

# Reflexiones sobre las operaciones de capital riesgo en el sector de las energías renovables en los últimos años

**Carmen Becerril**

Ex Directora General de Política Energética y Minas

**Marina Serrano, Carmen Reyna, Jorge Toral y Paula De Biase**

Pérez-Llorca

*Empujados por las sucesivas modificaciones del marco retributivo de las renovables en los últimos años, muchos promotores de proyectos en España se han visto incapaces de cumplir con sus calendarios de pagos bajo la financiación de sus proyectos, lo que ha propiciado operaciones corporativas y de refinanciación. En lo que a operaciones corporativas se refiere, destaca la entrada en nuestro país de inversores institucionales extranjeros, en muchos casos fondos de capital riesgo, que han sabido aprovechar un clima de cierta inestabilidad regulatoria para hacer inversiones a precios competitivos. En el presente artículo expondremos cuál ha sido el perfil de los nuevos inversores y cuáles han sido las principales operaciones ocurridas en el sector, así como la evolución de los productos de financiación asociados (e.g. mayor deuda corporativa frente al Project Finance, y ratios de financiación menores). Así mismo, repasaremos el contexto internacional y la evolución regulatoria que han propiciado estos movimientos inversores.*

## **Introducción: contexto internacional**

El año 2015 marcó un hito importante en el **desarrollo de las energías limpias en el mundo**. La firma del Acuerdo de París por 196 países sentó las bases del compromiso mundial para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

El citado Acuerdo de París, superando las mejores expectativas, entró en vigor en noviembre de 2016 cuando se cumplió la condición de haber sido ratificado por más del 50% de los países firmantes que representaban más del 55% de las emisiones totales. A día de hoy, el 73% de los países (144), que repre-

sentan el 84% de las emisiones totales, han formalizado su compromiso con este Acuerdo. En definitiva, se pone de manifiesto la sensibilidad existente en cuanto a la necesidad de impulsar una economía baja en carbono.

El compromiso de cada país se concreta en realizar una declaración de su contribución nacional (INDC, *Intended Nationally Determined Contributions*). Teniendo en cuenta que más de dos tercios de las emisiones de gases de efecto invernadero tienen su origen en el consumo de energía, los compromisos están esencialmente enfocados a definir la modernización de los sistemas energéticos, con un particular impulso al desarrollo de las energías renovables.

Se estima que hacer realidad el compromiso de reducción de emisiones para que la temperatura del planeta no supere los 2°C a finales de este siglo, exigirá que dos tercios de la energía que se consuma en el mundo tenga origen renovable en el año 2050, lo que supondrá una ingente inversión tanto en nuevas instalaciones como en el desarrollo y abaratamiento de distintas tecnologías. Entre tanto, cabe mencionar que el año 2015 fue el de mayor inversión histórica en renovables con un total de 349.000 MM US\$. En el año 2016, la inversión total en estas tecnologías se ha reducido aproximadamente un 18% hasta 287.500 MM US\$<sup>1</sup>, aunque con una cifra de potencia instalada similar a la del año anterior, como consecuencia de las im-

<sup>1</sup> Bloomberg New Energy Finance: Los datos de inversión hacen referencia a capital movilizado no sólo en nuevas instalaciones sino también en operaciones de adquisición de activos operativos, gasto público y privado en I+D e inversiones en instalaciones industriales.

portantes bajadas de precio experimentadas en los últimos años por tecnologías como la solar fotovoltaica y la eólica.

En paralelo a los compromisos de los Estados para llevar adelante políticas de transición energética, asistimos también a un significativo cambio de mentalidad en muchas corporaciones que, expresamente, manifiestan su voluntad de contar con suministro energético de origen renovable como Amazon, Google, Microsoft...por mencionar algunos ejemplos significativos. Volúmenes importantes de energía que buscan la firma de contratos de suministro de energía a largo plazo a precio cierto.

Todos estos movimientos determinan un progresivo interés de los inversores en este tipo de activos. Se estima que en el año 2016 se produjeron aproximadamente operaciones de adquisición por un total de 117.500 MMUS\$ a nivel mundial, frente a los 97.000 MMUS\$<sup>2</sup> del año 2015, de los cuales 72.700 MM US\$ fueron adquisición de proyectos y 33.000 MM US\$ fueron operaciones de M&A, cambiándose progresivamente el perfil de los inversores.

