

CARACTERIZACIÓN Y ANÁLISIS DE LA
DEMANDA DE LOS ESCENARIOS DE
APLICACIÓN DE LOS SIRVE

SIRVE

SISTEMAS INTEGRADOS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Socios del proyecto:



Colaborador:



*Proyecto financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación en el
Subprograma INNPACTO 2011*



ÍNDICE.

1. OBJETO DEL ESTUDIO	3
2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	5
Formas de negocio en la industria fotovoltaica	7
Influencia de la actual crisis económica en el negocio fotovoltaico	10
Burbuja fotovoltaica.....	13
Normativas técnicas y resumen de la legislación pasada y vigente aplicable al sector fotovoltaico	19
3. ESTUDIO DE MERCADO DEL NEGOCIO FOTOVOLTAICO	23
Implantación fotovoltaica en España, tendencias del sector y perspectivas de futuro	23
Mercado fotovoltaico español.....	26
Evolución del coste fotovoltaico.....	27
Procedimiento Técnico-Administrativo para Conexión a Red.....	32
4. CASO OBJETO DE ESTUDIO.....	42
Antecedentes.....	43
Empresas seleccionadas	44
Recolección de presupuestos	45
Análisis comparativo de presupuestos	47
5. CONCLUSIONES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	49
6. ESTUDIO DE MERCADO DE LAS INSTALACIONES DE RECARGA DE VEHÍCULO ELÉCTRICO.....	55
Sistemas de alimentación del vehículo eléctrico (SAVE).....	55
Conectores para la recarga del VE.....	73
Previsiones de demanda para las instalaciones de recarga de vehículo eléctrico	83
7. CONCLUSIONES DEL DOCUMENTO	86

1. OBJETO DEL ESTUDIO

El objetivo de este documento, “Caracterización y Análisis de la Demanda de los Potenciales Escenarios de Implantación de los SIRVEs”, es dar respuesta a las dudas que se plantean ante el lanzamiento de cualquier nuevo producto. Estas dudas suelen ser: ¿quién comprará mis productos (SIRVEs en este caso)?, ¿cuántos productos conseguiré vender?, ¿a qué precio debo vender mis productos?, ¿durante cuanto tiempo conseguiré vender mis productos?... En resumen: ¿existe un mercado viable para los SIRVEs que se van a comercializar tras la realización de este proyecto?

La caracterización y análisis de la demanda de los escenarios de aplicación de los SIRVEs se realizará a través del clásico estudio de mercado de un producto. Este análisis de mercado se enfocará en dos vías: los sistemas de generación eléctrica (marquesinas fotovoltaicas) y de las instalaciones de recarga de vehículo eléctrico.

Un estudio de mercado trata de determinar el espacio que ocupa un bien o un servicio en un mercado específico. Por espacio se entiende la necesidad que tienen los consumidores actuales y potenciales de un producto en un área delimitada. También identifican las empresas productoras y las condiciones en que se está suministrando el bien. Igualmente se estudia el régimen de formación del precio y de la manera en cómo llega el producto de la empresa productora a los consumidores y usuarios.

En nuestro caso el mercado específico en el que se va a centrar este estudio son las instalaciones fotovoltaicas, y más concretamente en el área delimitada de Marquesinas para Aparcamiento Fotovoltaicas. Los consumidores actualmente son inversores que buscan obtener una rentabilidad algo superior a la que ofrece los rendimientos fijos del gobierno con una fiabilidad, certeza y seguridad. Es presumible que dentro de unos años los consumidores de instalaciones fotovoltaicas puedan ser cualquier persona que no quiera pagar la luz de su negocio, vivienda, empresa, instalación, etc. Porque ésta será más costosa que producirla in situ mediante tecnología fotovoltaica.

Se estudiará por un lado el mercado fotovoltaico en España, analizando sus fortalezas y debilidades, así como sus oportunidades de negocio presentes y futuras. Por otro lado, se estudiará la demanda previsible de instalaciones de recarga de vehículos eléctricos diferenciando entre las previsiones a corto – medio plazo y a largo plazo.

En la primera parte del trabajo, se identificarán las empresas productoras de instalaciones de marquesinas fotovoltaicas en modalidad Llave en mano para, posteriormente, realizar un análisis de sus principales características. Se estudiará un caso tipo de un proyecto ficticio pero factible de colocación de marquesinas fotovoltaicas para obtener información de las empresas e ingenierías que pueda ser utilizada por URBENER S.L. para la elaboración de presupuestos más reales y ajustados a la realidad del mercado de sus competidores. Por último se redactarán unas conclusiones en las que se reflejará a modo resumen cual es el precio medio €/Wp de

las empresas competidoras de URBENER S.L, así como un análisis del posible futuro que le augura a la energía fotovoltaica.

En la segunda parte del trabajo se hará una estimación de la penetración del vehículo eléctrico en el parque automovilístico y las previsiones de instalaciones de recarga que prevén tanto organismos públicos como privados, nacionales e internacionales.

2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es la tercera fuente de energía renovable más importante en términos de capacidad instalada a nivel global en la actualidad, después de la energía hidroeléctrica y la eólica. La producción de energía eléctrica a partir de la energía solar fotovoltaica a nivel mundial está cerca de los 110.000 millones de kWh de electricidad en el año 2012, lo que supone poder abastecer las necesidades energéticas de más de 20 millones de hogares, con lo que se cubre un 0,5 % de la demanda mundial de electricidad. En el caso de la Unión Europea este valor puede alcanzar el 3 %, llegando al 6% en los periodos de mayor producción.

Esto ha sido posible debido a la reducción importante de costes provocados por la mejora de la eficiencia de las tecnologías actuales, a la optimización de los procesos de fabricación, a la aplicación de economías de escala y al desarrollo de nuevas tecnologías. A día de hoy los costes son menores en un 30 % para instalaciones aisladas y un 40 % en instalaciones conectadas a la red tomando como referencia el precio del año 2001. Por tanto, para el año 2013 se puede hablar de un coste de 0,75 €/W_p, lo que hace que se convierta cada vez más en una tecnología muy competitiva. Con todos estos avances, su tasa de retorno energético es cada vez mayor, recuperan la energía necesaria para su fabricación en un periodo comprendido entre 6 meses y 1,4 años. Si su vida útil media es superior a 30 años, producen electricidad limpia durante más del 95% de su ciclo de vida.

Aunque tradicionalmente el uso de la energía solar fotovoltaica ha sido en aplicaciones aisladas de la red eléctrica, desde hace unos años la incorporación de esta tecnología al entorno urbano está facilitando su difusión y desarrollo. Es necesario tener en cuenta que la generación eléctrica fotovoltaica es la única que puede producir, a partir de una fuente renovable, electricidad allí donde se consume.

“La cantidad de energía que se recibe anualmente del Sol se estima del orden de 149 millones de kWh, cantidad muy superior al consumo mundial de energía de nuestro planeta, el problema radica en convertirla de una forma eficiente en energía eléctrica.”

La energía solar es la energía que se obtiene directamente del Sol y es una de las más importantes dentro del grupo de las Energías Renovables. Consiste en captar, por medio de diferentes tecnologías, la radiación solar que llega a la Tierra con el objetivo de emplear esa energía para diferentes usos (generación de energía eléctrica, de Agua Caliente Sanitaria, etc.).

La energía solar fotovoltaica es la transformación de la luz solar en energía eléctrica. Este tipo de energía supone, al igual que el resto de Energías Renovables, un importante beneficio tanto económico como medioambiental. La transformación de la luz solar se realiza por medio de un dispositivo electrónico llamada célula fotovoltaica. Este tipo de energía limpia, capaz de crear riqueza y de desarrollar entornos desfavorecidos como los rurales, hace que se convierta en una tecnología bien aceptada a nivel social.

Dentro del conjunto de energías renovables, el sector solar fotovoltaico se propone como una de las mejores soluciones desde el punto de vista tecnológico, medioambiental y económico. Por este motivo en el 2013 se alcanzó un nuevo record mundial de potencia fotovoltaica instalada en torno a los 37.000 MW, lo que supone un aumento del 35 % con respecto al año anterior, con dicho aumento la potencia total acumulada asciende a 136.700 MW, según datos de la Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica (EPIA). Además se espera que esta tendencia siga en aumento ya que se prevé que el 2014 cierre con más de 55.000 MW nuevos instalados.

Con respecto a la situación que vive el sector a nivel nacional, se puede afirmar que España es potencialmente rica en radiación solar y dispone de condiciones muy adecuadas para la instalación de plantas fotovoltaicas debido al gran número de horas solares y al elevado índice de irradiación. España es el país de Europa que más radiación recibe al cabo del año, junto con Grecia e Italia. Debido a la diferencia de tamaño entre estos tres países, España es el que más energía solar recibe.

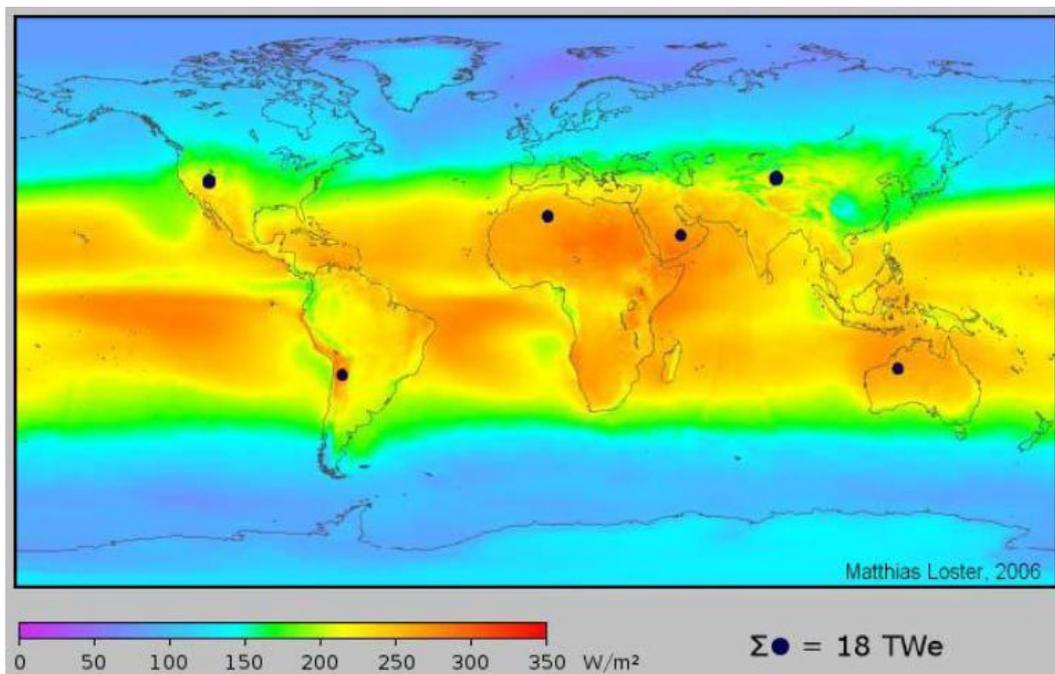


Figura 1. Radiación solar global.

Cabe destacar que España es el sexto mercado fotovoltaico mundial por detrás de Alemania, Italia, Estados Unidos, China y Japón, ya que a finales del 2013 la energía fotovoltaica en España cubrió el 5 % de la generación de electricidad ya que dispone de una potencia instalada unos 4.679 MW.

Los tres mercados fotovoltaicos europeos más importantes en 2013 fueron Alemania con unos 3,3 GW instalados en dicho año, Italia con 1,4 GW y Francia con 1 GW aproximadamente. Fuera de Europa, el más destacado es el mercado chino, ya que se instalaron alrededor de 12 GW en el 2013, con lo que su potencia instalada asciende a unos 20 GW por detrás Estados Unidos y Japón que tienen una potencia instalada en torno a 10 GW respectivamente para dicho año.

Debido a las condiciones climáticas favorables que posee España para el crecimiento sostenido de este mercado, se convierte en un lugar ideal para invertir en instalaciones solares fotovoltaicas. Aunque se podría impulsar más a nivel legislativo, ya que con la última reforma energética y los tiempos de crisis en los que nos encontramos hacen que muestra posición de privilegio en el mercado fotovoltaico cada vez se vaya reduciendo más, perdiendo puestos cada año.

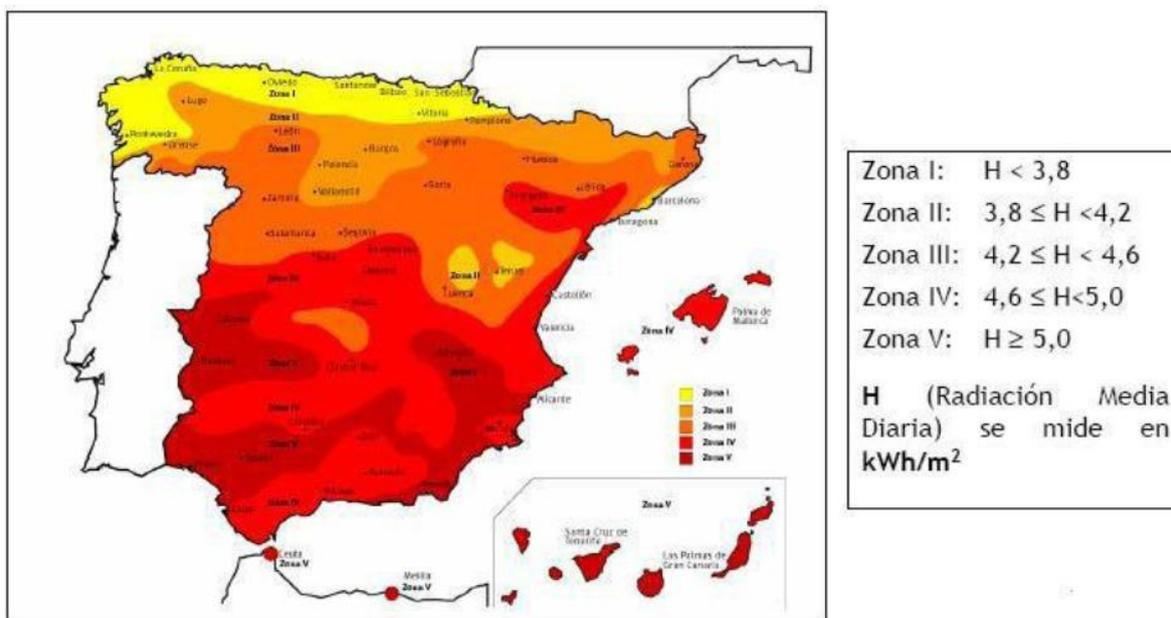


Figura 2. Radiación solar en España.

Formas de negocio en la industria fotovoltaica

Hoy en día son muchas las empresas que se dedican a la explotación de las energías renovables, pero la oportunidad de negocio es tan grande que aún queda mucho por explotar. La situación geográfica de España la sitúa como uno de los países con mayor potencial de desarrollo en la explotación de este tipo de energías siendo capaz de recibir una radiación diaria de más de 4,5 kWh/m² al día en más del 80% del territorio nacional. Además, España presenta la ventaja de que la radiación solar se distribuye de una manera más o menos homogénea dentro del territorio lo que supone que se pueda distribuir la potencia en función de las necesidades de consumo e instalarlas en torno a éstas en lugar de adecuar la distribución a las características geográficas.

La evolución de la energía solar tanto a nivel nacional como a nivel mundial ha superado todas las expectativas. Este amplio desarrollo de las tecnologías también ha supuesto un cambio en el concepto de la explotación de las mismas. Es decir, por ejemplo, la energía solar fotovoltaica, que inicialmente surgió como un sistema de electrificación de sistemas rurales aislados está actualmente sustentado por políticas de apoyo que hace que el número de instalaciones conectadas a la red hayan superado con creces a las instalaciones aisladas y concebidas en un primer momento. Este

desarrollo ha hecho que la industria nacional de fabricación de elementos fotovoltaicos haya crecido considerablemente en los últimos años llegando a convertirse en un referente a nivel mundial.

A la hora de analizar la situación actual en la que se encuentra este tipo de energía es importante hacer hincapié en la crisis económica a nivel mundial. Evidentemente, a pesar de que no se está en la mejor época para invertir en nueva empresa, los alicientes por parte de los gobiernos de los países desarrollados y la necesidad de encontrar un negocio económicamente rentable y con poco riesgo, hace que las inversiones en energías renovables sean las adecuadas. En esta situación de crisis globalizada y generalizada la apuesta por la energía solar es un valor seguro y en alza. En la actualidad existen multitud de grupos empresariales y no gubernamentales que proponen la utilización de las energías renovables para cambiar el modelo económico y de producción energética como posible ayuda a la superación de la crisis mundial. Entre las múltiples soluciones propuestas, la más aclamada es la instalación de paneles.

A continuación se adjunta dos esquemas en los que se desglosan todas las aplicaciones que pueden tener las instalaciones fotovoltaicas. Las marquesinas para aparcamientos se encontrarían dentro de SISTEMAS CONECTADOS A RED-DESCENTRALIZADOS INTEGRACIÓN URBANA.

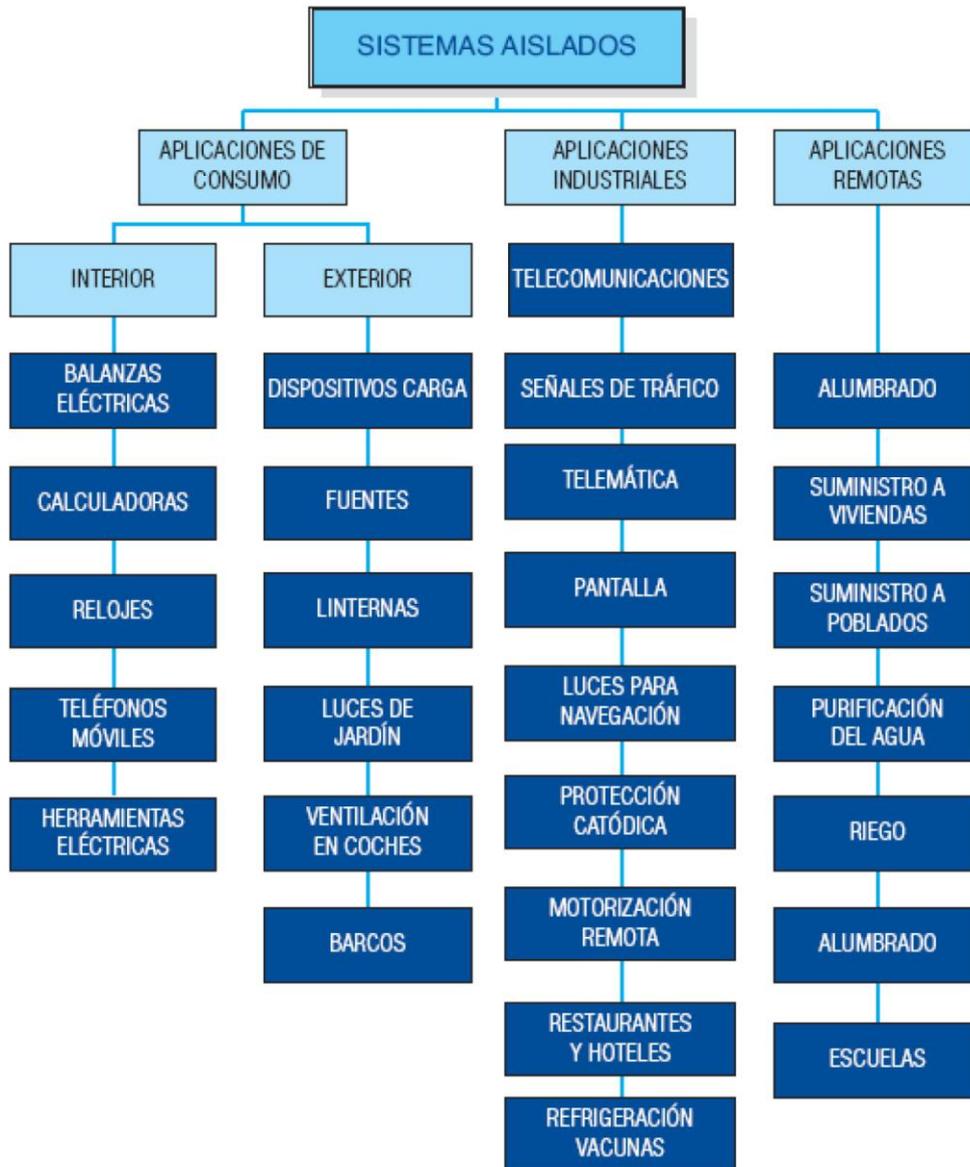


Figura 2. Sistemas aislados



Figura 3. Sistemas conectados a red

La energía fotovoltaica es ya económicamente competitiva en múltiples aplicaciones en sitios donde el suministro eléctrico (red pública) no llega. Así muchos hogares, escuelas, hospitales, puestos de servicios públicos, etc. cuentan con electricidad gracias a la energía solar. A pesar de que estas aplicaciones poseen una amplia experiencia, se estima que a nivel global existen unas 2.000 millones de personas en áreas rurales que carecen de suministro eléctrico alguno. La energía solar es una de las tecnologías que están disponibles para llegar a esa enorme porción de la población mundial en la medida que existan programas gubernamentales intensivos para realizarlo.

Pero la energía solar no se restringe únicamente al uso en sitios apartados. La energía fotovoltaica puede ser **utilizada en las ciudades** convirtiendo directamente su energía a corriente alterna para el consumo de los usuarios y volcando los excedentes producidos a la red pública. De ese modo el propietario tendría un medidor bidireccional que contará su consumo y descontará lo aportado por sus paneles a la red general. Esto ya ocurre en muchos países. La energía solar tiene un futuro inmenso y podría ser masivamente introducida en las ciudades. Muchos techos, fachadas, marquesinas y espacios urbanos actuarían como auténticos generadores produciendo una gran cantidad de energía de forma distribuida.

Influencia de la actual crisis económica en el negocio fotovoltaico

Tras un exhaustivo estudio de las necesidades energéticas españolas en Marzo de 2004, el gobierno de entonces sacó adelante el primer Real Decreto (436/2004) que pretendía promocionar la generación de energía por medios renovables e inversión privada. Aquel primer decreto, proporcionaba los ingredientes necesarios para el nacimiento y expansión de cualquier sector industrial: Seguridad Jurídica e Incentivos económicos.

En el caso de la energía solar fotovoltaica se impusieron unos primeros objetivos de potencia muy humildes para un país como España (380 MW) conectados a la red de distribución.

La prima para los inversores era muy atractiva: 575% del precio medio de la electricidad convencional durante 25 años. Aún así este país tardó más de dos años en cubrir esos 380 MW de potencia que para que nos hagamos una idea es la misma potencia que instala Alemania actualmente en 3 meses (con crisis y todo).

En Junio de 2007, el gobierno legisla unilateralmente y de forma retroactiva anulando el RD.436/2004 y desvincula el precio que se paga por cada KWh generado por la energía fotovoltaica y marca un precio fijo que se revisará anualmente con el IPC-0,50, con el consiguiente perjuicio a quienes invirtieron con unas determinadas reglas del juego y se las cambian a mitad de partida.

Por parte de algunas empresas se empezaba a advertir del peligroso precedente...No obstante al “atropello”, por inmadurez, la mayoría del sector lo aceptó por el bien común, por no poner en peligro un sector que comenzaba a dar sus primeros pasos internacionales y quería ser emblema industrial y tecnológico de España.

Los inversores internacionales (sobre todo europeos) también aceptaron el cambio legislativo, interpretándolo como un pequeño ajuste en la inmadura legislación española en materia de energías renovables en comparación con otros países como Alemania con 15 años de experiencia.

En Septiembre de 2007 el gobierno anuncia una rebaja sustancial de primas a la producción y otorga el plazo de un año para que finalicen las obras que se estén llevando a cabo y quieran ser acogidas al actual marco de primas. De repente, todos los pequeños inversores que tenían planificado en algún momento invertir en este sector lo hacen en masa y a la vez, y los grandes grupos adelantan las partidas de inversión de los próximos años al 2008. El sector se desborda, la demanda de España de módulos solares y equipos colapsa el mercado internacional y hace subir los precios.

En 2008 se instalan en España más de 2500 MW de potencia fotovoltaica, esta situación que tuvo su parte negativa, también tuvo la parte más positiva de la historia fotovoltaica de España.

España se convirtió técnica e industrialmente en un referente mundial de un sector que interesa a nivel global, muchas pymes españolas se internacionalizaron y dieron el salto a mercados tan exigentes como USA, otras muchas fueron las pioneras en el desarrollo de la incipiente industria fotovoltaica en países como Italia, Grecia, Francia o Bulgaria que empezaban su andadura entonces.

Todo ello dio lugar a que actualmente los fabricantes de módulos fotovoltaicos, equipos transformadores, seguidores solares, fabricantes de componentes y empresas de ingeniería españolas son líderes en estos mercados.

En Septiembre de 2008, mediante RD.1578/2008 se publican las condiciones técnicas y económicas que regularán las nuevas instalaciones fotovoltaicas, se imponen unos cupos máximos de instalación de poco más de cien megavatios al trimestre y se rebajan las primas a la producción entre un 30% y un 40% con un coeficiente decreciente con el tiempo.

El sector industrial (instaladores, ingenierías, fabricantes de equipos) que había crecido espectacularmente desde 2006 llegando a generar más de 120.000 empleos entre directos e indirectos se viene abajo a principios de 2009 por la baja demanda...muchas jóvenes empresas desaparecen y las grandes comienzan a despedir personal masivamente.

No obstante, nuevamente y gracias al espíritu emprendedor de los actores de este sector (clientes y empresas) en la segunda mitad de 2009, en plena crisis económica internacional, el sector repunta basado en un menor nivel de ingresos para las nuevas instalaciones pero contando con la seguridad jurídica de las instalaciones.

Los bancos vuelven a financiar instalaciones, las empresas instaladoras y de ingeniería que quedan, vuelven a generar empleo y se empiezan a cubrir los cupos que el gobierno había impuesto y que hasta entonces no se habían copado.

El gobierno mantiene el control antiespeculativo del sector porque la máxima cantidad de MW que se pueden instalar cada año está regulado por RD.1578/2008 con lo que técnicamente se llama una "presa" es decir cuanto mayor sea la demanda, menor es la prima que paga. El sector mejora su curva de aprendizaje, cada vez es más eficiente y el precio de cada MW instalado es más barato... casi el 50% de lo que valía en 2007.

Siguiendo con el orden cronológico de los sucesos, el gobierno reunido con algunas asociaciones de productores y de la industria fotovoltaica española ASIF, AEF, APPA, anuncia el 16 de junio de 2010 que se va a redactar un nuevo Real Decreto con rebaja retroactiva de las primas.

