

LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA CONQUISTA EL MERCADO

INFORME ANUAL 2014



GESTIÓN TÉCNICA

- ✓ Gestión integral de los parques y sus activos
- ✓ Auditoría de parques
- ✓ Coordinación de limpieza, seguridad y mantenimiento
- ✓ Informes de Gestión, Operación y Producción
- ✓ Estudios para aumento de eficiencia y reducción de costes
- ✓ Reducción de incidencia y análisis causa raíz

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- ✓ Monitorización de plantas 24 h
- ✓ Elaboración de planes anuales de mantenimiento
- ✓ Mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo
- ✓ Inversión en herramientas, equipos y medios
- ✓ Acuerdo preferenciales con fabricantes y gestión de repuestos.
- ✓ Asesoramiento técnico y de eficiencia de plantas

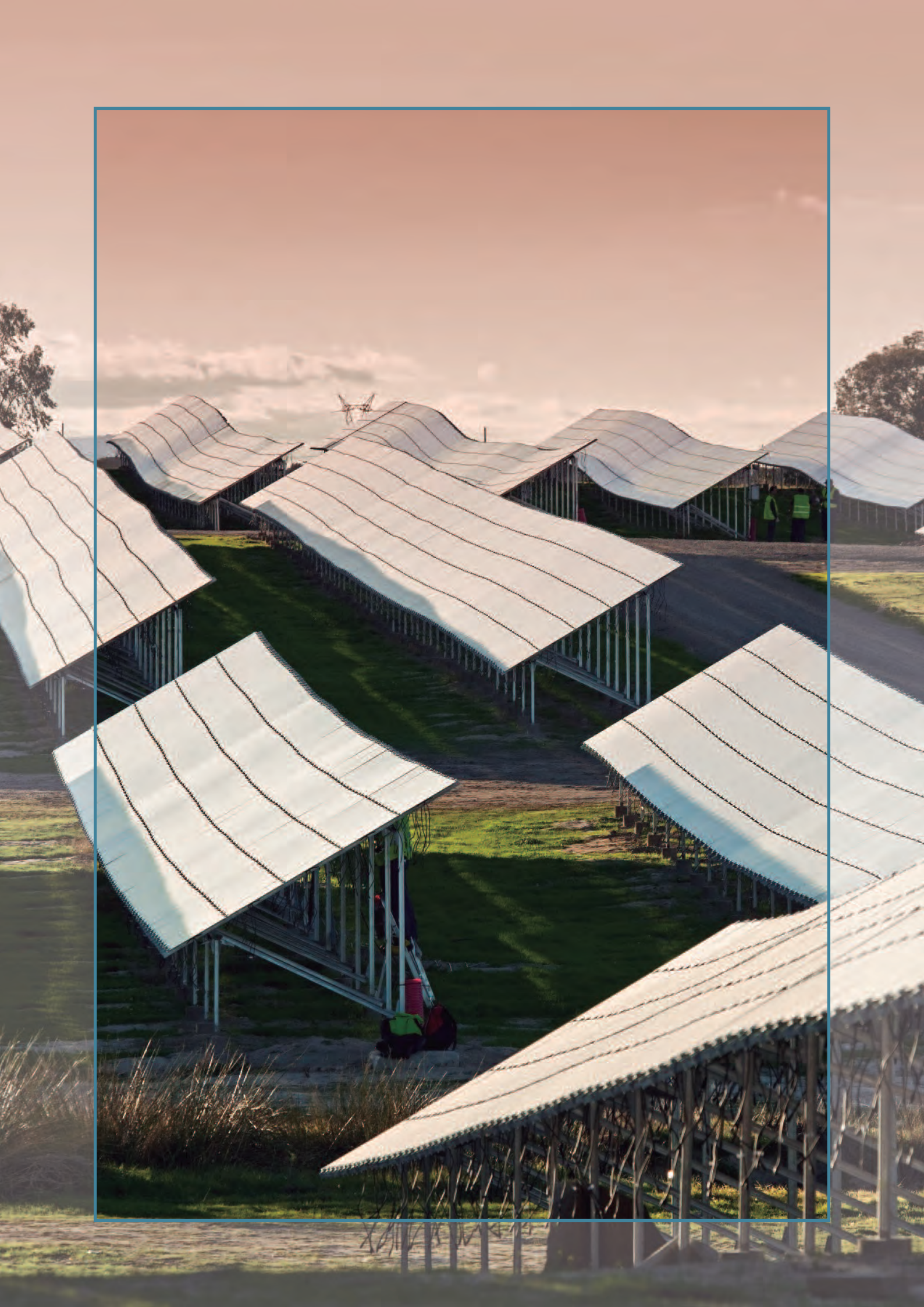
ADMINISTRACIÓN

- ✓ Realización de informes completos.
- ✓ Gestión documental
- ✓ Asesoramiento
- ✓ Compras
- ✓ Garantías
- ✓ Tramitación con instituciones públicas

LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA CONQUISTA EL MERCADO

INFORME ANUAL 2014







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: UNEF
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. Marco internacional, un año récord para la fotovoltaica	Pág. 7
1. Evolución de los mercados europeos	
• 2013, a golpe de vista	
2. Evolución de los mercados asiáticos	
3. Evolución de los mercados americanos	
4. Previsiones de evolución del mercado internacional	
3. Marco Nacional, un país a contracorriente	Pág. 15
1. Evolución de la potencia instalada a nivel estatal	
2. Situación por comunidades autónomas	
3. Capacidad fotovoltaica en relación con la capacidad total del sistema	
4. Producción de electricidad de la tecnología fotovoltaica	
4. Marco regulatorio	Pág. 29
1. Normativa comunitaria: preparando el nuevo marco comunitario de apoyo a las renovables	
2. Normativa Nacional: Demasiadas alforjas para este viaje	
5. Nuevo marco retributivo: aplicación práctica	Pág. 39
1. Aplicación práctica de la nueva fórmula retributiva	
2. Identificación de la instalación tipo correspondiente	
3. Ejemplo de cálculo	
4. Análisis de sensibilidad del impacto de la nueva normativa en función de la potencia de la instalación	
6. Evolución de costes de las instalaciones fotovoltaicas	Pág. 53
1. La evolución de los precios facilita el umbral de la paridad de red	
2. El desarrollo de un mercado propicia menores costes de fabricación	
7. La fotovoltaica evita 2 millones de toneladas de CO₂ en España.	Pág. 59
8. Empleo generado por la energía fotovoltaica.	Pág. 61
9. Sol e I+D+i claves del liderazgo tecnológico fotovoltaico	Pág. 65
1. Cristalino como el... SILICIO	
2. La electricidad que llega al enchufe	
3. Cuanto más delgado, mejor	
4. Fotovoltaica viva: la tecnología orgánica	
5. Más luz, más luz: la concentración fotovoltaica	
6. España, potencia fotovoltaica	
10. Radiografía del sector y la apuesta por la internacionalización ..	Pág. 83
1. Estudio de internacionalización de las empresas españolas	



11. Autoconsumo y el balance neto. Pág. 87

1. Desarrollo normativo del autoconsumo y balance neto en los países de nuestro entorno
 - Beneficios del autoconsumo
 - Barreras y desafíos actuales
 - Recomendaciones políticas
2. El autoconsumo en España de un mercado imperfecto a la prohibición
3. Propuestas de UNEF frente a la parálisis del gobierno

12. Integración masiva de la generación distribuida en la red eléctrica Pág. 97

1. ¿Qué es PV GRID?
2. Acciones para optimizar el desarrollo de la generación distribuida en las redes de distribución europeas

13. Almacenamiento clave para la integración Pág. 101

1. Almacenamiento mecánico
2. Almacenamiento electroquímico
3. Almacenamiento químico
4. Almacenamiento eléctrico
5. Almacenamiento térmico

14. UNEF Pág. 111

1. Actividades UNEF
2. Acción social
3. Socios UNEF

Foto de cubiertas: Projet BIPV Gare TGV de Perpignan por Laurent Lacombe.

CARTA DEL PRESIDENTE

Estimado lector del Informe Anual de UNEF:

Estamos asistiendo a la evolución mundial decidida y firme hacia nuevos modelos energéticos sostenibles. Las energías renovables, además de medioambientalmente necesarias, son ya competitivas en un mercado libre, como demuestra el ejemplo chileno.

Sin embargo, el Gobierno español ha optado por emprender una cruzada solitaria para involucionar hacia un modelo energético del pasado, alejado de la apuesta por las energías limpias, la generación distribuida y las ciudades inteligentes.

Así, ha emprendido una “contra-reforma” que está afectando con especial virulencia al sector fotovoltaico, pues los cambios retroactivos que introduce destruyen la rentabilidad prevista de las inversiones realizadas, genera una desconfianza futura hacia las tecnologías renovables, al romper el principio de la seguridad jurídica; e intenta cerrar la puerta al desarrollo del autoconsumo energético conectado a la red y el balance neto, imposibilitando el ejercicio de un derecho individual de los ciudadanos y una vía de desarrollo tecnológico futuro que puede cambiar sustancialmente la forma de consumir y producir electricidad, con el consumidor/ciudadano en el centro de decisión.

Lo paradójico de la “contrarreforma” que estamos viviendo en España es que, siendo líderes mundiales en el recurso -el sol- y la tecnología -la fotovoltaica es la tecnología española que más patentes renovables tiene registradas- se están tomando medidas que castigan duramente la industria cuando el resto del mundo vive un momento de auge de la misma tecnología. El año pasado, mientras España registraba el récord de menor potencia instalada en nuestra historia reciente, a nivel mundial se consiguió un record de potencia FV anual, 36.500MW. Para este año se espera pulverizar ese record con la instalación de 55.000MW.



Según un reciente estudio de UBS, los costes de fabricación de placas fotovoltaicas se han reducido en un 85% desde 2007 hasta ahora. Este estudio señala que a nivel internacional, la FV ya aventaja a tecnologías convencionales como la nuclear. Con una fotovoltaica imbatible en costes, la energía solar será la principal fuente en 2050, añadía a la conversación la Agencia Internacional de la Energía.

No es de extrañar que la energía fotovoltaica sea protagonista en los próximos años, pues cuenta con todos los ingredientes para convertirse en una auténtica tecnología disruptiva. Al pronunciado descenso de costes, se añade la flexibilidad de su tecnología, relativamente sencilla, que permite implementarla tanto en grandes instalaciones como en pequeñas, lo que abre enormemente el abanico de posibles inversores. Y todo ello sin olvidar que su impacto ambiental es prácticamente nulo.

Resulta paradójico que cuando las energías renovables comienzan a alcanzar la competitividad sin nuevas primas para su desarrollo, se pongan todas las barreras para impedir su implantación. Es entonces cuando llega la contrarreforma del gobierno español. Cambiando inadmisiblemente y de forma retroactiva la normativa en función de la cual se realizaron las inversiones, y haciendo inviable económicamente el autoconsumo energético, en contra de toda lógica y del derecho: el de los inversores de contar con un marco regulatorio fiable y seguridad jurídica y el de los ciudadanos de disfrutar de energía limpia y de generar y consumir su propia energía.

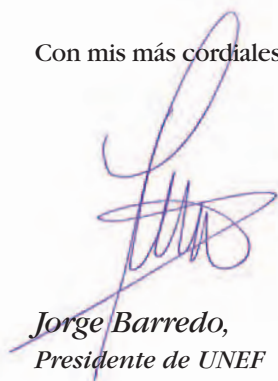
Para ello, se ha intentado identificar energías renovables con déficit de tarifa y encarecimiento de la factura. Sin embargo, la entrada de las renovables en el mercado abarata considerablemente el precio del pool. Según un estudio de APPA, el efecto de abaratamiento es equivalente al importe total de las primas recibidas. En cuanto al déficit de tarifa, tan solo el veinte por ciento corresponde al desvío de costes del régimen especial -renovables, cogeneración y residuos-. La mayoría del déficit acumulado, el cuarenta y dos por ciento, procede de la decisión política de no trasladar el precio proporcionado por las eléctricas tradicionales a los consumidores, a cambio de asumir con éstas una deuda con intereses. El veintiocho por ciento corresponde a desvíos procedentes de las desviaciones del precio pool motivadas por los incrementos en los precios del gas y un diez por ciento a desvío de costes extrapeninsulares.

También, para justificar un “impuesto al sol” se está acusando a los autoconsumidores de no contribuir al mantenimiento del sistema eléctrico como los demás. De nuevo falso, pues los autoconsumidores conectados a red contribuyen como cualquier otro pagando íntegramente el término fijo de la factura. En conclusión, el Gobierno está llevando a cabo una reforma para supuestamente abaratar los precios y, sin embargo, tras ella el pool ha alcanzado máximos históricos.

La desgracia de nadar hoy a contracorriente, cuando nos estábamos codeando en costes con las energías fósiles y en tecnología con países como Alemania, es que esta revolución energética que llegará también a España no lo hará hoy sino mañana. Pero será bajo la “Marca España” de la inseguridad jurídica, que encarecerá en el futuro no solo las inversiones en energías renovables sino también cualquier otro sector regulado. Una revolución que, en vez de venir liderada por empresas que desarrollan su actividad y dejan sus frutos en forma de empleo e I+D en nuestro país, lo hará de manos foráneas, con el aumento de costes y la oportunidad económica perdida que supondrá.

2013 se recordará como el año en el que, probablemente, la fotovoltaica perdió una batalla con el Gobierno. Pero como decía Víctor Hugo, “cuando una idea llega a su momento en la historia, ningún ejército puede derrotarla” ...aunque se pueda retrasar la victoria.

Con mis más cordiales saludos,



Jorge Barredo,
Presidente de UNEF

MARCO INTERNACIONAL, UN AÑO RÉCORD PARA LA FOTOVOLTAICA

En 2013 se alcanzó un nuevo récord mundial de potencia fotovoltaica instalada: 37.000 nuevos MW que suponen un aumento del 35% con respecto al año anterior y que suman una potencia total acumulada de 136.700 MW. Además, se espera que 2014 cierre con más de 55.000 nuevos MW instalados.

La tecnología fotovoltaica deja de ser en 2013 una apuesta propiamente europea para convertirse en una alternativa competitiva en las principales potencias económicas. Así, la región Asia-Pacífico, con China (11.300 nuevos MW) y Japón (6.900 nuevos MW) a la cabeza, lidera el ranking de nueva potencia fotovoltaica instalada durante el pasado año, con 21.000 nuevos MW totales, frente a los 10.330 nuevos MW instalados en Europa, que pierde el primer puesto.

En cuanto a nueva potencia fotovoltaica instalada en 2013 se sitúa Estados Unidos, con 4.200 nuevos MW instalados el pasado año.

Frente al estancamiento español, las principales economías europeas siguen apostando por la competitividad de la energía fotovoltaica. Sólo el pasado año, en Alemania se instalaron 3.300 nuevos MW fotovoltaicos, casi el total de la potencia instalada acumulada en España. Italia, con 1.400 nuevos MW o Gran Bretaña con más de 1000 nuevos MW siguen al país germano.

Sin embargo, los 10 GW de nueva capacidad instalada en el continente europeo en 2013 sólo representaron el 28% del nuevo mercado mundial. Una desaceleración, motivada por las medidas perniciosas y retrospectivas que han afectado gravemente la confianza y la viabilidad de las inversiones fotovoltaicas, que continúa la tendencia de los últimos años: mientras que en 2011 Europa concentraba más del 70% de las nuevas instalaciones de energía fotovoltaica del mundo, en 2012 redujo su peso en nuevas instalaciones al 59% del total mundial.



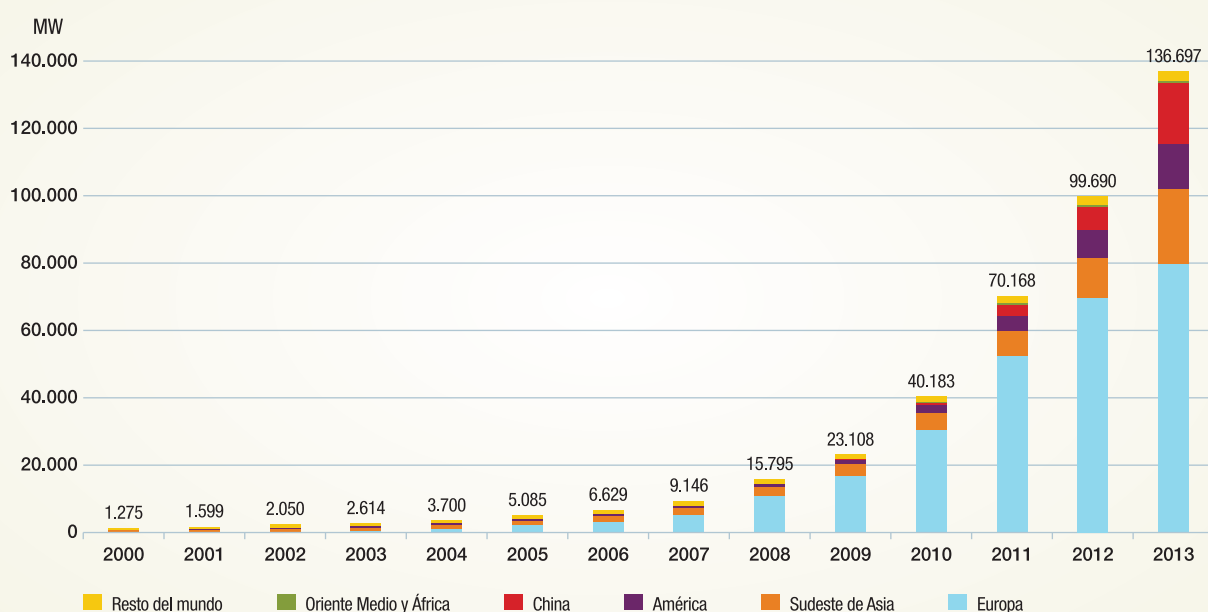


La disminución del apoyo político a las fotovoltaicas ha llevado al descenso de los mercados fotovoltaicos en varios países europeos: Alemania, Italia, Bélgica, Francia y España por ejemplo. Mención aparte merece el caso español, que trataremos más adelante, donde las medidas no sólo han provocado la desaceleración, sino la puesta en grave peligro de las instalaciones existentes.

Por el contrario, las nuevas tarifas primadas en países como China o Japón han propiciado el dinamismo en esos mercados.

Un factor muy destacado también para el desarrollo de la fotovoltaica es su integración en la red. Un desafío cada vez más importante por la mayor presencia de las energías renovables en el mix energético.

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD GLOBAL INSTALADA ACUMULADA DE 2000 A 2013

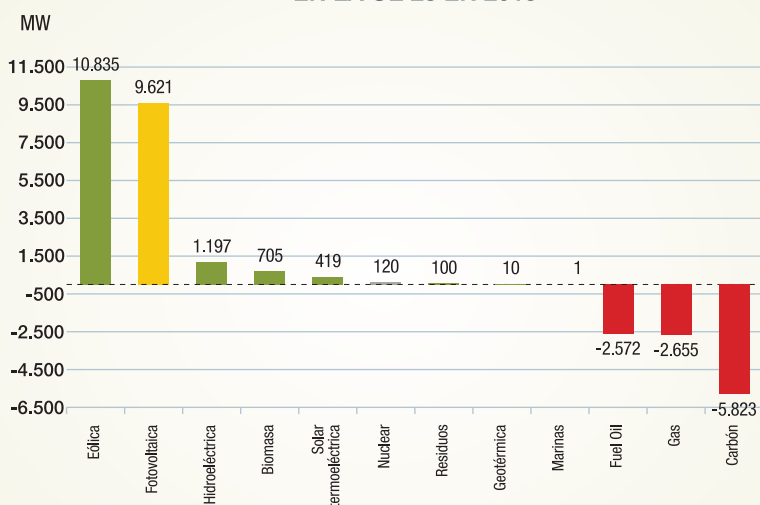


Fuente: EPIA.



**Con 21 GW,
Asia-Pacífico
lidera el ranking
mundial de nueva
capacidad**

CAPACIDAD NETA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EN LA UE 28 EN 2013



Fuente: EPIA, ESTELA, EU-OEA, EWEA, Platts PowerVision, PV CYCLE.

1. EVOLUCIÓN DE LOS MERCADOS EUROPEOS

Alemania continúa a la cabeza del mercado europeo con 3,3 GW, aunque disminuye con respecto a los nuevos 7,6 GW de 2012.

La apuesta generalizada de Europa por la fotovoltaica continúa, aunque más modestamente. En Europa: Italia instala entre 1,1 GW y 1,4 GW, Reino Unido entre 1 GW y 1,2 GW, Rumania 1,1 GW y Grecia 1,04 GW.

Otros mercados europeos que obtuvieron buenos resultados en el pasado, descendieron significativamente en 2013 como resultado de las decisiones políticas que disminuyeron las medidas de apoyo: Bélgica pasa de los 600 MW en 2012 a 215 MW en 2013, Francia de los 1,1 GW en 2012 a 613 MW en 2013 y Dinamarca de 300 MW en 2012 a aproximadamente 200 MW en 2013.

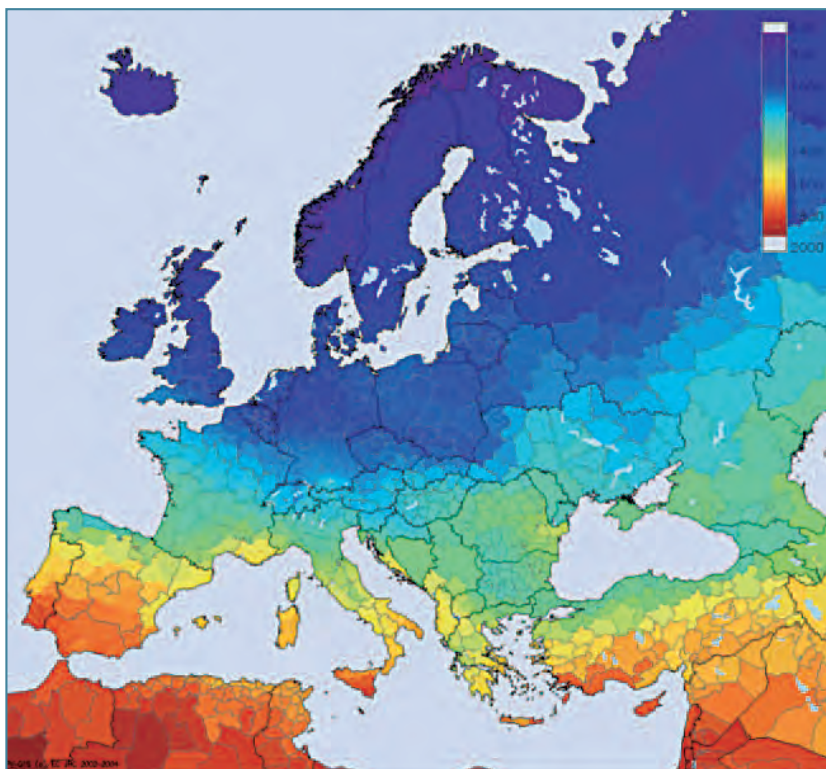
Sin embargo, en los últimos 3 años, fuera de Alemania e Italia, el tamaño del mercado europeo fotovoltaico se ha mantenido relativamente estable, en torno a 6 GW por año, gracias al crecimiento de algunos países que han equilibrado la disminución de otros.

Destaca el potencial casi sin explotar de países como Hungría, Polonia o Turquía. Asimismo, en relación con sus posibilidades, España y Francia podrían aumentar considerablemente su capacidad.



En relación con sus posibilidades, España podría aumentar de forma considerable su capacidad

RADIACIÓN ACUMULADA GLOBAL PARA SUPERFICIES HORIZONTALES EN ZONAS DENSAMENTE URBANIZADAS
(promedio por regiones)



FUENTE: INSTITUTO DE ENERGÍA Y TRANSPORTE DE LA COMISIÓN EUROPEA

2013, a golpe de vista

Nuevo record mundial en 2013: 2013 batió un nuevo record mundial con 37 GW nuevos, frente a los 29,9 GW de 2012 y los 30,2 GW de 2011.

Europa continúa en descenso: con 10 nuevos GW en 2013, continua el descenso en Europa, que registró 17,6 GW nuevos en 2012 y 22,4 GW en 2011.

Asia se pone a la cabeza: tras 10 años de indiscutible liderazgo europeo, en 2013 Asia encabeza la apuesta mundial con la instalación del 57% de la nueva capacidad. China fue el país número 1 en el mercado mundial con alrededor de 11,3 GW conectados a la red. Le siguió Japón, con 6,9 GW.

La fotovoltaica sigue siendo la tercera energía renovable más importante: en términos de capacidad mundial instalada, sólo la preceden la energía hidráulica y la eólica.

América despegas: Estados Unidos irrumpió en los primeros puestos, situándose como el tercer país con más nueva capacidad, con 4,8 GW.

Fotovoltaica en el mix eléctrico en Europa: cubre el 3% de la demanda eléctrica y 6% del pico de demanda. Por tercer año consecutivo, la fotovoltaica es la segunda tecnología renovable en capacidad de generación en Europa, junto con la eólica.

2. EVOLUCIÓN DE LOS MERCADOS ASIÁTICOS

China (11,3 GW) y Japón (6,9 GW) han liderado el dinamismo del mercado fotovoltaico en Asia y en el mundo. Pero no han estado solos. Se ha apreciado crecimiento en países como India (1,1 GW), Corea (442 MW) y Tailandia (317 MW).

3. EVOLUCIÓN DE LOS MERCADOS AMERICANOS

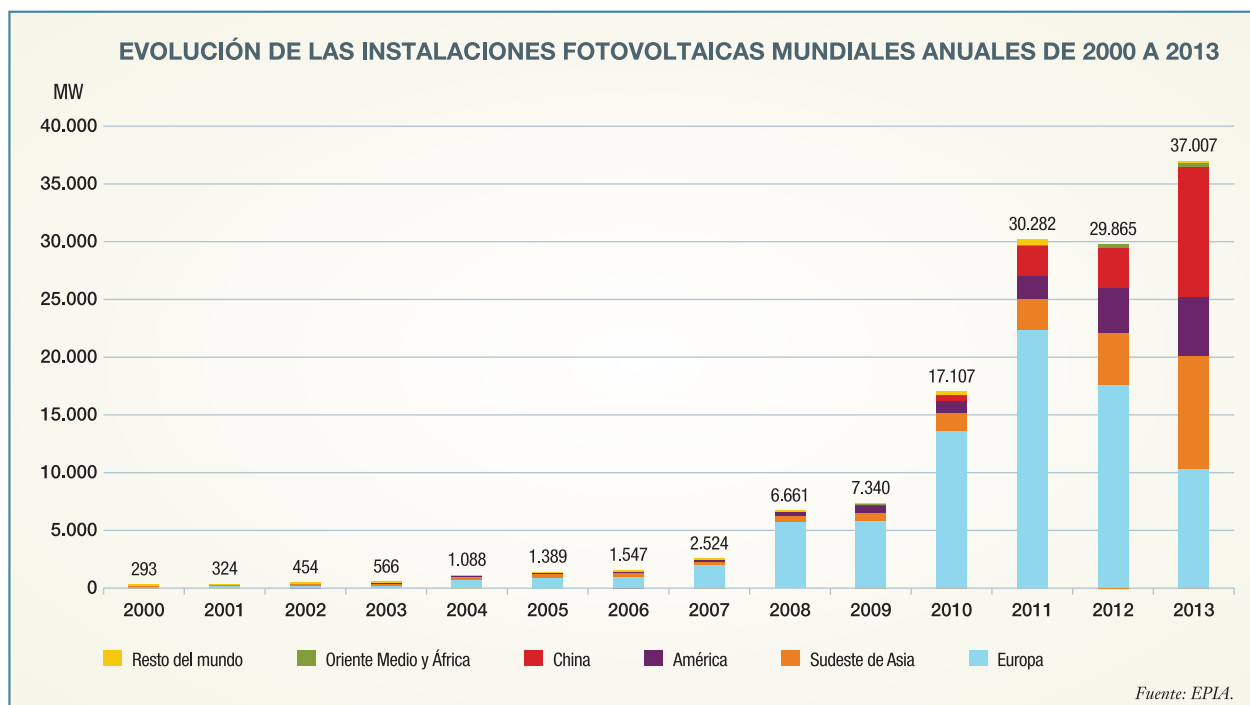
Estados Unidos, con 4.2 GW, se posicionó como el tercer mercado más importante del mundo en 2013.

Aunque en general el resto de mercados americanos crecieron más lento de lo esperado, se observó un importante crecimiento, en particular en Canadá (235 MW).



EE UU despunta, consolidándose como el tercer mercado mundial

11





EL SOL NO TIENE FRONTERAS. NOSOTROS TAMPOCO.

Somos expertos en la producción independiente de energía solar con 326 MWp en operación y desarrollo en España, Italia, India, Perú, EE.UU., Puerto Rico, Japón y México.

1,5 billones de euros de inversión.

Más de 300 MW de pipeline.



4. PREVISIONES DE EVOLUCIÓN DEL MERCADO INTERNACIONAL

La tecnología fotovoltaica sigue avanzando en un recorrido que le está llevando a convertirse en una tecnología importante en el sector energético en un ámbito global. Pocos son los países en los que la tecnología fotovoltaica no tiene reservada una posición destacada en los próximos años.

Se espera que en 2014 se produzcan al menos 160.000 GWh en el mundo a través de sistemas fotovoltaicos. Esto representa alrededor del 0,85% de la demanda eléctrica del planeta. Aunque aún supone un porcentaje modesto del mix eléctrico mundial, marca una clara tendencia hacia un nuevo modelo energético.

En un número significativo de los informes presentados por los distintos países sobre 2013, el incremento de fuentes de electricidad renovables superó el nivel de las instalaciones de las plantas convencionales. En Australia, por ejemplo, la fotovoltaica y la eólica progresaron mientras que decreció la capacidad acumulada de las fuentes convencionales.

Los países asiáticos con sistemas fotovoltaicos instalados, han mostrado su intención de seguir aumentando su apuesta. En China, donde se instalaron más de 90 GW de nuevas fuentes de generación de energía, la mayor proporción corresponde a fuentes renovables. En total, 50 GW instalados corresponden a hidráulica, eólica y fotovoltaica.

El crecimiento de los mercados asiáticos en 2013 cambia además el panorama del mercado fotovoltaica radicalmente. Con la disminución de los precios en los últimos años, la fotovoltaica apareció en el radar de los responsables de las políticas energéticas en numerosos países, que aumentaron los planes de desarrollo fotovoltaico rápidamente en todo el mundo.



Pese a su importante aumento en 2013, el desarrollo de la FV se concentró en 30 países





La apuesta fotovoltaica continuará al alza

En Europa, la fotovoltaica fue la segunda fuente de electricidad instalada, tras la eólica y antes de la hidráulica, y por delante de todas las demás fuentes de energía eléctrica, desde el carbón a la energía nuclear. Europa está viviendo un proceso de transición de las medidas de apoyo iniciales hacia la integración en el mercado competitivo.

Queda mucho mercado por conquistar, pues el desarrollo de la energía fotovoltaica se mantuvo concentrado en 2013 en menos de 30 países.

En resumen, es difícil extraer un patrón global a pesar de su crecimiento en los últimos años ya que la fotovoltaica todavía no ha alcanzado un desarrollo generalizado. Sin embargo, la tendencia de apuesta por la tecnología a nivel mundial es generalizada y cabe prever que la tendencia por la apuesta fotovoltaica continuará al alza en los próximos años.



MARCO NACIONAL, UN PAÍS A CONTRACORRIENTE

1. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA A NIVEL ESTATAL

La generalidad de los datos que se muestran a continuación procede de las bases de datos de CNMC y de Red Eléctrica de España (REE). Como ya se ha comentado anteriormente, se pueden observar pequeñas discrepancias entre las diferentes fuentes de información. En cualquier caso, estas diferencias no se consideran relevantes ni las conclusiones que se obtienen varían según las fuentes utilizadas.

Actualmente la capacidad del sistema fotovoltaico es de aproximadamente 4.651MW (Dirección de Energía Eléctrica CNMC Abril 2014). Como se puede observar en la figura siguiente, la evolución de la potencia instalada a lo largo de los años no ha sido constante. El 97% de la potencia se ha instalado en los últimos 7 años y cabe destacar que el 60% de la misma se instaló durante el año 2008.

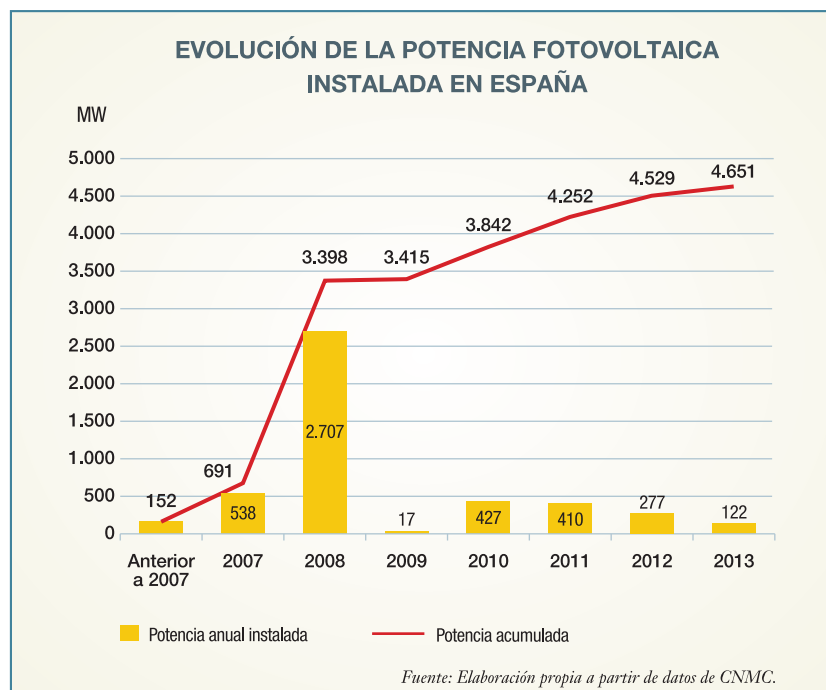




La evolución de la potencia instalada no ha sido constante en estos años

16

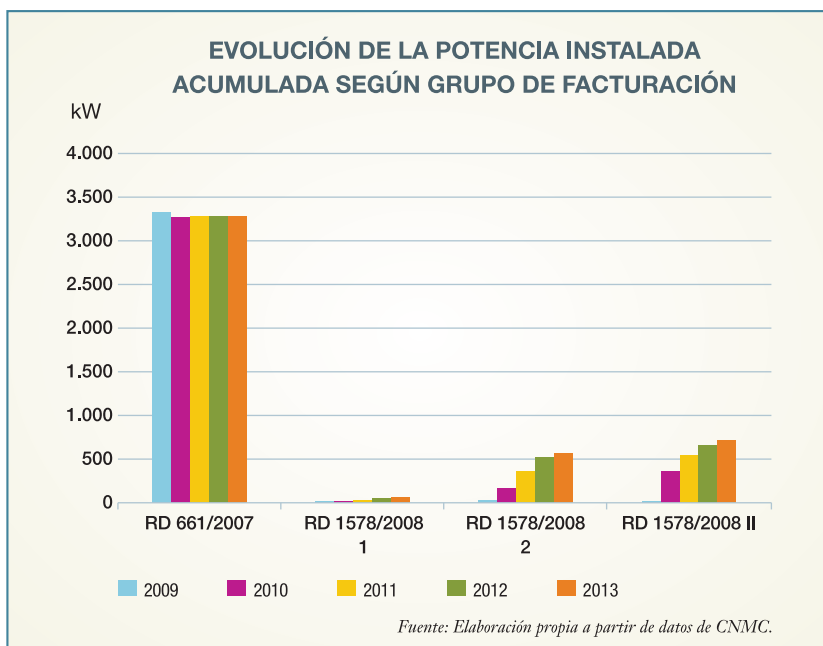
UNEF. INFORME ANUAL 2014



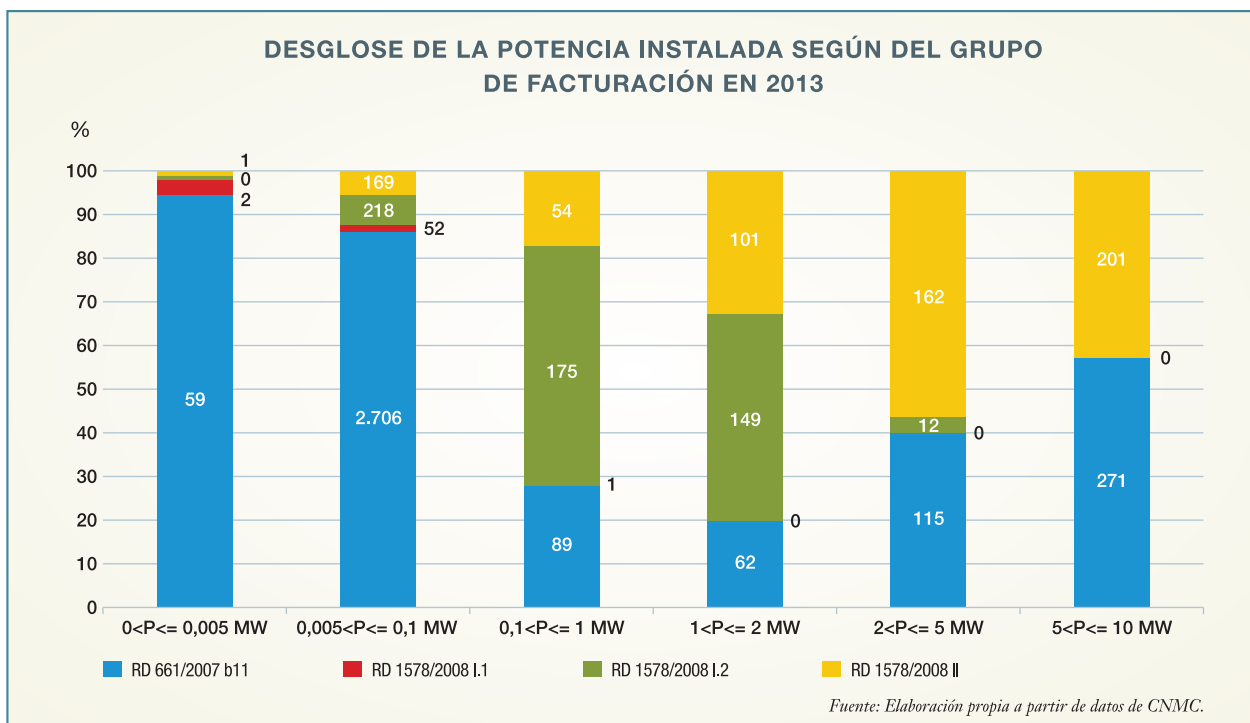
A partir de la creación del Régimen Especial, que nace de la Ley 54/97 del sector eléctrico, y con el apoyo del RD 2818/1998 que establece el régimen de primas, comienza a crecer la capacidad del sector fotovoltaico. Es a partir del RD 1663/2000, cuando se establece la simplificación de los procedimientos de conexión de instalaciones y con las medidas estratégicas como el Plan de Fomento de las Energías Renovables cuando se incrementa la velocidad de crecimiento del sector. Sin embargo, la mayor confianza generada en los inversores se produce con la promulgación del RD 436/2004, donde se establecen las primeras tarifas y el Plan de Energías Renovables 2005-2010, y cuando la curva de capacidad instalada adquiere una mayor pendiente.

No obstante, el cambio más llamativo se da con el RD 661/2007 y las condiciones atractivas de inversión que establece esta regulación. Es en este momento cuando el parque fotovoltaico sufre un crecimiento potente en su capacidad de generación. Tanto es así que, con el objetivo de llevar un mayor control de las nuevas instalaciones y cerrar el cupo del decreto anterior, aparece el RD 1578/2008 tan solo un año después. Según los datos de CNMC, en un solo año se llegaron a instalar 2.707 MW, la mayoría -82%- en rangos de 5 a 100 kW, ya que la prima era la más atractiva para este rango de tamaños (45 c€/kWh). Esta normativa dio lugar a la construcción de parques fotovoltaicos de gran potencia divididos a su vez en propiedades de 100 kW. Aunque esta configuración de los parques fotovoltaicos no es la solución óptima desde el punto de vista de la gestión eficiente de la energía, sí lo fue desde el punto de vista económico.

La puesta en vigor del RD 1578/2008 produce un efecto notable en el año 2009, como se puede apreciar en la curva de potencia instalada, en el que sólo se instalan 17 MW. Un Real Decreto que cambió además la clasificación de las instalaciones. Si hasta entonces se clasificaban por potencia, a partir de esta normativa se realiza mediante el lugar de instalación (tejado pequeño, tejado grande o suelo). Esta vez sí que hay un reparto más homogéneo de la potencia, como se aprecia en la figura adjunta.



El desglose de la potencia según el tipo de instalaciones sigue decantándose claramente a favor del RD 661/2007 a pesar de que no se haya aceptado más potencia en este grupo desde 2008. El 72% de la potencia se encuentra acogida a este régimen económico mientras que el 28% restante se acoge al del RD 1578/2008. De éstos, más de la mitad de la potencia pertenece al grupo de suelo tipo II, la cubierta grande tipo I.II se lleva el 42% y el resto corresponde a cubierta pequeña o tipo I.I (4%).



En España hay, según datos de CNMC de diciembre de 2013, 60.698 instalaciones fotovoltaicas. De éstas, la mayoría de las instalaciones tienen un tamaño entre 5 y 100 kW (46.539) de las que el 80% pertenece al RD 661/2007. Le siguen las instalaciones de tamaño menor de 5 kW (13.165) con un 95% y acogidas al RD 661/2007. A mucha distancia (655) las de tamaño menor de



1 MW y mayor que 100 kW. A partir de este rango de potencias, tal y como se puede apreciar en el gráfico, el RD 1578/2008 es más relevante. El total de las instalaciones mayores de 1 MW son 330, de las cuales 194 son menores que 2 MW, 77 son menores de 5 MW y 59 son menores de 10 MW.

