

HACIA NUEVOS MODELOS DE DESARROLLO PARA LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

INFORME ANUAL 2013








www.facebook.com/UNEFotovoltaica


[@UNEFotovoltaica](https://twitter.com/UNEFotovoltaica)

NOTA 1: En este Informe se manejan datos procedentes de distintas fuentes que presentan ligeras discrepancias, por lo que debe considerarse el orden de magnitud.

© Unión Española Fotovoltaica
Dirección del proyecto: Tomás Díaz.
Colaboración de Imanol Gutiérrez
Fotos: socios de UNEF
Diseño: Figueiras&Asociados
Comunicación, S.L.
Impresión: Jomagar.
Depósito Legal: M-22762-2013

Sumario

1. Carta del Presidente	Pág. 5
2. Planificación y regulación	Pág. 7
Radiografía a la generación del déficit de tarifa	Pág. 8
Desviaciones sobre las estimaciones iniciales	Pág. 9
Datos de partida incorrectos	Pág. 9
Moratoria y recortes para las renovables	Pág. 10
Judicialización de la situación	Pág. 12
El Plan de Energías Renovables 2011-2020	Pág. 12
La fotovoltaica en el PER	Pág. 13
Balance socioeconómico del PER	Pág. 14
El Registro de Preasignación de Retribución	Pág. 16
Peajes de generación, telemida y huecos de tensión	Pág. 20
Conexiones de pequeña potencia	Pág. 20
Procedimiento abreviado y conexión interior	Pág. 22
Autoconsumo instantáneo	Pág. 24
Modificación sustancial y plazo de ejecución	Pág. 24
Avalos de acceso a las redes de distribución	Pág. 25
Trabas técnicas	Pág. 25
Moratoria renovable	Pág. 26
Impuesto del 7% a la generación	Pág. 27
Costes eléctricos a Presupuestos Generales del Estado	Pág. 28
Empleados del hogar y déficit de tarifa	Pág. 28
Cambio en la actualización anual de la retribución	Pág. 30
3. Mercado Internacional	Pág. 31
Una tecnología cada vez más global	Pág. 33
Nueva etapa en Europa	Pág. 37
Fabricación de módulos	Pág. 40
Fabricación de polisilicio y de inversores	Pág. 43
Precios y tendencia	Pág. 44
Evolución de las tecnologías	Pág. 47
4. Mercado español	Pág. 51
Autoconsumo y grandes plantas	Pág. 52
Una tecnología repartida por todo el territorio	Pág. 53
Tipos de instalaciones fotovoltaicas	Pág. 53
La evolución del sistema eléctrico	Pág. 56
Producción de electricidad	Pág. 57
Retribución por la producción eléctrica	Pág. 63
Expansión internacional	Pág. 65
Estructura sociolaboral	Pág. 68
Fabricación y tecnología	Pág. 70
5. Sobre UNEF	Pág. 75

Velázquez, 18. 7ª izda. 28001 Madrid
Teléfono: +34 917 817 512 • Fax: +34 917 816 443
info@unef.es

www.unef.es

1. CARTA DEL PRESIDENTE

Estimado lector del Informe Anual de UNEF:

Este Informe Anual, que UNEF edita por primera vez, recoge el testigo de los informes elaborados por las asociaciones fotovoltaicas que decidieron integrarse en la Asociación hace un año aproximadamente. Aunque se refiere mayoritariamente al ejercicio de 2012, se remonta también a 2011, porque las asociaciones -centradas en el proceso de integración- no editaron un Informe correspondiente a ese año, y su análisis, sobre todo en materia regulatoria, es fundamental para conocer la situación actual del sector fotovoltaico español.

Lamentablemente, poco bueno hay que comentar. La crisis del sector fotovoltaico en España, comenzada hace cinco largos años, en septiembre de 2008, no ha hecho más que acentuarse con el agravamiento de la recesión económica del país y con las medidas adoptadas por los diferentes Gobiernos para tratar de solventar los problemas del sector eléctrico nacional.

Sin duda, la fotovoltaica es la tecnología de generación que más castigo está recibiendo en el proceso de reforma del sector eléctrico. La sucesión de normas perjudiciales y retroactivas han situado al sector en una posición límite, en la que prácticamente ninguna actividad se desempeña con normalidad, y en el que los expedientes de regulación de empleo, los concursos de acreedores y el cierre y la desaparición de empresas están a la orden del día.

Así, la moratoria indefinida al régimen de primas que se estableció a inicios de 2012 ha frenado en seco a las empresas que giraban alrededor de la construcción de nuevas plantas solares -instaladoras, ingenierías, distribuidoras...-, y los sucesivos recortes a la retribución de la producción de electricidad ha situado contra las cuerdas a los titulares de las instalaciones, no ya porque no proporcionen la rentabilidad prevista, sino porque no generan ingresos suficientes para atender a las entidades financieras el servicio de la deuda.



La incertidumbre regulatoria y la falta de seguridad jurídica que se ha creado durante estos años han cerrado totalmente el mercado de compraventa de instalaciones fotovoltaicas, convertidas en bienes ilíquidos. La desconfianza es de tal calibre que ha habido numerosos proyectos fotovoltaicos inscritos en el registro de preasignación de retribución que no han conseguido la financiación necesaria para ejecutarse.

Mención aparte merece el capítulo de la fabricación, en el que la conjunción de la moratoria y la dura competencia internacional -con investigaciones por dumping incluidas- están desmantelando una industria que se contó entre las líderes mundiales hace apenas tres años. España era uno de los pocos países que podía presumir de disponer comercialmente de toda la cadena de valor de la tecnología, pero ya hay eslabones que han desaparecido, como la purificación de silicio.

La mayoría de las normas que están afectando negativamente al sector fotovoltaico en nuestro país se han promulgado con rango de Ley para dificultar que los afectados se defiendan en los tribunales, pero aún así la judicialización del sector ha ido adquiriendo relevancia, tanto dentro de nuestras fronteras -recursos ante el Tribunal Constitucional, el Tribunal Supremo, la Audiencia Nacional...- como en el extranjero, donde hay varios procesos abiertos en cortes de arbitraje internacional contra el Reino de España.

Y en gran contraste con la profusión de normas nocivas, la regulación del autoconsumo con balance neto -que abriría un nuevo mercado ligado al ahorro y la eficiencia energética al margen del régimen de primas- acumula más de un año de retraso sobre el calendario previsto.

Es en este ámbito del autoconsumo donde podemos encontrar el único hito positivo del período. A pesar de faltar la regulación del balance neto y de disponer de una normativa dispersa, durante el último año se han empezado a conectar a la red las primeras instalaciones de autoconsumo instantáneo. Con ello, España se ha convertido en uno de los primeros mercados solares del mundo en el que la tecnología alcanza el umbral de la competitividad sin necesidad de ayudas.

Sin embargo, este nuevo mercado es demasiado pequeño para compensar la pérdida del negocio asociado al régimen de primas. Y otra de las opciones que han surgido en los últimos tiempos, los proyectos de grandes instalaciones que venderían su producción en el mercado eléctrico, tienen que despejar varias incertidumbres y madurar más, de modo que no parecen viables a corto plazo.

De este modo, hasta que no se promulgue la normativa de autoconsumo con balance neto -y esperamos que lo haga de un modo favorable-, la salida a los mercados extranjeros se configura como la única posibilidad del sector a corto plazo. Se trata de una opción difícil para muchos, pero en la que ya tenemos una cierta experiencia y, sobre todo, un extendido prestigio.

Afortunadamente, la fotovoltaica goza de buena salud más allá de nuestras fronteras. El mercado global se está diversificando; Europa pierde peso, mientras que Asia y América están en auge, y evoluciona de un modo más estable y menos dependiente de los sistemas de apoyo.

La fotovoltaica está atravesando un período extraordinariamente turbulento en nuestro país, pero nuestras condiciones climáticas son excelentes y las bases de la tecnología son muy firmes; no debería pasar mucho tiempo sin que se reconozcan nuevamente sus virtudes y ocupe una posición preeminente en el mix energético del país, ligado a nuevos modelos de desarrollo. Esperemos que cuando esto ocurra, las empresas españolas sigan siendo las protagonistas.

Con mis más cordiales saludos,



Jorge Barredo,
Presidente de UNEF

PLANIFICACIÓN Y REGULACIÓN

Durante los años 2011 y 2012 la máxima preocupación del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) en el ámbito de la energía ha sido la contención del déficit de tarifa, la deuda que, desde hace más de una década, se genera porque los ingresos del sistema eléctrico no cubren los costes reconocidos del mismo. A cierre de 2012 había acumulados más de 35.000 millones de euros, de los que se habían liquidado unos 6.000 millones.

En consecuencia, una gran parte de la regulación relevante del período persigue acabar con el déficit. Para ello se actúa sobre los costes regulados del sistema, como las redes eléctricas o las primas de las tecnologías del régimen especial, si bien de un modo discriminatorio para estas últimas, puesto que sufren recortes permanentes, mientras que en otras partidas se aplican recortes transitorios y se otorgan generosas compensaciones.

Así, por ejemplo, el Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo, *por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista*, estableció un recorte a la interrumpibilidad de 60 millones sólo durante 2012, y la Orden IET 221/2013, de 14 de febrero, *por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial*, fijó un aumento de 265 millones para esa misma partida.

Algo similar sucedió con la distribución y el transporte. En el primer caso, el RD-L 13/12 le aplicó un recorte de 700 millones durante 2012 y 2013, y la Orden IET 221/13 lo contrarrestó en buena medida con una subida superior a los 500 millones. En el segundo caso, RD-L 13/12 le aplicó un recorte de 200 millones durante 2012 y 2013, y la Orden IET 221/13 lo contrarrestó con una subida idéntica a la cantidad recortada, 200 millones.



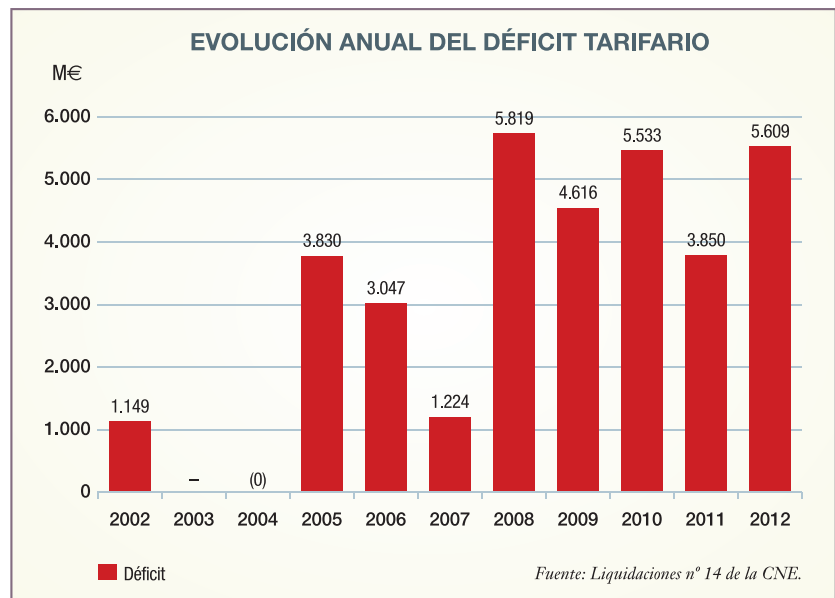


El déficit de tarifa responde a la decisión política de no adecuar los ingresos a los costes, así como a las desviaciones producidas entre las estimaciones de cada ejercicio y los resultados finales

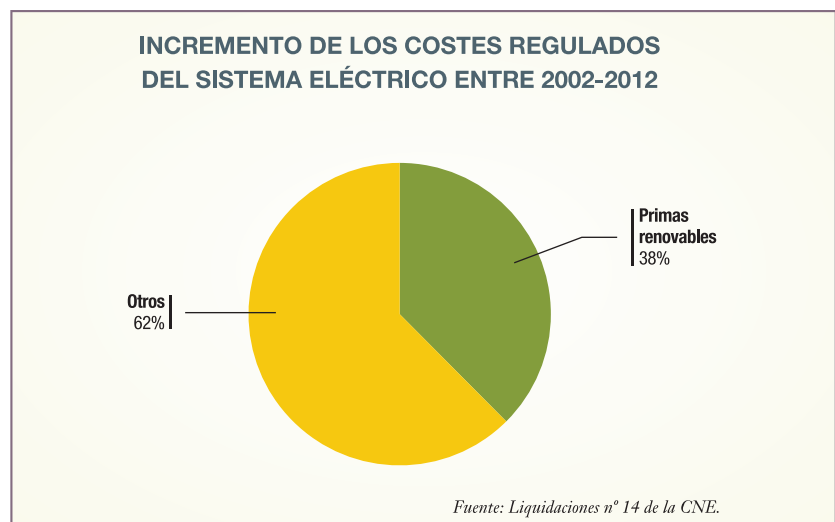
Radiografía a la generación del déficit de tarifa

De este modo, el grueso de las medidas ha recaído en las renovables con la intención de acabar con una deuda eléctrica de la que no son responsables. En realidad, el déficit responde a la decisión política de no adecuar los ingresos a los costes -la parte del león- y a las desviaciones producidas entre las estimaciones de inicios de cada ejercicio y su resultado final.

Desde que existe el déficit, los costes regulados del sistema han experimentado un incremento notablemente superior al IPC del período (32%): los del transporte han crecido un 136%, mientras que la red de alta tensión sólo ha crecido un 28%; los de la distribución un 69%; los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE) un 980%; la interrumpibilidad un 106%; los propios costes asociados al déficit un 1.269%...



Las primas al régimen especial también han crecido de un modo relevante, un 290%, pero en proporción a su producción eléctrica, que ha pasado del 16% de la generación bruta en 2002 al 41% en 2012. En la siguiente gráfica puede apreciarse el incremento neto absoluto de los principales costes del sistema eléctrico; nótese que el de las primas es menor que el resto:



Este incremento de costes tendría que haberse contenido o trasladado a las tarifas. Al no hacerlo, se ha generado la mayoría del déficit, reconocido por la Ley

como “déficit ex ante”. El “déficit ex ante” es el déficit que ya se sabe que se va a incurrir a inicios de año, pero que no se corrige para no sufrir desgaste político. Esta partida, a cierre de 2012, ascendía a 21.800 millones, un 64% del total. Se podrían hacer elucubraciones sobre las partidas responsables del “déficit ex ante”, pero sería un ejercicio de ciencia ficción: es imposible saber cómo habrían asignado los distintos costes incurridos los responsables políticos.

Desviaciones sobre las estimaciones iniciales

Por otro lado encontramos el déficit causado por las desviaciones sobre las estimaciones iniciales de cada ejercicio. Las partidas con mayor desviación dependen de variables no predecibles, como el nivel de consumo, el tipo de interés o el precio del Mercado Eléctrico. Hay partidas que un año pueden ser positivas y generar superávit, y otro año pueden ser negativas y generar déficit. Un buen ejemplo es el desvío del coste de la energía a tarifa:

Antes del cambio de la estructura tarifaria en 2009, cuando regía el sistema de tarifas integrales, el MINETUR erró en las previsiones de precio de Mercado y demanda, con un impacto de 10.700 millones, un importe que supone el 31% del déficit total acumulado hasta 2012. Ahora bien, hubo años, como 2006, en que la desviación tuvo un impacto negativo de 4.700 millones, y otros años, como 2007, en que causó un superávit de 1.800 millones.

Agregando todas las partidas desviadas entre 2002 y 2012, las que más han influido en la generación de déficit son el desvío del coste de energía a tarifa (10.700 millones), las primas del régimen especial (7.546 millones) y los SEIE (1.824 millones).

El desvío entre las previsiones iniciales y los costes finales de las primas del régimen especial es recurrente y notable. Aunque hay ejercicios, como 2004 y 2005, en que las primas arrojan superávit –a pesar de ello, en 2005 el déficit ascendió a 3.800 millones–, sólo entre 2007 y 2012, ambos inclusive, se produjo una desviación de más de 8.000 millones de euros, es decir, un 28% sobre el coste real final.

La desviación de las primas se debe a varias causas, como su vinculación al precio del mercado eléctrico –las desviaciones del pool suponen mayores o menores primas equivalentes–, o las desviaciones registradas en el volumen de generación eléctrica, pero también al hecho de que las previsiones parten de datos incorrectos.

Datos de partida incorrectos

La fotovoltaica se desarrolló en 2007 y 2008 hasta el punto de exceder en más de siete veces la potencia prevista. Ello podría ser la causa de la desviación registrada en 2009, pero en caso alguno de las registradas posteriormente, puesto que la tecnología ha estado acotada por un sistema de cupos y por limitaciones de horas a la producción primada.

Ciñéndonos al año 2009 –el de mayor déficit causado por el régimen especial–, encontramos unos datos de partida muy alejados de la realidad. Así, el MINETUR calcula que hay 1.000 MW fotovoltaicos instalados, con 1.200 horas de funcionamiento equivalente, cuando en realidad había 3.800 MW fotovoltaicos instalados, con más de 1.800 horas de funcionamiento.

En el último ejercicio, el año 2012, ocurre algo similar con la solar termoelectrónica. Si el MINETUR estima que va a producir 2.326 GWh, la realidad es que produce 3.432 GWh, un 48% más.

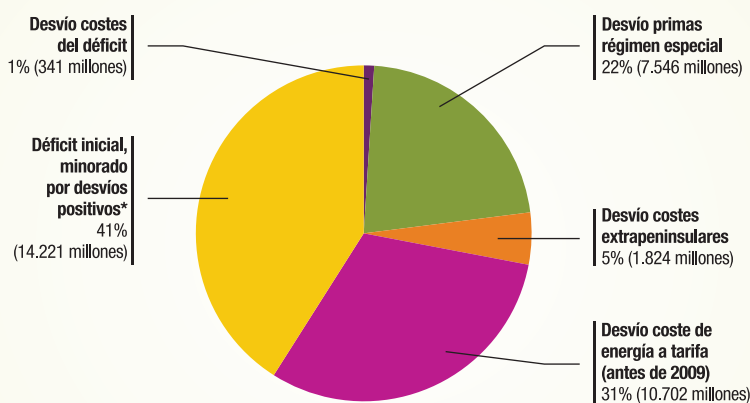


Buena parte de las desviaciones registradas en las primas se deben a errores en las previsiones iniciales



Con independencia de los errores de partida, las desviaciones del régimen especial suponen un 22% del déficit de tarifa acumulado, una cantidad modesta. La parte mayoritaria del déficit corresponde al “déficit ex ante” –que aún minorado con los superávits registrados, asciende al 41% del total–, seguido por los desvíos registrados en el suministro de energía a tarifa –con el 31% del total–, a la sazón también fruto de las decisiones políticas.

PARTICIPACIÓN DISTINTOS CONCEPTOS EN LA GENERACIÓN DE LA DEUDA ELÉCTRICA



Fuente: UNEF, a partir de liquidaciones nº 14 de la CNE.

* Nota: La partida “déficit inicial minorado por desvíos positivos” incluye tanto el déficit ex ante (21.819 millones) como aquellos conceptos que se han desviado positivamente (7.598 millones), minorando los costes del sistema. Sin tener en cuenta estos desvíos positivos, el déficit inicial representaría un 63% del total.



La fotovoltaica es la tecnología más afectada por la reforma eléctrica

Moratoria y recortes para las renovables

A pesar de la evidencia de que las renovables no son responsables del déficit, éstas sufren la mayoría de los ajustes, empezando por la implantación de una moratoria indefinida al régimen de primas –suspendido, “al menos” hasta la eliminación del déficit de tarifa– y siguiendo por varias medidas discriminatorias y retroactivas, que han socavado la seguridad jurídica del país y han causado graves perjuicios a los productores de electricidad.

La peor parte de todo el proceso ha recaído sobre las instalaciones fotovoltaicas, puesto que las mermas retributivas se han sumado a las limitaciones horarias al derecho a percibir la prima equivalente introducidas por el Real Decreto-Ley 14/2010. El resultado de todas las medidas, es que a inicios de 2013 la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas estaba en muchos casos por debajo de las Obligaciones del Estado a 30 años.

Además de la tremenda pérdida de rentabilidad, los productores de electricidad fotovoltaica se encuentran con un grave problema de endeudamiento. Muchas instalaciones no ingresan lo suficiente para cumplir con el servicio de la deuda, por lo que los titulares no tienen otras opciones que renegociar con la entidad financiera –en ocasiones, por segunda vez–, aportar fondos propios, o, si no pueden hacer ninguna de las dos cosas, entregar la instalación a la entidad financiera –junto con las garantías que la respaldaba– o malvenderla a los llamados “fondos buitres”.

En el caso de que no se revierta la situación, entre 2010 y 2020 la fotovoltaica verá mermada su retribución en más de 5.800 millones de euros, aproximadamente un 20% de los ingresos totales del sector durante este periodo.

Danfoss Solar Inverters

Soluciones de inversor de cadena para sistemas FV de cualquier potencia

Danfoss Solar Inverters desarrolla y fabrica inversores fotovoltaicos para conexión a red, ofreciendo al mercado inversores y soluciones de monitorización para todas las aplicaciones FV.

Si está diseñando una pequeña instalación residencial como una megaplanta solar de varios MW, con los inversores monofásicos y trifásicos Danfoss siempre maximizará su producción energética. Con su monitorización y gestión inteligente de red integrada, podrá reducir considerablemente sus costes y obtener cuantiosos beneficios.

Durante el diseño e instalación así como durante la operación y mantenimiento, los inversores de Danfoss son sencillos y flexibles.

Conozca más sobre los inversores Danfoss y sus soluciones de monitorización en: www.danfoss.es/solar

40 años

de experiencia

en electrónica de potencia, 3.5 GW de capacidad de producción de inversores Danfoss ofrece fiabilidad, flexibilidad y soluciones adaptables para todas las aplicaciones FV.





Hay numerosos recursos presentados ante el Tribunal Constitucional, el Tribunal Supremo, la Audiencia Nacional y cortes de arbitraje internacional

Judicialización de la situación

La actuación regulatoria del Gobierno ha llevado a los afectados a defender sus derechos en los tribunales. Tras la presentación de las primeras reclamaciones, contra el Real Decreto 1565/2010 y el citado RD-L 14/10, el Gobierno decidió incluir la mayoría de las medias que afectan a las renovables en reales decretos-leyes, para dificultar y reducir el número de posibles litigios.

No obstante, los afectados nacionales han elevado sus reclamaciones ante instancias como el Tribunal Supremo, el Consejo de Ministros o la Audiencia Nacional, mientras que los extranjeros –al amparo de la Carta de la Energía– han denunciado al Reino de España ante cortes de arbitraje internacional. Por su parte, las comunidades autónomas de Extremadura, Galicia, Islas Canarias y Andalucía, han denunciado ante el Tribunal Constitucional varias de las normas aprobadas.

Hasta el momento, el Tribunal Supremo ha fallado contra los numerosos demandantes que le habían reclamado por el RD 1565/10, y el Consejo de Ministros ha rechazado las reclamaciones patrimoniales presentadas por efecto del referido decreto y por el RD-L 14/10. Ahora bien, el grueso de reclamaciones todavía no se ha presentado –se centran en el RD-L 14/10– y se prevé que la resolución del importante número de procesos abiertos pueda durar años y escale hasta instancias de la Unión Europea.

El retraso en estas reclamaciones se debe al complejo y dilatado proceso de liquidación establecido por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en su Circular 3/2011 –una de las normas recurridas por entenderse que deriva del RD-L 14/10–, que establece 14 liquidaciones provisionales antes de emitir la Liquidación Definitiva, dos años después del ejercicio correspondiente.

El Plan de Energías Renovables 2011-2020

El RD-L 13/12 suspendió la vinculante Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, porque sus escenarios habían quedado desfasados como resultado de la crisis económica, y en el momento de escribir estas líneas todavía no se ha elaborado una nueva Planificación. Esto, más la moratoria al régimen de primas de las energías renovables –que veremos más adelante–, condiciona la validez del Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER), la hoja de ruta de España hasta el final de la década.

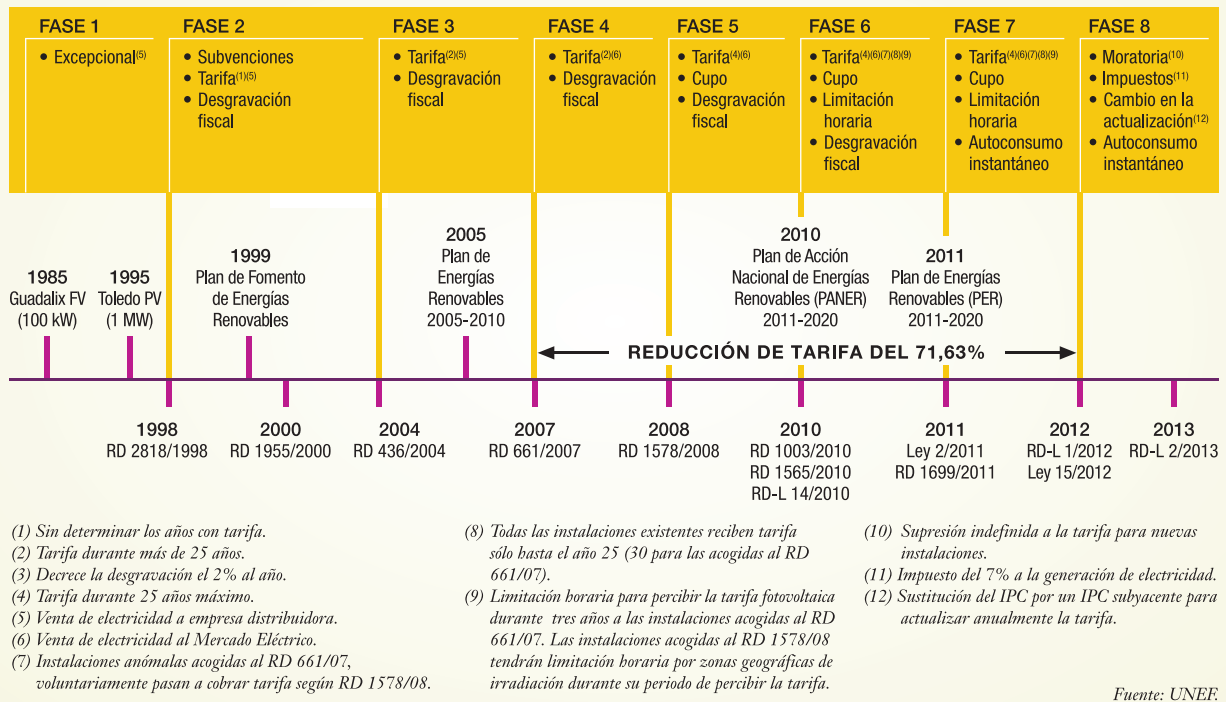
El Gobierno ya estaba trabajando en la elaboración del PER meses antes de haber terminado la elaboración del Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-2020 (PANER), exigido por la regulación europea a todos los estados miembro para conseguir el objetivo de cubrir un 20% de la demanda energética comunitaria con renovables en 2020.

El PER, que se aprueba al poco de remitir el PANER a Bruselas, se elabora por tres razones: los contenidos del PANER venían marcados por la regulación comunitaria y la Administración deseaba analizar más aspectos; la planificación nacional debe superar una evaluación ambiental, innecesaria en el PANER; y, por último, el cambio de previsiones causado por la crisis.

El PER reduce la penetración de fuentes renovables en España en 2020 desde el 22,7% establecido por el PANER hasta el 20,8%, y desarrolla un escenario energético para la década en el que prevé un crecimiento modesto del consumo energético –tasa media anual menor de 1%– al tener en cuenta la crisis económica, la aplicación del Plan de Acción de Eficiencia Energética 2011-2020 y el encarecimiento de los hidrocarburos, entre otros elementos.



FASES DEL DESARROLLO DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA



Así, el PER considera que el consumo final de energía en España pasará de 96.382 ktep a 98.693 ktep. En la cesta de energías, las renovables y el gas natural irán ganando cuota –respectivamente, el 6,46% y el 2,38% anual– en detrimento del petróleo. La energía nuclear se mantendrá estable, al igual que el carbón.

En el campo específico de la electricidad se reproduce la tendencia, con un crecimiento anual de las renovables del 4,2% y del 3,3% para el gas. En 2020, las renovables deberían alcanzar una cobertura de la demanda próxima al 40%. A la solar fotovoltaica le correspondería un escaso 3,2%.



La fotovoltaica en el PER

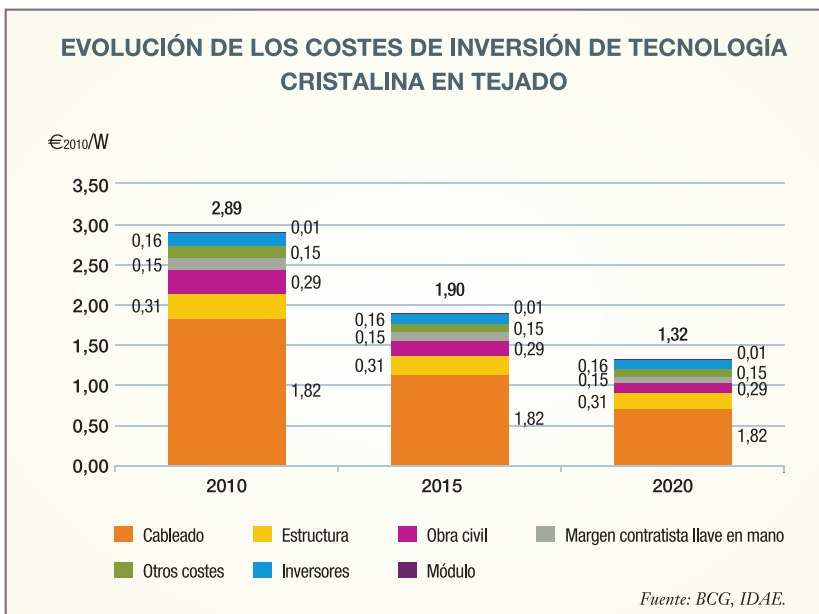
El PER, en general, minusvalora las posibilidades de la fotovoltaica en España, basando sus estimaciones en cálculos desfasados por la evolución de la tecnología e incurriendo en notables contradicciones internas. Por ejemplo, considera que la fotovoltaica en suelo alcanzará la competitividad directa en 2023 y que la eólica terrestre lo hará en 2017, pero a la vez afirma que en 2020 ambas tecnologías producirán el kWh al mismo coste: 7,8 c€

Donde mejor se aprecia este desfase entre la realidad y las estimaciones del documento es en el coste estimado de los paneles fotovoltaicos: el precio previsto para 2020 se corresponde con el precio que ya podía encontrarse en el mercado durante el año 2012.

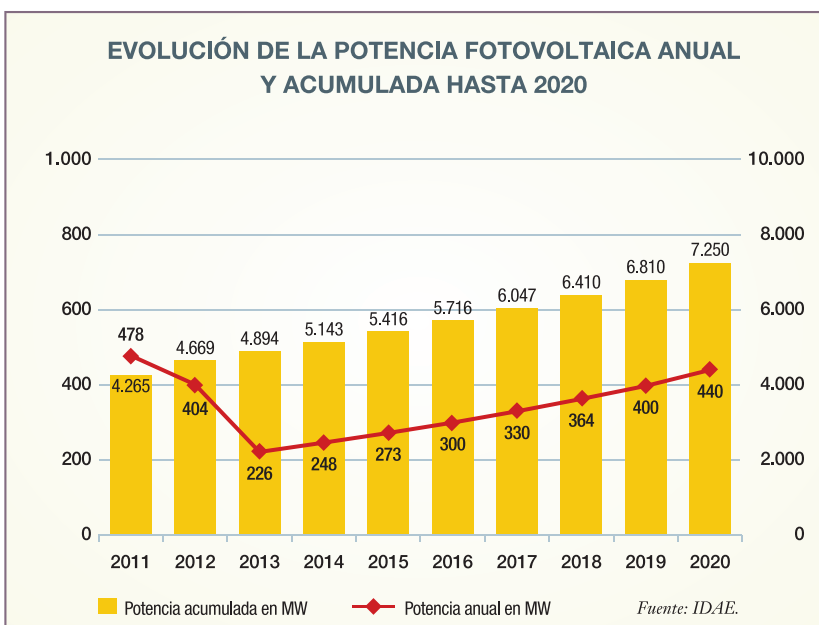
Los precios de los paneles han bajado tan rápidamente por la sobrecapacidad global y por la necesidad de los fabricantes de dar salida a sus stocks. Si bien podrían producirse ligeras oscilaciones al alza de los precios, es muy difícil que lo hagan de un modo relevante o que ello afecte a la competitividad del sistema solar en su conjunto, puesto que éste cada vez tiene menos peso en el precio final.



El PER minusvalora las posibilidades de la tecnología fotovoltaica y parte de datos superados por la realidad



Independientemente del desfase entre la realidad y las estimaciones del PER, el documento otorga a la fotovoltaica un objetivo de 7.250 MW en 2020, frente a los 8.346 MW que le auguraba el PANER. En términos de energía, la fotovoltaica aportaría 12.356 GWh al final de la década.



La fotovoltaica tiene un objetivo de 7.250 MW instalados en el año 2020

Balance socioeconómico del PER

El PER también contiene un análisis coste-beneficio de su aplicación, que es claramente positivo para España, tanto por sus efectos directos en partidas como el ahorro de importaciones en energéticas, como por su efecto indirecto de generación de riqueza o empleo: frente a un coste estimado de 24.784 millones de euros, se obtendría un beneficio de 29.085 millones, a los que habría que añadir un incremento del PIB en 33.607 millones de euros y más de 300.000 puestos de trabajo.