En España existen actualmente más de 50.000 instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de distribución eléctrica, la gran mayoría no pertenecen a grandes grupos financieros ni empresariales:

- Más de 35.000 son instalaciones de menos de 20kW, pertenecen a pequeños inversores privados, familias o pymes que invirtieron una media de 20.000 € y se endeudaron en otros 80.000€ para 10 años.
- Otras 13.000 son instalaciones de empresa (pymes) de 100 kW de media en tejados de naves industriales que invirtieron de media 100.000€ y se endeudaron en otros 400.000€
- "Huertas Solares" construidas en muchas ocasiones para promover la participación de pequeños ahorradores, no es extraño encontrar "Huertas Solares" cuyos propietarios son decenas de particulares
- El menor número de instalaciones son grandes "Huertas Solares" promovidas por fondos de inversión y grandes grupos empresariales.

La realidad social de muchos de quienes solicitaron un crédito para el desarrollo de una pequeña o mediana instalación fotovoltaica en el periodo 2005-2008 ha cambiado drásticamente. Particulares que se han quedado en paro, autónomos que han cesado, PYMES que han visto muy mermado su volumen de negocio o han cerrado, empresas que han quebrado, etc. Con la disminución retroactiva de las primas que pretende el gobierno, los más afortunados podrán renegociar las operaciones financieras con los bancos Sin embargo, la mayoría no podrá renegociar nada, hablamos de los particulares y las empresas que tuvieron que aportar garantías personales y/o patrimoniales para obtener financiación y lo hicieron confiados en que firmaban un contrato con el Estado. Los bancos no aceptarán como garantías las propias instalaciones... en primer lugar porque no aceptarán inversiones variables cuya

rentabilidad este en entredicho y dependa del gobierno de turno y en segundo lugar porque ahora son más baratas (gracias a quienes invirtieron antes).

Además hay que añadir a esta situación la nueva reforma energética que el Gobierno ha planteado recientemente. En ella se proponen una serie de ajustes para disminuir el déficit tarifario que existe actualmente en el mercado eléctrico español. Dichos ajustes se reflejan en el Real Decreto-Ley 9/2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Burbuja fotovoltaica

Con el fin de dar un impulso a las renovables y consolidar el liderazgo del Estado en el sector fotovoltaico, el Gobierno central creó unas condiciones más que apetecibles para quienes quisieran ganarse unos cuantos euros a cambio de un riesgo relativamente bajo.

El contexto surgido despertó la curiosidad de muchas personas. Era un precio bueno en un tiempo en el que las inversiones en este tipo de activos todavía producían cierta desconfianza y el mercado no se animaba demasiado.

En 2010, tras un cúmulo de despropósitos tanto por la voracidad de los inversores como por la propia administración que no supo controlarlo, hemos llegado al único punto posible, a una reducción drástica de las primas que hará entrar en quiebra a la mayor parte del sector. El problema no es otro que la incapacidad del Estado para pagar las primas. Y el Estado actúa como siempre lo ha hecho en estos casos, modifica la norma para cuadrar sus cuentas.

Reproducimos a continuación el artículo publicado en el diario Expansión al respecto:

“Las plantas fotovoltaicas se enfrentan a una catástrofe económica. El Real Decreto-Ley (RDL) 14/2010 del déficit tarifario del sector eléctrico les va a suponer una caída del 30% en los ingresos. Más de la mitad de estas empresas, unas 50.000, buscan fórmulas de refinanciación o, directamente, se van a declarar en concurso, según señalaron diversos expertos concursales y las patronales del sector.

El RDL establece un límite anual a las horas de producción a las que resulta aplicable la tarifa fotovoltaica o prima por la producción de kilovatio/hora.

Todo lo que exceda de esa cantidad habrá de venderse a precio de mercado, muy inferior. El límite de horas se produce en dos fases: entre 2011 y 2013 es más severo, de 1.707 horas al año (las plantas solares estaban produciendo entre 2.100 y 2.500); y, a partir de 2013, el umbral se establece por zonas geográficas, si bien en general es menos estricto.

Esta medida impacta de manera importante en los ingresos de las plantas solares sobre todo si se tiene en cuenta la forma en que se ha instrumentalizado la inversión. En general, hasta 2007, se ha realizado mediante la fórmula del Project finance, con un gran apalancamiento o endeudamiento financiero cuya devolución depende de que se cumplan los ingresos previstos en el plan de negocio. Se han invertido alrededor de 25.000 millones de euros, con un apalancamiento superior a los 20.000.

Los ingresos se preveían fijos, debido a la tarifa fotovoltaica, sin limitaciones anuales (cada planta podía vender todas las horas que fuese capaz de producir), ni caducidad de la inversión.

Pues bien, el Real Decreto introduce importantes limitaciones y llega después de un Decreto anterior, el 1565/2010, de 19 de noviembre, que ya redujo el importe de la tarifa fotovoltaica y suprimió con carácter retroactivo el derecho a la percepción de prima a los 25 años de vida útil.

Con una reducción de alrededor del 30% de los ingresos, la mayoría de los proyectos no podrán hacer frente al pago de las cuotas de amortización e intereses en el periodo 2011–2013, lo que va a provocar una masiva declaración de concursos. Esto se agrava por la necesidad de hacer las inversiones técnicas en 2011.

Además, las empresas lamentan la “inestabilidad regulatoria” en la energía solar fotovoltaica, que desde 2008 ha experimentado cuatro cambios, lo que incide en la viabilidad de estas instalaciones y en la pérdida de “credibilidad” de un sector que sufre un “golpe importante” a las inversiones realizadas.”

Una vuelta de tuerca más se ha dado con la reforma energética que se estableció en junio del 2013. En ella se plantean dos tipos de peajes diferentes para aquellas instalaciones con modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo siempre que tengan con una potencia contratada menor de 100 kW, dichos peajes son:

- Peaje de acceso: depende de la energía consumida y de las condiciones del contrato de acceso acordadas entre la distribuidora y el propietario de la instalación regulado por el RD 1544/2011.
- Peaje de respaldo: es aquel que se deberá abonar por la energía consumida procedente de la instalación de generación conectada en el interior de su red, es decir, por el hecho de estar conectada a red y tener la posibilidad de utilizarla si fuese necesario. La tarifa de este peaje se establecerá por orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, mientras no se produzca este hecho los valores para cada una de las categorías son los que se exponen en las siguientes tablas:

PEAJE DE BAJA TENSIÓN	PEAJE DE RESPALDO (€/kWh)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
2.0 A (Pc ≤10 kW)	0.067568		
2.0 DHA (Pc ≤10 kW)	0.089129	0.008964	
2.0 DHS (Pc ≤10 kW)	0.089129	0.0106242	0.007294
2.1 A (10 < Pc ≤15 kW)	0.07508		
2.1 DHA (10 < Pc ≤15 kW)	0.093578	0.020259	
2.1 DHS (10 < Pc ≤15 kW)	0.093578	0.02574	0.012941
3.0 A (Pc > 15 kW)	0.040596	0.025953	0.009265
PEAJE DE ALTA TENSIÓN (3 Periodos)	PEAJE DE RESPALDO (€/kWh)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0.032159	0.024332	0.012184

PEAJE DE AT (6 P)	PEAJE DE RESPALDO (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	0.044149	0.030248	0.019107	0.012878	0.01106	0.006676
6.2	0.033361	0.022191	0.014816	0.010741	0.00968	0.005811
6.3	0.032838	0.0218	0.014606	0.010636	0.009613	0.005771
6.4	0.026442	0.017704	0.012698	0.009962	0.009176	0.005587

Tabla 1. Tarifas del peaje de respaldo

En resumen se propone la aplicación de un impuesto por generación que supondría un 7 % de los ingresos aproximadamente en función de la tarifa a aplicar, a lo que hay que unir un 3 % por la no actualización del IPC. Por tanto, los ingresos que generaba una instalación fotovoltaica se ven reducidos en un 10 %. A esto hay que añadir que la mayoría de las huertas solares, en lo que va de año, ya han alcanzado el tope de horas de producción fijado por el RD Ley 14/2010, explicado anteriormente, con lo que estos productores dejarán de cobrar la prima por pasarse de las horas de producción y tendrán que vender su energía generada a precio de pool. Además propone un nuevo sistema retributivo con un nivel de rentabilidad de los activos del 7,5 %. La aplicación de todas estas reformas no generan el mejor clima para poder consolidar el desarrollo de las energías renovables y más concretamente la fotovoltaica, ya que se prevé que las instalaciones existentes se vean negativamente influenciadas y las nuevas instalaciones tendrán una rentabilidad más baja. Si a todo esto se le añade la posibilidad de realizar más cambios en la política energética es fácil pensar que el número de nuevas instalaciones disminuirá.

Según la CNE se han instalado alrededor de 500 MW en los dos últimos años. Mientras la regulación y la incertidumbre paralizan el mercado nacional, los países de nuestro entorno directo apuestan con fuerza por sus mercados interiores España está abandonando una fuente de energía cuyas tarifas se han reducido más del 40% en tres años. La Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF) denuncia que dos años después de que el Gobierno aprobara el Real Decreto 1578/2008, el mercado fotovoltaico español languidece. Los datos de nuevas instalaciones reflejan una parálisis prácticamente total, que contrasta poderosamente con la evolución de los países de nuestro entorno directo, como Alemania, Francia o Italia, en los que el crecimiento es firme y constante. Esta tendencia persiste actualmente ya que no existe un clima propicio para que se produzca un repunte significativo en el sector. Con lo que la

posición de España en el mercado fotovoltaico seguirá cayendo con respecto a otros mercados que siguen apostando por dicha energía.

España, el país con más irradiación de Europa, ya ha cedido el liderazgo que tuvo, está perdiendo el tren del desarrollo de la tecnología y puede tirar por la borda la inversión realizada hasta ahora si no se corrige la tendencia actual. Mientras que en España no se igualan los valores de megavatios instalados con respecto al año anterior, en otros países la cifra de un año a otro se dispara. Por tanto la posición de privilegio con la que gozaba hasta ahora no se está manteniendo, hecho que se muestra en la Figura 4.

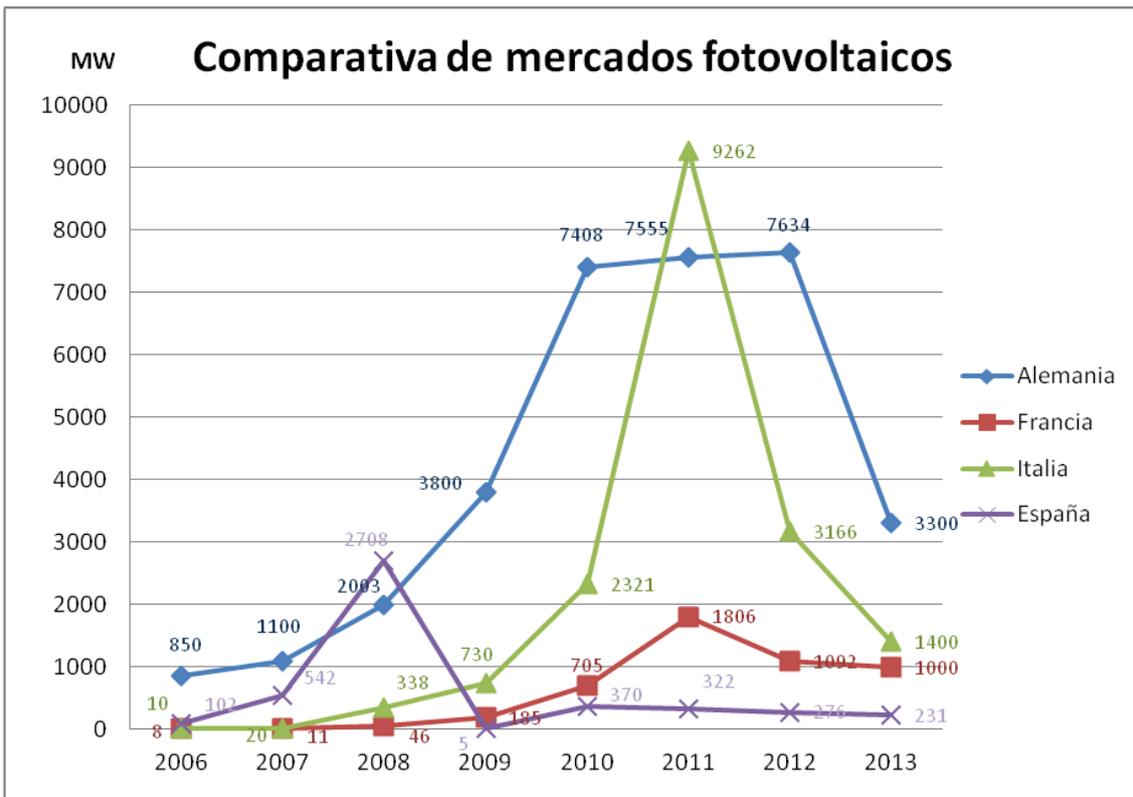


Figura 4. Comparativa del mercado fotovoltaico de diversos países europeos.

Las estadísticas de la Comisión Nacional de Energía (CNE) indican que durante los últimos dos años sólo se han instalado 507 MW fotovoltaicos en España. La falta de apoyo por Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITyC), la incertidumbre regulatoria y la presión de ciertos lobbies, están destruyendo el mercado fotovoltaico español: su valor ya cayó un 98,5% en 2009 y la actividad está siendo prácticamente nula desde entonces hasta el momento actual. Con esta evolución, España ha pasado de ser uno de los líderes y referentes internacionales a ocupar los furgones de cola y a sufrir la condescendencia del resto de países, que no consiguen comprender lo que sucede. Una simple comparativa con los estados de nuestro entorno directo muestra el tremendo retroceso experimentado.

Mientras la CNE indica que en el año 2009 en España se instalaron 5 MW, en Francia se instalaron 185 MW, en Italia 730 MW y en Alemania, líder mundial indiscutible, 3.800 MW. En los siguientes años se experimenta una pequeña subida en

el mercado respecto al mínimo registrado en el 2009, pero el crecimiento se aleja de los más directos competidores, ya que mientras que en 2013 en España se instalaron 231 MW, en Alemania fueron 3.300 MW, en Francia 1.000 MW y en Italia 1.400 MW. Por lo que son cifras muy lejanas al crecimiento que están experimentando los mercados de otros países.

La práctica inexistencia de un mercado interior impacta tremendamente en la industria fotovoltaica nacional, compuesta por más de 50 empresas fabricantes repartidas por todo el territorio. Así, durante 2009 operaron, en los mejores casos, al 25% de su capacidad y tuvieron que exportar más del 75% de esa raquítica producción. Debido a que las cifras del mercado fotovoltaico no han variado esta tendencia, el mercado al que están enfocadas las empresas españolas es hacia la exportación, las cifras prácticamente no ha cambiado ya que en el 2012 se exportó en torno al 70 % de la producción realizada por las empresas españolas.

Y si la industria está dependiendo de la exportación para sobrevivir con suma dificultad –no son pocas las fábricas que han cerrado o tienen serios problemas–, el resto del sector está desapareciendo o huyendo al extranjero para desarrollar una actividad que le resulta imposible en España. En términos de empleo, desde septiembre de 2008 se han perdido unos 30.000 puestos de trabajo, alrededor del 90% de los temporales y el 30% de los fijos. En 2007 existían 580 empresas dedicadas a esta industria de las que actualmente sólo existen 300, las demás no han podido sobrevivir con las circunstancias actuales del mercado, por lo que sigue aumentando la destrucción de empleo en este sector.

Los países de nuestro entorno apuestan por la fotovoltaica porque son conscientes de que es una tecnología madura que reduce sus costes a toda velocidad, es decir, es un caballo ganador. Baste como ejemplo el caso de España: las tarifas se han reducido una media del 34,3% desde 2008 –el 41,3% para plantas en suelo– y las instalaciones han podido soportar estas bajadas debido al abaratamiento de la tecnología necesaria para su construcción.

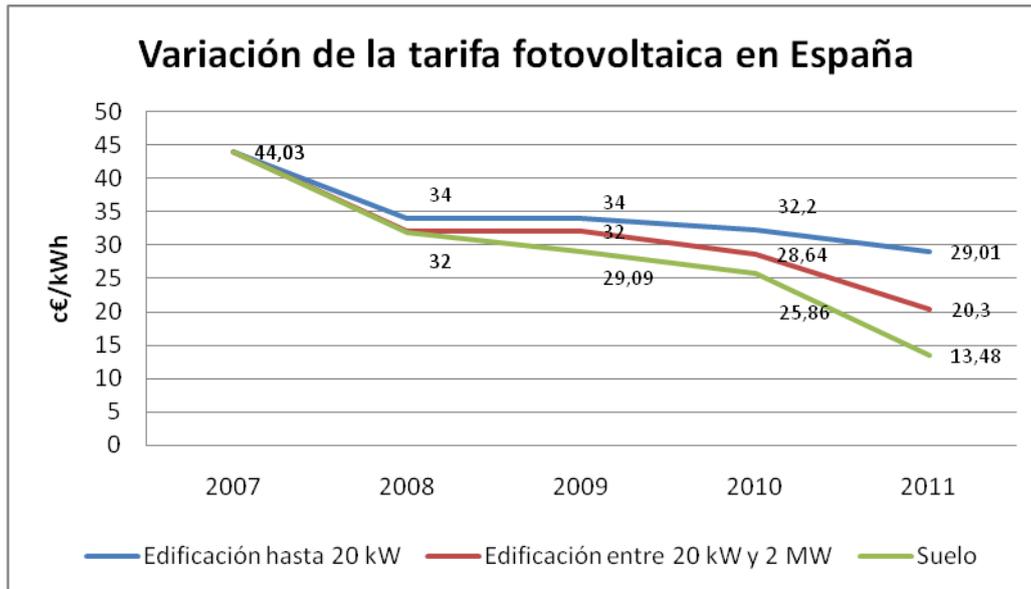


Figura 5. Variación de la tarifa fotovoltaica en España.

Esta vertiginosa pendiente garantiza que la fotovoltaica se convertirá en la tecnología más barata para los consumidores en muy pocos años; en cuanto se alcance la Paridad de Red, será más rentable para ellos el producir y autoconsumir la electricidad generada por sus propios paneles solares que adquirir la energía a las compañías eléctricas.

Con la irradiación de España, la fotovoltaica alcanzará la Paridad de Red a mediados de la presente década –antes en el Sur del país– y se podría convertir en una fuente de energía de masas, multiplicando con ello su aportación al crecimiento económico y la generación de empleo.

Ahora bien, para ello, España necesita disponer de un tejido empresarial capaz de responder a la demanda social de energía limpia, autóctona, segura, competitiva y renovable.

Todo este panorama puede cambiar con de la nueva reforma energética ya que se plantea un nuevo régimen retributivo para las instalaciones de generación de energía renovable, cogeneración y residuos para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. En él se estipula que las instalaciones recibirán un complemento por sus costes de inversión basado en estándares por tecnologías. La fijación de dichos estándares se basa fundamentalmente en las siguientes premisas:

- El abono a las instalaciones se realiza en base a garantizar una rentabilidad razonable, basada en las Obligaciones del Tesoro a 10 años más 300 puntos básicos, lo que equivale a una rentabilidad del 7,5 %.
- El mecanismo retributivo se determinará en función de la estabilidad financiera de la administración.

Con todo esto para realizar el cálculo de la retribución de una instalación específica se considerarán los siguientes parámetros definidos mediante Orden Ministerial:

- Los ingresos por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción.
- Los costes de explotación medios necesarios para realizar la actividad.
- El valor de la inversión inicial de la instalación tipo.

Toda esta reforma todavía no está aprobada de forma definitiva hasta que no se apruebe dicha Orden Ministerial, por lo que de momento las retribuciones están regidas por el antiguo sistema.

Con esta reforma la Paridad de Red, anteriormente comentada, podría tardar más tiempo en hacerse efectiva. Ya que a las nuevas condiciones del sector eléctrico hay que añadir un nuevo impuesto, denominado peaje de respaldo, que tendrían que pagar las instalaciones dedicadas al autoconsumo. A este peaje hay que añadirle el nuevo reparto de costes de la factura de la luz, el aumento del término de potencia frente a la disminución del de energía, lo que implica que penaliza directamente la eficiencia energética de la instalación. Este nuevo panorama puede provocar un alargamiento en los plazos de amortización de la inversión necesaria para la puesta en marcha de las instalaciones fotovoltaicas, por lo que la paridad tardaría más en alcanzarse, con el retroceso que eso provocaría en el desarrollo de la industria y la tecnología del sector.

Normativas técnicas y resumen de la legislación pasada y vigente aplicable al sector fotovoltaico

En el escenario de una instalación solar fotovoltaica coexisten dos grupos de sistemas bien diferenciados. Por un lado, se halla la planta solar en sí misma, y por otro, los sistemas complementarios para la monitorización, soporte y ayuda a la explotación, que aunque no son exclusivos de estas instalaciones, sí desempeñan un papel fundamental en el mantenimiento, la integridad y el correcto funcionamiento de éstas.

Dentro de la normativa de plantas solares se incluyen las normas AENOR e IEC más relevantes y se resumen las protecciones eléctricas necesarias para garantizar la fiabilidad y seguridad de la instalación. Entre la abundante reglamentación cabe destacar la del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) que recomienda unos criterios técnicos que deben tomarse en consideración en el diseño de instalaciones solares fotovoltaicas. Estos requisitos están recogidos en los pliegos de condiciones técnicas de instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de red y conectadas a red.

Por su parte, las compañías distribuidoras poseen normas regionales específicas para la conexión a la red de instalaciones fotovoltaicas. Por lo tanto, es imprescindible consultar la normativa pertinente según la localización geográfica de la instalación.

Asimismo el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de Baja Tensión, establece en el capítulo III las condiciones técnicas necesarias. A su vez, habrá que respetar y cumplir las disposiciones del REBT (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión) y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación en caso de que la conexión se realice en Media Tensión.

En cuanto a la regulación posterior, complementariamente a la revisión de tarifas, el Real Decreto aprobado persigue mejorar la integración técnica de las instalaciones de fuentes renovables y de cogeneración y simplificar y agilizar los procedimientos administrativos de aplicación. Se reducen las retribuciones de las plantas fotovoltaicas en un 5% (instalaciones de techo pequeño), 25% (instalaciones de techo medianas) y 45% (instalaciones de suelo), para la primera convocatoria de preasignación a partir de la entrada en vigor de este real decreto. Las medidas contenidas en el Real Decreto garantizan la rentabilidad razonable de las inversiones, dan certidumbre a futuro y respetan los derechos de los titulares de las instalaciones.

El Consejo de Ministros ha aprobado la nueva regulación de las energías renovables, cuyos objetivos principales son reducir costes, especialmente los de la energía fotovoltaica, en beneficio de los consumidores, mejorar la integración técnica de las instalaciones de fuentes renovables y de cogeneración, y simplificar y agilizar los procedimientos administrativos de aplicación.

Dicha normativa, aportó seguridad jurídica al sector, reforma la regulación vigente del régimen económico y jurídico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Concretamente, modifica tres reales decretos anteriores: El RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la producción de energía eléctrica en régimen especial, el RD 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, y el RD 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.

Entre las medidas que contiene destacan las siguientes:

- Se limita 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% (instalaciones de techo pequeño), 25% (instalaciones de techo medianas) y 45% (instalaciones de suelo), para la primera convocatoria de preasignación a partir de la entrada en vigor de este real decreto (la cuarta del año 2010).

La siguiente legislación aprobada fue el Real Decreto 6/2009, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. Posteriormente se publicó el Real Decreto 1003/2010, en él se regula la liquidación de

la prima equivalente a las circunstancias de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial. Donde se establecen unos requisitos para garantizar que la prima equivalente que reciben las instalaciones es la que les corresponde por su fecha de finalización. El siguiente Real Decreto que se aprobó fue el 1565/2010, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de la energía eléctrica en régimen especial. Incluye medidas de carácter técnico que obligan a las instalaciones a introducir nuevos equipos y a adoptar nuevos procedimientos operativos, cuyo coste tiene que ser asumido por los generadores, además de introducir algún cambio administrativo. Pero la medida más dura fue la reducción extraordinaria de las tarifas para los tres segmentos del mercado solar, hecho que se mostró anteriormente en la figura 5 donde se muestra la variación en la tarifa fotovoltaica.

El siguiente paso fue la aprobación del Real Decreto-Ley 14/2010, con el que aumentaron más las restricciones normativas aplicables a la fotovoltaica en España, en él se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Como la introducción de un peaje de acceso a las redes para todos los productores de electricidad de 0,5 €/MWh, lo que para este sector supone una merma del 0,2 % de los ingresos para las instalaciones en suelo y del 0,3 % para las incorporadas a la edificación. Además introduce una limitación de horas equivalentes de funcionamiento con derecho a percibir la tarifa fotovoltaica, dicha limitación se introdujo por primera vez mediante el Real Decreto 1614/2010. Según los cálculos que realizó el Gobierno, esta reducción provocó una disminución de la retribución fotovoltaica de 740 millones de euros anuales sólo en 2011, 2012 y 2013.

Posteriormente en el año 2011, se aprobó el Real Decreto 1699, donde regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. También en ese mismo año se propuso la Ley 2/2011, de Economía Sostenible, en ella se recogen las disposiciones relativas a distintos ámbitos de la sostenibilidad ambiental, como son: la garantía de la seguridad del suministro, la eficiencia económica, el respeto por el medio ambiente y los objetivos nacionales para 2020 sobre ahorro, eficiencia energética y uso de energías renovables. Además de fomentar la movilidad sostenible e impulsar la recuperación del sector de la vivienda mediante una serie de medidas de rehabilitación y de renovación urbanas.

La situación actual de crisis desembocó en el Real Decreto-Ley 1/2012 por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución en las nuevas instalaciones de producción de energía en régimen especial. El último paso de la reforma energética se dio en el presente año con la aprobación de una serie de Reales Decretos, RD-L 2/2013 y RD-L 9/2013 para tomar medidas urgentes en el sistema eléctrico y el sector financiero.

En la figura 6 se muestra un cuadro con las principales normativas que has regido o rigen el sector de la generación de energía eléctrico mediante una instalación fotovoltaica.