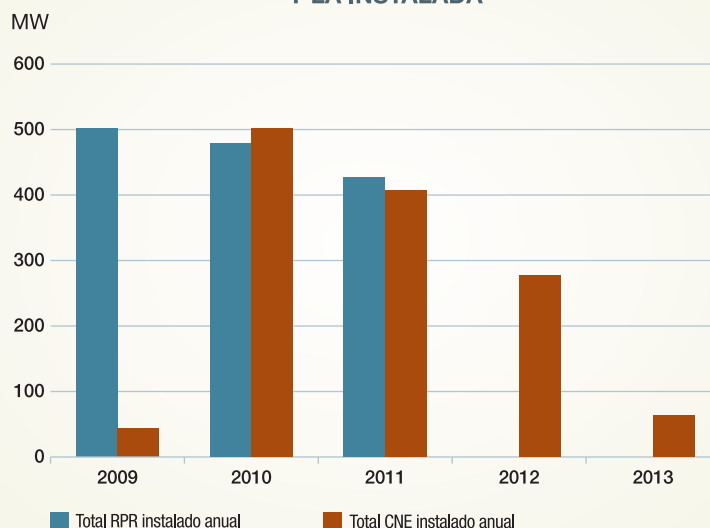
El aumento más significativo en los dos últimos años, teniendo en cuenta el aumento del número de instalaciones y su peso en la potencia global del sistema, se ha dado en instalaciones de tejado de más de 20 kW.

Otro aspecto relevante de la regulación que ha alterado la capacidad instalada con respecto al interés inicial, es el RD 1/2012 que cierra el procedimiento de pre-asignación de retribución y suprime los incentivos económicos de nuevas instalaciones de generación de energía por medio de fuentes renovables. A finales de 2013, los 122 MW que se instalan se aceptaron en el registro en los años anteriores -dándole una cierta moratoria de tiempo- pero no se han instalado hasta ese año.



**El RD 1/2012
suprime
los incentivos
económicos
de nuevas
instalaciones**

**EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ADJUDICADA
Y LA INSTALADA**



RD 413/2014 Y ORDEN IET/1045/2014

Gestión Técnica y Financiera/O&M/Centro de Control/Reestructuración de activos en riesgo

Tenemos tu solución



Kaiserwetter
CENTRO 20071 MANTENIMIENTO

NUESTROS SERVICIOS



DISTRESSED ASSET SOLUTIONS

Las soluciones innovadoras siguen siendo válidas incluso cuando las inversiones deben afrontar presiones financieras.



SERVICIOS T.A.B.®

Nuestros servicios de tecnología, análisis y boosting optimizan el desempeño de los parques eólicos y solares.



ASSET MANAGEMENT

Nuestra amplia experiencia profesional, tanto en el ámbito técnico como financiero, contribuyen a asegurar las inversiones y a aumentar su rentabilidad.

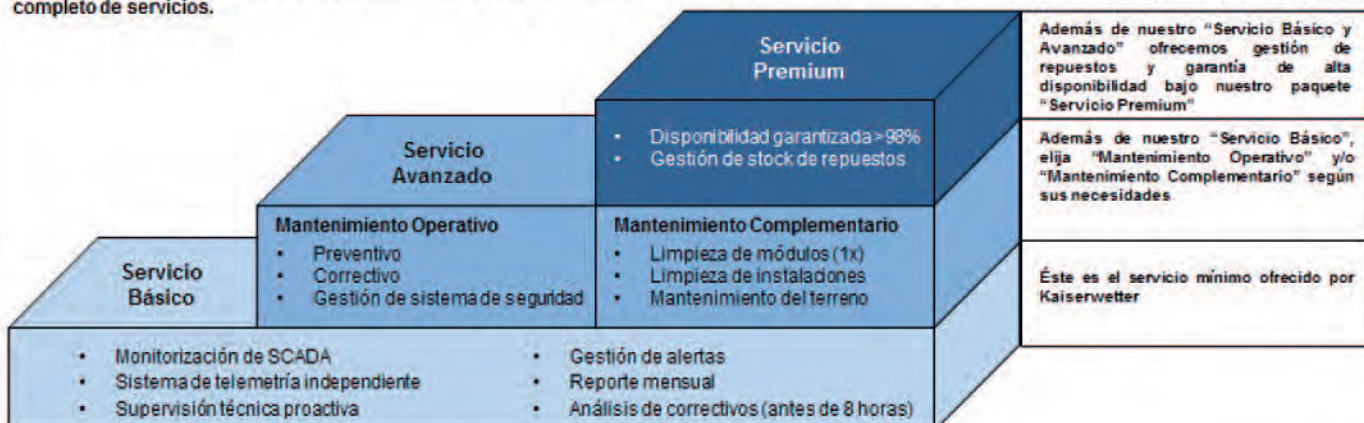


M&A SUPPORT

¿Está pensando en comprar o vender un parque eólico o solar? Kaiserwetter garantiza que el resultado sea óptimo.

Enfoque de Negocio de Operación y Mantenimiento– Usted elige, nosotros lo realizamos

Una supervisión constante, rápida respuesta y un servicio de O&M de alta calidad aseguran un alto rendimiento, una provechosa operación y por tanto una inversión de éxito. Kaiserwetter ofrece todos los servicios necesarios para asegurar la correcta operación de una planta fotovoltaica. Dependiendo de las necesidades de nuestros clientes, Kaiserwetter ofrece servicios totalmente personalizados, desde servicios singulares a los que abarcan un paquete completo de servicios.



A través de nuestro servicio técnico "in situ" y nuestro centro de control con almacenamiento y análisis de datos centralizado somos capaces de minimizar los periodos de reacción y así asegurar los mayores niveles de operatividad técnica en plantas fotovoltaicas.

Kaiserwetter Energy Asset Management S.L.U.

Calle Goya, 8-3° B, 28001 Madrid (Spain)

www.kaiserwetter.eu

Juntos por un futuro brillante

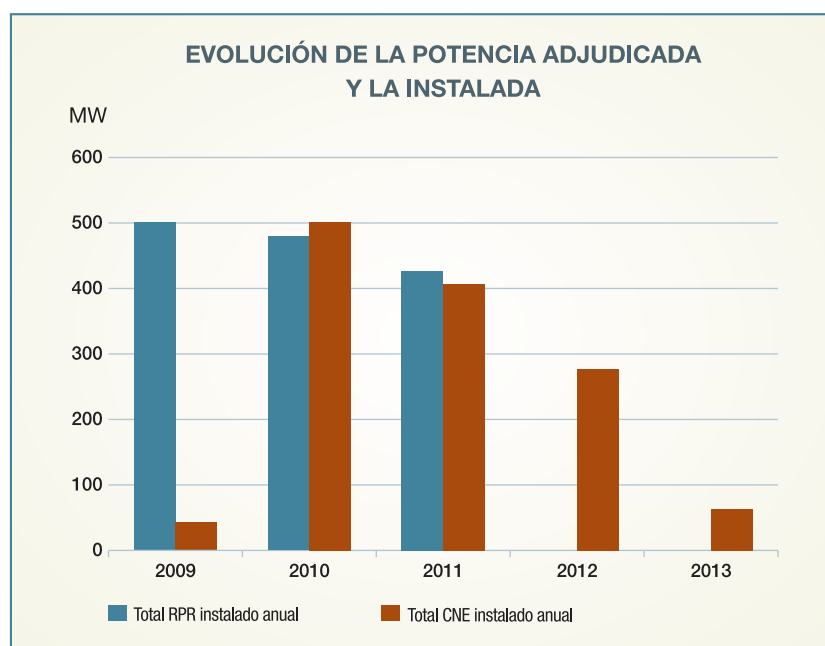
Kaiserwetter
CENTRO 20071 MANTENIMIENTO



**Andalucía,
Castilla-La
Mancha
y Extremadura
las que más
potencia
instalaron
en 2013**

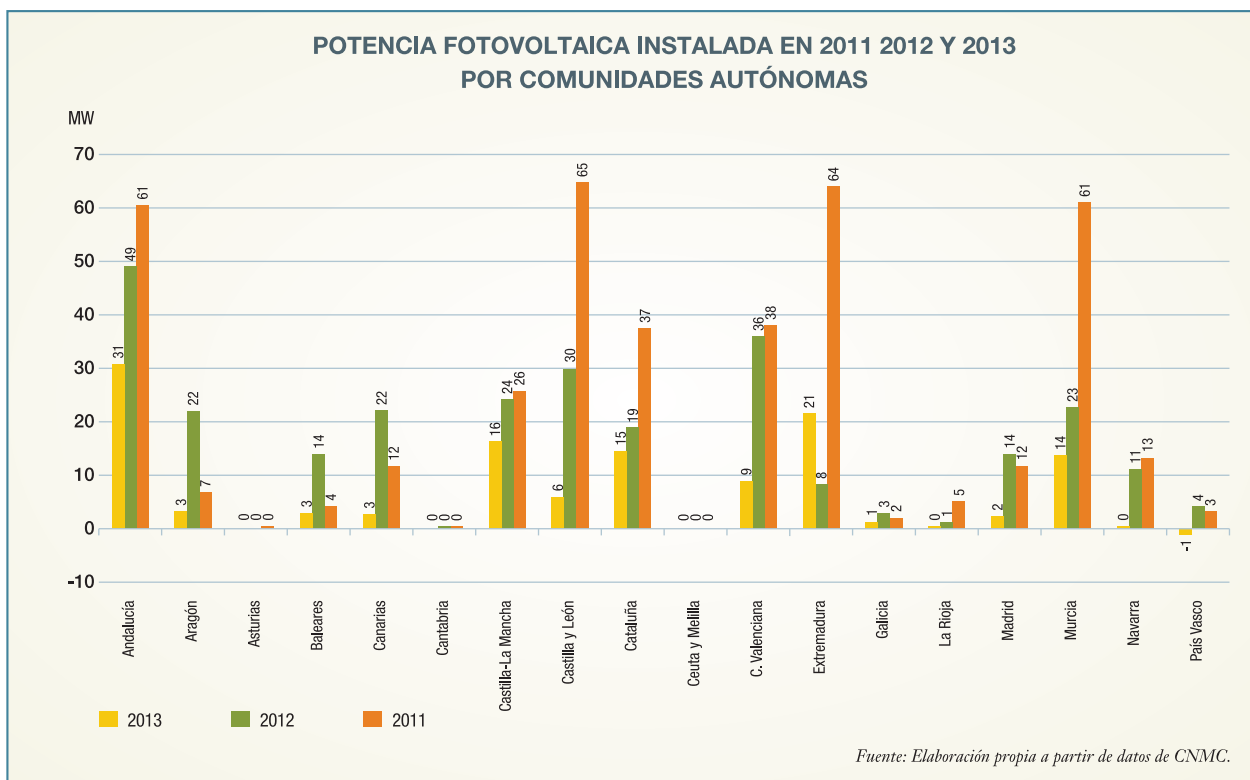
2. SITUACIÓN POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS

Analizando el reparto de la potencia por Comunidades Autónomas durante los tres últimos años, destacan Andalucía, Castilla y León, Extremadura y Murcia como las que más potencia instalaron en 2011. En el año 2012, aunque con crecimientos bastante menores, estas CC.AA. también se mantuvieron liderando el ranking. Durante 2013, nos encontramos con crecimientos menores que el año anterior y mucho menores comparados con el año 2011. Las comunidades con mayor potencia instalada en 2013 fueron Andalucía, Castilla-La Mancha y Extremadura. En el otro extremo, Cantabria, Asturias, Ceuta y Melilla se sitúan a la cola del ranking.



En cuanto a potencia acumulada **por provincias**, destaca la posición de predominio de Murcia, seguido por Badajoz y Albacete. Llama la atención también el aumento en más de un 30% en dos años de su capacidad instalada, de las provincias de Cáceres, Sevilla, Valencia, Valladolid y Barcelona.





3. CAPACIDAD FOTOVOLTAICA EN RELACIÓN CON LA CAPACIDAD TOTAL DEL SISTEMA

Según Red Eléctrica de España (REE) la potencia instalada de todo el parque de generación eléctrico español asciende, a cierre de 2013, a 102.281 MW (REE, 2013). El pico de demanda en ese año se dio el día 27 de febrero entre las 20.00-21.00 horas en el que se demandaron 39.963 MW. Este pico es un 12% menor que el récord histórico de demanda de potencia en España, que se produjo el 17 de diciembre de 2007 y ascendió a 45.450 MW.

La fotovoltaica ha tenido un crecimiento del 11%, del 6,4% y del 2,4% interanual entre los años 2010-2011, 2011-2012 y 2012-2013 respectivamente.

Dentro de las demás tecnologías del régimen especial, cabe destacar la eólica, con un aumento del 7% interanual entre 2010 y 2012 y del 0,8% entre 2012 y 2013, lo que la consolida como la tecnología más relevante en términos de capacidad del Régimen Especial y la segunda en términos absolutos, con cerca de los 22,5 GW instalados.

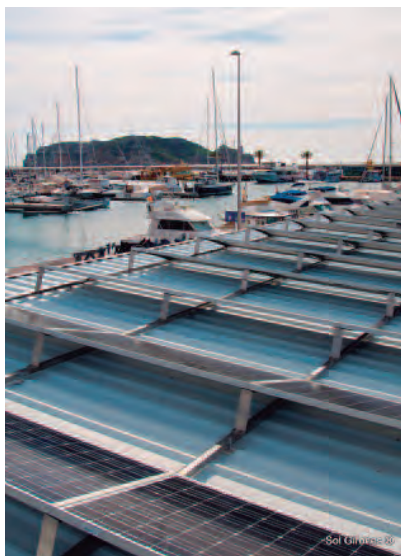
La solar termoelectrónica, aunque tiene una aportación pequeña en términos absolutos de potencia, ha doblado su potencia entre el año 2011 y 2012, desacelerando en 2013 con un aumento del 15% y una aportación al mix eléctrico español de 2,3 GW. En términos relativos, la solar termoelectrónica es la tecnología que más ha crecido del parque eléctrico español.

Ateniéndonos únicamente al Régimen Ordinario, en el último año no ha habido ninguna variación acentuada con respecto a 2012, con una variación de muy pocos MW de potencia que apenas marcan una diferencia en proporción.

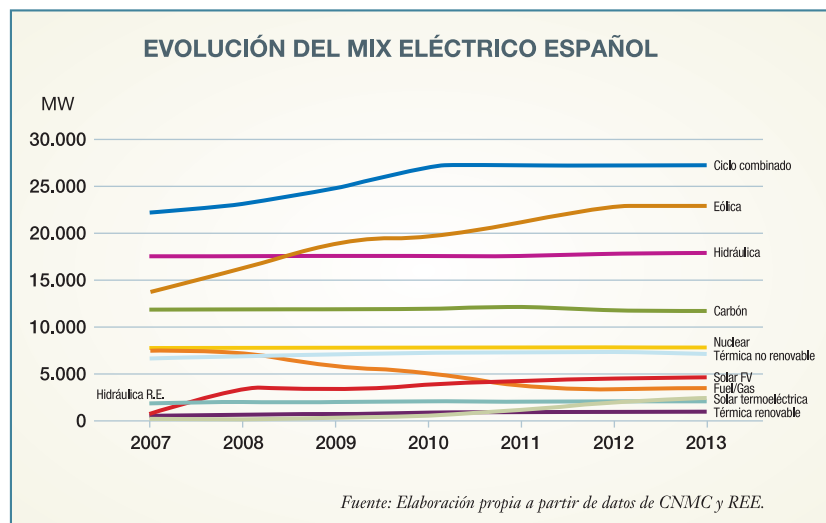
Cabe destacar las instalaciones de Fuel y Gas, que son las que más redujeron su aporte en potencia durante 2011 y 2012, al desconectar 1.716 MW en



**La potencia total
instalada
en España es
de 102 GW**



esos dos años. Sin embargo, en 2013 han aumentado ligeramente un 2%, una diferencia de 70 MW con respecto al año anterior. Esta variación del último año se ha dado en su mayoría en los sistemas extrapeninsulares.

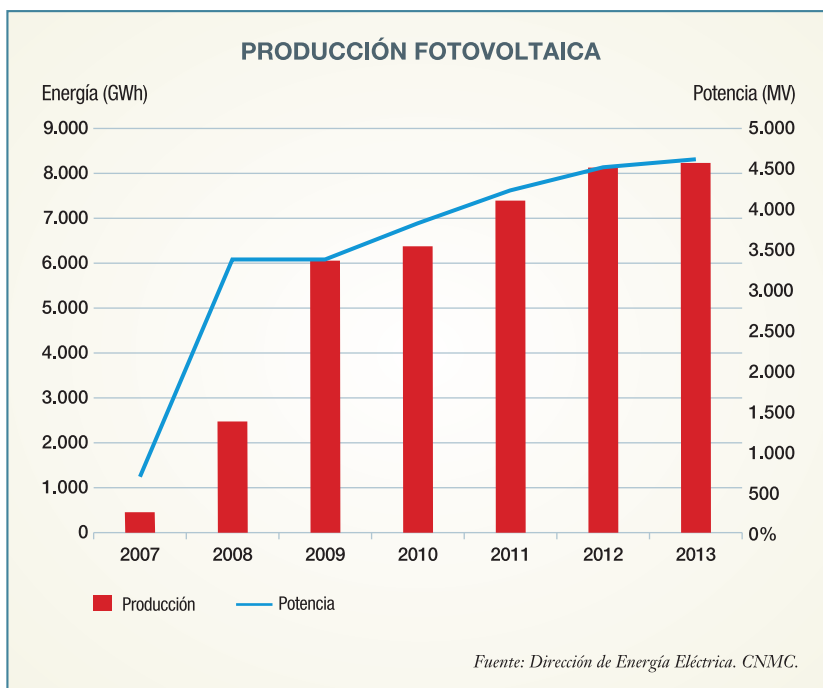


Con un 4,5% del total de potencia, la fotovoltaica no es, todavía, una tecnología con un gran impacto. Dados los últimos cambios regulatorios y la situación actual en la que se encuentra la industria, no se prevé a corto plazo un aumento significativo de potencia siendo, sin embargo, la tecnología más prometedora del mix.

4. PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

El conjunto de instalaciones fotovoltaicas españolas vertió, a cierre de 2013, 8.260 GWh (Dirección de Energía Eléctrica. CNMC. Diciembre, 2013). Al comparar la curva de producción frente a la de potencia instalada, se aprecia una clara compenetración entre ambas evoluciones a excepción del año 2008, en el que hay un destacado desajuste entre dichas curvas. La razón de este desfase es que la mayoría de las instalaciones se conectaron en la segunda mitad del año y la cantidad de potencia que se instaló durante ese año no se ha vuelto a producir. La potencia, por tanto, no funcionó durante todo el año, pero queda reflejada, por lo que no contabilizó en la producción de ese año.





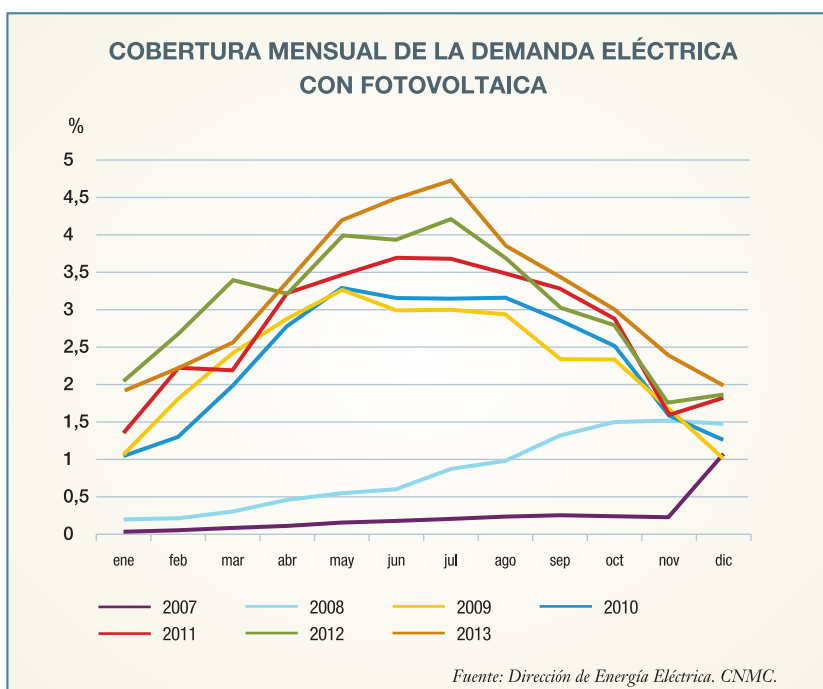
También podemos ver este efecto de aumento de potencia y de producción mediante la comparación de la demanda eléctrica con la producción total fotovoltaica, donde apreciamos una tendencia que es claramente creciente, como lo ha sido la potencia y la producción.

Sin embargo, no debemos olvidar que la producción fotovoltaica viene determinada por la radiación anual y que se debe tener en cuenta.

Destaca el récord de cobertura que se produce en julio de 2013, que asciende a más del 5% de la demanda total mensual del país.



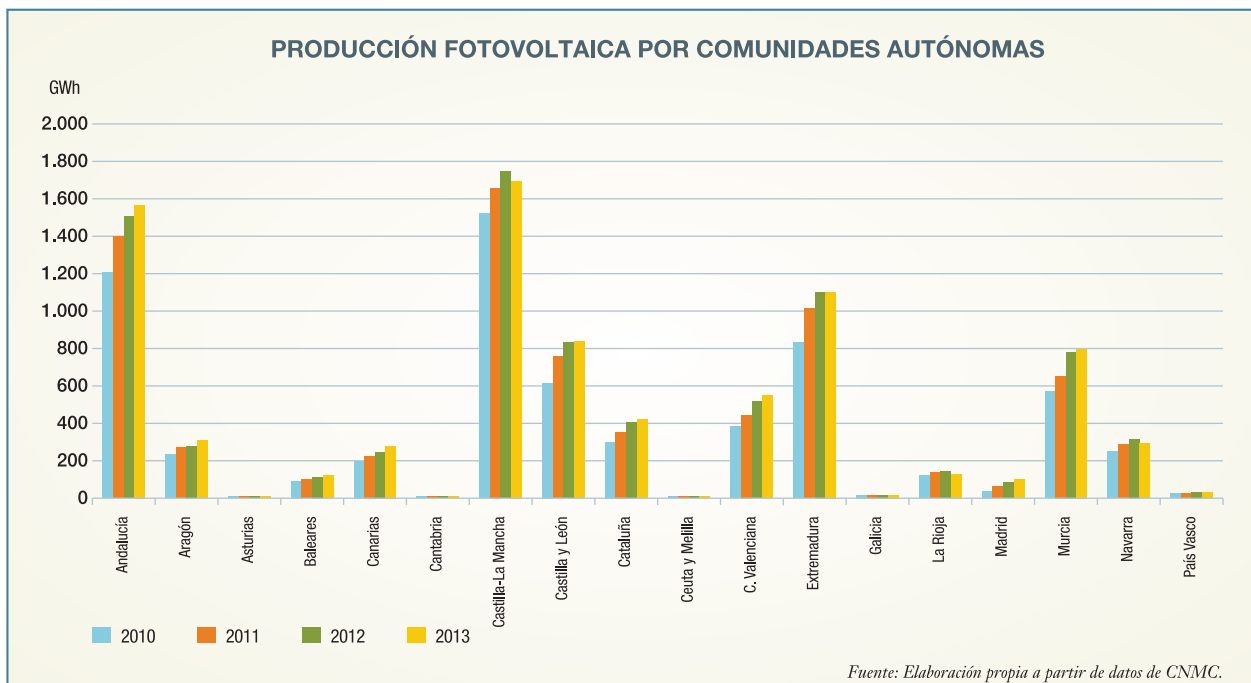
**Récord
de cobertura
en 2013,
más del 3%
de la demanda**





4.1 Producción por Comunidades Autónomas y provincias

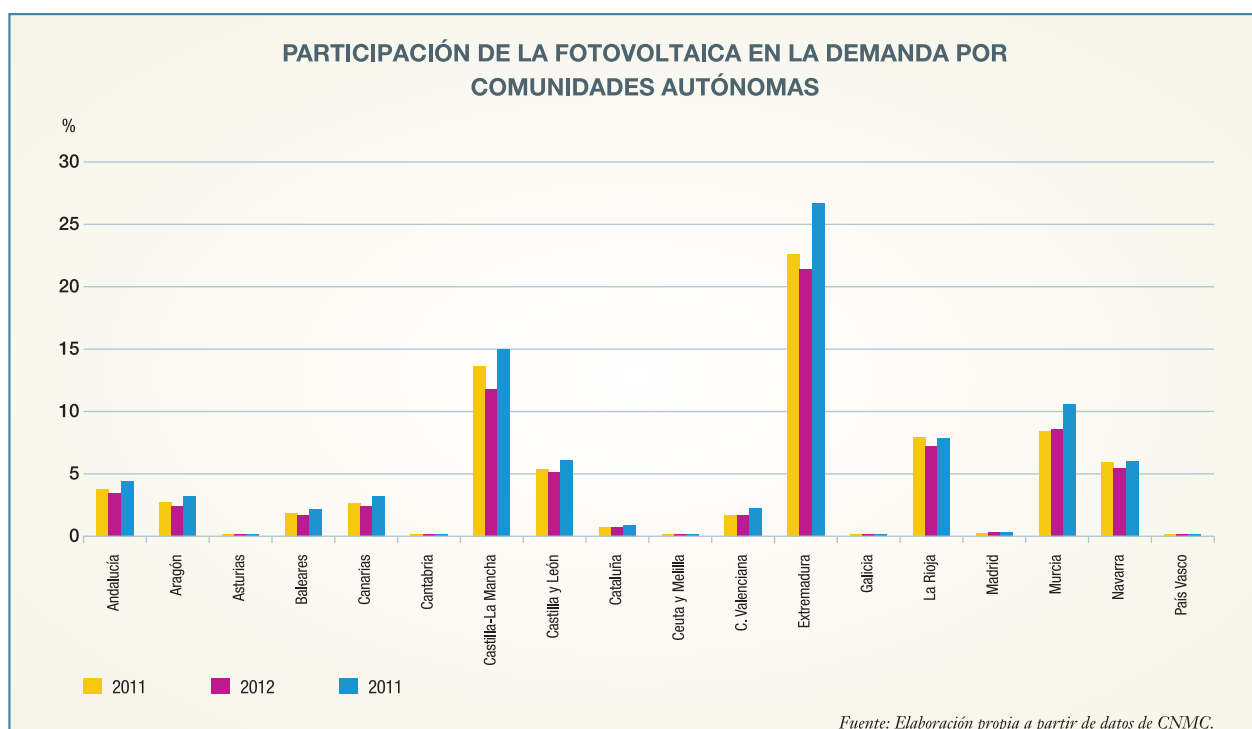
Castilla la Mancha lidera el ranking de producción con 1.697 GWh en el pasado año. Le siguen Andalucía, con 1.570 GWh y Extremadura, con 1.107 GWh.



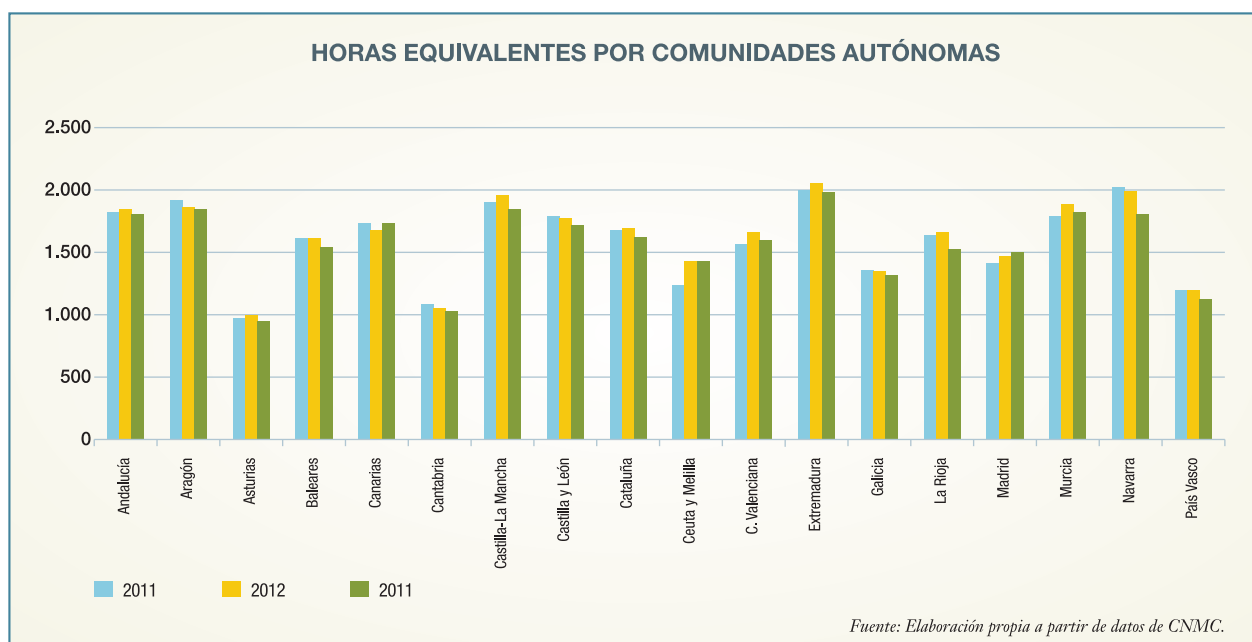
**Extremadura
cubrió el 26,7%
de su demanda
con FV**

En el análisis de la cobertura de la demanda con energía fotovoltaica por cada comunidad autónoma destaca claramente Extremadura. Las dos principales características que provocan que esta comunidad tenga una cobertura de la demanda muy alta en relación a las demás son que consume relativamente poco -4.146 GWh- y tiene una producción relativamente alta -1.107 GWh-. Concretamente, durante el año 2013 llegó a cubrir el 26,7% de su demanda (REE, 2013) (REE, 2012) (REE, 2011) (Dirección de Energía Eléctrica. CNMC. Diciembre, 2013).





Si se analizan las horas equivalentes -energía producida/potencia- por Comunidad Autónoma, se puede observar que, además de Andalucía, Extremadura y Castilla La Mancha, resaltan Aragón, Murcia y Navarra, con medias de 1.853 h, 1.830 h y 1.819 horas equivalentes respectivamente (Dirección de Energía Eléctrica. CNMC. Diciembre, 2013).

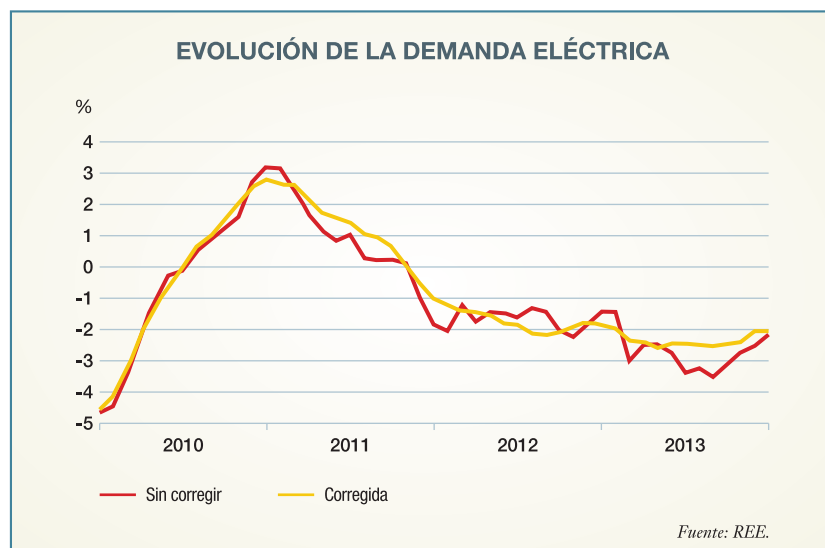




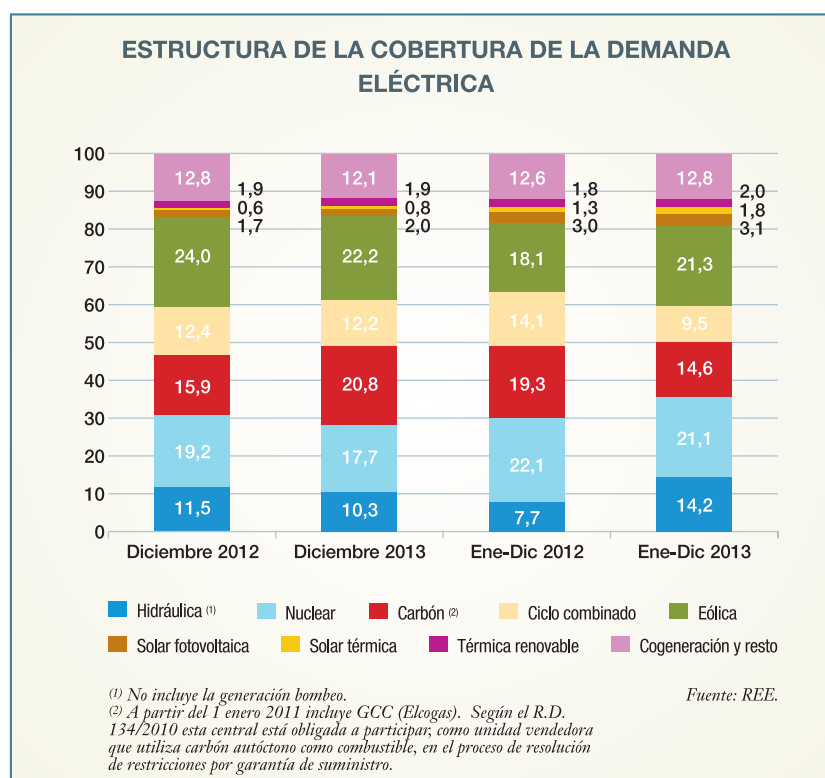
En 2013 sigue la bajada de demanda eléctrica en un 1,5% con respecto a 2012

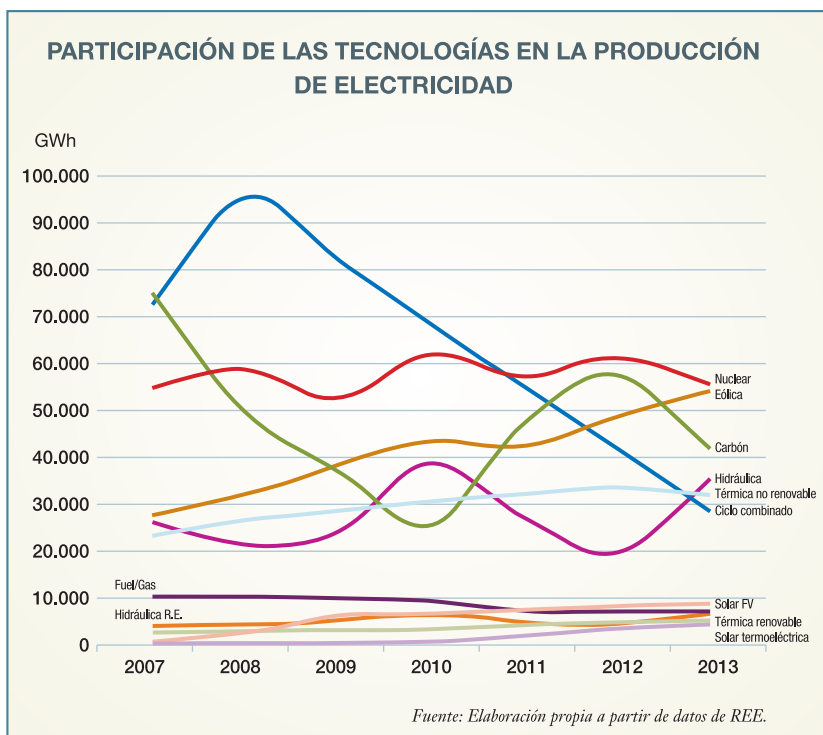
4.2 La producción de energía fotovoltaica en comparación con la producción total del sistema eléctrico

Según datos de REE y CNMC, en 2013 sigue la tendencia bajista de la demanda iniciada en 2008. Durante el pasado año se demandaron 246 TWh eléctricos, lo que supone una reducción del 2,3% respecto a 2012. A su vez, en este año se redujo un 1,5% respecto al 2012.



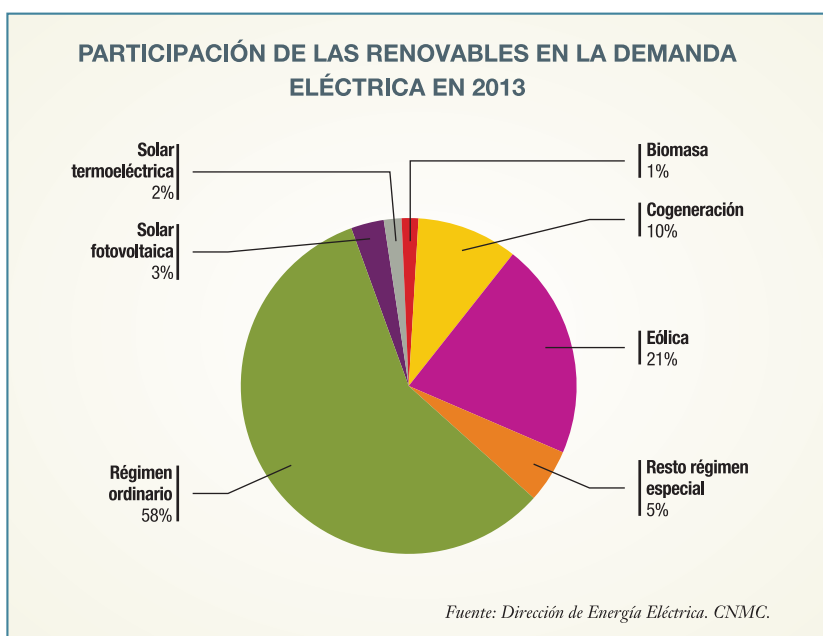
Con respecto al año anterior, se produce un aumento de la producción del Régimen Especial frente a una disminución de la producción del Régimen Ordinario. Destaca el caso del carbón, cuya participación en la demanda ha ido en continuo aumento desde 2010 hasta 2012, decreciendo en 2013 a valores de 2011.





Cabe destacar la gran variación que se ha visto en la producción proveniente de las tecnologías de mayor potencia instalada, por ejemplo, los ciclos combinados, carbón, gran hidráulica (aunque esta tecnología está sujeta a la variabilidad del año hidrológico) y eólica. Como consecuencia del gran incremento de la producción eólica ha disminuido las horas de trabajo de los ciclos combinados.

Sumando la producción de la Hidráulica del Régimen Ordinario y la total del Régimen Especial, la producción de electricidad de las energías limpias (renovables y no renovables del Régimen Especial) asciende a poco más del 42% sobre el total de la producción eléctrica anual en 2013. Esto supone un aumento del 10% respecto a 2010.



En cuanto a la cobertura de la demanda eléctrica por parte de las energías renovables, se puede apreciar un aumento en 2013. Teniendo en cuenta que la cogeneración a excepción de la que se utiliza biocombustible, proviene de combustibles fósiles en casi el 100%; se puede estimar que la generación de energía eléctrica por medio de renovables ronda el 32%. La tecnología fotovoltaica aporta un 3% del total, similar al año 2012.

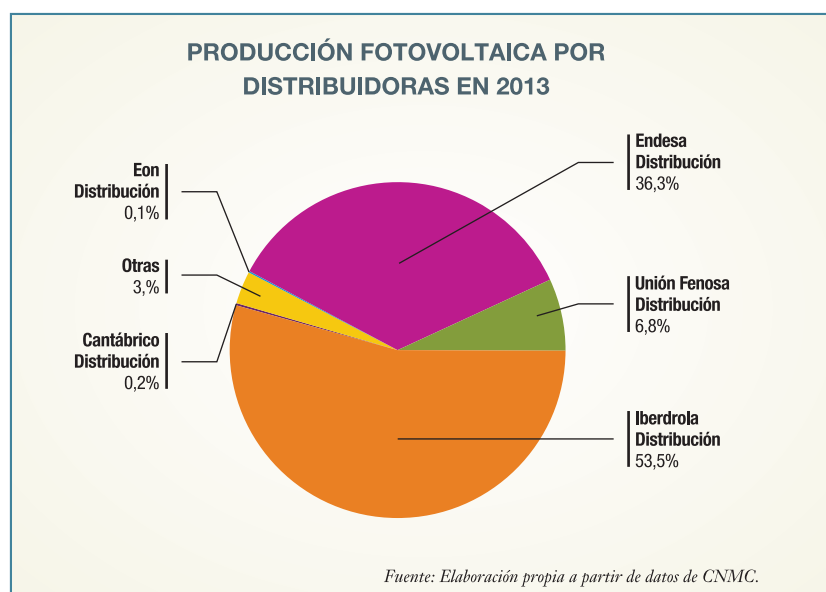


En 2013 aumentó la electricidad consumida de fuentes renovables

4.3 Reparto de la producción fotovoltaica entre las empresas de distribución

El reparto de la producción fotovoltaica apenas ha variado este último año. Iberdrola distribuye la mayoría de la energía fotovoltaica; Endesa es la segunda distribuidora en términos de energía, a mucha distancia de Fenosa, EON Distribución, Cantábrico Distribución y otras muchas más pequeñas.

Durante el año 2013 el sector fotovoltaico obtuvo una retribución total de 2.928 millones de euros, de los cuales 2.561 millones provinieron de la prima equivalente. En el año 2012 esta retribución ascendió a 3.009 millones, con una la prima equivalente de 2.615.



MARCO REGULATORIO

1. NORMATIVA COMUNITARIA: PREPARANDO EL NUEVO MARCO COMUNITARIO DE APOYO A LAS RENOVABLES

2013 fue un año de transición en el que la Comisión Europea tenía el claro objetivo de avanzar en la homogeneización de los sistemas de promoción de las energías renovables de cara a los objetivos 2030. Cabe recordar que el fomento de las energías renovables está recogido explícitamente por el Tratado de Lisboa, la norma básica por la que se organiza la Unión Europea, y supone, por lo tanto, uno de los objetivos prioritarios para la Comisión Europea.