Sin embargo, la situación varía sensiblemente en cada una de las regiones del planeta. Teniendo en cuenta el alcance del presente artículo, hemos de centrarnos en la situación europea para revisar luego en profundidad la actividad de este sector en España.

En **el caso de Europa**, la inversión en el año 2016 alcanzó los 70.900 MM US\$, liderado por Reino Unido con 25.000 MMUS\$ y Alemania con 15.200 MMUS\$<sup>3</sup>,

sobre todo como consecuencia de los desarrollos en eólica marina.

En la Unión Europea, la producción renovable en el año 2015, según EUROSTAT, alcanzó el 16,7% de toda la energía final consumida y un 29% de la generación eléctrica. Su futuro inmediato viene determinado por el compromiso de los países miembros de que en el año 2020, al menos el 20% de la energía consumida sea de origen renovable.

Importante destacar como la voluntad, en el ámbito europeo, de liderar la transición energética, se ha concretado en noviembre del año 2016 con la presentación por la Comisión Europea del documento denominado "*Clean Energy for all Europeans*", más conocido como "*Winter package*". Un conjunto de 13 normas que pretenden hacer realidad una ambiciosa agenda para el año 2030 que se concreta en los siguientes objetivos: reducir las emisiones un 40% respecto al año 1990, objetivo vinculante a nivel de país, alcanzar una producción renovable del 27% y una reducción en el consumo de energía primaria del 30% respecto a 2005 (particularmente importantes las políticas de eficiencia energética en el conjunto).

Estas previsiones determinan un claro apetito inversor hacia el entorno renovable europeo tomando en consideración tres elementos esenciales a la hora de valorar el riesgo y conseguir financiación:

- (i) la estabilidad macroeconómica;
- (ii) el compromiso de los países miembros con modelos regulatorios estables; y

- (iii) la reducción progresiva del coste de la electricidad procedente de estas fuentes de energía mejorando su competitividad.

Por lo que respecta a **España**, el desarrollo de instalaciones renovables se ha visto condicionado por los cambios regulatorios que se establecieron en los años 2013 y 2014 que han determinado que en los últimos cinco años, prácticamente no se haya incorporado nueva potencia renovable en el sistema eléctrico.

Destacar que la participación renovable en la energía final consumida en España en el año 2016, según Red Eléctrica de España, se estima en el 16,2%, representando el 39,6% de la generación eléctrica.

España, en tanto que miembro de la Unión Europea y de acuerdo con los compromisos adquiridos, ha de alcanzar un 20% de la energía final de origen renovable en el año 2020. Dada la preponderancia del sector eléctrico para alcanzar este objetivo, se estima que en los próximos cuatro años será necesario incorporar al menos 5.000 MW nuevos.

A la hora de abordar el atractivo que las instalaciones renovables han tenido en España para los inversores que han protagonizado las principales transacciones en los últimos años, es preciso comentar la problemática derivada de la mencionada legislación del año 2013. Como veremos en detalle en la siguiente sección de este artículo, esta nueva normativa, deroga el modelo de "*feed-in-tariff*" y "*feed-in-premium*" que había estado vigente desde el año 1998, sustituyendo

<sup>2</sup> Bloomberg New Energy Finance: Los datos hacen referencia a transacciones tanto en instalaciones de producción como industriales, nuevas o ya operativas.

<sup>3</sup> Bloomberg New Energy Finance: Los datos de inversión hacen referencia a capital movilizado no sólo en nuevas instalaciones sino también en operaciones de adquisición de activos operativos, gasto público y privado en I+D e inversiones en instalaciones industriales.

yéndolo por el cálculo de una “rentabilidad razonable” reconocida a las instalaciones en funcionamiento a partir de una inversión estándar definida por el Gobierno. Este modelo puso en difícil situación a muchos inversores, que habían entrado en el mercado renovable con altos apalancamientos, en buena parte de los casos con “*project finance*”, abriéndose numerosas oportunidades para nuevos inversores que ya podían formular la transacción estimando flujos con el nuevo modelo retributivo.