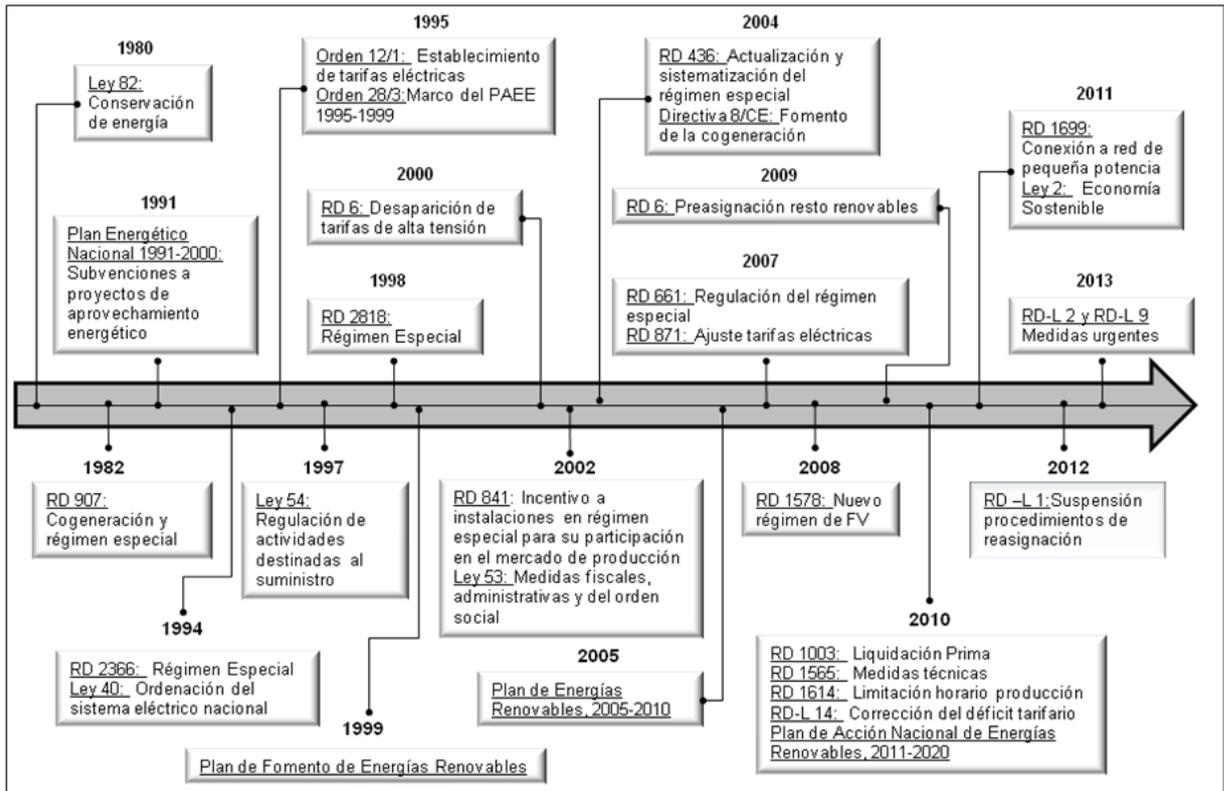


Figura 6. Evolución de la normativa que la generación de energía eléctrica en España.

3. ESTUDIO DE MERCADO DEL NEGOCIO FOTOVOLTAICO

Implantación fotovoltaica en España, tendencias del sector y perspectivas de futuro

Evolución del mercado: Los escenarios de futuro, están marcados por el alcance de la Paridad de la Red. Por Paridad de la Red se entiende el punto de competitividad del kWh solar, sin ningún tipo de ayudas, en relación con el coste de consumo del kWh.

Tanto la capacidad de producción que ha alcanzado la industria solar, como el fuerte descenso de precios que ya se está experimentando, como el contexto energético mundial, auguran que la Paridad de la Red se puede alcanzar en los próximos años en 94 amplias regiones del mundo, naciendo con ello un mercado gigantesco y una nueva dimensión de la fotovoltaica.

Previendo esta situación, EPIA (ASOCIACIÓN EUROPEA DE LA INDUSTRIA FOTOVOLTAICA) ha incrementado el objetivo de cobertura de la demanda eléctrica europea que puede cubrir la tecnología fotovoltaica en 2020 del 3% al 12%.

Como ejemplo más significativo, EPIA realiza un análisis con tres escenarios distintos sobre la evolución del mercado europeo en los próximos años, cómo se llevará a cabo la integración de la fotovoltaica en el sistema eléctrico hasta el año 2030. Las premisas utilizadas para estimar cada uno de los escenarios a estudio son las siguientes:

- Escenario base, donde las estimaciones se ha realizado bajo unas tendencias conservadoras de mercado, por lo que se prevé una cobertura mediante energía fotovoltaica del 4% en 2020 que desembocaría en una del 10 % para el 2030.
- Escenario acelerado, el cual se basa en las tendencias actuales del mercado, donde se espera cubrir para el 2020 un 8 % de la demanda de electricidad y llegar hasta un 15 % para el 2030.
- Escenario sin barreras políticas, se plantea la opción más optimista con la que se llegaría a cubrir con energía fotovoltaica del 12 % de la demanda eléctrica en 2020 y el 25 % en el 2030.

Todas estas suposiciones se muestran en la figura 7, donde se puede apreciar que el papel de la energía fotovoltaica será cada vez más importante.

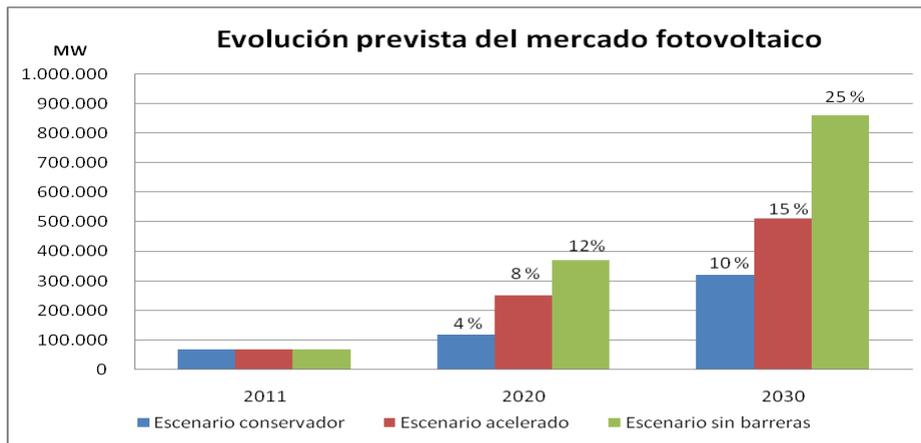


Figura 7. Evolución prevista del mercado fotovoltaico.

En cuanto a las expectativas sobre la capacidad de producción industrial, todos los pronósticos auguran un fortísimo incremento en los próximos años, en buena parte protagonizado por grandes factorías capaces de alcanzar un volumen de producción superior al gigavatio anual.

Este esperado incremento del volumen del mercado concuerda con la progresiva reducción de costes del Sector y con el próximo alcance de la Paridad de la Red. A partir de ese momento el desarrollo solar no estará condicionado por las políticas de fomento. En la figura 8 se refleja la estimación prevista en los costes de la tecnología fotovoltaica en función del uso de la misma, para que se aprecie de una forma más visual la caída de precios.

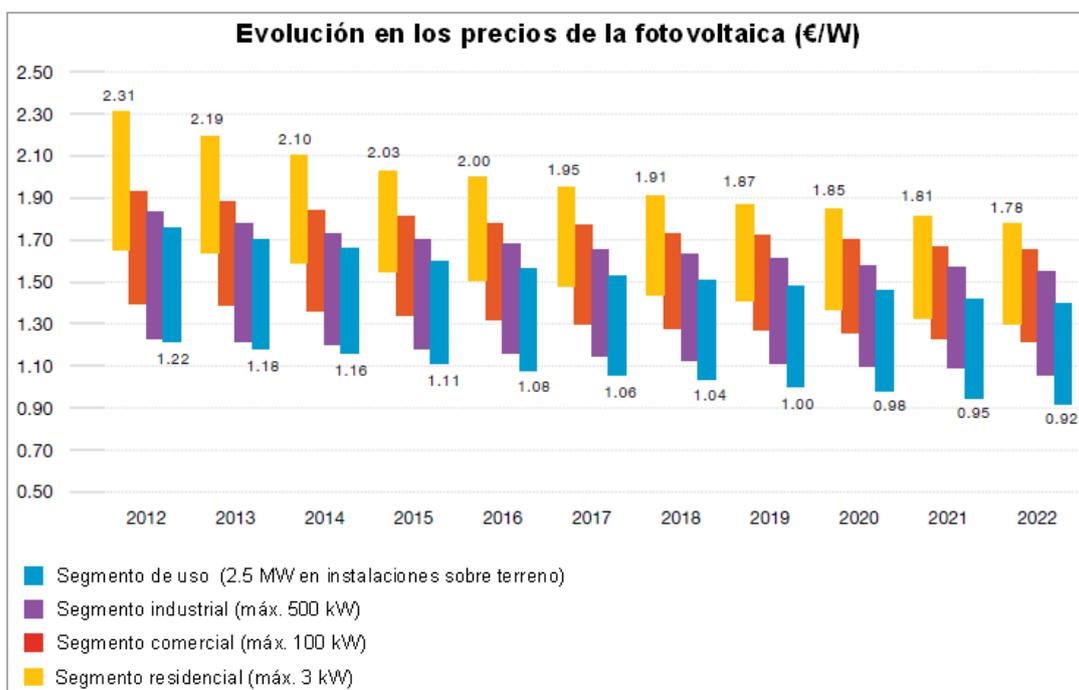


Figura 8. Evolución prevista de los precios de la tecnología fotovoltaica.

Por otro lado, la posibilidad de que exista un prolongado desacoplamiento entre oferta y demanda por culpa de la crisis económica y de la insuficiencia de las

políticas de apoyo, conducen a pensar en el inicio de un período de turbulencias para el desarrollo de la tecnología. La inelasticidad de la demanda en numerosos países –se prevé que sólo en Alemania y EE UU haya cierta sensibilidad al precio de los equipos– producirá, según varios análisis, importantes movimientos de concentración empresarial y consolidación industrial.

Finalmente, en cuanto a las expectativas para las distintas tecnologías fotovoltaicas, se espera que el crecimiento del segmento de capa fina –alentado por la disponibilidad de proveedores de factorías “llave en mano” capaces de integrar toda la cadena de producción– sea superior al de las tecnologías cristalinas clásicas, a las que irá ganando cuota de mercado progresivamente.

Por lo tanto, y repitiendo algo ya comentado, la energía fotovoltaica todavía es una energía necesitada de subvenciones en la mayoría de los países que la desarrollan, las proyecciones que van a tener este tipo de instalaciones, dependen en gran medida de la regulación que se establezca en cada país, hasta conseguir que este tipo de energía renovable sea competitiva.

Por lo tanto con toda la información recopilada, lo más importante es poner de relieve los aspectos más significativos de los países que están marcando la senda a futuro, y que van a servir de modelo a imitar, y que con todos estos datos, EPIA ha incrementado el objetivo de cobertura de la demanda eléctrica europea que puede cubrir la tecnología fotovoltaica en 2020 del 3% al 12%, objetivo que en estos momentos se podría antojar como pretencioso, pero que al igual que con objetivos anteriores, es posible que se quede desfasado cuando transcurra el tiempo.

La evolución de la industria solar fotovoltaica en España, si se cumplen las perspectivas del Gobierno en cuanto a crecimiento será la reflejada en el siguiente gráfico, pudiendo llegar hacia el 2020, con una potencia acumulada de 7.250 MW.

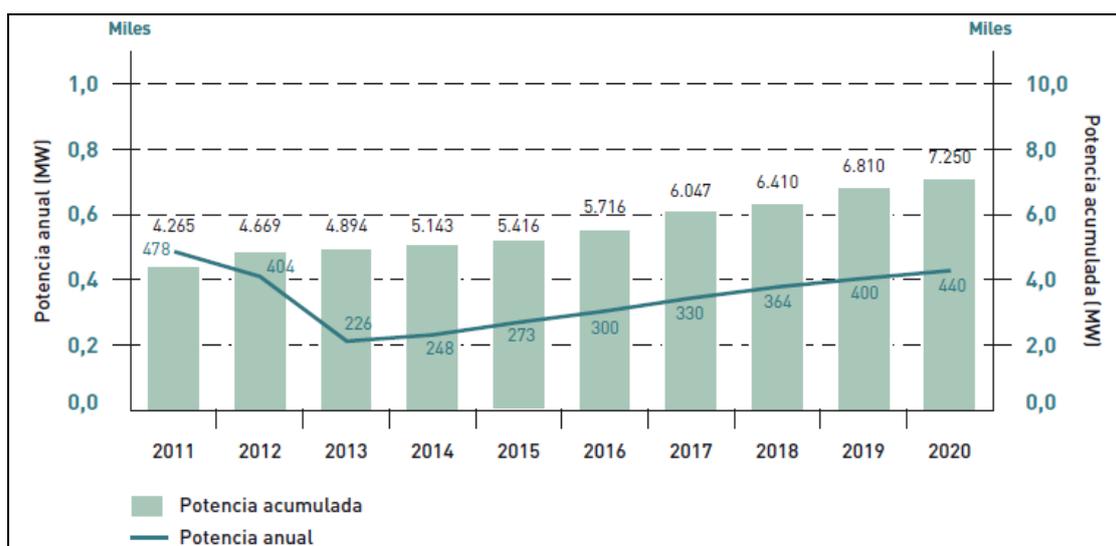


Figura 9. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada prevista por el Gobierno.

Mercado fotovoltaico español

Según la base de datos de la Comisión Nacional de la Energía CNE, sólo en el año 2008 se instalaron 2.718 MW, en torno a un 500 % más que en el mismo periodo del año anterior. Este incremento se debe a la noticia de la entrada en vigor del Real Decreto 2008 que ha propiciado una carrera para muchos promotores, ya que era preciso acabar las obras en sus parques solares antes de la derogación del Real Decreto 661/2007. De este modo se aseguraban obtener 45 céntimos de euro por kWh frente a la horquilla 32-34 céntimos de euro por kWh que estipula el RD 1574/2008, provocando que España en 2008 se convirtiera en el motor fotovoltaico del mundo con un crecimiento imposible de seguir por ningún país, incluido Alemania, destacado en el campo de la energía fotovoltaica.

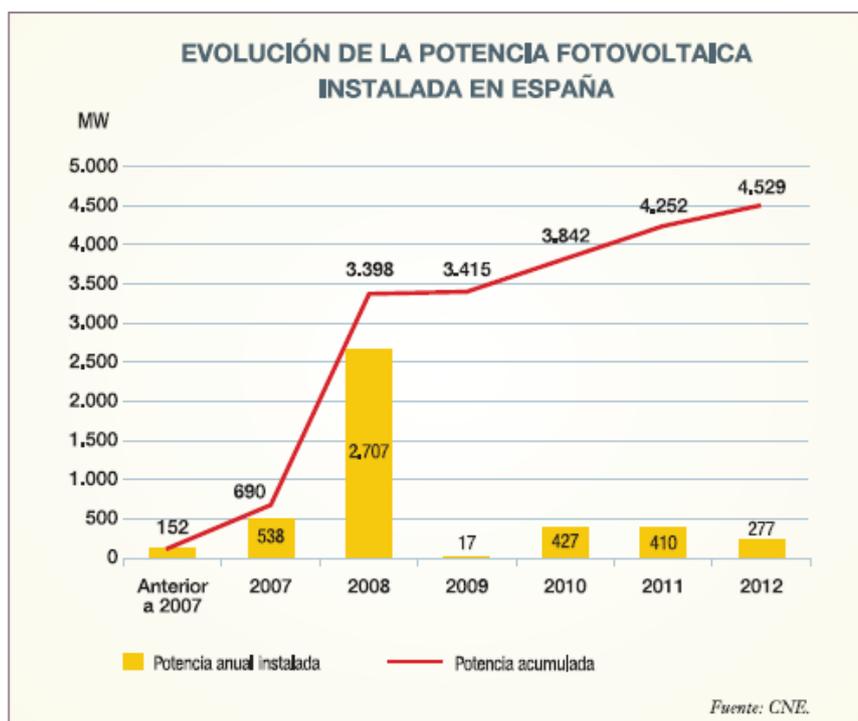


Figura 10. Potencia fotovoltaica instalada en España.

Después del desmesurado crecimiento, debido a la crisis o al cambio en la legislación española, no sólo no se mantuvo la tendencia, si no que se produjo una caída muy significativa, ya que en 2009 la cifra bajó hasta los 17 MW instalados en dicho año. Actualmente los valores logrados en 2008 están muy lejos de alcanzarse, ya que en 2012 se instalaron 277 MW y la tendencia es a la baja no al alza. De donde se deduce que la recuperación del sector en España será muy lenta ya que se estima que para el 2020 se instalarán en torno a 440 MW, valores no muy superiores a los actuales nada que ver con el panorama vivido en años anteriores.

Con todos estos datos se puede decir que el parque fotovoltaico español conectado a la red asciende a 4.529 MW a cierre del 2012, repartidos en un total de 60.045 instalaciones. En cuanto al volumen de fotovoltaica aislada, se calcula que hay

alrededor de 24,6 MW. De acuerdo con estos datos, en España habría 97,8 W_p fotovoltaicos por habitante, lo que supone el octavo puesto de la Unión Europea.

Evolución del coste fotovoltaico

El coste de la generación fotovoltaica se encuentra en continua evolución debido al rápido desarrollo tecnológico. Los elementos de coste más determinantes son: módulos o paneles fotovoltaicos, estructuras de soporte, inversores de corriente, transformadores, líneas de evacuación, cableado y equipos eléctricos, acondicionamiento e instalación.

En la actualidad, el importe de la inversión inicial es el componente de coste más relevante en una instalación fotovoltaica, con unos costes de inversión de entre 3 y 4 €/W_p, pudiendo moverse en un rango de 0,83 a 1,59 €/W_p en los próximos 10 años. Con respecto a los costes de generación de electricidad fotovoltaica en Europa podría disminuir del rango de 16-35 c€/kWh en 2010 a un rango de 8-18 c€/kWh para el año 2020, dependiendo del tamaño del sistema y del nivel de irradiación.

El futuro de la energía solar fotovoltaica depende del desarrollo continuo en todos los elementos de una instalación fotovoltaica. Estos avances se han conseguido bajo la presión competitiva que el modelo de “Feed-in tariff” aplica a todos los actores de la cadena de valor.

El Feed-In Tariff (en adelante FIT) es un instrumento normativo que impulsa el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (Como la fotovoltaica), mediante el establecimiento de una tarifa especial, premio o sobre precio, por unidad de energía eléctrica inyectada a la red por unidad de generación ERNC. Es decir, interviene el precio que es recibido por el generador ERNC, obteniendo éste actor, claridad sobre el precio mínimo que le será pagado por concepto de electricidad. Este sistema surgió en EE.UU. siendo adoptado por aproximadamente 50 países, destacándose Alemania, España y Dinamarca.

Los elementos esenciales para que podamos entender la existencia del FIT son 3, que son entendidas como obligaciones. En primer lugar, y quizás lo más característico de este instrumento, es que la autoridad establece una tarifa mínima, sobre precio o premio para la electricidad inyectada proveniente de ERNC, tarifa que se tiende a diferenciar según el tipo de energía, tamaño y ubicación de la central ERNC. En segundo lugar, se establece una obligación de acceso a las redes eléctricas a las centrales ERNC, para de esta forma asegurar que los generadores estarán en condiciones de entregar su producto. En tercer lugar, debe existir una obligación de compra de toda la electricidad inyectada al sistema.

En los últimos años, la presión de reducción de costes se ha concentrado sobre los fabricantes de módulos. Esta presión ha sido tanto en precio como en garantía de entrega. Además, la escasez de polisilicio (la materia prima más común para la fabricación de módulos) obligó en su día a los fabricantes a firmar acuerdos a largo

plazo con sus proveedores a precios elevados. Esto en la actualidad ya no es así, ya que la escasez de silicio ha sido temporal, y por lo tanto ya no es un condicionante.

Esto ha creado una dinámica de eficiencia en el uso del polisilicio que ha provocado una bajada en el consumo de dicha materia, desde 16-20 g/Wp hasta 8-10 g/Wp actualmente. Este fenómeno se ha reflejado favorablemente en los márgenes del sector en general, y más importante aún, en su capacidad de invertir para mejorar aún más los costes. Dado que el mercado de paneles es global, estos ahorros han impactado directamente en el mercado español.

Los demás elementos de coste tienen un componente local alto. La estandarización existente en los componentes de uso mecánico-eléctrico genérico es un modelo a duplicar para los componentes específicos del sector, como por ejemplo, inversores de corriente, cableado de corriente continua, telemetría, y estructuras de soporte. El proceso de producción de dichos componentes específicos ha de ser estandarizado además de industrializado de cara a reducir sus costes y mejorar sus rendimientos.

En lo que respecta a los costes de instalación y obra civil, España está avanzando progresivamente, adoptando nuevos métodos y prácticas para reducir costes de instalación.

Sin embargo, aún quedan áreas por mejorar, entre ellas: mejora en la logística de provisión; mayor coordinación o integración entre el diseño de estructuras de soporte y su instalación; consideración de aspectos ambientales en el diseño del cableado eléctrico; conocimiento sobre prácticas de mantenimiento eficaces, etc.

La inversión continuada en instalaciones fotovoltaicas es un requisito imprescindible para conseguir estas mejoras y permitir que la sociedad pueda beneficiarse de la reducción de costes asociados a ello. Esta mejora progresiva permitirá a España situarse al nivel de otros países más avanzados.

Una vez sustituido el RD 661/2007, por el RD 1578/2008, actualmente derogado, se produjeron unos descensos de costes muy significativos (sobre todo en los módulos, por el efecto stock, y por la propia bajada de precios realizada por el sector), que ~~se han repercutido~~ repercutieron en el coste de las instalaciones. Esto ha permitido conservar los márgenes de beneficio, y no mermar el atractivo inversor de este tipo de instalaciones. Con el RD-L 1/2012 se suspendieron los procedimientos de preasignación de retribución y la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energías renovables y residuos. Por tanto es de prever que si la Administración no apoya este tipo de instalaciones los costes se vayan ajustando cada vez más para que dicha tecnología tenga un mercado y pueda seguir siendo competitiva hasta el momento en que se llegue al Grid Parity.

Los costes recogidos en el 2013 están próximos a los 2 €/Wp en función del uso que tenga la instalación, para un uso residencial su coste ronde los 2,2 €/Wp, para el

comercial 1,9 €/Wp y por último para el industrial su valor estaría en torno a los 1,75 €/Wp. Con lo que se demuestra que la tendencia de reducción de costes se mantiene.

Por lo tanto, se espera que los costes de las instalaciones fotovoltaicas vayan reduciéndose a consecuencia de mejoras en la tecnología y en las prácticas del sector.

Los ejes fundamentales del desarrollo del sector en el antiguo contexto de alto precio del polisilicio han sido el aumento de la eficiencia de las células de las que se componen los módulos y la reducción de las dimensiones de las mismas. La eficiencia de las células se define como el porcentaje de la radiación solar incidente que se convierte en energía eléctrica. El sector, a través de una labor intensiva de I+D+i, ha hecho posible que cada año la eficiencia se mejore hasta en un 1% anual en condiciones de laboratorio.

El fruto de esta investigación ha sido la generación de módulos con una densidad energética mayor, o dicho de otra manera, la capacidad de generar la misma cantidad de energía usando menos espacio físico.

Un ejemplo de esta evolución tecnológica se puede observar en la comparativa de eficiencias para distintas tecnologías fotovoltaicas. La dimensión de la célula es una variable crítica para determinar la productividad de los procesos de fabricación de la misma. A mayor tamaño de la célula, menores costes por Wp. Las células más grandes implican obleas más grandes, lo que, dado el proceso productivo, implica menos pérdidas por corte y estiramiento. Además, se reduce el coste por Wp por impresión en el proceso de fabricación de la célula.

No obstante, los módulos fotovoltaicos basados en polisilicio no son la única tecnología existente. Existen numerosas tecnologías de “lámina delgada” que están en distintas fases de desarrollo.

Aunque hoy por hoy tienen eficiencias muy inferiores al polisilicio, entre 6-10% en comparación con 14-16%, su coste por Wp representa menos de la mitad.

A pesar de que estas tecnologías tienen un mayor coste de instalación por el mayor espacio requerido para producir la misma energía eléctrica, se espera que una vez que la tecnología alcance la madurez, sea determinante de cara a reducir los costes de generación fotovoltaica.

Las mejoras fundamentales para el desarrollo del sector se han centrado en el desarrollo de módulos. A pesar de ello, se han producido avances en otros componentes y otros aspectos de la instalación fotovoltaica que han propiciado reducciones adicionales de costes.

En primer lugar, los inversores de corriente han mejorado su eficiencia de un 94% a 98% en algunos casos, con lo que se minimizan las pérdidas y sus costes asociados y se maximiza el “performance ratio” de la instalación fotovoltaica.

La logística de distribución también tiene un amplio campo para el desarrollo. Actualmente, las instalaciones fotovoltaicas se proveen de los materiales necesarios en un modelo de inventarios nulos. Los promotores no cuentan con almacenes de componentes, de manera que a la hora de desarrollar una instalación, los materiales han de ser pedidos directamente a los fabricantes. Este hecho, unido a que en algunos casos los componentes no se producen a escala nacional y han de ser transportados desde el extranjero, implica que los tiempos de provisión de los componentes sean altos. Una centralización de las compras y una más eficiente gestión de inventarios por parte de los promotores e instaladores conllevarían un ahorro considerable de tiempo en el desarrollo de nuevas instalaciones, con los consecuentes ahorros en coste de instalación y la minimización de costes de oportunidad.

El desarrollo de la industria para asegurar una mayor coordinación o integración entre el diseño de estructuras de soporte y su proceso de instalación conllevará una mejora sustancial en los tiempos y costes de instalación. Muchos de los procesos de instalación que actualmente se realizan de forma “artesanal” podrían ser mejorados sustancialmente con la homogeneización de las piezas de los componentes y el desarrollo de herramientas específicas y estandarizadas, aumentando la eficiencia de la mano de obra de instalación.

A medida que se incrementa el tamaño de las instalaciones, los procesos de planificación deberán tener más en cuenta aspectos ambientales del entorno físico de la instalación, considerando las posibles interferencias de la fauna y flora local sobre el funcionamiento de la instalación, así como los efectos adversos de la climatología, por ejemplo protegiendo elementos sensibles como el cableado o los paneles de inundaciones y otros fenómenos meteorológicos adversos, o de posibles averías causadas por animales. Esta planificación, junto una mayor experiencia de los promotores, permitirá reducir en el futuro los costes de operación y mantenimiento de las instalaciones. Del mismo modo, al ser la solar fotovoltaica una tecnología de reciente implantación a gran escala, los conocimientos sobre prácticas de mantenimiento eficaces son reducidos. A medida que se vaya formando un personal de mantenimiento con experiencia, que se vayan sistematizando procedimientos de chequeo y mantenimiento estandarizados y que se desarrollen e integren firmas especializadas en el mantenimiento de instalaciones, los costes asociados al mantenimiento y operación se reducirán considerablemente.