A lo largo de las comunicaciones publicadas en 2013, la Comisión Europea reconoce que el sustancial desarrollo logrado por el conjunto de tecnologías renovables a lo largo de las últimas décadas para poder alcanzar la paridad de costes con el resto de las tecnologías, no se ha visto complementado por la eliminación de restricciones en los diferentes mercados energéticos para el pleno desarrollo de las mismas.

El énfasis que la Comisión Europea ha establecido para generar reglas comunes, o al menos restringir el número de diferentes sistemas de incentivos, supone un reconocimiento implícito tanto por las capacidades competitivas de las tecnologías renovables como de su relevancia en los principales mercados europeos.

Por esta razón, las comunicaciones emitidas en 2013 tienen dos objetivos: dar cobertura a la existencia de los sistemas de apoyo en tanto que no se eliminan las restricciones de mercado a la desarrollo de las tecnologías





La Comisión Europea quiere evitar cambios regulatorios que erosionen las expectativas de los inversores

fotovoltaicas y tratan de homogeneizar dichos mecanismos de apoyo para permitir una mayor transparencia y competencia entre los diferentes agentes europeos. En concreto en 2013 se publicaron las siguientes comunicaciones:

Guía de Mejores prácticas para la promoción de las tecnologías renovables SWD(2013)

La Comisión Europea publicó el 05/01/2013 una comunicación sobre un documento de trabajo denominado “Guía de Mejores prácticas para la promoción de las tecnologías renovables”.

El punto de partida es el reconocimiento por parte de la Comisión Europea de que los mecanismos de mercado no ofrecen señales suficientes para alcanzar niveles óptimos de inversión en renovables. Por otro lado, se reconoce que los primeros instrumentos de apoyo diseñados para cubrir este fallo del mercado no funcionan adecuadamente cuando las tecnologías renovables copan una parte significativa del mix eléctrico.

Para la Comisión estos dos factores hacen necesario el desarrollo de una reforma de los instrumentos de apoyo actualizándolos al desarrollo actual de la tecnología. El documento ofrece una descripción de los diferentes instrumentos desarrollados por los Estados Miembros, y ofrece su valoración de cuáles son las mejores prácticas tanto en diseño de nuevos instrumentos de apoyo como en cómo realizar el proceso de reforma de los mismos. Los instrumentos son considerados en función de unos parámetros entre los que cabe destacar los siguientes:

- ✓ Deben realizar compromisos de largo plazo y estables en el apoyo a las renovables.
- ✓ Deben establecer mecanismos de flexibilidad de los instrumentos ante evoluciones de la tecnología.
- ✓ Deben comprometerse a evitar cambios regulatorios que alteren el retorno de la inversión y erosionen las expectativas legítimas de los inversores.

En opinión de la Comisión, el sistema más eficiente es la combinación de un sistema de subastas junto con un sistema de apoyo mediante “primas Premium” (precio de mercado + prima complementaria).

La comunicación de la comisión: Guías para las ayudas de estado para medio ambiente y energía 2014-2020 {SWD(2014) 139} y {SWD(2014) 140}

El 9 de abril de 2014, la Comisión publicó sus *Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020*. Pese a no ser legislación propiamente dicha, supone el referente interpretativo que la Comisión Europea usará para validar los sistemas de apoyo a las renovables que pongan en marcha los Estados Miembros durante el periodo 2014-2020. La Comisión se apoya en las capacidades que derivan del artículo 107 del Tratado de la Unión que prohíbe las ayudas de Estado, salvo contadas excepciones como los objetivos energéticos para 2020 y 2030, en el espacio jurídico de la UE, para dar respaldo jurídico al documento publicado.

Existe además la intención por parte de la Comisión de armonizar los sistemas de apoyo a las tecnologías renovables, a la eficiencia energética o, incluso, a la captura de CO₂.

Las guías aprobadas por la Comisión y redactadas por la Dirección General de Competencia establecen criterios más exigentes en función de tamaño de la planta a la que aplicará el sistema de apoyo. De esta manera los Estados Miembros tendrán mayor libertad para seguir apoyando el desarrollo de las plantas renovables más pequeñas (< 500 kW) como prefieran. Sin embargo para las plantas más grandes (> 1 MW) los Estados miembros deberán establecer obligatoriamente sistemas de licitación mediante un sistema de subasta tecnológicamente neutral.

Las guías publicadas no afectan a los sistemas de apoyo existentes antes de su aprobación durante el periodo de tiempo de vida jurídica de la normativa (máximo 10 años). Sin embargo, las condiciones impuestas por las nuevas guías se aplicaran si un Estado Miembro pretende extender el sistema de ayudas o modificarlo, bien libremente u obligado por alguna deficiencia jurídica de dicha norma. Estos casos deberán cumplir con las guías aprobadas.

Comunicación de la Comisión Europea relativa a objetivos para 2030 en materia de clima y energía

El 22 de enero de 2014, la Comisión Europea presentó una comunicación en la que detalla su propuesta de objetivos para 2030 en materia de clima y energía en favor de una economía competitiva, segura y baja en carbono en la UE.

Se trata de un primer documento que debe servir de base para la negociación y toma en decisión consensuada con el Parlamento Europeo y el Consejo Europeo. Negociaciones que se desarrollarán a lo largo del 2º semestre del 2014 toda vez que se defina una nueva Comisión Europea y nuevo Parlamento Europeo.

El origen de esta comunicación hay que buscarla en las necesidades del sector energético para poder acometer sus decisiones de inversión. Por esta razón, al extender los objetivos hasta 2030 se pretende ofrecer un horizonte de certeza normativa lo más extenso posible. Partiendo de la Hoja de Ruta de la Comisión para la energía y para una economía competitiva y baja en carbono en 2050, y como continuación del paquete de medidas sobre el clima y la energía para 2020 (el llamado objetivos 20-20-20), la Comisión presenta un marco político para 2030 que es una continuación del Libro Verde de la Comisión de marzo de 2013.

La Comisión propone como pilares del nuevo marco de la UE en materia de clima y energía para 2030:

- ✓ Una reducción del 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) con respecto a los niveles de 1990.
- ✓ Un objetivo vinculante a escala de la UE de al menos un 27% de energías renovables (sin compromisos vinculantes a los Estados Miembros).
- ✓ Si bien no consigna objetivos definidos en materia de Eficiencia Energética, la Comisión propone mejorar la normativa y evaluación



**Los objetivos
2030 son
insuficientes
para el desarrollo
del potencial
de las energías
renovables**

de la eficiencia energética. Como primer paso de este compromiso propone reforzar las políticas comunitarias de eficiencia energética mediante una nueva Directiva.

- ✓ Reforma del Sistema de Comercio de Emisiones (EU ETS) a través de una reserva de estabilidad para asegurar mayor estabilidad y relevancia al precio del CO₂. De esta manera el futuro EU ETS debe servir para fomentar las inversiones de bajas emisiones en el escenario post 2020.
- ✓ El nuevo marco debe desarrollarse tratando de desarrollar unos precios energéticos los más eficientes posibles.

La Comisión Europea mantiene la estrategia para construir una economía europea sostenible, menos dependiente, generadora de empleo y eficiente mediante un aumento de la eficiencia energética y una mayor aportación de las energías limpias.

Se trata de un compromiso que aporta estabilidad y previsibilidad para adoptar las decisiones de inversión y debe ser valorado positivamente.

La Comisión Europea destaca los beneficios que los objetivos para 2020 están generando. Por ejemplo reconoce que la mayor aportación de las energías renovables está ayudando a contener el precio de la electricidad en los mercados mayoristas.

Los objetivos propuestos son insuficientes para permitir el necesario desarrollo del sector renovable en todo su potencial. Es de esperar que en las futuras negociaciones se mejoren estos objetivos. En cualquier caso, se debe reconocer que la propuesta aporta la estabilidad y la previsibilidad necesarias para adoptar las decisiones de inversión a largo plazo.

A lo largo de 2014 se han ido centrando las posiciones de los Estados Miembros y al cierre de este informe aún no se han elevado los objetivos definitivos para 2030.



HOLTROP^{SLP}

TRANSACTION & BUSINESS LAW

NUESTRA DEFENSA LEGAL es a PRECIO CERRADO y con todas las posibles vías e INSTANCIAS INCLUIDAS. AI REPARTIRSE los COSTES entre los más de 640MW de potencia renovable que ya representamos, el PRECIO INDIVIDUAL es más REDUCIDO.

El DÍA 30 de NOVIEMBRE FINALIZA el PLAZO para la AUTOLIQUIDACIÓN de IMPUESTO ELÉCTRICO.

Para impugnar el impuesto eléctrico es necesario presentar una solicitud de devolución de ingresos indebidos, y en su caso reclamar esta devolución en vía económico-administrativa y posteriormente, si fuera preciso, en vía contenciosa.

Nuestra defensa contra el impuesto eléctrico y los otros recortes a las energías renovables en España apuesta por acudir a la Justicia Europea. Lo hacemos denunciando a España ante la Comisión Europea, y solicitando el planteamiento de cuestiones prejudiciales de Derecho Europeo en los Tribunales Españoles.

Para más información puede llamarnos en 93 519 33 93
o enviarnos un correo a info@holtropslp.com

Infórmese en nuestra web www.holtropblog.com
sobre la evolución de estos litigios y otros, como por ejemplo
las cancelaciones de RRRE que la administración está iniciando ahora.



2. NORMATIVA NACIONAL: DEMASIADAS ALFORJAS PARA ESTE VIAJE

Durante el año 2013 el sector eléctrico español ha sufrido su más profunda transformación desde el año 1997. Hasta la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, la arquitectura del mercado eléctrico se basaba en empresas verticalmente integradas, que ejercían monopolio en las distintas regiones españolas y una fuerte intervención estatal. Con su aprobación se inició el proceso de liberalización del mercado eléctrico nacional. El desarrollo de esta ley no ha permitido alcanzar la mayoría de los objetivos que se propuso y, 17 años más tarde, podemos concluir que aun está pendiente una reforma que permita el desarrollo de un mercado eléctrico abierto, competitivo y adecuado a los retos a los que se enfrenta la economía española en este inicio del siglo.

La ley 54/1997 se vio desbordada por los acontecimientos casi desde el inicio de su andadura. A lo largo de su vida fue retocada en innumerables ocasiones, siempre reaccionado a los sucesivos descosidos que se producían.

Era una petición generalizada, no sólo por los representantes del sector eléctrico sino por actores calificados de la economía nacional, que el marco normativo derivado de la Ley 54/1997 era insuficiente y que se hacía necesaria una nueva ley del Sector Eléctrico.

El actual Gobierno tras acudir a la estrategia utilizada por otros ejecutivos en el pasado, es decir, la aplicación de reformas parciales de la Ley, asumió a principio de 2013 las tesis reformistas y decidió desarrollar un marco regulatorio nuevo para el sector eléctrico. Lo que sin duda era una necesidad insatisfecha para el sector se ha convertido en una oportunidad perdida ya que la Ley 24/2013 aprobada por el Gobierno con prisas y sin diálogo no es más que un nuevo parche en vez del vestido nuevo que necesitaba el mercado eléctrico español.

Esta oportunidad perdida para el sector fotovoltaico ha derivado en un nuevo atropello porque en vez de corregir los recortes que se habían levantado desde 2010, la nueva Ley provoca nuevas trabas que ponen en riesgo la viabilidad de los proyectos presentes y condicionan el desarrollo de una industria que debería ser referente de la malograda Marca España.

Imposición, prisas y silencio

En 2013 se aprobaron tres leyes y dos Reales Decretos Ley que afectaban directamente al sistema eléctrico, junto con los innumerables borradores, la escasa voluntad de diálogo, la falta absoluta de transparencia y la lentitud en el impulso de los necesarios desarrollos normativos, ha provocado que nos encontremos ante una situación de inseguridad jurídica sin precedentes.

Sirva de ejemplo de la improvisación e imprevisibilidad, la corta vida de la Ley 15/2013, aprobada el 17 de octubre, por la que concedía un crédito extraordinario a cuenta de los Presupuestos Generales del Estado por importe de 2.200 M€ para estabilizar el déficit del sistema eléctrico. Esta ley fue derogada poco más de un mes más tarde mediante una enmienda en el Senado, con el Ministro de viaje y traicionando el propósito único de la reforma impuesta por el Gobierno.

En definitiva no ha sido un año fácil para saber cuál era el marco vigente en cada momento. Por esta razón se hace necesario un resumen cronológico para clarificar el año regulatorio.

Real Decreto Ley 2/2013

El 1 de febrero el Gobierno aprobó el Real Decreto Ley 2/2013 de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero. Entre las medidas urgentes se introducía una nueva modificación restrictiva a la remuneración del régimen especial de generación. La medida consistía en que las primas no se van a actualizar conforme al IPC, como marcaba la ley, sino en función de un nuevo indicador que generaba una actualización de las primas muy por debajo del coste de la vida. En definitiva una forma de erosionar el incentivo hasta hacerlo irrelevante. Este RDL fue convalidado por el Congreso de los Diputados mediante resolución el 14 de febrero.

Ley 3/2013

El 4 de junio, mediante la Ley 3/2013 el Gobierno aprueba la creación de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia que suponía la fusión de varios organismos reguladores bajo una única entidad, la asunción de una parte de las competencias de la Comisión Nacional de la Energía y la desaparición de esta última. España adoptó el sistema de reguladores independientes más por imposición que por devoción. Esto ha provocado que dichos organismos siempre hayan estado muy controlados por el poder político. Esta crítica también es asumible si se analiza la vida de la CNE. Sin embargo, en comparación con la nueva entidad definida por este Gobierno la extinta Comisión de la Energía era un dechado de independencia y virtud técnica. Aprovechando la corriente de reducción de gasto público el nuevo ente que debe velar por la independencia y la competencia en el sistema eléctrico tiene menos competencias, está más controlado por el Gobierno y sus órganos de gobierno tienen un menor conocimiento de las particularidades de nuestro mercado. En definitiva la Comisión Nacional de Mercados y Competencia es una versión menor y domesticada de lo que debería ser un organismo regulador homologable en el ámbito europeo.

Real Decreto Ley 9/2013

Hasta ese momento la actividad regulatoria del Gobierno no se apartaba de los cauces habituales incluso con la limitación de competencias al organismo regulador supuestamente independiente.

A partir del mes de julio se abrió una nueva etapa disruptiva con la aprobación del Real Decreto Ley 9/2013 12 de julio, por el que se adoptaban medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. En esencia se trata de una enmienda a la totalidad al marco normativo vigente, la Ley 54/2013, mediante un instrumento inapropiado y que no permite el necesario debate ante el calado de la reforma. Para el sector renovable en general y el fotovoltaico en concreto supone una norma fundamental ya que modifica el sistema de retribución de las plantas existentes carácter retroactivo eliminando de facto el sistema vigente hasta su publicación.



La Ley 24/2013 es una oportunidad perdida que no ha corregido los fallos del mercado eléctrico

Cabe recordar que se trata de un sistema que la extinta Comisión Nacional de la Energía calificó como novedoso, pues no tiene reflejo en la UE y necesariamente debe desarrollarse mediante unos parámetros difíciles de concretar y cuantificar, sobre todo para la multiplicidad de instalaciones fotovoltaicas existentes. Cuestión esta que se ha visto corroborada por los distintos borradores de la futura Orden Ministerial de Estándares que ha remitido el Gobierno a la CNMC y Consejo de Estado.

Se trata de un sistema retroactivo, al redefinir los flujos de ingresos de las plantas existentes como si la regulación previa nunca hubiese existido, y profundamente intervencionista, al decidir el Gobierno de forma arbitraria los costes de inversión y operación que corresponden a cada instalación existente. De esta forma se antepone un cálculo teórico a los verdaderos costes que debió enfrentar el inversor.

Y si perjudicial son las repercusiones del nuevo sistema impuesto, sólo puede ser definido como tóxico la falta de voluntad del Gobierno a desarrollar dicha norma. Desde su aprobación las plantas fueron enviadas a una forma de limbo jurídico a la espera de la publicación del Real Decreto de Renovables. Cuestión esta que duró prácticamente un año, algo ilógico en cualquier país civilizado y que está generando un gran estrés a las plantas existentes durante el segundo semestre de 2014.

Ley 15/2013

Dentro de los compromisos adquiridos por el Gobierno para compromisos para dar estabilidad al sistema eléctrico, existía la posibilidad de financiar parte de potencial desequilibrio en 2013 mediante un crédito cuyos fondos saldrían de los Presupuestos Generales del Estado.

Se consideró que toda vez los ingresos derivados de los peajes eléctricos y los ingresos extraordinarios derivados de la Ley 15/2012 eran insuficientes para financiar el conjunto de costes reconocidos del sistema y dado que la solución mediante un nuevo incremento de los peajes de acceso penalizaría a las economías domésticas y los costes de las empresas, el Gobierno optó por la cubrir hasta 2.200 M€ mediante Presupuestos Generales del Estado financiados mediante un crédito extraordinario.

Sin embargo, esta ley fue rápidamente derogada a través de una enmienda presentada por el Grupo Popular en el Senado. De tal manera que la mayor parte del déficit generado por el sistema eléctrico en 2013 se debe al incumplimiento por parte del Gobierno de sus compromisos para dar estabilidad al sistema eléctrico, por lo que técnicamente sería el principal responsable de la generación de este desequilibrio.

Ley 24/2013 del Sector Eléctrico

El Gobierno no pareció del todo contento con el terremoto provocado por el Real Decreto Ley y decidió iniciar la tramitación de una nueva ley del Sector Eléctrico. Esta decisión condicionó una buena parte de la actividad de UNEF la segunda parte del año 2013 al tener que analizar y valorar los diferentes textos, borradores y rumores que surgían relacionados con la Ley. Una parte de los trabajos concluyeron con la aprobación el 26 de diciembre de 2013 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.

En lo que concierne al sector fotovoltaico la valoración es muy crítica. Por un lado perpetúa el sistema de incentivos a las renovables del RDL 9/2013, ya valorado anteriormente, y desincentiva el desarrollo de los proyectos de autoconsumo.

La ley 24/2013, del 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, es negativa para el desarrollo del autoconsumo en España. La redacción de la Ley sólo permite la forma más limitada de autoconsumo, el autoconsumo instantáneo, dejándonos a la zaga de las legislaciones europeas en este tema. De tal forma que la actual redacción modifica sustancialmente en marco jurídico del autoconsumo menoscabando los derechos adquiridos por aquellos consumidores que ya tenían alguna instalación de autoconsumo e impidiendo normativamente el desarrollo futuro de esta tecnología.

El autoconsumidor conectado a la red, es decir que produce una parte de su energía y el resto lo recibe de la red como cualquier otro consumidor, contribuye a sufragar los costes del sistema como cualquier otro consumidor a través de los peajes de acceso incluidos en la factura la luz. Sin embargo, de forma discriminatoria el artículo 9 apartado 3, obliga además al autoconsumidor a contribuir de forma extraordinaria a sufragar los costes del sistema por la energía eléctrica que se produce y consume instantáneamente sin que salga en ningún momento del perímetro de la propiedad de consumidor.

Se trata de una norma injusta ya que para el sistema eléctrico el autoconsumo instantáneo tiene el mismo impacto que la sustitución de un electrodoméstico por otro más eficiente, en definitiva una reducción del consumo. Sin embargo, a los clientes que apagan sistemáticamente la luz o compran bombillas o electrodomésticos más eficientes no se les obliga a contribuir por la energía de menos que consumen.

Además, no existe diferencias conceptuales con la cogeneración industrial, que también se basa en generar una parte de sus consumos energéticos para ser más eficientes. Sin embargo la Ley 24/2013 excluye expresamente a las instalaciones de cogeneración de la obligación de contribuir a los costes del sistema por la energía que producen y consumen dentro del perímetro de su propiedad pese a que otra parte de su electricidad la siguen adquiriendo del sistema.

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio y la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio

Por la relevancia para nuestro sector debemos hacer mención a normas aprobadas en 2014 que desarrollaron la Ley 24/2013 en lo relativo al sistema de apoyo a las renovables. En concreto nos referimos al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y a la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Se trata en definitiva de los dos últimos pasos para consolidar una reforma que sólo busca la merma el ingreso total que perciben las instalaciones e incluso la desaparición de una parte de las mismas. Además procurara fomentar la ineficiencia y trata de esconder su carácter intervencionista y manipuleo, en una complejidad que lo aleja de lo que debe ser las mejores prácticas de políticas públicas.



El autoconsumidor ya contribuye al mantenimiento de la red como cualquier otro consumidor



Las críticas a estas normas se han ido publicando a través de los diferentes canales de comunicación que UNEF tiene con sus asociados y con la sociedad en su conjunto pero merece la pena recuperar en este informe anual alguna de las más importantes.

La extinta Comisión Nacional de la Energía calificó como novedoso, pues no tiene reflejo en la UE y necesariamente debe desarrollarse mediante unos parámetros difíciles de concretar y cuantificar, sobre todo para la multiplicidad de instalaciones fotovoltaica existentes. Cabe recordar que esta crítica se realizó en septiembre de 2013.

Pese a la desaparición de esta Comisión, o más bien su disolución en la más maleables Comisión Nacional de Mercados y Competencia, resulta una reflexión plenamente vigente porque los llamados costes estándar de las instalaciones tipo están mal calculados. Pese a los más de 1.400 las instalaciones tipo no recogen adecuadamente las plantas existentes.

Ello se debe a que los modelos utilizados para retribuir a las instalaciones parten de costes (tanto de inversión inicial como de explotación) sesgados y profundamente alejados de la realidad del sector. En términos generales el sector fotovoltaico verá como sus ingresos medios disminuirán más de un 30% respecto del momento inicial de la inversión, llegando en casos a disminuir un 53%. El perjuicio que los nuevos parámetros retributivos ocasionarán a los ingresos del sector fotovoltaico desembocará en la quiebra de una parte del sector.

Una prueba irrefutable de que los costes propuestos para las plantas tipo no coinciden con la realidad es que el Gobierno no quiere hacer público los informes que se pagaron a las consultoras Roland Berger y Boston Consulting Group. En este punto se deber recordar que para dotar de alguna verosimilitud a estos parámetros teóricos estimó necesario la contratación de las consultoras Roland Berger y Boston Consulting Group, con la intención de que presentaran la evidencia económica que sustentara dichos estándares. Que dichos informes no se han publicado hace pensar que no sólo no respaldan Orden Ministerial 1045/2014 sino que la vaciarían de sustento técnico-económico considerar no verosímiles las plantas tipo propuestas en dicha norma.



NUEVO MARCO RETRIBUTIVO: APLICACIÓN PRÁCTICA

Como ya se ha mencionado, el 10 de junio de 2014 se publicó el RD 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Más allá de la valoración de la norma conviene analizar el nuevo escenario retributivo que modifica drásticamente los ingresos de las instalaciones fotovoltaicas:

Sustituye la **tarifa regulada** que percibían las instalaciones del RD661/2007 y RD1578/2008 por un **régimen retributivo específico** formado por los siguientes conceptos:

1. **Retribución a la inversión por unidad de potencia (R_{inv}).** Este complemento tendrá por objeto compensar los costes de inversión que aún no hayan sido recuperados según la formulación del valor neto del activo y que no podrán ser recuperados mediante los ingresos de explotación para el periodo que le queda a la instalación hasta alcanzar la vida útil regulatoria.
2. **Retribución a la operación por unidad de energía generada (R_o).** Este complemento tiene por objeto cubrir los costes de explotación por unidad de energía generada que no son recuperados a través de la venta de energía en el mercado de producción eléctrico.

Al respecto de este último complemento, se establece un número de horas equivalentes de funcionamiento máximas para las cuales la instalación tiene derecho a percibir esta retribución a la operación.

Para las instalaciones fotovoltaicas anteriormente sujetas al RD661/2007 y RD1578, el término potencia está referido a la potencia nominal de las instalaciones y no a su potencia pico.

Efectivamente, la disposición transitoria primera del RD413/2014 establece que, para las instalaciones con derecho a percepción de régimen económi-



co primado a la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 9/2013, la potencia instalada tomará como valor el de la potencia nominal. Así pues, la norma no reconoce la potencia pico de las instalaciones, la cual es superior a la nominal, tal y como se explica a continuación.

El RD 661/2007 definía la potencia nominal de una instalación como la potencia nominal que tenía el convertidor de corriente continua a corriente alterna. Por tanto, si un convertidor tiene una potencia nominal de 100 Kw nominales (KW), la instalación sería considerada como una instalación de 100 KW nominales. A dicho convertidor se le conectaban un número de series de paneles fotovoltaicos según el diseño de la instalación. Los paneles fotovoltaicos tienen una potencia pico de generación (Wp) y la suma de toda la potencia pico de generación de todos los paneles conectados a un mismo convertidor define la potencia pico instalada en esta instalación. Por ejemplo, 530 paneles de 230 Wp conectados a un inversor implicaría una potencia pico instalada de 120,06 KWp. Los equipos convertidores tienen una tolerancia de potencia pico que se le puede conectar que puede llegar hasta alrededor de los 130 KWp en función de la marca del equipo (es decir un 30% superior a la potencia nominal).

Lo cierto es que la potencia pico de las instalaciones no es un concepto desconocido por parte de la administración. De hecho, la potencia pico instalado se definía en el proyecto de ingeniería que había de ser presentado y validado por los departamentos de energía de cada Comunidad autónoma para la obtención del Registro de Instalaciones de Producción eléctrica en Régimen Especial (RIPRE) definitivo y previo a su conexión a la red.

El reconocimiento de la potencia nominal de las instalaciones en detrimento de la potencia pico es crítico a la hora de retribuir la tecnología fotovoltaica. Más del 75% de la retribución que percibirán las instalaciones fotovoltaicas procede de la “retribución a la inversión”, parámetro que, como hemos indicado anteriormente retribuye la potencia instalada. De forma que, al retribuir la potencia nominal, el régimen retributivo puede estar obviando hasta un 30% de la retribución a la inversión que podría percibir la planta.

El régimen retributivo específico (R_{inv} y R_o) se define para una instalación tipo que será la que se asigna a cada instalación reales en función de sus características (antigüedad, régimen económico anterior, etc.). La Orden IET 1045/2014 establece, para la tecnología fotovoltaica 578 instalaciones tipo.

Una de las variables críticas a la hora de caracterizar una instalación fotovoltaica es la potencia unitaria de la misma o la potencia del conjunto de instalaciones a la que pertenezca. En este sentido se considera que una instalación fotovoltaica pertenece a un conjunto de instalaciones cuando se cumplan los siguientes requisitos:

- i. Que se conecten en un mismo punto de la red de distribución o transporte, considerando un único punto de la red de distribución o transporte, una subestación o un centro de transformación, o dispongan de línea o transformador de evacuación común o que se encuentren en una misma referencia catastral, considerada ésta por sus primeros 14 dígitos.
- ii. Que la diferencia entre sus fechas de inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica no sea superior a 36 meses.

- iii. En el caso de cumplirse los criterios 1.º y 2.º, cuando una instalación acredite que no existe continuidad entre ella y ninguna de las instalaciones que satisfacen dichos criterios, se considerará la potencia instalada unitaria de dicha instalación y no la potencia del conjunto de instalaciones. A estos efectos, se entiende que existe continuidad entre dos instalaciones, en el caso del subgrupo b.2.1, cuando la distancia entre alguno de los aerogeneradores de distintas instalaciones sea inferior a 2.000 m, y en el caso de los subgrupos b.1.1 y b.1.2, cuando cualquiera de los elementos físicos o edificaciones de distintas instalaciones disten menos de 500 metros.

A la hora de caracterizar una instalación dentro de un conjunto de instalaciones no se tienen en cuenta parámetros puramente mercantiles como pudieran ser la similitud entre titulares o personas vinculadas entre las plantas, si todas las instalaciones fueron construidas por la misma empresa o si se emplearon los mismos módulos fotovoltaicos. Todo ello podría implicar que, instalaciones independientes puedan ser consideradas como un único conjunto.

El régimen retributivo específico de la instalación tipo se calculará en base a una serie de parámetros retributivos, siendo los más relevantes los siguientes:

- (i) valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo,
- (ii) estimación del precio de mercado diario e intradiario,
- (iii) número de horas de funcionamiento para la instalación tipo,
- (iv) estimación del ingreso futuro por la participación en el mercado de producción,
- (v) ayudas públicas percibidas por la instalación,
- (vi) estimación del coste futuro de explotación,
- (vii) tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable,
- (viii) coeficiente de ajuste de la instalación tipo y (i) valor neto del activo.

En ningún caso se tendrán en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español y en todo caso, los costes e inversiones deberán responder exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

El régimen retributivo específico se devengará durante toda la vida útil de las instalaciones

A los efectos de cuantificación del régimen retributivo específico se **establecen periodos y semiperiodos regulatorios**. Los periodos regulatorios serán consecutivos y tendrán una duración de seis años. Cada periodo regulatorio se dividirá en dos semiperiodos regulatorios de tres años

Al finalizar cada periodo regulatorio se podrán modificar todos los valores (incluida la tasa de rentabilidad razonable) que permiten cuantificarlos parámetros retributivos (con excepción de la vida útil regulatoria y el valor estándar de la inversión inicial).

Asimismo, al finalizar cada semiperiodo regulatorio también se podrán revisar las estimaciones de ingresos estándar de las instalaciones tipo por la venta de la energía valorada al precio del mercado y los parámetros retributivos directamente relacionados con esta.



Al finalizar cada período regulatorio se podrán modificar prácticamente todos los valores



La posibilidad de que el regulador pueda modificar la “tasa razonable” cada 6 años, impide los contratos a largo plazo

Se introduce el concepto de rentabilidad razonable que servirá para retribuir a las instalaciones de producción de energía eléctrica. En concreto, la retribución a la inversión y a la operación serán tales que permitan a las tecnologías renovables obtener una rentabilidad razonable por referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable.

El valor sobre el que girará la rentabilidad razonable de las instalaciones tipo se calculará como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio del periodo regulatorio incrementada en un diferencial.

Llegados a este punto conviene recalcar que el Real Decreto 413/2014 establece que **cada 6 años se revisará el valor sobre el que gira la rentabilidad razonable**. Concretamente, la norma establece que antes del 1 de enero del último año del periodo regulatorio correspondiente se elevará un anteproyecto de ley en el que se recogerá una propuesta del valor que tomará la rentabilidad razonable.

En la medida en que, tal y como hemos comentado antes, el importe del régimen retributivo específico está directamente vinculado al concepto de rentabilidad razonable **cualquier modificación de esta afectará a los ingresos futuros de las instalaciones**.

Efectivamente, puesto que la tasa de rentabilidad razonable hace referencia a toda la vida regulatoria de una instalación, de forma que, si en un futuro se modifica esta tasa de rentabilidad razonable los ingresos futuros habrán actualizar los ingresos que se generaron hasta esta modificación al objeto de que el conjunto total de ingresos sea tal que permita obtener esta nueva tasa de rentabilidad razonable.

Si bien, este aspecto no está incluido como un apartado específico de nuestro informe, conviene aclarar que la potestad que se irroga el legislador para modificar cada 6 años el valor de la tasa razonable introduce en el sistema una variable de incertidumbre que dificulta aún más la gestión eficiente de la empresa puesto que impide la celebración de contratos o acuerdos a largo plazo por la indefinición del escenario al que habrá de enfrentarse la instalación cada 6 años.

El 16 de junio de 2014, se aprobó la Orden IET 1045/2014 por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. Esta orden tiene como objetivo principal definir las instalaciones tipo de las distintas tecnologías y cuantificar los parámetros retributivos que serán de aplicación a estas instalaciones.

- i. La orden fija la equivalencia entre las categorías, grupos y subgrupos definidos con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, fijando para cada uno de estos las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes a efectos de la determinación del régimen retributivo aplicable. En lo que a la tecnología fotovoltaica refiere se definen 578 instalaciones tipo representativas de las más de 60.000 instalaciones con derecho a régimen retributivo específico.
- ii. Se establece la vida útil regulatoria de las instalaciones renovables. En el caso de la fotovoltaica esta se sitúa en 30 años.
- iii. Se define los parámetros Retributivos (R_{inv} o R_o) que resultarán de aplicación durante los ejercicios 2014, 2015 y 2016, así como los relativos al

periodo comprendido entre el 14 de julio y el 31 de diciembre de 2013.

- iv. Para el establecimiento de estos parámetros retributivos se establecen una serie de hipótesis de cálculo.
- v. La orden cuantifica el concepto de rentabilidad razonable estableciéndolo en el 7,398% que servirá para retribuir a las instalaciones de producción de energía eléctrica. En concreto, la retribución a la inversión y a la operación serán tales que permitan a las tecnologías renovables obtener una rentabilidad razonable por referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable.

Finalmente, el 27 de diciembre de 2014 se publicó la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico que entre otros aspectos modificó la relación de los agentes del sector eléctrico ante los desequilibrios entre ingresos y gastos (déficit de tarifa).

La nueva redacción establece que los desajustes de déficit de ingresos que puedan producirse en un ejercicio habrán de ser financiados por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen. A estos efectos se considerarán sujetos del sistema de liquidaciones a aquellos que reciben la liquidación de su retribución con cargo a las diferentes partidas de costes del sistema, tanto directamente como a través del operador del sistema o de los distribuidores. Es decir, los productores de energía por tecnología fotovoltaica habrán de soportar las desviaciones de ingresos y gastos en la misma medida que el resto de los agentes.

Estos sujetos tendrán derecho a recuperar las aportaciones por desajuste que se deriven de la liquidación de cierre, en las liquidaciones correspondientes a los cinco años siguientes al ejercicio en que se hubiera producido dicho desajuste temporal. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado.

En lo que a la cuantía máxima del desajuste entre ingresos y gastos, la Ley establece que en caso de que se produjera un desajuste por déficit de ingresos en un ejercicio, su cuantía no podrá superar el 2 por ciento de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio.

Adicionalmente, la deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores no podrá superar el 5 por ciento de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio.

1. APLICACIÓN PRÁCTICA DE LA NUEVA FÓRMULA RETRIBUTIVA

La nueva regulación modifica sustancialmente cómo funciona la percepción de los sistemas de incentivo por parte de las instalaciones existentes y aquellas que en el futuro se aprobaran con derecho a percepción de sistema de apoyo ¿Cómo se calcula la nueva retribución? A continuación repasamos paso a paso la fórmula establecida por la Ley 24/2013 y su posterior desarrollo normativo mediante la RD 661/2014 y OM 1045/2014.

El nuevo sistema establece tres componentes que deben permitir a una instalación tipo recuperar los costes y obtener una retribución por la inversión. En concreto la fórmula se establece como:



**Retribución específica por unidad de potencia (R.inv) +
Retribución específica por energía producida (Ro) +
ingresos por energía vendida en el mercado**

$$R_{inv} (\text{€/MW}) + R_o (\text{€/MWh}) + \text{POOL} (\text{€/MWh})$$

Conviene detenerse en analizar cómo se calculan cada una de estos componentes.

¿Cómo se calcula la retribución a la inversión?

Siempre recordando que los cálculos se realizan sobre las instalaciones tipo. Para calcular el valor de retribución a la inversión de la instalación tipo por unidad de potencia se calculará de forma que se compense los costes de inversión que aún no hayan sido recuperado.

La retribución a la inversión hay que calcularla en dos partes. En primer lugar la retribución para el primer semiperiodo y en segundo lugar para el segundo y sucesivos.

Cálculo del R_{inv} para el 1º Semiperiodo

$$R_{inv,j,a} = C_{j,a} \cdot VNA_{j,a} \cdot \frac{t_j \cdot (1+t_j)^{VR_j}}{(1+t_j)^{VR_j} - 1}$$

$$VNA_{1,a} = \left[VI_a(1+t)^{p-a-1} - \sum_{i=a+1}^{p-1} (Ing_i - Cexp_i)(1+t)^{p-i-1} \right]$$

$$C_{1,a} = \frac{VNA_{1,a} - \sum_{i=p}^{a+VU} \frac{Ing_{fi} - Cexp_{fi}}{(1+t)^{i-p+1}}}{VNA_{1,a}}$$

El coeficiente de ajuste representa el tanto por uno de los costes de inversión de la instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de energía en el mercado

- **VNA_{j,a}**: Valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semiperiodo regulatorio «j», para la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a», expresada en €/MW. Para las instalaciones con autorización de explotación definitiva en el año a = p-1, se considerará que VNA_{j,a} = VI_a.
- **t_j**: Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable aplicable para el semiperiodo regulatorio "j", expresada en tanto por uno
- **VR_j**: Vida residual de la instalación tipo, entendida como el número de años que le faltan al inicio del semiperiodo regulatorio «j» a la instalación tipo para alcanzar su vida útil regulatoria
- **VI**: Valor de la inversión inicial de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año "a" por unidad de potencia, expresada en €/MW.
- **a**: Año de autorización de explotación definitiva de la instalación tipo
- **p**: 2014, como primer año completo del primer semiperiodo regulatorio
- **Ing_i**: Ingreso total medio por unidad de potencia percibido por la instalación tipo en el año i, para los años anteriores al 2014
- **Cexp_i**: Estimación del coste de explotación por unidad de potencia de la instalación tipo en el año i, para los años anteriores al 2014
- **t**: Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable
- **VU**: Vida útil regulatoria de la instalación tipo expresada en años
- **Ing_{fi}**: Estimación de los ingresos de explotación futuros por unidad de potencia que percibirá la instalación tipo en el año "i" hasta el fin de su vida útil regulatoria. Los ingresos de explotación incluirán los ingresos procedentes de la venta de la energía en el mercado y, en su caso, los ingresos derivados de la retribución a la operación y los ingresos regulados en los apartados 2 y 3 del artículo 24. Este valor se expresará en €/MW.
- **Cexp_{fi}**: Estimación del coste futuro de explotación, por unidad de potencia, de la instalación tipo en el año "i" hasta el fin de su vida útil regulatoria. Este valor se expresará en €/MW.

Cálculo del R_{inv} para el 2º Semiperiodo y subsiguientes

$$R_{inv,j,a} = C_{j,a} \cdot VNA_{j,a} \cdot \frac{t_j \cdot (1 + t_j)^{VR_j}}{(1 + t_j)^{VR_j} - 1}$$

$$VNA_{j,a} = \left| VNA_{j-1,a} (1 + t_{j-1})^{sm} - \sum_{i=p-sm}^{p-1} (Ing_{i,j-1} - Cexp_{i,j-1} - Vajdm_{i,j-1}) (1 + t_{j-1})^{p-i-1} \right|$$

• **VNA_{j-1,a}**: Valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semiperiodo regulatorio "j-1", para la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año "a", expresada en €/MW.

• **a**: Año de autorización de explotación definitiva de la instalación tipo

• **p**: Primer año del semiperiodo regulatorio "j".

• **Sm**: 3

• **t_{j-1}**: Tasa de actualización con la que se calcularon los parámetros retributivos en el semiperiodo regulatorio anterior "j-1".

• **Ing_{f,i,j-1}**: Estimación de los ingresos de explotación futuros de la instalación tipo que se consideró en el cálculo de los parámetros retributivos del semiperiodo "j-1" para el año "i", por unidad de potencia, expresado en €/MW.

• **Cexp_{i,j-1}**: Estimación del coste futuro de explotación de la instalación tipo que se consideró en el cálculo de los parámetros retributivos del semiperiodo "j-1" para el año "i", por unidad de potencia, expresado en €/MW.

• **Vajdm_{i,j-1}**: Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado en el año "i" del semiperiodo regulatorio "j-1" expresado en €/MW

$$C_{j,a} = \frac{VNA_{j,a} - \sum_{i=p}^{a+VU-1} \frac{Ing_{f,i} - Cexp_{f,i}}{(1 + t_j)^{i-p+1}}}{VNA_{j,a}}$$

El coeficiente de ajuste representa el tanto por uno de los costes de inversión de la instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de energía en el mercado

• **VU**: Vida útil regulatoria de la instalación tipo expresada en años

• **Ing_{f,i}**: Estimación de los ingresos de explotación futuros por unidad de potencia que percibirá la instalación tipo en el año "i" hasta el fin de su vida útil regulatoria. Los ingresos de explotación incluirán los ingresos procedentes de la venta de la energía en el mercado y, en su caso, los ingresos derivados de la retribución a la operación y los ingresos regulados en los apartados 2 y 3 del artículo 24. Este valor se expresará en €/MW.

• **Cexp_{f,i}**: Estimación del coste futuro de explotación, por unidad de potencia, de la instalación tipo en el año "i" hasta el fin de su vida útil regulatoria. Este valor se expresará en €/MW.

¿Cómo se calcula la retribución a la operación?

Por su parte el Ro se calcula como la diferencia entre el precio del pool menos los costes de explotación de la instalación tipo. Esto se debe a que la retribución a la operación tiene como objetivo permitir a la instalación tipo recuperar los costes no cubiertos por el precio de mercado.

Por último hay que recordar que los valores de retribución a la operación y los tipos de instalación a los que les resulta de aplicación pueden estar condicionados al establecimiento de un número de horas máximas de funcionamiento que podrán beneficiarse de dicha retribución a la operación.

Los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo (R_{inv} y R_o) están condicionados al cumplimiento con un número de horas de funcionamiento mínimo. Se establecen dos límites de horas mínimas de funcionamiento. De esta manera si una instalación dada no consigue producir un número de horas anuales por encima del primer umbral, el sistema reducirá el volumen de retribución al que tiene derecho. Si dicha instalación no llega a producir por encima del segundo umbral, perderá el derecho a retribución específica.

¿Cómo se calcula el precio del pool?

El tercer componente de la fórmula es el más fácil de describir. Las instalaciones cobrarán del mercado por el total de horas producción a precio de mercado.