### **Aproximación al marco regulatorio en España: el régimen retributivo específico y las subastas**

Como venimos apuntando, entre los años 2013 y 2014, España implementó un nuevo régimen jurídico y económico para el desarrollo de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Desde la publicación del Real Decreto-ley 9/2013, resulta de aplicación el denominado régimen retributivo específico (“**RRE**”). El RRE está regulado en la LSE, el Real Decreto 413/2014 y en las órdenes ministeriales que contienen los parámetros retributivos a aplicar para cada periodo regulatorio.

Conceptualmente, el RRE se articula como una retribución regulada, que retribuye, ya no la producción, sino la inversión y la operación de los proyectos. La finalidad del RRE es que los proyectos de renovables puedan competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y que los ingresos regulados, sumados a los ingresos de mercado, les permitan alcanzar una rentabilidad razonable.

En concreto, de acuerdo con el nuevo marco regulatorio, las instalaciones podrán

percibir durante su vida útil regulatoria una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra los costes de inversión para cada instalación tipo (retribución a la inversión) y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo (retribución a la operación). Para el cálculo de la retribución a la inversión y de la retribución a la operación la norma considera una instalación tipo, para la que se determinan los ingresos estándar por la venta de energía valorada al precio del mercado, los costes estándar de explotación necesarios para realizar la actividad y el valor estándar de la inversión inicial referido a una empresa eficiente y bien gestionada. La mayor parte de los parámetros retributivos, que permiten definir cada instalación tipo, pueden revisarse cada periodo regulatorio de seis años de duración (y, entre ellos, la tasa de retorno que permite alcanzar la rentabilidad razonable del proyecto).

En este contexto, debe destacarse que la LSE, en su artículo 14.7, establece que el otorgamiento del RRE para nuevos proyectos ha de realizarse mediante procedimientos de concurrencia. Es decir, toda la nueva capacidad del sistema eléctrico procedente de fuentes renovables que requiera retribución adicional al precio del mercado con cargo al sistema, sólo podrá obtenerla, en su caso, a través de la participación en las subastas que el Gobierno decida convocar.

Debe señalarse en todo caso, que los promotores que decidan construir y poner en marcha instalaciones, acudiendo únicamente al mercado eléctrico y renunciando por tanto a percibir ingresos regulados, pueden hacerlo sin necesidad de participar en las subastas que analizamos en este apartado.

Así, las subastas se han articulado como un instrumento para determinar, en un proceso competitivo, qué nuevas instalaciones tienen derecho a percibir los ingresos regulados, pero no como un paso previo necesario en todo caso para la puesta en marcha de nuevas instalaciones.

Respecto del modelo de subastas escogido por el legislador español para el fomento de las energías renovables, es conveniente hacer una reflexión dadas sus singularidades. La metodología empleada en España es una excepción en relación con la mayoría de sistemas, que se basan en la garantía de un precio por energía producida y vertida a la red. Por un lado, la mayoría de los países de la Unión Europea basan sus procedimientos de licitación en una subvención por la electricidad efectivamente producida, situando los proyectos en un tramo superior al del precio del mercado. Este es el caso de Alemania, Reino Unido, Italia o Países Bajos. La otra opción mayoritaria es la licitación de contratos de compraventa de energía o PPA, por sus siglas en inglés, por medio de los cuales el vendedor se compromete a inyectar un volumen constante de energía a la red, mientras que el comprador (la entidad pública convocante de la subasta) se compromete al consumo de dicha energía por un precio determinado a largo plazo (20-30 años). Una vez terminado el PPA el dueño de la instalación podrá seguir explotándola ofreciendo la energía producida al mercado. El modelo de fomento de las energías bajo licitaciones de PPA se encuentra muy explotado en países no europeos, este es el caso de Argentina, México, Brasil, China o Sudáfrica.

En relación con lo expuesto, puede afirmarse que es una consideración generalizada de los agentes del sector eléctrico que el modelo de subasta español es muy com-

plejo y resultaría más claro y acorde con los objetivos de fomento de las energías renovables que se pujase por el precio del kWh producido o que se implementara un modelo de PPAs de largo plazo (20-30 años). Además, un modelo de PPAs permitiría abaratar sustancialmente los costes financieros de los proyectos, lo cual contribuiría a fomentar ofertas muy competitivas esto es, a abaratar el precio del kWh, como ya ha ocurrido en otros países.