Esto concluye en que una reducción de la tarifa “Feed-in” es necesaria a consecuencia de la reducción de costes en el sector solar fotovoltaico. Como se indica anteriormente, el coste marginal a largo plazo estaba entre 26,5 y 37,5 céntimos/kWh en el año 2008, quedando a primeros de 2010 entre 21 y 30 céntimos/kWh y presentando otra reducción en 2011, una bajada más que significativa (con un precio medio de 3,5€/Wp, radiaciones entre 1.200 y 1.400 kWh/kWp, y un TIR entre un 7% y un 9%).

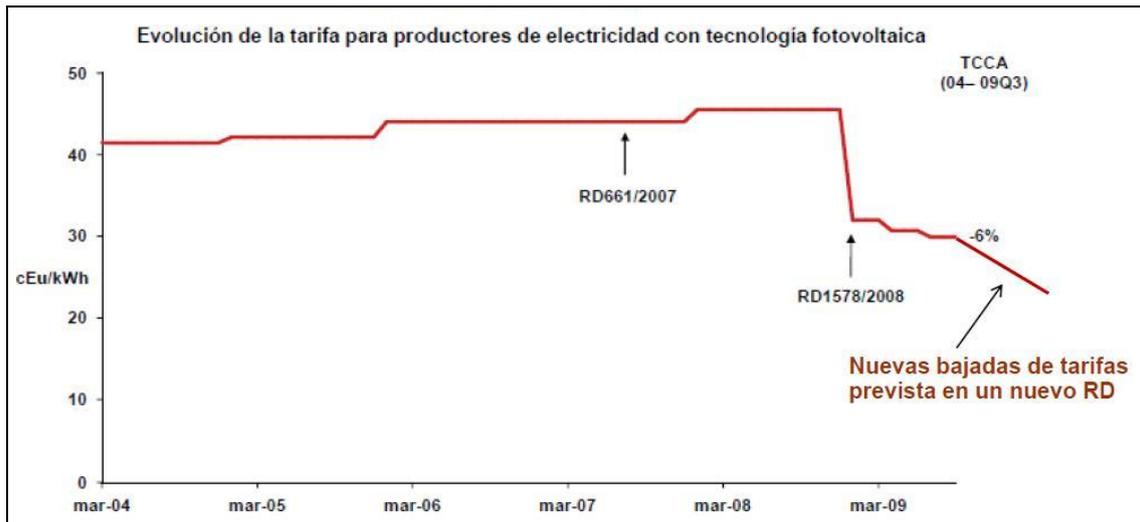


Figura 11. Evolución de la tarifa fotovoltaica.

Se espera, como consecuencia de la mejora en la eficiencia de las células que dicho coste marginal se reduzca en los próximos años entre un 2-3% anualmente. Además, el impacto de las dimensiones de las células -asumiendo precios constantes de polisilicio, generará ahorros adicionales de un 1-2%, por el efecto espesor.

La migración de tecnología de obleas de 6 pulgadas a 8 pulgadas, que se producirá en un período de 7 años, generó una reducción adicional en torno al 2-3% en el 2010, dicha reducción será mayor cuando el proceso se considere terminado. El impacto en la mejora de las eficiencias en la instalación se espera que sea menor debido a la importancia del componente mano de obra. Aún así, se esperan reducciones derivadas de dichas mejoras en el entorno del 1-2% hasta 2020.

Todas estas reducciones de costes previstas por las Asociaciones se recogen en la figura siguiente, aunque con el cambio de tarifas en España en 2010, unas eficiencias superiores a las comentadas, y un panorama mundial de posible exceso de producción, están acelerando ya el proceso, pudiéndose conseguir unas mayores eficiencias conjuntas en precios del orden o mayores del 7- 8% por año en los próximos años.



Figura 12. Previsión de reducción de costes de las instalaciones fotovoltaicas.

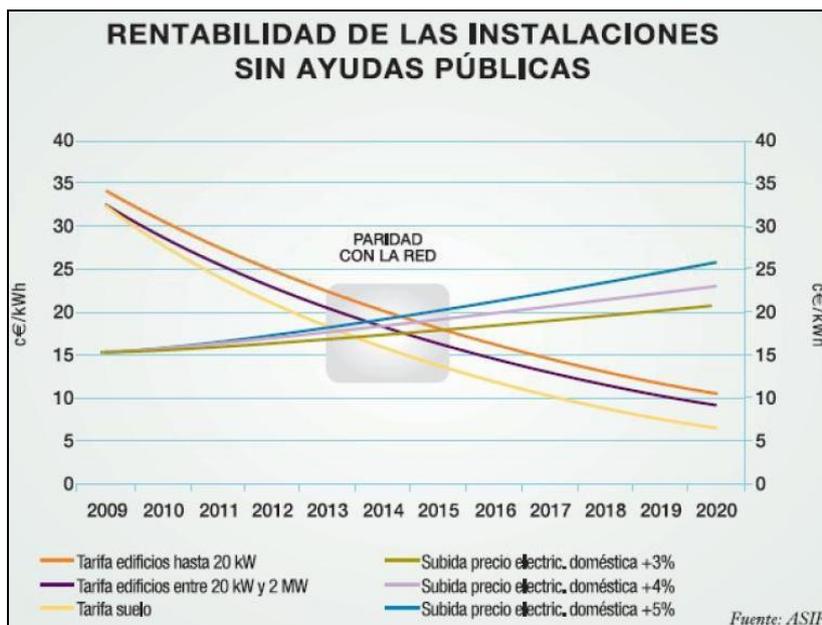


Figura 13. Estimación del Grid Parity.

Procedimiento Técnico-Administrativo para Conexión a Red

La producción de energía eléctrica a través de instalaciones solares fotovoltaicas sigue los mismos trámites legales que cualquier otra instalación que produce en régimen especial. Las gestiones burocráticas son complejas y diversas dependiendo de la Comunidad Autónoma, y a menudo, desproporcionadas, llevando un tiempo medio estimado en **8-12 meses**. A nivel local, los trámites administrativos también son múltiples. Asimismo, el proceso puede variar dentro de una misma compañía eléctrica dependiendo de la zona.

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, establece la obligación del cumplimiento de determinados requisitos técnicos. Sustituye al Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Posteriormente se aprobó en Real Decreto 1578/2008, por el que se regula la obtención del aval a través de la Caja General de Depósitos (CGD) de la Consejería de Hacienda y Administración Pública de la Comunidad Autónoma correspondiente. El modelo de aval a utilizar es el que se puede encontrar en la web del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en el siguiente enlace:

http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/regimenespecial/paginas/instalacion_esfotovoltaicas.aspx

El aval se solicita a un banco o entidad financiera y se ingresa, una vez autorizado por dicho banco y firmado por los apoderados, en la Caja General de

Depósitos de la Consejería de Hacienda y Administración Pública de la Comunidad Autónoma correspondiente. El aval debe ser bastantado (reconocimiento de firma de los apoderados del banco ante la CGD), antes de poder ser depositado. La cantidad prevista como aval que indica el Real Decreto 1578/2008 en función del tipo de instalación es:

- 50 €/kW de potencia del proyecto o instalación fotovoltaica del tipo I.1.
- 500 €/kW de potencia del proyecto o instalación fotovoltaica del tipo I.2.

Las instalaciones tipo I son aquellas instalaciones en cubiertas o fachadas, uso residencial, servicios, comercial, industrial o agropecuario. Estructuras fijas para uso de cubiertas de aparcamiento o sombreado. El tipo I.1. son aquellas con una potencia menor o igual a 20 kW, mientras que las del tipo I.2. su potencia será mayor de 20 kW.

El Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, regula y modifica determinados aspectos relativos al RD 661/2007. Este nuevo Real Decreto establece la obligatoriedad de presentar la solicitud de inscripción en el Registro de pre-asignación de retribución exclusivamente por medios electrónicos, a través de la sede electrónica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

El diseño de la instalación puede realizarse atendiendo a diferentes parámetros, relacionados entre sí (inversión a realizar, producción de energía deseada y superficie disponible). Como primer paso, hay que dirigirse a las compañías instaladoras para realizar un correcto dimensionado de la instalación, así como una valoración económica adecuada. Normalmente, la empresa instaladora realizará el proyecto y gestionará los trámites para la solicitud de las subvenciones oportunas, lo que viene denominándose "llave en mano". De forma general, el proceso desde la concepción de la instalación hasta su puesta en marcha y producción puede esquematizarse en las siguientes fases:



Figura 14. Proceso de Construcción de una instalación fotovoltaica.

- Fase previa:

Redacción Documento Técnico Básico: Para la concesión del punto de conexión es necesario tener un proyecto de instalación fotovoltaica con unos requisitos mínimos (datos del titular, ubicación de la instalación, características técnicas,...)

Solicitud de Autorización de uso del suelo al Ayuntamiento: Debe pedirse una autorización de uso del suelo para la instalación fotovoltaica, detallando el lugar y los motivos de la instalación.

Aval para tramitar la solicitud de acceso a la red de transporte: Presentación de un aval ante la Caja General de Depósitos (CGD) de la Consejería de Hacienda y Administración Pública de la Comunidad Autónoma correspondiente, de las cuantías anteriormente explicadas.

Solicitud del Punto de Conexión a la compañía eléctrica: La documentación a aportar por el interesado en las oficinas principales de la compañía es la siguiente:

- Solicitud del punto de conexión como "Servicio de trabajo a Terceros".
- Datos del titular y emplazamiento de la instalación.
- Punto propuesto para realizar la conexión.
- Documento técnico básico de la instalación: potencia pico del campo de paneles potencia nominal de la instalación; descripción, modos de conexión y características de inversor o de los inversores; y descripción de los dispositivos, esquema unifilar,...
- Autorización favorable por parte del Ayuntamiento correspondiente del uso del suelo para la instalación a realizar. Ya que puede ser necesario realizar alguna recalificación por parte del Ayuntamiento y además se tienen que evaluar las diferentes afecciones medioambientales.
- Programa de tramitación y ejecución de la instalación

La propuesta relativa de la empresa distribuidora incluirá al menos los siguientes términos:

- Punto de conexión propuesto.
- Tensión nominal máxima y mínima de la red en el punto de conexión.
- Potencia de cortocircuito esperada en explotación normal.
- Justificación, si procede, de cambio de punto de conexión respecto al inicialmente propuesto por el titular.

El plazo aproximado de este trámite es de un 1 mes.

Si la potencia nominal máxima a instalar es superior a la potencia máxima disponible en el punto, la compañía eléctrica comunicará mediante un informe preceptivo las condiciones técnicas y las medidas necesarias para la adecuación. Los gastos de las modificaciones irán a cargo del titular de la instalación, salvo que no fueran exclusivamente para su servicio, en cuyo caso se repartirían de mutuo acuerdo. Puede recurrirse a la Administración en caso de disconformidad con las condiciones técnicas impuestas por la empresa, que decidirá en un plazo máximo de 3 meses.

- Fase de proyecto:

Redacción Proyecto Técnico Definitivo: Una vez acordado el punto de conexión con la compañía eléctrica se elaborará un Proyecto Técnico por un técnico competente en la materia y visado por el Colegio Oficial correspondiente, que contemplará la información suministrada por la empresa distribuidora y todos los aspectos de la instalación.

Según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, para instalaciones cuya potencia no supere los 10 kW sólo será necesaria la redacción de una memoria técnica por lo que no tiene la obligación de visarlo. El proyecto contendrá las siguientes partes: memoria, presupuesto, pliego de condiciones técnicas, estudio básico de seguridad y salud laboral, anexos y planos.

En el caso de conexión a red de la Empresa Distribuidora en Media Tensión se realizará un proyecto específico e independiente que debe incluir el o los centros de transformación necesarios y la línea de conexión.

Autorización Administrativa por parte de la Comunidad Autónoma: La documentación a presentar es la siguiente:

- Solicitud firmada por el titular o representante legal.
- Proyecto técnico visado de la instalación fotovoltaica.
- Documentos que acrediten la propiedad o el alquiler de la propiedad donde se ubique la instalación.
- Comunicado del punto de enganche a la red pública.
- Documentación acreditativa de la capacidad legal, técnica y económica del solicitante o solicitantes.
- Informe de capacidad de acceso y requisitos de conexión a la red, emitidos por la Empresa Distribuidora.

En ocasiones se pide una relación de organismos y empresas de servicio público afectadas por la instalación. La autorización administrativa corresponderá al órgano competente de la Comunidad Autónoma. En caso de que la Comunidad Autónoma donde esté ubicada la instalación no cuente con competencias en la materia, o si la instalación está ubicada en más de una Comunidad Autónoma, la competencia será de la Administración General del Estado. Asimismo, la competencia será estatal para aquellas instalaciones cuya potencia supere los 50 MW o se hallen ubicadas en el mar. El plazo aproximado de este trámite es 3 meses aunque si las instalaciones son de potencia superior a 100 kW se prolonga durante más tiempo.

La Administración dispondrá de un plazo de 20 días naturales para comprobar formalmente la documentación presentada y requerir al interesado, en su caso, las aclaraciones y documentos que se considere necesarios para completar el expediente. Transcurrido dicho plazo sin recibir ninguna notificación, el solicitante podrá ejecutar las instalaciones.

Calificación urbanística: En función de la calificación que posee el suelo donde se vaya a realizar la instalación, la Administración podrá imponer una serie de condiciones legítimas para la ejecución del Proyecto, que serán incorporadas posteriormente a la licencia de obras, y cuyo cumplimiento deberá ser afianzado por el promotor.

Licencia de Obra municipal: Los documentos requeridos son:

- NIF o CIF del solicitante.
- Proyecto visado o memoria técnica según proceda.
- Facultativo competente para la dirección de la obra.
- Autorización administrativa de Industria según potencia.
- Documento que acredite la calificación territorial del suelo.

El plazo aproximado son 3 meses como máximo. El coste de este trámite será según lo establecido por la ordenanza fiscal del municipio. En ocasiones se pide un estudio de Evaluación del Impacto Medioambiental.

Licencia municipal de actividad: La documentación necesaria para poder obtenerla es la misma que en el caso de la Licencia de Obra municipal.

Inscripción de la instalación en las dependencias de la Agencia Tributaria: La producción de electricidad en régimen especial debe declararse, por lo que es necesaria su inscripción para la obtención del Código de Actividad y Establecimiento (C.A.E).

Inscripción en el Registro de Preasignación de Retribución (RPR): Las solicitudes se pueden presentar de forma telemática, en la dirección que se ha adjuntado anteriormente, o de forma presencial. La documentación a aportar es la siguiente:

- Autorización administrativa de la instalación y la concesión del acceso y conexión a la red de transporte o distribución correspondiente.
- Licencia de obras del proyecto de instalación.
- Resguardo de constituido aval.

La solicitud debe de presentarse dentro de los plazos correspondientes. Recibidas las solicitudes y cerrado el plazo de presentación de las mismas, la Dirección General de Política Energética y Minas procederá a ordenarlas cronológicamente, dentro de cada uno de los tipos y subtipos en las que están clasificadas.

- Fase de ejecución:

Montaje de la instalación: Las etapas necesarias para la ejecución de la obra son:

- Replanteo.
- Cimentación si es necesaria (en este caso se habrá tenido que realizar un estudio geotécnico previo y previsiblemente otro topográfico).
- Montaje de la estructura.
- Colocación de los módulos.

- Instalación Eléctrica.

Emisión de Boletín de características de la instalación y superación de las pruebas por parte de la compañía instaladora.

Autorización puesta en servicio por parte de la Comunidad Autónoma:

- Solicitud de puesta en servicio.
- Certificado de dirección de obra.
- Certificado de la emisión del boletín extendido por instalador.

Solicitud de firma del contrato con la compañía eléctrica: El contrato debe estar firmado en un mes. La documentación necesaria para la realización de este trámite es:

- Esquema unifilar definitivo
- Marcado CE de módulos e inversores
- Información definitiva sobre:
 - o Titular
 - o Módulos e inversores
 - o Interruptor general de corte
 - o Interruptor diferencial
 - o Telemedida
 - o Contadores

Firma del contrato con la empresa distribuidora: La empresa distribuidora solicitará, entre otros documentos, el C.A.E. (Código de Actividad y Establecimiento). En el contrato constarán:

- Condiciones generales de entrega de la energía eléctrica.
- Condiciones técnicas de la instalación.
- Condiciones económicas.
- Condiciones de explotación.
- Derechos del titular y la compañía eléctrica.
- Obligaciones del titular y la compañía eléctrica.
- Causas de rescisión o modificación del contrato.
- Duración del contrato.

Adicionalmente, en el caso de conexión a la red de transporte, se aplicará lo dispuesto en el artículo 58 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y deberá comunicarse el contrato técnico de acceso a la red de transporte al operador del sistema y al gestor de la red de transporte.

Inscripción previa en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial: La documentación necesaria es la siguiente:

- Nombre o razón social y domicilio del peticionario.
- Capital social y accionistas con participación superior al 5%, en su caso, y participación de éstos. Relación de empresas filiales en las que el titular tenga participación mayoritaria.

- Condiciones de eficiencia energética, técnicas y de seguridad de la instalación para la que se solicita la inclusión en el régimen especial.
- Relación de otras instalaciones acogidas al régimen especial de las que sea titular.
- Copia del balance y cuenta de resultados correspondiente al último ejercicio fiscal.
- Acta de puesta en servicio provisional para pruebas.
- Contrato Técnico con la Empresa Distribuidora, o en su caso, el contrato técnico de acceso a la red de transporte.

La inscripción previa se dirigirá al órgano correspondiente de la Comunidad Autónoma competente. Se acompañará de acta de puesto en servicio provisional para pruebas, el contrato técnico con la empresa distribuidora o, en su caso, contrato técnico de acceso a la red de transporte. La formalización de la inscripción previa dará lugar a la asignación de un número de identificación de registro.

En el caso de que la instalación fotovoltaica se acoja a la modalidad de autoconsumo se debe de realizar la inscripción de la misma en el Registro Administrativo de autoconsumo de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Verificación de la acometida y de los equipos de medida por parte de la compañía eléctrica: Tiene un mes de plazo para esto. Si existe algún problema la compañía debe comunicárselo al titular para su corrección. En caso de diferencias entre el titular y la empresa puede recurrirse a la Administración competente, que lo resolverá en un mes. Si para la realización de las pruebas fuese necesaria conectar la instalación fotovoltaica a la red, esta conexión tendrá carácter provisional.

Emisión de certificado de cumplimiento: El certificado se emite por un técnico de la compañía eléctrica suministradora de la zona una vez realizado el pago de los derechos previstos.

Inscripción definitiva en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial: La inscripción definitiva tendrá lugar posteriormente acompañada de:

- Documento de opción de venta de la energía producida.
- Certificado de conformidad del encargado de la lectura, que acredite el cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobada por el Real Decreto 2018/1997.
- Pago de las tasas administrativas.
- Informe favorable del operador del sistema, o del gestor de la red de distribución acreditando el cumplimiento de los procedimientos de acceso y conexión.
- Instancia normalizada firmada por el titular o representante legal.
- Copia compulsada del contrato firmado con la empresa distribuidora.

Podrá presentarse simultáneamente con la solicitud del acta de puesta en servicio de la instalación.

Conexión a la red eléctrica de la compañía distribuidora: Una vez aprobado el boletín de superación de las pruebas se solicita la conexión a la red eléctrica. La compañía eléctrica dispone de un mes para contestar a la solicitud. Transcurrido este mes, el titular de la instalación podrá efectuar la conexión a la red.

Si existe alguna discrepancia con el resultado de la verificación, cualquiera de las partes interesada puede dirigirse a la Administración competente, retrasándose el proceso. La documentación necesaria es:

- Carta de solicitud de conexión a red, primera verificación y emisión de certificado de cumplimiento.
- Autorización de Puesta en Servicio.
- Certificación de Instalación en Baja Tensión.
- Protocolo de pruebas/ensayos de contadores emitido por el fabricante.
- Certificado de los inversores emitidos por el fabricante.

Adicionalmente, puede requerirse:

- Proyecto de la instalación.
- Proyecto de acometida.

- Fase explotación:

Venta de energía eléctrica producida
Mantenimiento de la instalación.

A continuación se resumen todos estos puntos en un esquema en el que se dividen las actuaciones de cada fase entre Comunidades Autónomas y Empresa Distribuidora:

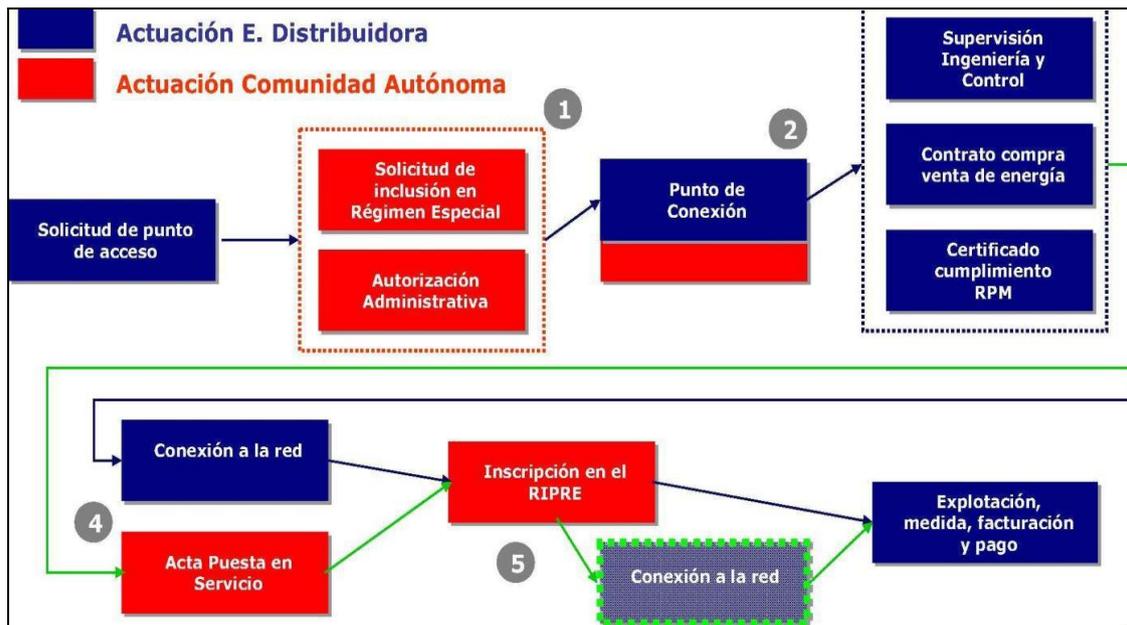


Figura 15. Actuaciones a realizar para dar de alta y explotar una instalación fotovoltaica dentro del Régimen Especial de generación eléctrica.

A continuación se recoge la normativa aplicable en cada comunidad autónoma:

Comunidad Autónoma	Normativa específica de la comunidad autónoma aplicable a fotovoltaica
Andalucía	<ul style="list-style-type: none"> - Decreto 2/2013, por que se aprueba el Reglamento de Fomento de las Energías Renovables, el Ahorro y la Eficiencia Energética en Andalucía - Instrucción 12/05/2006 de la Dirección Gral. De Industria, Energía y Minas complementaria a la de 2004. - Instrucción de 21/01/2004 de la Dirección Gral. de Industria, Energía y Minas sobre la puesta en marcha de las “huertas solares” conectadas a la red. - Resolución de 1/12/2003 de la Dirección Gral. de Industria, Energía y Minas en la que se aprueba el formato de memoria técnica de diseño de las instalaciones en baja tensión.
Aragón	<ul style="list-style-type: none"> - Orden de 25/06/2004 del Departamento de Industria, Comercio y Turismo en la que se establece el procedimiento administrativo aplicable a las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.
Asturias	---
Baleares	<ul style="list-style-type: none"> - Decreto Ley 7/2012 de medidas urgentes para la actividad económica en materia de industria y energía y otras actividades. - Resolución del Conseller de Comercio, Industria y Energía de 11 de julio de 2006 en la cual se ordena la publicación de la Circular del Director General de energía del 10 de julio de 2006, en la que se dictan las pautas de actuación interna orientadas a unificar los criterios de interpretación relacionados con la normativa de las instalaciones conectadas a la red. - Instrucción de 18/1/2004 de Consejero de Economía, Hacienda e Innovación sobre criterios para la aplicación de la Ley 38/2003 general de subvenciones
Canarias	<ul style="list-style-type: none"> - Decreto 26/1996 de 9 de febrero por el que se simplifican los procedimientos administrativos que se podrán aplicar a las instalaciones eléctricas.
Cantabria	---
Castilla y León	<ul style="list-style-type: none"> - Instrucción 01/2004/E del 5 de abril de 2004, en la que se establecen los procedimientos abreviados para realizar las autorizaciones administrativas de instalaciones de generación de energía eléctrica, en baja tensión y que no sean de uso público.