Tan sólo recordar que la retribución a la operación se establece como un complemento al precio de mercado. Por lo tanto al cabo de cada semiperiodo se debe realizar un análisis de cuál ha sido el comportamiento real de precio de mercado durante el semiperiodo. Si dicho comportamiento se aleja



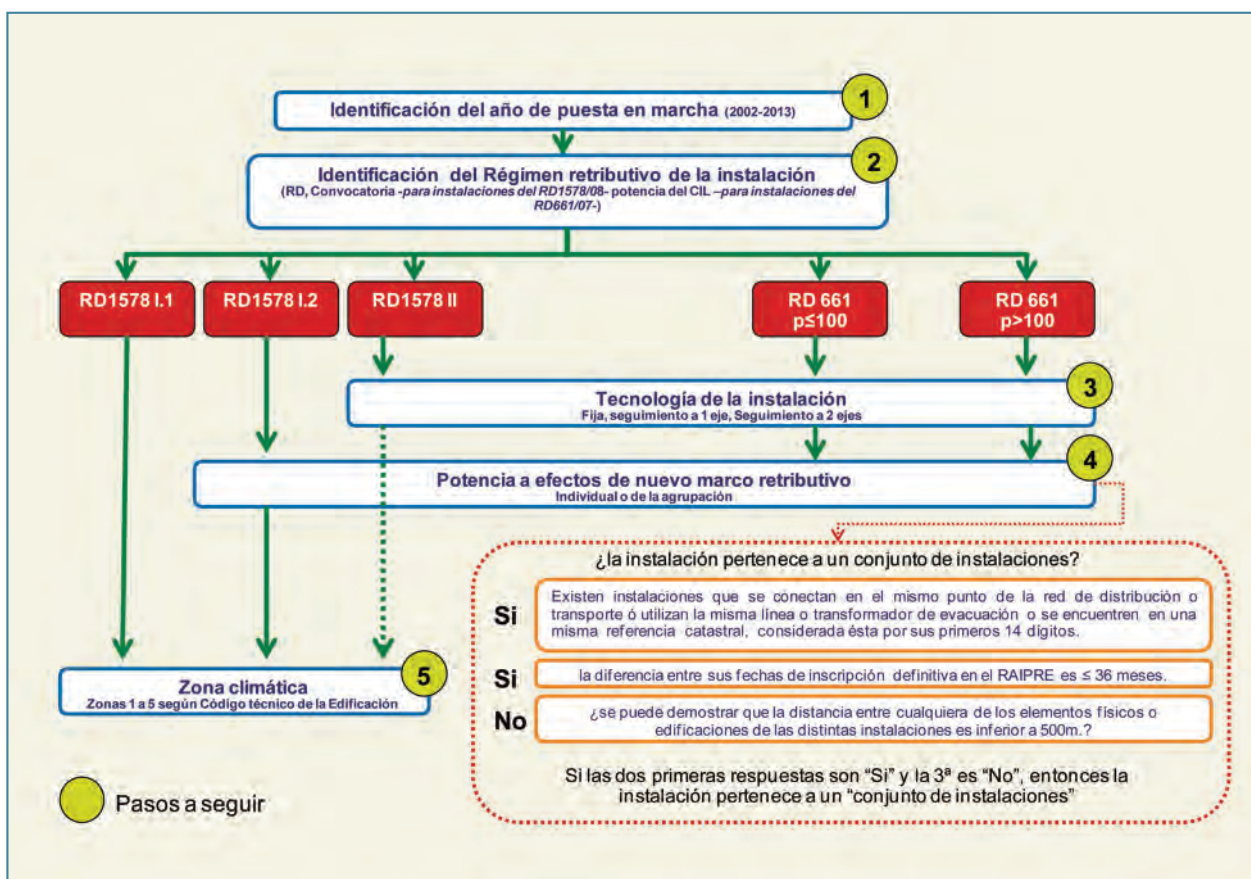
UNEF
Unión Española Fotovoltaica

de los valores definidos ex ante, la regulación permite reajustar el complemento a la operación para asegurar que la instalación recupere sus costes.

2. IDENTIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN TIPO CORRESPONDIENTE

Hasta el momento se ha descrito el funcionamiento de una instalación tipo teórica. Como ya se ha mencionado en el informe, el nuevo sistema se basa en la comparación de las plantas existentes con las instalaciones tipo definidas por el Gobierno.

La IET 1045/2014 cuantifica los parámetros para el primer semiperiodo regulatorio, que se extiende desde el 14/07/2013 hasta el 31/12/2016. Para conocer los valores que se deben aplicar a una instalación dada es necesario conocer la Instalación tipo de referencia le aplica.



De aquí se pasa a la localización de la instalación dentro de los códigos IT que se encuentran en el Anexo I de la citada orden. A modo de ejemplo, Instalación de 5kW del RD 661, con tarifa en 2013 de 488,606€/MWh, tecnología fija y con acta de explotación definitiva en 2003 se encuentra en la IT-00002:

Instalación de 5kW del RD 661, con tarifa en 2013 de 488,606€/MWh, tecnología fija y con acta de explotación definitiva en 2003

Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 661/2007				Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	F	≤ 2002	IT-00001
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	F	2003	IT-00002
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	F	2003	IT-00002

A continuación se deben localizar los parámetros retributivos para 2013 y para los años siguientes dentro del primer semiperiodo, que se encuentran en el anexo II de la orden. A modo de ejemplo veamos los parámetros que corresponden a una instalación de 5kW del RD 661, con tarifa en 2013 de 488,606€/MWh, tecnología fija y con acta de explotación definitiva en 2003:

RETRIBUCIÓN 2013 (ANEXO II.1)

CÓDIGO DE IDENTIFICACIÓN	VIDA ÚTIL REGULATORIA (AÑOS)	RETRIBUCIÓN A LA INVERSIÓN RINV 2013 (*) (€/MWh)	RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN RO 2013 (€/MWh)	HORAS DE FUNCIONAMIENTO MÁXIMO PARA LA PERCEPCIÓN DE RO 2013 (h)	Nº HORAS EQUIVALENTES DE FUNCIONAMIENTO MÍNIMO NH 2013 (**) (h)	UMBRAL DE FUNCIONAMIENTO Uf 2013 (**) (h)
IT-00001	30	387.523	20,266	772	198	115

RETRIBUCIÓN 2014-2016 (ANEXO II.2)

CÓDIGO DE IDENTIFICACIÓN	VIDA ÚTIL REGULATORIA (AÑOS)	COEFICIENTE DE AJUSTE C _{1,a}	RETRIBUCIÓN A LA INVERSIÓN RINV 2014-2016 (€/MWh)	RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN RO 2014 (€/MWh)	HORAS DE FUNCIONAMIENTO MÁXIMO PARA LA PERCEPCIÓN DE RO (h)	Nº HORAS EQUIVALENTES DE FUNCIONAMIENTO MÍNIMO NH (*) ANUAL 2014-2016 (h)	UMBRAL DE FUNCIONAMIENTO Uf (*) ANUAL 2014-2016 (h)	PORCENTAJES APLICABLES A Nh Y Uf ANUALES, PARA EL CÁLCULO DEL Nº DE HORAS EQUIVALENTES DE FUNCIONAMIENTO MÍNIMO Y DEL UMBRAL DE FUNCIONAMIENTO DE LOS PERIODOS DE 3, 6 Y 9 MESES (%)		
IT-00001	30	1,0000	827.168	25,547	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00002	30	1,0000	780.005	23,393	1.648	989	577	10%	20%	30%

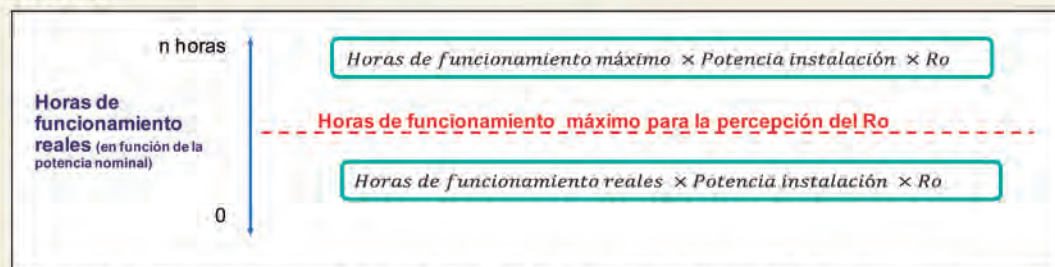
RETRIBUCIÓN 2015 Y 2016 (ANEXO II.3)

CÓDIGO DE IDENTIFICACIÓN	RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN RO 2015 (€/MWh)	RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN RO 2016 (€/MWh)
IT-00001	24,666	25,144

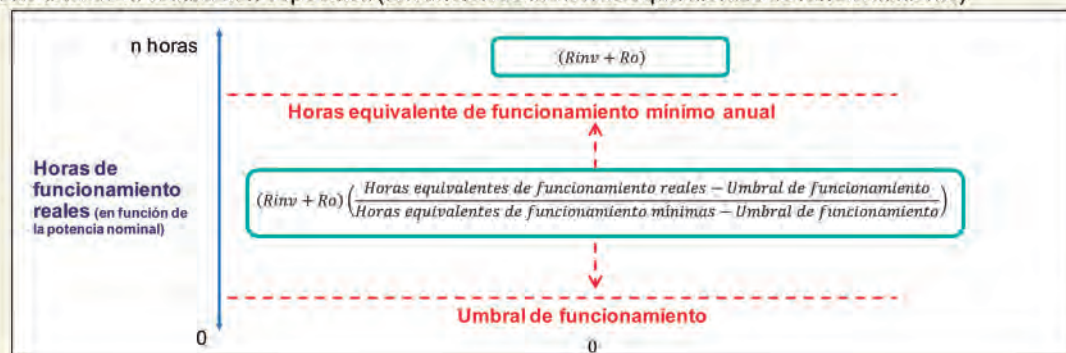
Toda vez identificados los ingresos de la IT correspondientes, hay que analizar cómo casa con la realidad de la planta existente, es decir, hay que aplicar los parámetros retributivos obtenidos a la instalación:

Calculo del Rinv

Cálculo del Ro

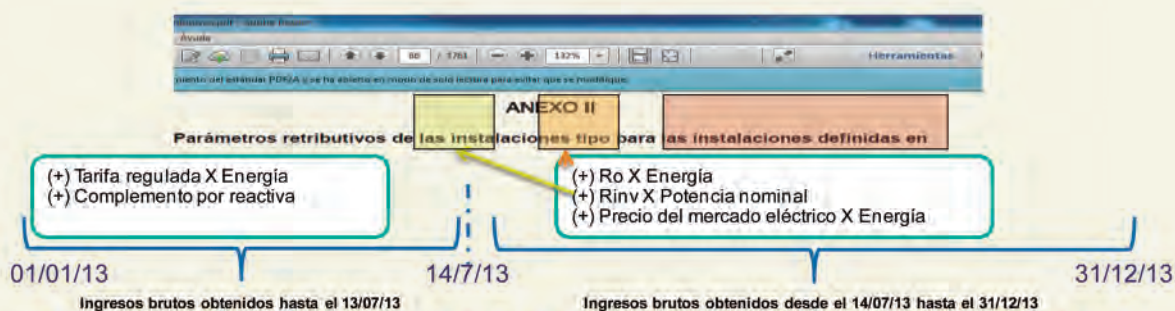


Importe total de la retribución específica (en función de las horas equivalentes de funcionamiento)

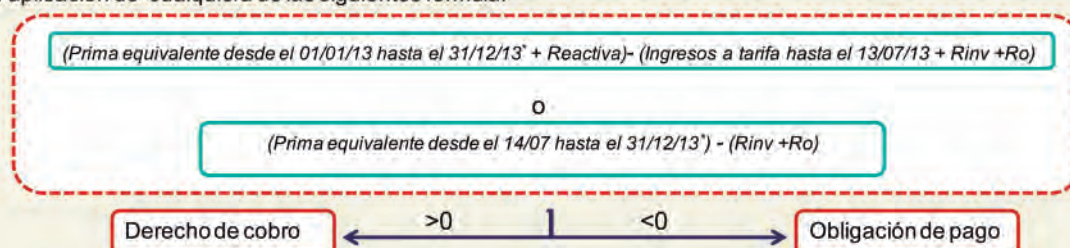


Como sabemos se ha producido un periodo transitorio desde la aprobación del RDL 9/2013 hasta su desarrollo normativo. Esto provoca que durante las liquidaciones 6º y 7º de 2014 se haya producido un reajuste para recalcular las cantidades que se debían cobrar:

CASUÍSTICA ESPECIAL DEL EJERCICIO 2013

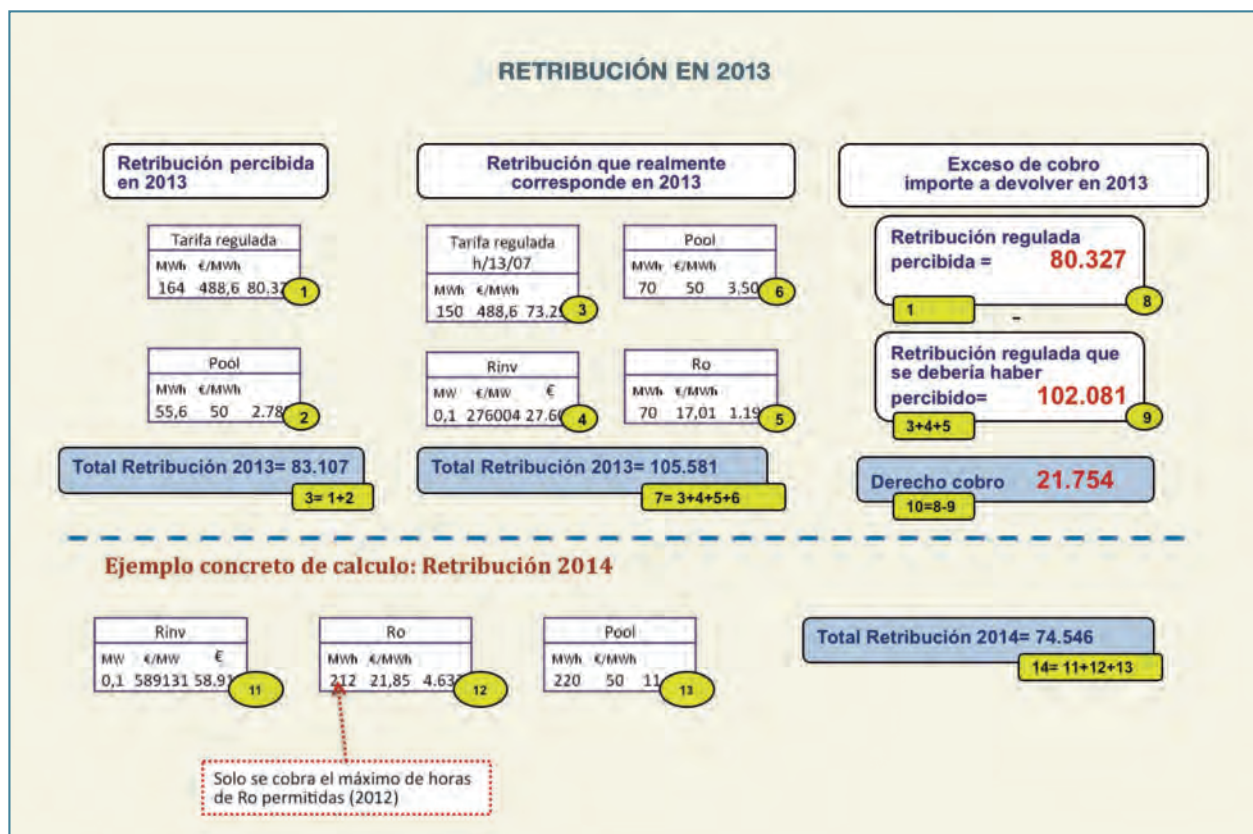
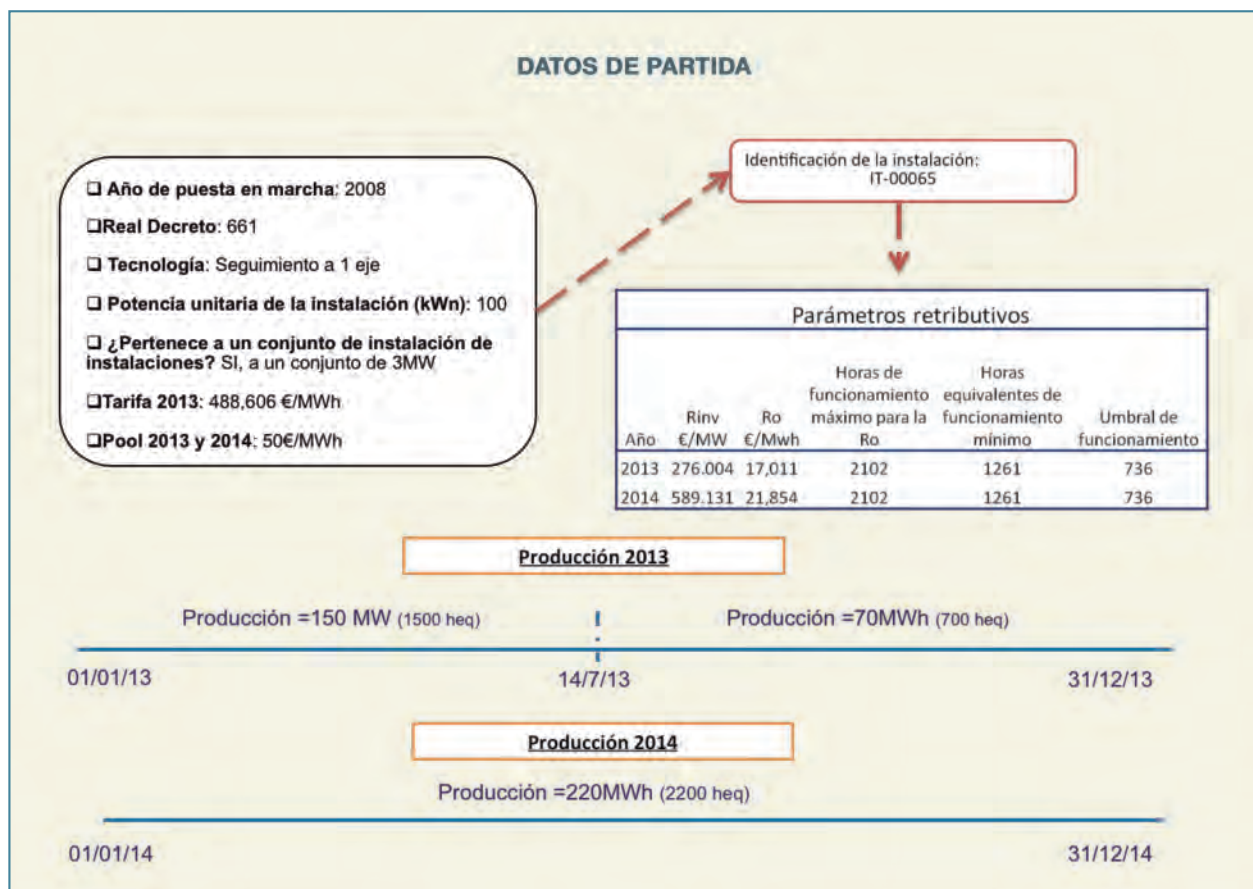


Desde 14 de julio hasta el 31 de diciembre de 2013, la retribución regulada que han percibido las instalaciones tiene la consideración de "ingresos a cuenta" que deberá ser ajustado con el importe que realmente se haya de cobrar cuando se publiquen el RD y los parámetros retributivos definitivos. El importe total a devolver/percibir del sistema se obtendrá por aplicación de cualquiera de las siguientes fórmula:



3. EJEMPLO DE CÁLCULO

Para ejemplarizar todo este proceso de cálculo nos centraremos en un caso tipo cuyos datos de partida son:



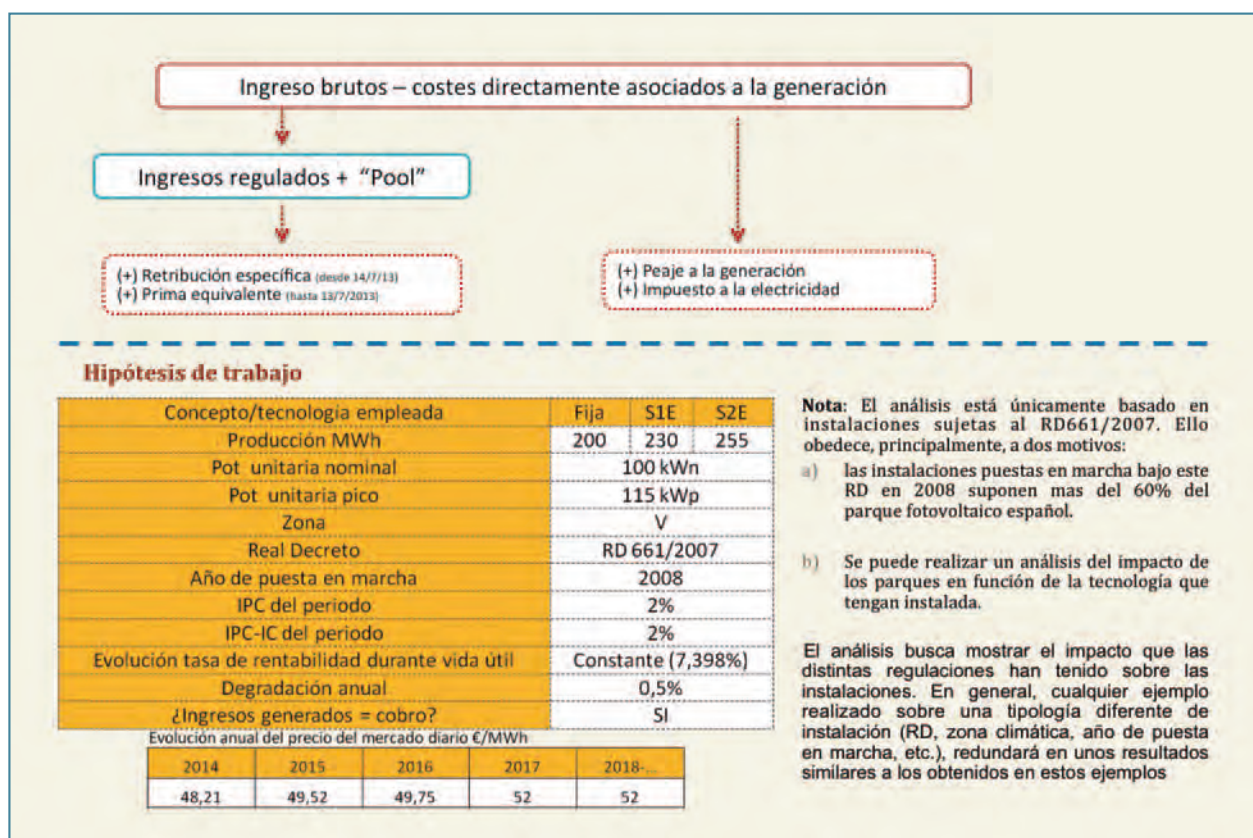


El recorte es mayor para las instalaciones de mayor tamaño

50
UNEF. INFORME ANUAL 2014

4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL IMPACTO DE LA NUEVA NORMATIVA EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA DE LA INSTALACIÓN

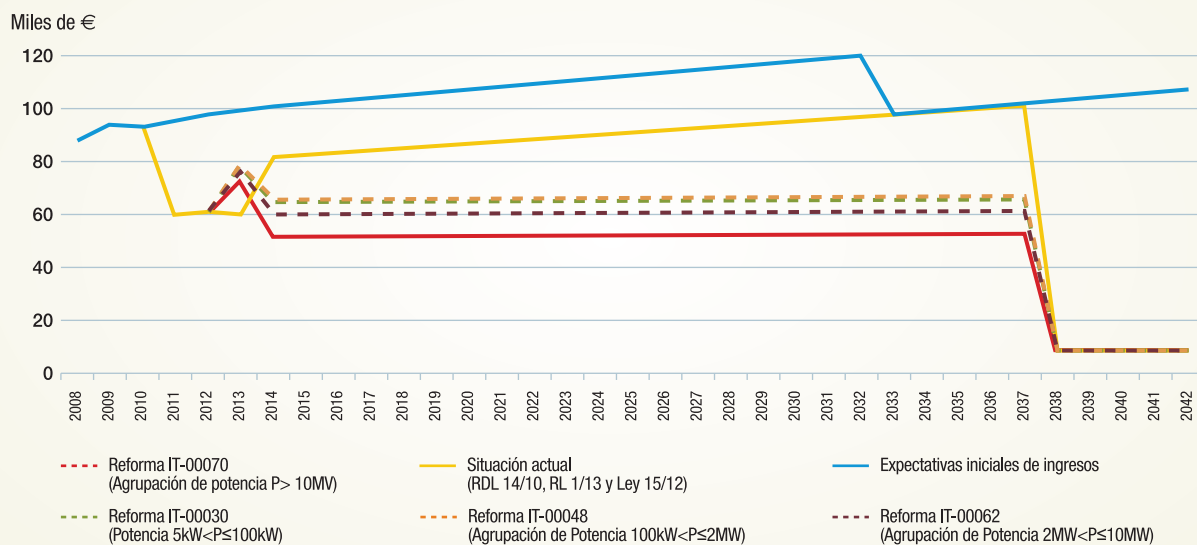
Desde UNEF hemos informado que una de las principales deficiencias del nuevo marco normativo es que penaliza aquellas instalaciones más grandes y eficientes. Para apreciar este grave problema nos centraremos en un caso tipo cuyos datos de partida son:



En el siguiente gráfico se puede ver que el impacto de la nueva regulación es doble. En primer lugar representa un quebranto de las expectativas de rentabilidad realizadas en el momento de autorización de la inversión. Esta ruptura de la confianza en la normativa supone un claro ejemplo de regulación adversa que rompe con la seguridad que debe ofrecer un país desarrollado.

El segundo impacto adverso es la creciente erosión que se produce en función de la potencia instalada. De forma simplificada, cuanto mayor fue la apuesta que se realizó tratando de captar rentas de escala o un mayor ingreso mediante una mayor complejidad de la instalación, mayor es el castigo que recibe por parte de la nueva normativa. El nuevo sistema no es lineal y se puede observar en el gráfico que el recorte es mayor en función de que la IT describa instalaciones de tamaño diferente.

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS INGRESOS NETOS A 35 AÑOS OBTENIDOS
POR UNA INSTALACIÓN FIJA DEL RD661 CON UNA POTENCIA NOMINAL DE 100 KW Y PUESTA
EN MARCHA EN 2008 EN FUNCIÓN DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO APLICABLE**



Fuente: UNEF elaboración propia.




advising
for a greener tomorrow



Headquarters

C/ Serrano, 8 - 3º Izqda.
28001 Madrid (Spain)
Tel +34 91 146 01 10
www.astromta.com

 info@astromta.com

Linked in

ATA (Astrom Technical Advisors SL) es una empresa de Asesoría Técnica Independiente, de Ingeniería y de Supervisión de Construcción que opera internacionalmente en el sector de las Energías Renovables; concretamente en Fotovoltaica (PV), Termosolar (CSP), Eólica (on y off), Biomasa, Eficiencia Energética y otras tecnologías de generación eléctrica sostenible. ATA viene realizando servicios de Due Diligence Técnica, de Ingeniería y de Supervisión de Construcción para proyectos que representan ya más de 15 billones de dólares en financiación sin recurso tipo "Project Finance". Entre sus Clientes se cuentan más de 300 Instituciones Financieras, Promotores de primer nivel, Fabricantes de clase mundial y Fondos de Inversión internacionales.

ATA ofrece y realiza servicios diversos a lo largo de todo el ciclo de vida de un proyecto de Energías Renovables. La experiencia acumulada alcanza los 13 GW en diversas tecnologías

PV 5 GW	CSP 1.5 GW	WIND 6 GW	BIOMASS 0.5 GW
-------------------	----------------------	---------------------	--------------------------

EVOLUCIÓN DE COSTES DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

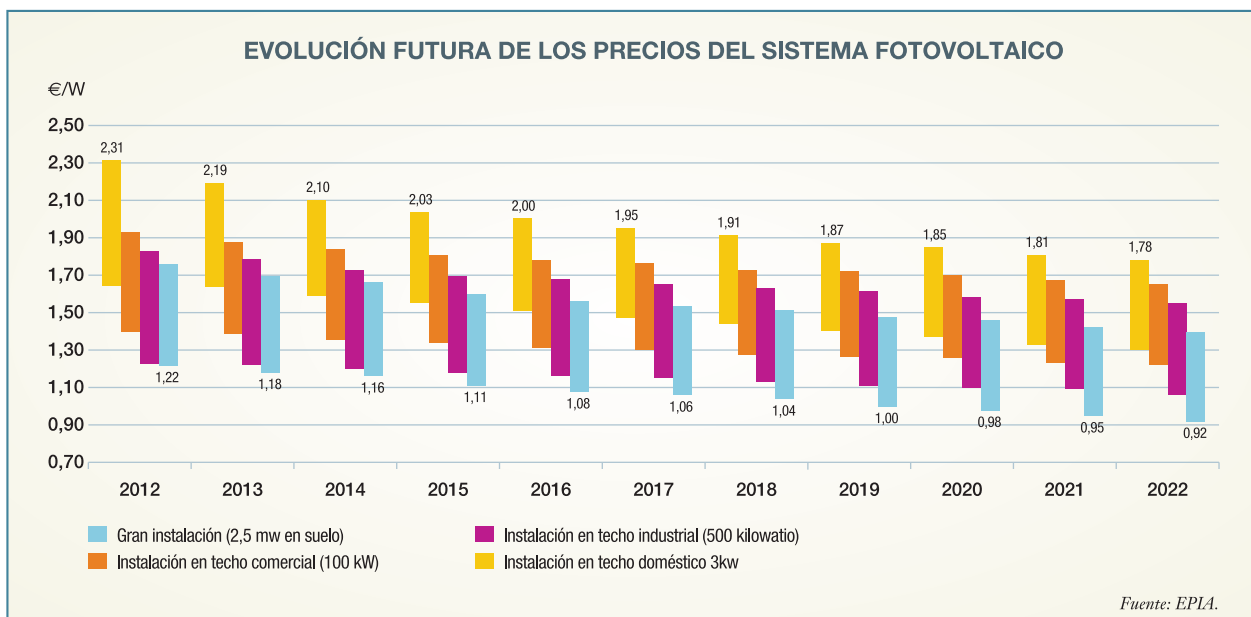
En los últimos años, la tecnología solar fotovoltaica ha demostrado que es un factor importante para cumplir el objetivo de la Unión Europea del 20% de fuentes de energía renovables para el año 2020 si se establece un marco normativo adecuado. Durante años se ha producido una reducción de costes motivado por las mejoras tecnológicas y las economías de escala. Esta senda continuará en los próximos años, ya que la industria fotovoltaica progresa hacia un horizonte de competitividad frente las fuentes de energía convencionales.

La reducción de costes hace que, ya hoy en día, la electricidad fotovoltaica es más barata de lo que muchas personas piensan. En los próximos años la tecnología será cada vez más rentable y competirá para ser una parte vital del futuro energético de Europa.

La disminución prevista de los precios de los sistemas fotovoltaicos seguirá desempeñando un papel importante en el logro de la competitividad de dicho sector.



En la siguiente figura se puede apreciar la evolución de los precios del sistema fotovoltaico dependiendo del tipo de instalación.



1. LA EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS FACILITA EL UMBRAL DE LA PARIDAD DE RED

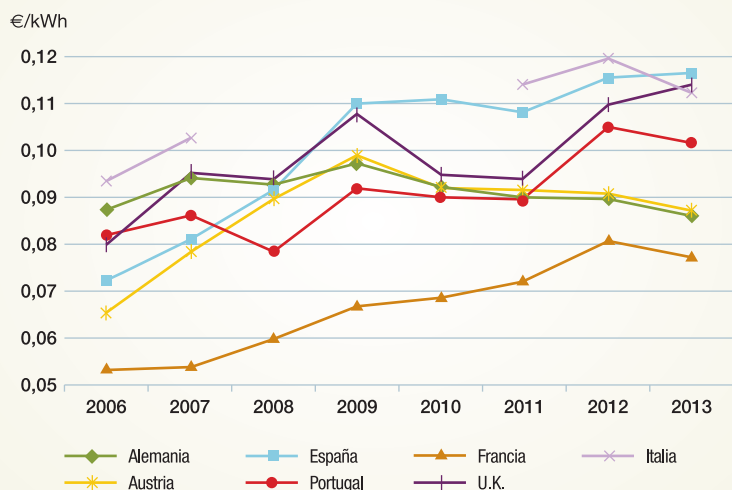
La reducción de los costes de producción y generación (medido en €/kWh) está consiguiendo que las instalaciones fotovoltaicas estén alcanzando la llamada paridad con la red. Esta convergencia se está consiguiendo gracias a la mejora tecnológica y al aumento en la eficiencia de las células y módulos fotovoltaicos. Cabe destacar que las mejoras tecnológicas se están consiguiendo simultáneamente abaratando los costes y reduciendo los tiempos de producción.

Además de los esfuerzos de la industria fotovoltaica, la convergencia se está acelerando por la evolución de los precios la electricidad en Europa. Como se puede ver en las siguientes figuras, la tendencia de evolución de los precios de la electricidad desde el 2006 al 2013 en algunos países europeos va aumentando con el paso de los años. Esta tendencia se cumple tanto para consumidores industriales como para consumidores domésticos. Cabe recordar además, que España destaca como uno de los países con el precio por kWh mas elevado.





EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA CONSUMIDORES INDUSTRIALES

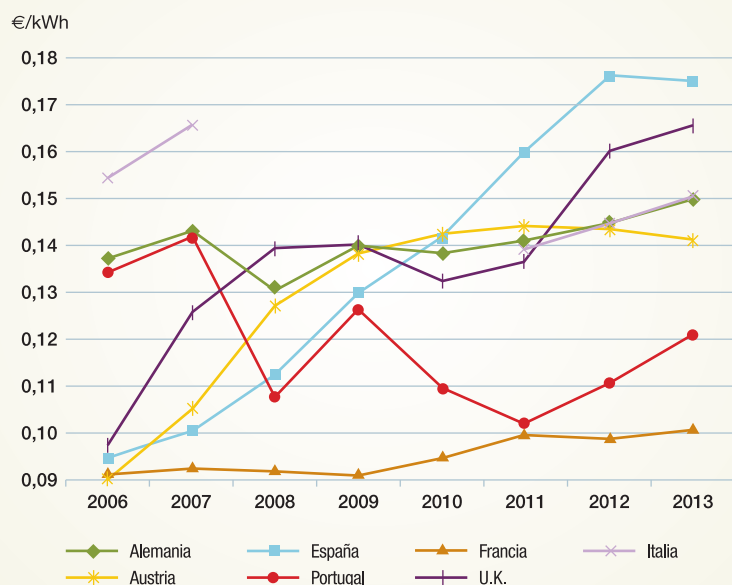


Fuente: EUROSTAT.



**La FV está
en condiciones
de competir
con las energías
tradicionales**

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA CONSUMIDORES DOMÉSTICOS



Fuente: EUROSTAT.

La paridad de red tiene un doble efecto en el caso de la fotovoltaica. El primero, más evidente y general, es certificar su madurez de tecnología. Esto supone que la fotovoltaica deja de ser una promesa para convertirse en un jugador de pleno derecho en el mercado eléctrico. El segundo efecto está muy relacionado con la capacidad de capilaridad de la tecnología. Que los proyectos fotovoltaicos alcancen la paridad de red supone que la generación distribuida es una realidad. Por lo tanto, no es que cambie la percepción del mercado hacia la fotovoltaica, sino que esta cambia la forma en la que nos relacionamos con la energía y por lo tanto el funcionamiento del mercado eléctrico en sí mismo.



EE UU trabaja para que a finales de década la FV sea plenamente competitiva

Estudios publicados por diferentes bancos de inversión ya están recogiendo este potencial disruptivo que ha sido posible por la capacidad de innovación que ha demostrado nuestra industria.

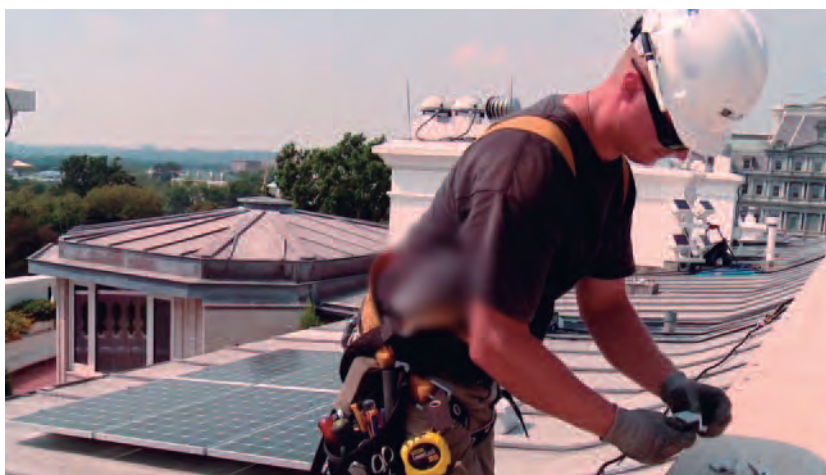
2. EL DESARROLLO DE UN MERCADO PROPICIA MENORES COSTES DE FABRICACIÓN

Toda vez que se establece el consenso sobre el potencial innovador de la fotovoltaica, resulta interesante observar cómo a través de decisiones políticas es posible acelerar, aún más, la reducción de costes y de esta forma atraer una porción mayor de los futuros réditos de la segura expansión de la industria fotovoltaica.

En este sentido cabe la pena señalar que la industria solar en EE UU está creciendo a un ritmo sin precedentes, haciendo las instalaciones fotovoltaicas cada vez más asequibles y accesibles que nunca.

Este progreso de la industria fotovoltaica viene determinado por el apoyo de la Secretaría de Energía a través de la Iniciativa SunShot.

Esta iniciativa, fue creada en el año 2011 para restablecer el liderazgo de EE UU en el mercado solar. Se trata de una iniciativa consensuada y de la que participan la industria, las universidades, las comunidades locales y los Laboratorios Nacionales del Departamento de Energía. Habiendo transcurrido casi tres años se pudo defender que la Iniciativa SunShot está haciendo que se avance de una forma decidida hacia unos costes de generación de electricidad cada vez más bajos en América.



La Iniciativa SunShot trabaja para bajar el precio de la electricidad solar a 0,06\$ por kilovatio hora (kWh) - un objetivo de coste suficiente para que la energía generada por el sol pueda ser plenamente competitiva en costes con las fuentes tradicionales de energía a finales de la década.

Sirva de demostración del éxito de esta iniciativa que tan sólo tres años después de su inicio, el Departamento de Energía ha anunciado que la industria solar EE UU ya ha alcanzado de más del 60% de los objetivos propuestos inicialmente.



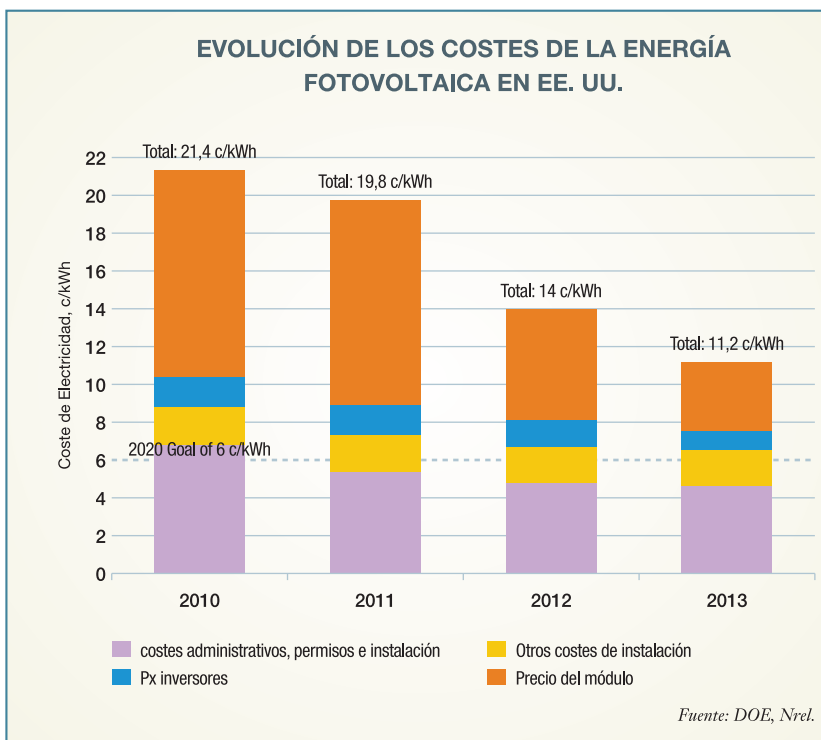
Escalado de los nuevos centros de producción en EE UU

Tras el éxito de la iniciativa está la rápida evolución que se observa en el número y tamaño de las instalaciones fotovoltaicas domésticas e industriales.