En realidad, el modelo de subasta escogido responde a la necesidad de encajar nuevos proyectos en el régimen retributivo del RRE, es decir, en un modelo que se basa en instalaciones tipo y en términos de retribución a la inversión y a la operación, no por unidad de energía producida.

A estas consideraciones se une la crítica de una cierta inseguridad jurídica a la que se enfrentan quienes acuden a una subasta en España. Entre otros, debe recordarse que los parámetros retributivos se revisan al finalizar un periodo regulatorio y entre los parámetros a revisar se encuentra la tasa de rentabilidad que permite alcanzar la rentabilidad razonable de un proyecto. Así, quienes acuden hoy a una subasta, con la obligación de poner en marcha un proyecto antes de 2020, lo cierto es que desconocen cuáles serán los parámetros retributivos que les resultarán de aplicación a partir del 1 de enero de 2020, fecha en la que comienza el segundo periodo regulatorio del RRE.

Dicho lo anterior, puesto que la presión competitiva ha sido grande y los descuentos ofrecidos han sido los máximos posibles en las tres subastas celebradas, no parece que a aquellos agentes que han participado les haya preocupado esta incertidumbre, a la vista del enorme volumen de potencia ofertada en las mismas.

### **Análisis de las operaciones de capital riesgo en el sector de las energías renovables: transacciones sobre activos en funcionamiento**

Las sucesivas modificaciones del régimen retributivo regulado de las instalaciones renovables han servido de caldo de cultivo para la proliferación de operaciones sobre activos en funcionamiento, en las que el capital riesgo extranjero ha tenido un gran protagonismo.

En particular, la significativa minoración en la rentabilidad de los proyectos de instalaciones renovables ha hecho que muchos de sus titulares no puedan hacer frente a los compromisos adquiridos con entidades financieras y ante tales dificultades hayan decidido vender sus activos.

Hemos visto así en los últimos años como fondos de capital riesgo han adquirido cada vez más proyectos, entrando en el mercado nuevos actores que pudieron venir a España en un momento en que los proyectos salían al mercado a precios muy competitivos. En este sentido, el perfil del titular de una instalación renovable en España ha ido mutando desde una dispersión de inversores –con especial presencia de inversores nacionales– a una mayor concentración de inversores, con un perfil más internacional y con mayor apetito de riesgo. Estos inversores además tienen la capacidad para obtener financiación corporativa en mejores condiciones, lo que mejora las tasas de rentabilidad del capital a los proyectos en funcionamiento.

### **El crecimiento de las operaciones de capital riesgo en el sector de las energías renovables en España durante los años 2014, 2015 y 2016**

El mercado de las renovables en España está viviendo una carrera imparable de

operaciones corporativas que, en poco tiempo, ha cambiado gran parte del mapa empresarial del sector. Se está produciendo un incremento importante en cuanto al número de inversiones en activos energéticos, no sólo en energías renovables. En total, se ha registrado un volumen de casi 10.000 millones de euros desde 2015, donde las grandes eléctricas y fondos internacionales han tenido un papel predominante.

Los fondos de inversiones y las compañías nacionales e internacionales han unido sus capacidades operativas y financieras para participar en el proceso de consolidación de activos renovables en operación en España. En la actualidad, estamos viendo que los fondos de capital privado gozan de un gran apetito inversor y están llevando a cabo muchas de las grandes operaciones de este mercado, creando grandes corporaciones cuya finalidad es aglutinar activos de diferentes tecnologías, tamaños y ámbito geográfico.

Como mostraremos a continuación, se ha producido un crecimiento notorio en el número de operaciones de capital riesgo dentro del sector de las energías renovables desde el año 2014, donde las operaciones de energía suponían un 16%, hasta el año 2016, donde representan casi un 50%.

Las figuras que se incorporan al final de este capítulo muestran las operaciones que se han llevado a cabo durante los años 2014, 2015 y 2016. En ellas vemos cómo, no sólo el número de operaciones, sino también su volumen, ha ido creciendo a lo largo de estos 3 años, pasando de 10 operaciones en 2014 a 22 operaciones en 2015 y 33 en 2016, con volúmenes de 1.259,7 millones de euros en 2014, 1.817,06 millones de euros en 2015 y 4.297,25 millones de euros en 2016.