	<ul style="list-style-type: none"> - Orden FOM/1079/2006 de 9 de junio por la que se regula la instrucción técnica urbanística relacionada con las condiciones generales de instalación y la autorización de éstas.
Castilla La Mancha	<ul style="list-style-type: none"> - Ley 9/2011 por la que se crean el Canon Eólico y el Fondo para el Desarrollo Tecnológico de las Energías Renovables y el Uso Racional de la Energía en Castilla-La Mancha - Decreto 299/2003 de 4 de noviembre, en el que se regula el procedimiento de reconocimiento de - la condición de instalación en régimen especial y la creación del Registro Autonómico de las instalaciones que forman parte de dicho régimen.
Cataluña	<ul style="list-style-type: none"> - Decreto 352/2001 de 18 de diciembre en el que se habla sobre el procedimiento administrativo aplicable a las “huertas solares fotovoltaicas” conectadas a la red.
Extremadura	<ul style="list-style-type: none"> - Orden de 10/03/2008 por la que se regula el procedimiento de acceso a la red de distribución de pequeñas instalaciones fotovoltaicas, como medida de fomento de las energías renovables. - Orden de 29/01/2007 de la Consejería de Economía y Trabajo, por la que se establecen normas para la conexión en las redes de distribución y para la tramitación de determinadas instalaciones solares fotovoltaicas.
Galicia	<ul style="list-style-type: none"> - Instrucción 2/2012 de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se dictan normas para la autorización de la puesta en servicio de instalaciones eléctricas y para los procedimientos de tramitación administrativa de las instalaciones de distribución de baja tensión.
Madrid	<ul style="list-style-type: none"> - Orden 9344/2003 de 1 de octubre del Consejero de Economía e Innovación Tecnológica, en la que se establece el procedimiento para la tramitación, la puesta en servicio e inspección de las instalaciones eléctricas no industriales conectadas a una red de baja tensión.
Murcia	<ul style="list-style-type: none"> - Ley 10/2006 de 21 de diciembre de Energías Renovables y Ahorro y Eficiencia Energética de la Región de Murcia.
Navarra	<ul style="list-style-type: none"> - Orden Foral 258/2006 de 10 de agosto del Consejero de Industria y Tecnología, Comercio y Trabajo, en la que se dictan normas complementarias para la tramitación administrativa de la puesta en marcha y la conexión a la red de las instalaciones de generación de energía eléctrica en régimen especial.
La Rioja	- - -
Comunidad Valenciana	<ul style="list-style-type: none"> - Decreto 117/2005 de 18 de noviembre del Consell de la Generalitat Valenciana, por el que se regula el procedimiento administrativo aplicable a determinadas instalaciones fotovoltaicas.
País Vasco	<ul style="list-style-type: none"> - Orden 5057 11 de julio de 2001 por el que se regula el procedimiento administrativo aplicable a las instalaciones fotovoltaicas.

Tabla 2. Normativa fotovoltaica aplicable en las distintas CCAA españolas.

4. CASO OBJETO DE ESTUDIO

El análisis DAFO consiste en un método eficaz y sencillo para identificar las fortalezas y debilidades y poder tomar las decisiones necesarias en un futuro. Esta herramienta permite plantear las ideas y acciones a tener en cuenta a la hora de poner en marcha el proyecto. El principal objetivo consiste en ayudar a encontrar los factores críticos para apoyar en ellos los cambios a realizar para poder alcanzar las metas propuestas. A continuación exponemos un análisis de los Factores Internos y Externos de las instalaciones Fotovoltaicas.

Análisis de Factores Internos	
Debilidades	Fortalezas
<ul style="list-style-type: none"> - Presupuesto escaso de I+D+i - Falta o escasez de personal cualificado en I+D , y en otras áreas de la cadena de valor del sector FV. - Escasa integración entre la I+D y la producción. - No disponer de fabricantes de silicio de grado solar con capacidad de abastecer a los fabricantes (problema global). - Procedimientos administrativos en general ineficientes. - Poca difusión de las ventajas de la generación eléctrica fotovoltaica entre los consumidores. - Coste comparativamente alto del kWh origen fotovoltaico. 	<ul style="list-style-type: none"> - Grupos de I+D, aunque reducidos, con prestigio internacional. - Industria fotovoltaica con gran capacidad exportadora y de producción. - Marco regulatorio, actual, favorecedor de las instalaciones fotovoltaicas. - Excelente percepción social de la ESF. - Excelente posición para la reducción de emisión de gases de efecto invernadero. - Fuente de energía gratuita, inagotable, respetuosa con el medio ambiente, modular y autóctona. - Y sobre todo: excelente climatología y posición geográfica.
Análisis de Factores Externos	
Amenazas	Oportunidades
<ul style="list-style-type: none"> - Pérdida de capacidad tecnológica y/o productiva propia u obsoleta frente a competidores extranjeros. - Cambio del marco regulatorio hacia uno inestable o poco claro. - Inflación de petición de puntos de conexión. - Restricción de las instalaciones fotovoltaicas por razones ambientales - Restricción de las instalaciones por razones administrativas. - Falta de atención a las aplicaciones integradas en la edificación. - Ante el aumento de demanda, posibilidad de baja calidad en instalaciones que genere problemas de fiabilidad. - Tipos de interés 	<ul style="list-style-type: none"> - Excelente posición para la reducción de emisión de gases de efecto invernadero. - Retribución del kWh inyectado positiva. - Posibilidades de estructurar más eficientemente el mercado. - Integración en la edificación muy superior incluso a la promovida por el CTE. - Sostenibilidad. Fuente renovable, neutra frente al - CO₂, capacidad de generación de empleo. - Capacidad de liderar internacionalmente la industria. Creación de nuevas empresas y generación de empleo. - Tecnología exportable como aportación a la cooperación internacional y la ayuda al desarrollo a través de proyectos de electrificación rural. - El potencial solar español es el más elevado de Europa. - Existe una tendencia creciente del sector en Europa.

Tabla 3. Análisis DAFO de la inversión analizada en este documento.



Figura 16. Análisis DAFO de la inversión analizada en este documento.

Antecedentes

Para poder ofrecer garantías sobre un mercado mínimo y regular el desarrollo del mercado fotovoltaico y la continuidad del sistema de apoyo, el gobierno estableció un mecanismo de asignación a través de la inscripción en el Registro de Preasignación de retribución en una fase incipiente del proyecto para garantizar la seguridad jurídica a los socios de las promociones fotovoltaicas sobre las retribuciones que van a recibir en sus instalaciones.

Según lo dispuesto en el artículo 2 del RD 661/2007, las instalaciones fotovoltaicas pertenecientes al grupo b.1.1 se clasifican en los siguientes tipos, como anteriormente se ha descrito:

Tipo I: Instalaciones ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario. O bien, instalaciones ubicadas sobre estructuras fijas de soporte cuyo objetivo sea utilizarlas como **cubiertas de aparcamiento** o similar. Las instalaciones de este tipo se agrupan, a su vez, en dos subtipos:

- **Tipo I.1:** instalaciones del tipo I, con una potencia inferior o igual a 20 kW
- **Tipo I.2:** instalaciones del tipo I, con un potencia superior a 20 kW

Tipo II: Instalaciones no incluidas en el tipo I.

Dado que el principal objetivo y competencias de la empresa URBENER es el desarrollo, promoción e instalación de marquesinas Fotovoltaicas, obtenemos que en la gran mayoría de los casos las instalaciones que serán llevadas a cabo por la empresa **URBENER serán de Tipo I.2** o en su defecto Tipo I.1.

A consecuencia de la publicación del último RD, se modifican las primas anteriores en un 25 % para las instalaciones Tipo I.2. Para la segunda convocatoria del año 2011 la prima por una instalación de este tipo será de 20,36c€/Kwh en lugar de los 27,89 c€/Kwh de la primera convocatoria del 2011.

Partiendo de esta base se ha intentado buscar aquellas empresas especialistas en instalaciones fotovoltaicas para aparcamientos, concretando en las que fueran capaces de llevar una instalación en modo “Llave en mano”. Para ello se les ha presentado un proyecto ficticio pero factible y posible en la provincia de Zaragoza y se les ha pedido un presupuesto lo más detallado posible de una implantación fotovoltaica sobre unas marquesinas de aparcamiento y una estructura metálica, a modo de cancha de prácticas, de un Campo de Golf.

Los datos de este proyecto para el que luego se realizará el comparativo son los siguientes:

- Se proyectan 50 ml de una marquesina tipo Vela o similar. Superficie aproximada de 500m².
- Se proyectan 100 ml de una marquesina tipo extremos (para un solo coche).
- Se proyecta unos 30 ml de una estructura que sirva como cancha de prácticas del campo de Golf.
- Todas las estructuras proyectadas tendrán como finalidad el servir de apoyo para la instalación de módulos fotovoltaicos.
- Se pretende maximizar la Potencia en Kw Fotovoltaicos que se puede instalar. Es por ello que recomendamos a las empresas participantes presupuestar con paneles ATERSA A- 277 o similares.
- Se calcula una potencia total instalada entre 100-130 Kw en función de tipos de marquesinas y características finales del panel fotovoltaico elegido.
- Se presupone que en la actualidad el suelo no está asfaltado. Se excluye de este estudio el coste de asfaltar la superficie del aparcamiento.
- Se supone para el estudio que el punto de conexión a la red de Baja Tensión se encuentra a unos 100 ml del aparcamiento donde van a estar instaladas las marquesinas.
- La situación del proyecto es en la Localidad de Movera, municipio situado al este de la ciudad de Zaragoza y a 4 Km de la capital aragonesa.

Empresas seleccionadas

Se ha tenido en cuenta que las empresas seleccionadas tuvieran la capacidad de llevar a cabo instalaciones similares en la modalidad de “llave en mano”, puesto que son precisamente estas empresas las que son posible competencia de la empresa de nuestro cliente, URBENER S.L.

A continuación exponemos el listado de las empresas con las que se ha establecido contacto y a las que se les ha pedido un presupuesto “llave en mano” de la instalación descrita anteriormente. Hay que decir, que cada empresa realiza sus presupuestos con diferentes criterios, utilizando incluso distintos paneles, obteniendo por tanto distintas potencias y rentabilidades.

- ARCELORMITAL.
- APLICA SOLAR.
- ENERTIS SOLAR.
- MARTIFER SOLAR.
- ATONSOLAR.
- BEQUERELNERGÍA.
- PHOENIX SOLAR.
- PARKING Y MARQUESINAS SL.
- ENERGY INTEGRATED.
- ABASOL.
- DHAMMA ENERGÍA.
- ENÁTICA.
- CENITSOLAR.
- FOTOVOLTAICA THE POWER OF THE SUN.
- SOLICLIMA.
- ENERPAL ESPAÑA.
- SUNTECHNICS ESPAÑA.
- CRAMARO.
- SOLARIA ENERGÍA.
- LOCAL Y OSTENIBLE.

Recolección de presupuestos

A continuación se exponen los presupuestos que se han ido recopilando durante 1 mes de tiempo. De las 20 empresas a las que inicialmente se les solicito el estudio tan sólo 6 han sido capaces de responder a nuestras peticiones. Estas 6 empresas son las siguientes:

- ABASOL
- ARCELOR MITTAL
- FOTOVOLTAICA EUROPA
- ENERTIS
- ENATICA
- TEULADES SOLAR

Adjuntamos a continuación las características principales de cada uno (Para más información ver Anexos).

	POTENCIA INSTALADA Kw	COSTE MATERIAL MARQUESINAS	COSTE MATERIAL PARTE FOTOVOLTAICA	COSTE CIMENTACION	COSTE INSTALACION	COSTE INGENIERIA	COSTE TOTAL €	COSTE TOTAL €/Wp	COSTE INSTALACION MEDIA TENSION
ABASOL	126 Kw	INCLUIDO					376.742 €	2,99 €/Wp	110.000 €
ARCELOR - MITTAL	210 Kw	589.853 €		NO INCLUIDO	111.000 €	15.750 €	716.603 €	3,41 €/Wp	NO ESTIMADO
FOTOVOLTAICA EUROPA	115 Kw	NO INCLUIDO	INCLUIDO	NO INCLUIDO	INCLUIDO	INCLUIDO	274.252 €	2,38 €/Wp	NO NECESARIO
ENERTIS	227 Kw	INCLUIDO	INCLUIDO	NO INCLUIDO	INCLUIDO	INCLUIDO	697.273 €	3,08 €/Wp	80.000 €
ENATICA	115 Kw	INCLUIDO	INCLUIDO	NO INCLUIDO	INCLUIDO	INCLUIDO	331.400 €	2,86 €/Wp	NO NECESARIO
TEULADES SOLAR	109 Kw	78296,94 €	239.463 €	95.741 €	INCLUIDO	12.044 €	413.501 €	3,897 €/Wp	NO NECESARIO

Tabla 4. Comparativa de presupuestos instalación fotovoltaica.

Análisis comparativo de presupuestos

Lo primero que se puede observar, a la vista de la tabla anterior es que cada empresa tiene su modelo a la hora de realizar un presupuesto que normalmente no coincide con el de otra empresa del sector. Haciendo un primer estudio a la tabla observamos que tan sólo Teulades Solar ha desglosado su presupuesto en todas las partidas que intervienen en la instalación fotovoltaica. Además ha sido la única empresa junto con Abasol que ha incluido en el presupuesto la Cimentación. Deducimos ya, por tanto, que aunque veamos muchas empresas que ofrecen “llave mano” son pocas las que realmente ofrecen el paquete entero.

Otras informaciones que se pueden deducir de la tabla son las siguientes:

- Vemos que en función de los módulos que cada empresa ofrece la Potencia Instalada puede variar desde los 109 kWp hasta los 227 kWp.
- Ninguna empresa indica en sus ofertas la Tasa Urbanística, que suele estar entre el 1% y el 4% del presupuesto de ejecución del proyecto.
- A partir de 100 Kw el coste €/kWp se eleva debido a la obligatoriedad de pasar la corriente eléctrica producida por los módulos a Media Tensión; instalando para ello Centro de Transformación si fuera necesario. De este hecho se deduce que los parkings que se estudien con una Potencia ligeramente superior a 100 kW, difícilmente van a ser rentables para el inversor, a no ser que ya se disponga con un Centro Transformador de Potencia adecuada. Cuando ocurra esto se deberá buscar la opción de instalar más Potencia y de esta manera amortizar el gasto de Media Tensión.

En algunos de los presupuestos es difícil deducir qué parte del gasto se dedica a estructura o a la instalación porque ha sido valorado conjuntamente. Vamos a extrapolar algunos datos de la tabla para que podamos comparar, de manera algo más clara a la actual, precios finales de cada partida. Para ello vamos a tomar las siguientes consideraciones:

- Vamos a suponer que en las empresas donde no se ha considerado el coste de la cimentación, ésta tiene un valor de 95741 €.
- En Fotovoltaica Europa Consideramos que el coste de material de Marquesinas es igual al de Teulades Solar (único dato que tenemos). Por lo tanto sería $78296/109000 = 0,71 \text{ €/Kwp} \times 115 \text{ Kwp} = 81650 \text{ €}$.

De esta manera la tabla anterior quedaría de la manera siguiente:

	POTENCIA INSTALADA Kw	COSTE MATERIAL MARQUESINAS	COSTE MATERIAL PARTE FOTOVOLTAICA	COSTE CIMENTACION	COSTE INSTALACION	COSTE INGENIERIA	COSTE TOTAL €	COSTE TOTAL €/Wp	COSTE INSTALACION MEDIA TENSION
ABASOL	126 KWp	INCLUIDO					376.742 €	2,99 €/Wp	110.000 €
ARCELOR - MITTAL	210 KWp	589.853 €		95.741 €	111.000 €	15.750 €	812.344 €	3,86 €/Wp	NO ESTIMADO
FOTOVOLTAICA EUROPA	115 KWp	81.650	INCLUIDO	95.741 €	INCLUIDO	INCLUIDO	411.391 €	3,57 €/Wp	NO NECESARIO
ENERTIS	227 KWp	INCLUIDO	INCLUIDO	95.741 €	INCLUIDO	INCLUIDO	793.014 €	3,49 €/Wp	80.000 €
ENATICA	115 KWp	INCLUIDO	INCLUIDO	95.741 €	INCLUIDO	INCLUIDO	427.141 €	3,71 €/Wp	NO NECESARIO
TEULADES SOLAR	109 KWp	78296,94 €	239.463 €	95.741 €	INCLUIDO	12.044 €	413.501 €	3,897 €/Wp	NO NECESARIO

Tabla 5. Presupuestos “completos” de las instalaciones fotovoltaicas.

Lo que hemos hecho en esta tabla es añadir los huecos donde había “no incluido” con precios similares de otras empresas que sí tenían esa partida incluida. Podemos observar que el precio mínimo de los presupuestados para una instalación “llave en mano” es de **2,99 €/Wp** perteneciente a la empresa Grupo Abasol. A partir de ahí los siguientes van escalando en 3,49- 3,57- 3,71 – 3,86 – 3,89 €/Wp.

Los precios que hemos podido conseguir son estimativos e incluso en algún caso tan sólo orientativos. La mayoría de las empresas coincidían en que para hacer un presupuesto más detallado y exacto tenían que visitar el emplazamiento y tener toda la información disponible. Es presumible pues que estos precios pudieran bajar en cuanto se llegara al momento de cerrar un contrato.

A partir de esta tabla podemos sacar algunos valores orientativos de cada Partida:

- COSTE ESTRUCTURA => 0,4 €/Wp
- COSTE MATERIAL FOTOVOLTAICO => 1,9 €/Wp
- COSTE INSTALACION => 0,5 €/Wp
- COSTE OBRA CIVIL => 0,4 €/Wp
- COSTE INGENIERÍA => 0,15 €/Wp

PRECIO ORIENTATIVO PARA PRÓXIMOS PRESUPUESTOS URBENER: 3 - 3,4 €/Wp

5. CONCLUSIONES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Se considera que a medio y largo plazo la energía solar fotovoltaica debería jugar un papel significativo en la cobertura de la demanda eléctrica en España. El modelo actual de cobertura no es sostenible, ya que a medio y largo plazo implicaría unas emisiones de gases de efecto invernadero muy por encima de las comprometidas por nuestro país a nivel internacional y un aumento de la ya elevada dependencia energética. La solar fotovoltaica, con un potencial de desarrollo casi ilimitado en nuestro país y un fuerte apoyo social que facilita su despliegue, deberá contribuir de manera significativa a la cobertura de la creciente demanda eléctrica. Según las estimaciones realizadas en los escenarios de la industria fotovoltaica, y considerando un fuerte desarrollo de otras alternativas de generación renovable, la cobertura sostenible de la demanda peninsular en 2020 podría llegar a requerir de unos 12 GW de potencia solar fotovoltaica.

Consideramos que la Administración debe mantener el apoyo al desarrollo de la solar fotovoltaica en el corto plazo. A pesar de que los costes explícitos de la solar fotovoltaica son hoy en día muy superiores a otras alternativas, el rápido desarrollo tecnológico permitirá una reducción significativa en los próximos años. Si bien este progreso tecnológico tendrá lugar independientemente de la política energética española, el desarrollo de la industria nacional sí se verá significativamente afectado por las condiciones en nuestro país. Una interrupción del apoyo actual impediría a las empresas españolas acometer las inversiones necesarias para ser competitivas en el mercado internacional, comprometiendo su supervivencia. La oportunidad de potenciar una industria nacional fotovoltaica desarrollada, con sus implicaciones en la creación de riqueza en nuestro país, no debe ser desaprovechada. Se estima que, dado un apoyo continuado que apunte a una cobertura sostenible de la demanda, la industria fotovoltaica española podría emplear hasta 56.000 personas en 2020, y más de 100.000 personas en 2030, en las actividades de fabricación, instalación y mantenimiento, empleo este concentrado habitualmente en zonas desfavorecidas.

En resumen, se considera que la conjunción del potencial de creación de empleo con una ecuación económica potencialmente favorable y un apoyo social claro debería resultar en un apoyo significativo por parte de las Administraciones Españolas. Este apoyo debería concretarse tanto en la modificación del marco retributivo actual para la solar fotovoltaica, en la revisión al alza del objetivo de potencia instalada contemplado actualmente por la Administración a corto plazo, así como el establecimiento de un objetivo de potencia adecuado en el horizonte 2020-2030.

En concreto y en lo que al marco retributivo se refiere, se consideró adecuada y necesaria la eliminación de la escalación ligada a la inflación de la tarifa que se tenía anteriormente, ya que la gran mayoría de los costes se producen antes de la puesta en marcha de la instalación. Adicionalmente, se podría recomendar que se revise el actual remanente de tarifa a partir de los 25 años, que debería ser similar a la retribución que en ese momento se considere para una nueva instalación, o llegado el caso que se retribuya al precio del pool, ya que se debería evitar el desmontaje de instalaciones, para el caso de que a partir de los 25 años se llegara a eliminar la retribución.

Por último, en cuanto a los objetivos de potencia instalada, se considera que frente al modelo actual de crecimiento de potencia relacionado indexado con la disminución de costes, debería trabajarse con objetivos indicativos de potencia instalada mayores, para garantizar el desarrollo del sector acorde con la idea de ser una potencia en energía fotovoltaica. Si la Administración no se plantea una modificación de este calado, sería razonable optar por una fijación de objetivos de potencia ligados a la reducción progresiva de la tarifa (tarifa flexible), pero sin el tope tan exigente que impone la reglamentación actual. Con la nueva reforma energética y el momento de crisis actual no se ha apoyado como se esperaba la generación de energía eléctrica por medio de renovables, más concretamente la fotovoltaica, lo que ha provocado que este sector sufra un retroceso frente al crecimiento tenido anteriormente. Por este motivo España está perdiendo su posición de liderazgo frente a otros países que están apostando fuertemente por la fotovoltaica, como por ejemplo el caso de Alemania, que actualmente es uno de los países que más potencia instala al año.

Se ha demostrado, como la energía fotovoltaica puede ser competitiva a medio y largo plazo, devolviendo a la Sociedad las aportaciones económicas, que esta energía necesita para realizar su desarrollo, y como debe evolucionar para conseguir llegar a ser competitiva con el resto de las energías tradicionales, y otras emergentes en crecimiento.

Llegados a este punto, y circunscribiéndonos a lo más cercano, que es la Unión Europea (UE), y concretamente a España, debemos plantearnos si el futuro inmediato está bien planteado.

1. Objetivos de la UE
2. Plan de Fomento de energías renovables 2010-2020
3. Regulación y propuestas de futuro

1. Objetivos de la UE

Dentro de la UE, los objetivos están bien planteados y son alcanzables, ya que son viables técnicamente, pero dependen de la voluntad política de los estados miembros, y con estas políticas se debe potenciar la competitividad de la economía europea, ya que estamos en época de incertidumbre debido a la gran crisis mundial, y las decisiones económicas no deben tomarse únicamente en los análisis económicos a corto o medio plazo. Es importante que sean decisiones estratégicas, que contemplen el largo plazo, y garanticen la competitividad de cada uno de los estados, ya que no todos son iguales.

En España el Plan de Fomento de Energías Renovables 2005-2010 está superado con respecto a la energía solar fotovoltaica (IDAE, 2005), y es por ello que era tan importante realizar un nuevo Plan 2010-2020. Es importante tanto en España como en la UE, reducir la dependencia energética y sus riesgos asociados, ya que hay

que contrarrestar el riesgo que suponen determinados escenarios de incremento de los combustibles fósiles. Por otra parte, es ahora cuando se deben potenciar desarrollos de determinadas energías, que generen importantes oportunidades de negocio.

2. Plan de Fomento de energías renovables 2010-2020

Se debería apostar por las tecnologías más competitivas desde el punto de vista económico y de negocio; y en ese ámbito, la eólica muy pronto y la fotovoltaica a más largo plazo, son energías que van a ser competitivas, comparándolas con las energías convencionales, con unas expectativas de crecimiento en todo el mundo inmejorables, dadas sus expectativas de costes.

De acuerdo con todas las estimaciones, los costes de estas fuentes de generación se reducirán a medio y largo plazo, y aumentarán los costes de generación de las energías convencionales, lo que las hará plenamente competitivas con respecto a las opciones convencionales, y de que a medio o largo plazo no necesiten apoyos económicos.

La Agencia Internacional de la Energía considera estas energías, como las tecnologías renovables con mayores perspectivas de crecimiento en todo el mundo a largo plazo. A la hora de definir los objetivos, hay que ver en qué somos líderes, y cómo va a evolucionar el mercado, y España ya es líder en eólica, y habida cuenta de los crecimientos de los tres últimos años, puede serlo igualmente en fotovoltaica (en términos de promotores, fabricantes, instaladores, etc.), debiendo también aprovechar el crecimiento que va a tener en todo el mundo. Debido a la crisis esta posición se ha frenado e incluso ha retrocedido, ya que otros países han apostado con más fuerza por las renovables que España. Pero en un cómputo general, como se muestra en la siguiente figura 17, la superficie acumulada instalada se estima que seguirá aumentando año tras año.

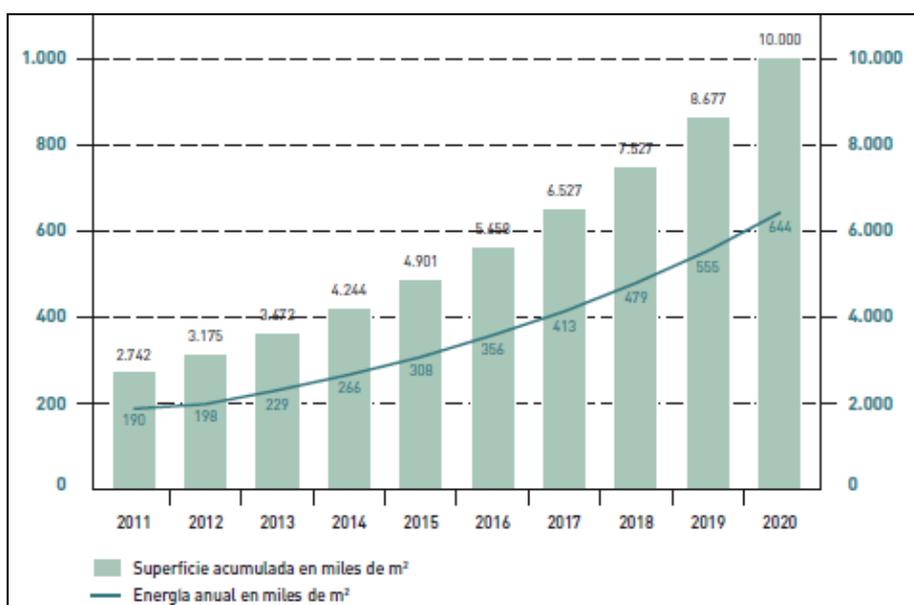


Figura 17. Energía anual (ktep) y captadores instalados acumulados (miles m²) por años. FUENTE: IDAE

Si se realiza un estudio de los costes que intervienen en la ejecución y el mantenimiento de una instalación fotovoltaica se observa que éstos van disminuyendo año tras año, lo que provoca que sea cada vez más competitiva. A continuación se muestran unas gráficas con la evolución de los costes de inversión estimados en función de la tipología de la instalación, ya que dichos costes son los más importantes en una instalación fotovoltaica, con esto se demuestra que poco a poco la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas es cada vez mayor e incluso llegará un momento en el que será competitiva sin la necesidad del apoyo por parte de las Administraciones.

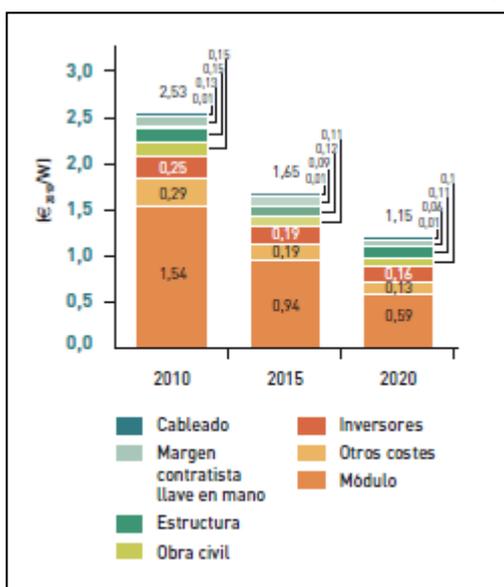


Figura 18. Evolución de los costes de inversión de una instalación de tecnología cristalina en suelo.