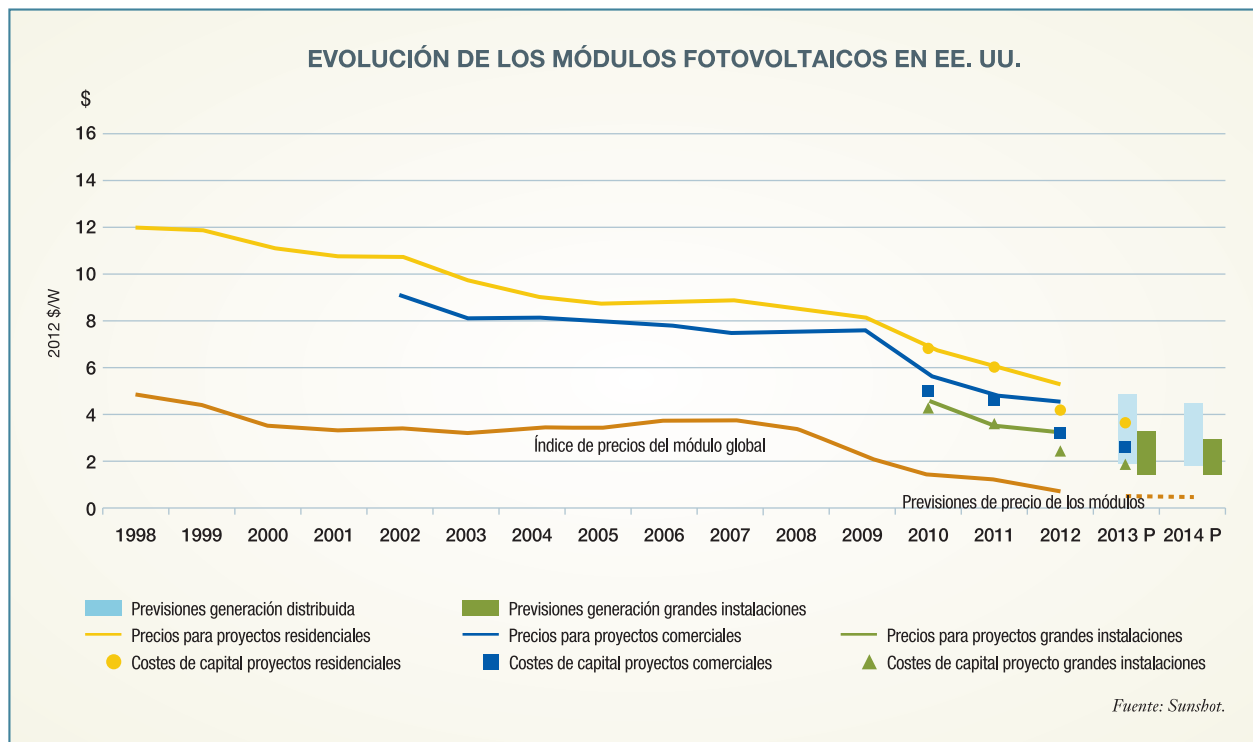
Más allá del crecimiento explosivo de la industria, el precio de la energía fotovoltaica a nivel servicios está disminuyendo drásticamente, ya que desde el inicio del SunShot, el precio promedio por kWh de un proyecto fotovoltaico se ha reducido desde 0,21\$ a 0,11\$. Podemos ver en el siguiente gráfico, como el coste de la energía fotovoltaica a nivel servicios, es cada vez menor en los últimos tres años.



El coste de la FV a nivel servicios continúa descendiendo en Estados Unidos



También podemos ver en el siguiente gráfico, sobre la evolución de los precios de los módulos en EE UU, como las expectativas de precios para los diferentes tipos de mercados, continua evolucionando a la baja.



LA FOTOVOLTAICA EVITA DOS MILLONES DE TONELADAS DE CO₂ EN ESPAÑA

Las emisiones totales de CO₂ del sistema eléctrico peninsular en 2013 han disminuido considerablemente, llegando a ser 40,76% inferiores a las del año 2012, principalmente debido al aumento de las energías renovables que no tienen emisiones de gases de efecto invernadero. Esta disminución de las emisiones totales en 2013, que se cifran en 47.420.049 toneladas de CO₂ anuales, comparadas con las registradas en 2012 de 66.749.231 toneladas de CO₂ anuales beneficia la calidad ambiental del sistema eléctrico peninsular de las emisiones de dióxido de carbono.

Desde el punto de vista fotovoltaico los 8.260 GWh producidos por el sector fotovoltaico han supuesto un ahorro de 1.998.920 toneladas de CO₂, lo que equivale aproximadamente a la emisión de 68.000 coches funcionando durante un año en España.

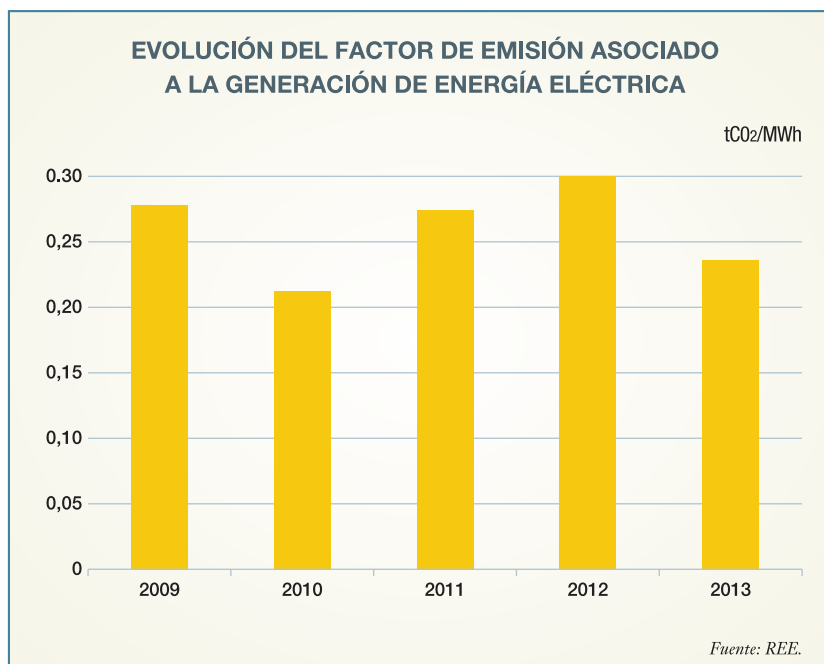
Los residuos radioactivos en los que se incurren al producir esta energía con el mix energético actual ascienden a un volumen de 87.508 litros (el consumo de agua medio de 157 personas al día) de residuo nuclear de baja radiación y 10,5 toneladas (peso de un coche de gama alta cargado) de residuos de alta radiación (WWF España, 2012).

En el contexto del cambio climático actual, como podemos comprobar en la siguiente figura se han disminuido las emisiones de CO₂ durante este último año, la energía fotovoltaica es una alternativa real y disponible para trabajar en la dirección de seguir reduciendo las emisiones que contribuyen a este demoledor efecto que cada día afecta más a nuestras vidas.





El ahorro de CO₂ en España en 2013 equivale a 68.000 coches funcionando durante todo un año



Al no emitir CO₂, España deja de tener que pagar derechos por emisión de este gas de efecto invernadero, por lo tanto se ahorra una suma que asciende a más de 9 millones de euros tomando el precio medio del CO₂ en 2013 (SENDECO2, 2014).

Durante el 2013 se importaron 10.745 millones de € de gas de Argelia, Nigeria, Qatar, Perú, Trinidad y Tobago, Noruega, Egipto, Bélgica, Portugal y Francia según los datos de Comercio Exterior. Esa cifra podría haber sido mucho mayor de no ser por la energía fotovoltaica. Durante 2011 y 2012 España se ha ahorrado más de 1.000 millones de € por el consumo de energía fotovoltaica (Cámaras de comercio, 2013).



EMPLEO GENERADO POR LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

La estimación de las personas trabajando tanto directamente como indirectamente en el sector de las Energías Renovables según IRENA (International Renewable Energy Agency), en su informe Annual Review 2014, es de 6,5 millones de personas. Aunque el informe aclara la gran dificultad de la estimación de puestos de trabajo, ya que las metodologías utilizadas varían considerablemente, y las diferentes fuentes son de desigual detalle y calidad. Esta cifra ha aumentado considerablemente con respecto al año 2012, que era de 5,7 millones de personas.

El empleo de la energía renovable está determinado por los cambios regionales, los reajustes de la industria, la competencia, los avances en las tecnologías, los procesos de fabricación, los impactos de la austeridad y la incertidumbre política... Y todo ello varía en función de las circunstancias del país y la estabilidad en el marco de la política.

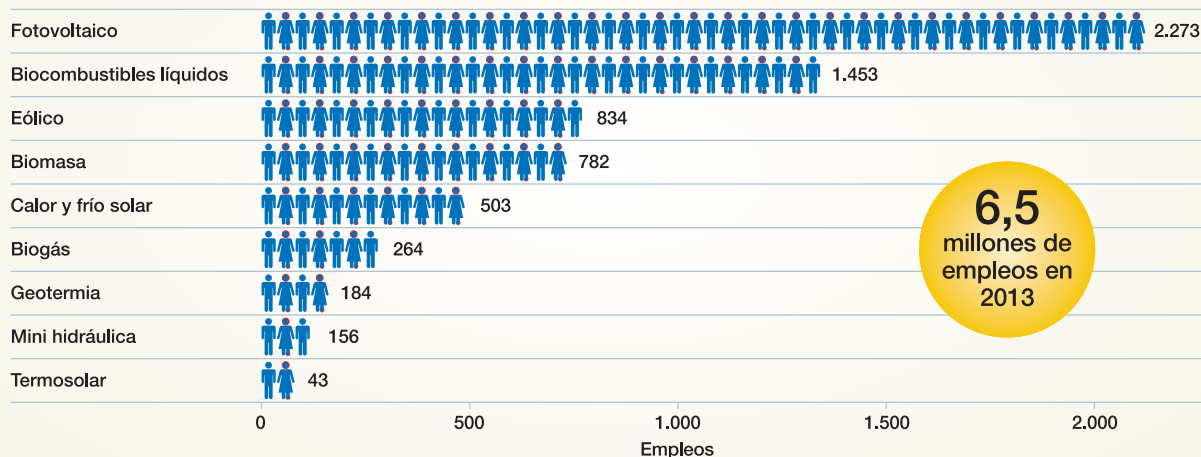
Además, las tendencias actuales de los precios de energía renovables y las inversiones han afectado a la creación de empleo. Hoy en día, se está impulsando el crecimiento del empleo en la instalación, operación y mantenimiento y se están introduciendo nuevos desafíos para los proveedores que afectan a los trabajos de fabricación.

Como se puede apreciar en la siguiente figura, la mayor parte de los puestos de trabajo pertenecen a la energía fotovoltaica. El total de empleos en el mundo relacionado con este sector asciende a 2.273.000 personas.

Este valor se ha alcanzado en su gran mayoría gracias a la creciente demanda de energía solar fotovoltaica en China y Japón, que han aumentado el empleo en el sector de la instalación.



NÚMERO ESTIMADO DE PUESTOS DE TRABAJO RELACIONADOS CON LAS DIFERENTES ENERGÍAS RENOVABLES

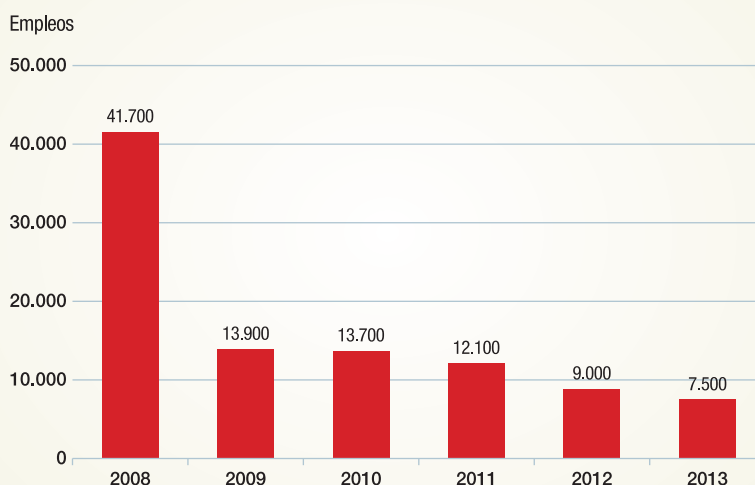


En el caso de España, la evolución del empleo relacionado con el sector fotovoltaico ha sido muy desfavorable. Si se analiza la curva que muestra esta evolución se puede observar que sigue una clara relación con la curva de instalación de potencia. Esto quiere decir que la mayoría de los puestos de trabajo han estado relacionados con la fabricación de equipos y promoción, desarrollo y construcción de los parques fotovoltaicos y hoy en día se han destruido o se han tenido que ir del país y la mayoría de puestos de trabajos que quedan son de mantenimiento de los parques fotovoltaicos.



**En 2013,
la FV dio empleo
a 2.273.000
personas**

EVOLUCIÓN DE LOS PUESTOS DE TRABAJO DE LA CADENA DE VALOR DEL SECTOR FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA



Fuente: UNEF.

El impacto de las últimas reformas, con la derogación del régimen primado y los peajes al autoconsumo van a provocar, según UNEF, la desaparición del sector fotovoltaico español.

***Nuevas soluciones,
para nuevos escenarios.***

***Innovación y conocimiento
para el Productor.***

Agente Representante | Centro de Control Homologado por REE
Contratos Bilaterales | PPM Protección Precio Mercado
Cursos de formación sobre el sector eléctrico



PPM
PROTECCIÓN
PRECIO MERCADO

**Asegure su kWh ahora!
Pregúntenos acerca del PPM**



nexus

La **energía** que tú eliges.



El 35% del empleo en energías renovables proviene de la solar

La Agencia Internacional de Energías Renovables estima que el 35% por ciento de los trabajos en el sector renovable se aglutina en la energía solar. Mientras China toma la delantera, al sector FV español le augura mayor retroceso.

El sector fotovoltaico se ha convertido en el mayor empleador de las energías verdes a nivel mundial, según se desprende del nuevo informe de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena). De los 6,5 millones de empleos verdes que el informe Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2014 estima en 2013, 2,3 millones correspondieron al sector solar fotovoltaico.

China es la potencia que mayor número de empleos en la fotovoltaica aglutina. Según indica el informe, la cadena de valor fotovoltaica china dio trabajo a 1,6 millones de personas, un significativo incremento frente a los entre 0,3 y 0,5 millones de empleos estimados en 2011. En cuanto al conjunto de las renovables, China es también líder en cuanto a empleos (2,6 millones), seguido de Brasil (894.000) y Alemania (371.000).

El informe también destaca el fuerte retroceso de España, uno de los pioneros del empleo verde en el mundo, al que estima una pérdida de más de 23.700 puestos de trabajo entre 2008 y 2012 como consecuencia de los numerosos “cambios adversos” en la política de fomento a las energías verdes y que han desembocado en la completa “parálisis” de la industria renovable. Ya solo el sector fotovoltaico perdió en ese periodo de referencia aproximadamente el 59 por ciento de los puestos de trabajo que ofrecía. Las perspectivas a futuro tampoco son positivas y el informe augura que se sigan perdiendo puestos de trabajo.

El informe de Irena pone de relieve el notable papel que siguen desempeñando las renovables en la creación de empleo a nivel global. “Con más de 6,5 millones de personas empleadas directa e indirectamente en las energías renovables, el sector está demostrando que ya no es un nicho de mercado, se ha convertido en un importante empleador en el mundo entero”, afirma el director general de IRENA Adnan Z. Amin.

Las expectativas de empleo describen la misma sintonía que el desarrollo futuro de la industria. Es decir, se espera un gran desarrollo en el mundo y un claro estancamiento en España.

Especialmente doloroso resulta comprobar el impacto negativo de la negativa del Gobierno a desarrollar el autoconsumo y la generación distribuida. En un reciente estudio desarrollado por la fundación ISTAS establecía que el autoconsumo energético y la generación distribuida renovable tenían un potencia de creación 135.779 empleos en caso de establecer una regulación que permitiera su desarrollo ordenado. Este nuevo vector de generación de empleo supondría instalar 11.261 MW de fotovoltaica y la creación 31.715 empleos directos fotovoltaicos.



SOL E I+D+i CLAVES DEL LIDERAZGO TECNOLÓGICO FOTOVOLTAICO

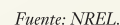
El sol siempre ha sido fuente de riqueza para nuestro país y, en general, hemos sido capaces de responder a las posibilidades que nos presenta dicho recurso, maximizando las posibilidades que nos ofrecía. España, ¿país de sol y playa? Sin duda mucho más. El sector turístico ha sabido canalizar e ingen- te potencial y ha innovado hasta convertirse en un referente mundial. Del mismo modo la innovación agraria ha generado “milagros económicos” sabiendo aprovechar un inigualable punto de partida y acelerar el desarrollo socio-económico de amplias zonas del país.

La industria fotovoltaica nacional no es ajena a este aprovechamiento de la energía solar. Gracias al sol, pero sobre todo a nuestras capacidades investi- gadoras y comerciales, España es mucho más que un lugar donde se produ- ce electricidad de origen solar, sino un país líder a nivel global.

Y ha sido mucho más que sol desde los inicios de la tecnología. Nuestro país ha jugado un papel relevante en su desarrollo a nivel mundial. España fue de los primeros países en desarrollar una industria de células solares y módulos fotovoltaicos, compitiendo en volumen durante muchos años con países como Japón, Alemania o Estados Unidos. Nuestro país ha sido de los pione- ros en la propuesta y desarrollo de la tecnología de concentración fotovol- taica, desde la investigación básica hasta la demostración a escala industrial. Y fue en España, durante el tan denostado boom de instalaciones fotovoltai- cas de 2007-2008, donde se desarrolló todo el potencial de las grandes ins- talaciones sobre suelo (los bautizados como “huertos solares”), vía por la que otros países (Alemania, sin ir más lejos) se apresuraron a transitar posterior- mente. A finales de la década pasada, España tenía un entramado industrial como pocos países en el mundo, cubriendo prácticamente toda la cadena de valor, del material semiconductor al sistema fotovoltaico, y con presencia del más amplio abanico de alternativas tecnológicas. Desgraciadamente, toda esta potencia tecnológica se ha visto bruscamente bloqueada, debido a una



EVOLUCIÓN DE LA EFICIENCIA DE LAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS



Un esfuerzo en I+D en el que España continúa participando activamente, y en el que nuestras empresas y nuestros centros de investigación y universidades hacen contribuciones relevantes, en un amplio abanico de ámbitos y tecnologías. Brevemente, repasamos en las próximas páginas los más relevantes.

1. CRISTALINO COMO EL... SILICIO

1.1 La realidad del sector del silicio cristalino

El abaratamiento de la energía solar fotovoltaica experimentado en los últimos años ha venido, en parte, de la mano de la tecnología de silicio cristalino, lo cual ha cogido por sorpresa incluso a los “creyentes” en la misma, que se fijaban como reto el coste de un euro por vatio para el medio plazo. Y no se ha debido sólo a la agresiva estrategia de venta por debajo de coste de los productores asiáticos, sino que ha habido una espectacular reducción de costes, asociada a la producción a gran escala y a haber conseguido transferir a la industria conceptos ya validados experimentalmente en laboratorio hace años o décadas: emisores más resistivos, contactos más estrechos, emisores selectivos, superficie posterior pasivada mediante dieléctricos... No hay que perder de vista que el récord absoluto de eficiencia para una célula de silicio a un sol (25%, con tecnología de laboratorio) data de mediados de los noventa, época en la que una célula industrial buena no superaba el 15%. Hoy en día, las células industriales de silicio multicristalino alcanzan el 17%-18%, y las monocristalinas se acercan al 20%, y eso sin contar con las tecnologías más eficientes (la que pasiva el silicio mediante heterouniones con silicio amorfo y la que pone en la parte de atrás tanto los contactos negativos como positivos), que ya superan el 23% y se acercan al récord de laboratorio. Y las mejoras son tan vertiginosas que los valores referenciados pueden quedar rápidamente obsoletos pasados unos meses de la redacción de estas líneas.

Conviene tener presente que la reducción de costes no ha venido sólo motivada por los avances en la tecnología de fabricación de las células solares, sino que ha sido resultado también de mejoras sustanciales en el resto de eslabones de la cadena de valor del silicio cristalino: la purificación de silicio, el crecimiento de lingotes y corte en obleas, y también el módulo fotovoltaico.

El mercado del silicio ultrapurificado (el llamado “polisilicio”) ha experimentado una auténtica revolución, impulsada por la fotovoltaica al reemplazar a la microelectrónica como principal cliente. Más allá de situaciones coyunturales de desabastecimiento primero y sobrecapacidad después, el resultado ha sido una drástica reducción de costes en el proceso convencional a menos de la mitad. A pesar de su larga historia, se trataba de una tecnología con un gran margen de mejora, aspecto que no se puso de manifiesto antes por ser una industria residual para la microelectrónica. Estos costes tan bajos han reducido la urgencia de encontrar vías alternativas de purificación, pero dadas las perspectivas de crecimiento de la fotovoltaica a medio y largo plazo, no las hace innecesarias. Propuestas como las del depósito en fase vapor en reactores de lecho fluidizado o la denominada “purificación por vía metalúrgica” son en este sentido las que más se han acercado hasta ahora a la producción industrial.

En la fabricación de lingotes, tanto monocristalinos como multicristalinos, también ha habido enormes mejoras de productividad, derivadas del aumento del tamaño de los mismos, lo cual ha ido acompañado de una mejora en la calidad del material por un control más exhaustivo de defectos e impurezas. Aquí también dichas mejoras en los procesos convencionales han ralentizado el desarrollo de prometedoras alternativas, como las del crecimiento directo en obleas (tecnologías en lámina o “ribbon”), que han sido barridas del mercado y enviadas de nuevo al laboratorio y a la planta piloto, o la del



La célula industrial ya supera el 23% de eficiencia



El silicio cristalino puede deparar sorpresas que reduzcan aún más su coste

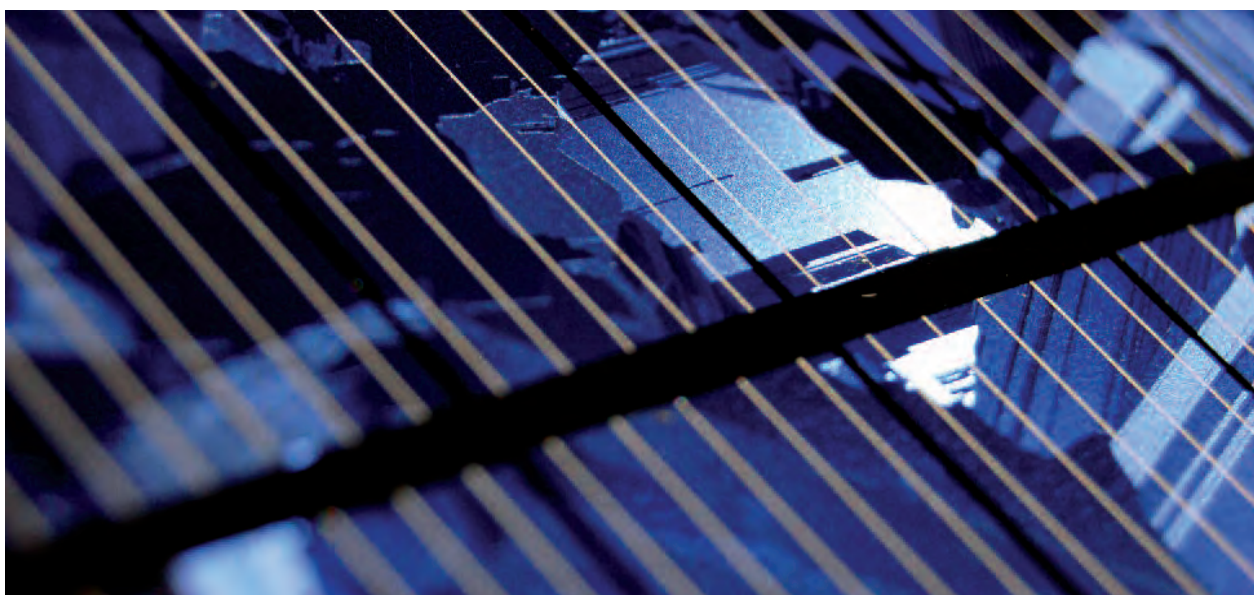
crecimiento de lingotes por colada con semillas monocristalinas (el llamado “mono-like”).

Coincidiendo con los años de desabastecimiento de silicio (2006-2007), se vivió una presión para reducir el espesor de las obleas de 300 micrómetros al rango de los 200, lo cual se hizo con éxito sin perjudicar la supervivencia de las mismas en las líneas de producción, como muchos temían. Lo cierto es que una vez desaparecida la presión por reducir el espesor éste se ha estancado, a pesar del potencial de trabajar con obleas ultradelgadas.

Es quizás en el paso del encapsulado de los módulos donde la tecnología ha evolucionado más lentamente, y las mejoras han venido de la mano de la automatización, más que de incorporar innovaciones en las que se trabaja, tales como las de sustituir las soldaduras por pastas conductoras adhesivas o encontrar materiales alternativos al EVA y al tedlar.

Quizá, viendo esta evolución reciente pudiera pensarse que el silicio cristalino está llegando a su límite, pero todavía puede deparar sorpresas que reduzcan aún más su coste:

- ✓ De la misma forma que se ha dado un salto en eficiencia del rango del 15% al 20% en los últimos años, hay que trabajar para alcanzar el rango del 25%. Algunas tecnologías están ya muy cerca, como se ha comentado, pero las estructuras más convencionales pueden conseguirlo con mejoras en la pasivación de superficies, uso de tecnologías de metalización alternativas a la serigrafía, maximización del atrapamiento de luz, etc.
- ✓ Se abre también una vía de superación del límite de eficiencia del silicio cristalino si se combina con otras tecnologías, formando células tándem, por ejemplo con capas delgadas de CdTe o CIGS, o con semiconductores III-V de la familia del GaAs.
- ✓ Estas mejoras en el proceso de las células solares se beneficiarán del uso de obleas mucho más delgadas, si se afrontan los retos que implica manejar espesores por debajo de 100 micrómetros, y de la obtención de silicio purificado por vías que conjuguen alta calidad del material con bajo coste.
- ✓ El módulo fotovoltaico ha de evolucionar en la misma dirección, tanto en lo que se refiere a los materiales que lo integran como a la filosofía de



conexión de las células (por ejemplo, integrando en el plástico encapsulador pistas metálicas a las que soldar o pegar las células).

En resumen, el panorama dibujado muestra que el silicio cristalino tiene razones para seguir siendo protagonista del despliegue masivo de la energía solar fotovoltaica, que cada vez está más cerca.

1.2. Capacidades españolas en silicio cristalino

España ha sido uno de los pocos países que han llegado a cubrir industrialmente toda la cadena del silicio cristalino, desde el silicio metalúrgico hasta el ensamblado de módulos (quizás habría que matizar que en el caso de la purificación de silicio no se dio realmente el salto a la producción industrial, aunque sí se pusieron en marcha una serie de iniciativas, de las que sobreviven en la actualidad algunas en escala de planta piloto).

Además, es un sector en el que existe una gran imbricación entre industria y centros de investigación. Desde sus inicios (no hay más que recordar que Isofotón, la empresa de fabricación de células y módulos con más historia en España, surgió del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid a principios de los años ochenta) a la actualidad, en la que se acometen multitud de proyectos de investigación conjuntos, y muchos doctores salidos de centros españoles han formado parte de los departamentos de I+D de las empresas del sector.



España cuenta con el principal productor mundial de silicio metalúrgico, Ferroatlántica, y en el momento más álgido del fotovoltaico en nuestro país (finales de la década del 2000) había en España dos productores de lingotes y obleas, cuatro productores de células solares y una quincena de ensambladores de módulos. Desgraciadamente, esta potencia industrial se ha visto truncada cuando aún era incipiente, y no ha podido sobrevivir a la falta de mercado español y a la competencia asiática, como ya se ha comentado. Prácticamente la totalidad de las empresas dedicadas al fotovoltaico han parado su fábrica, entrado en concurso de acreedores o afrontado la liquidación. Hay que decir que en esto sí somos europeos, pues desgraciadamente esta ha sido también la tónica de la mayor parte de las empresas fotovoltaicas europeas.

Una de las causas de este declive industrial se encuentra en que el propio objetivo de coste (1 €/Wp), una vez alcanzado y superado, ha demostrado no ser suficiente para competir en el mercado, y debemos trabajar para



España cuenta con el principal productor mundial de silicio metalúrgico



establecer un nuevo valor más agresivo. Para abordarlo, lo que sí se mantiene es una I+D de primera línea, en la que contamos con importantes infraestructuras de investigación en toda la cadena de valor:

- ✓ Infraestructuras de purificación de silicio, tanto por vía convencional avanzada como por vía metalúrgica, y también infraestructuras de crecimiento de monocristales y multicristales, en ambos casos con desarrollo de tecnología propia;
- ✓ infraestructuras para la fabricación de células solares y módulos, cubriendo multitud de opciones tecnológicas, de la célula convencional a las pasivadas con heterounión o de contactos posteriores, y disfrutando de un amplio abanico de tecnologías: hornos de difusión y hornos de cinta, reactores de depósito en fase vapor, equipos de serigrafía, evaporación en vacío, baños químicos, ataque con plasma, etc.;
- ✓ además de técnicas de caracterización de obleas, células y módulos, de las más sencillas y convencionales a las más sofisticadas, con laboratorios de referencia internacional en el ensayo de todo tipo de componentes fotovoltaicos.

No menos importantes son las capacidades humanas, derivadas de la formación de personal en universidades y centros de investigación, a través de másteres y doctorados, y de la experiencia adquirida en las fábricas anteriormente mencionadas.

Todo ello hace de nuestro país un agente relevante en el desarrollo de la tecnología de silicio cristalino.

Algunos resultados recientes

En la actualidad existen una decena de grupos de investigación en nuestro país trabajando en alguno de los eslabones de la cadena del silicio cristalino. Con una producción científica anual de una veintena de publicaciones y algunas patentes y productos transferidos a la industria, se cubren aspectos que van desde la investigación muy cercana a la industria hasta la propuesta de conceptos novedosos que miran al largo plazo. Sin afán de exhaustividad, podemos señalar algunos ejemplos recientes:

- ✓ Desarrollo del silicio de calidad solar CS Silicon™, purificado por vía metalúrgica, y que ha sido procesado en lingotes, obleas, células y módulos, alcanzando eficiencias similares a las del silicio purificado por vía convencional.
- ✓ Reducción de un 40% en las pérdidas por radiación en un reactor Siemens mediante el uso de escudos térmicos.
- ✓ Desarrollo y transferencia a la industria de tecnología de texturado alcalino con muy bajo contenido en alcohol.
- ✓ Propuesta de nuevos encapsulantes basados en EVA con propiedades fotoluminiscentes.
- ✓ Realización de emisores y contactos óhmicos mediante tratamientos láser sobre capas pasivantes de carburo de silicio y alúmina.
- ✓ Desarrollo de células de heterounión de silicio, combinando las tecnologías de oblea y de lámina delgada.

- ✓ Integración de nanopartículas metálicas y efectos de traslación espectral de puntos cuánticos de silicio en células solares de contactos posteriores.
- ✓ Desarrollo de células solares basadas en esferas micrométricas de silicio capaces de captar y transformar la radiación infrarroja.

Hay que concluir que, a pesar del adverso contexto industrial español, España continúa haciendo aportaciones relevantes a la tecnología de silicio cristalino.

2. LA ELECTRICIDAD QUE LLEGA AL ENCHUFE

Los sistemas fotovoltaicos y sus retos

Muchos de los esfuerzos estos últimos años se han centrado en el desarrollo de tecnología de célula siguiendo los dos pilares coincidentes con toda tecnología, alta eficiencia y bajo coste. Sin embargo, los componentes del llamado Balance del Sistema (BoS, Balance of System), es decir, todo aquello en un sistema fotovoltaico que no es el módulo, representan también una parte muy importante del sistema fotovoltaico, y por tanto, la reducción de su coste y la mejora de sus prestaciones en general son también muy importantes para el desarrollo de la industria fotovoltaica. Se puede afirmar sin temor a equivocarse que no todo en fotovoltaica es la tecnología de célula, y ha llegado el momento de afrontar también otras partes del sistema, también importantes, sobre todo si se tienen en cuenta datos como el que publica NREL en *“Benchmarking Non-Hardware Balance-of-System (Soft) Costs for U.S. Photovoltaic Systems, Using a Bottom-up Approach and Installer”*, en la que concluye que los “soft costs” (BOS que no son el equipamiento propiamente dicho) representan el mayor porcentaje de los costes de instalación de los sistemas fotovoltaicos en Estados Unidos.

El objetivo, también cuando se habla de “sistemas”, es reducir los costes de fabricación, aumentando su fiabilidad. Se investiga y se investigará en nuevos componentes (optimizadores, microinversores, nuevas tecnologías de almacenamiento desarrolladas para fotovoltaica, componentes para aumentar la seguridad, etc.) mejorando las prestaciones y fiabilidad, pero también reduciendo el coste. En cuanto a los inversores, se puede afirmar que en términos de eficiencia poco más cabe desarrollar, se está en valores muy cercanos al 100%. Sin embargo, el foco hoy en día está más en las nuevas funcionalidades, el diagnóstico, control, comunicaciones, que se deberán considerar para cumplir con los nuevos requisitos que se están fijando para la conexión a red de las fuentes de energía renovable, y también para extender el tiempo de vida de los equipos electrónicos en diferentes condiciones de funcionamiento. Aunque cada componente o producto tiene sus propias necesidades y su propia ruta de I+D, la mejora completa del sistema fotovoltaico en su conjunto irá de la mano de la interacción de los diferentes componentes. Se puede afirmar que cada sistema fotovoltaico, cada aplicación para la que va destinado, requiere de diferentes soluciones BoS, y por tanto hay mucho camino todavía para la I+D en este campo.

El crecimiento del mercado fotovoltaico en España, basado fundamentalmente en plantas fotovoltaicas “multi-megawatio”, ha sido un excelente laboratorio para probar la calidad de estos componentes y para alcanzar una



El objetivo es reducir los costes de fabricación aumentando su fiabilidad



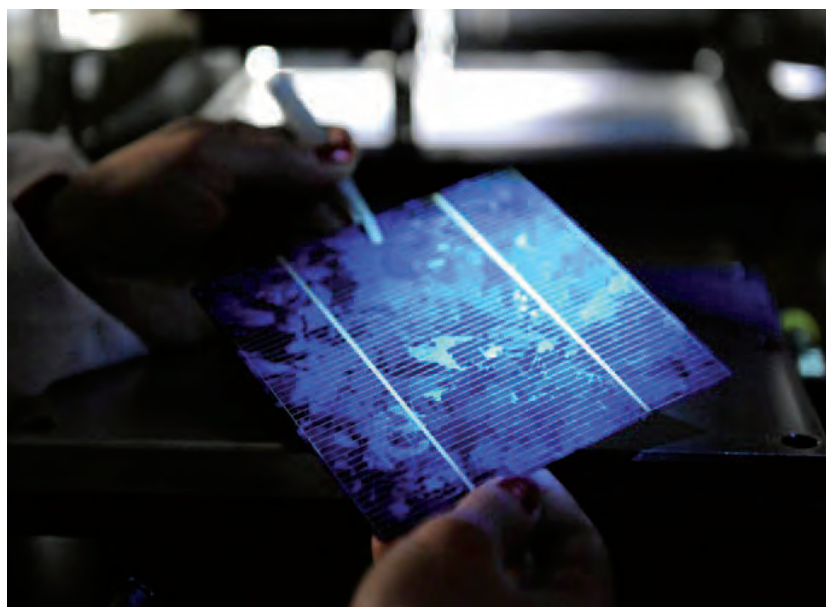
La integración de FV en edificios tiene un potencial de crecimiento enorme

72

UNEF. INFORME ANUAL 2014

madurez tecnológica que permite, a los costes actuales, producir electricidad por debajo de los 10 c€/kWh (y de 7c€/kWh en el sur de España), con niveles de disponibilidad por encima del 98%, y con productividades por encima de los 2000 kWh/kWp para ciertas tecnologías de seguimiento.

Este conocimiento acumulado no se ha restringido a lo técnico sino que se ha extendido a las fórmulas para una correcta comercialización y financiación de estos sistemas (estudios de productividad, mecanismos de “bancarización”, fórmulas contractuales, etc.) que ahora son de aplicación en proyectos de otras partes del mundo.



Si se pone el foco en las aplicaciones, y con permiso del resto, hay una que sin duda tiene un potencial de crecimiento enorme, su aplicación natural, y no es otro que el de la integración de fotovoltaica en edificios y entornos urbanos en general (BIPV, Building Integrated Photovoltaics), en donde el panel fotovoltaico puede ofrecer múltiples funciones además de la de producir electricidad. Y aquí se puede afirmar que todas las políticas europeas (directivas, reales decretos, leyes) en materia de energías renovables, de eficiencia energética, de ahorro, empujan a la fotovoltaica hacia el éxito, desde los edificios “de consumo energético casi nulo” hasta las “ciudades inteligentes”. Hay un potencial enorme en las fachadas de edificios públicos y comerciales, y en general en el sector terciario que no se ha abordado todavía, y que representa una oportunidad para casi todas las tecnologías fotovoltaicas. Aunque los requisitos técnicos para una buena integración no son excesivos, esta aplicación es más complicada que los tradicionales sistemas en suelo, porque hay que poner de acuerdo a muchos actores, el primero el arquitecto del edificio, pero también el usuario, los diseñadores, y hay que demostrar la versatilidad, la multifuncionalidad y la rentabilidad económica, lo cual complica este tipo de instalaciones. Entendido como una sustitución de materiales constructivos, los sistemas BIPV tienen que demostrar su capacidad de generación eléctrica, sin comprometer las funciones básicas de la envolvente del edificio (por ejemplo aislamiento térmico, control de iluminación, confort) respetando además los códigos técnicos de cada país. En este sentido, cobra especial relevancia la realización de diversos proyectos de demostración, que se enfoquen hacia la flexibilidad de la aplicación, su integración estética, cumpliendo con los requisitos técnicos que se impongan en cada ciudad, así como una adecuada regulación del autoconsumo.

España, potencia en sistemas fotovoltaicos

Como en el resto de la cadena de valor de la tecnología fotovoltaica, España también ha sido y es actualmente un referente mundial en “sistemas”, tanto a nivel industrial como en el ámbito de la investigación. Como ya se ha explicado, la cantidad de aspectos que se integran bajo el paraguas del “sistema” fotovoltaico es enorme, y en todos ellos España cuenta con una amplia representación.

Atendiendo a las fases de instalación de un sistema fotovoltaico, en España se trabaja y muy bien desde la fase de diseño, instalación y conexión a red, gestión energética, y la de operación y mantenimiento de plantas fotovoltaicas. Así, por ejemplo existen grandes capacidades para el cálculo de recurso solar y estimación de producción energética, o la evaluación y optimización del diseño de instalaciones, caracterizando energéticamente los productos fotovoltaicos para integración arquitectónica, elaborando anteproyectos y proyectos del diseño de instalaciones fotovoltaicas, analizando la influencia de sombras cercanas mediante el uso de simuladores de sombras, identificando y modelando el sistema para evaluar las pérdidas de energía por estas sombras, y todo ello tanto en instalaciones de suelo como en integración urbana, donde influyen otros factores y hacen esta estimación y diseño más complejos.

España es referente en el desarrollo de equipos electrónicos de potencia. De hecho se diseñan y desarrollan no solo inversores sino cualquier tipo de equipo electrónico que permita aprovechar la electricidad fotovoltaica, tanto para inyección a red como para aplicaciones aisladas, utilizando además las últimas tecnologías en cuanto a componentes y topologías de conversión de potencia (SiC, GaN). Y así se desarrollan soluciones para bombeo solar potabilización o desalación de agua, inversores de conexión a red de baja, media y alta potencia, todo tipo de algoritmos de gestión activa de la demanda eléctrica combinada con la generación distribuida fotovoltaica para un uso eficiente de la energía, soluciones que combinan fotovoltaica con almacenamiento y aprovechamiento máximo (autoconsumo) de la energía generada, algoritmos para servicios de integración en red (anti-isla, funcionamiento durante perturbaciones en la red, regulación de frecuencia y tensión...), algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia novedosos, y un largo etcétera.

En el apartado de operación, mantenimiento y caracterización, existen centros y empresas que ofrecen como servicio el análisis de averías en plantas fotovoltaicas, la optimización de la producción o la determinación de rendimientos reales de los distintos subsistemas de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red. La monitorización de sistemas mediante el diseño e implementación de sistemas de control SCADA específicos para las plantas fotovoltaicas. Existen además centros reconocidos que evalúan la electrónica de potencia de acuerdo a los estándares y normativa regulatoria. En ese sentido, España cuenta con muy buenas infraestructuras para ofrecer estos servicios.

Si el análisis se centra en las aplicaciones, España está también muy bien representada en las principales, teniendo además un papel dominante en las grandes plantas fotovoltaicas, en el apartado de BIPV, sistemas aislados y concentración fotovoltaica. En todos ellos, se están realizando grandes esfuerzos de I+D y se están obteniendo resultados y soluciones que en algunos casos están llegando al mercado.



España es referente en el desarrollo de equipos de electrónica de potencia



España tiene sobradas capacidades para ofrecer los mejores sistemas fotovoltaicos

Principales hitos y resultados en España

Fácil es intuir pues que España tiene capacidades sobradas para afrontar el reto que ofrecen los sistemas fotovoltaicos en la actualidad y en el futuro cercano. Destacar resultados concretos en el capítulo de sistemas es complejo por la amplitud de la materia. Mencionaremos a continuación algunos de los resultados e hitos más importantes:

- ◆ Sistema inteligente para consumidores residenciales que realiza una gestión de la demanda eléctrica local y de la generación fotovoltaica para optimizar el autoconsumo (Gestión activa de la demanda eléctrica).
- ◆ Procedimiento para la determinación de la producción eléctrica esperable de sistemas fotovoltaicos distribuidos en entornos complejos (sombras estáticas y dinámicas).
- ◆ Varias patentes en la temática de los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia y algoritmos de detección de fallos para sistemas con estrategias de seguimiento distribuido.
- ◆ Relacionado con la anterior, desarrollo de arquitecturas distribuidas (optimizadores) para su aplicación en sistemas fotovoltaicos heterogéneos.
- ◆ Procedimiento para la predicción a corto plazo (24 horas) de la producción eléctrica de sistemas fotovoltaicos con independencia de la provisión de datos externa, rápido aprendizaje y ajuste a los condicionantes locales.
- ◆ Metodología para la caracterización energética integral de elementos BIPV en condiciones reales de funcionamiento que incluye aspectos térmicos, lumínicos y eléctricos.
- ◆ Metodologías y herramientas de diseño propio para identificar el potencial solar urbano a distintas escalas, desde el edificio/manzana hasta el distrito/ciudad completa. Más en concreto, evaluación del recurso solar y cálculo de producción de instalaciones fotovoltaicas en emplazamientos de Europa, Asia, África y América.
- ◆ Desarrollo avanzado de dispositivos electrónicos, por ejemplo, el de un inversor fotovoltaico para las futuras redes de generación distribuida con un diseño específico para la integración de fotovoltaica en edificación, con algoritmos de seguimiento de la región de máxima potencia para optimizadores (patente española), algoritmos de predicción y detección de fallos para mejora de la operación y mantenimiento, nuevos servicios de red (lazo de seguimiento de fase, anti-isla, control de frecuencia, control potencia reactiva, etc.) y protocolo IEC 61850.
- ◆ Asesoramiento técnico y anteproyecto para la construcción de instalaciones fotovoltaicas fuera de España (un ejemplo, instalación de 100 MW en Uzbekistán), complementado con el asesoramiento a instituciones financieras sobre alternativas para reducción de los costes de financiación de plantas fotovoltaicas (como se hace en Sudáfrica para plantas inferiores a 5 MW).