### El creciente interés del capital institucional extranjero en el sector de las energías renovables

Como hemos anticipado, el sector de las energías renovables se enfrenta a un aumento de inversiones protagonizadas por fondos de capital extranjero, por lo que el capital español ha quedado relegado a un segundo plano en algunas de las principales operaciones de los últimos años.

Según el informe *Business and Finance Outlook 2016* de la OCDE, la financiación de plantas eólicas en Europa estaba en 2010 en manos de empresas del sector en un 62% de los casos, cinco años después, ese porcentaje ha bajado al 39% en favor de un espectacular crecimiento de inversores institucionales (citan fondos de infraestructuras, seguros o proyectos industriales).

De manera coincidente, en España, las principales inversiones y operaciones relativas a los años 2014, 2015 y 2016 han sido llevadas a cabo por grandes fondos que percibían un mercado inestable donde poder aprovechar sus amplios recursos económicos.

Algunos de los ejemplos más relevantes en nuestro país han sido, por ejemplo, el caso de Cerberus, fondo estadounidense que hace dos años se convirtió en uno de los inversores más destacados de las energías renovables al adquirir Renovalia, operación que se cerró por algo más de 1.120 millones. Desde ese momento, Cerberus ha ido aumentando su cartera de 600 MW con otros parques eólicos y fotovoltaicos. El capital riesgo estadounidense ha estado igualmente representado por Centerbridge y la gestora de fondos Qualitas Equity Partners con la operación de venta de Vela Energy, o por Oaktree Capital Management con la compra de Eolia a finales de 2015. KKR

adquirió en el año 2015 –por un importe aproximado de 750 millones de euros– el 80% de Gestamp Asetym Solar, uno de los líderes especializados en el desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de plantas solares. Fruto de esta alianza nació X-Elio, que aspira a pasar de 300 MW a 2.500 MW antes del año 2020. Igualmente cabe destacar la alianza entre KKR y Acciona Energía Internacional, relativa no obstante a activos fuera de España.

### Las transacciones por tipo de tecnología

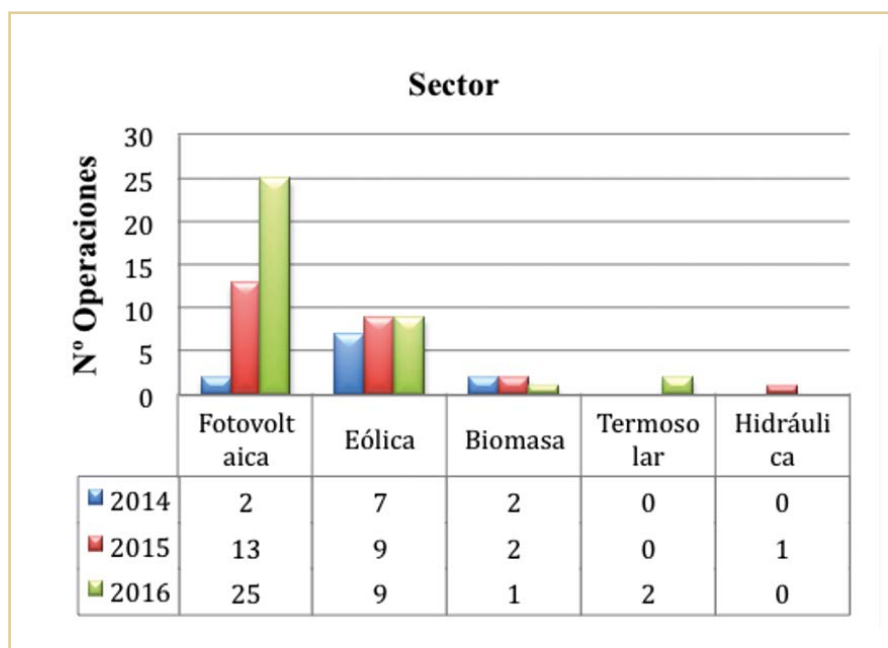
Como se puede observar en las figuras de este capítulo, el segmento fotovoltaico es el que más movimiento ha tenido debido a la atomización del sector y a la reforma del marco regulatorio. Esta consolidación de la tecnología fotovoltaica se está trasladando a gran velocidad hacia la energía eólica.

