822,37 €
23	5.438,38 €	1.546,09 €		3.892,29 €
24	5.549,86 €	1.586,44 €		3.963,42 €
25	5.663,63 €	1.627,85 €		4.035,79 €

VAN	1.746,44
TIR	5,54%

Se comprueba que, aunque sigue rentable, el proyecto con esta normativa tiene una tasa de descuento menor, siendo el interés máximo conseguible igual a 5,54%.

9.4.3 Costo de la inversión neta con la normativa del RD 900/2015

Ante la nueva normativa aparecida el 9 de octubre de 2015, los gastos fijos de la planta van a aumentar con el establecimiento del nuevo peaje obligatorio para todos los productores de energía conectados a la red, dado que la instalación ha estado registrada como productora.

9.5 Especificaciones Técnicas de los componentes.

Inversores fotovoltaicos con
conexión a red Conext™ RL

Conext RL 3000 E-S

Conext RL 3000 E

Conext RL 4000 E-S

Conext RL 4000 E

Conext RL 5000 E-S

Conext RL 5000 E

Manual de instalación y funcionamiento



www.schneider-electric.com

Schneider
Electric



Especificaciones del sistema

Especificaciones eléctricas

Tabla A-2 Especificaciones eléctricas

Parámetro	Conext RL 3000 E-S/Conext RL 3000 E	Conext RL 4000 E-S/Conext RL 4000 E	Conext RL5000 E-S/Conext RL 5000 E
Entrada de DC (PV)			
Potencia nominal de entrada por salida máxima	3,2 kW	4,2 kW	5,3 kW
Tensión nominal	350 VDC		
Rango de tensión de funcionamiento	90–550 VDC		
Consumo en espera	10 W		
Consumo nocturno	<1 W		
Seguidor de MPP	Entradas en paralelo: 1 seguidor de MPP (DC1 y DC2 en paralelo) Entradas separadas: 2 seguidores de MPP (DC1 y DC2 conectadas a campos PV distintos)		
Tensión de entrada máxima, circuito abierto	550 VDC		
Rango de tensión MPPT, potencia máxima	160–500 VDC	180–500 VDC	
Tipo de conexión de DC	MC4, 2 pares (1 + 1)	MC4, 4 pares (2 + 2)	
Corriente de entrada máxima por MPPT	10 A	12 A	18 A
Máxima absoluta de corriente de cortocircuito por MPPT	13,9 A	16,7 A	25 A
Salida de AC (lado de la red)			
Potencia nominal de salida	3 kVA	4 kVA	5 kVA
Tensión nominal de salida	230 V de AC (1-fase + PE + N)		



Especificaciones

Tabla A-2 Especificaciones eléctricas (Continuación)

Parámetro	Conext RL 3000 E-S/Conext RL 3000 E	Conext RL 4000 E-S/Conext RL 4000 E	Conext RL5000 E-S/Conext RL 5000 E
Corriente máxima	13,9 A	18,2 A	23,2 A
Rango de frecuencia	45–65 Hz		
Distorsión armónica total	< 3 % con potencia nominal		
Factor de potencia	> 0,99 con potencia máxima Ajustable: de 0,80 capacitivo a 0,80 inductivo		
Límite de inyección de corriente de DC	< 0,5 % de corriente de salida nominal		
Eficiencia máxima	97,5 %		
Eficiencia europea	97 %		
Conector de AC	3 cables, sin soldar, IP67		
Nivel de ruido acústico	<40 dBA a 1 metro		
Refrigeración	Refrigeración natural		
Corriente máx. de retroalimentación del inversor a la suministradora	0A		
Corriente máxima de inserción y duración	1 ms de duración, 30 A pico, 1 A RMS de 3 ciclos		

* 4,6 kVA para Alemania

** 3,68 kVA para Reino Unido

RCMU

El inversor sin transformador Conext RL cuenta con una RCMU electrónica integrada y se activa si la corriente de fuga constante supera los 300 mA o si se producen de repente corrientes residuales de más de 30 mA. La RCMU integrada es sensible tanto a fugas de corriente AC como DC.

NOTA: Si se utiliza una RCD externa, debe ser una de tipo B y la corriente de activación tiene que ser como mínimo de 300 mA.

Schüco photovoltaic modules in the SP-4 series

Technical information on the output classes 165 to 180 Wp



PV module of the highest quality

The SP-4 series of Schüco PV modules are distinguished by multicrystalline solar cells with a cell efficiency of up to 15 % for high outputs per square metre of module area. The output tolerance of an SP-4 module is +5/-0 %, only modules of the highest quality provide this level of reliability. The rated output is always achieved or exceeded.