La actividad divulgativa de los grupos españoles es además muy extensa, con más de veinte artículos anuales en revistas internacionales e innumerables participaciones en los congresos más representativos del sector solar fotovoltaico, con temas muy variados, como la aplicación de energía solar fotovoltaica en la desalación de agua para construir plantas transportables y ubicables en zonas remotas.

3. CUANTO MÁS DELGADO, MEJOR

Conversión fotovoltaica en lámina delgada

La aparición de la tecnología fotovoltaica de lámina delgada, hace ya más de treinta años, proponía un cambio de paradigma frente al desarrollo tradicional del silicio cristalino, y era el de encontrar procesos tecnológicos alternativos de fabricación lo suficientemente baratos como para compensar la eventual disminución de eficiencia y, por tanto, reducir el coste por vatio, que es el objetivo final. La reducción de los costes de producción pasaba, indefectiblemente, por una reducción en el volumen de material necesario para la fabricación de las capas activas de las células, que debían pasar a ser más delgadas que las obleas de silicio.

En la situación actual, y tras décadas de desarrollo, los rendimientos a nivel de célula de las tecnologías de lámina delgada más prometedoras han igualado, a escala de laboratorio por encima del 20%, los rendimientos del mejor silicio multicristalino. Pero por otra parte, la actual situación del mercado fotovoltaico ha llevado los precios de venta del silicio cristalino al mismo nivel que los de las láminas delgadas. Es decir, se han igualado las razones €/Wp del silicio cristalino y de la lámina delgada a base de igualar tanto el numerador como el denominador de dicho cociente. En estas circunstancias el interés por las tecnologías de lámina delgada se ha visto moderado por el progreso de las tecnologías competidoras.

Esta evolución de la tecnología se ve claramente reflejada en su penetración en el mercado fotovoltaico. La tasa compuesta de crecimiento anual del mercado de módulos de lámina delgada estuvo entre 2005 y 2009 por encima de la del conjunto de la industria fotovoltaica, llevando la cuota de mercado de la lámina delgada desde el 6% en 2005 hasta el 20% en 2009. Desde entonces, su cuota de mercado ha ido disminuyendo lentamente como consecuencia de un crecimiento ligeramente inferior al de las tecnologías basadas en oblea de silicio. En este momento está en torno al 10%. En 2011 había más de 200 empresas en todo el mundo trabajando en tecnología de lámina delgada, desde investigación y desarrollo hasta grandes plantas de producción industrial. Hoy ese número es aproximadamente la mitad.

Esta evolución debe, no obstante, contemplarse teniendo en cuenta importantes consideraciones. Por una parte, es innegable que uno de los factores que han contribuido a la disminución de costes de la energía solar fotovol-



En 2011 había más de 200 empresas de lámina delgada, hoy hay menos de la mitad

75

UNEF: INFORME ANUAL 2014





taica ha sido y es la fuerte competencia que supone la tecnología de telururo de cadmio, representada fundamentalmente por el fabricante estadounidense First Solar. Esta tecnología ha tenido una fulgurante evolución, tanto en el aumento de la eficiencia como en la disminución de los costes de producción, hasta el punto de que su curva de aprendizaje es claramente mejor que la del conjunto de las tecnologías fotovoltaicas. Esta por ver qué tecnología fotovoltaica encuentra antes limitaciones para seguir mejorando su ratio eficiencia/coste.

Por otra parte, no se debe olvidar que el desarrollo de la fotovoltaica de lámina delgada ha cambiado radicalmente las perspectivas comerciales de la integración fotovoltaica en edificios (abreviadamente *BIPV*) por razones que van mucho más allá de la eficiencia. La versatilidad, la posibilidad de fabricar módulos flexibles, semitransparentes y de aspecto estético incomparablemente mejor que el de ninguna competidora, han marcado de forma clara la hoja de ruta de las tecnologías fotovoltaicas de lámina delgada, como la opción fundamental en el desarrollo del BIPV en los próximos años, de modo que si la coyuntura actual, aún fuertemente dependiente del desarrollo de plantas fotovoltaicas sobre suelo, determina las cuotas de mercado actuales, es innegable que la evolución que el futuro a medio y largo plazo depara para el BIPV estará basada en gran medida en lámina delgada.

La mayor parte de las empresas de lámina delgada están basadas en silicio y fabrican dispositivos bien de silicio amorfo, bien de silicio amorfo y microcristalino. El número de compañías que basan sus dispositivos en un absorbente de Cu(In,Ga)(Se,S)_2 , conocidas como CIGS, es inferior y sólo unas pocas usan CdTe, si bien es de subrayar que la producción de una de ellas (First Solar) es por sí sola aproximadamente la mitad de la producción total de lámina delgada en el mundo (siendo First Solar uno de los cinco mayores fabricantes fotovoltaicos mundiales de cualquier tecnología).

Los principales retos con los que se enfrentan las diferentes tecnologías de lámina delgada, y que no son comunes a todas ellas, son: la necesidad de aumentar los ritmos de crecimiento para mejorar las tasas de producción, la mejora de los mecanismos de atrapamiento de luz, la fotoestabilidad, la disponibilidad de materia prima (Te, In, Ga...), el reciclado de módulos en cuya fabricación se usan elementos tóxicos y la extrapolación de procesos de laboratorio hasta la escala industrial.

Capacidades en España en lámina delgada

En nuestro país hay unos diez grupos de investigación dedicados a la conversión fotovoltaica en lámina delgada. Aproximadamente la mitad de ellos tienen en esta área una experiencia investigadora por encima de los 25 a 30 años, con actividad sostenida y significativa en silicio amorfo, microcristalino y otras formas de silicio en lámina delgada, calcogenuros (CdTe, CIGS...) y óxidos conductores transparentes. Estos grupos tienen tanto capacidad tecnológica de preparación de materiales y dispositivos (incluso módulos monolíticos), como amplia experiencia en la caracterización de láminas delgadas, células y módulos, desde muestras de laboratorio hasta productos comerciales. Dicha capacidad los sitúa en posición adecuada para acometer la mayor parte de los retos arriba reseñados, especialmente los tecnológicos, por lo que se encuentran en posiciones razonables en el conjunto de los centros de investigación en lámina delgada en el mundo.

En el ámbito industrial cabe destacar que hasta hace unos dos años llegó a haber en España hasta tres fábricas de módulos de lámina delgada de dife-

rentes tecnologías en funcionamiento (Gadir Solar en Cádiz, T-Solar en Orense y Soliker en Salamanca), más una en proyecto (Hellín Energética en Albacete), lo cual implicaba una capacidad industrial muy por encima de la media de los países europeos y un valor tecnológico muy significativo. Como consecuencia de los ataques sufridos por la tecnología fotovoltaica a los que ya se ha hecho referencia, no hay en este momento ningún fabricante de módulos de lámina delgada en activo en España. Mientras tanto, el mercado fotovoltaico mundial sigue creciendo a ritmos en torno al 25% anual.



77



Hitos y resultados de los grupos españoles

Los grupos españoles han desarrollado con éxito la tecnología de todos los materiales que se usan en fotovoltaica de lámina delgada. Aquellos que se dedican al desarrollo de dispositivos, han conseguido hitos significativos, como el desarrollo de células de silicio amorfo de unión simple con eficiencias por encima de 9% (muy cerca del 10,1% de récord mundial); el desarrollo de módulos monolíticos de silicio amorfo sobre vidrio combinando la tecnología de célula con procesos de ablación láser, con eficiencias de módulo del 7%; células basadas en oblea de silicio monocristalino a las que se ha aplicado procesos de lámina delgada para pasivar, con eficiencias de 20,7%; y células de heterounión de silicio preparadas con procesos de baja temperatura, que han alcanzado por el momento eficiencias de 17,7%. En el ámbito de los calcogenuros, cabe destacar la aparición de nuevos actores en el panorama nacional, alguno de ellos con presencia destacada en proyectos, tanto nacionales como europeos, sobre el desarrollo de nuevos materiales.

En general, se puede decir que la comunidad investigadora nacional ha desarrollado suficiente tecnología y experiencia en fabricación, instalación y caracterización de dispositivos de lámina delgada para dar apoyo técnico completo a cualquier socio industrial que quiera acometer una línea de producción. Esta situación, sin embargo, podría empeorar notablemente en poco tiempo si no se revierte la dañina política de contracción de la I+D, que está haciendo perder capital humano de la más alta cualificación en este sector como en otros de la ciencia y la tecnología.



Los grupos españoles han desarrollado con éxito la tecnología de lámina delgada



4. FOTOVOLTAICA VIVA: LA TECNOLOGÍA ORGÁNICA

Bajo el epígrafe de fotovoltaica orgánica se engloban diferentes tipos de células solares que tienen en común el uso de moléculas y/o materiales orgánicos. El interés en este tipo de dispositivos fotovoltaicos reside en 4 grandes pilares: 1) el uso de materiales abundantes en la corteza terrestre, 2) la escasa o nula, en algunos casos, toxicidad, 3) el bajo consumo de energía en su fabricación, puesto que solo en uno de los casos se necesitan temperaturas cercanas a 500°C y 4) el “tiempo de recuperación de energía” relativamente corto en comparación con otras tecnologías si se tiene en cuenta el análisis del ciclo de vida y reciclaje de los componentes.

En muchos de los casos, los dispositivos fotovoltaicos orgánicos están una fase preliminar de estudio a nivel de laboratorio y en un caso particular, las células solares conocidas como células de colorante o células de Gratzel (en honor a su inventor), ya han dado el salto a la fase pre-industrial.

A nivel europeo hay que destacar las siguientes empresas que han apostado desde su inicio por las células solares orgánicas:

- ✓ Solaronix (Suiza). Con células de Gratzel, son los responsables de la primera fachada fotovoltaica fabricada con esta tecnología utilizando colorantes orgánicos.
- ✓ Heliatek GmbH (Alemania). Esta empresa está especializada en el uso de sistemas de alto vacío para la preparación de módulos fotovoltaicos fabricados con moléculas orgánicas de bajo peso molecular (también conocidas como moléculas pequeñas). Actualmente tienen el récord de las células orgánicas (12,1% de eficiencia) con un módulo de 100 cm² fabricado mediante una unión triple de diferentes colorantes.

En España, el desarrollo de la fotovoltaica orgánica está circunscrito únicamente a centros de investigación CSIC, universidades y centros tecnológicos. Además, la organización de los diferentes grupos de investigación que trabajan activamente en fotovoltaica orgánica está desestructurada, a falta de un proyecto común liderado por empresas nacionales, que más bien han preferido invertir en grupos extranjeros, esperando poder adquirir las “spin-off” de esos centros y/o sus patentes cuando la tecnología esté madura.



En el pasado, empresas como Atersa y Acciona Solar iniciaron proyectos en fotovoltaica orgánica con más ilusión que financiación, pero el cambio en la política gubernamental de I+D les forzó a terminar los proyectos.

Aun así, los grupos de investigación españoles han alcanzado cotas muy altas de reconocimiento tanto a nivel nacional como a nivel internacional. Muchos de los valores publicados para eficiencias en dispositivos fotovoltaicos por grupos internacionales han sido ya alcanzados (y en algunos casos mejorados) en nuestro país, en condiciones de financiación precarias cuando se comparan los presupuestos con los grupos referencia en el ámbito internacional.

En el caso de que esta tecnología entre en el mercado en los próximos años (se espera que dentro del programa de investigación de la Unión Europea de aquí al 2020, el llamado Horizonte 2020, la utilización de fotovoltaica orgánica en integración arquitectónica adquiera un impulso importante), España sufrirá ante la falta de personal cualificado que entienda y sepa de este tipo de dispositivos fotovoltaicos.



5. MÁS LUZ, MÁS LUZ: LA CONCENTRACIÓN FOTOVOLTAICA

En los últimos años, y muy especialmente en la última década, se ha producido el desarrollo de nuevas tecnologías de células solares de muy alta eficiencia basadas en semiconductores III-V. Dicho desarrollo se ha producido inicialmente para la industria aeroespacial, y se ha trasladado posteriormente a la fotovoltaica terrestre. En la actualidad las eficiencias de este tipo de células superan el 44% en el laboratorio y el 40% en producción industrial. Estos dispositivos, cuyo coste por unidad de área es mucho mayor que el de las tecnologías fotovoltaicas convencionales, encuentran en la concentración fotovoltaica una oportunidad para competir en el mercado fotovoltaico terrestre y se han convertido en una de las grandes promesas de reducción de coste de generación fotovoltaica en los próximos años. La aparición de estas células de alta eficiencia ha supuesto un nuevo impulso a la concentración fotovoltaica, cuyos orígenes se remontan a los años 70 pero cuya presencia en el mercado se limita al último lustro. La idea fundamental de esta tecnología consiste en utilizar un elemento óptico para la captación de la radiación solar, que concentra la luz en un área muy pequeña donde se sitúa la célula solar. Cualquier dispositivo fotovoltaico, por caro que sea su proceso de fabricación, puede ser competitivo si el tamaño del mismo es suficientemente pequeño. El nivel de concentración, que viene determinado por la relación entre el área de captación del sistema óptico (S) y el área de la célula solar (S') debe ser el necesario para alcanzar dicha condición. Pero además, la mayor eficiencia de conversión de estas tecnologías, que doblan ampliamente las del silicio, supone una reducción de coste en la medida que el área necesaria para la producción de la misma energía es muy inferior. Dependiendo del tipo de célula existen sistemas de muy diversos niveles de concentración. Típicamente se habla de baja concentración cuando $S/S' \leq 10$, media concentración hasta 50 y alta concentración si son valores elevados ($S/S' > 100$). Mientras que en los inicios la concentración fotovoltaica estuvo basada en dispositivos de silicio en concentraciones medias o bajas, en la actualidad el mercado está dominado por células multi-unión III-V que trabajan en niveles de entre 500 y 1300.



**Cualquier
dispositivo FV
puede ser
competitivo
si su tamaño es
suficientemente
pequeño**

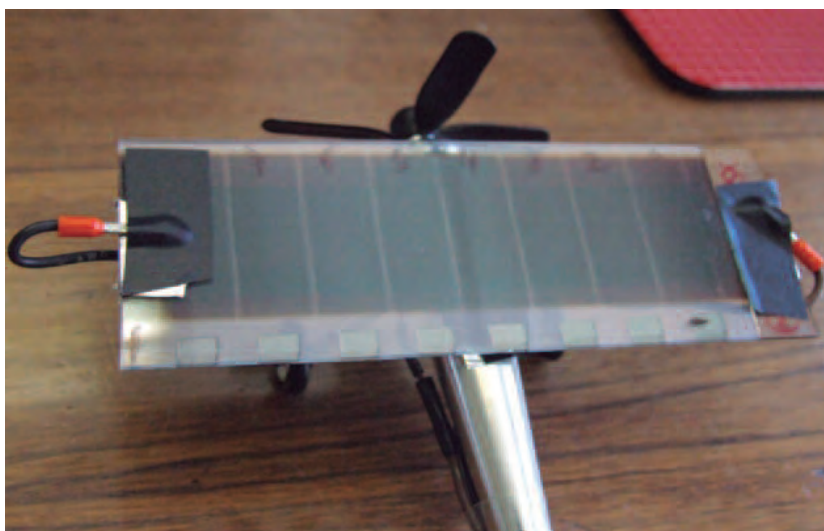


El récord mundial de eficiencia de conversión directa radiación solar-electricidad, por medios fotovoltaicos, lo ostentan las tecnologías de célula basadas en materiales que pertenecen a los grupos III y V del sistema periódico. La ventaja del tipo de compuestos que se pueden obtener a partir de esos materiales (AsGa, InP, AsGaAl...) es la capacidad de poder variar de manera controlada la anchura de la "banda prohibida" del semiconductor, y por lo tanto, el rango de longitudes de onda que absorbe cada célula. De este modo la célula fotovoltaica que se puede fabricar no es una única unión p-n, como en las otras tecnologías inorgánicas, sino una sucesión de células fotovoltaicas (uniones) de distintas características (energía de la banda prohibida) que permiten un mayor rango de absorción del espectro solar y de ahí una mayor eficiencia de conversión. La tecnología así descrita consta de 2, 3 ó 4 uniones y las células se llaman células "multi-unión". Esta tecnología tiene por lo tanto grandes posibilidades de eficiencia, pero también su coste de fabricación es más elevado que el de las otras tecnologías, por lo tanto es la candidata óptima para aplicar el esquema de fotovoltaica de concentración.

La tecnología fotovoltaica de concentración ha entrado en el mercado de generación eléctrica en los últimos años, con un crecimiento sostenido que ha dado lugar a una capacidad acumulada superior a los 300 MWp actualmente y una previsión de alcanzar 1 GW antes de 2020. En el momento actual existe una capacidad de producción mundial superior a los 600 MWp, concentrada en apenas cinco fabricantes, y un gran número de empresas en etapa de planta piloto de fabricación, entre ellas algunas españolas.

Capacidades en España de fotovoltaica de concentración

España ha sido pionera en la fotovoltaica de concentración desde los inicios de esta tecnología. A lo largo de 30 años nuestro país ha hecho contribuciones clave en el diseño de sistemas de baja y media concentración basados en silicio, el diseño y fabricación de sistemas ópticos anidólicos para concentración fotovoltaica, el diseño y fabricación de espejos y lentes de concentración, en la tecnología de células multi-unión sobre sustrato de Germanio, nuevos conceptos e ideas innovadoras de concentración como las células solares de banda intermedia, la caracterización de células, módulos y sistemas de concentración proponiendo nuevas metodologías y equipos tanto de laboratorio como de producción. Otras de las señas de identidad de nuestros grupos han sido la contribución y liderazgo en el desarrollo de norma-



tiva internacional, muy demandada por el mercado y necesaria para el crecimiento de esta tecnología, participando muy activamente en los comités de la *International Electrotechnical Commission*; y la transferencia al sector productivo de muchas de las tecnologías desarrolladas al cabo de estos años. Por otra parte, como un proyecto externalizado del Instituto de Energía Solar surgió en 2006 el ISFOC en la Comunidad de Castilla la Mancha (Puertollano). En este instituto, dedicado únicamente a fotovoltaica de concentración, se prueban en funcionamiento real bajo condiciones óptimas de irradiación distintas tecnologías de fotovoltaica de concentración, módulos, ensamblajes y componentes individuales. También en el ámbito de desarrollo hay grupos en España que trabajan en sistemas de control para seguidores, algoritmos para el seguimiento del punto de máxima potencia en fotovoltaica de concentración y diseño de lentes Fresnel. Contamos también con laboratorios acreditados a nivel mundial para probar los componentes fotovoltaicos según estándares internacionales (IEC-62108) con grupos de trabajo dedicados a la investigación en componentes, especialmente ópticos, caracterización de células y prueba de seguidores.

En la actualidad una empresa española fabrica y comercializa un producto de fotovoltaica de concentración en Estados Unidos y Sudamérica, y, aparte de anteriores proyectos de demostración en muy baja concentración en módulo plano de silicio (1,5 Sevilla PV), tiene en su cartera el haber adquirido una pequeña empresa de fabricación de un prototipo original. Otras empresas españolas han diseñado y fabrican pequeñas series de módulos fotovoltaicos de concentración y seguidores.

En lo que se refiere a componentes, hay empresas que diseñan y fabrican ópticas no formadoras de imagen para fotovoltaica de concentración. Otras desarrollan y fabrican sensores solares y sistemas de control de seguidores para seguimiento solar de alta precisión, o trabajan en los aspectos relativos a diseño de componentes para plantas de muy alta concentración fotovoltaica (>2000), y su industrialización.

Hitos y resultados de los grupos españoles

El desarrollo de la fotovoltaica de concentración, ha sido una constante de dedicación en varios grupos de trabajo españoles tanto a nivel universitario, como en la etapa de centro tecnológico, PYME o gran empresa.

Como hitos significativos se pueden destacar que en España se diseñó y construyó el primer sistema de concentración de Europa, la mayor planta de concentración del mundo en su momento basada en concentradores lineales, y se propuso y patentó la lente de Fresnel híbrida de vidrio-silicona dominante en los sistemas actuales. Recientemente ha tenido un gran éxito la presentación del primer simulador solar en superficie grande para módulos de fotovoltaica de concentración, que comercializa actualmente una empresa tecnológica spin-off del grupo que lo ha desarrollado. En España se han obtenido valores récord de eficiencia en células de doble unión. A nivel básico en la investigación de dispositivos, el postulado de la Banda Intermedia también ha sido un hito importante en la lista y capacidad de innovación de la I+D fotovoltaica de nuestro país.

Hemos tenido, por otra parte, empresas pioneras en el prototipado industrial de la tecnología de concentración, con un productos de concentración próxima a 1000, y también desarrollos a menores concentraciones, así como productos de concentración basados en células de Silicio de contactos posteriores.



En la actualidad una empresa española fabrica FV de concentración en Estados Unidos y Sudamérica



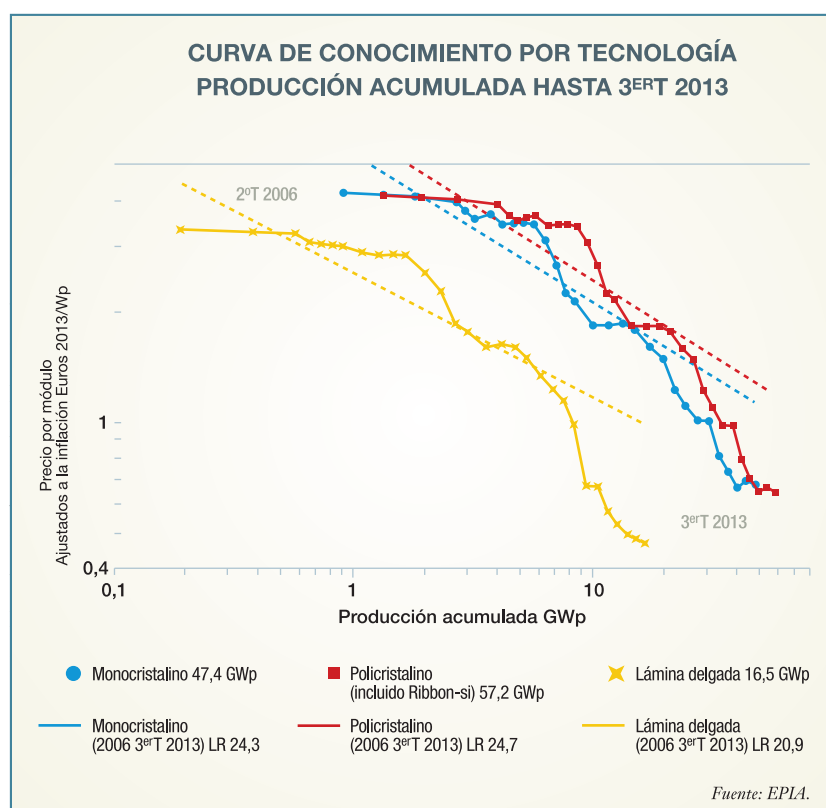
España ha jugado un papel relevante en el despegue de la FV a nivel mundial

Respecto a resultados genéricos de los grupos españoles, merece la pena resaltar la saga de proyectos de investigación “SIGMASOLES” o “La innovación en Fotovoltaica de Concentración en España”, donde se fueron además contemplando las distintas etapas en el desarrollo y robustecimiento de los dispositivos y componentes hasta el estudio del funcionamiento óptimo en las plantas. En los siguientes proyectos SIGMAMÓDULOS, SIGMATRACKERS y SIGMAPLANTAS participaban todos los actores españoles en el ámbito de la FV de concentración: universidades, centros tecnológicos y empresas.

Todos los resultados obtenidos han permitido la consolidación del conocimiento de las características y dificultades de esta tecnología y por lo tanto, van a ser clave para el desarrollo de los productos de la nueva generación.

6. ESPAÑA, POTENCIA FOTOVOLTAICA

España ha jugado un papel relevante en el despegue de la tecnología fotovoltaica a nivel mundial, y tiene experiencia, conocimientos y capacidades para seguir haciéndolo en esta nueva fase, en el que la tecnología está entrando en su madurez y se consolidará en un futuro cercano como una fuente de energía clave. Su imparable desarrollo y la necesidad de cambiar nuestro modelo energético y de buscar nuevos modelos de crecimiento económico, hacen de la energía solar fotovoltaica una oportunidad de negocio que no debemos dejar pasar.



El capítulo “Sol e I+D+i” es una colaboración de la Plataforma Tecnológica Española Fotovoltaica (FOTOPLAT). FOTOPLAT es una iniciativa nacida en marzo de 2011 de la mano del Ministerio de Economía y Competitividad (MINECO) de España a través del programa INNFLUYE. Tiene como objeto el de agrupar en una misma estructura a todas las empresas e instituciones involucradas con el reto de mantener a España y a las empresas españolas en primera línea de la investigación e industrialización de los sistemas de energía fotovoltaica, buscando sinergias entre las distintas instituciones e implementando estrategias coordinadas. Más información www.fotoplat.org

RADIOGRAFÍA DEL SECTOR Y LA APUESTA POR LA INTERNACIONALIZACIÓN

El nuevo marco regulatorio ha erosionado la capacidad del sector fotovoltaico español para realizar las inversiones necesarias para cumplir con los objetivos medioambientales comprometidos por España.

Por todo ello es por lo que aún quedan empresas que apuestan por esta tecnología. Nuestras empresas están presentes tanto en los principales mercados mundiales como en los países que están empezando con su apuesta fotovoltaica. Dichas empresas abarcan desde consultoras hasta fabricantes de módulos, pasando por promotores, instaladores, empresas de mantenimiento y empresas de venta de electricidad.

Dentro de esta significativa dispersión geográfica, los países que más destacan son: Chile, Francia, Italia, México y Estados Unidos.

El sector fotovoltaico está intensamente interconectado y por razón cabe mencionar que, además de las empresas españolas, operan en nuestro país otras de origen extranjero que contribuyen a desarrollar el sector y generar trabajo y riqueza.





El know-how generado en el pasado permite a las empresas FV españolas conservar una clara relevancia internacional

1. ESTUDIO DE INTERNACIONALIZACIÓN DE LAS EMPRESAS ESPAÑOLAS

La caída experimentada por el mercado solar español en los últimos años debido a la parálisis derivada del marco regulatorio impuesto por el gobierno en España, ha obligado al sector a reinventarse y a buscar oportunidades en nuevos nichos de mercado y en terceros países.

Centrándonos en la internacionalización, la apertura de mercados que apuestan por el sector de las energías renovables y que buscan en las empresas con experiencia y capacidad de aportar innovación, está siendo la principal alternativa para nuestro sector.

El sector fotovoltaico nacional ha destacado por una potente imagen de liderazgo internacional a través de empresas con una gran visibilidad mundial. El crecimiento del mercado interno español de la pasada década permitió a la empresa española a generar un sólido know-how que le permite mantener una clara relevancia internacional.

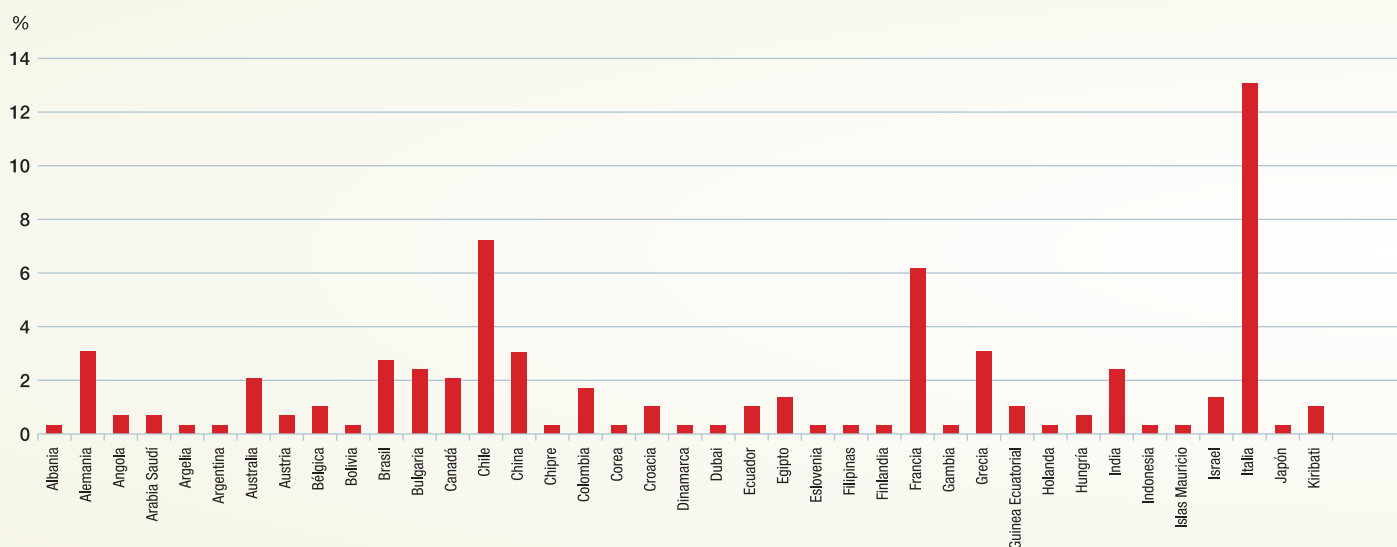
En España, desde finales de la pasada década existían empresas en todos los segmentos de la cadena de valor fotovoltaica. Gracias a esta amplitud técnica es fácil encontrar diferentes ejemplos de cómo nuestras empresas abordan el proceso de la internacionalización.

Las empresas citan como sus principales fortalezas percibidas para competir a nivel internacional, las credenciales y la relación calidad precio. Además, el sector solar español ha sabido adaptarse en los últimos años a diferentes cambios de mercado y marcos regulatorios.

Las empresas fotovoltaicas españolas han desarrollado sus actividades de internacionalización predominantemente en Europa y en Latinoamérica.

Europa ha sido un mercado objetivo habitual para las empresas fotovoltaicas españolas ya que el continente brinda una regulación estable similar a la española. A nivel europeo, la situación por principales países es la siguiente:

MERCADOS EXTERIORES DE REFERENCIA DEL SECTOR FOTOVOLTAICO ESPAÑOL



TIPOS DE EMPRESAS EN LA CADENA DE VALOR SOLAR FOTOVOLTAICO

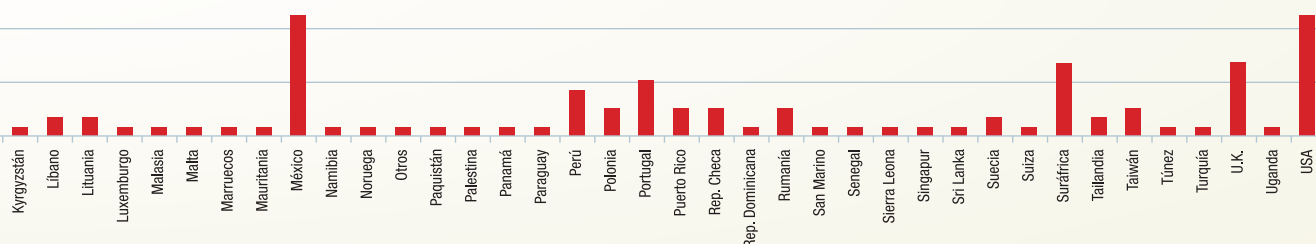


Fuente: ECLAREON.

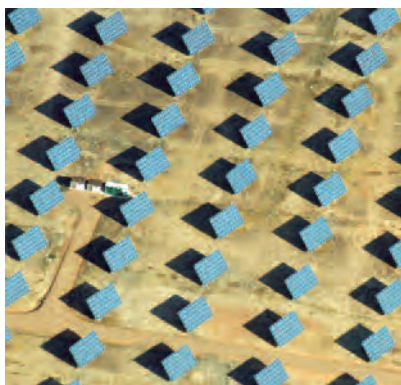
- ✓ Actualmente Italia, Alemania y Francia siguen generando oportunidades, pero existe un grado de competitividad muy elevado.
- ✓ Reino Unido es un mercado reciente y de corto plazo, pero muy activo últimamente.

En cuanto a Latinoamérica, Chile, República Dominicana, México o Perú atraen mucha atención y se han convertido en la principal apuesta de las empresas españolas.

Las características comunes de una zona tan heterogénea como América Latina, hacen que las energías renovables tengan un gran potencial en esta zona por los siguientes motivos:



Fuente: UNEF.



Los países latinoamericanos son de los mercados más importantes para las empresas españolas

- ◆ Son países con crecimientos económicos sostenidos.
- ◆ Tienen un incremento constante del consumo eléctrico.
- ◆ Los sistemas energéticos muy dependientes de los combustibles fósiles.
- ◆ Poseen significativas políticas de incentivos para el aumento de generación renovable.

La buena irradiación, crecimiento económico, altos precios de la energía, políticas de fomento a las renovables, hacen que Latinoamérica sea un mercado con gran potencial.

Brasil, Chile y México aparecen como los mercados más atractivos para la fotovoltaica, ya que los precios de la electricidad son elevados, tienen necesidad de generación eléctrica, poseen políticas de apoyo del Gobierno, tienen mercados potenciales, y un crecimiento económico sostenido.

La potencia solar instalada en Chile es de 150 MW -a marzo 2014-, y el número de proyectos en promoción es muy elevado más de 4.200 MW.

En el caso de Brasil el mercado fotovoltaico sólo tiene 4 MW, la mayoría en áreas rurales, pero son la referencia en la implantación del modelo de autoconsumo con balance neto.

México, tiene un mercado fotovoltaico de 60 MW en total (a marzo 2014), y tiene por objetivo que del 35% de la generación eléctrica provenga de generación renovable en 2025 (Gobierno augura 1,5 GW solares en 2020).

Los altos precios en las islas caribeñas auguran desarrollo al margen de las políticas de fomento.

Se espera que durante 2014 se instalen alrededor de 700 MW de energía fotovoltaica en Latinoamérica. La mayoría de esta capacidad será incrementada bajo la modalidad de pequeños productores, aumento de demanda residencial y proyectos de autoconsumo comerciales, industriales y agrícolas.

El modelo de éxito más extendido entre los países latinoamericanos para la inversión en renovables son los PPA (Power Purchase Agreement) en detrimento de las primas utilizadas en Europa en la pasada década.

En cuanto a los países como Sudáfrica, Japón y Australia también han atraído inversión española destacable, pero para proyectos más específicos y empresas de mayor tamaño.

China es la región en la que las empresas españolas están dedicando menos esfuerzos ya que resulta especialmente difícil de penetrar. Los fabricantes españoles pasan por serias dificultades al no poder competir en precio con los chinos, teniendo una cuota de mercado global es <1%.

En relación con el mercado de Estados Unidos, ha atraído a varias empresas españolas fotovoltaicas, donde han cosechado un éxito moderado.

En general las empresas fotovoltaica españolas continúan con su apuesta por Europa, región ya muy madura, y dedican esfuerzos nuevos a Latinoamérica, que promete crecimiento; Asia genera menos interés, aunque Japón es un mercado con mucho potencial fotovoltaico.

11. AUTOCONSUMO Y EL BALANCE NETO

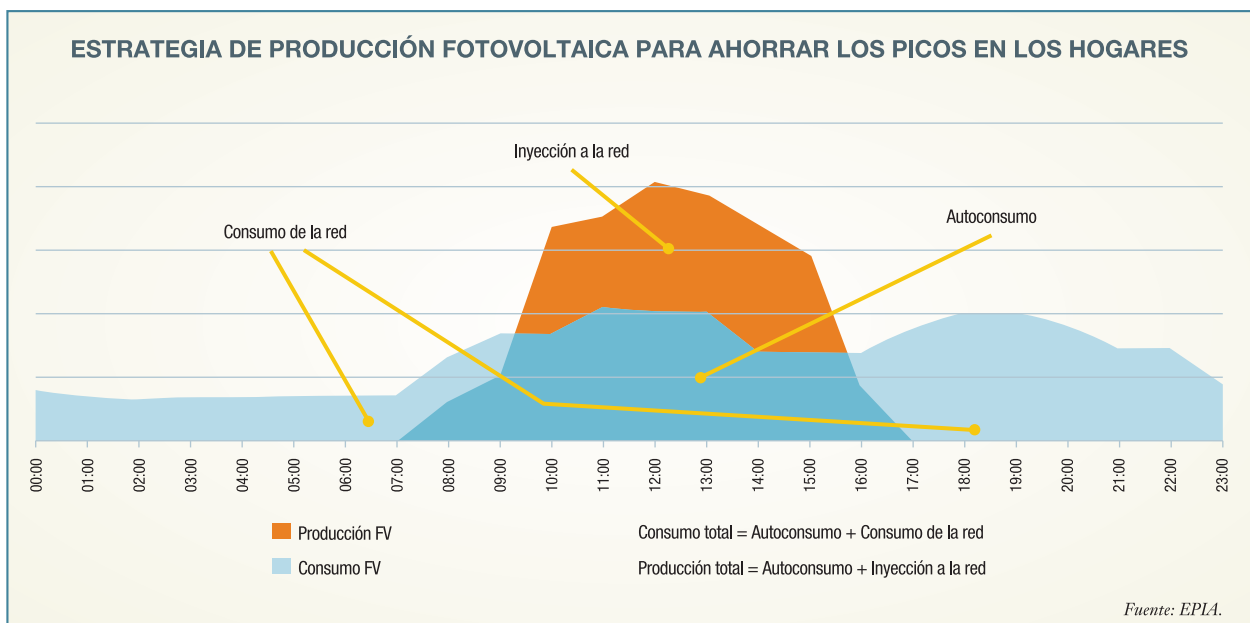
El autoconsumo es el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor.

Hoy la fotovoltaica puede competir cara a cara con el precio de la electricidad en el punto de consumo en muchas regiones, también de España. Hablamos de la tan esperada Paridad en Red.

Como la curva de generación fotovoltaica no coincide con la curva de demanda en prácticamente ningún segmento de clientes de electricidad, se hace necesaria una regulación para permitir un uso diferido de los posibles excesos de generación fotovoltaica durante el día, el llamado balance neto de energía.

El Balance Neto no es más que un acuerdo en la factura eléctrica que permita utilizar y valorar al consumidor eléctrico de cualquier ámbito la generación instantánea de electricidad que produce, así como los excesos de generación que se producen diariamente cuando se instala una micro o mini generación en un punto de consumo. La valoración puede ser económica o en forma de crédito en kWh para aquellos momentos en los que haya exceso de generación y se inyecte a la red eléctrica estos excesos de generación.





1. DESARROLLO NORMATIVO DEL AUTOCONSUMO Y BALANCE NETO EN LOS PAÍSES DE NUESTRO ENTORNO

En varios países europeos, se han promovido en los últimos años mecanismos de autoconsumo. En algunos casos, como **Bélgica**, **Dinamarca** y los **Países Bajos**, se han desarrollado mecanismos de medición neta puros- Balance Neto-, mientras que otros países han favorecido mecanismos que promueven un consumo instantáneo de la electricidad producida.

Resulta relevante la evolución de **Alemania**. En 2011 se puso en marcha un sistema de prima que promovía el autoconsumo. Sin embargo, la bajada de precios de la tecnología fotovoltaica provocó que se superaran los objetivos de este programa de forma acelerada y obligó a las autoridades alemanas modificar el programa de incentivos al autoconsumo sin prima. Recientemente, la revisión de la Ley de Energías Renovables alemana (EEG) en 2012 ha introducido un factor limitante para la inyección de red que está favoreciendo el consumo directo.

En **Italia**, el quinto proyecto de ley de energía del país -Vth Conto Energia- introdujo un plan específico para desarrollar el autoconsumo, que está en vigor desde el cuarto trimestre de 2012 y es muy similar al esquema introducido en Alemania en 2011.

Durante 2013 Italia también ha modificado su sistema de incentivo al autoconsumo mediante el "Scambio sul posto" que se establece como una alternativa a la Vth Conto Energia. Este nuevo programa asegura una remuneración económica por la energía producida e inyectada en la red eléctrica.