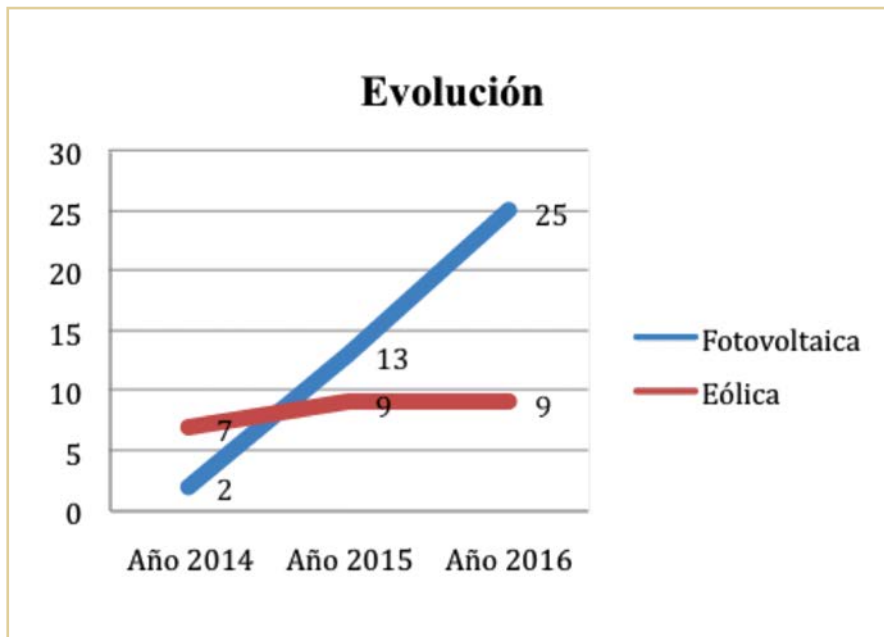
Tanto el sector fotovoltaico como el eólico están creciendo a gran velocidad debido, en gran medida, a la liquidez existente, a la mayor facilidad al crédito de los inversores y a los bajos tipos de interés que han reducido, en general, los retornos esperados aumentando las inversiones en activos de rentabilidad sostenible.

A pesar de que el volumen de operaciones se concentra principalmente en las energías eólica y fotovoltaica, han ido surgiendo otras energías alternativas como la biomasa o la hidráulica, que aun mostrando los inversores un potencial interés en ellas cuando surgieron, han quedado relegadas a un segundo plano con el paso del tiempo, con una o dos operaciones relevantes por año.

Las figuras siguientes muestran un desglose de operaciones por tipo de tecnología y su evolución.

Figura 1.



**Figura 2.**

### Financiación de proyectos: del *Project finance* a la financiación corporativa

Históricamente, era habitual que la construcción y operación de proyectos de energía renovable se financiara mediante préstamos cuya devolución dependía de los ingresos de mercado y regulados de cada proyecto (financiación de proyectos o *Project Finance*).

Sin embargo, cada vez más vemos como en las financiaciones y operaciones de refinanciación predomina la financiación corporativa, es decir, financiación externa obtenida directamente por los promotores y sus accionistas o socios. Incluso inversores institucionales que han aglutinado un ele-

vado número de proyectos en su cartera, emiten bonos para mejorar el coste de su financiación.

Además, cabe llamar la atención sobre el hecho de que mientras que antes la financiación ajena representaba hasta un 90% sobre la inversión total del proyecto, dejando apenas un 10% a la participación de fondos propios, ese ratio ha descendido y se prevé que continúe haciéndolo, como consecuencia de los cambios regulatorios que han llevado a unos menores ingresos de los proyectos.

Así, no es de extrañar que en las próximas operaciones de financiación o refinanciación veamos que la financiación ajena no

alcance más del 60% de la inversión total del proyecto, al menos, a la vista de los resultados de las recientes subastas que han tenido lugar.