El PER aporta abundante información acerca de la situación y las previsiones de las distintas tecnologías renovables. En el caso concreto de la fotovoltaica, el PER calcula que será la energía limpia que más aportará al PIB nacional al final de la década, un total de 3.784 millones (términos constantes con

*“Trabajamos por ti
de sol a sol”*

*“Si tienes
una Instalación
Fotovoltaica...
Somos tu
alternativa”*

*“Si tienes una Instalación Fotovoltaica,
somos tu alternativa.”*

Confía en Fenie Energía para que te represente y disfruta de la forma más segura y rentable de gestionar tu Instalación.

Con Fenie Energía tendrás un Agente Energético dedicado a ti para todas tus consultas, incidencias, mejoras o peticiones.

Solicita más información a tu Agente Energético de Fenie Energía, en el correo electrónico clientes@fenieenergia.es o llama al 900 215 470.



fenieenergía

verás la energía de otra manera

www.fenieenergia.es



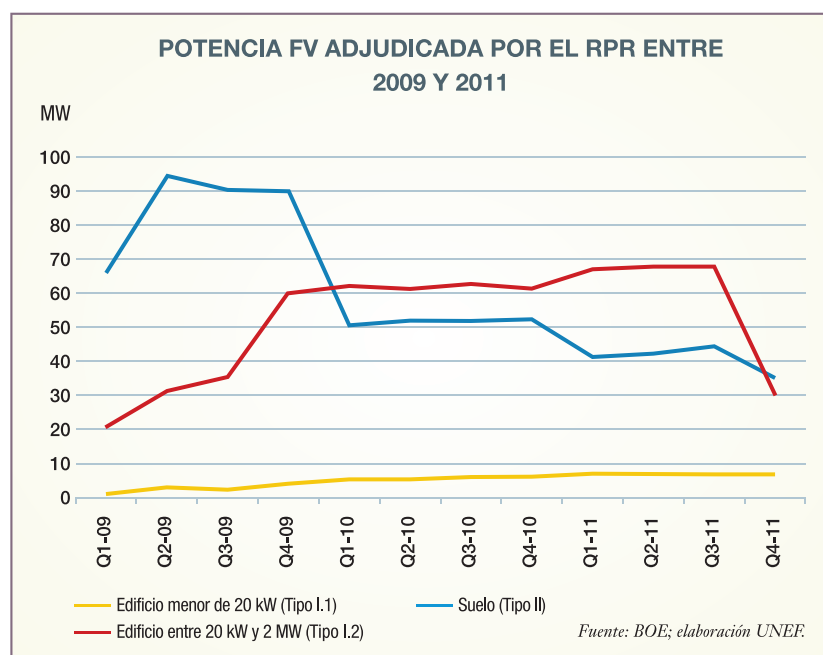
La inseguridad jurídica y la dificultad para acceder al crédito han impedido la ejecución de más de 200 MW adjudicados

base en 2010), cantidad superior a toda la hidroeléctrica, fijada en 3.686, o la eólica, estimada en 2.747.

En cuanto a la I+D+i en fotovoltaica –capítulo en el que sólo es superada por eólica y termoeléctrica–, la tendencia reflejada es ascendente, pasando de un total de 52,4 millones en 2009 a un total de 59,4 millones en 2015, y a 71,3 millones en el año 2020.

El Registro de Preasignación de Retribución

La moratoria se concretó en la supresión de las Convocatorias del Registro de Preasignación de Retribución (RPR); la última se publicó el 22 de noviembre de 2011 y tuvo la peculiaridad de que no se llenó el cupo establecido para los tejados grandes: aunque disponía de 68 MW, los proyectos que se inscribieron sumaron menos de la mitad de potencia, 30,88 MW. La potencia sobrante, de acuerdo con el mecanismo de transferencia del Real Decreto 1578/2008, hubiera pasado al segmento de suelo, pero la implantación de la moratoria lo dejó en el aire. Eso sí, el resultado fue que durante 2011 se adjudicaron un total de 427,55 MW, aunque el cupo total era de 454,96 MW.

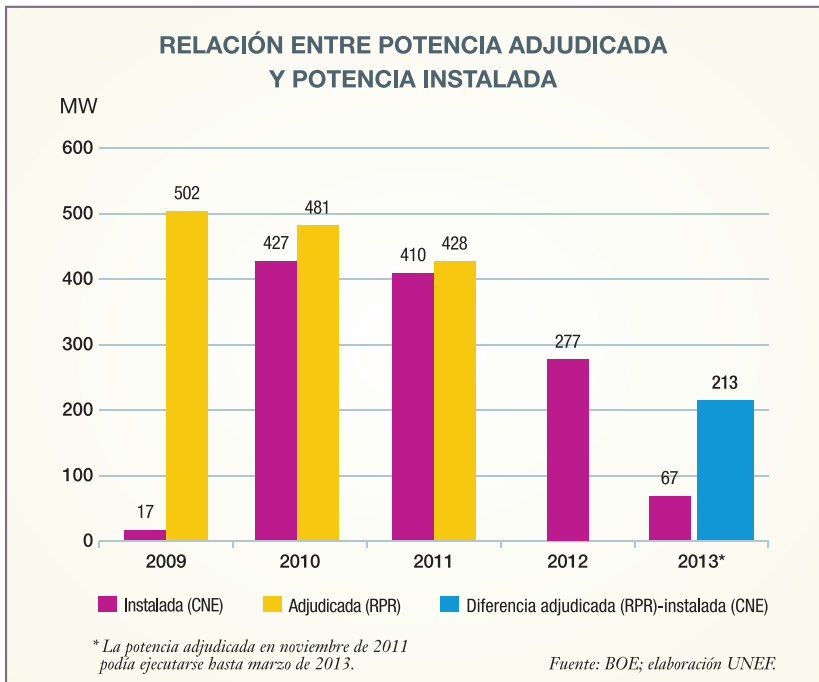


Durante los tres años de vigencia del RPR, entre 2009 y 2011, el Gobierno adjudicó 1.411 MW, repartidos del siguiente modo: 66,71 MW para instalaciones en edificio menores de 20 kW (Tipo I.1), 630 MW para instalaciones en edificio entre 20 kW y 2 MW (Tipo I.2) y 713,65 MW para instalaciones en suelo (Tipo II).

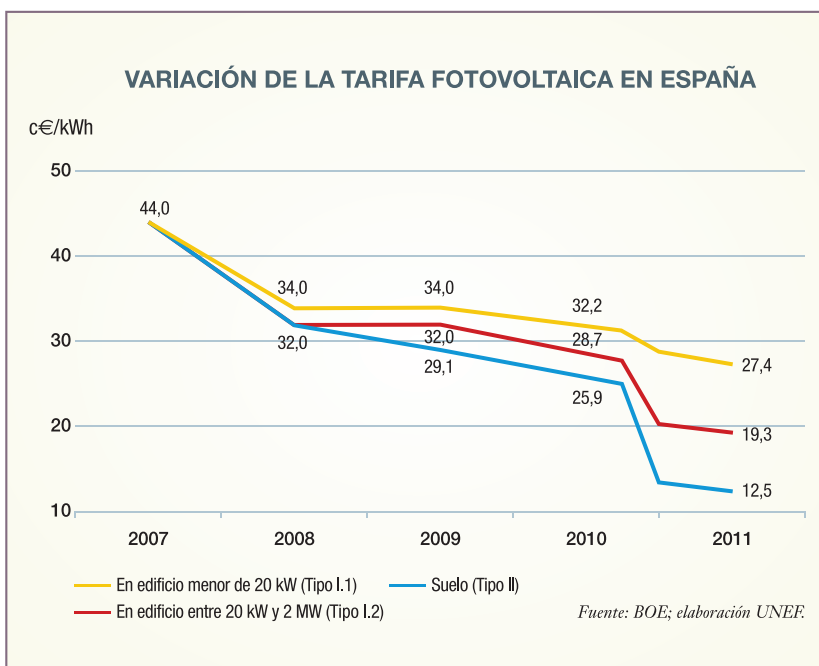
Ahora bien, no toda la potencia adjudicada se ha podido ejecutar. Por culpa de la inseguridad jurídica, el mal entorno económico y la dificultad de acceder al crédito, más de 200 MW en proyectos no han conseguido llegar a buen término. La recuperación de los avales que los respaldaban todavía es un asunto pendiente de resolver en su totalidad.

Gracias al mecanismo del RPR, las tarifas fotovoltaicas han bajado en cada una de las convocatorias, quedándose en la última en 27,38 c€/kWh para las instalaciones de Tipo I.1, en 19,31 c€/kWh para las instalaciones de Tipo I.2 y en 12,49 c€/kWh para las instalaciones del Tipo II.

Atendiendo a los tres años cubiertos por el RPR, las tarifas fotovoltaicas han bajado un 19,47% para el Tipo I.1, un 39,65% para el Tipo I.2 y un 60,96% para el Tipo II. En relación con las tarifas vigentes desde que se iniciase el despegue fotovoltaico en España, en el año 2007 (44,03 c€/kWh), el descenso alcanza el 71,63% en el caso del segmento de suelo.



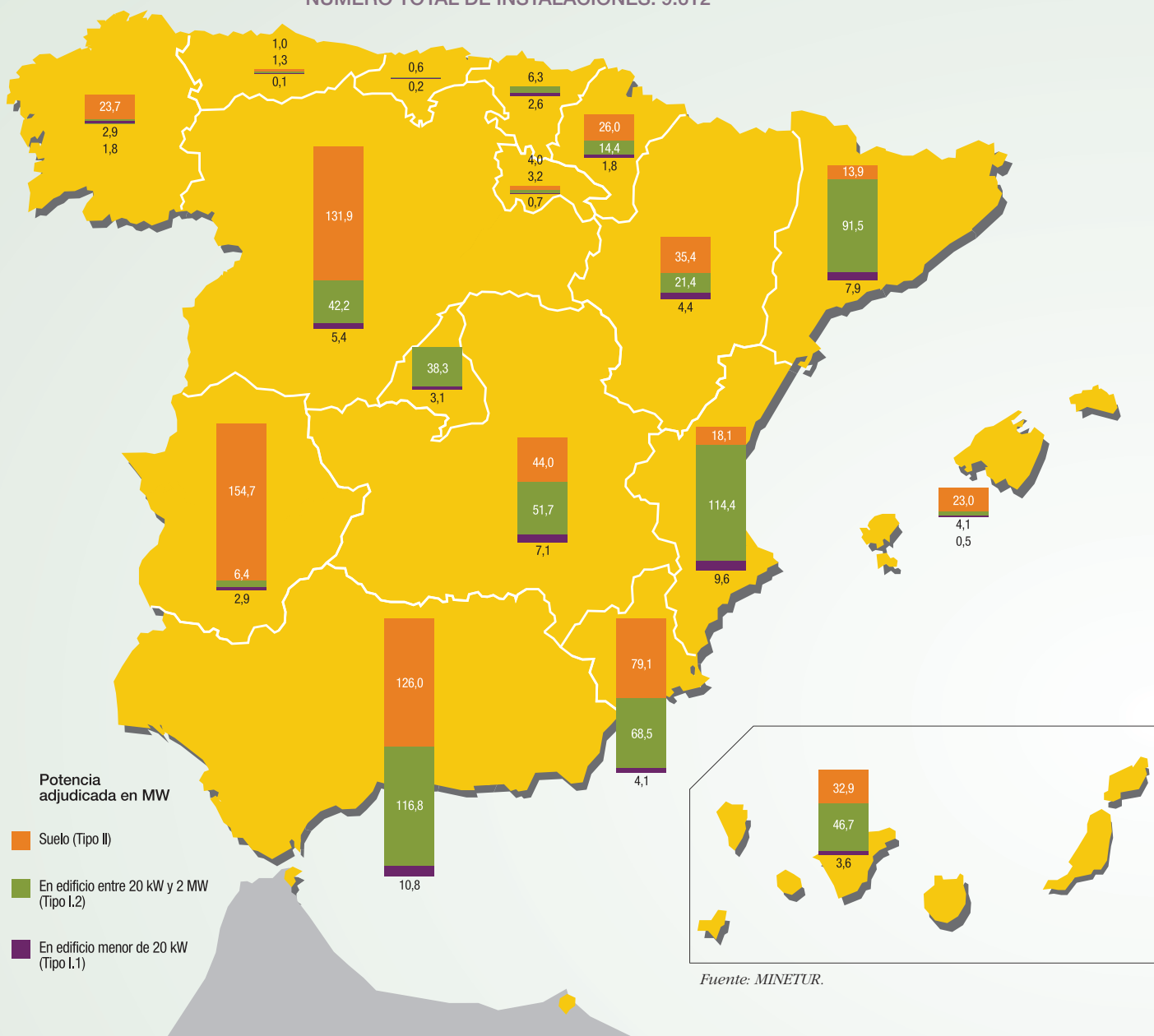
Nótese que la tarifa del segmento de suelo de la última Convocatoria adjudicada es más baja que el precio de la electricidad suministrada por la red a los consumidores. Si la tarifa fotovoltaica fue de 12,49 c€/kWh, el término de energía de la Tarifa de Último Recurso aprobada por el Gobierno, en marzo de 2013, es superior a los 15 c€/kWh. Una simple comparación revela que ya se habría superado la paridad de red en España para algunas aplicaciones fotovoltaicas de generación distribuida.



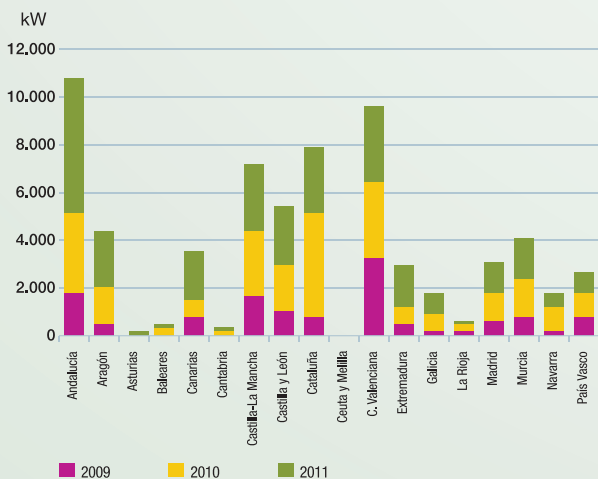
La reducción de la tarifa fotovoltaica ha sido del 71,63% entre los años 2007 y 2011

REPARTO GEOGRÁFICO DE LA ADJUDICACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS ENTRE 2009 Y 2011

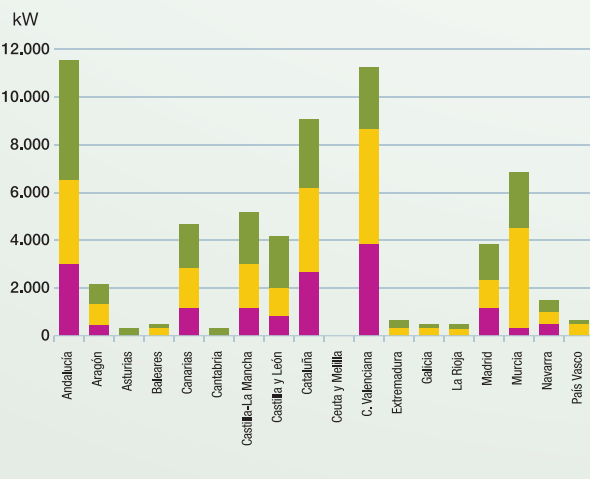
POTENCIA ADJUDICADA TOTAL: 1.411 MW
NÚMERO TOTAL DE INSTALACIONES: 9.612



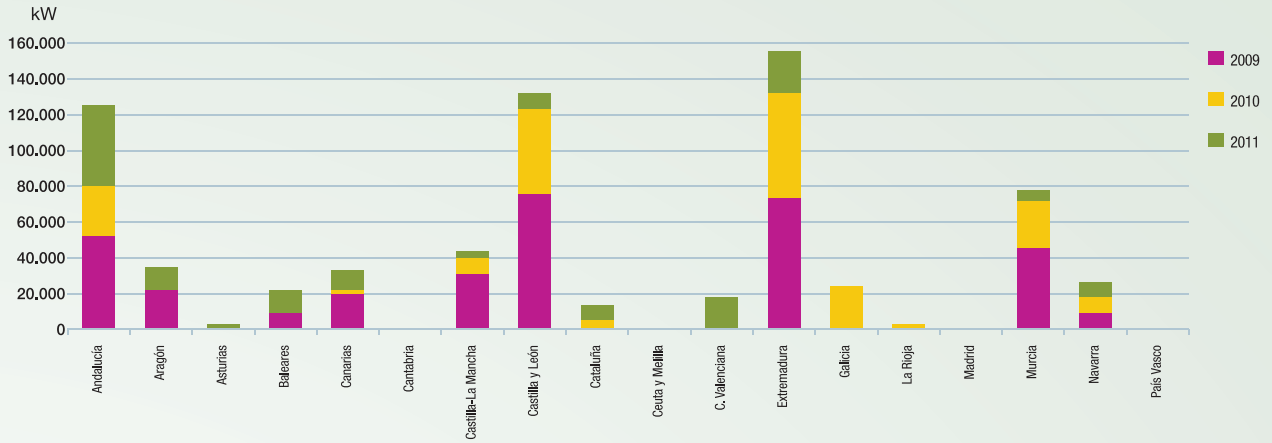
REPARTO DE POTENCIA EN EDIFICIO MENOR DE 20 kW (TIPO I.1)



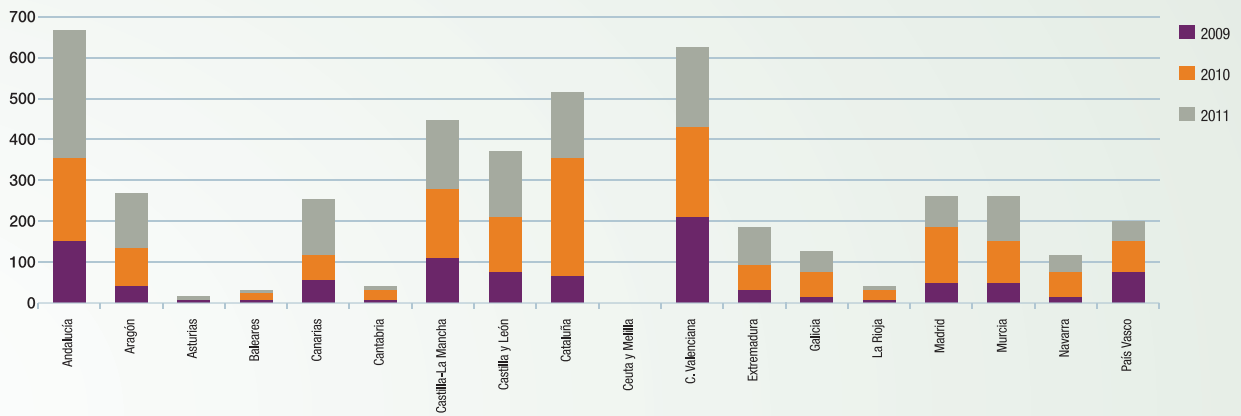
REPARTO DE POTENCIA EN EDIFICIO ENTRE 20 kW Y 2 MW (TIPO I.2)



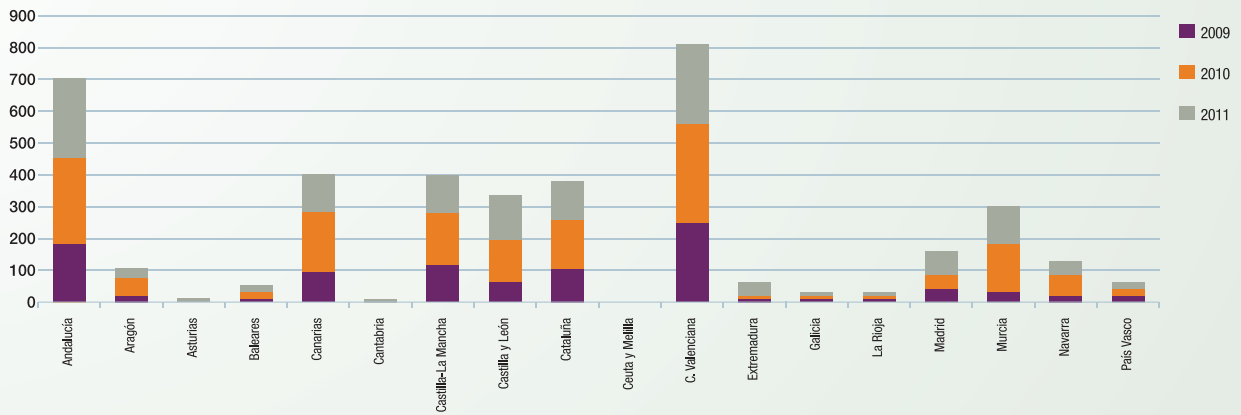
REPARTO DE POTENCIA EN SUELO (TIPO II)



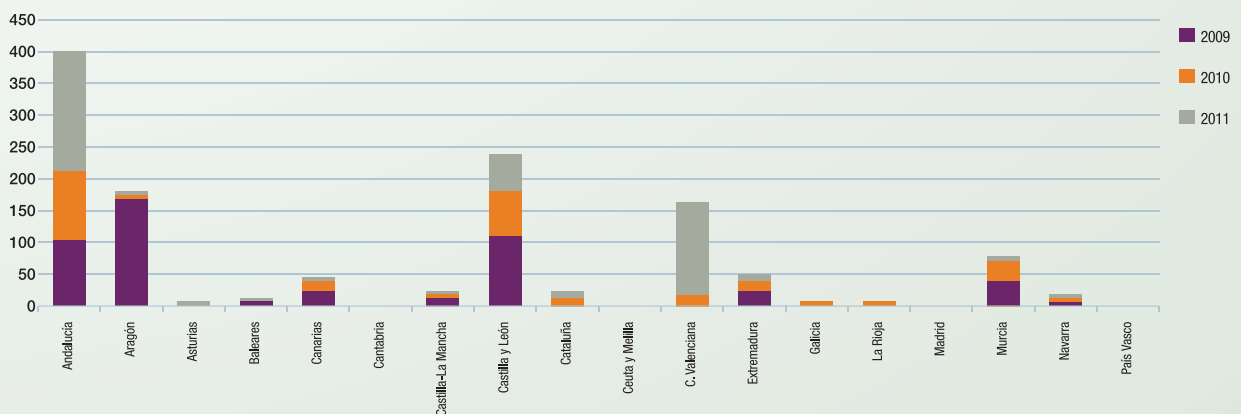
NÚMERO DE INSTALACIONES EN EDIFICIO MENOR DE 20 kW (TIPO I.1)



NÚMERO DE INSTALACIONES EN EDIFICIO ENTRE 20 kW Y 2 MW (TIPO I.2)



NÚMERO DE INSTALACIONES EN SUELO (TIPO II)





El proceso de tramitación de una instalación fotovoltaica de 10 a 100 kW exige entre ocho y 18 meses

Peajes de generación, teled medida y huecos de tensión

Directamente derivado del RDL 14/10, el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, *por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica*, fija un peaje de 0,5 €/MWh para las empresas generadoras por el uso de las redes. El Gobierno calculó que el nuevo peaje recauda unos 150 millones de euros anuales.

En el caso fotovoltaico, el peaje supone un impacto del 0,2% para las plantas de suelo y del 0,3% para las instalaciones en la edificación. Más allá de este hecho, el RD 1544/11 fue discriminatorio para la fotovoltaica: mientras que los ingresos de otras tecnologías se mantendrán estables –repercutirán en los consumidores el peaje a través de sus ofertas al mercado–, los ingresos por la producción solar se verán efectivamente mermados, porque la tecnología percibe una tarifa fija por cada kWh.

No obstante, como veremos más adelante, la posterior promulgación del RD-L 2/13 dejó a las demás renovables en la misma situación que la fotovoltaica al suprimir la opción de retribución de precio del mercado más prima.

El RD 1544/11 también modificó los plazos otorgados por el Real Decreto 1565/2010 para que las instalaciones fotovoltaicas se adapten a los requerimientos del sistema eléctrico –teled medida y huecos de tensión–, que habían sido denunciados por el sector por inviables –no existían los procedimientos de certificación de los equipos homologados– y habían contribuido a incrementar la inseguridad jurídica. Los nuevos plazos, que se extendieron hasta el 31 de diciembre de 2012 inclusive, se ajustaron mucho mejor a la realidad.

Conexiones de pequeña potencia

El Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, *por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia*, publicado en el Boletín Oficial del Estado el 8 de diciembre, es una norma que llevaba años esperándose. El Gobierno llegó a remitir dos borradores diferentes a la Comisión Nacional de Energía, con grandes diferencias entre ambos, y el texto final sufrió importantes modificaciones –negativas para el desarrollo de la fotovoltaica– en relación al último borrador público.

Norma de contenido técnico, responde a la necesidad de ir trasponiendo el contenido la Directiva 2009/28/CE, de fomento de las renovables, y la Directiva 2004/8/CE, de fomento de la cogeneración. Esta última tecnología es la gran beneficiaria, puesto que mientras limita su aplicación a las instalaciones renovables inferiores a 100 kW, amplía ese margen a las cogeneraciones hasta 1 MW.

En el caso fotovoltaico, sustituye al Real Decreto 1663/2000, acotando la duración de los pasos de los procesos de conexión a las redes de baja y alta tensión hasta 36 kV. El resultado es positivo en algunos casos, pero insuficiente –la tramitación es uno de los llamados *soft costs* más relevante–, y, en cualquier caso, peor de lo propuesto en los borradores originales.

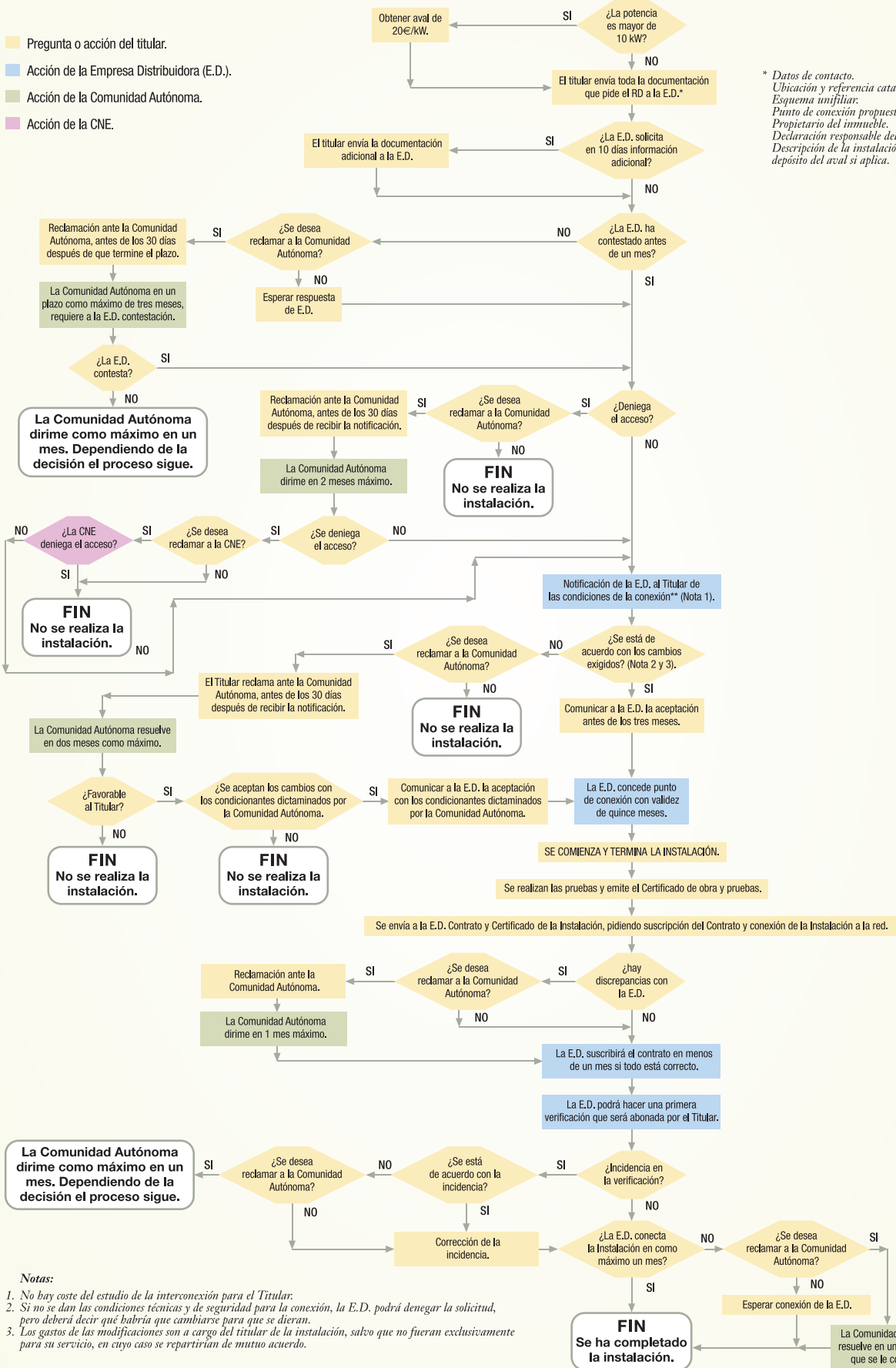
De acuerdo con el procedimiento actual, las tramitaciones todavía exigen entre ocho y 18 meses, a los que hay que sumar los plazos de otros trámites, como puede ser la evaluación ambiental con la Comunidad Autónoma. El siguiente esquema recoge los pasos necesarios para la conexión:

PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN PARA INSTALACIONES ENTRE 10 KW Y 100 KW

COMIENZO

- Pregunta o acción del titular.
- Acción de la Empresa Distribuidora (E.D.).
- Acción de la Comunidad Autónoma.
- Acción de la CNE.

* Datos de contacto.
Ubicación y referencia catastral.
Esquema unifilar.
Punto de conexión propuesto.
Propietario del inmueble.
Declaración responsable del propietario.
Descripción de la instalación con depósito del aval si aplica.



- Notas:
1. No hay coste del estudio de la interconexión para el Titular.
 2. Si no se dan las condiciones técnicas y de seguridad para la conexión, la E.D. podrá denegar la solicitud, pero deberá decir qué habría que cambiarse para que se dieran.
 3. Los gastos de las modificaciones son a cargo del titular de la instalación, salvo que no fueran exclusivamente para su servicio, en cuyo caso se repartirán de mutuo acuerdo.

Fuente: BOE.



La tramitación de instalaciones menores de 10 kW dura entre uno y tres meses



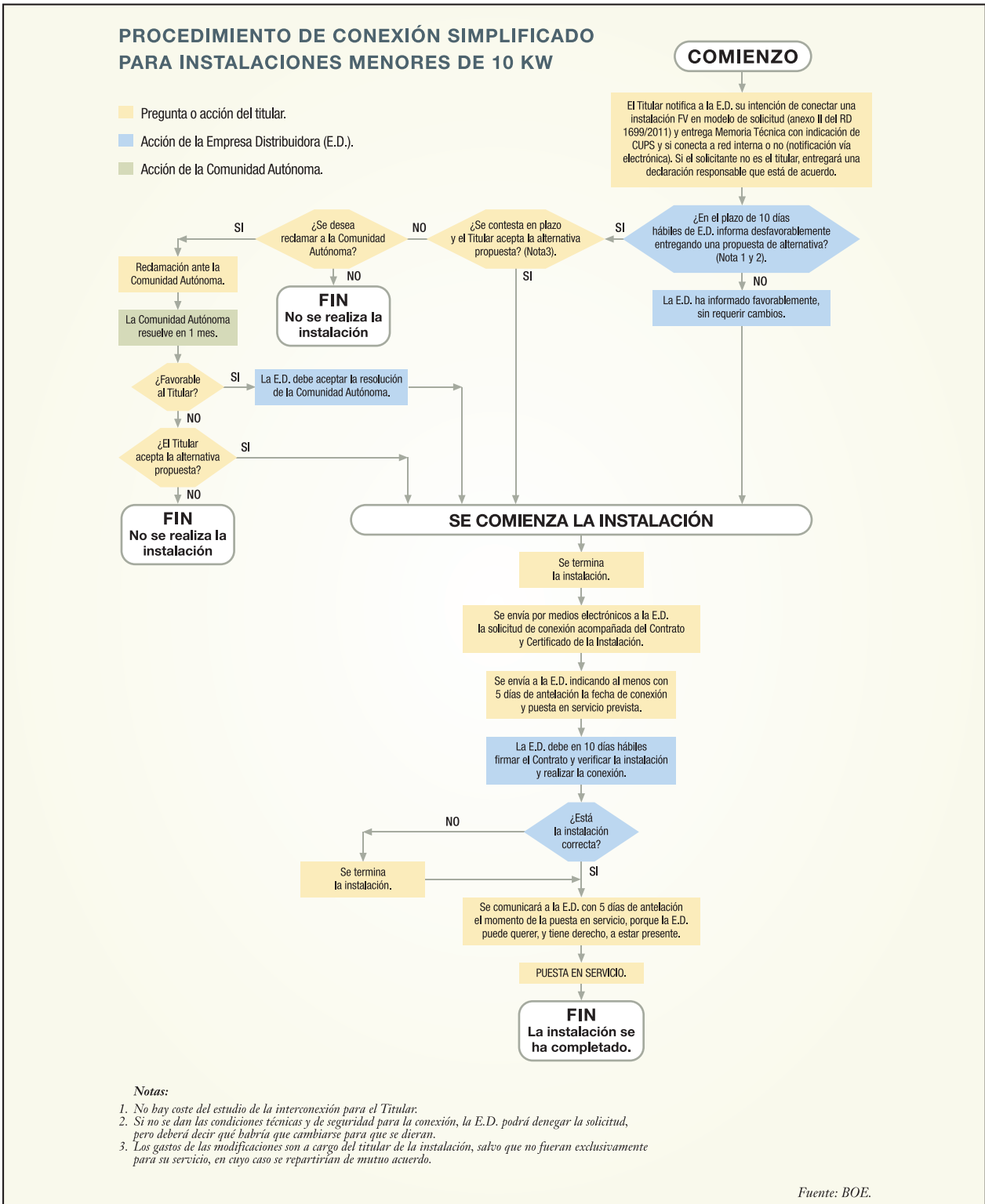
El RD 1699/11, tal y como ya hacía alguna Comunidad Autónoma, exime de la Autorización Administrativa a las instalaciones menores de 100 kW -baja tensión-, pero apenas aporta otras mejoras a la situación precedente. En aspectos tan importantes como el reparto de costes de las infraestructuras de conexión, ratifica que corran por cuenta de los promotores de las instalaciones, aunque autoriza al MINETUR a establecer exenciones en el abono de los derechos de acometida de generación. Adicionalmente, establece que no se debe superar el 2,5% de caída de tensión hasta el transformador más cercano aguas abajo, lo que obliga a muchas instalaciones a reforzar las infraestructuras de conexión.