Comprehensive guarantee

Schüco SP-4 modules have a 5-year extended product guarantee. In fact, the guarantee on output values is considerably longer – after 25 years, the Schüco module will still provide at least 80 % of its rated output. Every SP-4 module is manufactured according to current quality standards.

Optimised labelling

Prior to delivery, each SP-4 module is subject to a visual and electrical quality test. The output data measured is indicated on the back of the module and on the packaging. Homogeneous module fields can be grouped together quickly and effectively during installation.

High level of operational reliability

Two connecting boxes with a total of three bypass diode bridges on the reverse of the module prevent individual solar cells from overheating (hot-spot effect). This ensures the reliable operation of the whole system from module fields to inverters.

Environmental protection

The use of lead-free solder in the manufacture of SP-4 modules results in a saving of 50 grams of lead per module, which makes a considerable contribution to environmental protection.

Attractive and robust

The module frame made from torsion-proof, anodised aluminium meets the highest standards in terms of stability and corrosion resistance. A cross bar in the frame on the reverse increases the load-bearing capacity of the module. SP-4 modules can be installed with installation components from the Schüco PV Light installation system.

SCHÜCO



Schüco photovoltaic modules in the SP-4 series

Key electrical data	Module output categories			
Output data (except NOCT) under Standard Test Conditions (STC)*:	S 165-SP-4	S 170-SP-4	S 175-SP-4	S 180-SP-4
Rated output (P _{mpp})	165W _p	170W _p	175W _p	180 W _p
Output tolerance (Δ P _{mpp})	+5% / -0%	+5% / -0%	+5% / -0%	+5% / -0%
Guaranteed minimum output (P _{mpp min.})	165W	170W	175W	180W
Rated voltage (U _{mpp})	23,4V	23,7V	23,9V	24,2V
Rated current (I _{mpp})	7,06A	7,19A	7,32A	7,45A
Open circuit voltage (U _{oc})	29,7V	29,9V	30,2V	30,4V
Short circuit current (I _{sc})	7,73A	7,83A	7,93A	8,03A
Cell efficiency	13,60%	14,00%	14,40%	14,80%
Module efficiency	11,90%	12,30%	12,70%	13,00%
Temperature coefficient α (P _{mpp})	-0,478% / °C	-0,478% / °C	-0,478% / °C	-0,478% / °C
Temperature coefficient β (I _{sc})	+0,057% / °C	+0,057% / °C	+0,057% / °C	+0,057% / °C
Temperature coefficient γ (U _{oc})	-0,346% / °C	-0,346% / °C	-0,346% / °C	-0,346% / °C
Temperature coefficient δ (I _{mpp})	+0,057% / °C	+0,057% / °C	+0,057% / °C	+0,057% / °C
Temperature coefficient ε (U _{mpp})	-0,346% / °C	-0,346% / °C	-0,346% / °C	-0,346% / °C
Normal Operating Cell Temperature (NOCT)**	46,2 °C	46,25 °C	46,25 °C	46,25 °C
Max. permissible system voltage	1.000V	1.000V	1.000V	1.000V
Number of cells	50 (5x10)	50 (5x10)	50 (5x10)	50 (5x10)
Cell size	156 x 156 mm (6")	156 x 156 mm (6")	156 x 156 mm (6")	156 x 156 mm (6")

* Intensity of solar radiation 1000 W/m², air mass 1.5, cell temperature 25 °C

** Intensity of solar radiation 800 W/m², ambient temperature 20 °C, wind speed 1 m/s

Key mechanical data	
Outer dimensions (l x w x h)	1658 x 834 x 46 mm
Design of aluminium frame	Anodised, silver (similar to RAL 7035)
Front glass	Toughened safety glass (TSG)
Weight	17 kg
Connection system / cross section of solar cable	Schüco / 4 mm ² (MC-T4 compatible)
Lengths: Positive cable / negative cable	80 cm ± 5 cm / 125 cm ± 5 cm

Miscellaneous	
Weight of packing unit	35 kg
Schüco installation system	PV-Light
Schüco Art.-No. End clip	Typ 6-1
Schüco Art.-No. Intermediate clip	Typ 6-2
Schüco Art.-No. S 165-SP-4	256032
Schüco Art.-No. S 170-SP-4	256033
Schüco Art.-No. S 175-SP-4	256034
Schüco Art.-No. S 180-SP-4	256035
Packing unit	2 modules

Qualification and guarantees	
Electrical classification	Safety class II
Tested snow and wind load	Up to 3.6 KN/m
Product standard	IEC 61215, EN 61730
Extended product guarantee	5 years
Output guarantee to 90 % P _{mpp min}	12 years
Output guarantee to 80 % P _{mpp min}	25 years