### Contexto de refinanciación en proyectos de energías renovables

Como indicábamos anteriormente, las financiaciones de proyecto se caracterizan por ser financiaciones en las que los flujos que generan las sociedades del proyecto son relativamente predecibles. Alrededor de estos flujos se construye un caso base y se determina el plazo de devolución de la financiación.

Las sucesivas modificaciones del régimen especial desde 2010 y, de manera definitiva, tras la sustitución del régimen especial por el RRE a partir de la publicación del Real Decreto-ley 9/2013, han llevado a una disminución de los ingresos recurrentes de los proyectos, traduciéndose en dificultades para cumplir con los ratios financieros establecidos en los documentos de la financiación y con el calendario de pagos. En consecuencia, en los últimos años hemos asistido a un incremento en las operaciones de refinanciación en el sector de las renovables, destinado principalmente a:

- (i) Ajustar el calendario de amortización;
- (ii) Adaptar el caso base a las nuevas proyecciones; y
- (iii) Adaptar los términos económicos a las condiciones de mercado actuales.

## Conclusiones

Desde los años 90 España ha ido aprobando sucesivas normas que promovían el desarrollo de instalaciones renovables en España. El auge, posiblemente, llegó en el año 2007. En ese momento, el llamado régimen especial garantizaba una prima sobre el precio de la energía eléctrica vendida en el mercado, lo que ofrecía considerables tasas de retorno a los proyectos.

Sin embargo, a partir del año 2010 se producen importantes cambios normativos que reducen cada vez más los ingresos regulados de los proyectos, hasta que en los años 2013 y 2014 se aprueba un nuevo modelo, el régimen retributivo específico, que provoca que la rentabilidad de los proyectos existentes descienda significativamente.

En este contexto, ante las dificultades que muchos promotores se encontraron a la hora de cumplir con sus calendarios de pagos bajo la financiación de sus proyectos, han proliferado las operaciones corporativas y de refinanciación de proyectos.

En lo que a operaciones corporativas se refiere, destaca la entrada en nuestro país de inversores institucionales extranjeros, en muchos casos fondos de capital riesgo o fondos de inversión, que han sabido aprovechar un clima de cierta inestabilidad regulatoria para hacer inversiones a precios competitivos.

Asistimos en los últimos años, igualmente, a un crecimiento notable de las operaciones de refinanciación. Cabe destacar en este sentido dos extremos. El primero de ellos, cómo la estructura de la financiación que antes se basaba habitualmente en un *project finance*, ha pasado a ser en su mayor parte deuda corporativa. En segundo lugar, si antes era común ver ratios de financiación ajena del 90% sobre el total de la inversión del proyecto, es previsible que dichos ratios se vean rebajados al entorno del 60% con la nueva regulación y a la vista del resultado de las subastas celebradas.

En efecto, en España se ha implementado un sistema de subastas para la adjudicación de potencia con derecho a retribución regulada. En este sentido, cabe señalar que los procedimientos concursenciales han proliferado como forma de impulso de las energías renovables a nivel global, demostrando haber conseguido configurarse como el instrumento normativo más eficiente para su desarrollo.

El atractivo de las subastas en España está demostrando ser notable, provocando que cada vez haya más agentes dispuestos a presentar ofertas en estos procesos. Hasta la fecha se han celebrado tres subastas que han adjudicado el desarrollo de 8.737 Mw.

No obstante, los agentes del mercado eléctrico demandan reglas de la subasta dotadas de mayor sencillez. Se plantea la necesidad de definir un modelo homologable a los de la mayoría de los países que apuestan por sistemas competitivos como forma de fomento de las energías renovables, con el fin de eliminar las incertidumbres que despierta un sistema rígido y complejo como el actual.