En cuanto a la potencia nominal de conexión máxima -clave, puesto que marca el techo de incorporación de nuevas instalaciones-, para la baja tensión se opta por reservar un 50% de la capacidad de las líneas y de los transformadores, de acuerdo con un muy exigente criterio de seguridad. Para la media tensión remite a normativa técnica específica.

Procedimiento abreviado y conexión interior

Donde sí se produce un cambio relevante es en el ámbito de la tramitación de la conexión de las instalaciones menores de 10 kW, destinadas a viviendas y pequeños comercios, normalmente en ámbitos urbanos, donde la conexión a red siempre es factible. Para ellas se establece un procedimiento simplificado que reduce el plazo a un mes, si hay acuerdo con la compañía distribuidora; si no hay acuerdo, y es necesario recurrir a la mediación de la Comunidad Autónoma, el plazo se amplía a tres meses.





Una novedad de primera categoría es el establecimiento de las condiciones específicas para la conexión de instalaciones en redes interiores, algo imprescindible para la aplicación del autoconsumo de electricidad. La norma limita el tamaño de estas instalaciones a 100 kW, no pudiendo superar la potencia adscrita al suministro ni la capacidad disponible en el punto de conexión.

Adicionalmente, la norma estableció un plazo de cuatro meses para presentar al Gobierno una propuesta de regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas del consumo de la energía eléctrica producida





en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo. Esta nueva normativa, centrada en la reglamentación del balance neto, inició su tramitación incluso antes de que el RD 1699/11 se hubiera publicado en el BOE, pero más de un año después todavía no había terminado de tramitarse.

Autoconsumo instantáneo

Al amparo de las referidas disposiciones para la conexión interior, durante 2012 se empezaron a conectar las primeras instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo instantáneo, aunque otras normas precedentes ya contenían referencias sobre la materia, como el Real Decreto 842/2002, el Real Decreto 661/2007 o el Real Decreto 1955/2000. Mención aparte merece esta última norma, puesto que autoriza el autoconsumo con instalaciones en media tensión, sin límite de potencia, siempre que no haya vertido de excedentes a la red y la Comunidad Autónoma considere que la instalación aporta ahorro y eficiencia energética.

Esta dispersión normativa, en la que hay alguna laguna, así como la resistencia de las compañías distribuidoras a facilitar puntos de conexión para una actividad nueva -había dudas con los procedimientos administrativos- dificultó el nacimiento del nuevo mercado durante meses. La situación mejoró notablemente cuando las comunidades autónomas (Cataluña, Castilla y León, Islas Baleares, Murcia...) comenzaron a promulgar normas específicas para aclarar las tramitaciones.

En el momento de escribir estas líneas, se ha modificado la Ley 54/97 del Sector Eléctrico -lo hizo el RD-L 13/12- para que contemple la producción individual de energía eléctrica destinada al consumo en la misma ubicación, y ya se puede afirmar que hay un tímido e incipiente mercado de autoconsumo instantáneo, si bien muy inferior al que podría haber si ya se hubiera aprobado el balance neto y estuviera toda la regulación clara y unificada.

Modificación sustancial y plazo de ejecución

El RD 1699/11 definió la 'modificación sustancial' de las instalaciones fotovoltaicas a efectos de su régimen económico, pero el posterior Real Decreto-Ley 1/2012 anuló estas disposiciones, dejando muy limitadas las opciones de modificar las instalaciones existentes, y causando problemas con la sustitución de módulos deteriorados, como veremos más adelante.

De acuerdo con el RD 1699/11, una instalación se había modificado sustancialmente cuando, con equipos nuevos, variaba su tecnología entre fija, seguimiento a un eje y seguimiento a dos ejes, indistintamente, y siempre que la sustitución de equipos fuera superior al 5% de la potencia pico de la instalación en el plazo de un año. La fracción de la instalación 'modificada sustancialmente' recibiría la tarifa que se fijase en la siguiente Convocatoria del RPR y, si la modificación conllevaba una ampliación de potencia, debía concurrir al RPR.

Un cambio menor, orientado a reducir la burocracia, afectó al plazo de ejecución de la instalación desde el momento en que se publicó el resultado de la Convocatoria del RPR correspondiente, que se estableció en 16 meses; antes, el plazo era de 12 meses más una prórroga potestativa de cuatro meses. Con este cambio, el plazo máximo de ejecución de las últimas instalaciones inscritas en el RPR se extendió automáticamente hasta el mes de marzo de 2013.

Avales de acceso a las redes de distribución

De mayor importancia es la reforma de los avales que introduce el RD 1699/11. Por una parte, reduce el monto de los exigidos para acceder al RPR correspondientes a las instalaciones incorporadas a la edificación: para las menores de 100 kW -baja tensión- se fija en 20 €por kW, y para aquellas entre 100 kW y 2 MW -media tensión- queda en 50 €por kW; antes, el aval era de 50 €para las instalaciones hasta 20 kW y de 500 €para las instalaciones entre 20 kW y 2 MW.

Sin embargo, se endurece el aval exigido para solicitar el acceso a la red a la compañía distribuidora: si antes era de 500 €por kW para las plantas fotovoltaica en suelo y quedaban eximidas todas las demás instalaciones, ahora sólo están eximidas las instalaciones en edificación menores de 10 kW, y para las demás se exige un aval de 20 euros por kW para aquellas entre 10 kW y 100 kW, y otro de 500 €por kW para las mayores de 100 kW, que se conectan en media tensión.



AVALES FOTOVOLTAICOS

TIPO DE CONEXIÓN	BAJA TENSIÓN	BAJA TENSIÓN	BAJA TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN	BAJA/MEDIA
TIPO DE INSTALACIÓN	TIPO I.1	TIPO I.1	TIPO I.2	TIPO I.2	TIPO I.2	TIPO II
POTENCIA	hasta 10 kW	entre 10 y 20 kW	entre 20 y 100 kW	entre 20 y 100 kW	entre 100 kW y 2 MW	hasta 10 MW
RD 1955/2000 (*)						
AVAL DE ACCESO A RED €/kW	0	20	20	500	500	500
RD 1699/2011						
AVAL PREASIGNACIÓN €/kW	20	20	20	20	50	500

(*) MODIFICADO POR EL RD 1699/11.

Fuente: BOE.

En conjunto, la reducción de los desembolsos por avales sólo se produce para las instalaciones en edificación menores de 10 kW; las plantas en suelo se quedan como estaban y aumenta para todas las demás. Resulta obligatorio subrayar que esta ampliación del aval de acceso sólo apareció en la redacción final del RD 1699/11.

Trabas técnicas

La ampliación del aval de acceso no es la única modificación importante que sufrió el RD 1699/11 justo antes de publicarse en el BOE, cuando ya no era posible alegar. El documento final apareció con barreras técnicas, económicas y administrativas difíciles de justificar -como la prohibición de incluir una batería para almacenar electricidad- que son claramente perjudiciales para el desarrollo fotovoltaico.

Por ejemplo, se exige que las instalaciones sean revisadas cada tres años -cuando al régimen general se le exigen revisiones cada cinco años- y que estas revisiones sean realizadas por técnicos titulados, cuando para el diseño, ejecución y puesta en marcha de una instalación de, por ejemplo, 3 kW, sólo se exige un electricista autorizado.

Otro ejemplo, más grave, es la obligación de disponer de una conexión trifásica para las instalaciones mayores de 5 kW, cuando las distribuidoras suministran hasta 15 kW en monofásico, lo que puede obligar a realizar una nueva e innecesaria acometida.



El RD 1699/11 incrementó los avales para acceder a la red eléctrica y aumentó las barreras técnicas y administrativas



La moratoria al régimen de primas fue retroactiva para la fotovoltaica

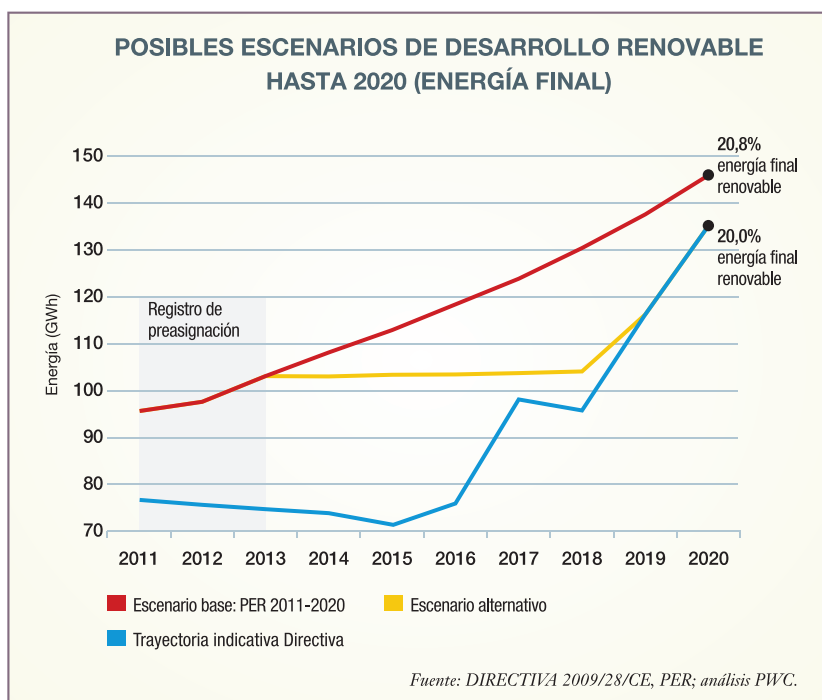


Moratoria renovable

El Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovable y residuos, estableció una moratoria de facto para nueva potencia renovable ligada al régimen de primas y otorgó al Gobierno la potestad de levantarla de un modo discrecional. Únicamente se salvó la potencia que estaba inscrita en el RPR antes de su publicación: 1.700 MW eólicos y 993 MW de solar termoeléctrica; no obstante, un buen número de proyectos de ambas tecnologías se han cancelado por el cambio de la regulación o porque no podían ejecutarse en el plazo máximo establecido.

La moratoria, condicionada hasta la eliminación del déficit de tarifa del sistema eléctrico, fue retroactiva para la fotovoltaica, ya que entró en vigor cuando se había cerrado el plazo de admisión de proyectos de las dos primeras convocatorias del RPR de 2012 y sólo se esperaba la publicación de la adjudicación y las tarifas correspondientes. En total, afectó a 280 MW, cuya promoción había exigido una inversión de 35 millones de euros.

Como se ha comentado, la implantación de la moratoria conlleva un cambio en la senda de crecimiento renovable prevista por el PER. España evolucionaba por encima de la senda establecida por la UE -de modo que a corto plazo la consecución de los objetivos no se ve amenazada-, pero para cumplir sus compromisos europeos de 2020 tendrá que incrementar la potencia limpia necesariamente.



El impacto de la moratoria sobre el sector fotovoltaico ha sido tremendo. Sólo entre 2012 y 2013 se calcula que se han destruido unos 4.500 empleos (el 40% del total) por el cese de actividad y el cierre de empresas, que no ha podido ser compensado por el nuevo mercado de autoconsumo. Irónicamente, el propio RD-L 1/12 indicaba que el autoconsumo con balance neto “cuya regulación está en curso” era una “alternativa real para el desarrollo de instalaciones de pequeño tamaño a través del fomento del autoconsumo de energía eléctrica”.

Además de esa alusión a las posibilidades del mercado de autoconsumo, el RD-L 1/12 abrió la puerta al establecimiento de regímenes específicos “para determinadas instalaciones”, pero nada se ha concretado. Adicionalmente, como se ha indicado, la norma canceló la regulación de la modificación sustancial establecida pocos meses antes.

Las comunidades autónomas de Galicia, Islas Canarias y Extremadura han recurrido el RD-L 1/12 ante el Tribunal Constitucional.

Impuesto del 7% a la generación

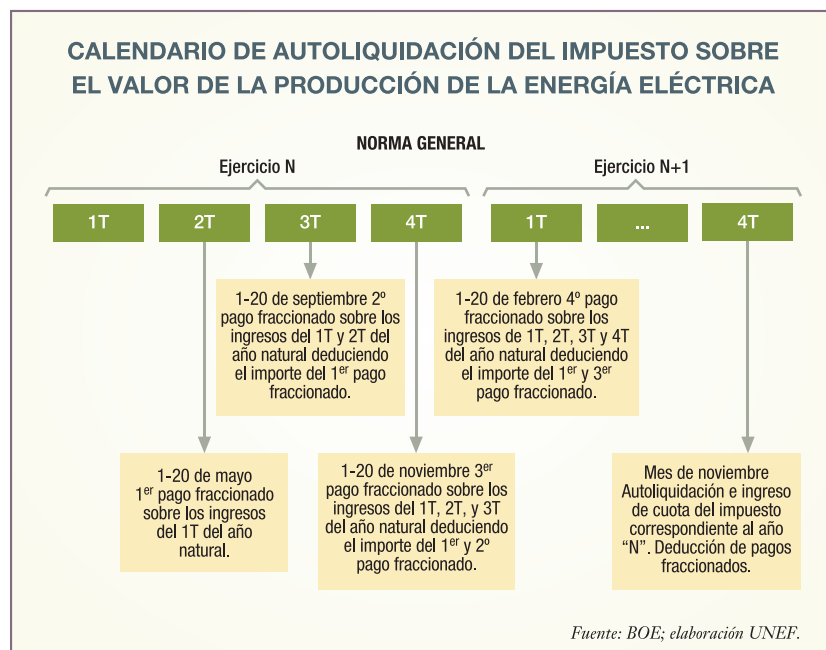
La Ley 15/2012, de 27 de diciembre, *de medidas fiscales para la sostenibilidad energética*, aprobada para recaudar fondos con los que reducir el déficit de tarifa, estableció un impuesto del 7% a “la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica medida en barras de central”. El alumbramiento de la norma ocupó meses de agrio debate, con numerosas enmiendas y modificaciones. Según recogieron los medios de comunicación, las primeras versiones del texto legal establecían retenciones diferentes para las distintas tecnologías de generación –se barajaba un 19% para la fotovoltaica–, algo claramente discriminatorio.

En el momento de la publicación de la norma, la fotovoltaica fue la tecnología de generación más afectada por el nuevo impuesto, porque, al percibir una tarifa fija, sufre un impacto directo sobre la rentabilidad, mientras que el resto de tecnologías lo repercutían sobre los consumidores a través de las ofertas al Mercado de la Electricidad. No obstante, como veremos más adelante, la posterior promulgación del RD-L 2/13 dejó a las demás renovables en la misma situación que la fotovoltaica.

La norma estableció la obligación de los contribuyentes –productores fotovoltaicos en un 90%– de autoliquidar el impuesto, con cuatro pagos fraccionados trimestrales, de los que sólo se está eximido –dejándolo en un solo pago– si el valor de la producción no excede de los 500.000 euros en un año natural. Este calendario no se ajusta al sistema de liquidación establecido por la Circular 3/2011 de la CNE, lo que está planteando problemas a la Agencia Tributaria.



La fotovoltaica fue la tecnología más afectada por los nuevos impuestos a la energía





Publicadas en el BOE el mismo día, las leyes 15/12 y 17/12 trasladan costes del sistema eléctrico a los Presupuestos Generales del Estado, pero de un modo diferente en cada norma

Merece la pena señalar que la Comunidad Autónoma de Navarra eximió del pago del impuesto a las instalaciones renovables menores de 100 kW ubicadas en su territorio con la Ley Foral 24/2012.

Costes eléctricos a Presupuestos Generales del Estado

La Ley 15/12 instauró otros tributos que afectan a determinadas tecnologías o combustibles que, sumados al 7% general, deberían recaudar unos 3.000 millones de euros anuales. Así, fijó dos impuestos sobre la producción y el almacenamiento de combustible nuclear gastado; implantó un canon anual del 22% sobre el valor de la energía hidroeléctrica, que se redujo un 90% para minihidráulica y bombes; modificó el impuesto de hidrocarburos para la producción de electricidad –medida que se denominó *céntimo verde*–; y privó de la prima a la electricidad producida con combustibles fósiles en plantas solares termoeléctricas.

La Ley 15/12 también estableció que el Presupuesto General del Estado (PGE) dedicase, cada año, la recaudación de los nuevos impuestos y cánones “a financiar los costes del sistema eléctrico”. Igualmente, ordenó destinar los ingresos obtenidos con el nuevo sistema de subasta de derechos de emisión de gases de efecto invernadero al mismo fin, hasta un máximo de 500 millones de euros.

La Ley 17/2012, de 27 de diciembre, *de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013* –que se tramitó en paralelo a la Ley 15/12 y se publicó el mismo día–, estableció una variante de estas últimas disposiciones, al indicar que los costes a financiar del sistema eléctrico son “referidos a fomento de energías renovables”, a los que también se destinará el 90% de los ingresos obtenidos en las subastas de CO₂, con un máximo de 450 millones de euros.

La indicación explícita de que los PGE contribuyan a sufragar el fomento de las renovables puede tener difícil encaje legal –podría considerarse ayuda de Estado y contravenir la normativa comunitaria– y, en cualquier caso, es una medida que incrementa la incertidumbre del mercado de las renovables, puesto que somete su retribución a una negociación parlamentaria anual.

Empleados del hogar y déficit de tarifa

La sensación de improvisación que rodeó la promulgación de la Ley 15/12, con ese curioso final en el que el BOE establece dos cosas diferentes en un mismo día, alcanzó una cota aún mayor con la promulgación del Real Decreto-Ley 29/2012, de 28 de diciembre, *de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social*. La norma, publicada el último día hábil del año, eliminó el límite de generación de déficit de tarifa, que antes de la modificación debía desaparecer en 2013.

En otro orden de cosas, y afectando directamente a la fotovoltaica, el RD-L 29/12 estableció que el hecho de incorporar a una instalación elementos que no estuvieran expresamente reflejados en el proyecto originalmente aprobado es motivo suficiente para perder el régimen económico primado. Esta disposición, unida a la supresión de la regulación de la modificación sustancial, está causando problemas en la sustitución de equipos fotovoltaicos deteriorados, si ya no se pueden sustituir por otros idénticos.

FOTOSOLAR

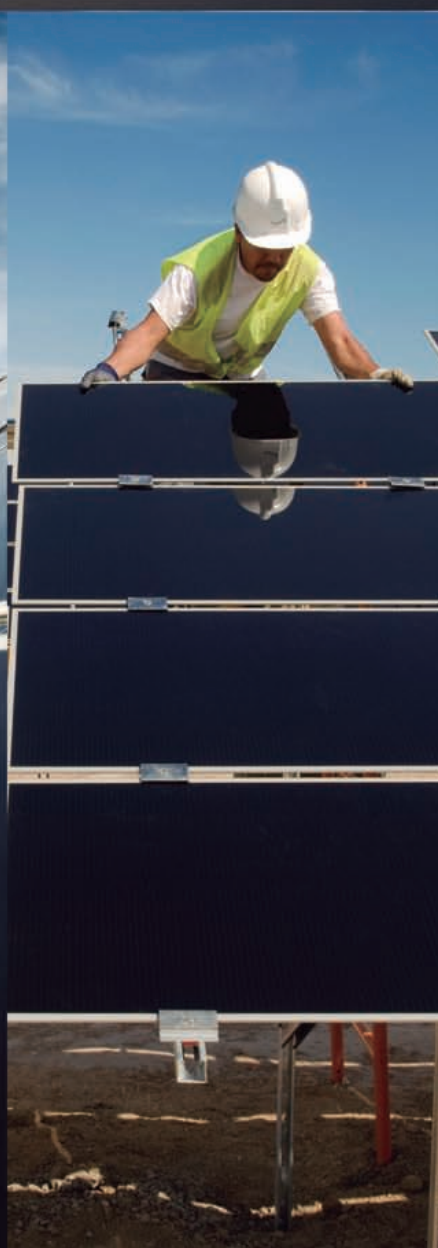
EDF
Electricité
de France

Operador de referencia en el sector de la energía solar fotovoltaica.

Gracias a la incorporación de **Fotosolar** en el **Grupo EDF Energies Nouvelles**, se ha sumado una gran capacidad financiera y de I+D+i a su experiencia y capacidad técnica.



61 MWp de proyectos en operación en España



www.fotosolar.com



Cambio en la actualización anual de la retribución

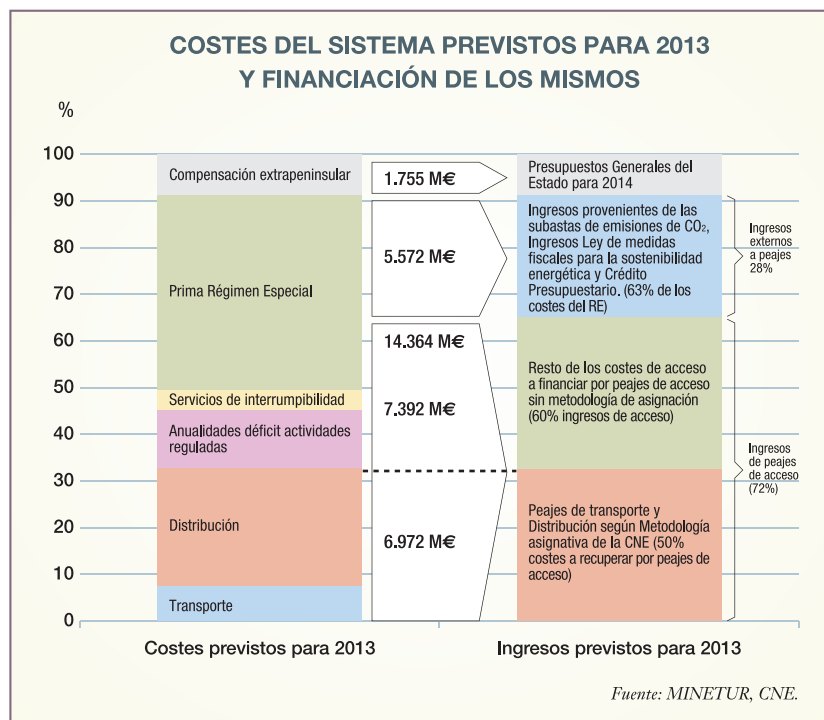
Ya en febrero de 2013 se promulgó el Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, *de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en sector financiero*, que modificó el índice de referencia para actualizar la retribución de las actividades reguladas del sistema eléctrico. Así, se pasó de aplicar el Índice de Precios al Consumo a aplicarse un índice prácticamente nuevo –sin serie histórica– el Índice de Precios al Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos. Como resultado, si la retribución fotovoltaica debía haber subido un 3%, pasó a reducirse, quedando en el -0,03%.

El RD-L 2/13 también obligó a todas las demás tecnologías del régimen especial a cobrar únicamente una tarifa fija –opción que antes sólo tenía la fotovoltaica– al eliminar la opción de percibir el precio del mercado más una prima. El cambio supuso que, al igual que le ocurrió a la fotovoltaica, las renovables y la cogeneración deban asumir directamente el impacto del 7% del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica.

Ante la necesidad de cuadrar, al menos sobre el papel, las cuentas del sistema eléctrico en el ejercicio 2013, el mismo Consejo de Ministros que aprobó el RD-L 2/13 decidió remitir a las Cortes un Anteproyecto de Ley para un crédito extraordinario del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas al MINETUR, por un importe máximo de 2.200 millones, “para las primas al régimen especial”.



El que los Presupuestos Generales del Estado cubran parte del coste de las primas puede contravenir la normativa comunitaria



Como se ha indicado, el recurrir a los PGE para sufragar las primas del régimen especial, aparte de ser una medida injusta –los contribuyentes no tienen por qué soportar el gasto de los consumidores–, puede tener difícil encaje legal, ya que podría considerarse una ayuda de Estado y contravenir la normativa comunitaria.

Ya con 2013 avanzado, las medidas abordadas no son suficientes para atajar el déficit de tarifa y el Gobierno se plantea nuevas medidas de ajuste en el sector eléctrico.

MERCADO INTERNACIONAL

Gracias al crecimiento experimentado en la última década, que ha rondado el 60% anual, la tecnología fotovoltaica empieza a tener cierta relevancia en la cesta global de la energía: al cierre de 2012, de acuerdo con los datos de la Agencia Internacional de la Energía, llegó a cubrir, el 0,5% de la demanda eléctrica global. Ahora bien, si durante 2011 la fotovoltaica siguió creciendo a un fuerte ritmo del 75%, en 2012, por primera vez, el mercado global se mantuvo prácticamente al mismo nivel que el año anterior.

El estancamiento en el despliegue de la tecnología se debe a la crisis económica global y, más concretamente, a su impacto en la Unión Europea (UE), el mercado de referencia de la energía solar. La modificación de los marcos regulatorios de varios países europeos, particularmente de Italia, propició que en el viejo continente el mercado se redujese un 27%.

El despegue de la demanda en otros países, como China o EE UU, no fue capaz de mantener el ritmo de crecimiento global de los últimos años. No obstante, se prevé que el mercado siga aumentando con fuerza, ya sin tanta dependencia de las políticas de fomento –la tecnología comienza a ser rentable sin ayudas– y de un modo menos concentrado en los países que las instituyen. Las previsiones para este 2013 auguran un crecimiento que oscilará entre el 15% y el 20%.

En cualquier caso, la inversión destinada a la tecnología fotovoltaica durante 2012 fue la mayor de todas las energías renovables, alcanzando los 140.000 millones de dólares, un 10% menos que en 2011, debido a la reducción de precios de la tecnología –es menos intensiva en capital– y a un notable descenso que se ha producido en los bienes de equipo.

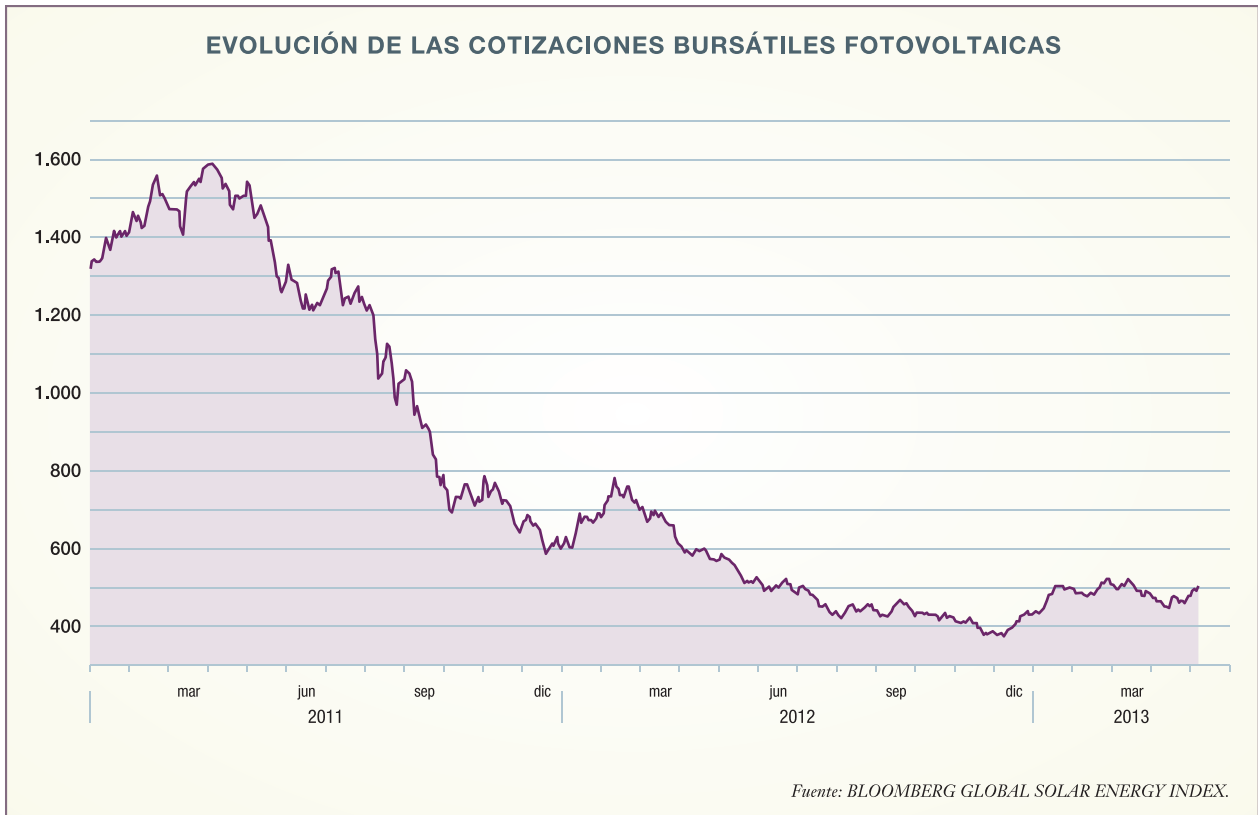
Por otro lado, este momento de estabilización del crecimiento en la UE y de falta de demanda sustitutoria en otros países, coincide con un período de sobrecapa-





cidad de fabricación de módulos. Durante el ejercicio de 2011 se acumuló un importante stock de paneles, lo que propició una fuerte reducción de precios para darle salida.

Esta reducción de precios de los equipos solares, unida a la incertidumbre por los cambios regulatorios en la UE –cada vez más enfocados en aplicaciones de autoconsumo y generación distribuida– está provocando una importante erosión de los márgenes empresariales y un proceso de criba y consolidación de las empresas fabricantes, todo ello en medio de acusaciones e investigaciones internacionales por competencia desleal.



La fotovoltaica ya cubre el 0,5% de la demanda eléctrica global

Las cotizaciones bursátiles de las principales empresas fabricantes durante el período, con una pronunciada pendiente inicial, han reflejado la coyuntura del mercado, las quiebras y las operaciones corporativas de fusiones y reestructuraciones, así como las investigaciones internacionales, de gran impacto en los mercados afectados.