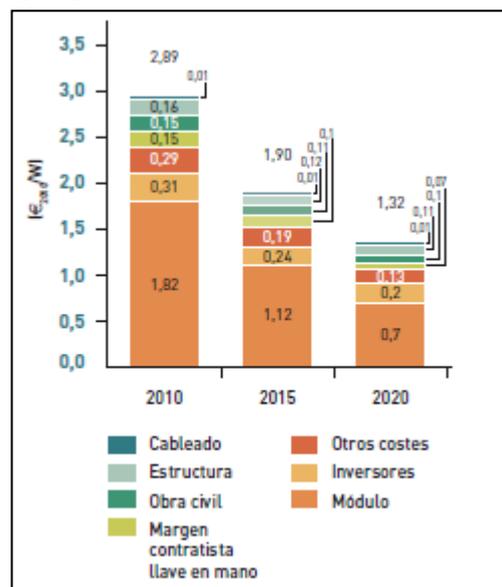


Figura 19. Evolución de los costes de inversión de una instalación de tecnología cristalina en tejado.

Por lo tanto, por cuestiones de coste, de crecimiento de empleo, etc., se justifica que la industria fotovoltaica sea un pilar básico del Plan de Fomento de Renovables a medio plazo.

3. Regulación y propuestas de futuro

La Regulación y sus propuestas de futuros marcos retributivos de las renovables, tienen una importancia capital, dadas las ventajas e inconvenientes de cada una de ellas y las posibles propuestas para el futuro: Feed in tariff, subastas de potencia, certificados verdes + cuotas, etc.

Tan importante es la regulación de apoyo a las renovables, como la regulación del resto de actividades del sector necesarias para la consecución eficiente y segura de los objetivos planteados.

Por ejemplo, en la cuestión de la energía de respaldo; las renovables, y en concreto a la eólica y la solar, son intermitentes y la introducción masiva de renovables, requerirá energía de respaldo adicional (que sea despachable, almacenable y limpia). En definitiva, no se pueden obviar los cambios que la consecución de los objetivos de

las renovables tienen en el resto del sistema energético y el papel clave que la regulación tiene para incentivarlos. Por lo tanto, es necesario dotar de importancia a todos estos elementos para compatibilizar el fomento de las renovables con la seguridad y la eficiencia en el sistema eléctrico.

Por lo que respecta a la regulación de apoyo a las renovables fotovoltaica, ésta debe ser vía primas, pero sobre todo I+D, salvo en aplicaciones específicas. Todo eso hace que las implicaciones económicas se vean mitigadas, porque sólo se dedican recursos a gran escala en las tecnologías más cercanas a la competitividad, lo cual es un error, y deben tenerse miras de futuro, si se quiere que España acabe siendo un país competitivo en energía, ya que si el tema energético no se soluciona de una forma efectiva, la competitividad económica es muy difícil.

Se han dado unas ligeras recomendaciones regulatorias, para que la evolución de esta industria pueda beneficiar a todos los actores, en base a disminuir costes, no limitar el crecimiento del sector, y dar una retribución justa a los inversores.

Pero una de las principales conclusiones de este estudio de mercado, ha sido la de poder comprobar de una forma fehaciente, como la industria fotovoltaica, lejos de estar siendo gravosa para el país, tiene previsto devolver a corto plazo, todas las tarifas subvencionadas que ha ido recibiendo a lo largo de su desarrollo, en primer lugar mediante aportaciones directas e indirectas (costes de personal, tasas a las distintas Administraciones, disminución de la utilización de otras fuentes contaminantes, disminución de la dependencia energética del exterior, menor consumo de CO₂, etc.), en segundo lugar cuando se consiga el Grid Parity y sea competitiva con respecto a la tarifa doméstica pudiendo llegar a utilizar el concepto de Net-Metering, y finalmente cuando sea competitiva con respecto al mix de generación. En definitiva la fotovoltaica, junto con otras fuentes de energía renovables, van a mejorar la situación energética española, aunque esto sea en un periodo amplio, que requiere la colaboración de toda la sociedad.

Existen muchas e interesantes líneas de actuación a tener en cuenta en investigaciones futuras, en las que la energía fotovoltaica va a estar presente:

- Regulación óptima antes y después del Grid Parity: Otro de los trabajos importantes, habida cuenta de que el objetivo de renovables comunitario para el 2020 implica un importante esfuerzo de desarrollo del sector FV, debería incluir el autoconsumo de electricidad (Net Metering) para preparar al sistema para el momento de paridad con la red, sería el de tener perfectamente estudiado el sistema óptimo de retribución de las instalaciones FV en España antes y después de llegar a dicho Grid Parity, desarrollando un marco regulatorio óptimo en base a un benchmark (técnica utilizada para medir el rendimiento de un sistema por comparación) de los principales países con energía FV, sobre todo de aquellos que al haber alcanzado antes la paridad, pueda dar luz a esas mejores prácticas.

- Integración óptima de la energía FV en la red: Otro de los temas imprescindibles y totalmente necesario para el desarrollo de este sector, es el de la integración en la red,

no tanto en la red de Transporte, campo común con otras renovables como la eólica, sino en la red de media y baja tensión, donde el aprovechamiento de la red existente y otros desarrollos futuros de red, deben tenerse en cuenta, con una colaboración total entre la Administración, las Distribuidoras, los Productores de energía, y como no puede ser de otra forma, con la aprobación continua de la Sociedad. Como opinión personal creo que durante el año 2011 la situación provocada por la crisis mundial y el recorte de tarifas en todos los tipos de instalaciones van perjudicar la recuperación del sector después de lo sufrido en 2009-2010. La dificultad en conseguir crédito no va a ayudar a esta recuperación. Tan sólo cuando una situación de Paridad con el precio de suministro eléctrico se empiece a atisbar en el horizonte la situación dará un vuelco en todos los sentidos. Llegará un día en el que las instalaciones Fotovoltaicas serán rentables sin recibir ninguna ayuda del Gobierno porque serán más baratas que coger electricidad de la red. En ese momento miles de gestores de medianas y grandes superficies descubrirán que es más rentable colocar un parking fotovoltaico y consumir la energía que éste producirá que seguir dejando que le facture la compañía eléctrica de turno. Cuando ocurra esto la Energía Fotovoltaica tendrá un auge y un desarrollo que hoy día es difícil de imaginar.

6. ESTUDIO DE MERCADO DE LAS INSTALACIONES DE RECARGA DE VEHÍCULO ELÉCTRICO

A continuación se recoge un análisis de los dispositivos y tecnologías para la recarga de vehículo eléctrico actualmente existentes en el mercado.

Sistemas de alimentación del vehículo eléctrico (SAVE)

En este apartado se estudiarán los sistemas de alimentación de vehículos eléctricos¹ (SAVE). Para ello, primero se analizarán los aspectos más importantes de la norma que los regula: UNE-EN 61851, Sistema conductivo de carga para vehículo eléctrico, en su parte 1, Requisitos generales. Una vez se conozcan las principales características de los dispositivos se estará en condiciones de hacer un estudio del mercado actual de SAVEs.

Características generales

La primera aproximación a las características generales de los dispositivos SAVE se hará a través de un pequeño análisis de la normativa que los regula y se completará con los aspectos comunes de las tomas de recarga comerciales.

Existen dos formas de realizar la carga de las baterías del VE. En el primero de los casos, el VE incorpora el cargador de la batería que regula todo el proceso y la toma es un mero enchufe que conecta al VE con la red eléctrica, con un sistema de comunicación que entre otras funciones permite verificar la correcta conexión entre el vehículo y la toma. En el segundo caso, el cargador se encuentra en la toma de recarga y es ésta la que controla el proceso de recarga de las baterías, inyectando la corriente necesaria en función de la consigna que recibe del vehículo.

En función de las características de VE y baterías existen cuatro modos de recarga del vehículo según la norma UNE-EN 61851-1

- **MODO 1:**

Conexión del vehículo eléctrico a la red a través de un enchufe normalizado de 16 A. Es el VE el que incorpora un cargador que controla el proceso de carga de la batería. La conexión puede ser monofásica (terminales de fase y neutro) o trifásica (5 terminales: fases, neutro y tierra). La potencia máxima de este modo es 3,7 kW para la conexión monofásica y 11 kW para la conexión trifásica. La corriente no superará en ningún caso los 16 A por fase.

¹ Según la norma UNE-EN 61851, Sistema conductivo de carga para vehículo eléctrico, en su parte 1, Requisitos generales, por Sistema de alimentación del vehículo eléctrico (SAVE) se entiende los conductores, incluyendo los conductores de fase, neutro y de toma de tierra de protección, los acoplamientos del VE, clavijas de sujeción, y todos los demás accesorios, dispositivos, enchufes de salida de potencia o aparatos instalados específicamente con el fin de suministrar energía desde el cableado del edificio al VE y permitir la conexión entre ellos si es necesario.

- **MODO 2:**

Conexión del vehículo eléctrico a la red mediante una toma de corriente normalizada, específica para la carga de vehículos. La toma no tiene que estar permanentemente conectada a la red. En este modo, vuelve a ser el VE el que incorpora el dispositivo que regula la carga de las baterías. La conexión puede ser monofásica usando fase y neutro o trifásica con neutro. Es obligatoria la existencia de un conductor piloto de control, que controlará la fiabilidad de la conexión y fijará los parámetros del proceso de carga. La potencia máxima que se puede entregar en este modo son 7,4 kW para conexión monofásica y 22 kW para la conexión trifásica. La corriente está limitada a 32 A por fase.

- **MODO 3:**

Conexión directa del vehículo a la red de corriente alterna, mediante una toma de recarga fija, que esta permanentemente unida a la red general de distribución. El vehículo debe incorporar su propio cargador de la batería. La potencia máxima que se puede entregar en este modo son 7,4 kW para conexión monofásica y 22 kW para la conexión trifásica (32 A por fase).

- **MODO 4:**

Conexión indirecta del vehículo a la red de corriente alterna, mediante una toma de recarga fija, que esta permanentemente unida a la red general de distribución. La propia toma dispone de un sistema para regular la carga de la batería por lo que se alimenta directamente la batería del vehículo. La potencia máxima que se puede entregar en este modo son 210 kW para la conexión trifásica alterna (250 A por fase) y 240 kW para la conexión en corriente continua (400 A).

En la Figura se recogen los tipos de carga que soportan los VE y sus rangos de potencias. Se añade, aunque no esté recogida en la norma, un modo de carga “elevado”, puesto que varios modelos de VE la utilizan.

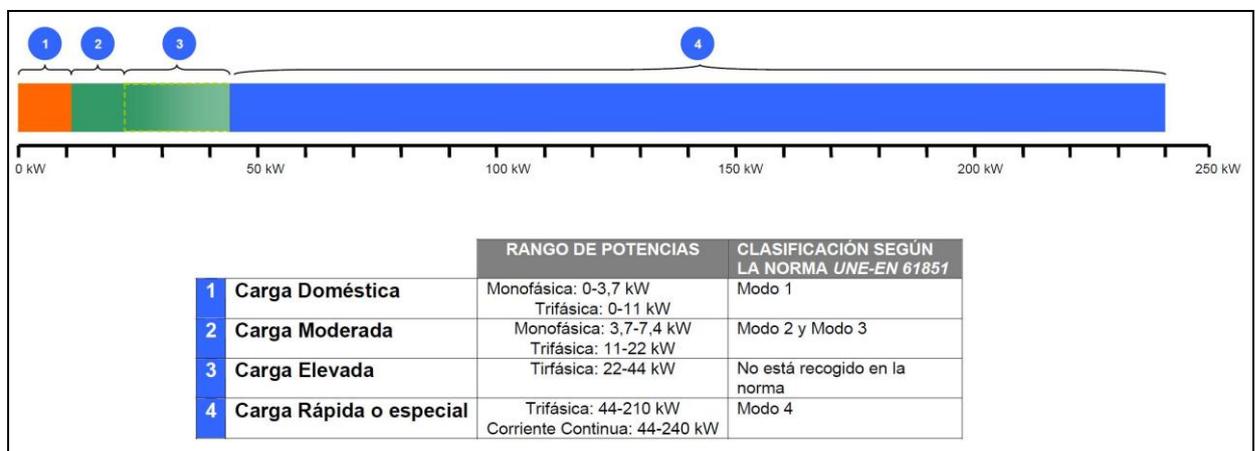


Figura 20. Tipos de carga para el VE

La norma UNE-EN 61851 establece los tipos de conexiones que pueden realizarse entre el vehículo y la toma de carga, clasificándolas en tres tipos:

- **Conexión Tipo A**

En este caso, el cable de conexión y la clavija se encuentran permanentemente unidos al vehículo, como se muestra en la Figura . Este tipo de conexión **no está permitida para** realizar la recarga según **el modo 4**. Tanto la clavija como el conector de entrada de la toma deben cumplir las especificaciones de la interfaz básica o la interfaz universal, en función de las necesidades de alimentación del vehículo y la capacidad de abastecimiento de la toma.

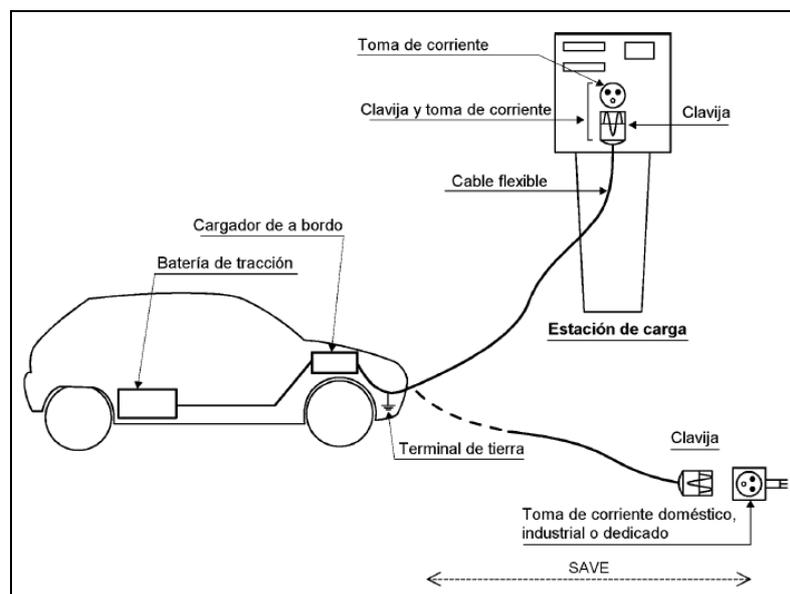


Figura 21. Conexión tipo A.

- **Conexión Tipo B**

El cable de conexión dispone de dos clavijas, como se ve en la Figura una que se inserta en el vehículo y otra que se inserta en la toma de recarga. Este tipo de conexión **no está permitida para** realizar la recarga según **el modo 4**. Las dos clavijas y los conectores donde se insertan, tanto el del vehículo como el de la toma, deben cumplir las especificaciones de uno de los interfaces recogidos en la norma.

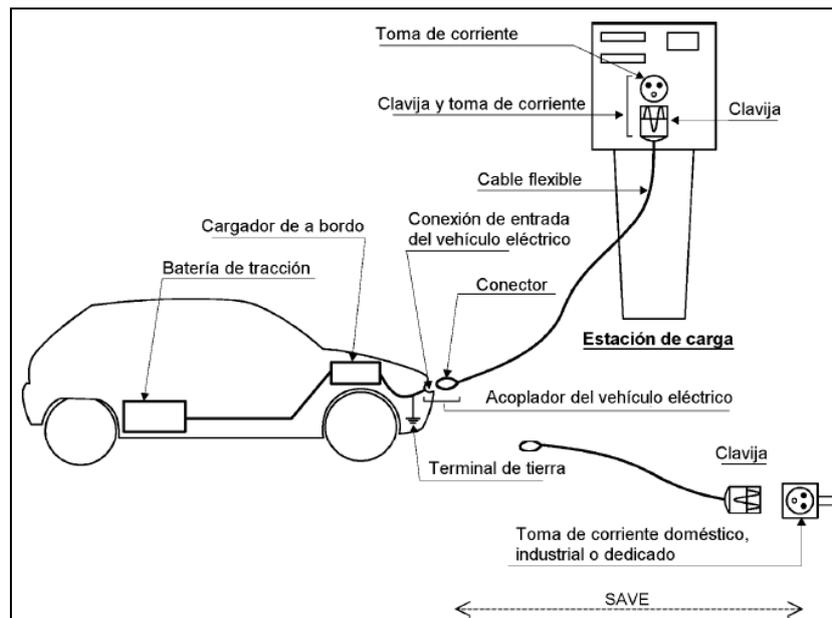


Figura 22. Conexión tipo B.

- **Conexión Tipo C**

El cable de conexión es solidario a la toma de recarga y lleva una clavija adecuada para conectarlo al vehículo, como muestra Figura. Este tipo de conexión **es la única permitida para** realizar una recarga según **el modo 4**. Tanto la clavija unida mediante el cable a la toma de recarga, como el conector incorporado en el vehículo, deben cumplir las especificaciones de uno de los interfaces descritos en la norma. Solo en el caso de que el conector del vehículo y la clavija de la toma cumplan las especificaciones descritas en la norma, para el interfaz universal, se podrá realizar el proceso de carga según el modo 4.

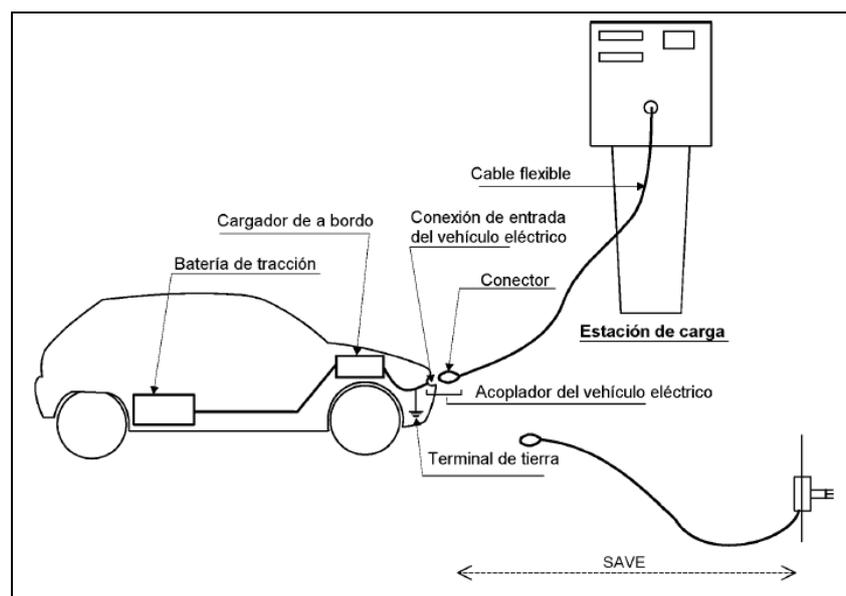


Figura 23. Conexión tipo C.

Además de la Normativa propia de vehículos eléctricos y tomas de recarga, existen diferentes estándares, de entre los que destaca el protocolo CHAdeMO. CHAdeMO es una Asociación fundada por Toyota, Nissan, Mitsubishi y Subaru para desarrollar el estándar de carga rápida para vehículos eléctricos. Este protocolo realiza una carga del vehículo eléctrico en corriente continua a una potencia máxima de 50 kW. Esto implica que, en función del tamaño de la batería y del nivel de carga de la misma, la carga se realizará en un tiempo aproximado de 15 - 20 minutos. Para vehículos eléctricos convencionales, lo normal es que en 15 minutos se haya completado el 80 % de la carga de la batería, suficiente para recorrer más de 100 km. Otra de sus características es que gestiona con el vehículo los valores de corriente y tensión más apropiados según el estado en que se encuentre la batería para evitar que sea dañada en el proceso de carga. Dado que CHAdeMO es el único estándar de carga rápida a nivel mundial, está previsto que prácticamente la totalidad de fabricantes japoneses y europeos acepten este protocolo de carga en sus vehículos. En la actualidad, todos los vehículos eléctricos de Mitsubishi, Nissan-Renault, Toyota, Subaru, PSA Peugeot - Citroën cuentan con interfaz de carga rápida CHAdeMO. Ejemplo de esto son los vehículos: Mitsubishi i-MiEV, Peugeot i-On, Citroën C-Zero, Nissan Leaf, etc.

Una vez comentada la Normativa a aplicar se presentan las estaciones de recarga disponibles de forma comercial en la actualidad.

En función de su futura ubicación y del uso a el que se destine, los dispositivos comerciales pueden adoptar distintas formas:

- Postes
- Cajas
- Sistemas multipunto

Los postes se usarán principalmente para recargar los vehículos en la vía pública, aparcamientos y en gasolineras o electrolineras. En el cuerpo del dispositivo se instalarán todos los componentes necesarios para la realización de la recarga del vehículo así como la identificación el vehículo-usuario y el pago por la energía consumida, si fuese necesario. Debido a que estos postes de recarga de VE, por norma general, se instalarán a la intemperie y en zonas públicas deberán ser resistentes a los elementos y antivandálicas.

Por su parte las cajas, son ideales para su uso en aparcamientos privados, ya sea en viviendas unifamiliares, parkings de comunidades de vecinos o empresas. Debido a su destino, por norma general no suelen tener altos grados IP o ser antivandálicas.

Los sistemas multipunto son aquellos en los que se vigila mediante un único sistema de control el proceso de carga de varios vehículos de forma simultánea. Mediante estos sistema se permite la recarga de varios vehículos de forma simultánea pero el control evita que se creen problemas en la red eléctrica. En la Figura se puede observar parte de la gama de productos del fabricante español Circutor.



Figura 24. Dispositivos de recarga de vehículo eléctrico de CIRCUTOR.

Dispositivos comerciales

En función de sus características eléctricas y constructivas así como sus usos, pueden aparecer diferentes clasificaciones de los SAVE. En este documento se agruparán las tomas en función del ritmo con el que recargan las baterías para su posterior estudio. De esta forma se diferenciará entre tomas de recarga lenta y tomas de recarga rápida, como se hizo en el apartado anterior (véase la Figura).

En la actualidad existen diversas compañías que comercializan tomas de recarga para vehículos eléctricos. Las principales características que determinan una toma de recarga son las siguientes:

- Tipo de tensión de entrada (valor rms, si es continua o alterna y si es trifásica o monofásica)
- Intensidad máxima consumida por la toma
- Tensión de salida (Alimentación al cargador del vehículo o a la batería)
- Intensidad máxima de alimentación al vehículo
- Temperatura de trabajo.

Pese a la diversidad de modelos a continuación (Tabla) se hará una breve reseña de los dispositivos de recarga lenta así como de sus principales características:

Fabricante	Modelo	Tensión entrada (V. CA)	Intensidad máx. entrada	Temperatura	Grado IP	Tensión Batería (V. DC)	Formato físico	Conector
CIRCUTOR (gama RVE)	RVE – 1 RVE – 2	230	16 A/toma	-10°C a 50°C	54	-	Poste y multipunto (RVE-2)	Schuko
	RVE-CP1 RVE-CP2 RVE-CP1-P RVE-CP2-P RVE-CD1 RVE-CD1-P	230	16 A/toma	-10°C a 50°C	20	-	Caja y multipunto (RVE-CP2 y RVE-CP2-P)	Schuko
	RVE-CM20 RVE-SL	230	16A/toma	-10°C a 50°C	20	-	Sistema multipunto	Schuko

	RVE-CM1	230	32 A	-10°C a 50°C	20	-	Caja	CETAC® 63 A monofásico
Coulomb Technologies	CT500*	208 / 240	30 A	-30°C a 50°C	NEMA 3R (sellado contra lluvia, IP 64)	-	Caja	SAE J1772™
	CT1000*	120	16 A	-30°C a 50°C	44	-	Caja y poste	Nema 5-20 outlet
	CT1500	230	16 A	-30°C a 60°C	NEMA 3R (sellado contra lluvia, IP 64)	-	Caja y poste	Schuko, BS, AUZ
	CT2000*	208 / 240	30 A	-30°C a 50°C	NEMA 3R (sellado contra lluvia, IP 64)	-	Caja y poste	SAE J1772™
	CT2100*	120 y 208 / 240	16 y 30 A	-30°C a 60°C	NEMA 3R (sellado contra lluvia, IP 64)	-	Poste	SAE J1772™
Minit-charger	SC	480 - 600	20 - 16 A	-20°C a 50°C	-	24, 36	Caja	-
	PJ	208 - 240	32 A	0°C a 50°C	-	24	Caja	-
	FC	480 - 600	30 – 24 A	-20°C a 50°C	-	24, 36, 48	Caja	-
RWE	Autostrom Ladebox	400	32 A	-20°C a 50°C	-	-	Caja	MENNEKES
	Ladesäule	400	32 A	-20°C a 50°C	-	-	Poste	MENNEKES
Better Place		220 V	-	-	-	-	-	-
Tesla	Spare Mobile Connector	120	15 A	-	-	-	-	-
Elektromotive	Elektrobay	240	20 A	-20°C a 50°C	56	-	Poste y caja	NEMA 5- 15R Schuko AS 3112
Emerix Iberinnova	Merlyn	230	16 A	-30°C a 60°C	55	-	Poste	Schuko BS1363
WSA ELECTRONIC	Parquímetro	230	16 A	-	-	-	Poste- Parquímetro	Schuko
AV Aerovironment	1 EVSE	208 / 240	30	-30°C a 50°C	NEMA 4 (IP66)	-	Poste	SAE-J1772
EV-CHARGE America	EV 2002	120 V	20 A	-	-	-	Poste	NEMA 5-20
	EV 2003	110 V	20 A	-	-	-	Caja	NEMA 5-20

* Sólo en Estados Unidos.

Tabla 6. Recopilación de modelos comerciales de toma de recarga lenta para vehículo eléctrico.