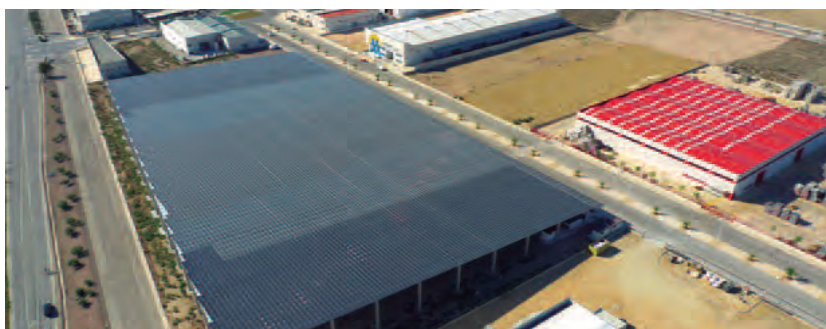
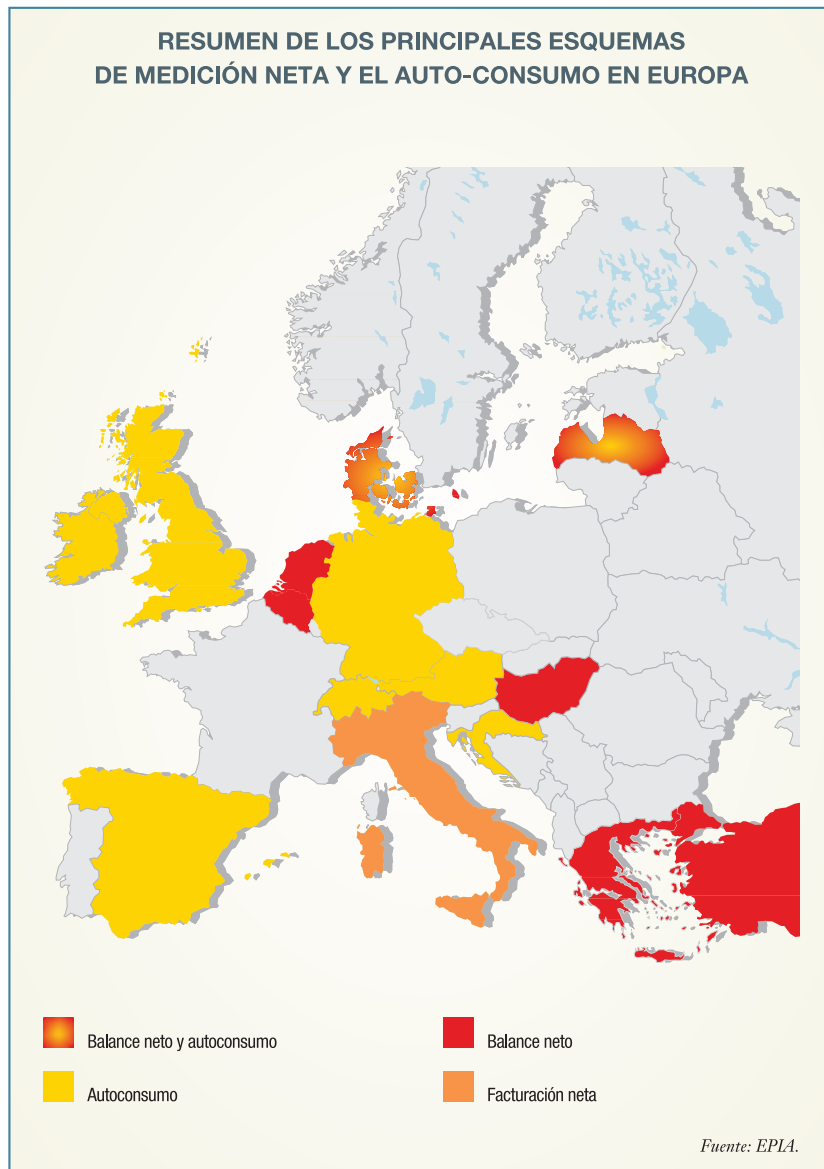
En términos generales, la experiencia reciente muestra que los esquemas de medición neta son una herramienta eficaz para poner en marcha un mercado o para desarrollar un segmento específico que representa una capacidad instalada limitada. Con el aumento de los niveles de penetración de la fotovoltaica, sin embargo, los esquemas de medición neta puras que garantizan una compensación de los gastos de la red están planteando la

cuestión de la remuneración de los operadores del sistema a largo plazo, y por lo tanto potencialmente representan una barrera a la innovación a nivel de distribución.

Recientemente, el 20 de octubre de 2014, **Portugal** aprobó, a través del Decreto-Ley 153/2014, el nuevo régimen para las instalaciones de autoconsumo. El nuevo sistema permite la venta del excedente de electricidad, condiciona la potencia máxima de las instalaciones de autoconsumo a la potencia contratada por el consumidor y admite que se puedan cerrar contratos con el comercializador de último recurso, u otras modalidades como los contratos bilaterales.



La experiencia reciente muestra que los esquemas de medición neta son una herramienta eficaz



Beneficios del autoconsumo

Fomentar la generación distribuida, bien mediante esquemas de autoconsumo o de balance neto, tiene externalidades positivas para el sistema eléctrico.

- ✓ Facilitan la transición hacia la era de post “Feed in tariffs” (sistema de primas).
- ✓ Mantiene los costes de la red bajo control a través de una reducción de los picos: Si se diseñan adecuadamente, el autoconsumo puede reducir la cantidad de electricidad instantánea que se inyecta a la red eléctrica al mediodía, disminuyendo así los picos de producción de energía fotovoltaica. En segundo lugar, cuando se combina con otras soluciones descentralizadas (bombas de calor, almacenamiento descentralizado, aire acondicionado), el autoconsumo puede también ayudar a reducir costes.
- ✓ Conservación de la energía a nivel del consumidor.
- ✓ Ayuda a maximizar las inversiones privadas.
- ✓ Mejora la ventaja competitiva del mercado en el que actúa al contribuir al superávit energético.

Barreras y desafíos actuales

La generación distribuida cuenta con diversas barreras que impiden su completo desarrollo. A estas, hay que sumar una serie de desafíos técnicos y administrativos que ralentizan su impulso definitivo. Cabe destacar:

- ✓ Excesivo poder de mercado de unas pocas empresas.
- ✓ La falta de conciencia y conocimiento por parte de los consumidores sobre la motivación para cambiar las alternativas existentes.
- ✓ El actual subdesarrollo de facilitadores: contadores inteligentes, almacenamiento y financiación.
- ✓ El reto de la integración de la red y optimización del sistema.
- ✓ El reto de inversión a nivel de distribución.
- ✓ El desafío de diseño regulador y de mercado.

Recomendaciones políticas

Si se aplica correctamente, el autoconsumo de electricidad fotovoltaica puede reducir y finalmente eliminar la dependencia del apoyo financiero específico, facilitar la integración del sistema y mantener los costos bajo control. Por tanto, los siguientes pasos deberían aplicarse sin demora:

- ✓ Aumentar la competencia en el nivel minorista.
- ✓ Levantar todas las barreras regulatorias para el autoconsumo.
- ✓ Asegurar una distribución justa de los costes de la red.
- ✓ Apoyar la implementación de facilitadores.
- ✓ Hacer el mejor uso de la flexibilidad que ofrece el autoconsumo.
- ✓ Asegurar una retribución justa por el exceso de electricidad inyectada en la red.

2. EL AUTOCONSUMO EN ESPAÑA, DE UN MERCADO IMPERFECTO A LA PROHIBICIÓN

A la espera de las amenazas que surgen desde el Ministerio desde el verano de 2013, en España la legislación da cobertura a tres tipos de instalaciones de autoconsumo:

- ✓ Autoconsumo instantáneo.
- ✓ Autoconsumo fuera de la red (Off-Grid).
- ✓ Autoconsumo con Medición Neta de conexión a red.

Autoconsumo instantáneo

Consiste en generar energía eléctrica y consumirla en el mismo momento en el que se produce. Aunque la instalación fotovoltaica está conectada a la red, no hay inyección a la misma. El inversor fotovoltaico regula su potencia a la demanda real sin consumir energía de la red. Esta forma particular de la generación de electricidad está aumentando significativamente ya que permite autorizar las instalaciones de generación como cualquier tipo de instalación eléctrica. Esto simplifica y reduce el coste de su gestión administrativa.

Según la ley española, una instalación fotovoltaica para autoconsumo debe cumplir tres requisitos:

- ✓ No se debe inyectar la electricidad generada en las líneas de distribución eléctrica.
- ✓ Debe cumplir con la normativa europea "anti-isla".
- ✓ Debe cumplir con las normas de seguridad vigentes.

Autoconsumo Off-Grid

Consiste en consumir y almacenar toda la energía proveniente del generador fotovoltaico. No es necesario registrar la instalación.

Autoconsumo con Medición Neta de conexión a red

Bajo este esquema, el consumo es tratado por separado de la producción. Esto significa que el propietario consume la electricidad autogenerada por un lado, compra la energía que demanda a la red y, por otro lado, vende los excesos de energía.

Una espada de Damocles sobre el desarrollo del autoconsumo en España

Si bien el marco normativo vigente en España puede parecer adecuado, la realidad es que el Gobierno ha conseguido la parálisis efectiva del autoconsumo mediante una estrategia basada en el rumor y la amenaza.

El 9 de febrero de 2012, el Ministro de Industria, Energía y Turismo, José Manuel Soria, en el Pleno del Congreso de los Diputados defendió que una



**En España,
la legislación
da cobertura
a tres tipos
de instalaciones**



El autoconsumo se ve perjudicado por la amenaza del “impuesto al sol”

de la prioridades de del Gobierno era desarrollar un Real Decreto que permitiera el Balance Neto. Sin embargo, y pese a que estas promesas llevaron a pensar que España se dirigía hacia el desarrollo de la generación distribuida, las acciones sucesivas han ido por un camino muy diferente.

En junio de 2013 se filtró un conjunto de borradores de leyes, reales decretos y órdenes ministeriales que debían componer el nuevo marco legislativo del sistema eléctrico nacional. Entre estos documentos se encontraba la propuesta de Real Decreto que debería regular el autoconsumo en España. Para sorpresa de aquellos que aún se acordaban de las palabras del Ministro, el Gobierno se proponía a restringir, cuando no imposibilitar, el desarrollo del autoconsumo en España.

A pesar de la intención inicial, si se aprueba la norma en los términos hasta ahora conocidos, va a suponer una autentica barrera económica para la realización de proyectos de autoconsumo en nuestro país. La principal barrera es la creación del “peaje de respaldo” o “impuesto al sol” para las instalaciones de autoconsumo conectadas a red. Un peaje que supone un atentado a la libertad económica de los



ciudadanos, al gravar una actividad que se desarrolla internamente en el perímetro privado de un hogar o instalación empresarial. Como se explicará más adelante, desde UNEF se ha propuesto un mecanismo que permitiría tanto el desarrollo de autoconsumo con balance neto como la correcta retribución a las redes distribución.

El “Impuesto al sol” introducido en el borrador de autoconsumo fue duramente criticado por los por entonces órganos reguladores, CNE y CNC. La CNE recomendó eliminar el peaje de respaldo por discriminatorio. Asimismo, destacó que la norma no reconoce los beneficios del autoconsumo. La CNC destacó que autoconsumidor ya paga los peajes para el mantenimiento del sistema como cualquier otro consumidor eléctrico conectado





93

UNEF: INFORME ANUAL 2014

a la red, y que por tanto sólo debe responsabilizarse de los peajes de forma análoga al resto, y no con un peaje extra. Asimismo, destacó que el autoconsumo es positivo y que el Gobierno debería fomentarlo.

El la prensa y redes sociales, el “impuesto al sol” fue motivo de mofa. Desde la revista Forbes, hasta el humorista gráfico El Roto, por destacar algunos, publicaron duras críticas al gobierno por la ocurrencia de gravar el uso del sol.

El impuesto al sol es el equivalente a pretender gravar el consumo de tomates autoproducidos con la justificación de que por ello compras menos tomates en la tienda.

Pese a que el Ministerio ha tratado de convencer a la sociedad de la necesidad de este peaje, esta desproporcionalidad de la medida es de fácil comprobación ya que la única intención del peaje de respaldo es desincentivar los proyectos extendiendo los periodos de amortización hasta límites inviables.

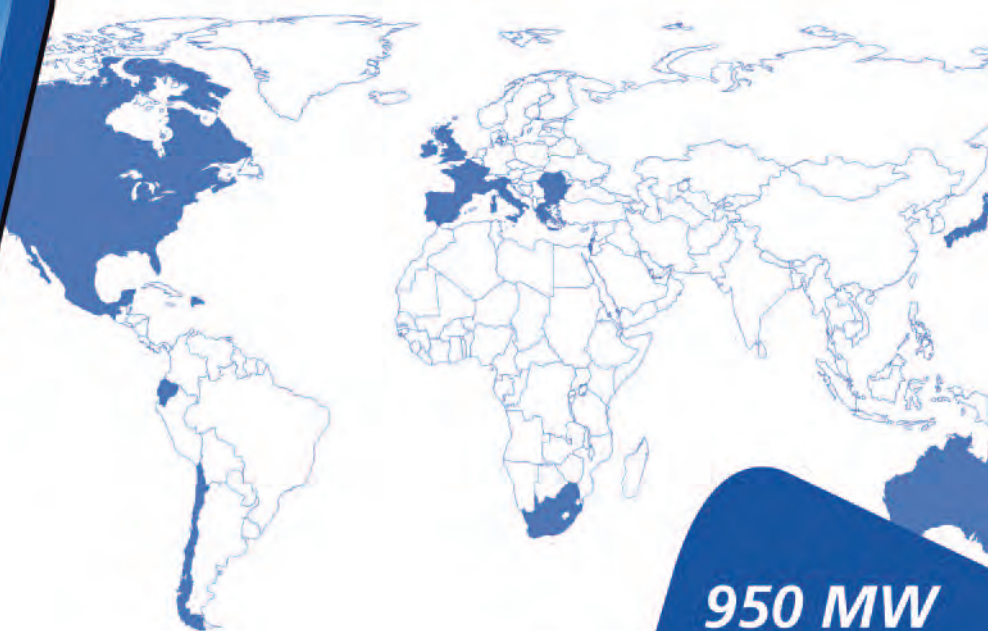
El peaje de respaldo hace que el autoconsumo conectado a red no resulte económicamente atractivo. Si ya era una inversión que requería un plazo amplio de recuperación de la inversión, el peaje de respaldo la lleva a térmi-



El “impuesto al sol” supone un atentado a la libertad de los ciudadanos



vectorcuatro



950 MW
bajo gestión

Líderes en asesoramiento, gestión e ingeniería de proyectos de energías renovables.



la multa prevista por no registrar la instalación de autoconsumo supera el máximo previsto por liberar material radioactivo

nos tan desproporcionados como que un particular no recuperaría su inversión hasta los 35 años, un plazo que podría superar la propia vida útil de la instalación.

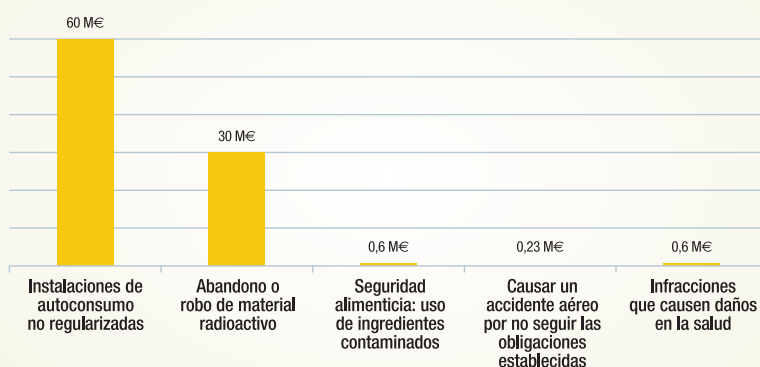
AMORTIZACIÓN DE LA INVERSIÓN

TIPO CONSUMIDOR	Antes de la reforma	Tras la reforma
TUR	12 años	35 años
3.0 (SERVICIOS)	7,5 años	13 años
3.1 (REGADÍO)	7,75 años	13,5 años

ELABORACIÓN UNEF

Consciente de que propone una norma excesiva que podría incentivar el desarrollo de proyectos al margen de la ley, el Gobierno plantea la obligatoriedad de registrar la instalación bajo amenaza de enfrentarse a una infracción “muy grave”. La multa prevista por no registrar la instalación de autoconsumo es tan desproporcionada que supera el máximo previsto por verter tóxicos radioactivos y no informar de ello.

Ejemplos de sanciones propuestas por la Ley 24/2013



Fuente: Ley 24/2013 elaboración propia.



3. PROPUESTAS DE UNEF FRENTE A LA PARÁLISIS DEL GOBIERNO

Frente al silencio y falta de diálogo del Ministerio, UNEF ha planteado varias alternativas para permitir el desarrollo del autoconsumo y el Balance Neto de forma sostenible.

Autoconsumo instantáneo

En primer lugar, no se deberían abonar peajes en el autoconsumo instantáneo. El autoconsumo es una medida de ahorro y eficiencia similar a la incorporación de electrodomésticos de bajo consumo y ningún consumidor abona peajes por la energía que consigue ahorrar.

Balance Neto

La propuesta de UNEF respecto al balance neto se resume en el siguiente cuadro.

CONCEPTO	MODELO UNEF
Límite de potencia a instalar	La potencia contratada
Concepto de autoconsumo instantáneo	Generación y consumo en período interlecturas
Plazo de vigencia de los créditos energéticos	12 meses
Retribución por exceso de energía anual	No
Balance neto compartido	Sí, limitado a un único bien inmueble o a la referencia catastral de los distintos suministros
Propietarios diferentes de la instalación y de la superficie donde se ésta se ubica	Sí
Peajes en autoconsumo instantáneo	No
Potencia mínima a contratar en cada período tarifario	Sin restricciones. Se podrán contratar potencias para distintos períodos según necesidades (estacionalidad usos agrarios).

Además, para despejar cualquier duda sobre el crecimiento del autoconsumo, UNEF propone un sistema de cupos de potencia anual a partir de la aprobación de un marco normativo adecuado, durante un período transitorio.

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8
Cupo total de potencia anual (MW)	200	300	400	400	400	400	400	400

Dicho cupo total se dividiría en cupos parciales, por segmentos de mercado, con un mecanismo de traspaso análogo al establecido por el RD 1578/08. Estos cupos se irían llenando en función de la puesta en marcha de las instalaciones y no de su inscripción previa en un registro.

Manteniendo estos cupos propuestos, el autoconsumo no alcanzaría a cubrir el 1% de la demanda total en los cinco años siguientes. Además, tendría un impacto positivo sobre las cuentas públicas. Por poner un ejemplo, el desarrollo del mercado de autoconsumo con balance neto permitiría generar más de 5.000 empleos y otras aportaciones económicas en sólo cinco años.



El autoconsumo puede convertirse en la primera fuente de generación eléctrica que no recibe ningún tipo de financiación pública en España

La industria fotovoltaica está demostrando la gran capacidad que tiene nuestra civilización para reducir costes tecnológicos. Esta capacidad de reducir costes lleva al sector fotovoltaico a defender un esquema normativo para el desarrollo del autoconsumo que no incluye ninguna medida de subvención pública obligatoria. De esta manera, los autoconsumidores pueden convertirse en la primera fuente de generación eléctrica que no recibe ningún tipo de financiación pública en España.

Por concluir, el autoconsumo puede ser una realidad porque se acerca de forma acelerada a la convergencia en precios. A diferencia de otras tecnologías, no necesitará de beneficios regulatorios o subvenciones para su correcto funcionamiento. Limitar su desarrollo mediante el levantamiento de barreras regulatorias artificiales va en contra del sano desarrollo del mercado.



INTEGRACIÓN MASIVA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED ELÉCTRICA

El principal reto al que se enfrenta la generación distribuida más allá de su estricto ámbito de funcionamiento es integrarse en un sistema de transporte y distribución dimensionado para una estructura productiva diferente. En este sentido resultan muy relevantes los trabajos realizados por PV GRID desde 2012 hasta octubre de 2014.

El proyecto PV GRID tiene por objetivo contribuir a superar las barreras burocráticas para la integración a gran escala de la energía fotovoltaica en la red eléctrica de distribución de toda Europa.



1. ¿QUÉ ES PV GRID?

Como cuestión previa cabe recordar que PV GRID es un proyecto financiado por la Comisión Europea dentro del Programa *"Intelligent Energy for Europe"*. El proyecto empezó en mayo de 2012 y finalizó octubre de 2014.

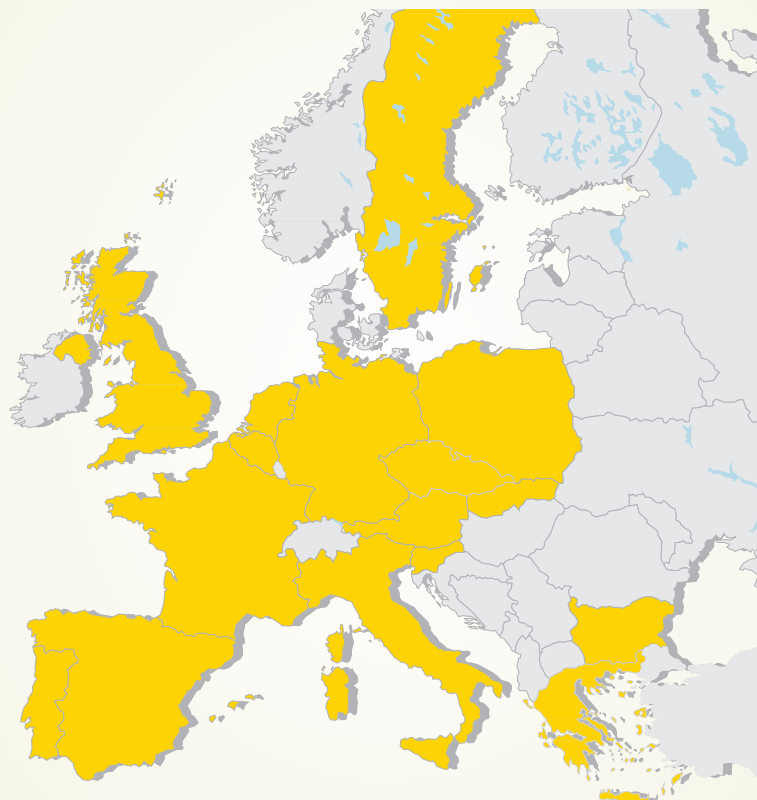
Los siguientes 16 países están involucrados en el Proyecto:

- | | | |
|-------------------|--------------|----------------|
| ✓ Austria | ✓ Grecia | ✓ España |
| ✓ Bélgica | ✓ Italia | ✓ Suecia |
| ✓ Bulgaria | ✓ Polonia | ✓ Países Bajos |
| ✓ República Checa | ✓ Portugal | ✓ Reino Unido |
| ✓ Francia | ✓ Eslovaquia | |
| ✓ Alemania | ✓ Eslovenia | |



El proyecto PV GRID ha involucrado a 16 países europeos

PAÍSES QUE ESTÁN INVOLUCRADOS EN EL PROYECTO PV GRID

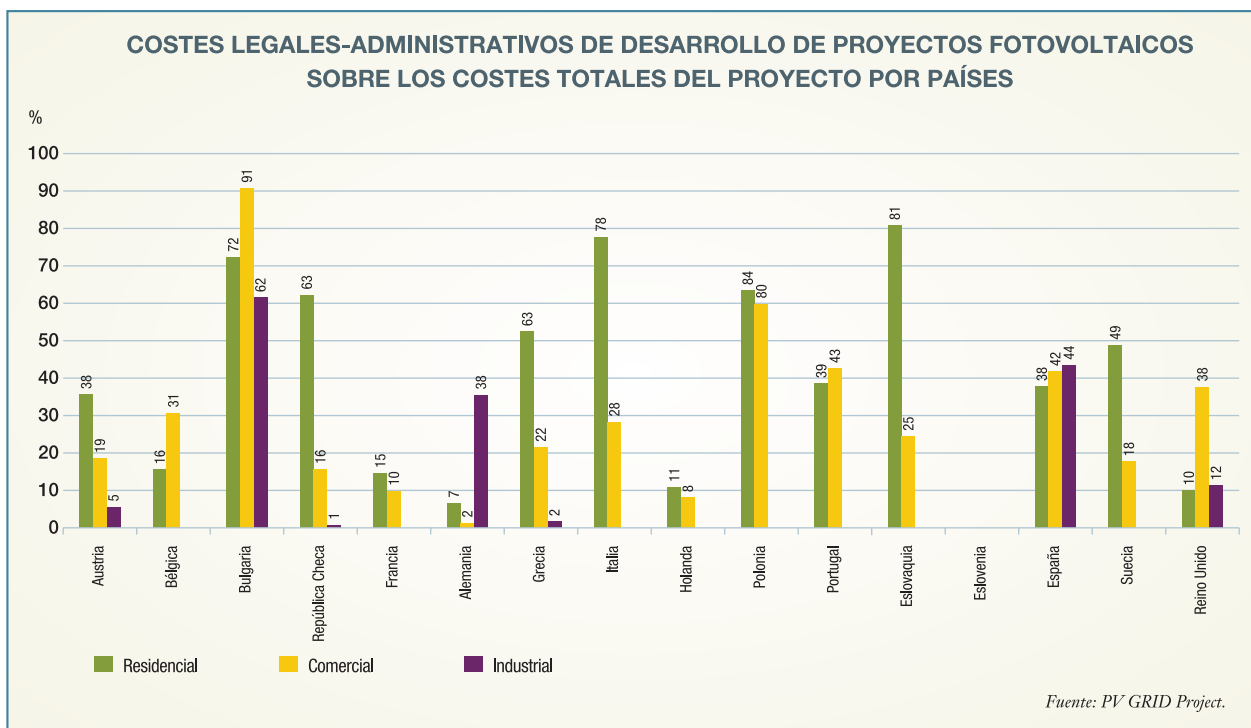


Fuente: PV GRID Project.

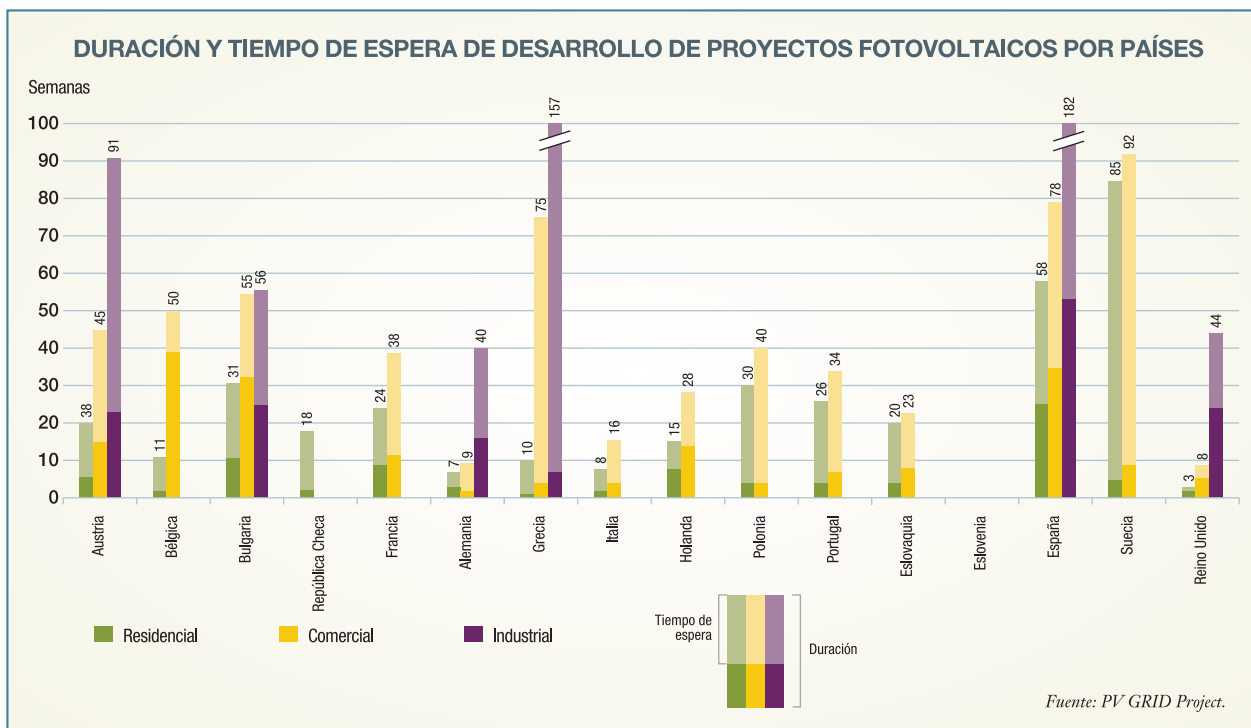
2. ACCIONES PARA OPTIMIZAR EL DESARROLLO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN EUROPEAS

La primera versión del Documento de Recomendaciones del PV GRID Europeo ofrece un conjunto de recomendaciones que deben servir de guía para adecuar el marco normativo a la nueva forma de generar y consumir electricidad que se avecina.

Resulta relevante detenerse y analizar algunos ejemplos de los resultados de la investigación llevada a cabo por el proyecto PV GRID. En concreto, PV GRID ha realizado un trabajo en el que se comparan por países los costes legales-administrativos de desarrollo de proyectos fotovoltaicos sobre los costes totales del proyecto, se puede obtener una idea de la carga económica que los desarrolladores de proyectos fotovoltaicos tienen que soportar. Esta carga se refleja normalmente en los precios nacionales del sistema fotovoltaico.



Otra medida de los riesgos económicos a los que enfrentan los inversores es la duración total del proceso de desarrollo de un proyecto fotovoltaico, en la siguiente figura aparece detallado la duración y el tiempo de espera a la que están expuestos los distintos países a la hora de desarrollar este tipo de proyectos.





Todo esto supone un inconveniente a la hora de apostar por esta tecnología y es lo que el proyecto PV GRID está tratando de reducir y eliminar.

Con un sistema de energía en constante evolución, donde la generación distribuida basada en fuentes de energía renovable está desempeñando cada vez más un papel central, se requieren nuevas capacidades para operar la red de distribución. De esta manera y de forma sintética las recomendaciones que emanan del documento de PV GRID se centran en:

- ◆ Asegurar unas condiciones justas para la aplicación de las restricciones a la fotovoltaica.
- ◆ Desarrollar un marco adecuado para el autoconsumo fotovoltaica.
- ◆ Explotar las capacidades avanzadas de los inversores fotovoltaica.
- ◆ Promocionar el desarrollo de soluciones de almacenamiento tanto en DSO como en niveles de autoconsumidores.
- ◆ Favorecer aplicaciones de respuesta a la demanda.
- ◆ Desarrollar un marco coherente de medición.
- ◆ Incentivar el desarrollo de “redes inteligentes”.



ALMACENAMIENTO, CLAVE PARA LA INTEGRACIÓN

Los sistemas de almacenamiento siempre se han definido como el vector que debería resolver algunas de las grandes restricciones técnicas que dominan el mercado eléctrico. La distancia entre el coste de estas tecnologías y el precio de mercado hacia impensable su desarrollo de forma generalizada. Sin embargo esta es una realidad que está cerca de cambiar. La fuerte inversión que se está realizando de nivel global está consiguiendo que los costes de almacenamiento eléctrico estén convergiendo de forma acelerada. De este modo cada vez son más voces las que consideran la combinación de autoconsumo y almacenamiento como una alternativa con la capacidad de provocar cambios disruptivos en el mercado eléctrico.

Parece acertado, por lo tanto, acercarse al estado de la técnica de los sistemas de almacenamiento que se pueden emplear en los sistemas fotovoltaicos. En un reciente artículo escrito por Vicente Salas, Moisés Labarquilla y Eduardo Collado, se detenía precisamente como los sistemas de almacenamiento ayudan a compatibilizar los perfiles de producción típicos de la fotovoltaica con lo de consumo de una unidad familiar o un pequeño comercio, tanto para sistemas aislados como conectados a red.

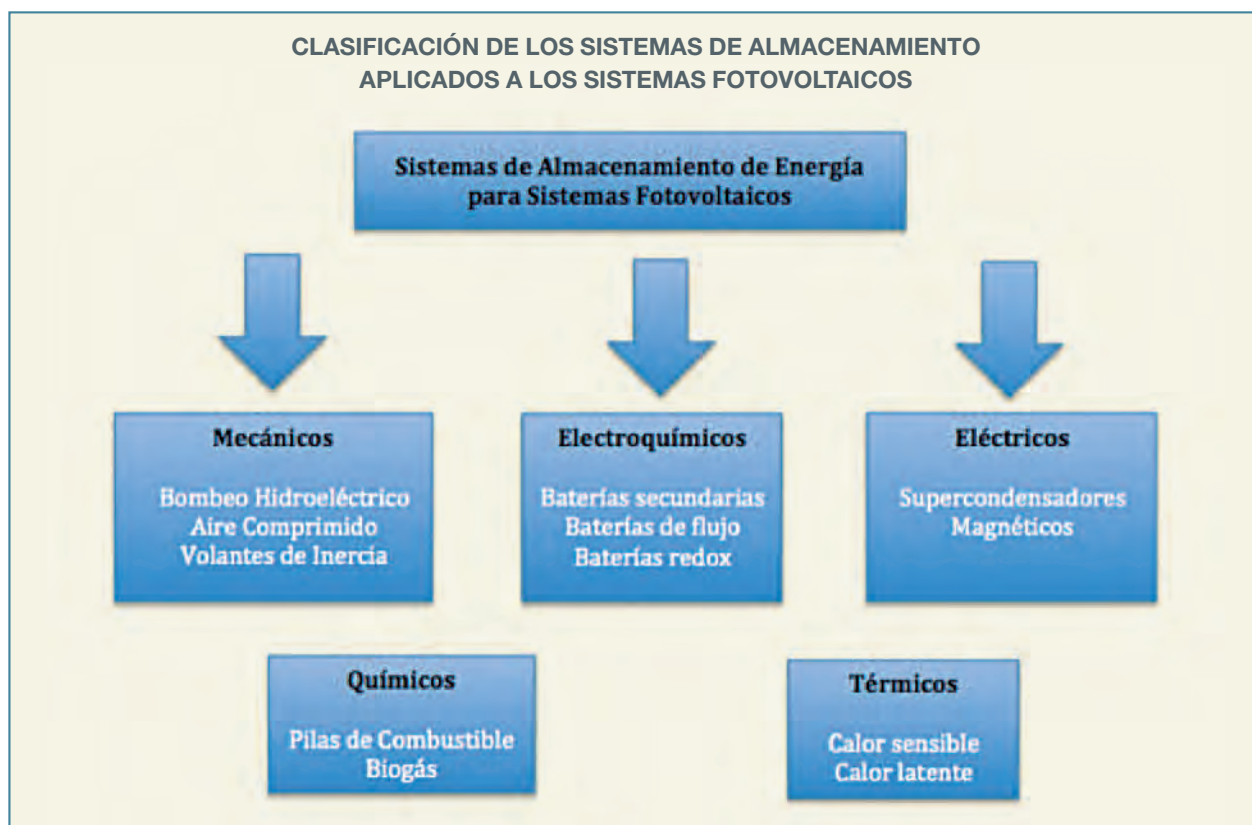
Si bien es cierto que los sistemas de almacenamiento se utilizaban casi exclusivamente en sistemas aislado, de unos años a esta parte crecen el número de países que, no sólo permiten sino que exigen la combinación de los sistemas conectados con los sistemas de almacenamiento.

En España un creciente número de Comunidades Autónomas incentiva el desarrollo de sistemas de autoconsumo conectados a la red con sistemas de almacenamiento. Este perfil de proyectos es posible siempre que se traten de sistemas de con inyección cero, de acuerdo con la Instrucción Técnica 40, ITC-40, del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Este compromiso con el futuro del desarrollo del sector contrasta con las limitaciones que impone la ley 24/2013.



**La combinación
de autoconsumo
y
almacenamiento
provocará
grandes cambios
en el mercado
eléctrico**

Cabe recordar que, de acuerdo con el Estado de la Técnica actual, los diversos sistemas de almacenamiento pueden agruparse de la siguiente forma.



De manera que estas instalaciones se incorporan como un elemento de las llamadas “Smart Grids”. Entre las diferentes tecnologías de almacenamiento cabe destacar las siguientes:

1. ALMACENAMIENTO MECÁNICO

Partiendo de diferentes formas de energía mecánica cinética y potencial se pueden distinguir el bombeo hidroeléctrico, el aire comprimido y los volantes de inercia.

Pumped Hydroelectric Energy Storage (PHES)

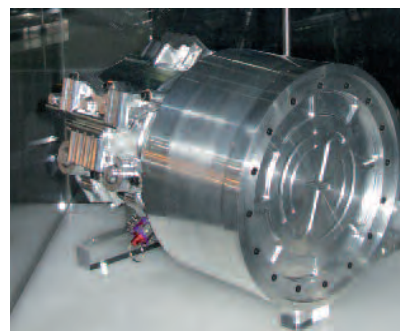
De forma similar a la empleada en las centrales hidráulicas reversibles, esta tecnología posibilita la utilización de la energía eléctrica en horas valle, para bombear agua desde un depósito inferior a otro situado a mayor altitud. Cabe señalar que en España existen más de 24 centrales de bombeo: 16 de bombeo mixto, con una potencia instalada de 2.500 MW y 8 de bombeo puro con una potencia total de 5.000 MW.

Aire Comprimido (Compressed Air Energy Storage, CAES)

Basándose en el diferencial de demanda, la electricidad generada en periodos de baja demanda se invierte en grupos compresores, que comprimen aire y lo introducen en una formación geológica subterránea y son liberados cuando la demanda energética aumenta.

Volantes de inercia (Flywheels)

Los volantes de inercia almacenan la energía en su forma cinética. Es decir, que proporcionan una cantidad de energía en un intervalo de tiempo relativamente breve, por lo que pueden desempeñar un papel importante en la regulación primaria del control frecuencia-potencia. Sin embargo, esta tecnología está, de momento, dedicada a los proyectos de investigación demostrativos.



2. ALMACENAMIENTO ELECTROQUÍMICO

Se basa en la transformación directa de la energía contenida en los compuestos químicos en energía eléctrica y viceversa. Todas se basan en reacciones de oxidación y reducción (redox) donde las especies químicas implicadas intercambian electrones que pueden ser conducidos a través de un circuito para producir electricidad. Entre las tecnologías electroquímicas se encuentran las baterías, las pilas de combustible y los electrolizadores.

De forma análoga, algunos dispositivos electroquímicos (como electrolizadores o baterías durante la carga) plantean la situación inversa. Así, un generador de energía provoca la circulación de electrones en el circuito, forzando la reducción de una especie (que capta esos electrones) y, en consecuencia, la oxidación de la otra. En el caso del electrolizador, el hidrógeno presente en el agua se reduce, mientras que el oxígeno se oxida (justo al contrario que en el caso de la pila de combustible).



El rendimiento de las baterías de plomo ácido se sitúa entre el 75% y el 85%

Tecnologías de baterías

Actualmente existen muchas aplicaciones tecnológicas basadas en la electroquímica siendo el más recurrido en los sistemas fotovoltaicos. Se basa, en realidad, en las baterías.

Las **baterías de plomo-ácido** se basan en las reacciones redox que ocurren entre el plomo que se encuentra en los electrodos (en estado metálico puro en la oxidación y en forma de dióxido de plomo en la reducción) y el ácido sulfúrico, que actúa como electrolito de la batería. El rendimiento de carga/descarga se sitúa entre el 75% y el 85% en corriente continua. Es la tecnología que más se utiliza en sistemas FV porque su precio posibilita una menor inversión inicial y porque han mejorado sus capacidades de ciclado, sobre todo a carga parcial.

En las **baterías de Sodio-Azufre**, conocidas como NaS, los electrodos están compuestos de sodio (se oxida en la descarga) y azufre (se reduce en descarga). Entre ellos se sitúa un electrolito compuesto de β -alúmina, que conduce los iones Na^+ producidos en la interfaz ánodo-electrolito hasta el cátodo, donde reaccionan con el azufre, reduciéndolo, para formar Na_2S_5 .

Durante la carga, se produce la reacción opuesta. En conjunto con la batería de sodio-Níquel-Cloro forma parte de las baterías de sales fundidas, que trabajan a temperaturas por encima de 200°C . El rendimiento de carga/descarga es superior al 86% trabajando en corriente continua.

Las **baterías de Sodio-Níquel-Cloro**, también conocidas como ZEBRA, son una evolución de las baterías NaS. Los electrodos se componen de sodio/cloruro de sodio y níquel/cloruro de níquel, con un electrolito en forma de



Las baterías de Li-Ion tienen un rendimiento superior al 90%

104

barrera separadora capaz de conducir los iones Na^+ (compuesto del material cerámico β -alúmina). Durante la carga, el sodio se reduce de cloruro de sodio a sodio fundido y el níquel se oxida a cloruro de níquel. En la descarga ocurre la reacción inversa. Estas baterías funcionan a una temperatura de en torno a los 250 °C.

Sus aplicaciones son similares a las de las baterías NaS (gestión y soporte de red e integración de energías renovables), desde hace unos años se vienen comercializando, y por sus características suelen ser elegidas para entornos de elevadas temperaturas y difícil accesibilidad, cabe destacar su elevada seguridad y fiabilidad.

Las **baterías de Li-Ion** cuentan con un electrodo hecho de grafito y otro de un compuesto de litio (óxido de litio-cobalto, fosfato de litio-hierro, óxido de litio-manganeso y otros más complejos). El electrolito es una sal de litio disuelta en un compuesto orgánico. Durante la carga, el litio contenido en el compuesto se oxida, liberando iones Li^+ y electrones que viajan, respectivamente, a través del electrolito y el circuito eléctrico hasta el electrodo de grafito, donde el carbono reacciona con ambos, reduciéndose y formando el compuesto CLix. El rendimiento obtenido en corriente continua es cercano al 90% para el ciclo carga/descarga.

Las **baterías de Metal-Aire** se componen de un electrodo metálico (típicamente zinc, aluminio, magnesio o litio) y de otro electrodo de aire. La pareja redox la componen el metal (que se oxida durante la descarga) y el oxígeno del aire (que se reduce).

Estas baterías, en especial la de zinc-aire, se conocen desde hace años en modo primario (sin posibilidad de recarga) y aún se encuentran en estado de I+D para su uso como acumuladores de energía eléctrica en tareas de gestión de sistemas eléctricos. Una de las principales barreras es que no se consiguen rendimientos de ciclo completo superiores al 50%.

Las **baterías de flujo** se diferencian de las baterías tradicionales en que el electrolito circula a través de las celdas de la batería (donde se encuentran los electrodos) mediante su bombeo desde depósitos de acumulación. Es decir, en lugar de ser un sistema cerrado, el electrolito está continuamente introduciéndose y extrayéndose de las celdas de la batería según se va agotando la especie iónica al producirse la reacción química.

Este diseño permite realizar baterías personalizables, donde el tamaño de los depósitos de acumulación de electrolito define la capacidad de almacenamiento energético y el número de celdas define la potencia nominal de la batería.

Las **baterías de vanadio**, también llamadas VRB (VanadiumRedoxBattery), son una de las tecnologías de acumulación para aplicaciones estacionarias más interesantes. En los últimos años se están realizando proyectos de demostración en todo el mundo que demuestran sus óptimas propiedades para su uso en todas las aplicaciones estacionarias.

Alta capacidad de respuesta en carga/descarga: son capaces de dar incluso el doble de su potencia nominal durante cortos periodos de tiempo. De esta manera pueden complementar a energías renovables o actuar como generadores en sistemas de alimentación ininterrumpida y sirven como ayuda para la calidad de suministro.