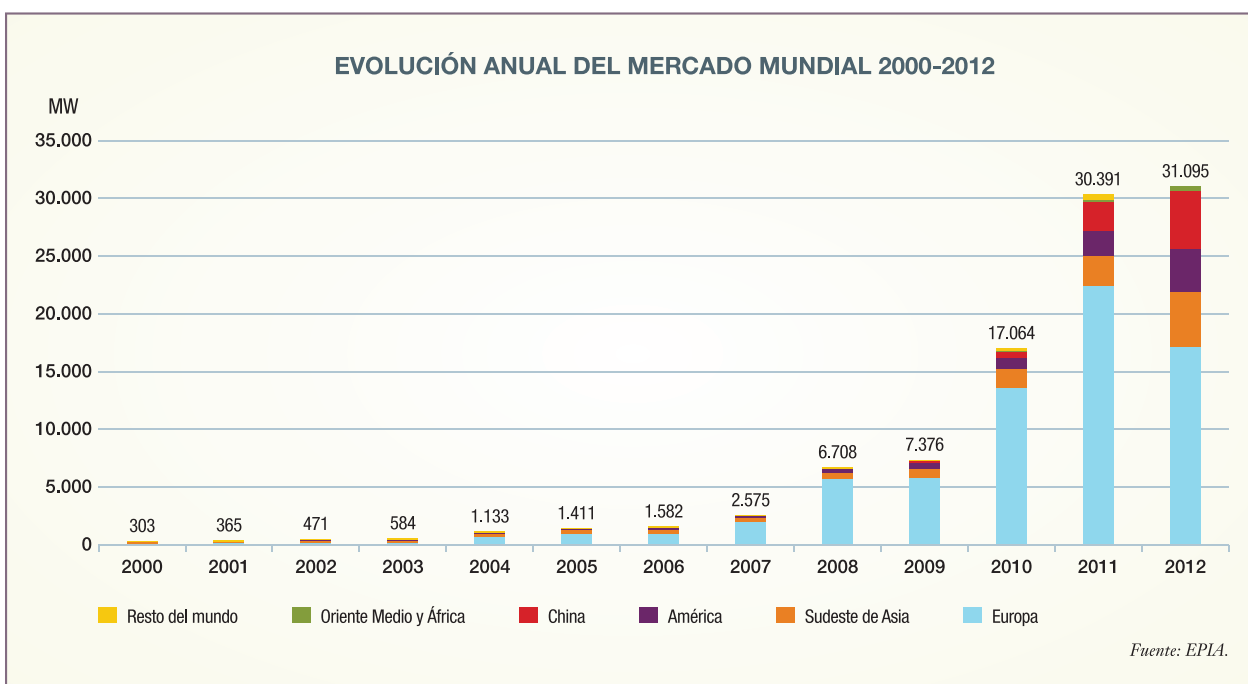
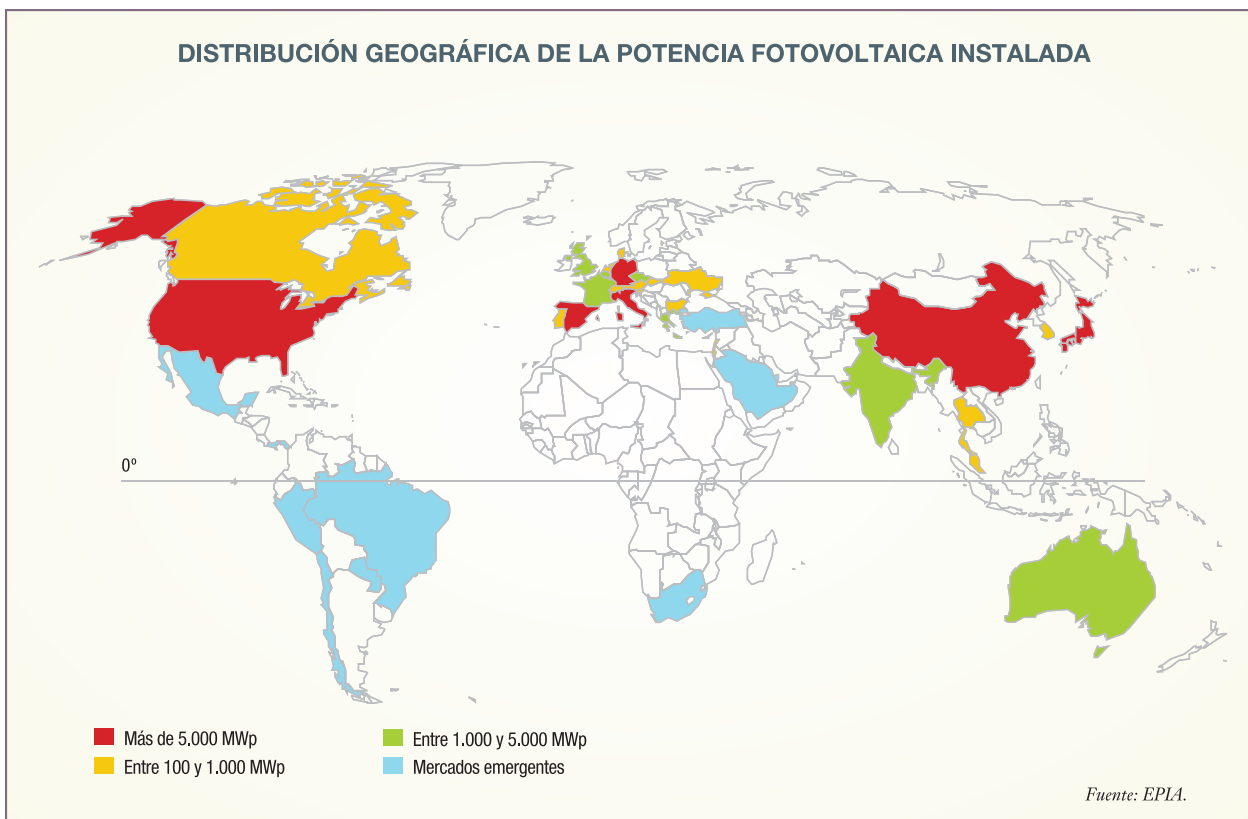
Aunque hay una docena de investigaciones en curso –la mayoría relacionadas con normativas que obligan a fabricar localmente los componentes de los sistemas fotovoltaicos– los procesos más relevantes, por el volumen del mercado al que afectan, se corresponden con los de EE UU y la UE en relación a los paneles fabricados en China.

La investigación en la UE no ha concluido en el momento de escribir estas líneas. Se ha establecido un arancel temporal antidumping del 11,8% mientras se mantienen negociaciones bilaterales que eviten la imposición de un arancel del 45%. Además hay pendientes otros dos procesos, uno relativo al cristal para sistemas solares y otro relativo a posibles ayudas ilegales.

En el caso de EE UU los procesos se cerraron en noviembre de 2012. La Administración norteamericana decidió establecer unos aranceles antidumping del orden del 30% –con casos extremos del 250%–, y del entorno del 15% por la aplicación de ayudas contrarias a la legislación comercial internacional.

Una tecnología cada vez más global

El número de mercados fotovoltaicos relevantes, con más de 100 MW de potencia acumulada instalada, cada vez es mayor. Ya hay 12 países con más de 1.000 MW instalados –se han triplicado en cinco años–, sobre los que destaca claramente Alemania, que con más de 32.000 MW conectados es el primer mercado del mundo. Le sigue Italia, con aproximadamente la mitad de potencia, 16.000 MW. Fuera de Europa destaca la potencia emergente de China –ya con 7.000 MW acumulados y planes para instalar 35.000 MW hasta 2015–, así como Japón o EE UU.





Alemania lidera el mercado global con más de 32.000 MW conectados

34

UNEF. INFORME ANUAL 2013



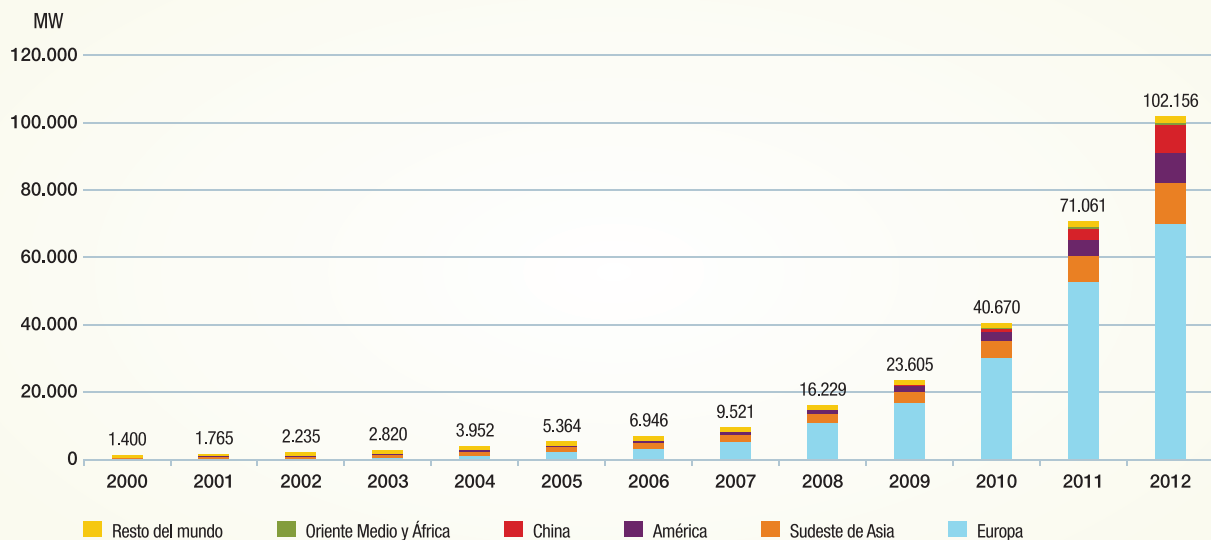
RANKING DE PENETRACIÓN FOTOVOLTAICA POR PAÍSES

	País	Potencia instalada 2011 (final-MW)	Mercado en 2012 (final-MW)	Potencia instalada 2012 (final-MW)
EU 27	Alemania	24.807	7.604	32.411
	Italia	12.923	3.438	16.361
	Francia	2.924	1.079	4.003
	Reino Unido	904	925	1.829
	Grecia	624	912	1.536
	Bulgaria	141	767	908
	Bélgica	2.051	599	2.650*
	Austria	188	230	418
	Dinamarca	194	200	394
	España	4.900	277	5.177*
	Holanda	141	125	266
	República Checa	1.959	113	2.072
	Eslovenia	81	117	198
	Portugal	195	49	244
Eslovaquia	508	15	523	
Europa	Suiza	216	200	416
	Ucrania	191	182	373
Resto mundo	China	3.500	3.500	7.000
	EE UU	4.382,5	3.200	7.583
	Japón	4.914,43	2.000	6.914
	India	460,91	1.000	1.461
	Australia	1.400	800	2.200
	Canadá	563	200	763
	Tailandia	150	210	360
	Corea del Sur	754	209	963
	Israel	189,7	60	250

* Los datos de esta tabla atienden a la potencia pico y son estimativos en el caso de España y Bélgica, países cuyos datos oficiales contabilizan potencia nominal en vez de potencia pico.

Fuente: EPIA.

EVOLUCIÓN DEL MERCADO MUNDIAL ACUMULADO 2000-2012



Fuente: EPIA.

A finales de 2013 la tecnología fotovoltaica alcanzó el hito de superar los 100.000 MW acumulados, un volumen capaz de evitar 53 millones de toneladas de CO₂. De esa cantidad, casi 70.000 MW están en territorio de la UE. Ahora bien, la tendencia a la estabilidad en el mercado europeo y el crecimiento en los demás -han pasado de 3.000 MW en 2010 a más de 13.000 MW en 2012- indican que se inicia un período de reequilibrio de la demanda global, hasta ahora claramente enfocada en Europa.

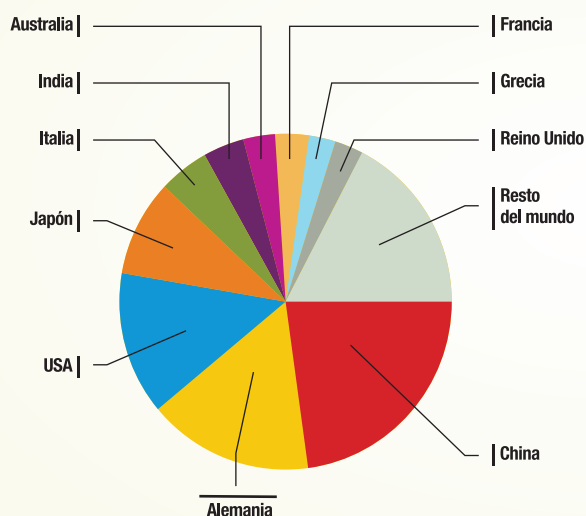
De este modo, se espera que en los próximos años la demanda se desplace hacia los mercados asiáticos. Aparte de China, que ya este año 2013 podría ser el primer país en instalar más de 10.000 MW fotovoltaicos en un solo ejercicio, Japón es otro de los mercados de referencia; tras el accidente de la central nuclear de Fukushima, revitaliza su mercado -uno de los pioneros de la energía solar- y ya este mismo 2013 algunos analistas auguran que podría instalar unos 7.000 MW. India, que aspira a instalar 20.000 MW hasta 2022, tiene más de 1.000 MW en desarrollo y la tendencia es que duplique ese volumen en 2014.

Al otro lado del Atlántico, EE UU experimentó un crecimiento del 75% en 2012, instalando alrededor de 3.200 MW, y se espera que este 2013 crezca un 30%. Más al sur, en América Latina, despuntan otros mercados -Chile en particular- si bien su peso en la demanda global todavía no es relevante.

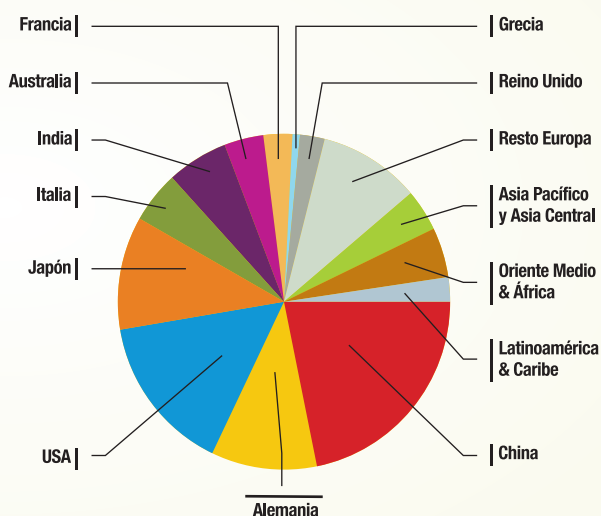


CAMBIO EN LA DEMANDA GLOBAL 2013-2017

Demanda en 2013

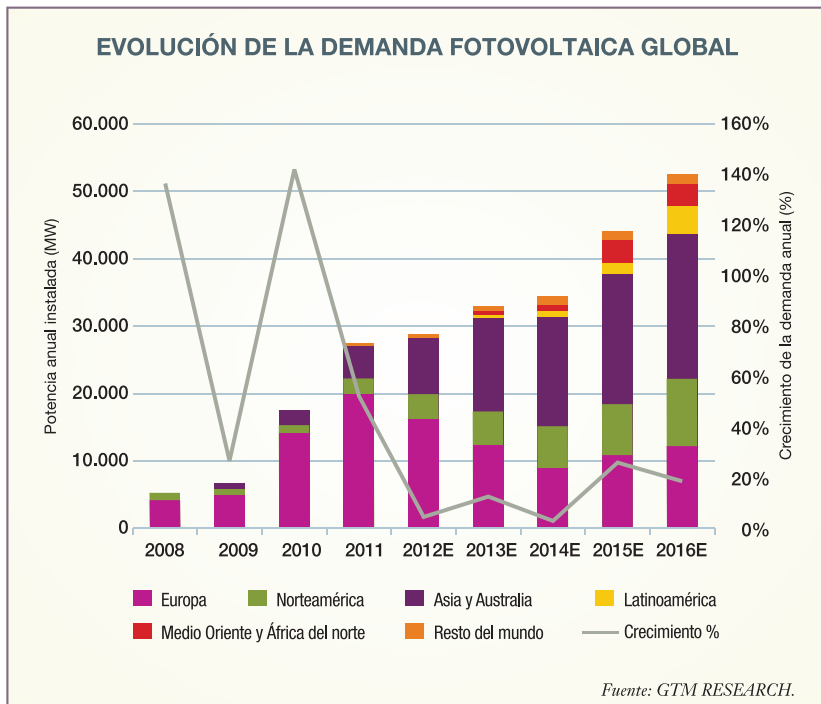


Previsiones de demanda 2013-2017

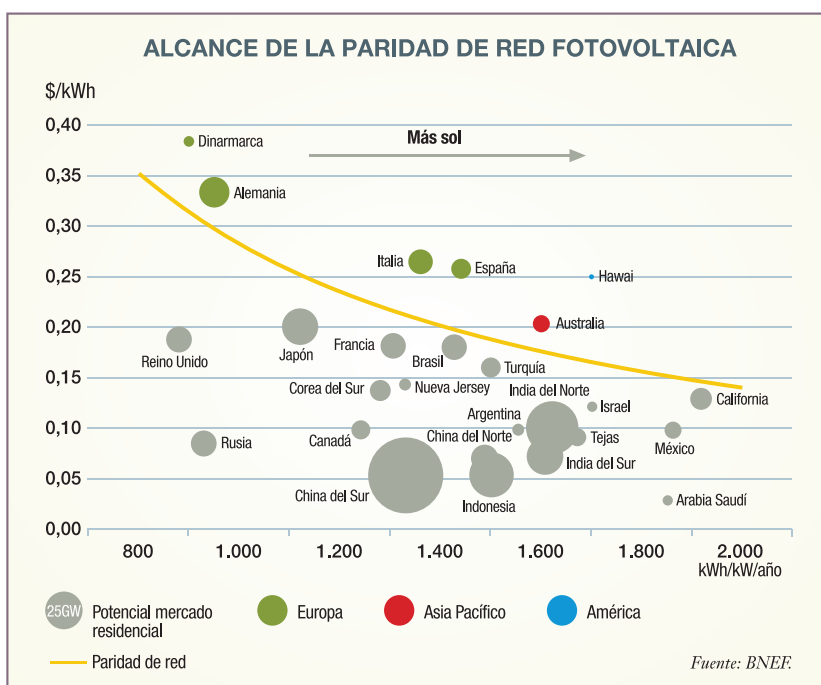


Fuente: SOLARBUZZ.





El cambio en el reparto geográfico del mercado fotovoltaico global viene acompañado del alcance de la paridad de red y la posibilidad de competir directamente en aplicaciones de autoconsumo en numerosos mercados. Si bien el concepto de paridad de red resulta un tanto ambiguo –depende de la irradiación, del precio del sistema solar, del precio de venta final de la electricidad, del tratamiento fiscal...–, el hecho innegable es que la tecnología, en caso de necesitar algún apoyo para competir, éste ya no es relevante y se compensa con creces con sus ventajas indirectas de generación distribuida renovable.



Todo ello indica que el mercado fotovoltaico global será más estable, tanto por su mayor diversificación geográfica como por su menor dependencia de las políticas de fomento de cada país.

Nueva etapa en Europa

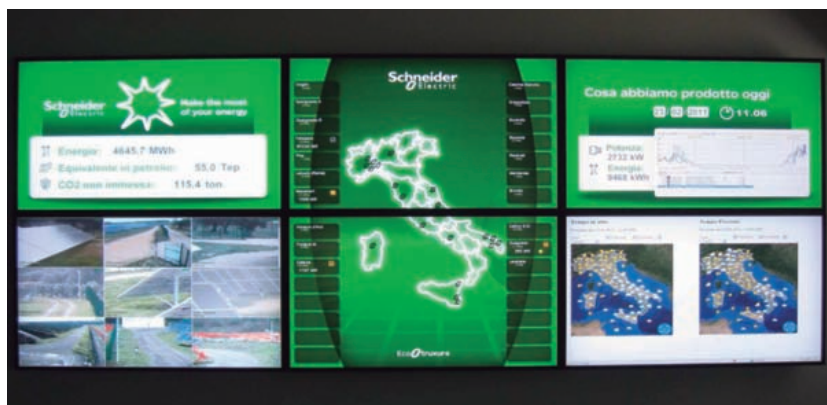
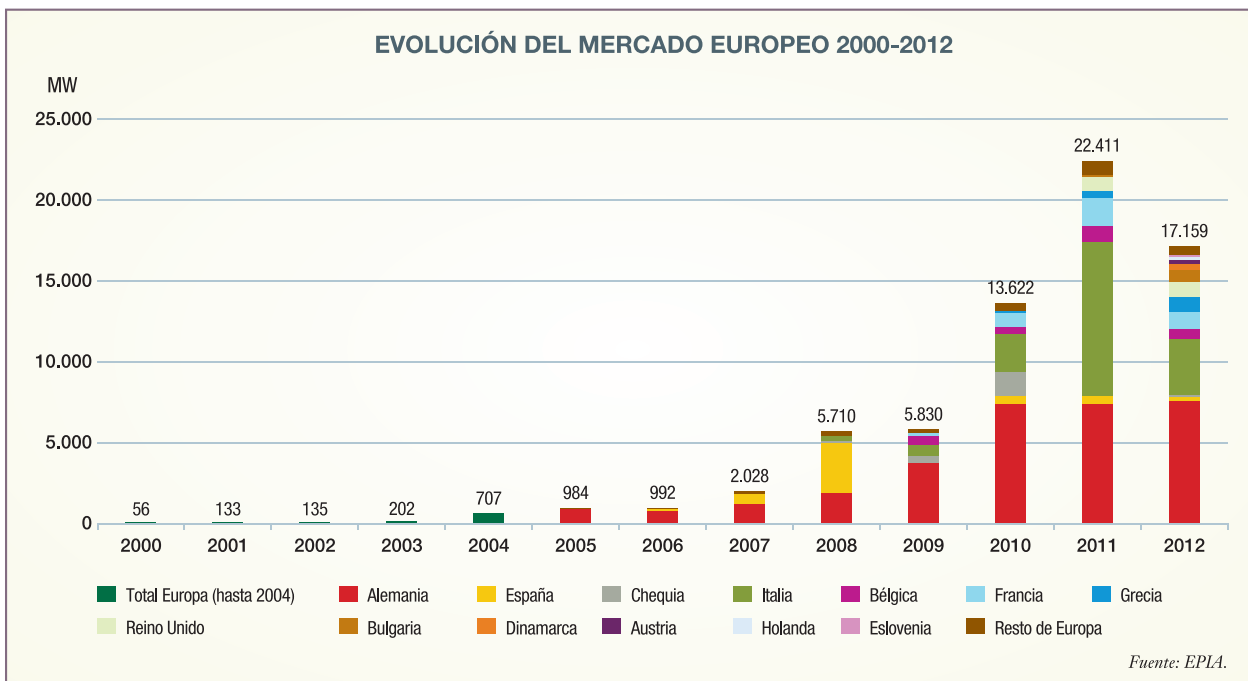
El alcance de la paridad de red tiene repercusión directa en las regulaciones de los países que comienzan a encontrarse en esa situación, y Europa es uno de los casos más claros: las políticas de fomento basadas en el pago de una prima por la generación eléctrica fotovoltaica (*Feed-in Tariff*) disminuye para sustituirse por políticas que fomentan el autoconsumo y la generación distribuida.

Buen ejemplo de lo anterior es Italia. Si en 2011 batió el récord de potencia instalada en un solo año –conectó 9.300 MW–, la evolución de la regulación le ha llevado a suspender el mecanismo de primas y a apostar por un sistema de autoconsumo con balance neto denominado *scambio sul posto*, que, complementado con una fiscalidad favorable, puede mantener un mercado fotovoltaico superior a los 1.000 MW anuales.

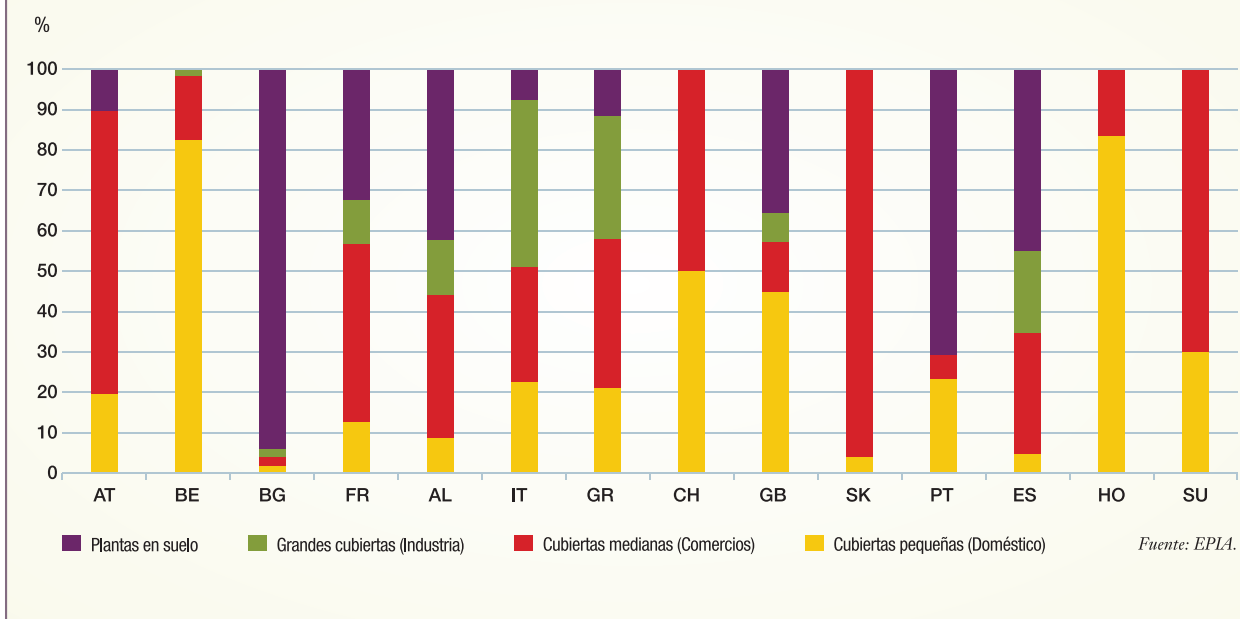
Algo similar sucede en Alemania, el gran mercado de referencia. Tras batir su propio récord por dos años consecutivos –instaló 7.500 MW en 2011 y 7.600 MW en 2012–, ha reformado su regulación para acelerar la reducción de las ayudas a la inyección y fomentar el autoconsumo, además de establecer nuevos incentivos para facilitar la implantación de la generación distribuida, como un programa de ayudas a la instalación de baterías asociadas a los sistemas fotovoltaicos.



En Europa la regulación se enfoca en el autoconsumo y la generación distribuida



SEGMENTACIÓN DEL MERCADO FOTOVOLTAICO EUROPEO

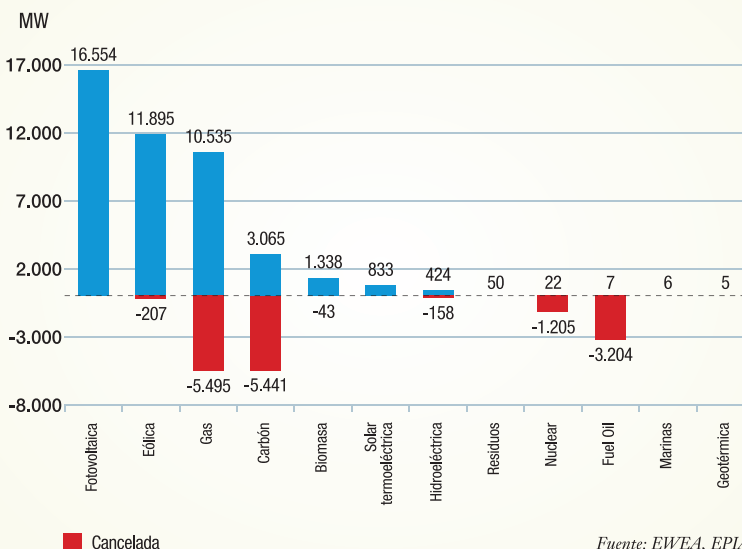


En 2012, la fotovoltaica volvió a ser la tecnología de generación más instalada en la UE por segundo año consecutivo

El proceso de emancipación de la tecnología fotovoltaica de las ayudas directas ya ha comenzado en los mercados más maduros y con más peso en las estadísticas continentales. No obstante, el proceso no puede extrapolarse directamente a los demás países, puesto que cada uno tiene regulaciones y condiciones concretas en sus respectivos mercados fotovoltaicos y en sus sistemas eléctricos.

En general, el efecto más visible de este período de transición es la reducción del volumen del mercado. Aunque haya países que irrumpen con fuerza, como Francia, -con 1.079 MW conectados en 2012-, Reino Unido -con 925 MW- o Grecia -con 912 MW-, su llegada no es suficiente para sustituir la caída de la demanda de los mercados líderes de los últimos años. No obstante, la fotovoltaica volvió a ser, por segundo año consecutivo, la tecnología de generación más instalada la UE.

POTENCIA INSTALADA DURANTE 2012 EN LA UE

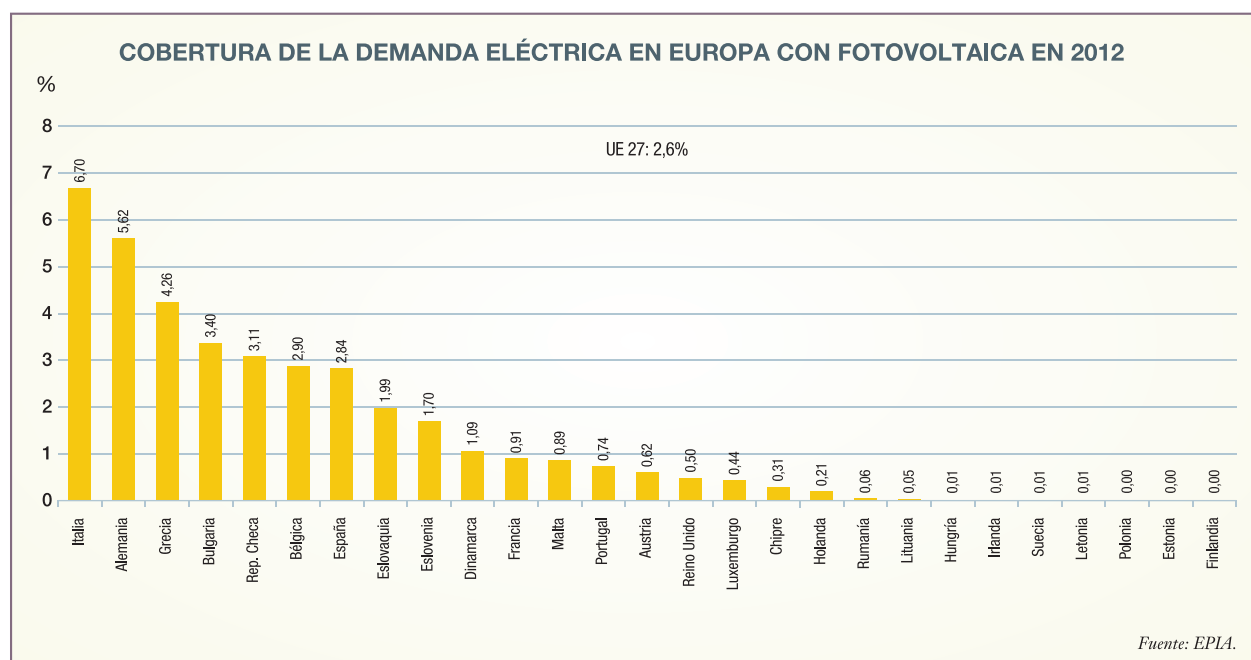


Por otro lado, la falta de adecuación de las políticas de fomento estatales a las características de la tecnología fotovoltaica –en particular, a su gran velocidad de implantación–, está llevando a varios países a adoptar medidas restrictivas y a recortar abruptamente los apoyos. En algunos casos, como en Bulgaria, se están planteando medidas retroactivas, aunque sin llegar al caso extremo español.

Además, este incipiente proceso de emancipación de la tecnología fotovoltaica coincide en el tiempo con la severa crisis económica que azota buena parte del continente europeo y que tiene como efecto un estancamiento o una reducción de la demanda eléctrica. Si en los países emergentes la tecnología solar crece junto con el resto de la economía, en Europa tropieza con unos mercados eléctricos maduros en los que debe sustituir a otras tecnologías para aumentar su presencia

En otro orden de cosas, la evolución de la fotovoltaica en los últimos años ha sido tan espectacular que los objetivos establecidos por casi la mitad de los estados miembro de la UE para 2020 ya se han alcanzado; de hecho, si la suma de todos los planes nacionales de renovables suman 84.381 MW fotovoltaicos para el final de la década, a finales del pasado ejercicio ya se habían conectado más del 80%.

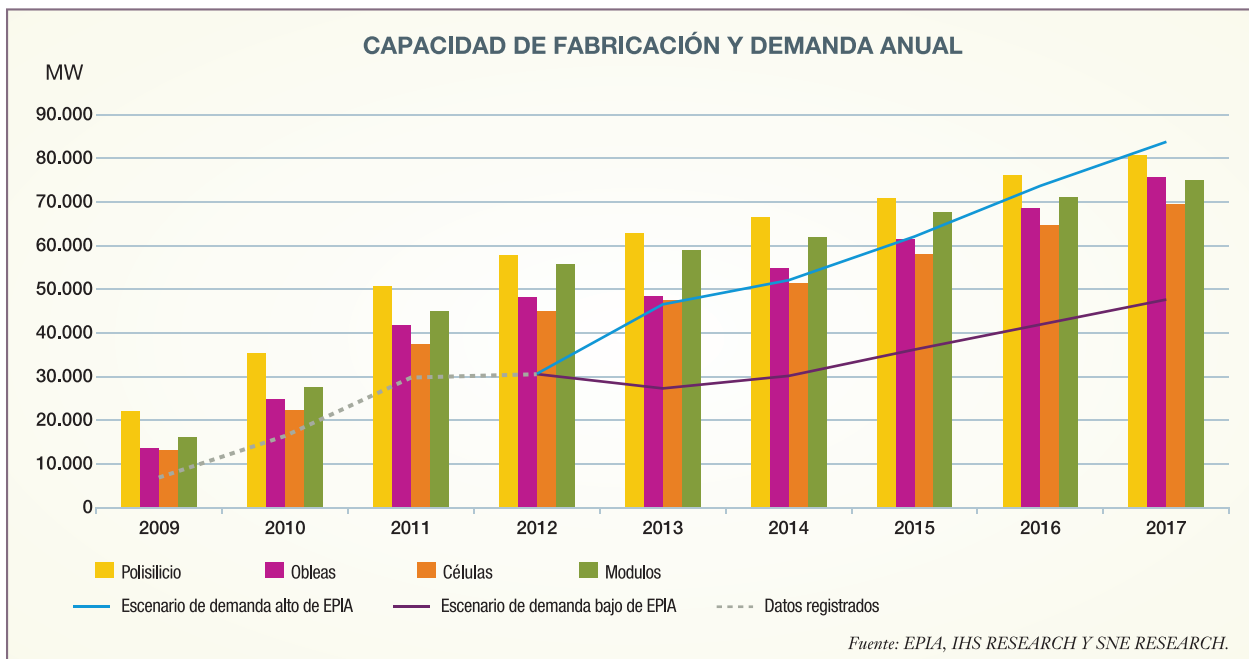
Este desarrollo ha permitido que en la UE se hayan alcanzado niveles de cobertura de la demanda eléctrica con fotovoltaica que eran impensables hace muy poco tiempo –en Italia ya ronda el 7%– y que sean países europeos los que lideren el ranking de potencia fotovoltaica instalada per cápita. Alemania ocupa la primera plaza, con 398 W por habitante, seguida por Italia (273 W/h) y Bélgica (241 W/h).



A la vista de la situación, durante los próximos años la demanda fotovoltaica en Europa sufrirá una contracción en relación a la tendencia reciente. Sin embargo, tendrá un desarrollo muy superior al esperado hace apenas unos años, cuando se elaboraron los planes nacionales de renovables para alcanzar los objetivos de 2020. De acuerdo con EPIA, la implantación de la tecnología al final de la década podría rondar los 200.000 MW, más del doble de lo previsto.