A la vista de esta tabla se pueden alcanzar varias conclusiones acerca de las tomas de recarga lenta:

- Existen modelos para diferentes niveles de tensión, monofásicos y trifásicos. Gracias a este hecho, se pueden atender las necesidades de recarga de vehículos de cualquier cliente, comercial o doméstico.
- Los dispositivos se agrupan en torno a dos niveles de corriente: 16 y 32 A. De esta forma y en la línea de la anterior conclusión existen dispositivos que se pueden adaptar a las instalaciones eléctricas de cualquier cliente.
- En función de su ubicación, interior o exterior, las tomas de recarga adquieren distintos niveles de protección IP.
- Uno de los aspectos más interesantes es el conector que se usa para unir físicamente el vehículo a la toma de recarga. En los SAVE de hasta 16 A se usan tomas de uso doméstico: Schuko, Nema 5-15, Nema 5-20, BS1363, etc... La elección del conector se realizará en función de la región en la que se desee instalar la toma de recarga y de la toma que incorporen los vehículos que se prevé vayan a usarla. Por su parte, los SAVE de hasta 32 A usan tomas industriales de tres terminales (fase, neutro y tierra) o el SAE J1772, un conector especialmente diseñado para la recarga del VE. Todos los aspectos relativos a los conectores se comentará con más profundidad en el próximo apartado.

Una vez se ha analizado el mercado de las tomas de recarga lenta se analizan los dispositivos de recarga rápida. En este caso y debido a que son el objetivo principal de este documento, se estudiará cada modelo de forma independiente.

	Modelo	Fabricante
	HIGH POWER WALL CONECTOR	TESLA
	Tensión de entrada	I max entrada
	230 V (monofásico)	70 A (28 kW)
	V servicio al vehículo	I_{max} servicio al vehículo
	-	-
	Temperatura de funcionamiento	Grado IP
	-	NEMA 4 (IP 66)
	Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
	CAJA	363 x 432 x 152
	Conector	Comunicaciones.
	-	-
Protocolo CHAdeMO	¿Disponible en Europa?	
NO	NO	

	Modelo	Fabricante
	RVE-CT1	CIRCUTOR
	Tensión de entrada	I max entrada
	400	63 A (43 kW)
	V servicio al vehículo	Imax servicio al vehículo
	400 V (AC trifásico)	63 A (AC trifásico)
	Temperatura de funcionamiento	Grado IP
	-20°C a 50°C	20
	Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
	Caja	270 x 668 x 340
	Conector	Comunicaciones.
	CETAC® 63 A trifásico	-
Protocolo CHAdeMO	¿Disponible en Europa?	
NO	SI (No cumple normativa europea para tomas UNE-61851)	

	Modelo	Fabricante
	CT3000 (CT3001, simple, y CT3002, doble)	COULOMB TECHNOLOGIES
	Tensión de entrada	I max entrada
	480 / 600, +/- 10%, Trifásico (3 hilos o 4 con GND)	70 A a 480V; 56 A a 600V (52 kW) 140 A a 480V; 112 A a 600V (67 kW)
	V servicio al vehículo	Imax servicio al vehículo
	240 - 500 V (DC)	125 A a 400 V (DC)
	Temperatura de funcionamiento	Grado IP
	-	NEMA 3R (sellado contra lluvia, IP 64)
	Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
	Poste Multipunto (dos conectores)	620 x 2.385 x 1.270
	Conector	Comunicaciones.
	-SAE J1772™ -CHAdeMO	-
Protocolo CHAdeMO	¿Disponible en Europa?	
SI	No	



Modelo	Fabricante
-	SGTE
Tensión de entrada	I max entrada
400 V (AC Trifásico)	80 A (55kW)
V servicio al vehículo	I max servicio al vehículo
500 V (DC)	125 A (DC) ()
Temperatura de funcionamiento	Grado IP
Hasta -35 °C	55
Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
Poste	600 x 1800 x 1100
Conector	Comunicaciones.
CHAdeMO	GSM
Protocolo CHAdeMO	¿Disponible en Europa?
Si	SI



Modelo	Fabricante
EV 125 EV 250	AV Aerovironment
Tensión de entrada	I max entrada
480 V Trifásico	165 A (137 kW), 330 A (274 kW)
V servicio al vehículo	I max servicio al vehículo
600 – 50 V (DC) 700 – 50 V (DC)	275 A, 550 A (DC) cosφ=0,95
Temperatura de funcionamiento	Grado IP
-30 °C a +50 °C	-
Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
Poste	-
Conector	Comunicaciones.
-	Bus CAN
Protocolo CHAdeMO	¿Disponible en Europa?
-	-

	Modelo	Fabricante
	EV30-PS EV50-PS EV60-PS	AV Aerovironment
	Tensión de entrada	I max entrada
	480 V Trifásico (AC)	12, 68, 84 A / 10, 56, 70 kW
	V servicio al vehículo	Imax servicio al vehículo
	50 - 600 V (DC) 50- 500 V (DC) 50 - 600 V (DC)	100, 120, 200 A (DC) cosφ=0,95
	Temperatura de funcionamiento	Grado IP
	-30 °C a +50 °C	-
	Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
	Poste	-
	Conector	Comunicaciones.
	CHAdEMO	Bus CAN
Protocolo CHAdEMO	¿Disponible en Europa?	
SI	-	

	Modelo	Fabricante
	36 kW 50 kW	AKER WADE POWER TECHNOLOGIES
	Tensión de entrada	I max entrada
	V servicio al vehículo	Imax servicio al vehículo
	400 V (DC)	90 A (36 kW) y 125 A (50 kW)
	Temperatura de funcionamiento	Grado IP
	-	54
	Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
	Poste	
	Conector	Comunicaciones.
	CHAdEMO	-
Protocolo CHAdEMO	¿Disponible en Europa?	
SI	-	

	Modelo	Fabricante
	-	ABB (PROTOSCAR)
	Tensión de entrada	I max entrada
	-	-
	V servicio al vehículo	Imax servicio al vehículo
	(DC)	(DC)
	Temperatura de funcionamiento	Grado IP
	-	-
	Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
	Poste	-
	Conector	Comunicaciones.
	CHAdEMO	-
Protocolo CHAdEMO	¿Disponible en Europa?	
SI	SI	

	Modelo	Fabricante
	-	HASETEC
	Tensión de entrada	I max entrada
	200 V , trifásico (tres hilos)	150 (50 kW) – 200 A (70 kW)
	V servicio al vehículo	Imax servicio al vehículo
	500 V DC	125 A DC
	Temperatura de funcionamiento	Grado IP
	-10 °C a + 40° C	-
	Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
	Poste	-
	Conector	Comunicaciones.
	CHAdEMO	-
	Protocolo CHAdEMO	¿Disponible en Europa?
SI	-	

	Modelo	Fabricante
	-	EVTRONIC
	Tensión de entrada	I max entrada
	-	-
	V servicio al vehículo	Imax servicio al vehículo
	500 V (DC)	50 A (DC)
	Temperatura de funcionamiento	Grado IP
	-	55
	Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
	POSTE	1.100 x 2.350 x 835
	Conector	Comunicaciones.
	CHAdEMO	-
	Protocolo CHAdEMO	¿Disponible en Europa?
SI	-	

	Modelo	Fabricante
	HFR1-50B3 (50kW)	TAKAOKA
	Tensión de entrada	I max entrada
	200 V Trifásico (AC), (400 V con transformador)	-
	V servicio al vehículo	Imax servicio al vehículo
	50 – 500 V (DC)	125 A (DC)
	Temperatura de funcionamiento	Grado IP
	-	33
	Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
	Poste	450 x 1.675 x 1.120
	Conector	Comunicaciones.
	CHAdEMO	-
	Protocolo CHAdEMO	¿Disponible en Europa?
SI	-	

	Modelo	Fabricante
	EVC-50kA	GS YUASA
	Tensión de entrada	I max entrada
	200 V (AC)	144 A (50 kW)
	V servicio al vehículo	I max servicio al vehículo
	400 V (DC)	125 A (DC)
	Temperatura de funcionamiento	Grado IP
	-10 °C a + 40° C	-
	Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
	Poste	950 x 1.600 x 700
	Conector	Comunicaciones.
	CHAdEMO	-
	Protocolo CHAdEMO	¿Disponible en Europa?
SI	-	

	Modelo	Fabricante
	YDDZ3030	NICHICON
	Tensión de entrada	I max entrada
	-	-
	V servicio al vehículo	I max servicio al vehículo
	50 – 500 V (DC)	60 A (DC)
	Temperatura de funcionamiento	Grado IP
	-	-
	Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
	Poste	370 x 1.318 x 250
	Conector	Comunicaciones.
	CHAdEMO	-
	Protocolo CHAdEMO	¿Disponible en Europa?
SI	-	

Toma de recarga asociada a una instalación de generación fotovoltaica y a un sistema de almacenamiento compuesto de supercondensadores y baterías de ión-litio.

	Modelo	Fabricante
	NSQC-44-A-1 NSQC-44-B-1 NSQS-44-C-1	NISSAN
	Tensión de entrada	I max entrada
	200 V Trifásico (AC)	144 A (50 kW)
	V servicio al vehículo	Imax servicio al vehículo
	500 V (DC)	125 A (DC)
	Temperatura de funcionamiento	Grado IP
	-10 a 40 °C 10 a 50 °C -20 a 40 °C	-
	Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
	Poste	750 x 1.700 x 640 1.050 x 1.700 x 640 750 x 1.700 x 710
Conector	Comunicaciones.	
CHAdEMO	-	
Protocolo CHAdEMO	¿Disponible en Europa?	
SI	-	
NSQC-44-A-1	NSQC-44-B-1	NSQS-44-C-1
1,470,000 ¥	1,732,500 ¥	1,543,500 ¥
12.989,88 €	15.309,5 €	13.639,38 €

Cambio Yen Euro de mediados de Noviembre de 2010: 1 Euro = 113,1650 Yenes.

	Modelo	Fabricante
	EVQC-5250	ULVAC
	Tensión de entrada	I max entrada
	-	-
	V servicio al vehículo	Imax servicio al vehículo
	-	-
	Temperatura de funcionamiento	Grado IP
	-	-
	Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
	Poste	-
Conector	Comunicaciones.	
CHAdEMO	-	
Protocolo CHAdEMO	¿Disponible en Europa?	
SI	-	

Toma de recarga asociada a una instalación de generación fotovoltaica.

	Modelo	Fabricante
	KRCSS-30; KRCSS-50W KRCSS-50; KRCSS-30 KRCSS-50W; KRCSS-50 Cruz Roja de Kenia-30	KYUKI
	Tensión de entrada	I max entrada
	-	-
	V servicio al vehículo	Imax servicio al vehículo
	500 V (DC)	75 y 125 A (DC)
	Temperatura de funcionamiento	Grado IP
	-	-
	Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
	Poste móvil	400 x 1.436 x 250
	Conector	Comunicaciones.
	CHAdEMO	-
Protocolo CHAdEMO	¿Disponible en Europa?	
SI	-	
Los componentes de electrónica de potencia se encuentran en un contenedor fijo, mientras que la toma de recarga y los dispositivos de identificación y pago se pueden desplazar (imagen adjunta).		

	Modelo	Fabricante
	EV-50	TEMPEARL
	Tensión de entrada	I max entrada
	200 V trifásico (AC)	173.2 A (55 kW) $\cos\phi=0,95$
	V servicio al vehículo	Imax servicio al vehículo
	50 – 500 V (DC)	125 A (DC)
	Temperatura de funcionamiento	Grado IP
	-	-
	Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
	Poste	750 x 1.630 x 700
Conector	Comunicaciones.	
CHAdEMO	-	
Protocolo CHAdEMO	¿Disponible en Europa?	
SI	-	

	Modelo	Fabricante
	TQVC500M3	TAKASAGO
	Tensión de entrada	I max entrada
	200 V trifásico (AC)	170 A (55 kW) $\cos\phi=0,95$
	V servicio al vehículo	Imax servicio al vehículo
	50 – 500 V (DC)	125 A (DC)
	Temperatura de funcionamiento	Grado IP
	-10 a 40 °C	33
	Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
	Poste	550 x 1.650 x 830
Conector	Comunicaciones.	
CHAdEMO	-	
Protocolo CHAdEMO	¿Disponible en Europa?	
SI	-	

	Modelo	Fabricante
	-	SCHNEIDER
	Tensión de entrada	I max entrada
	-	
	V servicio al vehículo	Imax servicio al vehículo
	500 V (DC) 400 V (AC)	125 A (DC) 63 A (AC)
	Temperatura de funcionamiento	Grado IP
	-	-
	Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
	Poste	-
	Conector	Comunicaciones.
	CHAdEMO y el dispositivo propuesta por Legrand, Scame y Schneider Electric.	-
	Protocolo CHAdEMO	¿Disponible en Europa?
SI	-	

	Modelo	Fabricante
	MULTI PORT AC/DC COMBO POST SIGLE PORT	EPYON POWER
	Tensión de entrada	I max entrada
	340 – 460 V (AC trifásica) -	95 A -
	400 V (AC trifásica)	85 A (70 kW)
	V servicio al vehículo	Imax servicio al vehículo
	50 – 550 V (DC)	120 A 16 A AC y 125 A DC 125 A DC
	Temperatura de funcionamiento	Grado IP
	-20 °C - +45 °C 0 °C - +45 °C o -20 °C - +45 °C (con calefactores internos)	54 (22 opcional) 55 o 67 54
	Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
	Multipunto Poste con tomas AC/DC Poste DC	1100 x 1700 x 1825 226 x 1655 x 375 600 x 1748 x 960
	Conector	Comunicaciones.
	CHAdEMO CHAdEMO + MENNEKES CHAdEMO	-
Protocolo CHAdEMO	¿Disponible en Europa?	
SI	Si	

	Modelo	Fabricante
	Rapid EV charger	PANASONIC
	Tensión de entrada	I max entrada
	-	-
	V servicio al vehículo	I max servicio al vehículo
	-	-
	Temperatura de funcionamiento	Gra-do IP
	-	-
	Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
	Poste	-
	Conector	Comunicaciones.
	CHAdEMO	-
	Protocolo CHAdEMO	¿Disponible en Europa?
SI	-	

	Modelo	Fabricante
	-	MOBIE
	Tensión de entrada	I max entrada
	-	-
	V servicio al vehículo	I max servicio al vehículo
	400 V (AC trifásico) 200 – 500 V (DC)	63 A (AC) 125 A (DC)
	Temperatura de funcionamiento	Grado IP
	-20 °C - +50 °C	-
	Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
	Poste	-
	Conector	Comunicaciones.
	MENNEKES y CHADEMO	-
	Protocolo CHAdEMO	¿Disponible en Europa?
SI	-	

	Modelo	Fabricante
	-	IES SYNERGY
	Tensión de entrada	I max entrada
	400 V (AC trifásica)	100 A (70 kW)
	V servicio al vehículo	I max servicio al vehículo
	200 – 500 V (DC)	125 A (DC)
	Temperatura de funcionamiento	Grado IP
	-20°C to +45°C	54
	Formato físico	Dimensiones [mm] (largo x alto x ancho)
	Poste	-
	Conector	Comunicaciones.
	-	-
	Protocolo CHAdEMO	¿Disponible en Europa?
-	-	

Entre las tomas de recarga rápida se pueden hacer grupos de dispositivos: los que inyectan a los vehículos una corriente alterna (como por ejemplo los modelos de CIRCUTOR, EV-CHARGE AMERICA y TESLA); los que lo hacen en continua (COULOMB TECHNOLOGIES, SGTE, AV AEROVIRONMENT, AKER WADE POWER TECHNOLOGIES y otros) y los que en un mismo dispositivo permiten la recarga de vehículo tanto en corriente continua como alterna. Los SAVE que funcionan en AC soportan corrientes menores que los dispositivos DC: 40, 63 y 70 A frente a los 90 a 550 A de los dispositivos DC.

La tensión de entrada a todos los dispositivos es la de la red eléctrica de distribución a la que se conecten, que puede variar en función de la región en la que se instalen. La tensión con la que se inyecta energía a los VE depende de cada dispositivo: en los que funcionan en AC sigue siendo la de la red y en los de DC varía entre los 700 y los 50 V.

La Tabla resume las principales características de las tomas de recarga rápida presentadas anteriormente.

Fabricante	Potencia (kW)	Modo AC/DC	Conector
TESLA	28	AC	-
CIRCUTOR	43	AC	CETAC
COULOMB TECH.	52	AC	SAE J1772
	67	DC	CHAdEMO
SGTE	55	DC	CHAdEMO
AV Aerovironment	274-10	AC-DC	
AKER WADE	50	DC	-
ABB	-	DC	CHAdEMO
HASETEC	55	DC	CHAdEMO
EVTRONIC	25	DC	CHAdEMO
TAKAOKA	55	DC	CHAdEMO
GS YUASA	50	DC	CHAdEMO
NICHICON	30	DC	CHAdEMO
NISSAN	55	DC	CHAdEMO
ULVAC	-	DC	CHAdEMO
KYUKI	55	DC	CHAdEMO
TEMPEARL	55	DC	CHAdEMO
TAKASAGO	55	DC	CHAdEMO
SCHNEIDER	55	DC	CHAdEMO
	43	AC	
PANASONIC	-	DC	CHAdEMO
EPYON POWER	70	DC	CHAdEMO
MOBIE	55	DC	CHAdEMO
	43	AC	
IES SYNERGY	70	DC	-

Tabla 7. Tabla resumen de tomas de recarga rápida existentes en el mercado.

Un aspecto a destacar es el conector que une el SAVE con el VE. Un aspecto importante para favorecer la penetración del vehículo eléctrico es la estandarización de la conexión toma de recarga vehículo. La mayor parte de los dispositivos de recarga rápida, y algunos de los de recarga lenta, usan el terminal SAE J1772 y la propuesta de CHAdeMO. Algunos fabricantes han optado por soluciones independientes que tendrán que sufrir un proceso de estandarización cuando los dispositivos de carga comiencen a extenderse. Por su parte CIRCUTOR usa una toma industrial de 63 amperios y 5 terminales (3 fases, neutro y tierra) y TESLA usa una toma específica para sus vehículos.

Conectores para la recarga del VE

El conector para la recarga del vehículo eléctrico es el dispositivo que une el SAVE con el propio vehículo eléctrico. En la actualidad existen diversos dispositivos que pueden realizar esta función, la elección de uno de ellos depende de diversos factores: potencia a conducir, tensión y corriente de funcionamiento, tipo de corriente (corriente continua o corriente alterna, monofásica o trifásica), la posibilidad de incorporar terminales para los sistemas de comunicación, la protección frente a los elementos, etc....

Debido a la diversidad de dispositivos, en este apartado se estudiarán las indicaciones que sobre este tema se hacen en la norma UNE-EN 61851-1 y se analizarán las características generales de los dispositivos comerciales actuales. Este apartado se concluirá con un estudio de los conectores empleados en las tomas de recarga actuales.

Características generales

En la norma UNE-EN 61851-1 se recogen las características que deben cumplir los interfaces de los conectores del SAVE. En los apartados 8.2 y 8.3 de esta norma se indican las características físicas del interfaz universal y del interfaz básico.

- **Interfaz Universal**

Constituida por hasta 12 terminales de señal y potencia, dependiendo el uso de los mismos en función del modo de carga del vehículo. La conexión de entrada universal del vehículo debe adaptarse al conector de alta potencia de DC y de AC e impedir que un conector DC use los terminales AC y viceversa. Esta interfaz permite realizar todos los modos de recarga (incluido el modo 4), tanto para recarga en corriente continua como alterna:

- Carga en AC a alta potencia.
- Carga en AC a baja potencia.
- Carga en DC a alta potencia.

En la Tabla se detallan los terminales, su función y sus características eléctricas, según las indicaciones de la Norma UNE-EN 61851.

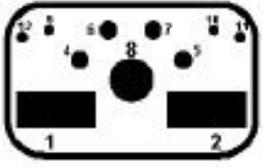
interfaz universal red c.a. y alta potencia c.c.	POSICIÓN	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		FUNCIÓN <i>(Para los contactos del 9 al 12 las condiciones ambientales imponen las secciones)</i>
		Alta potencia C.A./C.A.	Alta potencia C.C./C.A.	
	1	500 V 250 A	600 V 400 A	Línea de alta potencia C.C./C.A.
	2	500 V 250 A	600 V 400 A	Línea de alta potencia C.C./C.A.
	3	500 V 250 A	-	Línea de alta potencia C.A.
	4	400 V 32 A	400 V 32 A	Fase 1 de baja potencia
	5	400 V 32 A	400 V 32 A	Fase 2 de baja potencia
	6	400 V 32 A	400 V 32 A	Fase 3 de baja potencia
	7	400 V 32 A	400 V 32 A	Neutro
	8	Reservada para fallo	Reservada para fallo	Conductor de Protección
	9	30 V 2 A	30 V 2 A	Conductor Piloto de Control <i>(Se puede utilizar para indicar la potencia si no interfiere con las funciones de piloto de control)</i>
	10	30 V 2 A	30 V 2 A	Comunicación 1 (+)
	11	30 V 2 A	30 V 2 A	Comunicación 2 (-)
	12	30 V 2 A	30 V 2 A	Tierra de comunicación

Tabla 8. Descripción del interfaz universal.

Esta interfaz, permite la conexión de los distintos sistemas de carga que incorporan los VE, tanto los que disponen de un cargador integrado en el propio vehículo, como los que requieren de uno externo.

- **Interfaz Básica**

Está formada por hasta 8 terminales. Las posiciones de potencia estarán normalizadas de la misma forma que en los conectores industriales de potencia. Este interfaz no se podrá conectar en las bases del terminal universal. Solo se admite para esta interfaz la conexión en corriente alterna monofásica o trifásica. Está indicada para poder realizar la recarga del vehículo según los modos 1, 2 y 3. En la Tabla se detallan los terminales que deben incorporar el dispositivo, su función y sus características eléctricas.

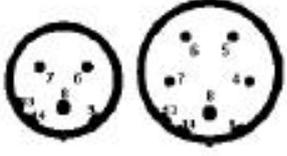
interfaz básica solamente red c.a.	POSICIÓN	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		FUNCIÓN <i>(Para los contactos del 9 al 12 las condiciones ambientales imponen las secciones)</i>
		Monofásica	Trifásica	
	1	-	400 V 32 A	Fase 1 de baja potencia
	2	-	400 V 32 A	Fase 2 de baja potencia
	3	400 V 32 A	400 V 32 A	Fase 3 de baja potencia
	4	400 V 32 A	400 V 32 A	Neutro
	5	Reservada para fallo	Reservada para fallo	Conductor de Protección
	6	30 V 2 A	30 V 2 A	Conductor Piloto de Control <i>(Se puede utilizar para indicar la potencia si no interfiere con las funciones de piloto de control)</i>
	7	30 V 2 A	30 V 2 A	Indicador de potencia
	8	30 V 2 A	30 V 2 A	Indicador de potencia

Tabla 9. Descripción del interfaz básico.

Dispositivos comerciales

Como se vio al comentar las tomas de recarga, se usan distintos tipos de conectores para realizar la conexión física entre el SAVE y el VE. Los aspectos más importantes a tener en cuenta cuando se elige la toma de corriente son:

- Potencia a soportar.
- Tensiones y corrientes máximas del dispositivo.
- Tipo de corriente que deben conducir (DC o AC).
- Posibilidad de servir de puerto de comunicaciones entre el vehículo y el SAVE.
- Nivel de protección IP.
- Enclavamiento.
- Estado de homologación y cumplimiento de la normativa.

A continuación se analizarán los terminales más usados en los SAVE. En un primer momento se estudiarán los dispositivos domésticos, para continuar con los industriales y terminar por los diseños específicos para VE.

Conectores para uso doméstico (carga lenta):



Denominación	Normativa
BS	BS 1363 (Estándar británico)
Número de terminales	I max
3 (fase, tierra y neutro)	13 A
Tensión nominal de funcionamiento	Tensión máxima
230 V	250 V
Dimensiones	Enclavamiento
	NO
Tierra	Comunicaciones
SI	NO



Denominación	Normativa
SCHUKO	Estándar CEE 7/4
Número de terminales	I max
2 (fase y neutro) + 2 contactos planos (tierra)	16 A
Tensión nominal de funcionamiento	Tensión máxima
230 V	250
Dimensiones	Enclavamiento
Pines de 4,8 mm de diámetro y 19mm de longitud, separados 19mm	Sí, dos pestañas
Tierra	Comunicaciones
SI	NO



Denominación	Normativa
NEMA 5-15 R y NEMA 5-20	ANSI/NEMA WD 6 (estándar americano)
Número de terminales	I max
3 (fase, neutro y tierra)	10 A
Tensión nominal de funcionamiento	Tensión máxima
120 V	
Dimensiones	Enclavamiento
	NO
Tierra	Comunicaciones
SI	NO



Denominación	Normativa
AUZ - AS 3112	AS 3112-1981 (Estándar australiano)
Número de terminales	I max
3 (fase, tierra y neutro)	10 A
Tensión nominal de funcionamiento	Tensión máxima
230 V	250
Dimensiones	Enclavamiento
	NO
Tierra	Comunicaciones
SI	NO

Como se puede comprobar por sus características, estos conectores sirven aproximadamente para el mismo rango de usos. La elección y uso en un SAVE de un modelo concreto dependerá de la ubicación geográfica de la toma de recarga y de los vehículos que se espera que la usen.

Terminales de origen industrial utilizados en la conexión de VE:

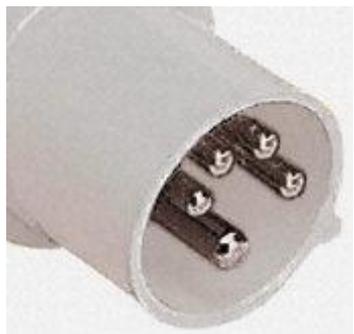
En este caso, la elección del conector dependerá únicamente de las tensiones y corrientes máximas que deba soportar el dispositivo durante la recarga y de el tipo de corriente que se debe inyectar en el VE, monofásica o trifásica.