Diseño de capacidad energética y potencia independiente: se pueden ajustar caso a caso a las particularidades del proyecto. Al almacenar el electrolito en tanques, se puede incrementar la capacidad de almacenamiento para descargas durante largos periodos de tiempo.

Bajas pérdidas por autodescarga: al mantener los electrolitos almacenados en tanques independientes, se producen pocas pérdidas por autodescarga cuando la batería no está en carga o descarga. Por tanto, se pueden diseñar sistemas para almacenamiento por largos periodos de tiempo.

Los principales inconvenientes son debidos a que presentan bajas densidades energéticas (energía por unidad de masa del equipo) y que requieren espacios para acoger todo el sistema (celdas + tanques + distribución del electrolito). En cualquier caso, los dos inconvenientes no son de gran importancia en aplicaciones estacionarias.

En España, el proyecto existente en el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER), que lleva operando varios años una batería VRB de 50 kW de potencia y 200 kWh de capacidad nominal para gestionar la microrred Ateña que alimenta la iluminación de varios edificios colindantes y parte del alumbrado exterior del polígono industrial en que se encuentra. A nivel internacional, en Estados Unidos y Japón se han llegado a instalar baterías VRB en el rango de los MW/MWh.



105

UNEF: INFORME ANUAL 2014

3. ALMACENAMIENTO QUÍMICO

Se basa en dos tecnologías: pilas de combustible y el gas natural sintético (Substitute Natural Gas-SNG), mejor conocido como biogás.

El hidrógeno molecular es un combustible con un alto poder calorífico (casi cuatro veces superior al del gas natural) que se encuentra en cantidades muy pequeñas de forma natural. Sin embargo, es posible producirlo a partir de agua e hidrocarburos aportando energía, como por ejemplo electricidad. Este proceso se conoce como electrólisis y se realiza en electrolizadores, aparatos basados en procesos electroquímicos (más detalles sobre los mismos en la siguiente sección). El hidrógeno, por tanto, se produce en momentos de baja demanda y se almacena utilizando distintas tecnologías (gas comprimido, líquido o en estado sólido). Cuando exista un pico de demanda, la transformación de la energía contenida en las moléculas de hidrógeno en electricidad se realiza mediante motores y turbinas basadas en su combustión o bien con procesos electroquímicos más eficientes que almacenan la energía en aparatos llamados **pilas de combustible**. El hidrógeno presenta, además, la ventaja de servir como combustible en el sector del transporte y también para la producción de calor, por lo que se le da el nombre de “vector energético”.

La pila de combustible es un sistema electroquímico en el que la energía de una reacción química se convierte directamente en electricidad. A diferencia de la pila eléctrica o batería, una pila de combustible no requiere ser recargada, ya que funciona mientras el combustible y el oxidante le sean suministrados desde fuera de la pila.

Sin embargo, el rendimiento del ciclo completo electricidad - hidrógeno - electricidad es inferior a otras tecnologías, ya que se sitúa en torno al 40%.

Otra de las tecnologías que se pueden utilizar para almacenar energía, mediante procesos electroquímicos, es el SNG, también denominado **biogás**. Es decir, un gas que puede ser producido a partir de los combustibles fósiles o de los biocombustibles. La energía fotovoltaica puede crear metano vía, por ejemplo, la electrólisis del agua. El biogás se produce cuando el material orgánico (estiércol o, mismamente, desperdicios de cocina, o prácticamente cualquier tipo de desecho de origen vegetal, animal, agroindustrial,



El hidrógeno presenta la ventaja de servir también como combustible al sector del transporte





Actualmente está en desarrollo un proyecto con supercondensadores en el que participa la empresa Ingeteam

forestal o doméstico se puede utilizar para producir biogás) se descomponen al ser privados de oxígeno, descomposición anaeróbica. El resultado es una mezcla constituida por metano (CH_4) en una proporción que oscila entre un 50% y un 70% en volumen, y dióxido de carbono (CO_2), conteniendo pequeñas proporciones de otros gases como hidrógeno (H_2), nitrógeno (N_2), oxígeno (O_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S). El resultado es un combustible que se puede utilizar para generar energía mediante grupos electrógenos. Un metro cúbico de biogás equivale a 6.000 kilocalorías. Haciendo una comparación de biogás con otras fuentes de energía, un metro cúbico de biogás es el equivalente de: 6,8 kilovatios de electricidad, 0,6 metros cúbicos de gas natural, 0,8 litros de gasolina, 1,2 litros de alcohol combustible, 0,3 kilogramos de carbón, 0,71 litros de gasoil ó 1,5 kilogramos de madera.

4. ALMACENAMIENTO ELÉCTRICO

Se pueden distinguir dos tecnologías: **condensadores electrolíticos de doble capa** (Double-layer capacitors-DLC) y los dispositivos de almacenamiento de energía magnéticos superconductores.

Los **supercondensadores** presentan altos valores de capacidad eléctrica (Faradios) por lo que consiguen acumular mucha más energía que los convencionales. Existen modelos comerciales con capacidades máximas del orden de 1 kWh y capaces de trabajar con potencias que van desde kW a MW. Tienen alta disponibilidad de potencia (del orden de MW/s), eficiencia elevada (superior al 95%), bajo coste de mantenimiento y una vida útil lo suficientemente larga para lograr costes competitivos.

Actualmente, está en desarrollo un proyecto con supercondensadores de 4MW/6s, puesto en marcha en 2013, en La Palma (España), en el que participa la empresa Ingeteam.

Por otra parte, los **dispositivos de almacenamiento de energía magnéticos superconductores**, es decir, los Superconducting Magnetic Energy Storage- SMES, almacenan la energía eléctrica en forma de campo magnético, pero, en general, no permiten el almacenamiento de energías de origen no eléctrico. Ofrecen una eficiencia energética próxima al 100% y una ciclabilidad casi ilimitada. Hay varias opciones: **Superconductores de baja temperatura crítica** (LTS, Low Temperature Superconductor), con He líquido a 4 K y bobinados. Sus limitaciones son el alto coste del helio y las dificultades derivadas de las características magnetomecánicas y magnetotérmicas de las bobinas empleadas. Superconductores de alta temperatura crítica (HTS, High Temperature Superconductor), con N líquido a 77 K y bobinados. Aunque el nitrógeno líquido es más barato que el helio, los bobinados de estos sistemas tienen los mismos problemas de los del apartado anterior. **Superconductores de alta temperatura crítica sin bobinados**, que ofrecen gran eficiencia energética y ciclabilidad ilimitada. Además, la ausencia de bobinados elimina los inconvenientes de las dos opciones precedentes.

24 HORAS DE SOL: LA VISIÓN DE FRONIUS PARA LA REVOLUCIÓN ENERGÉTICA



- | | |
|--|--|
| 1 PLANTA DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA | 7 ESTACIÓN CENTRAL DE ELECTRÓLISIS /
ESTACIÓN DE GENERACIÓN DE METANO |
| 2 PARQUES EÓLICOS | 8 ESTACIÓN DE SERVICIO DE HIDRÓGENO |
| 3 PLANTA DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA | 9 CENTRAL ELÉCTRICA A GAS |
| 4 CASA AUTOSUFICIENTE ENERGÉTICAMENTE | 10 ESTACIÓN TELECOM AUTOSUFICIENTE
ENERGÉTICAMENTE |
| 5 ALMACÉN COMUNITARIO | 11 INFRAESTRUCTURAS LOGÍSTICAS VERDES |
| 6 ACUMULACIÓN DE ENERGÍA HIDRÁULICA
MEDIANTE BOMBEO DE AGUA | |

**/ 24 HORAS DE SOL ES LA VISIÓN DE FRONIUS SOBRE CÓMO LA
ENERGÍA SERÁ SUMINISTRADA EN LAS PRÓXIMAS DÉCADAS.**

**/ TODA NUESTRA ENERGÍA VA ENFOCADA A CUMPLIR ESTA
VISIÓN.**

/ ENCUENTRA MÁS INFORMACIÓN EN WWW.FRONIUS.ES

Fronius España S.L.U.
Parque Industrial La Laguna
Calle Arroyo del Soto 17
28914 Leganés (Madrid)
España
Teléfono +34 91 649 60 40
Fax +34 91 649 60 44
pv-sales-spain@fronius.com
www.fronius.es



La calefacción y el aire acondicionado representan más de la mitad de la demanda de energía

5. ALMACENAMIENTO TÉRMICO

El almacenamiento de energía térmica tiene por objetivo conseguir que el frío o calor estén disponibles dónde y cuándo se necesitan. Las tecnologías de almacenamiento de energía térmica son un componente necesario y estratégico para una utilización más eficiente de los recursos naturales y para su conservación. El almacenamiento de frío también se puede usar para reducir o eliminar el pico de demanda de electricidad, incluyendo la energía eléctrica más cara que se genera durante períodos de demanda de potencia de pico.

La calefacción y el aire acondicionado representan prácticamente la mitad de la demanda de energía, tanto en los hogares como en la industria. Sin embargo, la instalación de estos sistemas está actualmente limitada por la falta de sistemas de almacenamiento de energía térmica eficaces, que permitan un ajuste óptimo entre la demanda y la producción. Las opciones que están actualmente disponibles en el mercado se reducen a la utilización de voluminosos tanques de agua caliente, que sólo pueden ser empleados para un almacenamiento a corto plazo (horas). En los últimos años, la utilización de la adsorción reversible de agua en sólidos se ha convertido en un tema de gran interés, ya que proporciona un nuevo concepto de almacenamiento térmico con un potencial para la acumulación a largo plazo (meses) de una alta densidad de potencia. Sin embargo, actualmente no existe todavía un sistema comercial de almacenamiento de calor con el suficiente grado de madurez tecnológica.

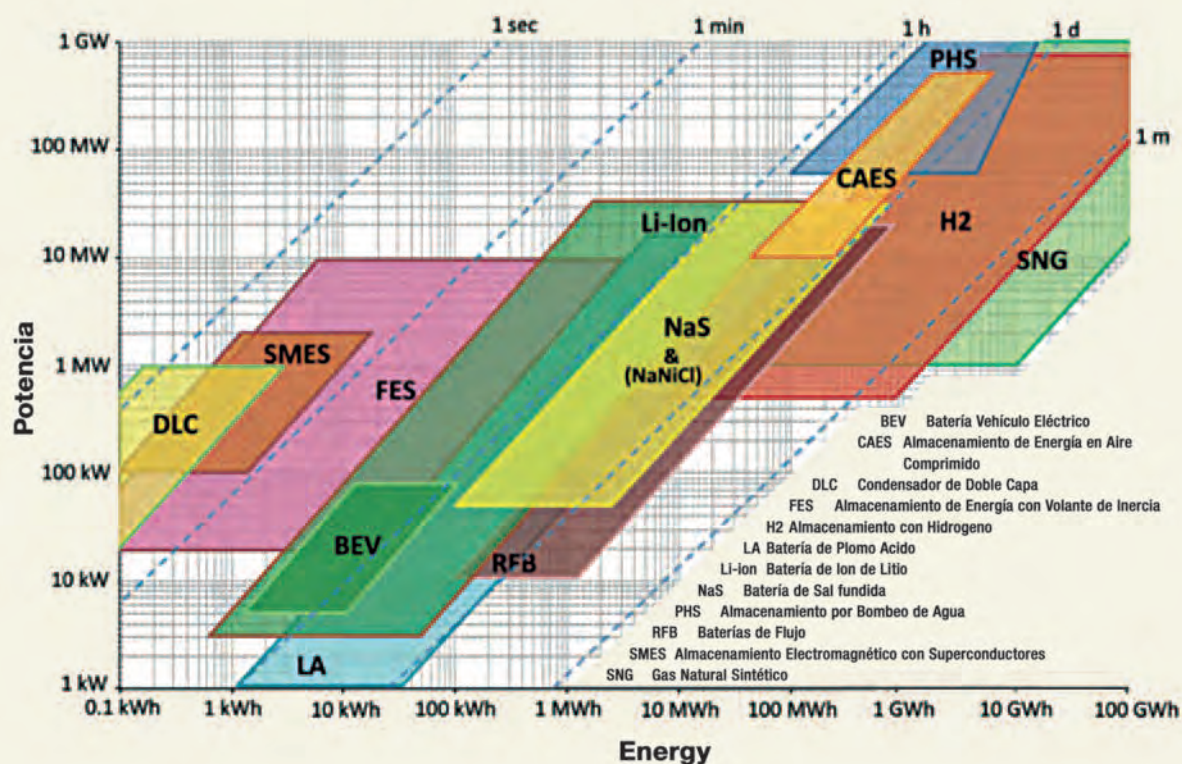
Son dos los campos, en donde se puede desarrollar los procesos de almacenamiento térmico: por aprovechamiento de calor latente y por calor sensible.

Almacenamiento de calor sensible

Cuando dos sustancias con diferentes temperaturas se ponen en contacto una con la otra, la sustancia con la mayor temperatura transfiere calor a la sustancia con la temperatura más baja en un proceso llamado "transferencia de calor sensible". Por ejemplo, cuando se pone el sol, el aire se enfría y se vuelve más frío que el suelo. La planta transfiere parte de su calor al aire causando que el suelo se vuelva más frío y el aire se caliente más.

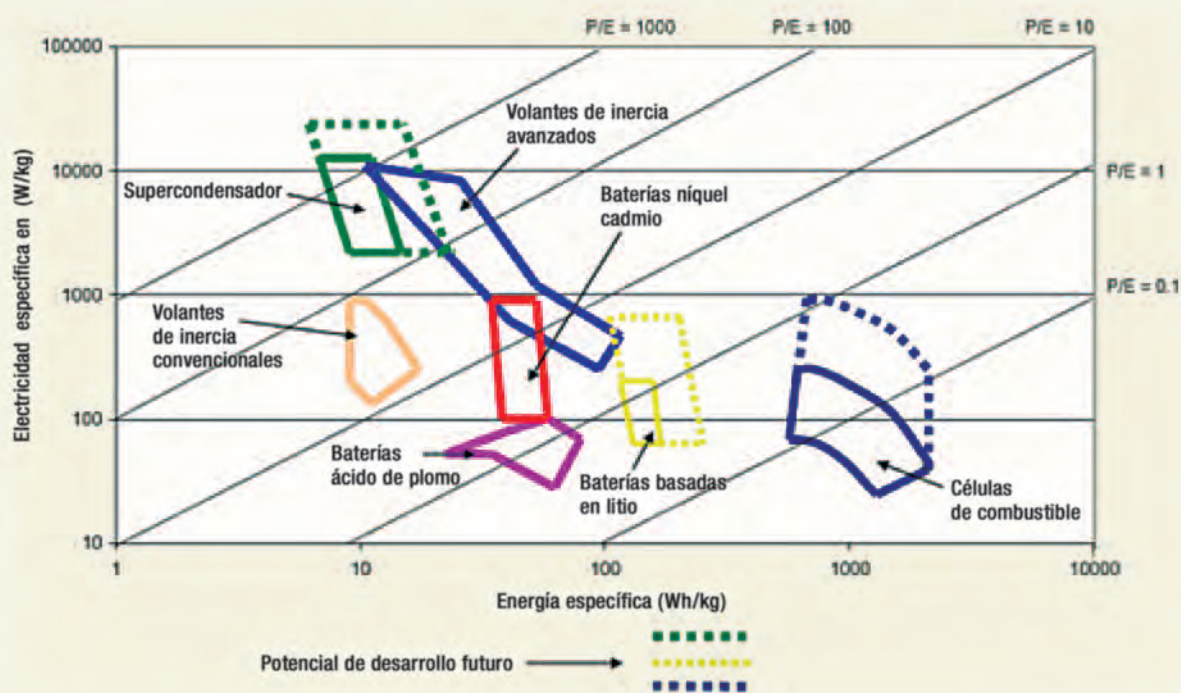


POTENCIA (GW) VS ENERGÍA (GWh) PARA LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA



Fuente: ECLAREON.

POTENCIA ESPECÍFICA (W/kg) VERSUS ENERGÍA ESPECÍFICA (Wh/kg) PARA LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO



Fuente: Fraunhofer.



Las transiciones entre las fases sólida, líquida y gaseosa implican grandes cantidades de energía

En el punto en donde una de las sustancias está lista para cambiar el estado o fase (sólido a líquido, líquido a gaseoso, etc.), el calor se transfiere de una sustancia sin un cambio de temperatura correspondiente a la otra sustancia. Este proceso de desprendimiento o absorción de calor sin cambiar la temperatura se conoce como "transferencia de calor latente".

Almacenamiento de calor latente

Las transiciones entre las fases sólida, líquida y gaseosa de un material implican grandes cantidades de energía. La energía necesaria para la transición se conoce como transferencia de calor latente. Recientemente, los investigadores de energía alternativa han estado buscando maneras de que esta transferencia de calor latente se pueda utilizar para almacenar la energía hasta que se necesite. Por ejemplo, un estudio del Departamento de Energía (DOE, por sus siglas en inglés) está considerando si la energía solar concentrada podría utilizar sales fundidas para el almacenamiento de energía térmica.

Además, en los últimos años, investigadores del Instituto Fraunhofer han desarrollado un nuevo sistema de almacenamiento térmico que tiene una capacidad tres o cuatro veces mayor para acumular calor que la de los sistemas convencionales que utilizan tanques de agua. Los contenedores de almacenamiento utilizados en el nuevo sistema tienen aproximadamente un cuarto del tamaño de los tanques convencionales de agua. El sistema tiene además la capacidad de almacenar calor residual sin pérdidas y puede trabajar a temperaturas superiores a 100 °C. Lo que hace que esto sea posible son los **gránulos de zeolita**, un material poroso.

14.

UNEF

La Unión Española Fotovoltaica (UNEF) es una asociación que nace con los objetivos de asumir las labores de representación institucional, fomentar del sector solar fotovoltaico a nivel regional, nacional e internacional y colaborar en el desarrollo de la industria fotovoltaica mediante 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 a todos los actores e intereses del complejo sector fotovoltaico español, con independencia de su actividad o su tamaño.

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.

El año 2013 fue un año complicado para el sector fotovoltaico y UNEF es fiel reflejo del sector al cual representa. El Gobierno estableció un discurso que apuntaba directamente contra las renovables como causantes principales de los males del mercado eléctrico nacional.

A este punto de partida puramente ideológico se le ha sumado el desarrollo por parte del Ministerio de Industria de una estrategia de aislamiento e incomunicación con el conjunto de agentes del sistema eléctrico español que ha limitado las opciones de negociación.

Partiendo de esta situación, ha resultado imposible evitar que la Ley 24/2013 provoque una ruptura de la Seguridad Jurídica sin precedentes y que una regulación favorable al desarrollo del autoconsumo no se haya publicado hasta el momento. Sin embargo, y frente a estos resultados, es posible establecer algunas lecturas positivas. Cabe destacar el desarrollo de una sólida estrategia de oposición ante el desarrollo legislativo liderado por el Gobierno. Además, se ha establecido una red de contactos permanentes en otros niveles de la administración, partidos políticos, medios de comunicación nacionales e internacionales, redes sociales y representantes del tercer sector que nos ha permitido abrir nuevos canales de comunicación y presión al Gobierno alternativos y útiles en el medio plazo.

Gracias a estos movimientos y al conjunto de acciones realizadas por UNEF a lo largo del año, se está ganando el debate en la opinión pública. A pesar de la repetitiva estrategia del Gobierno de justificar las medidas contrarias a la energía fotovoltaica acusándola de ser la causa del déficit de tarifa y, en última instancia, de un elevado precio de la electricidad –temas ambos especialmente sensibles para los ciudadanos en medio de una de las peores crisis económicas– logramos desmontar en la mayoría de foros esa falacia, con datos y ejemplos reales de casos concretos. Así, en 2013 se apreció un viraje positivo de la opinión pública hacia las soluciones de energía fotovoltaica y el respeto a sus inversores. Un apoyo que se ha visto reforzado en 2014.

Aun resulta pronto para dar utilidad práctica a estos avances pero un primer paso es haber conseguido reducir levemente la agresividad de las nuevas medidas regulatorias y conseguir el compromiso de la mayoría de los partidos de la oposición y de gran parte de gobiernos autonómicos con el restablecimiento de las condiciones regulatorias iniciales y la recuperación de la seguridad jurídica en el país para los inversores en proyectos fotovoltaicos. En cuanto al autoconsumo, en 2014 también se ha logrado un compromiso expreso de la mayoría de partidos políticos, agentes sociales y grandes asociaciones empresariales, entre otros, por fomentar su desarrollo.

Ante un Gobierno ideologizado y extremadamente rígido en sus posiciones, es fundamental perseverar en el diálogo con la sociedad como estrategia a corto y medio plazo. Ganando la batalla de la percepción pública se podrá recuperar una senda de crecimiento para nuestro sector en cuando se produzcan los más mínimos cambios en los principales organismos de decisión política.

1. ACTIVIDADES UNEF

Pese a las complicaciones que entrañaba 2013 UNEF ha multiplicado las actividades para tratar de llegar más y mejor tanto a nuestros asociados como al conjunto de la sociedad española.

Acción institucional

A través de nuestra acción institucional y una estrecha colaboración con la Comunidades Autónomas hemos conseguido dar la máxima amplitud a los recursos de inconstitucionalidad y alegaciones de las normas aprobadas y fomentar la proliferación de regulaciones autonómicas favorables al autoconsumo.

A nivel nacional se consiguió una práctica unanimidad de los partidos con representación parlamentaria para revocar la ley 24/2013 en cuanto exista esa posibilidad.

En el ámbito europeo conseguimos que la solicitud presentada ante el Parlamento Europeo sobre la adecuación de la normativa española a las directrices comunitarias fuera aprobada y en 2014 conseguimos que el Europarlamento aprobara abrir una investigación a este respecto. Una vez concluido el proceso de renovación de la cámara, UNEF está trabajando para que el Parlamento Europeo emita una reprobación a las políticas anti-renovables defendidas por el Gobierno español.

Acción jurídica

Se han presentado recursos y alegaciones a todas las normas publicadas, en total veintiuna:

MARCO RETRIBUTIVO FOTOVOLTAICO

- ✓ Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos. Versión de 16/07/2013.
- ✓ Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos. Versión de 26/11/2013.
- ✓ Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo de 18/07/2013.

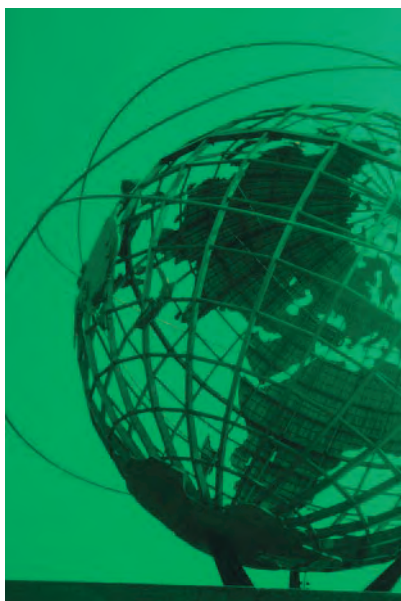
Impuesto del 7% sobre la generación de electricidad

- ✓ Orden, por la que se aprueba el modelo “583. impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica. autoliquidación y pagos fraccionados”.
- ✓ Real Decreto que modifica el Reglamento de los Impuestos Especiales.

Nueva Ley del Sector Eléctrico

- ✓ Anteproyecto de Ley del Sector eléctrico” del 11/07/2103. Comentarios a grupos políticos y de presión.





- ✓ Proyecto de Ley del Sector eléctrico de 27 de noviembre de 2013. Elaboración de enmiendas para grupos políticos.

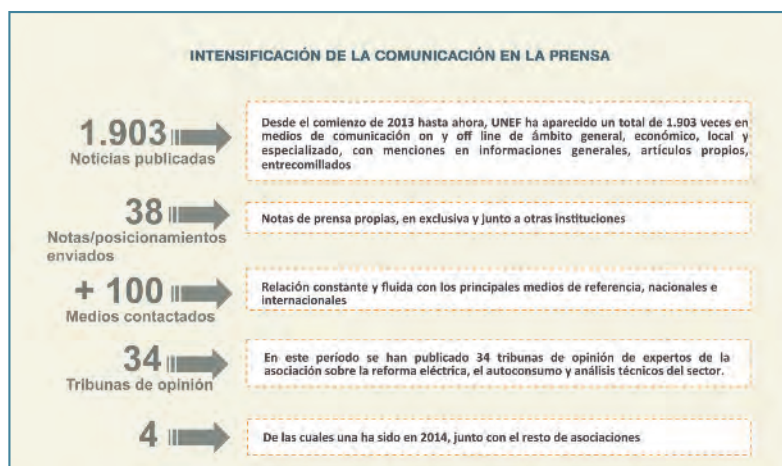
Reforma energética

- ✓ Real Decreto de pagos por capacidad e hibernación de 18/07/2013.
- ✓ Orden de interrumpibilidad de 17/07/2013.
- ✓ Real Decreto de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares de 18/07/2013.
- ✓ Real Decreto de comercialización de 19/07/2013.

Resolución de modelo de factura de electricidad de 19/07/2013.

Acción de comunicación

Durante 2013 el Gobierno ha intentado justificar los ajustes de la Reforma Eléctrica acusando a las energías renovables, y especialmente a la fotovoltaica, de ser las causantes de los principales males del sistema eléctrico. Como retos de comunicación se plantearon dos objetivos fundamentales: Promover el restablecimiento de la seguridad jurídica y el desarrollo del autoconsumo. Para ello, durante el pasado año y continuando en 2014, se ha realizado un profundo y constante análisis de los mensajes negativos distribuidos por el Gobierno, que han contado con el apoyo de poderosos agentes del sistema tradicional. Así, se han ido contrarrestado estos mensajes con datos y ejemplos concretos, que mostraban la falsedad de los mismos y la realidad del sector y de los inversores actuales y futuros.



Los mensajes de UNEF han tenido eco en los principales medios de comunicación nacionales e internacionales. Pero también en 2013 se inició una campaña de comunicación a nivel internacional que ha logrado extender la conversación más allá de nuestras fronteras y plantear el agravio sufrido en España como un problema internacional.

La potenciación de la comunicación a través de los nuevos canales como las redes sociales, nos ha permitido llegar a nuevas audiencias y reforzar nuestros mensajes.

UNEF ha contribuido a mejorar su imagen de marca y se ha consolidado como una referencia fundamental en el sector.

Acción técnica

Dentro de los servicios que ofrecemos a nuestros socios, está el permanente asesoramiento con información verídica y actual tanto las novedades normativas, económicas y técnicas de relevancia para el sector fotovoltaico.

Estudios sobre retribución fotovoltaica:

- RDL 2/13 y Ley 15/12.
- Impacto sobre la rentabilidad de las instalaciones.
-
- Propuesta de nuevo marco regulatorio para el sector fotovoltaico.
- Análisis sectorial de costes estándares de las instalaciones fotovoltaicas sobre una muestra de 1,2GW de potencia instalada (IDAE, Secretario de Estado, Consultores).
- RDL 9/13 y borrador de RD de renovables.
- Análisis de rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas. Contraste de la situación actual frente a la tasa de rentabilidad razonable propuesta por el gobierno.
- Impacto del nuevo marco regulatorio sobre los costes del sistema eléctrico.
- Aclaración criterios Potencia nominal Vs Potencia pico.
- OM de parámetros retributivos: Análisis de sensibilidad del impacto en ingresos de cada código IT frente a los siguientes escenarios: (i) Situación pre-retroactiva, (ii) ingresos 2013, (iii) expectativa de ingresos 2014.
- Análisis de rentabilidad.

Informes sobre autoconsumo:

- Estudio Macroeconómico del impacto del autoconsumo sobre la economía nacional.
- Estudio macroeconómico del impacto del autoconsumo sobre la economía de las CC.AA: Extremadura, Madrid, Andalucía, Canarias, Castilla La Mancha.
- Impacto del autoconsumo a realizar dentro del Plan Estatal de fomento del alquiler de viviendas, la rehabilitación edificatoria, y la regeneración y renovación urbanas.
- Potencial del autoconsumo en el sector agrícola y ganadero.
- Propuesta de regulación de subvenciones para autoconsumo fotovoltaica en Andalucía.
- Autoconsumo y política: (i) argumentario sobre autoconsumo para UPyD, (ii) Elaboración de propuesta no de Ley sobre autoconsumo para UPN, UPyD y PSOE, (iii) Mentiras y falsedades sobre el autoconsumo.
- SOFT COSTS Guía de procedimientos administrativos básicos para conectar instalaciones fotovoltaicas de hasta 100 kW de potencia en autoconsumo.
- Impacto del borrador de RD y nuevos peajes de julio 2013 sobre el autoconsumo.

Otros estudios de interés:

- Informe anual de UNEF
- Estudio sobre la evolución y composición del déficit de tarifa 2002.2013.
- Informe sobre la evolución del IPC subyacente.
- Análisis de necesidad de Backup para la energía fotovoltaica y posibles costes asociados.
- Tecnologías y Agentes de la Industria Fotovoltaica española 2013.





- La problemática del concepto de modificación sustancial en las instalaciones fotovoltaicas. Propuesta del sector fotovoltaica.
- Estudio sobre el ROIC (Retorno del capital invertido) de las principales empresas eléctricas nacionales.
- Desglose de la factura eléctrica.

Acción internacional

El apoyo a la internacionalización de los socios de UNEF es un área que ganó mucho peso durante 2013. Como primer paso, se aprobó el lanzamiento del Grupo de Trabajo Internacional. Además, debemos sumar la firma de los acuerdos sectoriales con ICEX para 2013 y 2014, que nos ha permitido la organización de misiones directas a Panamá, Chile y Reino Unido, la organización de una misión inversa de la compañía eléctrica tunecina y la difusión de información de los mercados internacionales y de nuevas oportunidades de negocio para nuestros asociados.

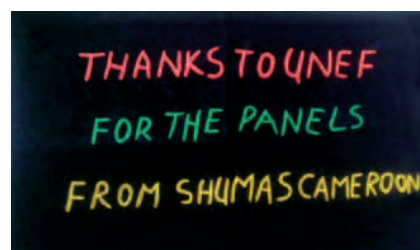
2. ACCIÓN SOCIAL

Las empresas que forman parte de UNEF están comprometidas con la sociedad a la que pertenecen, con las personas que forman parte de ella y con el medioambiente. Un compromiso que forma parte de su ADN y que está especialmente presente en estos tiempos difíciles.

Por ello, UNEF está involucrada en el desarrollo de proyectos sin ánimo de lucro que ayuden a mejorar las condiciones de las personas a través de la energía fotovoltaica.

Así, y gracias a las donaciones y el apoyo de sus asociados, hemos podido llevar a cabo durante el pasado año varios proyectos de donación de instalaciones de autoconsumo. En colaboración con Energías Sin Fronteras, implementamos instalaciones de autoconsumo fotovoltaico para el centro de estudiantes huérfanos afectados de VIH/SIDA de Nyumbani Village (Kitui, Kenia), y colaboramos en el proyecto de creación de una mini red para alimentar con energía fotovoltaica a hogares y comercios en Fô Bouré (Benin).

- Camerún: iluminación de calles y de granja escuela.



- En 2014, y dada la difícil situación económica que está atravesando nuestro país, se están intensificando los esfuerzos en España. Recientemente hemos inaugurado una instalación de autoconsumo en el albergue Santa María de la Paz de Madrid, que atiende a personas sin hogar y en exclusión social severa. Una instalación que ahorrará 5.082€ anuales en la factura de la luz al centro, el equivalente a 4 comidas al día para más de 400 personas al año, y supondrá un ahorro de más de 200 toneladas de CO₂.

El próximo proyecto para el que estamos trabajando es en una instalación de autoconsumo para el Colegio Aleph Tea para niños con Trastornos del Espectro Autista. Animamos al conjunto del sector fotovoltaico a sumarse a las nuevas iniciativas de acción social de UNEF.



117



3. SOCIOS UNEF

Los miembros asociados de UNEF por categorías son:

Productores:

ABASTE	www.abaste.com
AGUARON II	
AJUSA RES	www.ajusa.es
ALDESA	www.aldesa.es
ALMERÍA SOLAR FOTOVOLTAICA UNO	www.almeriasolar.es
ALTEN	www.alten.es
AUREA SUR RINCONADA	www.ayesa.es
BAYWA	www.baywa.com
BERGÉ	www.bergeycia.es
CALDERERÍA QUINTIN, S.L.	
CASTELLANA DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA	
DCM ENERGY	
DISOLARFOTOVOLTAICA	
DONADÍO SOLAR AIE	
DUMARESQ CORPORATION	
ELAND	www.elandprivateequity.com
EOLIA RENOVABLES	www.eoliarenovables.com
EUROPV	
EXCLUSIVAS MAQUIUSA	
FCC ENERGÍA	www.fcc.es
FOTONES	
FOTOSOLAR	http://www.fotosolar.com
FOTOWATIO	www.fotowatio.es
FRIT RAVICH	http://www.fritravich.com
GEOATLANTER	www.geotlander.com
GESTAMP	www.gestampsolar.com
GRUPO CAENRE	
INGENIERÍA Y ELECT. RODRÍGUEZ	www.ierodriguez.com
INNOVA CANARIAS	

UNIÓN ESPAÑOLA FOTOVOLTAICA

INTILUX 1	
INVERSIONES EUROPEAS	
LORINVEST ENERGÍAS RENOVABLES	
MAREAROJA	
NOVENERGIA	www.novenergia.com
PAGOLA ENERGÍA	
PLENIUM	www.pleniumpartners.com
PROSOLCAST	
PRYCONSA	www.pryconsa.es
QUINTAS ENERGY	www.quintasenergy.com
QUORUM ENERGY	
RENOVABLES AUTOL	
RÍOS RENOVABLES	www.riosrenovables.com
RIXIRABA ENERGÍA SOLAR	
SANDO	www.sando.com
SILVER RIDGE POWER	www.aes-solar.com
SFERAONE	www.sferaone.es
SIGEF I	
SIGEF IX	
SOLANELL	
SOLAR EUROPE ANDALUCÍA	www.solareurope.es/
SOLIDESCO	
TRINIDAD2	
T-SOLAR	www.tsolar.com
VALLECINO	
VECTOR CUATRO	www.vectorcuatro.es
VILLAR DE CAÑAS GESTIÓN	
VIPROES	

Instaladores e Ingeniería:

ACCIONA SOLAR	www.accionasolar.es
AEA RENOVABLES	www.aeasolar.es
ALTERNA ENERGÍA	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
C.R.E.S.	www.cres.es
CTEC	www.ctec.es
CYMI (GRUPO DRAGADOS INDUSTRIAL)	www.cymi.es
EIGRA ENERGÍAS	www.eigra.es
PUIGCERCOS	www.puigcercos.com
ENALAR	
ENATICA	www.enatica.es
ENDESA ENERGÍA	www.endesaonline.es
ENER SOLAR LFN	
ESA	www.esasl.com
EUROPHONE SOLAR	www.europhone2000.es
FOTOVOLTAICA 10 CM	www.fotovoltaica10cm.com
GAMO ENERGÍAS	
GEHRLICHER	www.gehrlicher.com/es
GESTAMP ORTIZ	www.gestamportiz.com
GILDEMEISTER	
GREEN RENOVABLES	www.greenrenovables.com
GREENPOWER	www.greenpower.es
GREENERGY RENOVABLES	www.greenergy.es
GRUPO GENERALIA	www.generalia.es
GRUPO SITEC	www.grupositec.com
GRUPOTEC	www.grupotec.es
I+D ENERGÍAS	www.idenergias.com
IKAV	

IMAR	www.imarsl.com
INEL	/www.sainel.es
INGEMA	www.ingemasolar.com
DUERO SOLAR	www.duerosolar.com
KAISERWETTER ENERGY	www.kaiserwetter.eu
MBSOLAR	www.mbsolar.net
MONELG	www.moneleg.es
MONSOLAR	www.monsolaringenieria.com
NIPSA	www.nipsa.es
NORSOL	www.norsoelectrica.com
ORMAZABAL	www.ormazabal.com
PREMIER POWER	www.premierpower.es
PROSOLIA	www.prosolia.es
PV DIAGNOSIS	www.pvdiagnosis.com
RENOVALIA ENERGY	www.renovalia.com
SOFOS ENERGÍA	
SOLAER	www.solaer.net
SOLAR DEL VALLE	www.solvalle.es
SOLARTA	www.solarta.com
SOLGIRONES	www.solgirones.com/
SOLINJUBER	www.solinjuber.com
SOLTEC ENERGÍAS RENOVABLES	www.soltec-renovables.com
SUCASA	
SUD ENERGIES RENOVABLES	www.sud.es
SUNEDISON SPAIN	www.sunedison.es
TÉCNICAS SOLARES	
TECNOSOL	www.tecnosolab.com/
TFM ENERGÍA SOLAR	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
EXIDE TECHNOLOGIES	www.exide.com
FRONIUS ESPAÑA	www.fronius.com.es/
HELIENE	www.heliosenergy.es
HILTI ESPAÑOLA	www.hilti.es
INDRA	www.indra.es
INGETEA	www.ingeteam.com
KACO NEW ENERGY	www.kaco-newenergy.de
KOSTAL	www.kostal-solar-electric.com
PHOENIX CONTACT	www.phoenixcontact.es
PRAXIA ENERGY	www.glocalizasolar.com
PRIUS ENERGY	www.priusenergy.com
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

Distribuidores:

AS SOLAR	www.as-iberica.com
CARLO GAVAZZI	www.carlogavazzi.com
CENTROPLAN	www.centrosolar.es
ELECSOLSOLAR	www.elecsolsolar.com
ELEKTRA	www.grupoelektra.es
ELETTRONICA SANTERNO	www.elettronicasanterno.it/es/
IG SOLAR	www.igsolar.es
KRANNICH SOLAR	www.krannich-solar.com
REC SOLAR SPAIN	www.recgroup.com
SACLIMA	www.saclimafotovoltaica.com

UNIÓN ESPAÑOLA FOTOVOLTAICA

SHARP	www.sharp.es
SMA IBÉRICA TECNOLOGÍA SOLAR	www.sma-iberica.com
SUNPOWER	www.sunpowercorp.es
WAGNER SOLAR	www.wagner-solar.com
XL ENERGY	www.xlenergy.co

Mixta:

9REN ESPAÑA	www.9ren.org
ABENGOA SOLAR	www.solucar.es
ACTIVOS EN RENTA ENERGÍA	
AFRICA SOLAR EOLICA	
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	
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	
CAMPOS SOLARES MANCHEGOS	
CENER	www.cener.com
CENIT SOLAR	www.cenitsolar.com
CONFIVENDIS	www.confivendis.es
CRENER	www.crener.es
DELOITTE	www.deloitte.es
ECLAREON S.L.	www.eclareon.com
EC000	www.ec000.es

ELEC NOR	www.elecnor.com
ELEMENT POWER	www.elpower.com
ELOGIA	
ENERGES	www.energes.net
CINCA	
ENÉRGYA VM GENERACIÓN	www.centricaenergia.es
ENERTIS SOLAR	www.enertis.es
ESF SPANIEN 05	
FENIE ENERGÍA	
GESFESA ENERGÍA	www.gesfesa.com
GONROZA - GRUPO IMASA	www.imasa.com/es
GREENLIGHT	
GREENPOWERMONITOR	www.greenpowermonitor.com
GRUPO IONSOLAR	www.grupoionsolar.com
GYOCIVIL	www.grupogyo.es
IASOL	
IBERDROLA RENOVABLES	www.iberdrola.es
IBERDROLA- IBERINCO	www.iberdrolaingenieria.com
ICOENERGÍA	www.icoenergia.com
IEDRE	www.iedre.com
INSTITUTO DE ENERGIA SOLAR	www.ies.upm.es
TIM	www.tim.ehu.es/
IRRADIA ENERGÍA	www.irradiaenergia.com
IRSOL	www.irsol.ch
ISFOC	www.isfoc.es
JORGE SOL	www.jorgesl.com
LASESA FOTOVOLTAICA III	
LAXTRON	www.laxtron.com
LUMENVAT	
MAZARRON FOTOVOLTAICA	
NATURENER SOLAR	www.naturener.net

UNIÓN ESPAÑOLA FOTOVOLTAICA

NEXUS ENERGIA	www.nexusenergia.net
PARQUE SOLES 2008	
PARQUES SOLARES DE NAVARRA	www.parquessolaresdenavarra.com
PARRASOLEX	
PHOENIX SOLAR	www.phoenixsolar.es
CENSOLAR	www.censolar.org
RODESOL	
SGS TECNOS	
SIMECAL	
SOLAR MEDITERRÁNEO	www.get.es
SOLARIG HOLDING	www.solarig.com
SOLARTIA	www.solartia.com
TAIGA MISTRAL	www.taigamistral.com
TECNALIA	www.robotiker.com
TRAMA TECNOAMBIENTAL	www.tramatecnoambiental.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	
ZIV	www.ziv.es/



UNEF
Unión Española Fotovoltaica



Inversores desde 2,5 kW hasta 1 MW

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:

Saudi Arabia Smart Grid and Green Energy	15-17 dic.
WFES Abu Dhabi	19-22 ene.
PV Expo Tokyo	25-27 feb.
GENERA Madrid	24-27 feb.
ENR Lyon	4-6 mar.
Power & Electricity World South Africa	24-26 mar.
Solares Istanbul	9-11 abr.
SPG Mexico	19-20 may.
Intersolar Munich	10-12 jun.
Intersolar Brazil	1-3 sep.
CIREC Chile	8-10 sep.
SPI Anaheim, USA	15-17 sep.
REI India	23-25 sep.
Green Expo Mexico	23-25 sep.
All Energy Australia	7-8 oct.

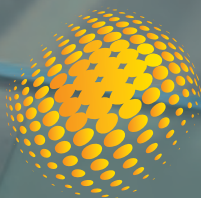


www.ingeteam.com

solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

READY FOR YOUR CHALLENGES



UNEFA

Unión Española Fotovoltaica

Velázquez, 18. 7ª izqda. 28001 Madrid
Teléfono: +34 917 817 512
info@unef.es

www.unef.es