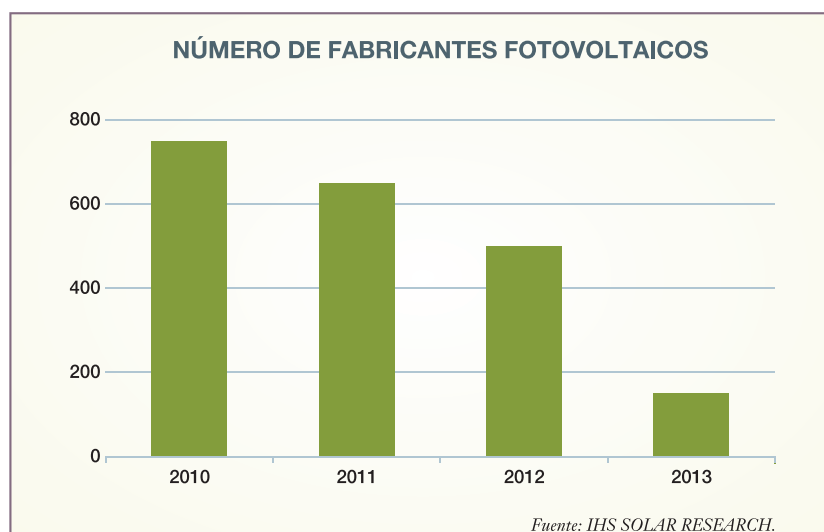
Fabricación de módulos

La sobrecapacidad que se registra en el mercado global desde hace unos tres años está produciendo una importante erosión de márgenes empresariales. Esto, a su vez, alimenta un gran proceso de concentración y consolidación sectorial en toda la cadena de valor de la tecnología, desde los paneles solares a sus principales componentes, células y obleas. Con una demanda de sistemas solares de unos 30.000 MW y una capacidad de fabricación que prácticamente duplica esa cifra, la situación podría mantenerse durante algunos años.



El exceso de capacidad de fabricación está produciendo un proceso de concentración y consolidación sectorial

El proceso de criba de fabricantes fotovoltaicos se extiende por todo el planeta y afecta a compañías de todos los tamaños: a las pequeñas porque no pueden competir en precios con las grandes, y a las grandes, porque mantienen ociosa buena parte de su capacidad y no consiguen ingresos suficientes para amortizar las inversiones que han exigido sus instalaciones. Si durante 2011 y 2012 se han sucedido los anuncios de quiebras, reestructuraciones, adquisiciones y fusiones, este 2013 podría ser el año decisivo: de acuerdo con los cálculos de IHS Research, el número de fabricantes podría caer desde los 500 a inicios de año a poco más de 150 a finales; en 2010 la consultora contabilizaba casi 800 firmas en la cadena de valor fotovoltaica.



Inversores desde 2,5 kW hasta 1 MW

www.ingeteam.com

En Ingeteam, abordamos cada proyecto bajo el concepto **i+c**, innovación para encontrar las mejores soluciones y compromiso para dar el mejor servicio.

Los inversores fotovoltaicos INGECON SUN son ahora más eficientes y potentes que nunca. Las familias 1Play y 3Play (de 2,5 a 10 kW y de 10 a 40 kW, respectivamente) son la elección perfecta para instalaciones domésticas e industriales. Los inversores centrales PowerMax son la mejor opción para grandes plantas fotovoltaicas con conexión directa a un transformador MT.

La fórmula de la nueva energía **i+c**



Visítenos en:

Johanesburgo POWER & ELECTRICITY WORLD	9-10 Abril
Estambul SOLAREX	11-13 Abril
Atenas ECOTECH	18-21 Abril
Milán SOLAR EXPO	8-10 Mayo
Shanghai SNEC PV POWER EXPO	14-16 Mayo
Munich INTERSOLAR	19-21 Junio
Delhi RENEWABLE ENERGY INDIA	12-14 Sept.
Chicago SOLAR POWER INTERNATIONAL	21-24 Oct.

Ingeteam

READY FOR YOUR CHALLENGES



La peor parte de todo el proceso se la está llevando la industria fotovoltaica afincada en países desarrollados, especialmente la europea, por su menor competitividad en relación con las factorías ubicadas en países emergentes -particularmente en China- y por las políticas de apoyo erráticas que provocan el sobrecalentamiento y el hundimiento de los mercados nacionales.

No obstante, también las firmas chinas están sufriendo, tanto las de primer nivel como las segundas y terceras marcas; muchas de ellas han desaparecido o han requerido algún tipo de intervención pública. Sin embargo, su predominio en el mercado global se mantiene: ocho de las 10 mayores empresas fabricantes son chinas y las firmas chinas acaparan el 65% de todo el mercado.

RANKING MUNDIAL DE FABRICANTES DE MÓDULOS

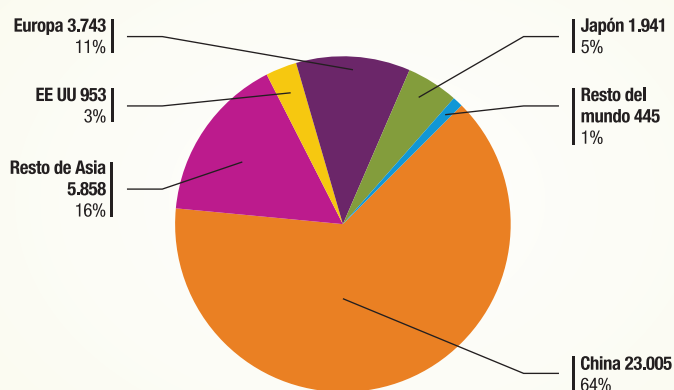
Rank	Compañía	Producción (MW)
1	Yingli Green Energy Holdings Co. Ltd	1.950
2	First Solar Inc.	1.900
3	Trina Solar Limited	1.700
4	Suntech Power Holdings CO. Ltd	1.500
5	Canadian Solar Inc.	1.500
6	JA Solar Holdings Co. Ltd	950
7	Flextronics International Ltd	900
8	JinkoSolar Holdings Co Ltd	900
9	Sun Power Corp.	850
10	Hanwha SolarOne Co. Ltd	850

Fuente: IHS SOLAR.



Ocho de los 10 mayores fabricantes de módulos fotovoltaicos son chinos

FABRICACIÓN DE MÓDULOS POR REGIÓN EN 2012



Fuente: GTM RESEARCH.

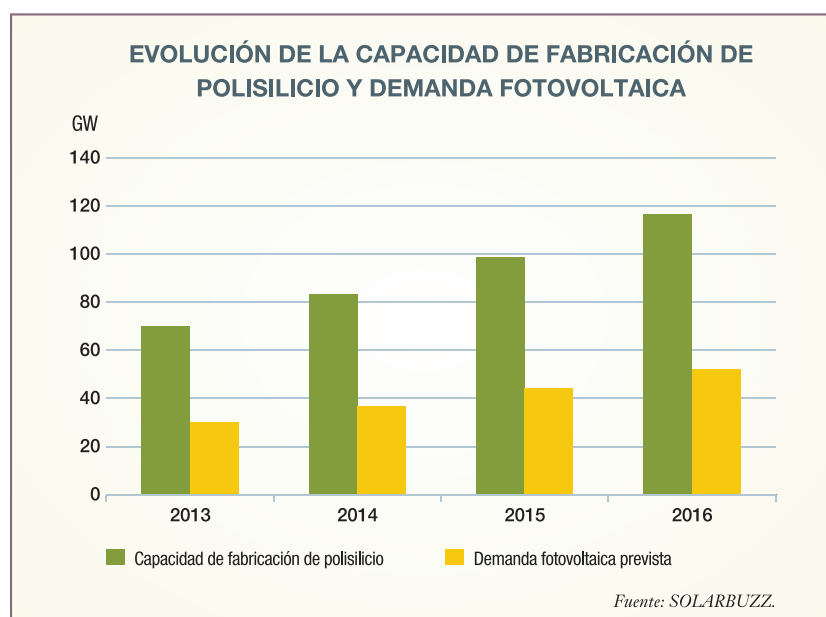
Los procesos acometidos por EE UU y la UE contra las empresas chinas por prácticas de dumping -o por la existencia de subsidios ilegales en relación con la normativa comercial internacional- responden directamente a esta preeminencia y a la difícilísima coyuntura de lucha por la supervivencia en el mercado internacional.

Otra reacción al predominio chino la encontramos en las regulaciones y las políticas de fomento, que se están adaptando para mantener viva una industria fotovoltaica local, que aporte valor añadido y empleo. Así, aparecen

medidas que propician el 'contenido local' de las instalaciones solares de producción de electricidad por dos vías. La primera es exigiendo que un elevado porcentaje de los equipos solares y sus componentes se fabriquen localmente, como han hecho Canadá, Turquía o India; la segunda es estableciendo un incentivo adicional para las instalaciones integradas por equipos solares autóctonos, como ocurre en Italia o ha anunciado Francia. Las primeras medidas, las restrictivas, han generado reclamaciones ante la Organización Mundial de Comercio, organismo que las está considerando contrarias a la normativa vigente.

Fabricación de polisilicio y de inversores

Desde China también se lanzan acusaciones contra las industrias de otros países por contravenir la legalidad internacional y una de ellas ha sido contra la producción norteamericana de polisilicio, a la que se ha amenazado varias veces con el inicio de una investigación por dumping. No en vano el polisilicio –la materia prima de los paneles– es uno de los eslabones de la cadena de valor fotovoltaica en el que hay una mayor sobrecapacidad, que, además, se acentuará en los años venideros.



Llama la atención que la capacidad de polisilicio duplique largamente la demanda en los próximos años, y más aún teniendo en cuenta que los precios –se han reducido más de un 35% anual desde que tocaron techo en 2008– están en mínimos históricos y las propias empresas reducen su producción para minimizar pérdidas.

Varias razones ayudan a entenderlo: los largos plazos de construcción de las nuevas factorías; estrategias empresariales de consolidación para operar en toda la cadena de valor, desde el silicio hasta el panel, así como la modernización de las factorías existentes con la introducción de nuevas tecnologías más productivas.

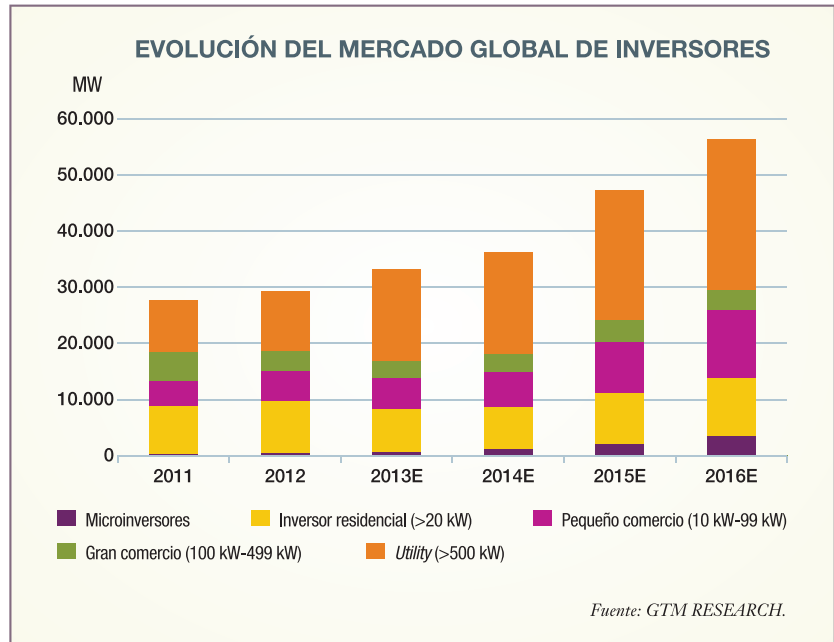
En el mercado de inversores, por el contrario, no se registra una situación de sobrecapacidad y erosión de márgenes empresariales. Comparte con el resto de elementos de los sistemas fotovoltaicos la tendencia a la reducción de precios –se calcula que alrededor de un 10% anual– pero su mercado ha crecido de un modo menos convulso.



El predominio de China está detrás de las acusaciones de dumping y de la aparición de normas que fomentan la fabricación local de equipos solares



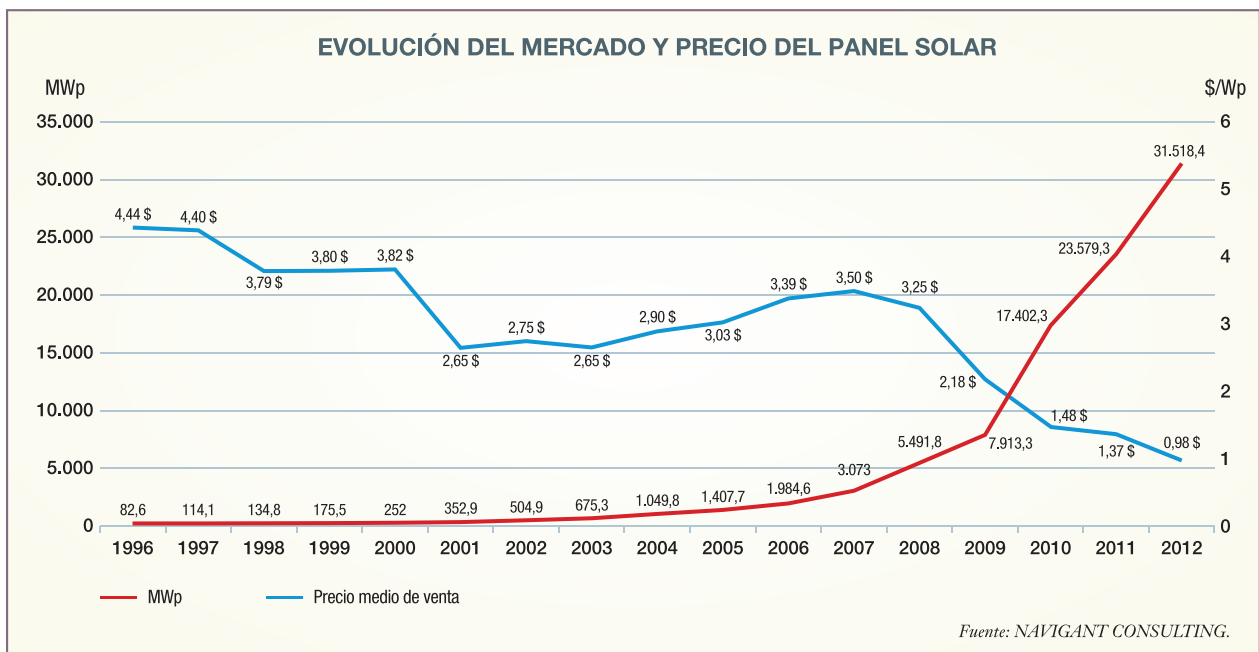
El mercado de inversores crece sin las convulsiones que agitan el mercado de módulos

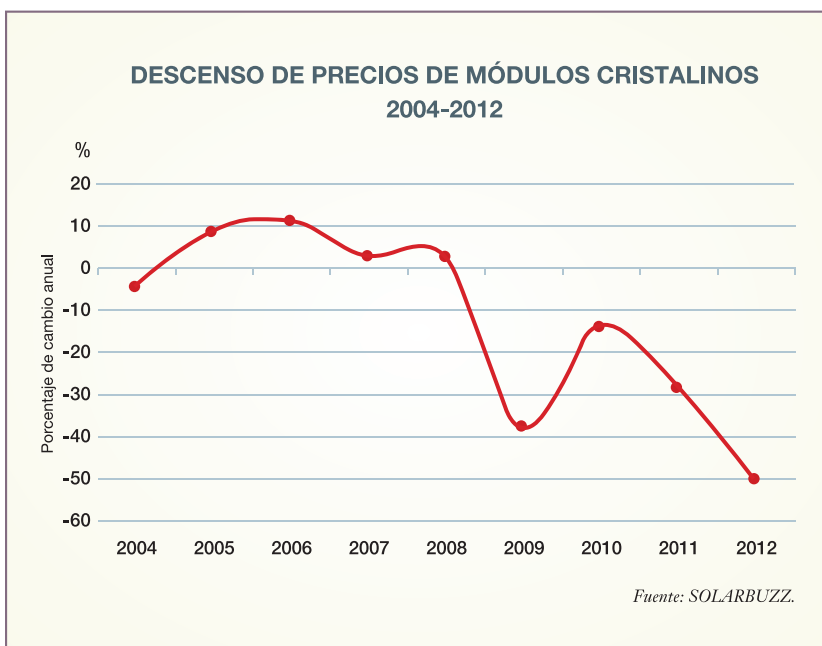


Globalmente, el segmento de mercado de los inversores que más crecerá los próximos años es el destinado a plantas de producción de electricidad, por el fuerte desarrollo que se prevé alcance en los países emergentes.

Precios y tendencia

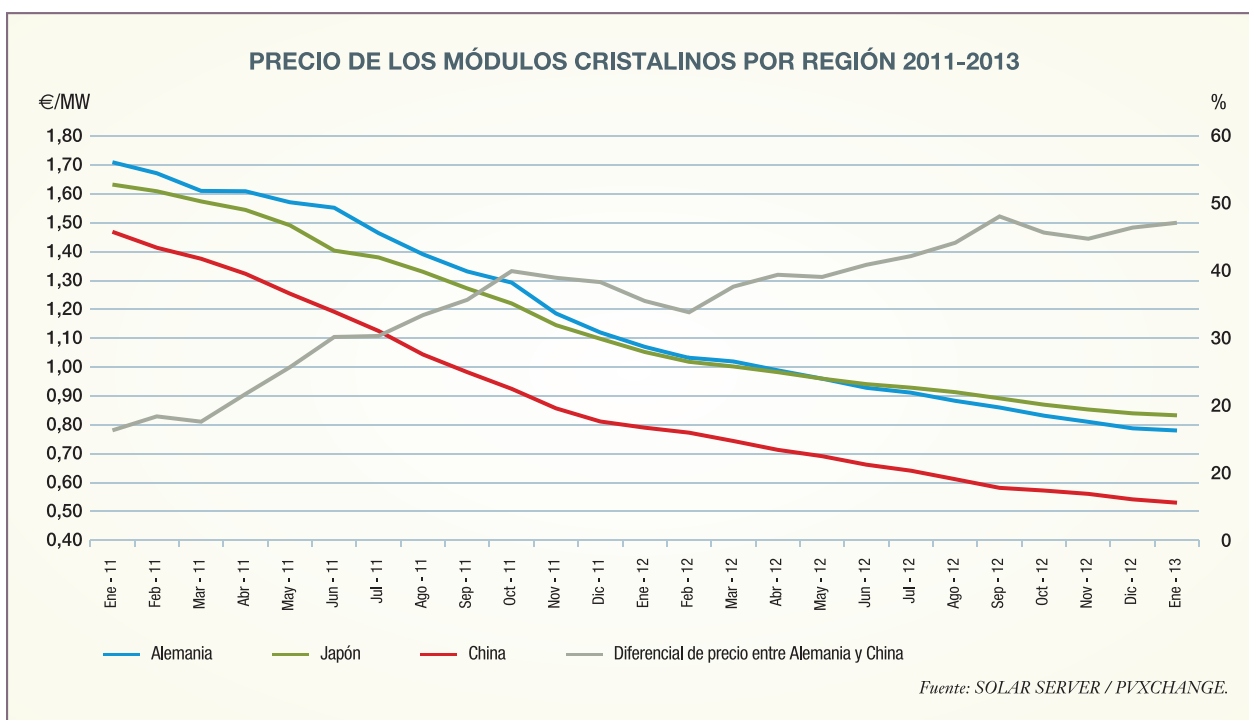
El precio de los paneles fotovoltaicos ha caído alrededor de un 80% en los últimos cuatro años, como resultado de la confluencia de varios factores: clamoroso éxito de la I+D+i, que ha permitido reducir la cantidad de materia prima utilizada en la producción de paneles y aumentar su eficiencia; la aparición de grandes factorías en las que aplicar economías de escala; la reducción de precios del polisilicio, que ha pasado de 400 \$/kg en 2008 al entorno de 20 \$/kg en la actualidad... Más la situación de sobrecapacidad, que propició en 2011 la acumulación de un importante stock, cuya salida produjo un hundimiento de precios que no se ha recuperado.





Se agrandan las diferencias de precios entre regiones; hoy un módulo europeo cuesta un 45% más que uno chino; hace dos años, sólo costaba un 15% más

La caída de precios está provocando una erosión en los márgenes empresariales que no pueden soportar muchas empresas fabricantes. No obstante, la situación no se puede considerar uniforme, puesto que hay grandes diferencias entre los módulos fabricados en unas regiones o en otras; en todas partes se sigue una tendencia a la baja, pero ésta es más acusada en el sudeste asiático -China sobre todo- que en Europa o Japón.

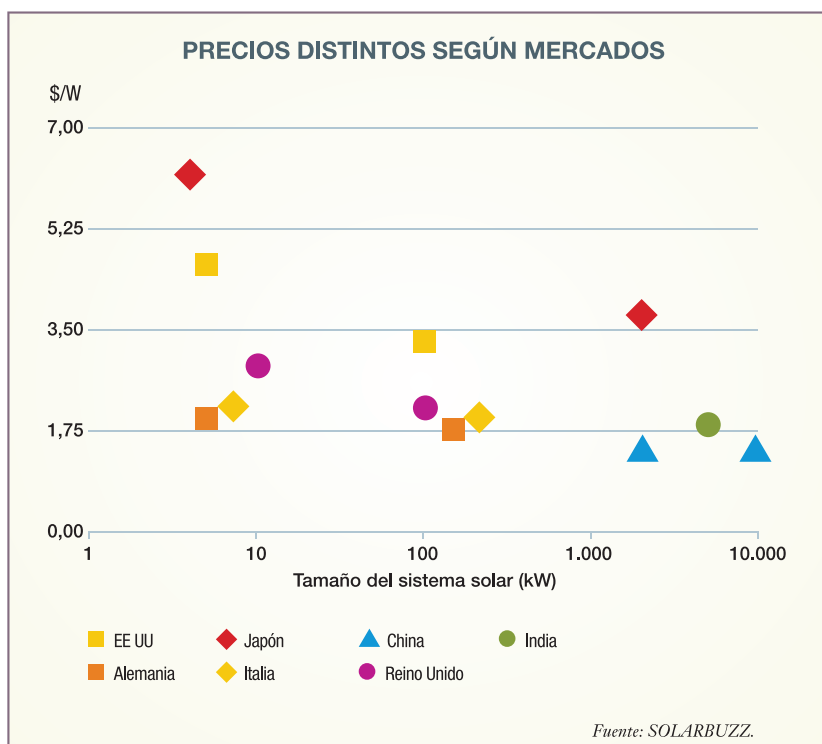


Estas diferencias se deben a la mayor competitividad de unas zonas u otras por factores como los costes laborales, las exigencias de la legislación ambiental, la disposición de la demanda a adquirir productos con mayor calidad y reputación... Las diferencias, por otro lado, se están agrandando según ganan cuota de mercado los fabricantes con costes más bajos: si hace dos años un módulo europeo era un 15% más caro que un chino, hoy ese diferencial asciende al 45%.

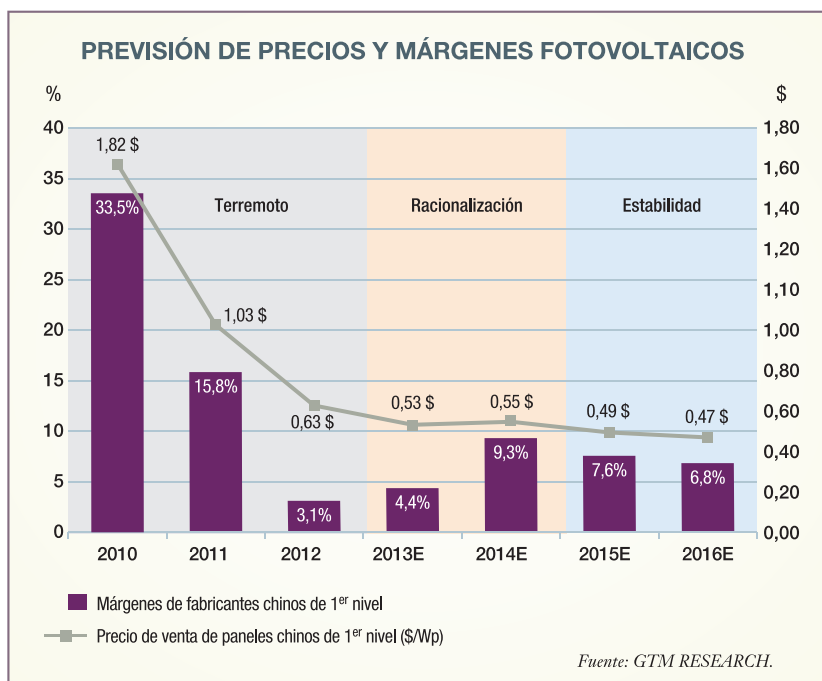


Una instalación doméstica en Japón puede ser cuatro veces más cara que en Alemania

No obstante, estas diferencias en el precio de los paneles no tienen reflejo directo en el precio final de los sistemas fotovoltaicos. El fenómeno se explica porque el panel cada vez tiene menos peso en el coste total de la instalación solar, por el monto y el tipo de mecanismo de fomento, y por la incidencia de otros costes, como los de tramitación o instalación, que varían mucho de unos países a otros: una misma instalación doméstica en Japón puede ser hasta cuatro veces más onerosa que en Alemania.

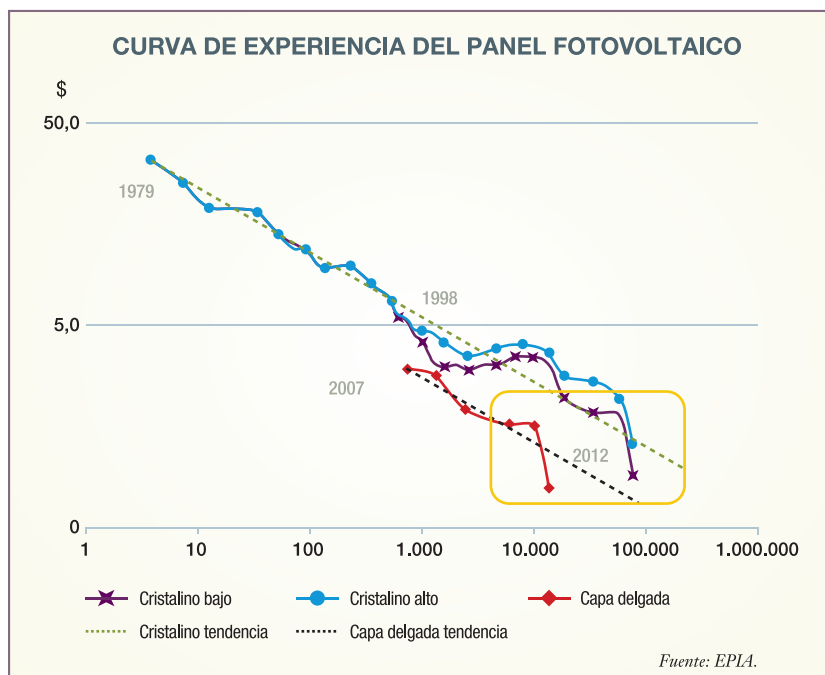


La tendencia futura –dependiendo siempre de la aplicación de aranceles en los principales mercados– es a la estabilidad de precios y a la consideración del panel fotovoltaico como una *commodity* con bajos costes logísticos en un mercado global.



Evolución de las tecnologías

Como se ha comentado, la salida de los stocks almacenados durante 2011 propició una reducción adicional del precio de los paneles, llevándolos muy por debajo del que deberían tener de acuerdo con la curva de experiencia de la tecnología. De hecho, de acuerdo con ésta los precios que se pueden encontrar en la actualidad no deberían haberse alcanzado hasta mediados de la presente década.



La lógica indica que la evolución de los próximos años debería ser estable, con precios planos hasta que se recupere la tendencia histórica. No obstante, hay analistas prestigiosos que consideran que el precio todavía puede seguir reduciéndose a un ritmo del 10% anual, dependiendo, una vez más, de la aplicación de aranceles y otros elementos distorsionadores del precio final.

En lo que respecta al reparto del mercado por tecnologías, las denominadas de capa delgada, que crecieron con fuerza hasta hace unos años, han comenzado un proceso de ralentización, causada por el descenso de precios y el auge de las tecnologías cristalinas tradicionales. Salvando las diferencias entre tecnologías, se espera que durante los próximos años se establezca la evolución de la capa delgada, con lo que se reducirá su peso en el mercado total.

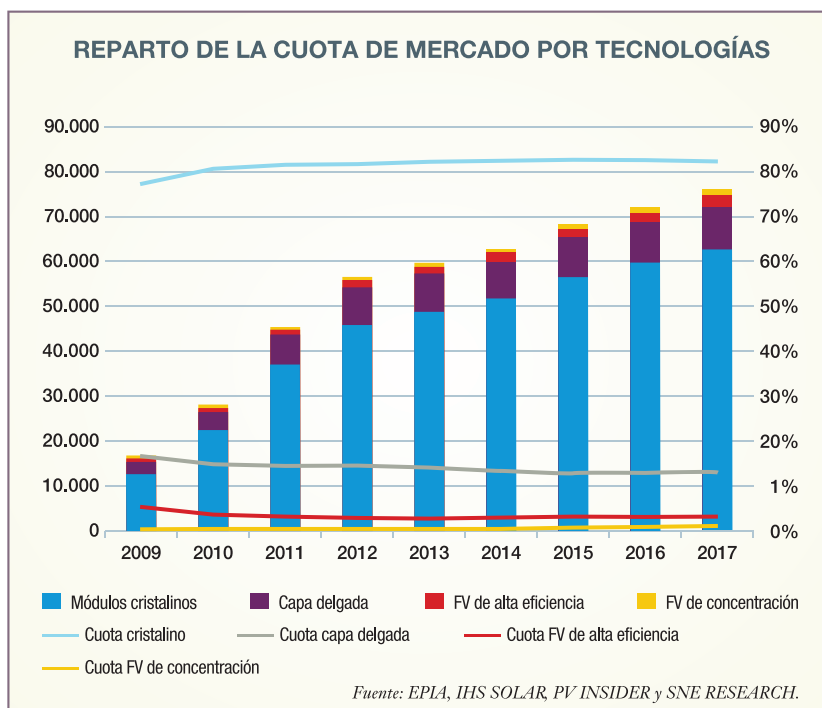
Otras tecnologías menos maduras, como la concentración fotovoltaica o las células orgánicas, seguirán creciendo, hasta alcanzar una cuota de mercado de alrededor del 1% dentro de cinco años.



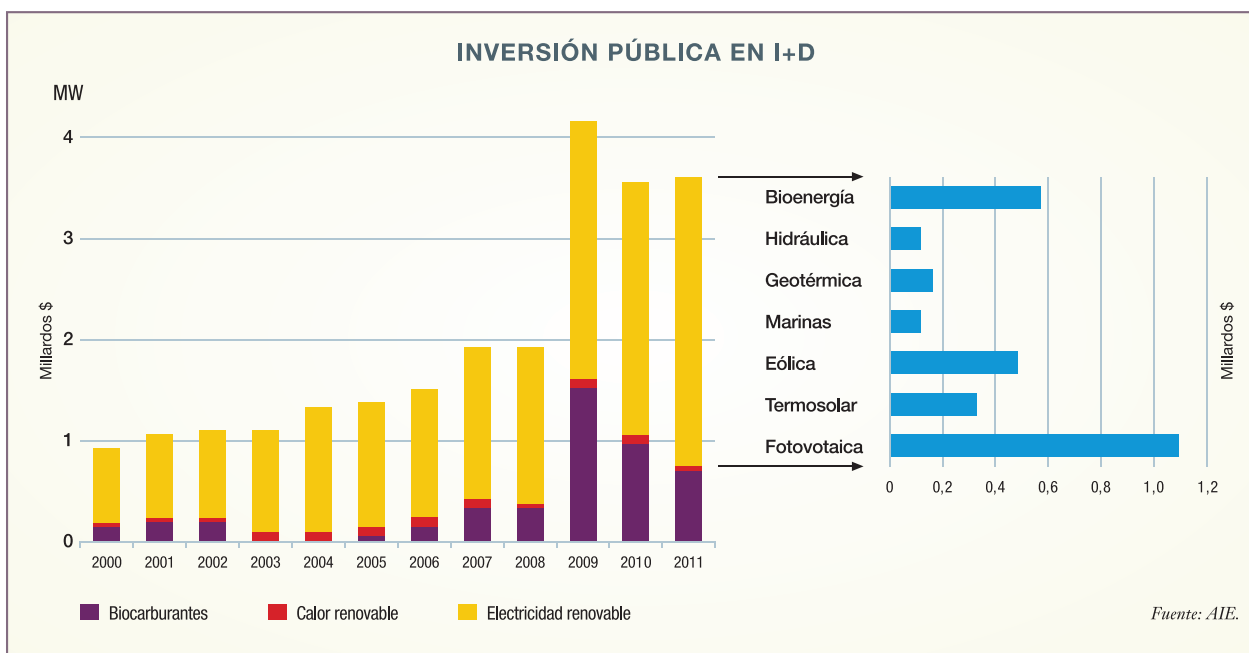
Las tecnologías de capa delgada frenan su crecimiento y pierden peso en el mercado



La fotovoltaica ha captado el mayor volumen de inversión en I+D de todas las renovables



Finalmente, el resultado de la inversión en I+D en fotovoltaica, la mayor de toda la inversión en investigación captada por las tecnologías renovables, se puede considerar todo un éxito. Constantemente se están anunciando nuevos descubrimientos y se están batiendo nuevos récords de eficiencia en laboratorio. En la actualidad, el récord se sitúa en el 44% de conversión de la irradiación en energía eléctrica.