Denominación	Normativa
INDUSTRIAL 16 A	
Número de terminales	I max
3 (fase, neutro y tierra)	16
Tensión nominal de funcionamiento	Tensión máxima
230 V	
Dimensiones	Enclavamiento
	SI
Tierra	Comunicaciones
SI	NO



Denominación	Normativa
CETAC 63 A monofásico industrial	
Número de terminales	I max
3 (fase, neutro y tierra)	63
Tensión nominal de funcionamiento	Tensión máxima
230 V	
Dimensiones	Enclavamiento
	SI
Tierra	Comunicaciones
SI	NO



Denominación	Normativa
CETAC 63 A trifásico Industrial 63 A	
Número de terminales	I max
5 (tres fases, neutro y tierra)	63
Tensión nominal de funcionamiento	Tensión máxima
Dimensiones	Enclavamiento
	SI
Tierra	Comunicaciones
SI	NO

Terminales específicos para la conexión de VE:



Denominación	Normativa
SAE J1772 (type 1)	IEC 62196
Número de terminales	I max
5 (fase o +, neutro o -, tierra, detector de conexión y piloto)	20 A
Tensión nominal de funcionamiento	Tensión máxima
120 - 240	
Dimensiones	Enclavamiento
	SI, pestaña
Tierra	Comunicaciones
SI	SI, PLC (Power Line Communications)



Denominación	Normativa
CHAdEMO	CHAdEMO
Número de terminales	I max
10 (positivo, negativo y señales de comunicaciones)	200
Tensión nominal de funcionamiento	Tensión máxima
50-500 Vdc	500 Vdc
Dimensiones	Enclavamiento
	SI, pestaña
Tierra	Comunicaciones
NO	SI



Denominación	Normativa
MENNEKES (type 2)	IEC 62196
Número de terminales	I max
7 (3 fases, neutro, tierra, detector de conexión y piloto)	63 A
Tensión nominal de funcionamiento	Tensión máxima
230 / 400 V	400 V
Dimensiones	Enclavamiento
	Ajuste entre conector y receptor
Tierra	Comunicaciones
SI	SI



Denominación	Normativa
MARECHAL ELECTRIC	IEC
Número de terminales	I max
	50 A
Tensión nominal de funcionamiento	Tensión máxima
220/240 V	
Dimensiones	Enclavamiento
110x280x120 mm	SI
Tierra	Comunicaciones
SI	SI

Estos últimos dispositivos están siendo los más utilizados para su aplicación en las tomas de recarga rápidas o moderadas, puesto que son capaces de soportar las condiciones de trabajo que impone la carga de vehículos a potencias elevadas. La elección entre uno de estos dos dispositivos dependerá de diversos factores. Los dos primeros aspectos a tener en cuenta serán los niveles de tensión y corriente que se deban soportar, así como la normativa que siguen.

Debido a su importancia y a su elevado desarrollo tecnológico y comercial se analizará en más profundidad el conector tipo CHAdeMO. El estándar CHAdeMO únicamente regula la parte del conector que conecta con el VE (Figura), el diseño del resto del conector dependerá de su fabricante.

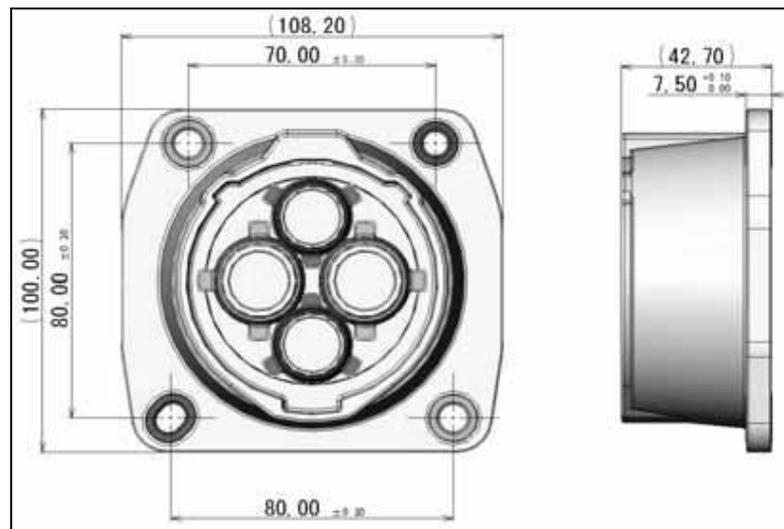


Figura 24. Parte del conector para toma de recarga rápida definida por CHAdeMO.

En la Figura se muestran, a modo de ejemplo, las partes básicas que componen el conector Yazaki-Jari desarrollado por la empresa TEPCO, miembro fundador de la CHAdeMO.

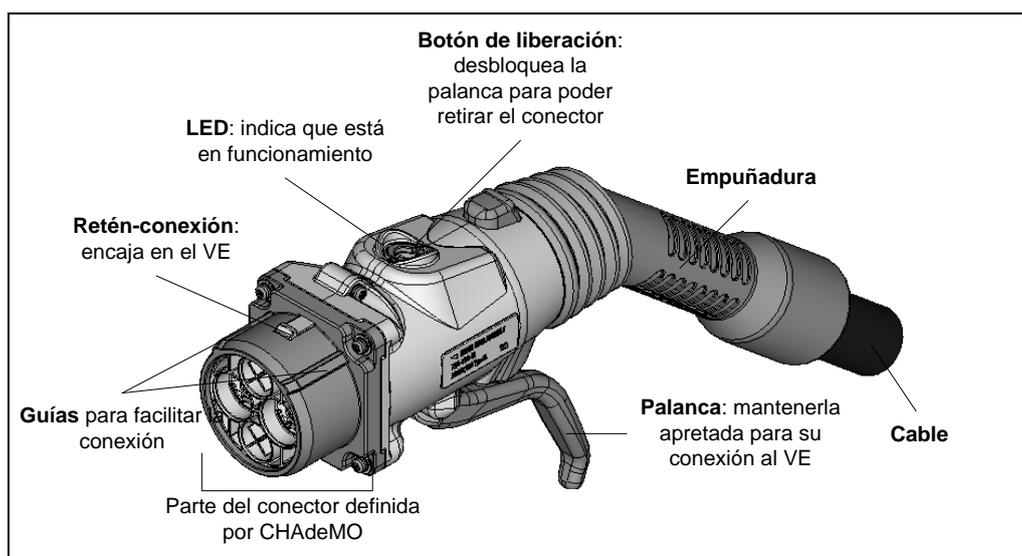


Figura 25. Ejemplo de conector para recarga rápida de VE en DC.

Para poder realizar la conexión entre la estación de recarga y el VE, tanto de la parte de potencia como de control, es necesaria una determinada configuración física del conector. Para el circuito de potencia del conector (5 y 6) se emplean cables 35 mm (2x35) para corriente continua, mientras que para el circuito de señal se emplean cables de 0,75 mm (7x0,75), dispuestos tal y como muestra la Figura . El pinout del conector se muestra en la Tabla .

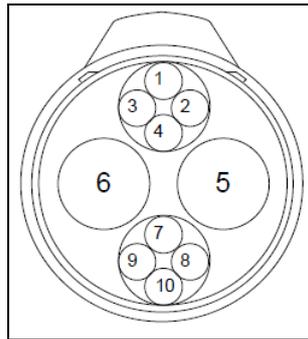


Figura 26. Pinout del conector definido por CHAdeMO.

Terminal No	Color	mm ²	Terminal name
1	BLACK	0.75	"Grounding wire" terminal
2	GREEN	0.75	"Charge start and stop 1" terminal (d1)
3			(none)
4	BROWN	0.75	"Charging permission/prohibition" terminal (k)
5	BLACK	22.0 or 40.0	"Power supply(-)" terminal Negative
6	WHITE	22.0 or 40.0	"Power supply(+)" terminal Positive
7	BLUE	0.75	"Verification of connector connection" terminal (h)
8	ORANGE	0.75	"CAN-H" terminal
9	RED	0.75	"CAN-L" terminal
10	PINK	0.75	"Charge start and stop 2" terminal (d2)

Tabla 10. Pinout del conector definido por CHAdeMO.

Un grupo de empresas europeas encabezadas por Legrand, Scame y Schneider Electric está desarrollando su propio terminal. Este conector, que pretende ser el estándar europeo, tiene una potencia de entre 22 y 24 kW y trabajará con tensiones monofásicas y trifásicas. Según la norma IEC se denominará type 3. En la Figura se pueden ver unas imágenes del prototipo.

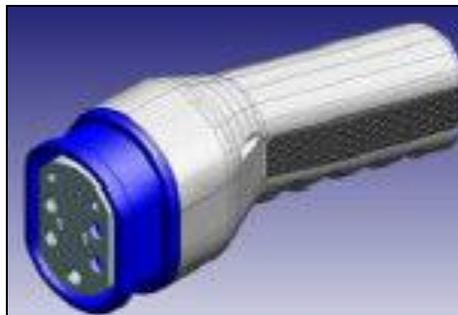


Figura 27. Propuesta de conector de Legrand, Scame y Schneider Electric.

A parte de los conectores específicos para la conexión de VE ya presentados, se están desarrollando otros modelos. Entre ellos destacan, por un lado, el conector Combo, desarrollado por el grupo de empresas del sector automovilístico formado por Audi, BMW, Daimler, PORSCHE y Volkswagen. Este conector pretende incorporar terminales para la carga continua compatibles con el protocolo CHAdeMO y terminales para la carga en alterna que conservan su formato actual.

Este sistema de recarga de VE contará con un receptor de vehículo único y universal que aceptará dos tipos de conectores, uno para recargas en AC y otros para recargas en DC. En la Figura se observan estos dispositivos.



Figura 28. Sistema de recarga de VE tipo combo: receptor de VE y conectores AC y DC.

Para la recarga rápida de VE de acuerdo con el Modo 3 en AC se emplea un conector tipo MENNEKES (Figura 3 y Tabla 1). Este tipo de conector permite tanto la conexión monofásica (230 V) como la trifásica (400 V), con una corriente de carga de entre 16 y 63 A. Los cables L1, L2 y L3 del circuito de potencia corresponden a cada una de las tres fases. Existe también neutro y tierra. El circuito de señal está formado por el cable de proximidad o detección de conexión con el VE y el cable de control para las comunicaciones.

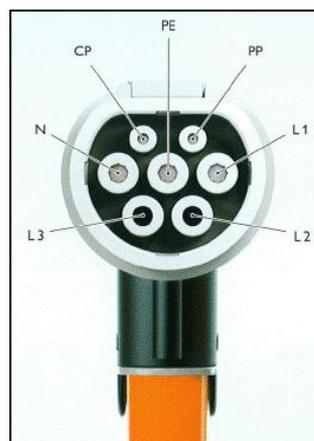


Figura 3. Conector type 2 (MENNEKES): terminales.

Terminal	Función		Comentarios
PP	Comunicaciones / control del proceso de recarga		Terminal Proximidad
CP			Terminal piloto control
PE	Puesta a tierra		Puesta a tierra del VE
N	Recarga del VE en AC trifásica	Recarga del VE en AC monofásica	Neutro
L1		-	Fase 1
L2		-	Fase 2
L3		-	Fase 3

Tabla 1. Conector tipo type 2 (MENNEKES): terminales.

En la Figura se puede observar el receptor de vehículo del sistema de conexión tipo COMBO y en la Tabla 2 se recogen las principales características de este conector.

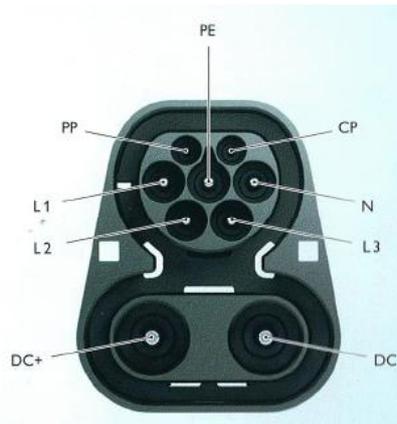


Figura 30. Conector tipo COMBO: receptor del VE.

Terminal	Función		Comentarios
PP	Comunicaciones / control del proceso de recarga		Terminal Proximidad
CP			Terminal piloto control
PE	Puesta a tierra		Puesta a tierra del VE
N	Recarga del VE en AC trifásica	Recarga del VE en AC monofásica	Neutro
L1		-	Fase 1
L2		-	Fase 2
L3		-	Fase 3
DC +	Recarga VE en DC		Terminal positivo
DC -			Terminal negativo

Tabla 2. Conector Tipo COMBO: terminales del receptor del VE.

En la Figura y en la Tabla 3 recogen las principales características del conector tipo combo para la recarga en DC.



Figura 31. Conector tipo COMBO.

Terminal	Función	Comentarios
PP	Comunicaciones / control del proceso de recarga	Terminal Proximidad
CP		Terminal piloto control
PE	Puesta a tierra	Puesta a tierra del VE
N	-	-
L1	-	-
DC +	Recarga VE en DC	Terminal positivo
DC -		Terminal negativo

Tabla 3. Conector Tipo COMBO: terminales.

Previsiones de demanda para las instalaciones de recarga de vehículo eléctrico

En este apartado se describen las previsiones de demanda para los SIRVE. Se comienza reproduciendo un extracto de la “Estrategia Integral para el Impulso del Vehículo Eléctrico en España” en el Anexo C:

<< SÍNTESIS DE LA ESTRATEGIA DE DESPLIEGUE DE LA INFRAESTRUCTURA DE CARGA Y PROGRAMACIÓN

Infraestructura vinculada.

Es la infraestructura mínima necesaria que se propone como aquella que está destinada a un vehículo concreto en aparcamiento privado y de flotas: una por vehículo (en el caso de las flotas, un punto de carga podría servir varios vehículos):

- Con una inversión que podría ser amortizada a través del precio del kWh consumido.

- Estratégicamente es necesario anticipar la infraestructura -y dependiendo tanto de la cadencia de suministro de los vehículos adquiridos como de la gestión de la solicitud de infraestructura- se estima construir cada año el 50% de las necesidades de los vehículos matriculados en ese año y 50% de los del año siguiente. Estrategia que se concretará en el Acuerdo-Compromiso Voluntario que se desarrollará con las empresas de energía eléctrica.

Puntos de carga de INFRAESTRUCTURA VINCULADA

		2009	2010	2011	2012	2013	2014
100% Particulares	Domicilio		1.000	3.500	7.500	15.000	35.000
	Acumulado		1.000	4.500	12.000	27.000	62.000
100% Flotas	Aparcamiento Empresa Flotas	-	9.000	31.500	52.500	75.000	95.000
	Acumulado	-	9.000	40.500	93.000	168.000	263.000

Figura 32. Previsión de la infraestructura de recarga en las flotas de transporte.

Nota: Para la infraestructura prevista en el 2014 se ha evaluado que en el 2015 se matricularán un 25% más de VE que en el año anterior.

Infraestructura de los servicios de recarga energética.

Engloba la infraestructura de carga lenta o rápida situada en aparcamientos públicos; de empresas, de centros comerciales y en la vía pública así como a los servicios de carga e intercambio de baterías:

- Se prevé en centros comerciales y aparcamientos públicos y de empresas 1 punto para cada 5 vehículos particulares (no de flotas) y uno por cada 10 en la vía pública. Y asimismo un punto de carga por cada 400 puntos de carga de vehículos particulares a partir de 2011.

- Su promotor será el ofertante: empresa, propietario del parking; centro comercial o ayuntamiento.
- Su gestión de solicitud similar a la vinculada y según acuerdo con las distribuidoras de energía eléctrica.
- Su amortización: especial en cada caso a decisión del que ofrece el servicio.
- Será necesario superar las barreras legislativas que pudieran impedir el desarrollo de estos Servicios de Recarga Energética.

Numero mínimo de puntos de SERVICIOS DE RECARGA ENERGÉTICA:

			2009	2010	2011	2012	2013	2014
CARGA NORMAL	20% Particulares 0% Flotas	Centros comerciales	-	150	500	1.500	3.000	7.000
		Aparcamientos publicos Aparcamientos empresas	-	150	650	2.150	5.150	12.150
	Acumulado		-	150	650	2.150	5.150	12.150
	10% Particulares 0% Flotas	Via publica	-	100	350	750	1.500	3.500
Acumulado		-	100	450	1.200	2.700	6.200	
CARGA RAPIDA	1 punto de carga de rapida por 400 particulares		-	-	10	20	40	90
	Acumulado		-	-	10	30	70	160

Figura 33. Previsión de número de puntos de recarga energética

A esta previsión de puntos de carga se debe añadir la carga adicional para los vehículos de los proyectos de Demostración MOVELE.

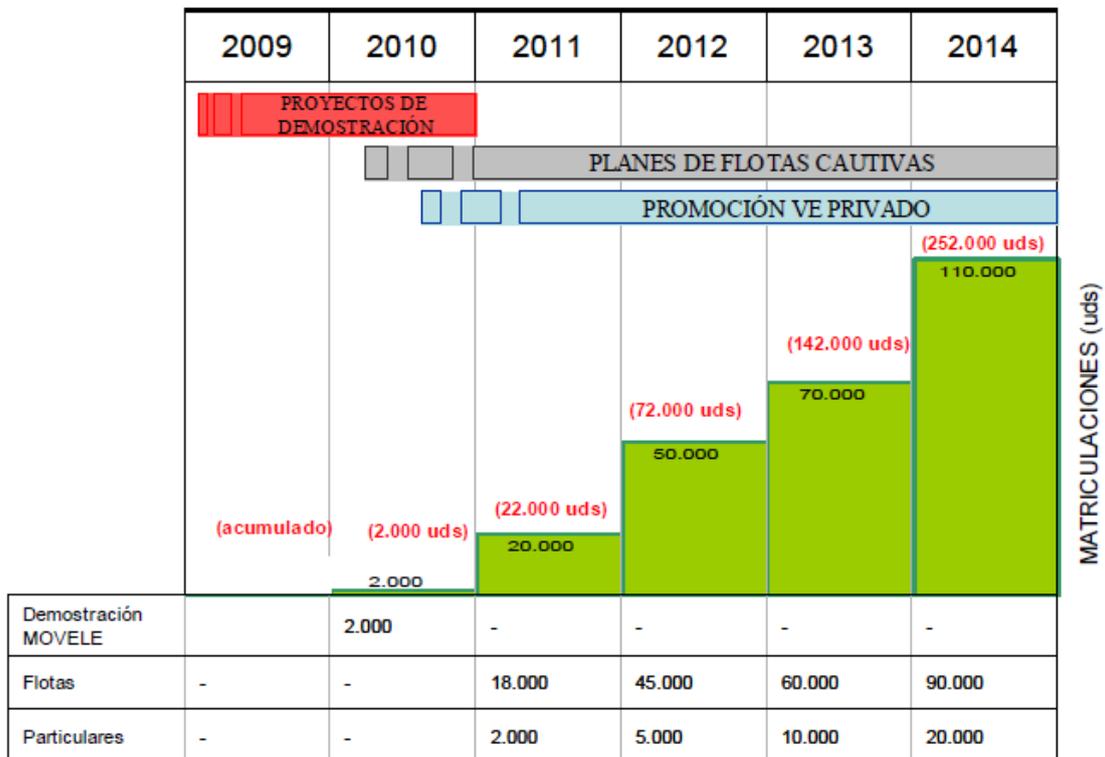


Figura 34. Previsión total de puntos de carga

El Programa prevé que existan al menos -en horizonte 2014- 62.000 puntos en domicilios particulares; 263.000 puntos en aparcamientos de flotas; 12.150 en aparcamientos públicos, y 6.200 en vías públicas. Se prevé igualmente instalar a partir del 2011 un punto de carga rápida por cada 400 puntos de carga de vehículos particulares, por lo que en el horizonte 2014 se alcanzarían 160 estaciones. >>

Como se puede comprobar, en el año 2014, fecha de conclusión del Proyecto INNPACTO SIRVE, en España existirá una gran demanda de puntos de recarga de vehículo eléctrico, que forman el potencial mercado de los SIRVE.

7. CONCLUSIONES DEL DOCUMENTO

A lo largo de este documento se ha mostrado el estado del mercado tanto de las instalaciones de generación de energía eléctrica en marquesinas de aparcamientos de automóviles así como de los dispositivos de recarga de vehículos eléctrico. A continuación se indican los principales aspectos que influyen en las marquesinas fotovoltaicas, así como un análisis de comparación de presupuestos.

- La energía solar fotovoltaica debería jugar un papel significativo en la cobertura de la demanda eléctrica en España.
- La solar fotovoltaica, con un potencial de desarrollo casi ilimitado en nuestro país y un fuerte apoyo social que facilita su despliegue, deberá contribuir de manera significativa a la cobertura de la creciente demanda eléctrica.
- Según las estimaciones realizadas en los escenarios de la industria fotovoltaica, y considerando un fuerte desarrollo de otras alternativas de generación renovable, la cobertura sostenible de la demanda peninsular en 2020 podría llegar a requerir de unos 12 GW de potencia solar fotovoltaica.
- La Administración debe apoyar el desarrollo de la solar fotovoltaica en el corto plazo. A pesar de que los costes explícitos de la solar fotovoltaica son hoy en día muy superiores a otras alternativas, el rápido desarrollo tecnológico permitirá una reducción significativa en los próximos años.
- La oportunidad de potenciar una industria nacional fotovoltaica desarrollada, con sus implicaciones en la creación de riqueza en nuestro país, no debe ser desaprovechada. Se estima que, dado un apoyo continuado que apunte a una cobertura sostenible de la demanda, la industria fotovoltaica española podría emplear hasta 56.000 personas en 2020, y más de 100.000 personas en 2030, en las actividades de fabricación, instalación y mantenimiento, empleo este concentrado habitualmente en zonas desfavorecidas.
- La regulación y propuestas de futuros marcos retributivos de las renovables, tienen una importancia capital, dadas las ventajas e inconvenientes de cada una de ellas y las posibles propuestas para el futuro: Feed in tariff, subastas de potencia, certificados verdes + cuotas, etc.
- La industria fotovoltaica, lejos de estar siendo gravosa para el país, tiene previsto devolver a corto plazo, todas las tarifas subvencionadas que ha ido recibiendo a lo largo de su desarrollo, en primer lugar mediante aportaciones directas e indirectas (costes de personal, tasas a las

distintas Administraciones, disminución de la utilización de otras fuentes contaminantes, disminución de la dependencia energética del exterior, menor consumo de CO₂, etc.), en segundo lugar cuando se consiga el Grid Parity y sea competitiva con respecto a la tarifa doméstica pudiendo llegar a utilizar el concepto de Net-Metering, y finalmente cuando sea competitiva con respecto al mix de generación. En definitiva la fotovoltaica, junto con otras fuentes de energía renovables, van a mejorar la situación energética española, aunque esto sea en un periodo amplio, que requiere la colaboración de toda la sociedad.

- La regulación óptima antes y después del Grid Parity: Otro de los trabajos importantes, habida cuenta de que el objetivo de renovables comunitario para el 2020 implica un importante esfuerzo de desarrollo del sector FV, debería incluir el autoconsumo de electricidad (Net Metering) para preparar al sistema para el momento de paridad con la red, sería el de tener perfectamente estudiado el sistema óptimo de retribución de las instalaciones FV en España antes y después de llegar a dicho Grid Parity, desarrollando un marco regulatorio óptimo en base a un benchmark (técnica utilizada para medir el rendimiento de un sistema por comparación) de los principales países con energía FV, sobre todo de aquellos que al haber alcanzado antes la paridad, pueda dar luz a esas mejores prácticas.

En base al estudio de comparación de presupuestos de marquesinas fotovoltaicas, se han discriminado los siguientes ratios (€/Wp):

	Coste de Estructura	Coste de Material Fotovoltaico	Coste de Instalación	Coste de Obra Civil	Coste de Ingeniería
€/Wp	0,4	1,9	0,5	0,4	0,15
Rango de precio: 3 a 3.4 €/Wp					

Tabla 14. Estimación de costes de la marquesina fotovoltaica

- Con respecto a la cantidad de puntos de recarga, las previsiones de demanda para los SIRVE se basa en un extracto de la “Estrategia Integral para el Impulso del Vehículo Eléctrico en España”. De esta manera se presenta la siguiente tabla:

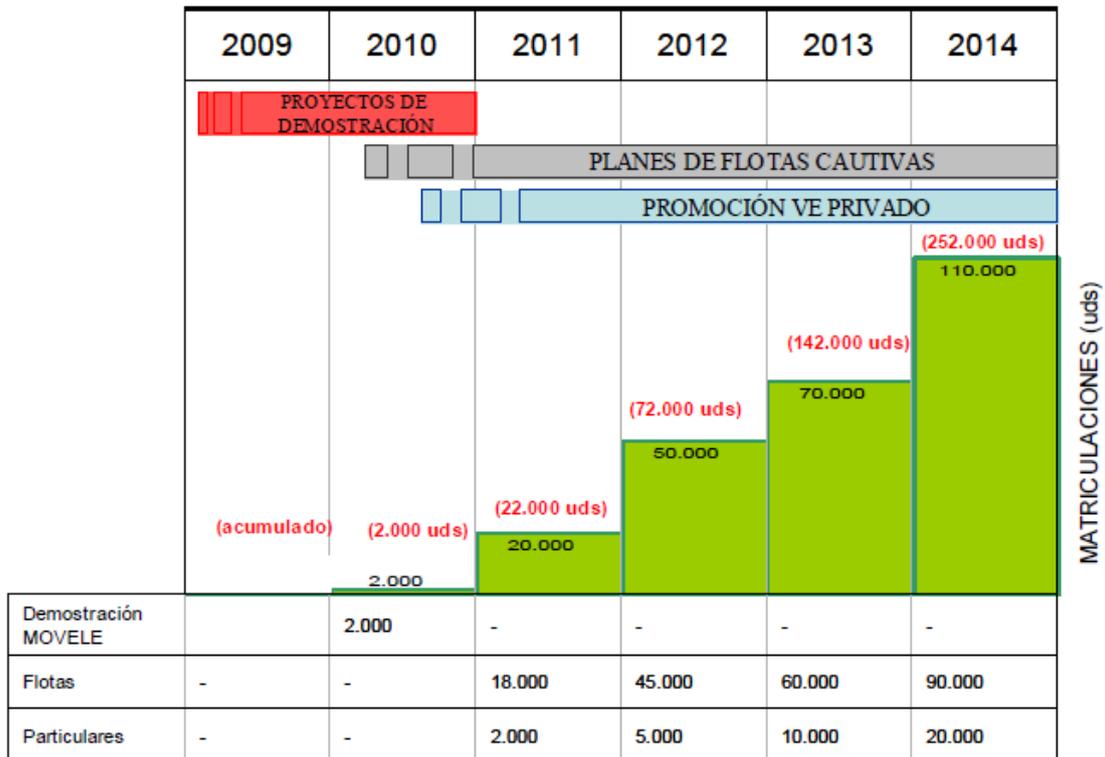


Figura 35. Previsión total de puntos de carga

- El Programa prevé que existan al menos -en horizonte 2014- 62.000 puntos en domicilios particulares; 263.000 puntos en aparcamientos de flotas; 12.150 en aparcamientos públicos, y 6.200 en vías públicas. Se prevé igualmente instalar a partir del 2011 un punto de carga rápida por cada 400 puntos de carga de vehículos particulares, por lo que en el horizonte 2014 se alcanzarían 160 estaciones.
- Como se puede comprobar, en el año 2014, fecha de conclusión del Proyecto INNPACTO SIRVE, en España existirá una gran demanda de puntos de recarga de vehículo eléctrico, que forman el potencial mercado de los SIRVE.
- Es importante indicar que la inversión podría ser amortizada a través del precio del kWh consumido.