Output	
165 to 180 W _p	▶ Maximum outputs with a compact module surface area
Design and production	
Optimised labelling	▶ Individual rated output data on module and packaging
Use of lead-free solder	▶ Active environmental protection thanks to saving of 50 g of lead per module
Anodised aluminium frame	▶ Meets highest standards in terms of stability and corrosion resistance
Bypass diodes	▶ Reliable prevention of the "hot-spot effect"
Highest Schüco quality	
Manufactured in accordance with current quality standards	▶ Tests to determine performance data; data listed for each module
Extended product guarantee and output guarantee	▶ Investment security and reliable system operation
Reinforced frame provides increased snow and wind load-bearing capacity	▶ Can be used in snow load zone III up to approx. 650 m above sea level

1



10. Bibliografía.

- Boletín Oficial del Estado (BOE): www.boe.es
- Manual Técnico solar de la Junta de Andalucía. Autores: Isidoro Lillo Bravo de la Escuela Superior de Ingenieros de la Universidad de Sevilla, Ralf Haselhuhn y Claudia Hemmerle de la Asociación Alemana de Energía Solar (DGS). Ed: Sodean, S.A.
- Guía Completa de la Energía Solar Fotovoltaica. Autor: José M. Fernández Salgado. Ed: AMV Ediciones.
- Instituto Nacional de Estadística: www.ine.es
- Instituto Nacional de Meteorología: www.aemet.es
- Pce-iberica: www.pce-iberica.es
- CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia): www.cnmc.es
- Red Eléctrica de España: www.ree.es
- Energía y sociedad: www.energiaysociedad.es
- Legal Today: www.legaltoday.com
- Página Oficial del Gobierno italiano: www.governo.it
- Gestore Servizi Energetici (GSE): www.gse.it
- Unión Europea: <http://europa.eu>
- Energías renovables: www.energias-renovables.com
- Periódico Cinco Días: <http://cincodias.com/>
- El Periódico de la energía: <http://elperiodicodelaenergia.com/>
- Endesa: <http://www.endesaeduca.com>



- Portal información eléctrico Instaladores 2.0: www.Instaladores20.com
- Sun Edison España: www.sunedison.es/
- Unión Española Fotovoltaica – UNEF: <http://unef.es/>
- Diário da República – Boletín oficial de Portugal: <https://dre.pt/>
- El País: <http://elpais.com/>
- El Confidencial: www.elconfidencial.com/
- Gesternova: www.gesternova.com
- ICEX: www.icex.es/
- Milk The Sun: <https://www.milkthesun.com>
- Energías Renovables información: www.energiasrenovablesinfo.com
- Educational web site on Astronomy: www.phy6.org
- Kinsolar S.L
- Gerosol Instalaciones fotovoltaicas S.L
- Pliego de condiciones Técnicas de instalaciones conectadas a Red, IDAE, instituto de la energía solar de la UPM, CIEMAT.



11. Presupuesto Económico del Documento.

En este apartado se va a mostrar de manera detallada el presupuesto desglosado del proyecto, especificando los diferentes gastos que han sido necesarios para su realización.

11.1 Resumen de horas dedicadas.

Resumen de horas dedicadas			
Concepto	Días	Horas/día	Total
Fase de análisis	3	4	12
Fase de documentación	45	4	180
Fase de redacción	50	4	200
Fase de diseño y maquetación	14	4	56
Total Coste en horas			448 h.

11.2 Resumen costes de personal.


Resumen Precio bruto/hora	
Profesional	€ brutos/hora
Analista Técnico	6
Documentalista Técnico	9
Redactor	9
Diseñador Maquetador	8

11.3 Resumen de material fungible.

Resumen de material fungible	
Concepto	Total
Material de oficina	45,00 €
Material informático	150,00 €
Local	250,00 €
Transporte y Dietas	60,00 €
Total Coste	505,00 €



11.4 Presupuesto.

PRESUPUESTO		
	Nombre	Samuel Martín Valdivieso
	Dirección	s/n
	Población	Leganés
	Provincia	Madrid
	CIF/DNI	00000102X
	Fecha	01/10/2015
	Validez	60 días

Posición	Descripción	Unidades	Precio	% Dto	Precio % Dto	Total
10	Fase de análisis	12	6,00 €			72,00 €
20	Fase de documentación	180	9,00 €			1.620,00 €
30	Fase de redacción	200	9,00 €			1.800,00 €
40	Fase de diseño y maquetación	56	8,00 €			448,00 €
50	Material Fungible	1	505,00 €			505,00 €

Total Bruto	4.445,00 €
IVA (21%)	933,45 €

Total Presupuesto	5.378,45 €
--------------------------	-------------------