¿Qué diferencia hay entre estas dos viviendas?



Que una de ellas ha reducido su factura energética en un

50%

Presentamos un kit de energía solar para viviendas muy fácil de instalar que reduce la factura energética y las emisiones de carbono

Un socio solar con disponibilidad en todo el mundo

Con el encarecimiento de la factura energética del hogar, no es de extrañar que cada vez más gente vea la energía solar como una alternativa asequible a las fuentes de energía tradicionales.

Ésta es su oportunidad. Piense en cuántos nuevos clientes podría atraer con un kit fotovoltaico (FV) de instalación rápida y sencilla, que reduce además las facturas energéticas en un 30, un 50 o incluso un 100% en edificios existentes.

Un kit de energía solar eficiente para uso residencial

Los kits FV de Schneider Electric™ se caracterizan por su calidad superior, elevada eficiencia y disponibilidad en cualquier lugar, lo que le permite obtener un servicio fiable y una importante ventaja competitiva.

Con nuestro sistema eléctrico completo de conexión a red, sus clientes adquieren un producto de última generación que incluye un inversor y un cuadro de protecciones AC y DC que proporciona una protección integral para toda la instalación FV.

Si por el contrario busca una solución aislada o de backup, Schneider Electric también puede ayudarle con una solución integrada que incluye inversores/cargadores, controladores de carga y un sistema de monitorización.

Optimice la producción de energía solar

Gracias a los innovadores kits solares de Schneider Electric, ahora es posible reducir la factura energética y el impacto ambiental.



Si desea más información sobre nuestras soluciones fotovoltaicas:

Descargue gratuitamente nuestro catálogo de "Energías Renovables: Soluciones Fotovoltaicas".

Visite www.SEreply.com Código de promoción 32897p

Ya puede adquirir un kit solar de última generación para viviendas y pequeños edificios que incluye:



1 Inversor Xantrex™ GT: muy fácil de instalar, proporciona la eficiencia y disponibilidad que sus clientes necesitan para obtener un rápido retorno de la inversión y un coste total de propiedad mínimo.



2 Envolventes de CC y CA: fáciles de instalar, han sido diseñados para proteger su instalación cumpliendo con todas las normas y reglamentos locales.



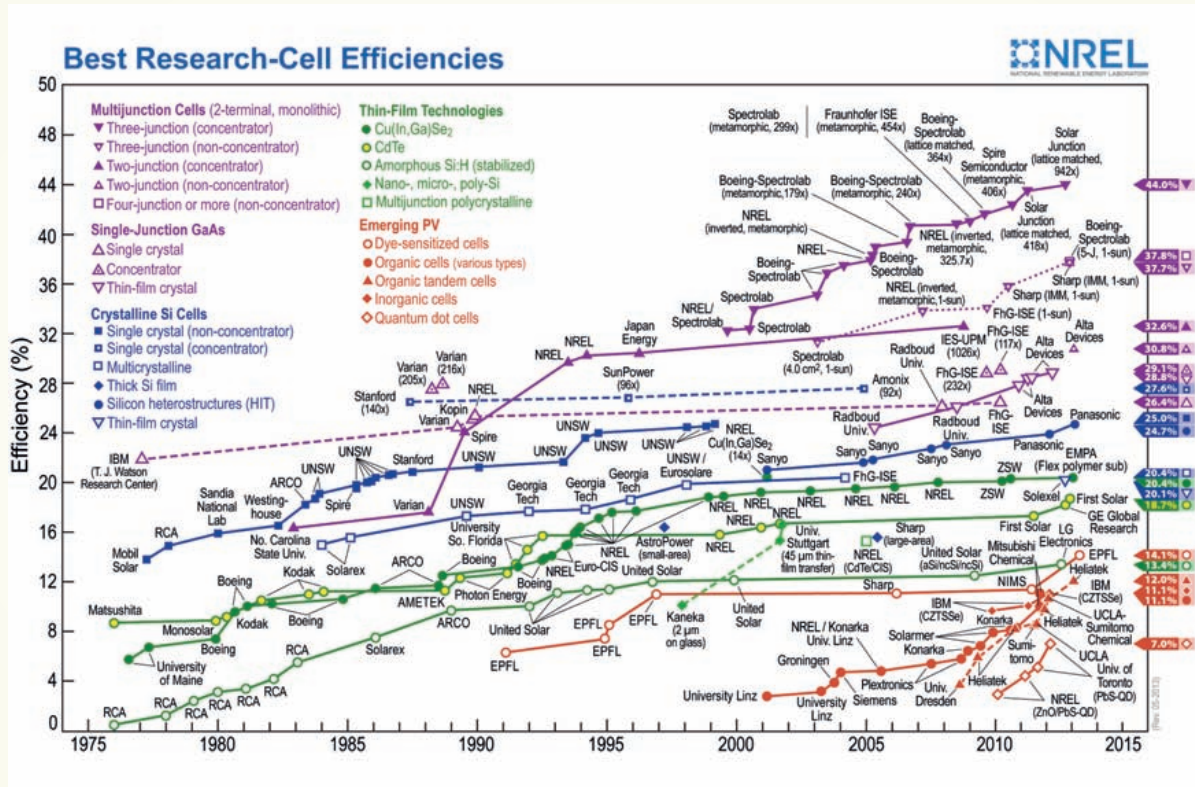
3 Sistemas de backup y aislada Xantrex XW: se pueden instalar en configuraciones monofásicas o trifásicas, permitiendo un suministro de energía fiable y continuo incluso donde la red no es accesible.

Make the most of your energy™

Schneider
Electric™

A continuación se reproduce la evolución de la eficiencia de las distintas tecnologías fotovoltaicas (silicio cristalino, capas delgadas, multiunión, orgánicas...) y los récords alcanzados por cada una de ellas.

EVOLUCIÓN DE LA EFICIENCIA DE LAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS



Fuente: NREL.



MERCADO ESPAÑOL

La incertidumbre regulatoria y la severa crisis económica del país se reflejan con nitidez en el mercado fotovoltaico español durante los ejercicios 2011 y, especialmente, 2012. Si en el primer año se instalaron 410 MW, en el segundo se produjo un descenso del 30%, hasta los 277 MW. Como se ha indicado en el capítulo correspondiente a la regulación, la coyuntura política y económica ha sido tan negativa para el desarrollo fotovoltaico que la falta de acceso a la financiación ha impedido que pudieran materializarse más de 200 MW adjudicados con el sistema de cupos del Real Decreto 1578/2008.

En datos acumulados, el parque fotovoltaico español conectado a la red ascendía a unos 4.529 MW a cierre de 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 Wp fotovoltaicos por habitante, lo que nos situaría en el octavo puesto de la UE, por detrás de Alemania, Italia, Bélgica, la República Checa, Grecia, Bulgaria y Eslovenia.

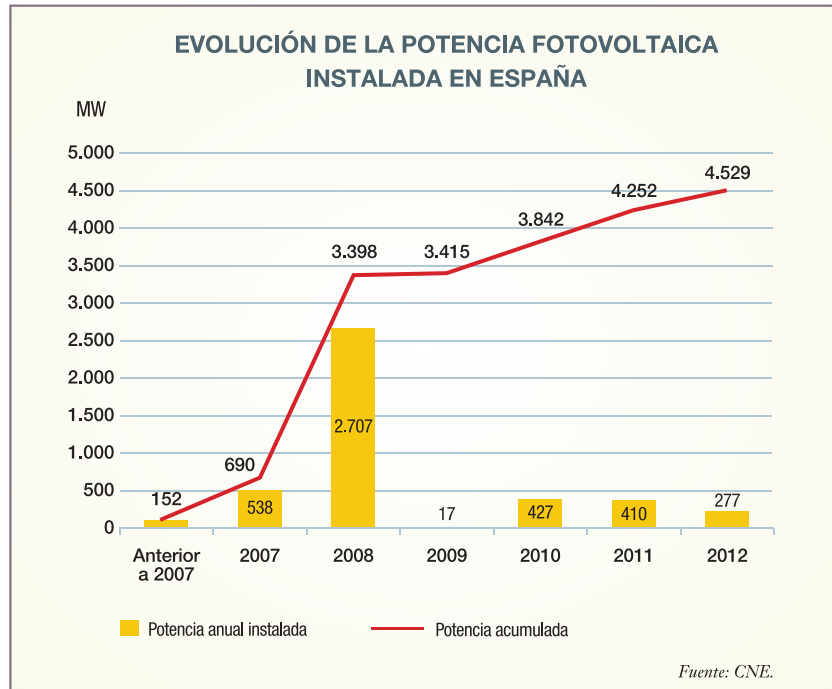
Como la implantación de la moratoria con el RD-L 1/12 ha frenado la incorporación de nueva potencia fotovoltaica en el sistema eléctrico español, los datos de cierre de 2012 tendrán pocas variaciones hasta que el autoconsumo tenga una presencia relevante o se empiecen a instalar grandes plantas sin régimen primado en los próximos años.





En el año 2012
se instalaron
277 MW

52



Ahora bien, en puridad, la moratoria tiene efecto a partir de marzo de 2013, límite temporal para instalar la potencia adjudicada en las últimas convocatorias del RD 1578/08. De acuerdo con los últimos datos disponibles de la CNE, correspondientes al mes de abril de 2013, un total de 67 MW más se habrían incorporado al parque fotovoltaico español.

No obstante, estas cifras hay que tomarlas con prudencia, puesto que suelen modificarse, tanto al alza como a la baja, en los meses sucesivos. A veces, incluso, se modifican datos de ejercicios anteriores.

El Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial (RAIPRE) del MINETUR también ofrece datos sobre la potencia fotovoltaica instalada, pero sus cifras difieren de las de la CNE. Entre otras cosas, el RAIPRE incluye instalaciones sin régimen primado, por razones como ser obligatorias en función del Código Técnico de la Edificación y haberse concluido tras la entrada en vigor de la moratoria, o por ser de las primeras instalaciones de autoconsumo.

El Operador del Sistema, Red Eléctrica de España (REE), también permite disponer de datos, que tampoco coinciden ni con los de la CNE ni con los del MINETUR.

Las discrepancias que se observan entre esas tres fuentes de información se mantienen dentro de un mismo orden de magnitud, pero no de un modo constante, de modo que un mismo dato para el año 2009 puede variar al alza o a la baja cuando se revisa el período. Por esa razón es importante atender al orden de magnitud de los datos y no a las cifras concretas.

Autoconsumo y grandes plantas

Durante el ejercicio 2012 se han instalado los primeros sistemas fotovoltaicos de autoconsumo instantáneo y, casi a la par, se han presentado un importante número de proyectos de grandes instalaciones –algunas con centenares de MW– que aspiran a vender su energía al Mercado Eléctrico. En ambos casos se trata de modelos de desarrollo de la tecnología fotovoltaica al margen del régimen de primas.

En este sentido es importante señalar que España es uno de los primeros países del mundo en el que aparecen aplicaciones fotovoltaicas conectadas a red que son rentables por sí mismas, sin ningún tipo de ayuda.

En el caso del autoconsumo todavía no existen estadísticas. Si bien estas instalaciones ligadas al ahorro y la eficiencia deben inscribirse en el RAIPRE, éste no diferencia entre instalaciones primadas o sin primar. En cualquier caso, el mercado del autoconsumo está en la fase de los pioneros y su volumen aún no es representativo.

En el caso de las grandes plantas, a cierre de 2012, REE tenía solicitudes de acceso de 168 plantas fotovoltaicas que sumaban un total de 37.894 MW, la mayoría en las regiones más soleadas del país. No obstante, estas importantes cifras se reducían mucho atendiendo a las solicitudes de conexión, que sólo habían realizado 10 proyectos por un total de 3.683 MW; la cumplimentación de esta solicitud era aún menor: seis proyectos por 2.200 MW.

Indudablemente, la existencia de estos proyectos es una señal clara de la tendencia del mercado, pero su ejecución –planteada a medio plazo por los promotores– está supeditada a la elaboración de una nueva Planificación de los sectores de electricidad y gas por parte de REE, así como a la evolución del mercado y de la regulación, puesto que al operar en régimen ordinario no gozarían de las mismas condiciones del régimen especial.

Una tecnología repartida por todo el territorio

En el reparto por comunidades autónomas, durante los últimos dos años, destacan las regiones más soleadas y con más territorio: Extremadura (64 MW), Castilla y León (65 MW), Andalucía (61 MW) y Murcia son las que más potencia instalaron en 2011; durante el 2012, aunque con crecimientos mucho menores, también se mantuvieron liderando el ranking, a excepción de Extremadura, cuya potencia instalada bajó radicalmente este año. Cantabria y Asturias y Ceuta y Melilla se mantienen a la zaga del ranking.

En cuanto a la potencia total acumulada a cierre de 2012, Castilla-La Mancha lidera el ranking, con 905 MW, seguida de cerca por Andalucía, con 838 MW, y a mayor distancia por Extremadura, con 540 MW. Llama la atención la gran presencia de la tecnología fotovoltaica en Murcia; a pesar de disponer de un territorio mucho más pequeño que el de las otras comunidades, ocupa la quinta posición absoluta con 423 MW.

Analizando la potencia por provincias, destaca el predominio claro de Murcia, seguida por Badajoz y Albacete. Si se analiza la evolución desde 2010, merece la pena referirse también a las provincias de Cáceres, Sevilla, Valencia, Valladolid, Barcelona y Badajoz, que han visto aumentada en más de un 30% su potencia fotovoltaica en los últimos dos años.

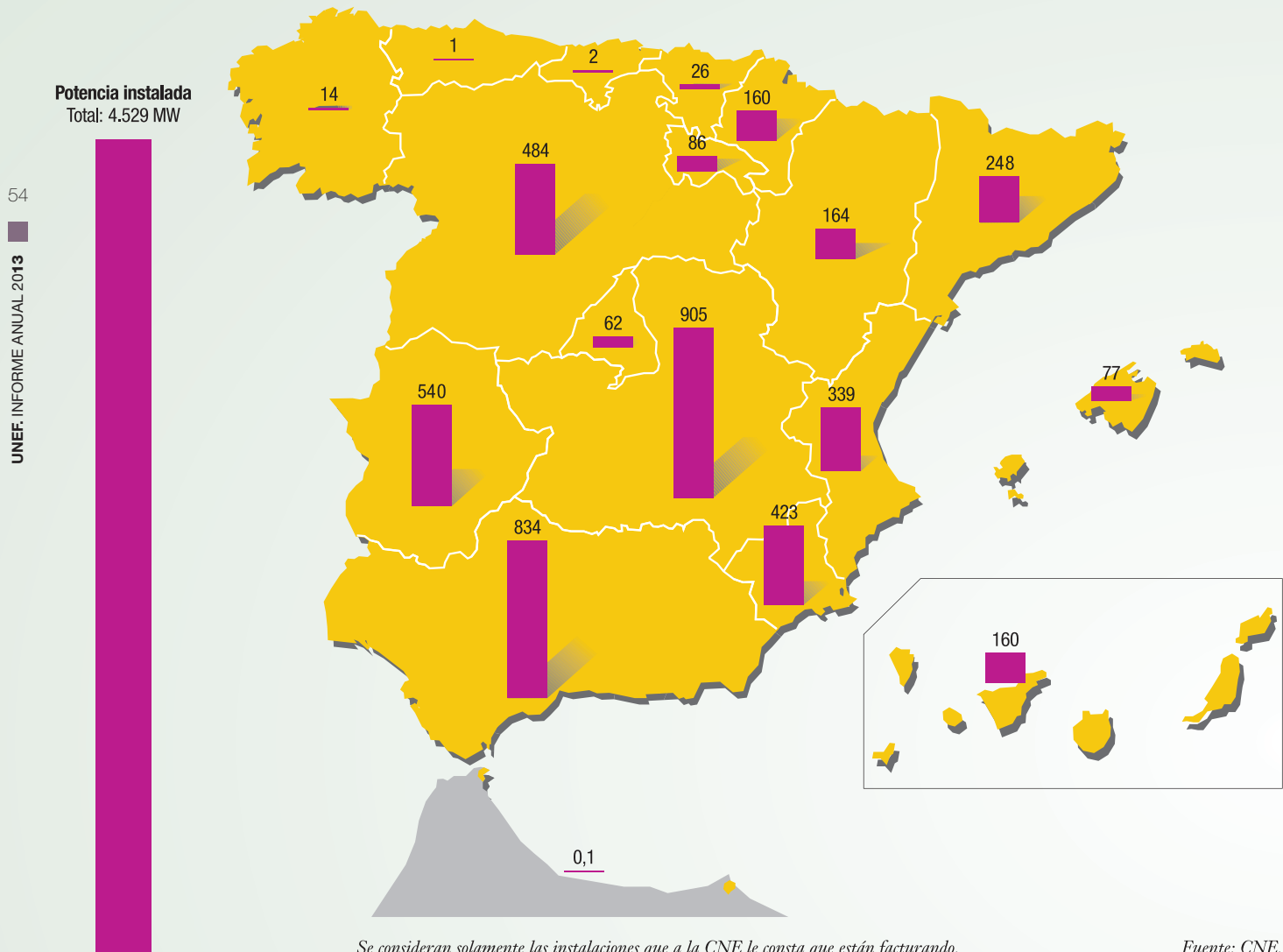
Tipos de instalaciones Fotovoltaicas

En España había, a diciembre de 2012, más de 60.000 instalaciones fotovoltaicas. De éstas, la mayoría tienen entre 5 kW y 100 kW (45.956 instalaciones), seguidas por las instalaciones menores de 5 kW (13.164). Ya a mucha distancia (607) están aquellas cuyo tamaño oscila entre los 100 kW y 1 MW. Por encima de 1 MW hay 318 instalaciones, de las que 186 son menores que 2 MW, un total de 75 son menores de 5 MW y 57 son menores de 10 MW. Es importante señalar que muchas de las instalaciones de pequeña potencia están integradas en plantas mayores, los llamados huertos solares.

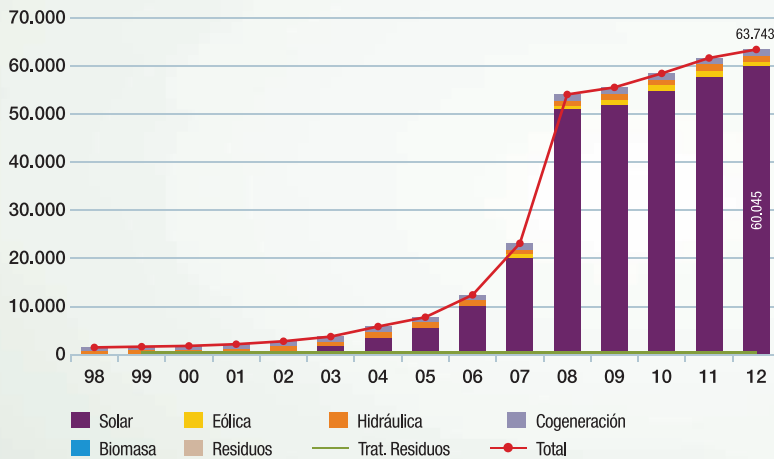


A finales de 2012 se habían presentado solicitudes a REE por casi 38.000 MW fotovoltaicos que aspiran a vender su energía en el Mercado Eléctrico, fuera del régimen de primas

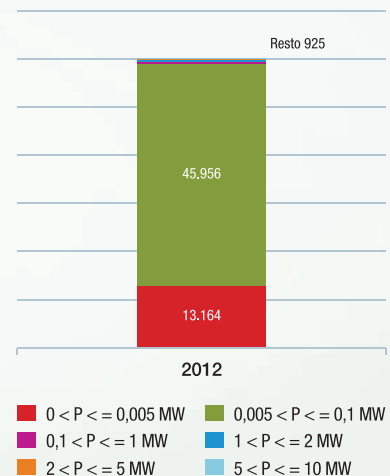
POTENCIA FOTOVOLTAICA CONECTADA POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS EN 2012



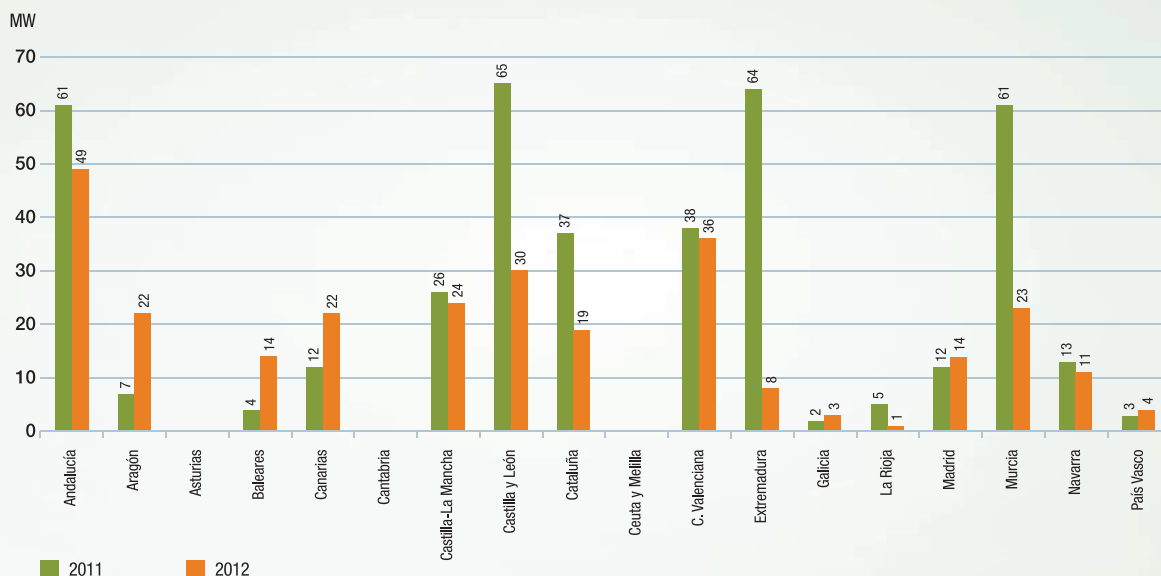
EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE INSTALACIONES EN RÉGIMEN ESPECIAL



NÚMERO DE INSTALACIONES POR POTENCIAS

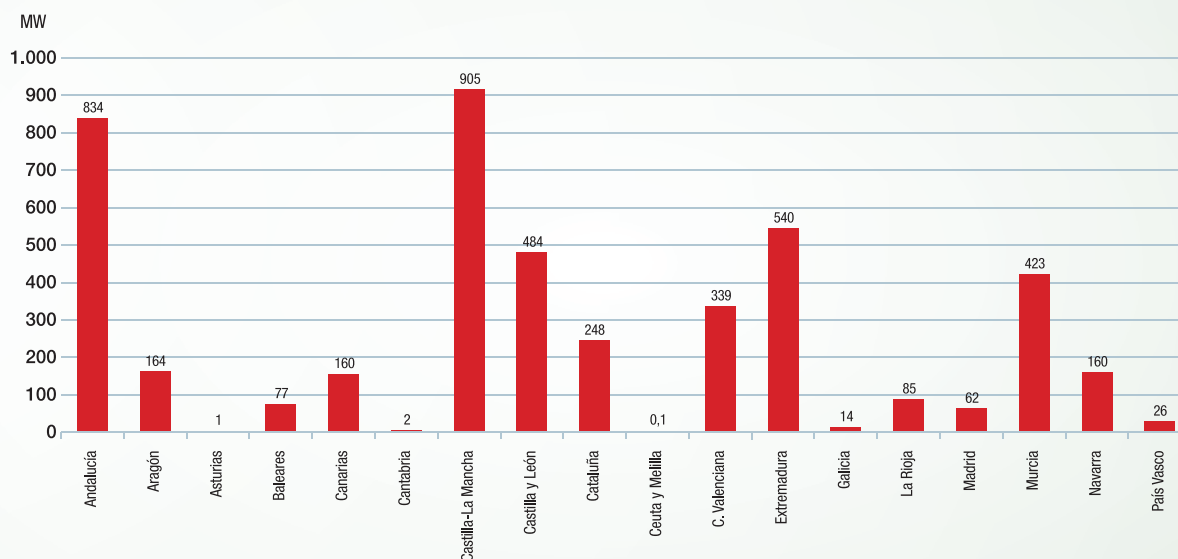


POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA EN 2011 Y 2012 POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS



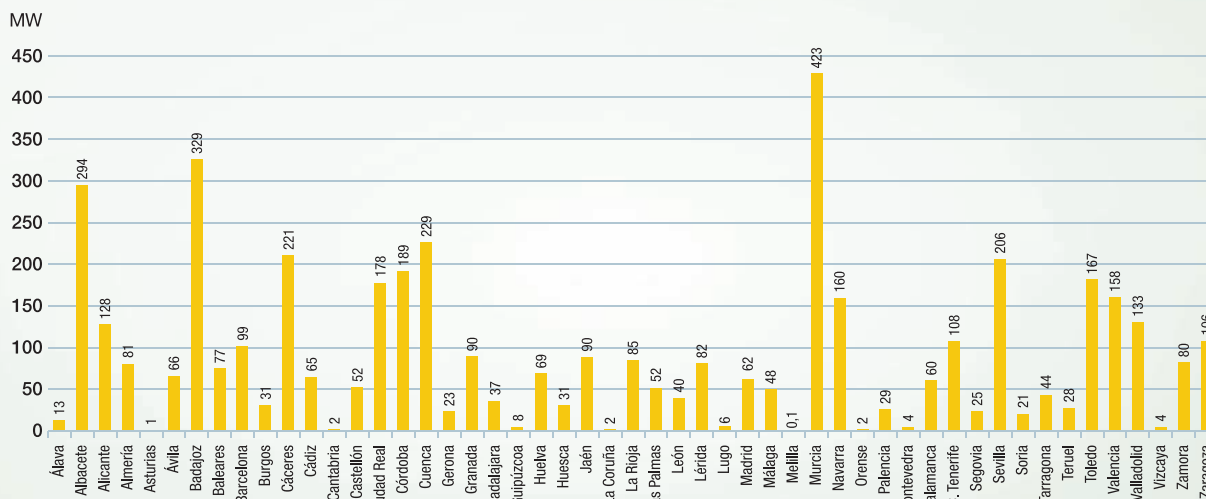
Fuente: CNE.

POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS A DICIEMBRE DE 2012



Fuente: CNE.

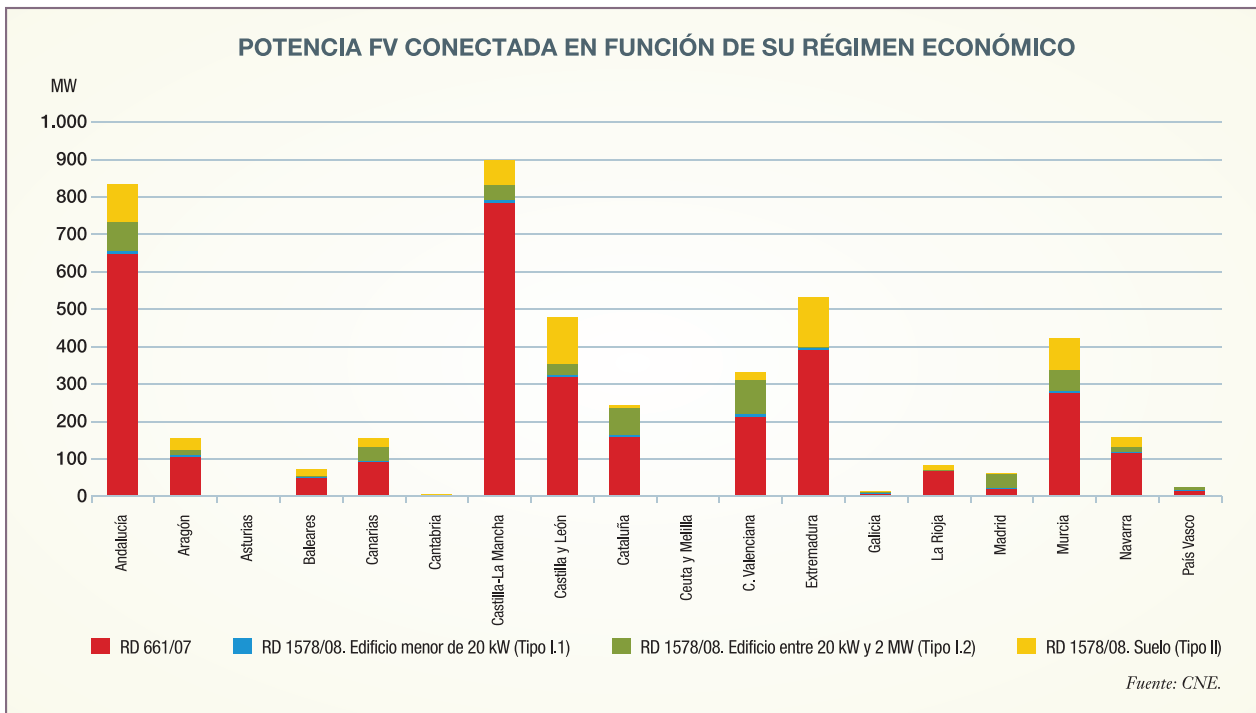
POTENCIA INSTALADA POR PROVINCIAS HASTA DICIEMBRE DE 2012



Fuente: CNE.



En cuanto a la clasificación de instalaciones en función de la normativa y el régimen económico a la que están sujetas, el desglose de potencia se decanta claramente a favor del RD 661/07, que suponen el 74% (50.551 instalaciones) sobre el total de la potencia. El 26% restante está acogido al RD 1578/08. Dentro de la clasificación por potencia de esta última norma, más de la mitad pertenece al grupo de suelo (2.414 instalaciones), el 42% a cubiertas grandes (3.510) y el resto a cubiertas pequeñas (3.290). En términos globales, el aumento más significativo se ha dado en instalaciones de tejados grandes, de más de 20 kW.



La fotovoltaica representa un 4% de la potencia total instalada en España

La evolución del sistema eléctrico

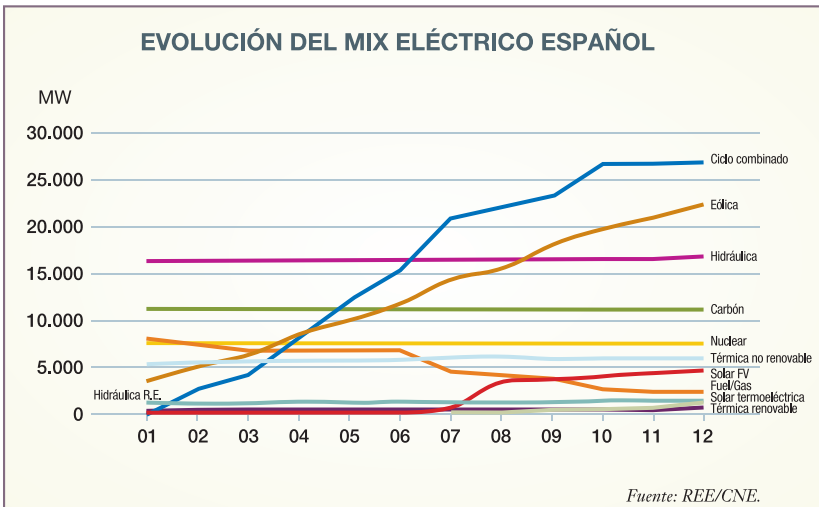
Según los datos de REE, la potencia total instalada a cierre de 2012 ascendía a 108.296 MW, más del doble de la punta de demanda, de 43.527 MW. Durante el último ejercicio apenas aumentó el parque de generación un 2,3%. El incremento se debió a la incorporación de nueva potencia renovable, destacando 1.359 MW eólicos y 951 MW de solar termoeléctrica. Esta última tecnología es la que más crecimiento experimentó, con un 79% en relación con la potencia instalada en 2011, y es la única renovable que todavía podrá instalar nueva potencia primada en 2013. La fotovoltaica, con 4.410 MW instalados, representaba poco más del 4% de la potencia total.

El régimen ordinario apenas experimentó cambios, entre los que se halla la incorporación de 199 MW de gran hidráulica. La tecnología con más peso de la última década, el ciclo combinado de gas natural, registró un incremento del 0,1% hasta alcanzar los 27.144 MW.

Ante la caída de la demanda como efecto de la crisis económica, el RD-L 13/11 suspendió la Planificación de electricidad y gas 2008-2016 y encargó una nueva Planificación con vistas al año 2020, más ajustada a la situación del país, que todavía está en elaboración. Hasta que no se apruebe esta nueva Planificación, únicamente las instalaciones consideradas indispensables para garantizar el suministro pueden llevarse a buen término.



Las instalaciones conectadas antes de 2009 ascienden al 74% del parque fotovoltaico



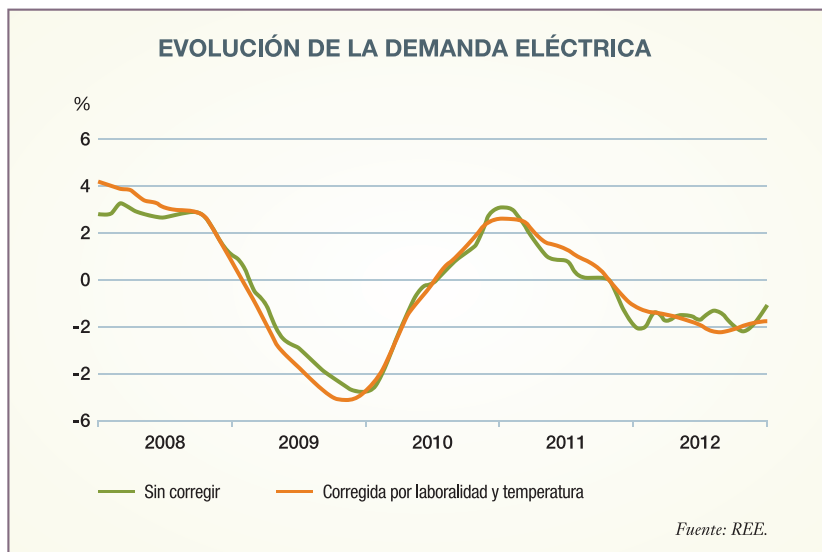
Producción de electricidad

Según los datos de REE, en el año 2012 se mantuvo la tendencia bajista de la demanda eléctrica que comenzó en 2011, si bien más atenuada, con 1,2% menos. En total se precisaron 266 TWh. Atendiendo a la evolución de la curva de la demanda, se aprecia con claridad el efecto de la crisis económica, con el hundimiento producido en 2009, la recuperación de 2010 y la tendencia nuevamente a la baja de los dos últimos ejercicios, en los que se acumula un descenso del 3,4%.



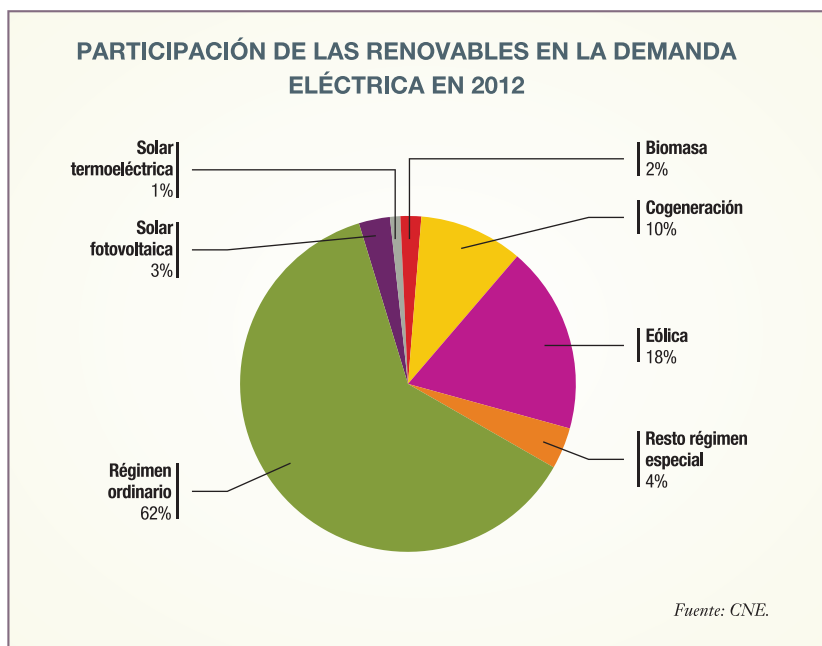


La fotovoltaica cubre alrededor del 3% de la demanda eléctrica del país



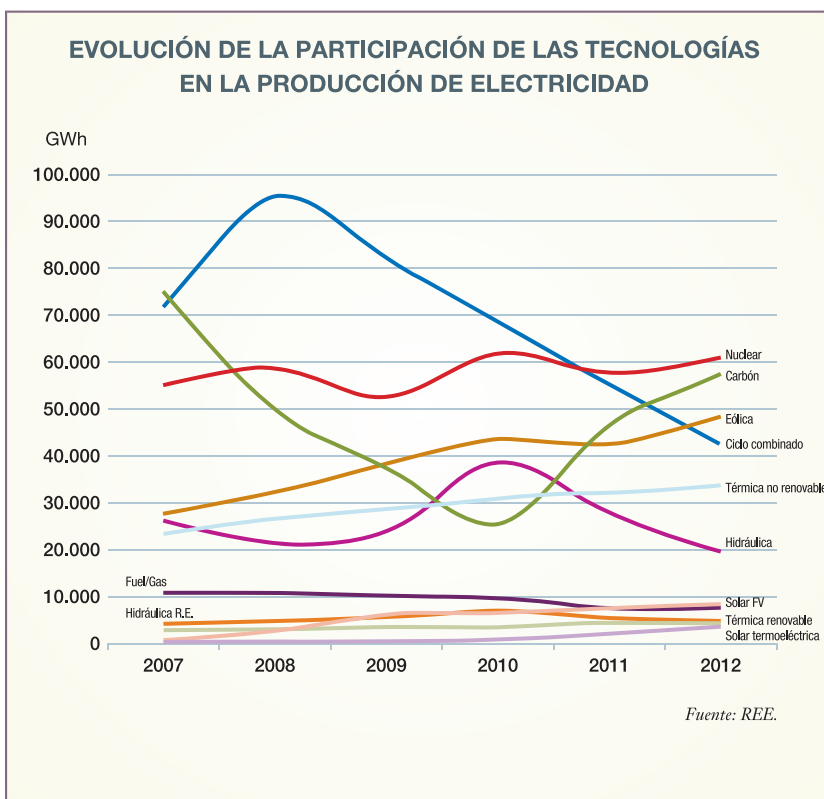
La generación en régimen especial cubrió el 38% de la demanda eléctrica nacional en 2012, gracias a un incremento del 10,5% sobre la producción del año anterior.

El peso de las renovables en el consumo final bruto de energía alcanzó el 16,2%, mientras que ascendió al 35% de la generación eléctrica, a pesar de la importante reducción que experimentó la energía hidroeléctrica, que apenas llegó a la mitad de su valor medio histórico.

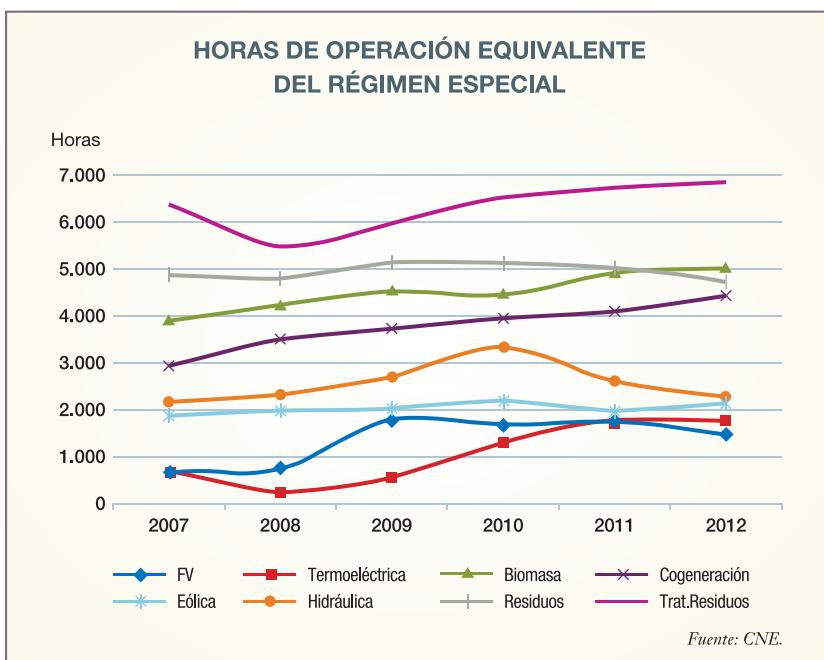


Atendiendo a la evolución de la participación de las distintas tecnologías de generación, se aprecia con claridad el gran descenso que sufren los ciclos combinados de gas natural en los últimos años. Estas centrales se están viendo desplazadas por otras energías con prioridad, como las renovables y el carbón, cuyo peso se ha multiplicado por 2,5 en los últimos dos años tras la aprobación de medidas regulatorias favorables.

La tecnología que más ha incrementado su producción en los últimos tiempos es la solar termoeléctrica, que partía de niveles muy bajos, con un crecimiento del 84% en 2012.



Analizando las horas equivalentes del régimen especial (producción/potencia), se aprecia cómo la fotovoltaica, después de crecer extraordinariamente durante el ejercicio 2009 por la incorporación de seguidores y la mayor relación entre la potencia pico y la nominal de las instalaciones, en la actualidad se mantiene estable en el entorno de las 1.600 - 1.800 horas, dependiendo de la irradiación anual.



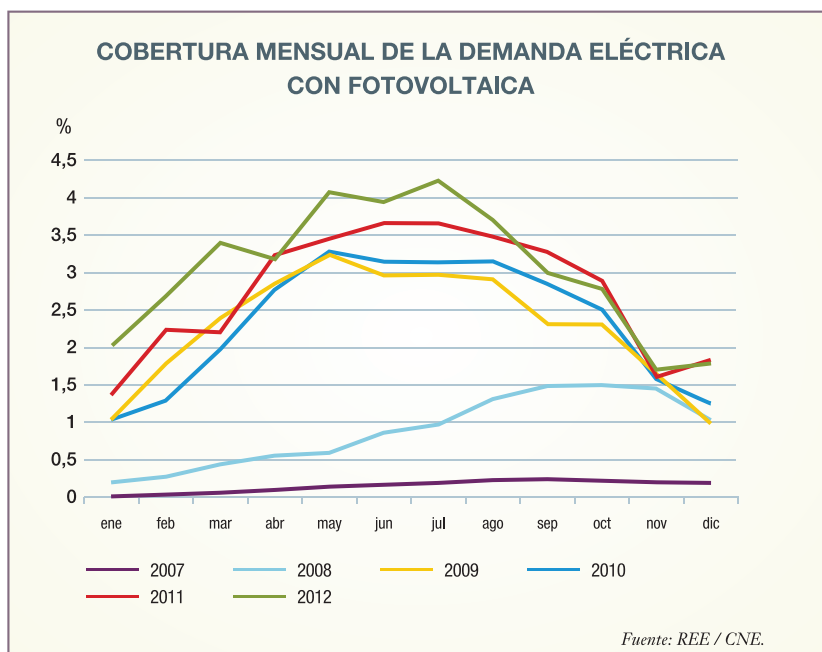
En el caso de 2012, la buena irradiación del ejercicio, con 1.802 horas de operación equivalente, permitió que la tecnología fotovoltaica cubriera algo más del 3% de la demanda eléctrica, con una producción de 8.156 GWh. Además, se alcanzó un nuevo récord de cobertura en el mes de julio, satisfaciendo el 4,2% de las necesidades eléctricas del país.



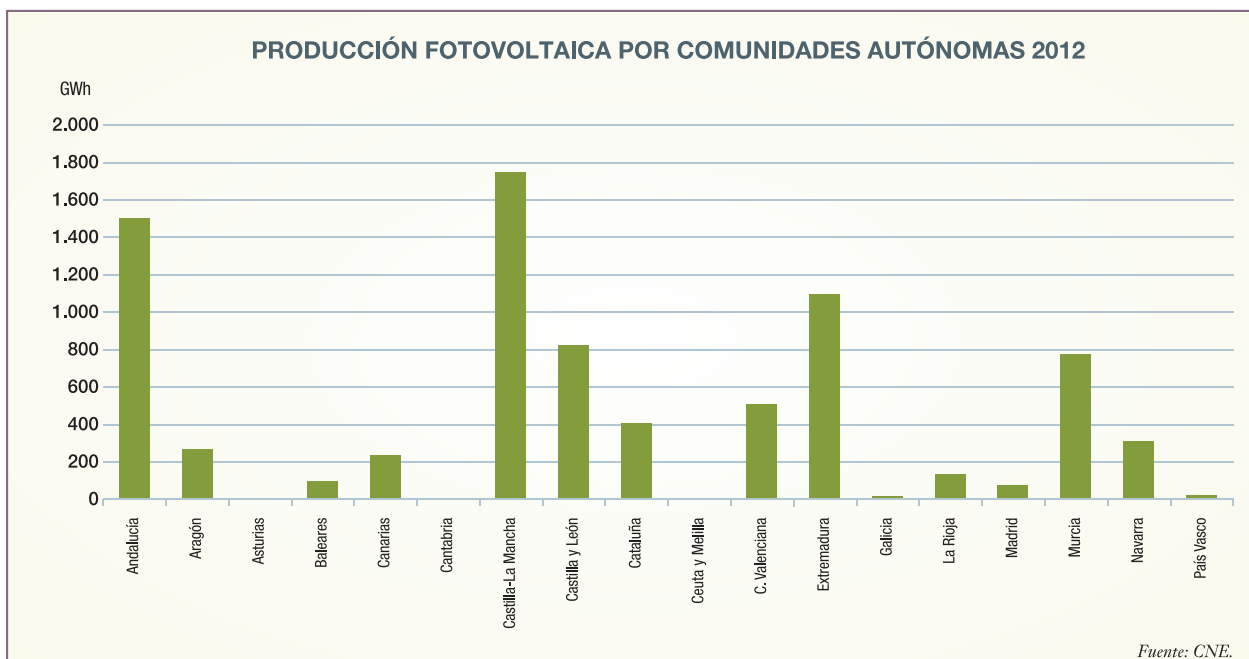
Las horas de producción fotovoltaicas se mantienen estables en la horquilla de 1.600 - 1.800 anuales



En julio de 2012 la fotovoltaica cubrió el 4,2% de las necesidades eléctricas del país, el récord mensual hasta la fecha



En cuanto al reparto de la producción fotovoltaica por las distintas comunidades autónomas y su evolución, Castilla-La Mancha lidera el ranking de producción, con 1.752 GWh en el pasado año; le siguen Andalucía, con 1.517 GWh, y Extremadura, con 1.108 GWh.



Sobre la cobertura de la demanda eléctrica por comunidades autónomas, a falta de datos para el año 2012, durante el año anterior se alcanzaron niveles extraordinarios en Extremadura, superiores al 20%, que sitúan al territorio en la vanguardia fotovoltaica mundial. En segunda posición del ranking encontramos a Castilla-La Mancha y ya a mayor distancia a Murcia, La Rioja y Navarra. En esta última comunidad las



horas equivalentes son muy elevadas (casi 2.000 en 2012) por la relación entre la potencia pico y la potencia nominal de muchas de sus instalaciones.

Flexible
Diseño del sistema adaptado
a cada módulo con Optiflex



Comunicativo
Datos del sistema visibles
en Sunny Portal



Eficiente
Eficiencia máxima
del 98%



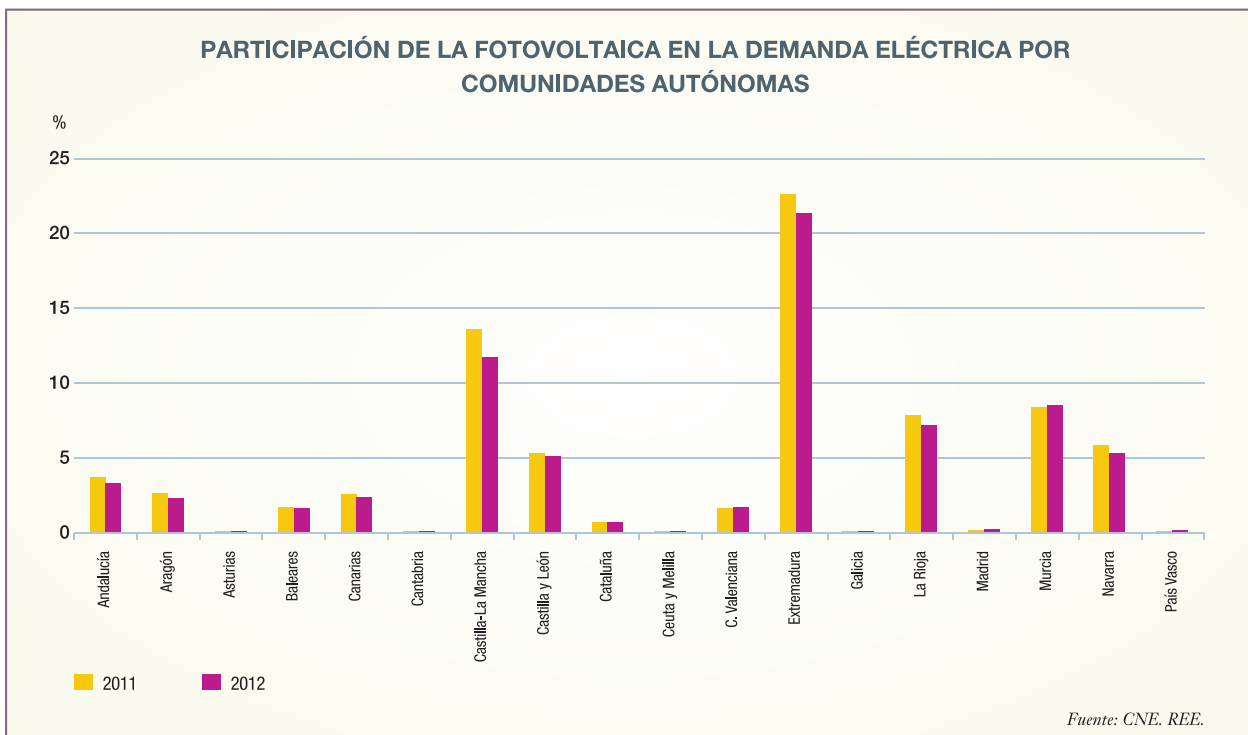
SUNNY TRIPOWER 5-9kW

El trifásico, también para autoconsumo

El nuevo SMA Sunny Tripower 5-9 kW, no solo destaca por su apariencia externa, sino que su interior lo convierte en uno de los más exclusivos y tecnológicamente mejor adaptados de su clase. Con el nuevo Webconnect se puede conectar directamente y de manera gratuita al Sunny portal y así visualizar el rendimiento del sistema fotovoltaico. Ideal para instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, incluye todo aquello que lo ha llevado a ser en uno de los inversores más potentes del mercado: Tecnología Trifásica, Optiflex, y Optitrac Global Peak. Todos son beneficios para usted.

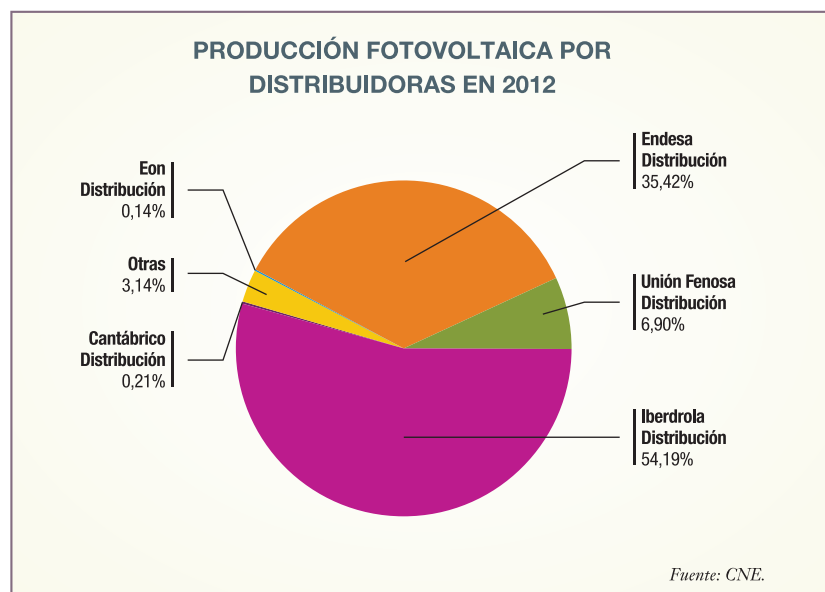
ENERGY
THAT
CHANGES





En Extremadura la fotovoltaica cubre nada menos que un 20% de la demanda eléctrica

Permanece estable la clasificación del parque fotovoltaico en función de la compañía distribuidora a la que se conectan las instalaciones. Iberdrola se mantiene claramente en primer lugar, con más de la mitad del parque total, y sólo hay un aumento relativo en Cantábrico Distribución, que pasa de tener una cuota del 0,11% al 0,21%.



Desde el punto de vista medioambiental, los 8.156 GWh producidos por el sector fotovoltaico han supuesto un ahorro de 1.973.752 toneladas de CO₂, lo equivale a la emisión de 67.000 coches funcionando durante un año en España. El ahorro producido al evitar la compra de bonos de carbono asciende a más de 14,4 millones de euros, de acuerdo con el precio medio del CO₂ en 2012.

Durante el 2012 se importaron 10.653 millones de euros de gas de Argelia, Nigeria, Trinidad y Tobago, Qatar, Noruega e Italia según los datos de Comercio Exterior. Esa factura podría haber sido 576 millones de euros más alta de no ser por la energía fotovoltaica, de acuerdo con el precio medio anual del gas registrado por las cámaras de comercio, de 71 €/MWh.



RETRIBUCIÓN AL RÉGIMEN ESPECIAL EN 2012

AÑO	TECNOLOGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGÍA VENDIDA (GWh)	ENERGÍA PRIMADA (GWh)	Nº INSTA- LACIONES	RETRIBUCIÓN TOTAL (MILES €) c€/kWh	PRECIO MEDIO RETRIBUCIÓN TOTAL	PRIMA EQUIVALENTE (MILES €) c€/kWh	PRIMA EQUIVALENTE UNITARIA	RETRIBUCIÓN MERCADO (MILES €)	PRECIO MERCADO c€/kWh
2012	COGENERACIÓN	6.074	26.882	26.882	1.010	3.250.779	12,09	1.959.374	7,29	1.291.405	4,80
	SOLAR FV	4.529	8.156	6.716	60.045	3.009.379	36,90	2.615.918	38,95	393.461	4,82
	SOLAR TE	1.950	3.432	3.432	43	1.091.980	31,82	926.432	27,00	165.548	4,82
	EÓLICA	22.622	48.241	48.241	1.300	4.090.144	8,48	2.050.030	4,25	2.040.115	4,23
	HIDRÁULICA	2.035	4.622	4.622	1.057	397.271	8,60	186.240	4,03	211.031	4,57
	BIOMASA	838	4.195	4.195	199	547.084	13,04	352.257	8,40	194.826	4,64
	RESIDUOS	604	2.848	2.848	36	233.369	8,19	96.562	3,39	136.807	4,80
	TRAT. RESIDUOS	658	4.501	4.501	52	684.706	15,21	468.473	10,41	216.233	4,80
	OTR. RENOVABLES	0	0	0	1	9	7,10	4	3,30	5	3,80
Total 2012		39.310	102.877	101.436	63.743	13.304.720	12,93	8.655.289	8,53	4.649.431	4,52

Fuente: CNE.



Sin fotovoltaica la factura por importaciones de gas hubiera sido 576 millones de euros más elevada

Retribución por la producción eléctrica

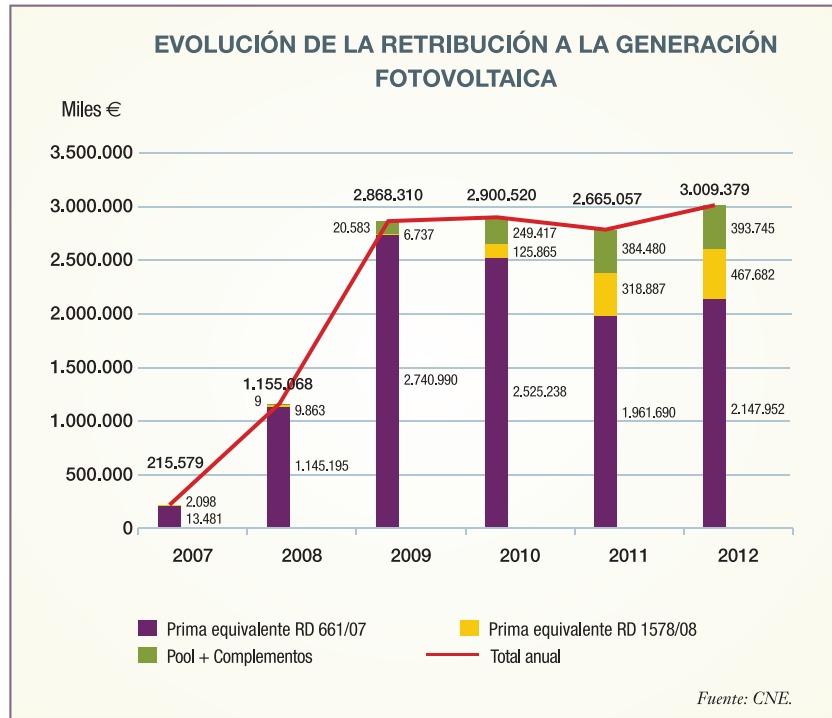
La energía fotovoltaica únicamente cobra una tarifa fija; de ella se descuentan el precio del Mercado Eléctrico para calcular la prima equivalente recibida por la tecnología, dentro de la política de fomento del Estado. Durante el año 2012 la producción eléctrica fotovoltaica obtuvo una retribución total de 3.009 millones de euros, de los cuales lo correspondiente a la prima equivalente ascendió a 2.615 millones.



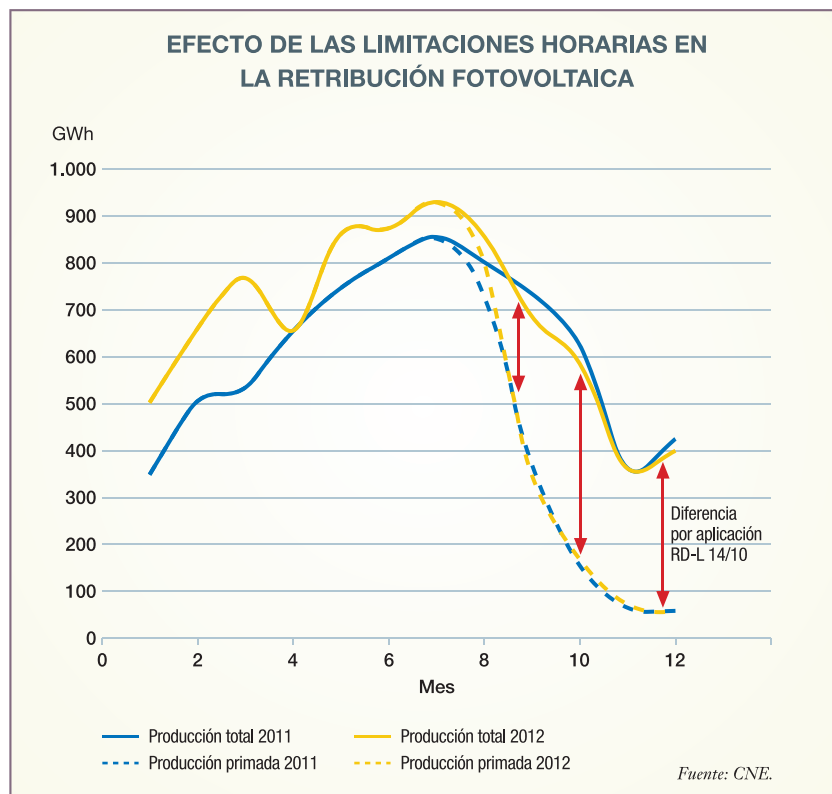
La retribución total a la fotovoltaica ascendió a 3.009 millones de euros

64

UNEF. INFORME ANUAL 2013

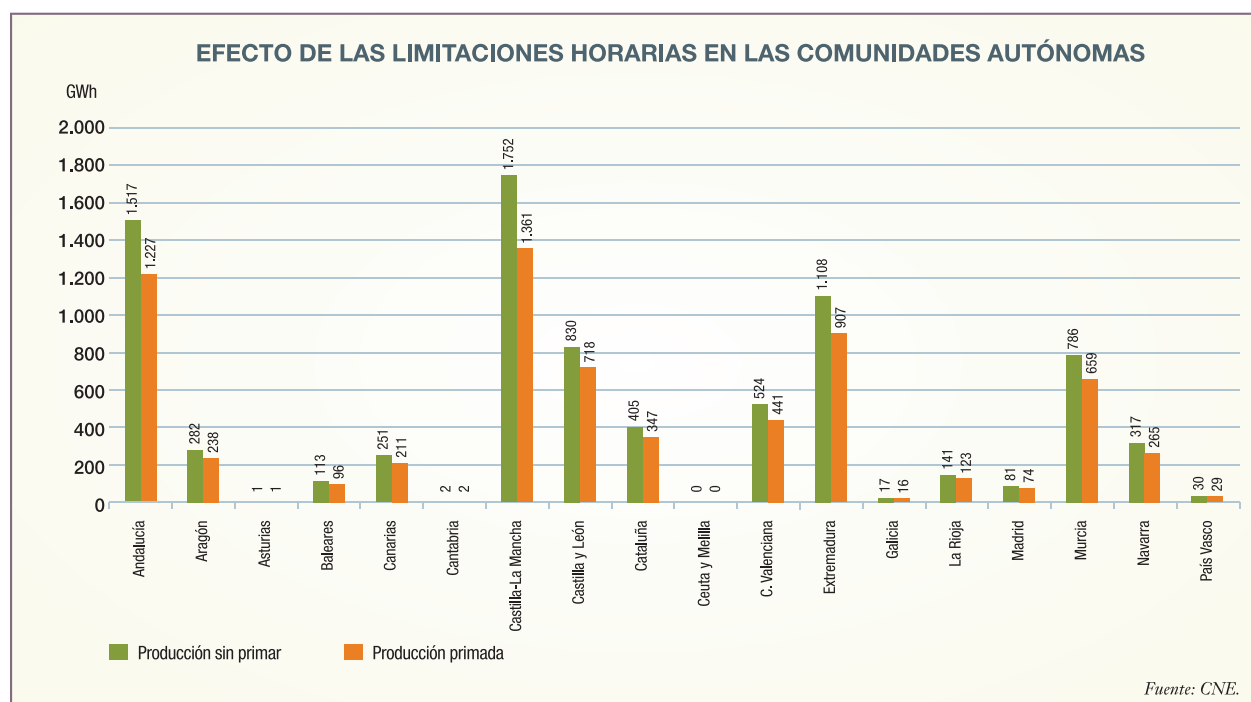


El efecto de la limitación al derecho a percibir la prima equivalente establecida a finales de 2010 por el RD-L 14/10 se aprecia con claridad en 2011 y 2012. En virtud de esta norma, cuando las instalaciones alcanzan unos límites de horas de operación equivalente que van desde las 1.250 hasta las 2.367, únicamente se percibe el precio del Mercado Eléctrico. El alcance de estos límites varía en función de la irradiación anual y de la configuración de la instalación fotovoltaica, penalizando más a aquellas instalaciones con una mayor proporción de potencia pico sobre la potencia nominal.



Las instalaciones construidas tras la aprobación de los límites horarios pueden evitar alcanzarlos ajustando sus dimensiones –su relación entre la potencia pico y la potencia nominal–, pero para las instalaciones preexistentes ha supuesto una merma retributiva que alcanza el 30% en el caso de las que están acogidas al RD 661/07.

Las limitaciones horarias mantienen estable la retribución de las instalaciones fotovoltaicas, impidiendo que haya desviaciones relevantes. Los cambios que pueden registrarse entre un ejercicio y otro en el volumen de la prima equivalente –que no en la retribución total– se corresponden con la variación del precio del Mercado Eléctrico: a mayor precio del Mercado, menores primas equivalentes y viceversa. Comparando los ejercicios 2011 y 2012, se constata cómo la mayor irradiación del segundo año conllevó que los límites de operación de las instalaciones se alcanzasen antes.



Las limitaciones horarias afectan de modo diferente a las distintas comunidades autónomas. En ello influyen varios factores, como el índice de irradiación o la adecuación de las limitaciones a sus respectivas zonas geográficas. En términos absolutos se aprecia nítidamente que las más perjudicadas son aquellas situadas más al Sur y con más instalaciones acogidas al RD 661/07, como Castilla-La Mancha, Andalucía y Extremadura.

Expansión internacional

El hundimiento del mercado en 2009 propició que aproximadamente la mitad de las empresas del sector fotovoltaico saliera al extranjero a buscar negocio e implantarse en otros mercados. Como resultado, hasta la actualidad se han desarrollado proyectos en más de 80 países de los cinco continentes.

Las actividades en las que se ha enfocado más el sector han sido la promoción y construcción de plantas solares para terceros, por delante de la explotación y venta de electricidad o la fabricación de equipos, muy afectada por la situación de sobrecapacidad global.



La retribución fotovoltaica se mantiene estable por las limitaciones horarias

PRESENCIA GLOBAL DEL SECTOR FOTOVOLTAICO ESPAÑOL





Fuente: UNEF.



Italia ha sido el país de destino preferido por las empresas españolas. En la actualidad se están enfocando hacia latinoamérica

Aunque geográficamente la fotovoltaica española se haya extendido por todo el globo y está notablemente diversificada, el peso de los países vecinos de la UE es determinante, tanto por la situación global del mercado –Europa ha sido el gran motor del desarrollo solar en los últimos años– como por la cercanía.

Italia, cuyo mercado despegó en 2009 y llegó a ser el número uno del mundo en instalación en 2011, ocupa la primera posición del ranking, acumulando un 13% de la actividad internacional. Le siguen en importancia Francia, Grecia, Alemania y el Reino Unido.

Fuera de Europa destacan países del continente americano como Chile, Méjico, EE UU y Brasil. En el resto del mundo sobresalen China, India y Suráfrica. Todos estos países crecerán en importancia en los próximos años, habida cuenta de la ralentización que ya está experimentando la UE.

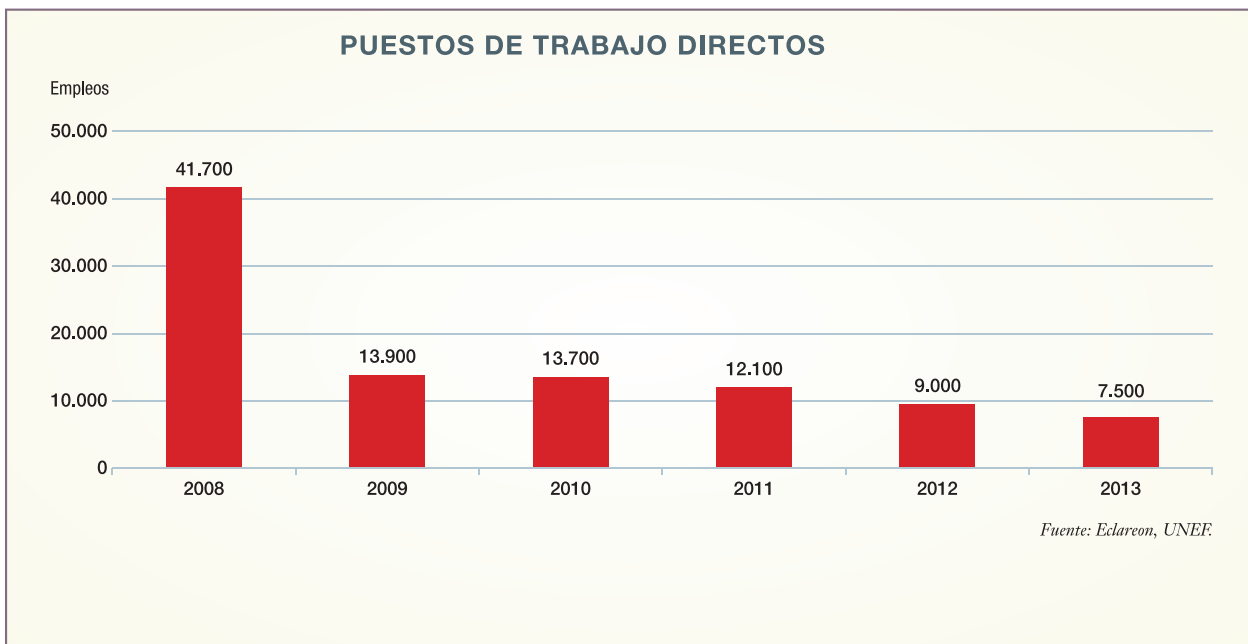


Estructura sociolaboral

La moratoria, una vez más, ha impactado de lleno sobre la estructura sociolaboral del sector fotovoltaico en España. Si en el año 2011 el sector superaba por un estrecho margen los 12.000 puestos, a mediados de 2013 ese volumen se ha reducido en unos 4.500 empleos, de modo que ahora el sector ronda los 7.500 empleos directos, la gran mayoría en labores de operación y mantenimiento y en dar soporte a las actividades en el extranjero.

MERCADOS EXTERIORES DE REFERENCIA DEL SECTOR FOTOVOLTAICO ESPAÑOL



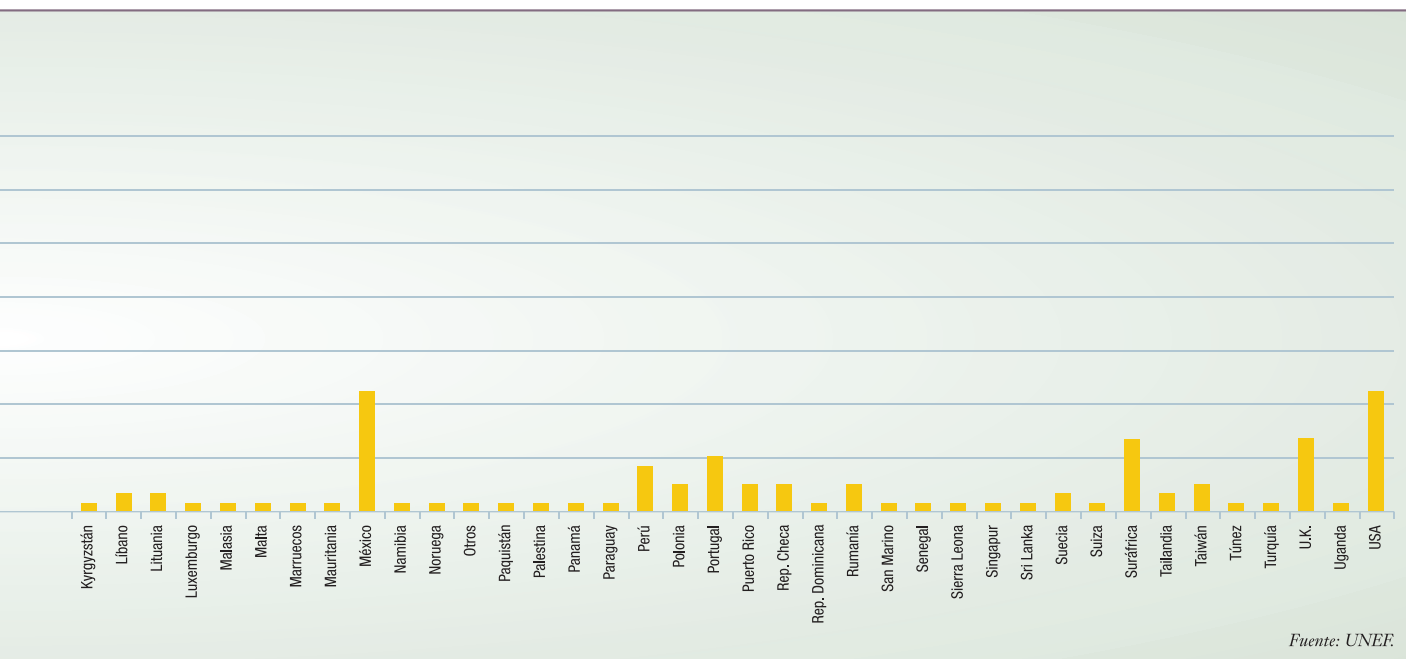


Merece la pena subrayar que los datos de UNEF son mucho más conservadores que los de otras fuentes. El PER 2011-2020, por ejemplo, situaba el nivel de empleo del sector en 28.350 personas en 2010, entre puestos directos y puestos indirectos. De acuerdo con estos datos oficiales, la fotovoltaica aglutinaba al 54,6% de todas las empresas del sector de las energías renovables.

El empleo que se ha destruido era de calidad en su gran mayoría (83,7% con contrato indefinido), masculino (73,7%) y con una gran cualificación (el 55% eran titulados universitarios), como puede apreciarse en la gráfica de la página siguiente.

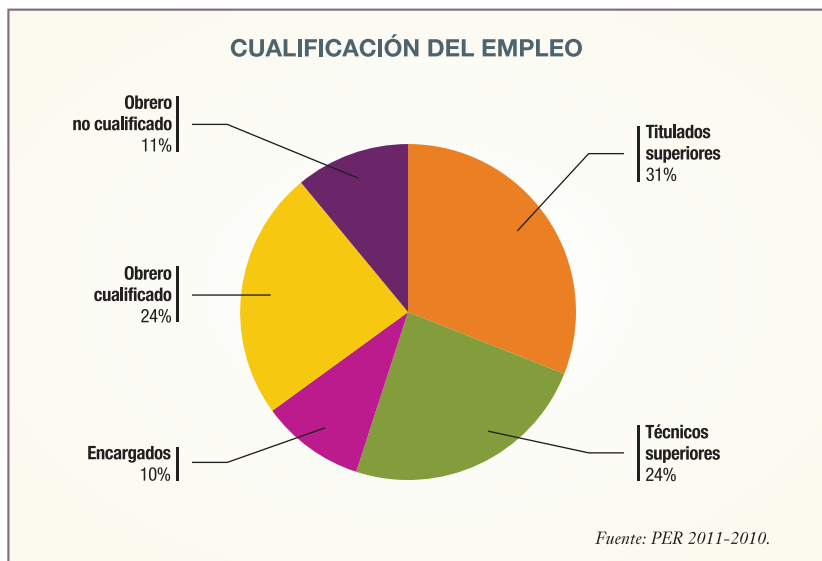


El grueso del empleo provenía de la fabricación de equipos (37,6%), el desarrollo de proyectos y servicios (18,3%), y construcción e instalación de sistemas fotovoltaicos (16,9%), actividades todas ellas severamente impactadas por la moratoria.





La crisis económica del país y la dura competencia internacional en el mercado fotovoltaico están pasando una severa factura a los fabricantes españoles



Al final de la década, de acuerdo con el PER 2011-2020, la tecnología fotovoltaica debería ser la que más empleo aportase, con 59.022 puestos de trabajo, entre directos e indirectos, un 19,5% del total del empleo en el sector renovable.

Fabricación y tecnología

Hasta hace apenas dos años había más de 50 empresas con fábricas en España de silicio de grado solar, obleas, células, módulos, inversores y seguidores, de modo que en el país se cubrían todos los eslabones de la cadena de valor de la tecnología. Pero la moratoria al régimen de primas, unida al proceso de consolidación internacional de la industria al que ya nos hemos referido, les han pasado una factura terrible, especialmente a los fabricantes de módulos.

En la actualidad un 90% de los fabricantes de módulos y de sus componentes ha cerrado, está en concurso de acreedores o inmersa en procesos de ajuste laboral. Como resultado, se han perdido actividades enteras, como la fabricación de paneles de capa delgada -operaban tres fábricas con tres tecnologías distintas- o la fabricación de obleas.

Únicamente las actividades centradas en la fabricación de inversores y equipos de electrónica de potencia están manteniéndose, si bien el grueso de sus mercados está en el extranjero.





LÍDER MUNDIAL EN LA PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE DE ENERGÍA SOLAR

284,5 MWp en operación en España, Italia, India, Perú, EE.UU. y Puerto Rico.

1,5 billones de euros de inversión.

Más de 400 MW de pipeline.



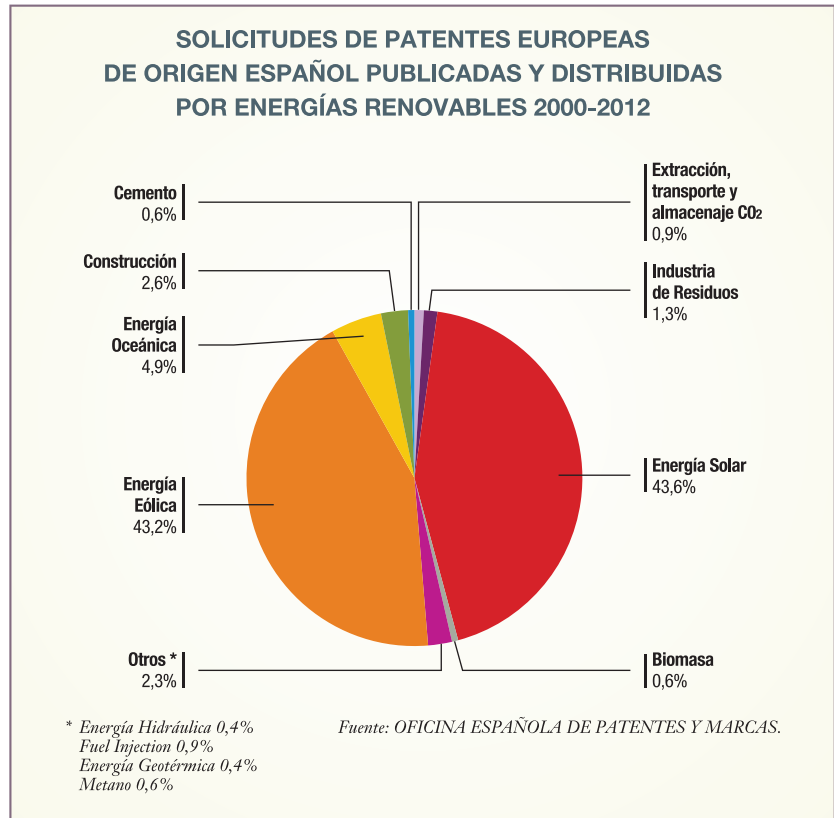
● Caballero Andante, 8
28021 - Madrid (España)
Telf: +34 913 248 900
www.tsolar.com tsolar@tsolar.eu



La solar es la fuente de energía renovable con más patentes españolas

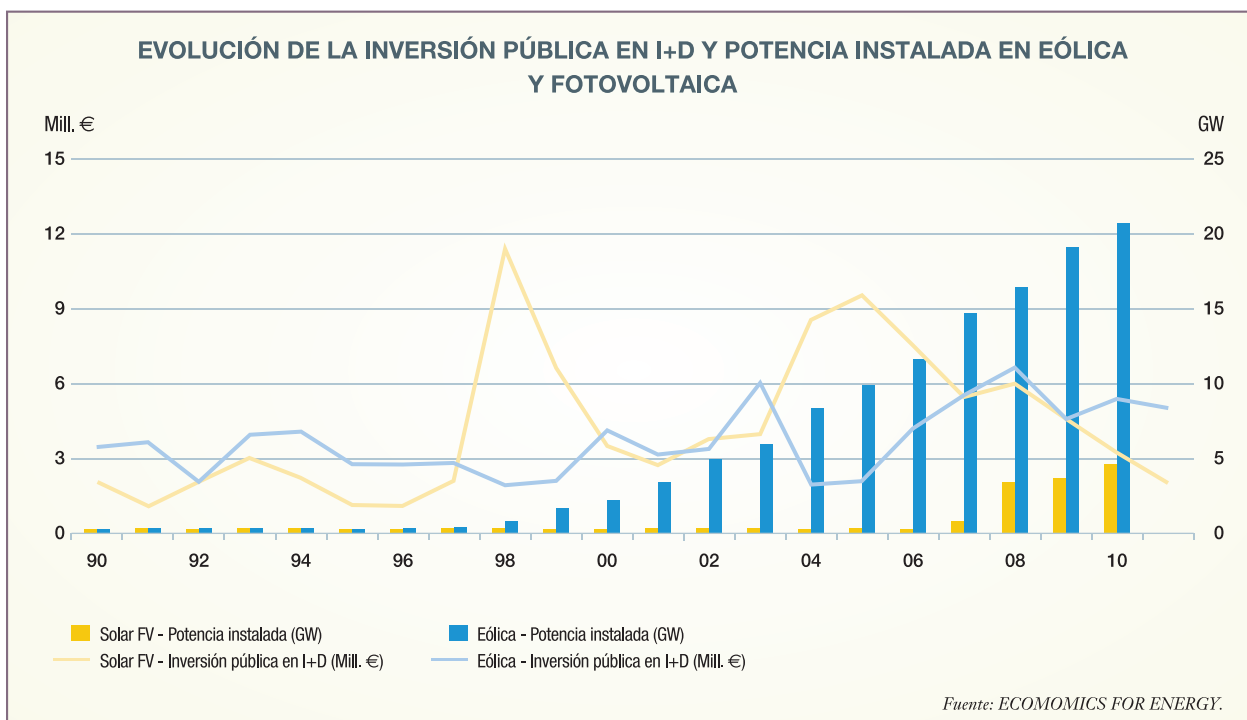
72

UNEF. INFORME ANUAL 2013



Ahora bien, la intensa actividad fotovoltaica de los últimos años en España se ha traducido en un gran éxito de la actividad de Investigación y Desarrollo. La energía solar es la tecnología con más patentes españolas de todas las energías renovables; la energía solar acapara el 43,6% de todas las patentes europeas de origen español en materia de renovables (205), seguida de cerca por la energía eólica.

Las patentes europeas de origen español han crecido un 4.800% en la última década, al pasar de 2 en el año 2000 a 98 en el año 2012, con un total acumulado de 470. Gracias a ello, España se sitúa en el quinto lugar mundial de los países con más patentes en energías renovables, sólo por detrás de EE UU, Japón, Alemania y Reino Unido. Ahora bien, relacionando esos datos absolutos con la población de cada país, España asciende al segundo puesto, sólo superada por Alemania y por delante de Italia y EE UU. Por volumen de inversión, España ocupa el séptimo puesto.



En el análisis de los titulares de las patentes, las empresas se llevan la palma, tanto en el conjunto de todas las renovables como en el área concreta de la energía solar; en esta última, las empresas han registrado 131 (64%), los particulares 52 (25%) y los organismos públicos, incluidas las universidades, 22 (11%).

Comparando los datos de las invenciones de renovables –incluye patentes y modelos de utilidad– con las del resto de sectores en España, ésta han pasado de representar el 1% en el año 2000 (43 invenciones) al 5% en el año 2012 (254 invenciones). La energía solar, con un crecimiento del 771%, vuelve a estar en la primera posición del ranking renovable, con 868 invenciones (el 49% del total), por delante de las 479 invenciones de la eólica (27% del total) y a mucha distancia de las demás.

Por comunidades autónomas, Madrid, Cataluña y Andalucía lideran el podio de territorios con más invenciones, tanto para todas las renovables como para la energía solar específicamente.

Por volumen de inversión, únicamente hay estimaciones disponibles de los fondos públicos. En la gráfica superior, que compara los casos de la eólica y la fotovoltaica, puede apreciarse que la energía solar ha recibido más capital, pero de un modo más inconstante.



Las empresas han registrado el 64% de todas las patentes, muy por delante de los particulares (25%) y los organismos públicos (11%)



SOBRE LA UNIÓN ESPAÑOLA FOTOVOLTAICA

La Unión Española Fotovoltaica (UNEF) es una asociación que nace como consecuencia de la unión de tres asociaciones fotovoltaicas de ámbito nacional: la Asociación Empresarial Fotovoltaica (AEF), la Sección Fotovoltaica de la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA Fotovoltaica) y la Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF). La suma de sus socios aporta a UNEF una base social superior a las 300 empresas y entidades.

El objetivo principal de UNEF es asumir las labores de representación institucional y fomento del sector solar fotovoltaico a nivel regional, nacional e internacional. Adicionalmente, tiene como objetivo fundamental la defensa de la estabilidad regulatoria y la seguridad jurídica en el sector.

UNEF cuenta con una estructura institucional abierta, diseñada específicamente para integrar satisfactoriamente todos los actores e intereses del complejo sector fotovoltaico español, con independencia de su actividad o su tamaño.

Secciones por actividades del sector fotovoltaico

UNEF está articulada en cinco secciones diferentes en las que se adscriben los socios, según sus diferentes actividades. Cada Sección está regida por un Comité de Dirección elegido democráticamente por sus miembros, que tiene un mandato de dos años y está compuesto por un mínimo de tres y un máximo de nueve personas.

- 1) Sección de Productores, dedicada a los socios cuya actividad se centre en la producción de energía eléctrica.
- 2) Sección de Instaladores e Ingeniería, para socios que realicen montaje de sistemas, ingeniería de proyectos, mantenimiento de sistemas y tramitación administrativa de proyectos fotovoltaicos.

- 3) Sección de Fabricantes, destinada a los fabricantes de silicio de grado solar, obleas, células, módulos, inversores, estructuras de soporte de módulos, sistemas de almacenamiento u otros componentes específicos para sistemas fotovoltaicos.
- 4) Sección de Distribuidores, para distribuidores de componentes de sistemas fotovoltaicos.
- 5) Sección Mixta, dedicada a las actividades de financiación de proyectos, fabricación de componentes auxiliares de los sistemas fotovoltaicos, consultoría o asesoría profesional, representación en el mercado, centros de investigación, laboratorios de ensayo y certificación, centros de formación, etc.

MIEMBROS ASOCIADOS

Productores

ABASTE	www.abaste.com	ELAND	www.elandprivateequity.com
AES	www.aes-solar.com	EOLIA RENOVABLES	www.eoliarenovables.com
AGUARON II	www.unef.es	EXCLUSIVAS MAQUIUSA	www.unef.es
AJUSA RES	www.ajusa.es	FCC ENERGIA	www.fcc.es
ALDESA	www.aldesa.es	FOTONES	www.unef.es
ALMERÍA SOLAR FOTOVOLTAICA UNO	www.almeriasolar.es	FOTOSOLAR	www.fotosolar.com
ALTEN	www.alten.es	FOTOWATIO	www.fotowatio.es
AQUASOL INSTALACIONES	www.aquasolsl.com	FRIT RAVICH	www.fritravich.com
AUREA SUR RINCONADA	www.ayesa.es	GEOATLANTER	www.geoatlanter.com
BAYWA	www.baywa.com	GESTAMP	www.gestampsolar.com
BERGÉ	www.bergeycia.es	GRUPO CAENRE	www.unef.es
BERSAL 2001	www.bersal2001.com	INGENIERÍA Y ELECTRICIDAD RODRÍGUEZ	www.ierodriguez.com
CALDERERIA QUINTIN, S.L	www.unef.es	INNOVA CANARIAS	www.unef.es
CASTELLANA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA	www.unef.es	INTILUX 1	www.unef.es
DISOLARFV	www.unef.es	INVERSIONES EUROPEAS	www.unef.es
DONADÍO SOLAR AIE	www.unef.es	IPS	www.unef.es
DUMARESQ CORPORATION	www.unef.es	JOSÉ AGUILAR DE DIOS FERNÁNDEZ	www.unef.es
EL MORQUINETE	www.unef.es	JUAN M. DUQUE DUQUE	www.unef.es

JUWI ENERGÍAS RENOVABLES	www.juwi.de
LA LAGUNA DEL PINO	www.uneef.es
LORINVEST ENERGIAS RENOVABLES	www.uneef.es
MARINA D'OR RENOVABLES	www.marinador.com
NOVENERGIA II ENERGY & ENVIRONMENT ESPAÑA	www.novenergia.com
OPDE	www.opde.net
PAGOLA ENERGÍA	www.uneef.es
PLENIUM	www.pleniumpartners.com

Instaladores e Ingenierías

ABANTIA SUN ENERGY	www.abantia.com
ABASOL	www.abasol.com
ACCIONA SOLAR	www.acciona-energia.com
ACCIONA SOLAR HUERTAS SOLARES DE ARGUEDAS II	www.acciona-energia.com
ACTIVASOLARSUR	www.activasolarsur.com
AEA RENOVABLES	www.aeasolar.es
ALTERNA ENERGIA-GRUPO ALTER ENERSUN	www.alterna-re.com
ALTERNATIVA ENERGÉTICA 3000 - AE3000	www.ae3000.com
ARESOL	www.aresol.com
AVANTSOLAR	www.avantsolar.com
BELECTRIC ESPAÑA	www.belectric.com
COENERSOL	www.coenersol.com
COMPAÑÍA REGIONAL DE ENERGÍA SOLAR - C.R.E.S.	www.cres.es
CTEC	www.ctec.es
CYMI (GRUPO DRAGADOS INDUSTRIAL)	www.cymi.es
EFENSOL	www.efensol.es
EIGRA ENERGÍAS	www.eigra.es

ELECTRICIDAD LAC	www.lacsl.es
ENALAR	www.uneef.es
ENATICA	www.enatica.es
ENDESA ENERGÍA	www.endesaonline.es
ENERLAND	www.enerland.es
ENGINSOLAR	www.enginsolar.com
ESA	www.esasl.com
EUROPHONE SOLAR	www.europhone2000.es
FOTOVOLTAICA 10 CM	www.fotovoltica10cm.com
GAMO ENERGÍAS	www.gamoenergias.com
GEHRLICHER SOLAR ESPAÑA	www.gehrlicher.com
GESTAMP ORTIZ MANTENIMIENTO Y SERVICIOS INTEGRALES	www.gestamportiz.com
GILDEMEISTER	www.gildemeister.com/energysolutions/en
GOLDBECK SOLAR	www.goldbeck.de/solar/es
GRANSOLAR	www.gransolar.com
GREEN RENOVABLES	www.greenrenovables.com
GREENPOWER	www.greenpower.es
GREENERGY RENOVABLES	www.greenergy.es
GRUPO ENERPAL	www.enerpal.es
GRUPO GENERALIA	www.generalia.es
GRUPO SITEC	www.grupositec.com
GRUPOTEC	www.grupotec.es
I+D ENERGÍAS	www.idenergias.com
IMAR	www.imarsl.com
INEL	www.sainel.es
INGEMA	www.ingemasolar.com
INSTALACIONES ELÉCTRICAS DUERO SOLAR	www.duerosolar.com

UNIÓN ESPAÑOLA FOTOVOLTAICA

LUMENSOL	www.lumensol.es
MBSOLAR	www.mbsolar.net
MONLEG	www.moneleg.es
MONSOLAR	www.monsolaringenieria.com
NEXER	www.nexer.es
NIPSA	www.nipsa.es
NORSOL	www.norsolelectrica.com
OPDE	www.opde.net
OYPA SOLAR	www.oypa.net
PREMIER POWER	www.premierpower.com/es
PROBISOL	www.probisol.com
PROSOLIA	www.prosoliaenergy.com
PUIGCERCOS	www.puigcercos.com
RENOVALIA ENERGY	www.renovalia.com
RENOVALIA INGENIERIA EPC	www.renovalia.com
SOFOS ENERGÍA	www.sofos.es
SOLAER	www.solaer.net
SOLAR DEL VALLE	www.solvalle.es
SOLAR KUANTICA	www.gruposolarkuantica.com
SOLARPACK	www.solarpack.es
SOLARTA TECNOLOGIAS ECOLOGICAS	www.solarta.com
SOLGIRONES	www.solgirones.com
SOLINJUBER	www.solinjuber.com
SOLNET 2000 CATCENTRAL	www.solnet2000.com
SOLTEC ENERGÍAS RENOVABLES	www.soltec-renovables.com
SUCASA	www.uneef.es
SUD ENERGIES RENOVABLES	www.sud.es
SUNEDISON SPAIN	www.sunedison.es

TAU SOLAR	www.tausolar.com
TÉCNICAS SOLARES FOTOVOLTAICAS	www.unef.es
TECNOLOGIA SOLAR E HIDRÁULICA - TECNOSOL	www.tecnosolab.com
TENTUSOL	www.tentusol.com
TER	www.ter-sl.es
TEULADES SOLAR	www.teulades-solar.com
TFM ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	www.tfm.es
TSK	www.tsk.es
TUDELA SOLAR	www.tudelasolar.com

Fabricantes

AEG POWER SOLUTIONS	www.spsi.es
ATERSA	www.atersa.com
BRAUX	www.braux.es
DANFOSS	www.danfoss.es
ENERTRON	www.gamesacorp.com
EXIDE TECHNOLOGIES	www.exide.com
FRONIUS ESPAÑA	www.fronius.com.es
HELIENE	www.heliosenergy.es
HILTI ESPAÑOLA	www.hilti.es
INDRA	www.indra.es
INGETEAM	www.ingeteam.com
JEMA	www.jema.es
KACO NEW ENERGY	www.kaco-newenergy.de
KOSTAL	www.kostal-solar-electric.com
MECASOLAR	www.mecasolar.com
ORMAZABAL	www.ormazabal.com
PHOENIX CONTACT	www.phoenixcontact.es

UNIÓN ESPAÑOLA FOTOVOLTAICA

PRAXIA ENERGY	www.glocalizasolar.com
PRIUS ENERGY	www.priusenergy.com
REFUSOL	www.refusol.com
SALICRU	www.salicru.com
SCHNEIDER ELECTRIC ESPAÑA	www.schneiderelectric.es
SILICIO FERROSOLAR	www.ferroatlantica.es
SOLARIA	www.solariaenergia.com
SOLARMAX	www.solarmax.com
SUNTECH POWER SPAIN	www.suntech-power.com
TEKNIA GROUP	www.tekniagroup.com
YINGLI GREEN ENERGY SPAIN	www.yinglisolar.com
ZIGOR	www.zigor.com/es

Distribuidores

ALBASOLAR ENERGY	www.albasolar.es
AS SOLAR	www.as-iberica.com
BOSCH SOLAR ENERGY	www.robert-bosch-espana.es
CARLO GAVAZZI	www.carlogavazzi.com
CENTROSOLAR FOTOVOLTAICO ESPAÑA	www.centrosolar.es
CONERGY ESPAÑA	www.conergy.es
EASTECH	www.eastech.es
ELECSOLSOLAR	www.elecsolsolar.com
ELEKTRA	www.grupoelektra.es
ELETRONICA SANTERNO ESPAÑA	www.eletronicasanterno.it/es
FREE POWER	www.freepower.es
IG SOLAR	www.igsolar.es
JHROERDEN	www.jhroerden.com
KRANNICH SOLAR	www.krannich-solar.com
PROINSO	www.proinso.net

REC SOLAR SPAIN	www.recgroup.com
SACLIMA SOLAR FOTOVOLTAICA	www.saclimafotovoltaica.com
SAINT GOBAIN SOLAR SYSTEMS	www.saint-gobain-solar.com
SHARP	www.sharp.es
SMA IBÉRICA TECNOLOGÍA SOLAR	www.sma-iberica.com
SOLEOS	www.soleos-solar.com
SUNPOWER	www.sunpowercorp.es
VISSMANN	www.viessmann.es
WAGNER SOLAR	www.wagner-solar.com
XL ENERGY	www.xlenergy.com

Mixta

3I INGENIERÍA INDUSTRIAL	www.3i-ingenieria.com
9REN ESPAÑA	www.9ren.org
ABENGOA SOLAR	www.solucar.es
ACTIVOS EN RENTA ENERGÍA	www.unef.es
AFRICA SOLAR EOLICA	www.unef.es
ALARDE	www.alarde.es
ALENER	www.alener.es
ALFA INGENIERÍA	www.alfadesarrollo.com
ALUMBRA GESTIÓN	www.grupoalumbra.es
AMG RENOVABLES	www.amgrenovables.com
APIA XXI	www.apiaxxi.es
AROS SOLAR TECHNOLOGY	www.aros-solar.com/es
ASTROM TECHNICAL ADVISORS	www.astromta.com
AURORA ENERGÍA	www.unef.es
AUSTRIAN ENVIRO TECHNOLOGIES	www.austrian-enviro.com
AVANZALIA SOLAR	www.avanzalia.es

BARLOVENTO RECURSOS NATURALES
www.barlovento-recursos.com

BENDER IBERIA
www.bender-es.com

CAMPO SOLAR SANGREGORIO
www.unef.es

CAMPOS SOLARES MANCHEGOS
www.unef.es

CENER
www.cener.com

CENIT SOLAR
www.cenitsolar.com

CENSOLAR
www.censolar.org

COLWAY 08 INDUSTRIAL
www.colway-08.com

CRENER
www.crener.es

DELOITTE
www.deloitte.es

DELTA ENERGY SYSTEMS
www.delta-es.com

ECLAREON S.L.
www.eclareon.com

ECOOO
www.ecooo.es

ELECNR
www.elecnor.com

ELEMENT POWER ESPAÑA
www.elpower.com

ELOGIA
www.elogia.es

ENERFICAZ
www.enerficaz.com

ENERGES
www.energes.net

ENERGÍAS RENOVABLES CINCA
www.elogia.es

ENÉRGYA VM GENERACIÓN
www.centricaenergia.es

ENERSIDE
www.enerside.com

ENERSONNE ENERGÍAS RENOVABLES
www.enersonne.com

ENERTIS SOLAR
www.enertis.es

EPIC ENERGY
www.unef.es

ESF SPANIEN 05
europeanenergy.dk/en/home

FENIE ENERGÍA
www.fenieenergia.es

GESFESA ENERGÍA
www.gesfesa.com

GONROZA - GRUPO IMASA
www.imasa.com/es

GREENLIGHT
www.unef.es

GREENPOWERMONITOR
www.greenpowermonitor.com

GRUPO IONSOLAR
www.grupoionsolar.com

GYOCIVIL
www.grupogyo.es

IBC SOLAR
www.abc-solar.es

IBERDROLA RENOVABLES
www.iberdrola.es

IBERDROLA INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN - IBERINCO
www.iberdrolaingenieria.com

ICOENERGÍA
www.icoenergia.com

INSTITUTO DE ENERGIA SOLAR
www.ies.upm.es

INSTITUTO DE TECNOLOGÍA MICROELECTRÓNICA - TIM
www.tim.ehu.es

IRRADIA ENERGÍA
www.irradiaenergia.com

IRSOL
www.irsol.ch

ISFOC
www.isfoc.es

JORGE SOL
www.jorgesl.com

KAISERWETTER ENERGY
www.kaiserwetter.eu

KIOTO PHOTOVOLTAICS IBERICA
www.kioto.com

LASESA FOTOVOLTAICA III
lasesafotovoltaica.com

LAXTRON
www.laxtron.com

LUMENVAT
www.unef.es

MAZARRON FV
www.unef.es

NATURENER SOLAR
www.naturener.net

NEXUS ENERGIA
www.nexusenergia.net

ORTRAT
www.ortrat.es

PAEFLUX
www.paefflux.es

PARQUE SOLES 2008
www.unef.es

PARQUES SOLARES DE NAVARRA
www.parquessolaresdenavarra.com

PARRASOLEX
www.unef.es

UNIÓN ESPAÑOLA FOTOVOLTAICA

PHOENIX SOLAR
www.phoenixsolar.es

PV DIAGNOSIS
www.pvdiagnosis.com

RA SOLAR ESPAÑA
www.ra-solar.com

RELATIOSOLAR
www.relatiosolar.es

RENOVALIA ENERGY
www.renovalia.com

RODESOL
www.unef.es

SGS TECNOS
www.sgs.es

SIMECAL
www.simecal.es

SOCIAL ENERGY
www.socialenergy.net

SOLAR PROJEKT ANDALUZ
www.solar-projekt.es

SOLAR RENOVABLE DEL MEDITERRÁNEO
www.get.es

SOLARIG HOLDING
www.solarig.com

SOLARTIA
www.solartia.com

TECNALIA
www.tecnalia.com

TECNOHUERTAS
www.unef.es

TRAMA TECNOAMBIENTAL
www.tramatecnambiental.es

UNERSA
www.unersa.com

V3J INGENIERÍA Y SERVICIOS
www.v3jingenieria.com

VAALSOL
www.vaalsol.com

VADESOLAR
www.vade-solar.es/es

VALDESOL ENERGÍA SOLAR
www.unef.es

ZIV
www.ziv.es