La mejora de los mecanismos que regulan las subastas en línea con otros países de nuestro entorno debe contribuir a establecer un clima de seguridad jurídica que favorezca la instalación en España de energías renovables cada vez más eficientes en la senda del cumplimiento de los objetivos europeos en materia de cambio climático. ■

**Apéndice – Tablas****Operaciones corporativas destacadas en el sector de las energías renovables desde 2014 que afectan a activos españoles y a promotores españoles en el extranjero****Tabla 1. Año 2014<sup>4</sup>**

Target	ECR	Importe	Tecnología	MW
<b>FCC Energía, S.A.</b>	Plenium Partners Asset Management, SGEER	771 M EUR	Eólica	421,8 MW
<b>Ence Energía y Celulosa, S.A. (adquisición del 5% del capital)</b>	Amber Capital	35 M EUR	Biomasa	Ence genera 1.500.000 millones de kWh/año (en 2014)
<b>Nova Feina S.L. (empresa española con plantas fotovoltaicas en los municipios italianos de Montalvo de Catro y Castel Giorgio)</b>	Plenium Partners, S.L. SUSI Partners AG	7 M EUR	Eólica	6 MW
<b>Pisco Windpark, S.A. (Parque Eólico do Pisco, S.A.)</b>	Kendall Develops, S.A.	N/P	Eólica	50 MW
<b>Ingelia, S.L. (adquisición de un 10% de Ingelia)</b>	CPL Industries (participada mayoritariamente por la firma británica de private equity Vision Capital)	0,5 M EUR	Biomasa	N/P
<b>Gecal Renovables, S.A. (adquisición de participación mayoritaria)</b>	Springwater Capital	7,2 M EUR	Eólica	N/P
<b>Acciona Energía Internacional</b>	Kohlberg Kravis Roberts & Co LP (junto con sus filiales, KKR)	397 M EUR	52 parques eólicos 2 plantas fotovoltaicas 1 planta termosolar	2.300 MW
<b>Parc Eolic Veciana Cabaro, S.L.</b>	Avenue Capital Group LLC; Exus Management Partners S.L.	42 M EUR	Eólica	29.27 MW
<b>Parque Eólico Magaz, S.L.</b>	Renovis Energias S.L.	N/P	Eólica	30 MW
<b>San Martín de la Vega (parque fotovoltaico en Madrid) de Soventix GmbH</b>	Vela Energy, S.A. (constituida por la joint venture entre Qualitas Equity Partners, S.G.E.I.C., S.A. y Centerbridge Partners LP)	N/P	Fotovoltaica	2.3 MW

<sup>4</sup> Fuentes.- Importes aproximados obtenidos a través de notas de prensa, noticias publicadas en internet o información no confidencial revelada por asesores.



Tabla 2. Año 2015

Target	ECR	Importe	Tecnología	MW
<b>Sistemas Energéticos Almodovar del Río, S.L.U.</b>	Warwick Capital Partners LLP	40 M EUR	Fotovoltaica	10 MW
<b>BSQ Solar, S.L.</b>	Sociedad para el Desarrollo Industrial de Castilla-la Mancha, S.A. (Sodicaman)	0,26 M EUR	Fotovoltaica	N/P
<b>Gestion y Mantenimiento Eólico del Norte, S.L. (Tres Picos)</b>	Cefiro Energia, S.L. (vehículo de Corporación Masaveu)	5 M EUR	Eólica	2,4 MW
<b>Eólica Mirasierra, S.L.</b>	Cefiro Energia, S.L. (vehículo de Corporación Masaveu)	60 M EUR	Eólica	44 MW
<b>Banco de Sabadell, S.A. ( Planta fotovoltaica Villacarrillo)</b>	N/P	N/P	Fotovoltaica	1,89 MW
<b>Fotovoltaica La Gamonosa, S.L.</b>	Vela Energy, S.L. (Centerbridge Partners)	N/P	Fotovoltaica	1,9 MW
<b>5 plantas fotovoltaicas en España</b>	Warwick Capital Partners LLP	80 M EUR	Fotovoltaica	N/P
<b>X-Solar (antigua Gestamp Asetym Solar, S.L.)</b>	KKR	736 M EUR	Fotovoltaica	300 MW
<b>Móstoles District Heating, S.L.</b>	Suma Capital, S.G.E.I.C., S.A.; Veolia Environnement, S.A.	20 M EUR	Biomasa	12 MW
<b>Parque Solar Caudete, S.L.U.</b>	Vela Energy Holdings, S.L.U. (filial de Vela Energy, S.L.)	N/P	Fotovoltaica	1,7 MW
<b>Biomasa Forestal, S.L. (adquisición del 35% de su capital social)</b>	Xesgalicia S.G.E.I.C., S.A. ( a través de su vehículo Impulsa Ferrol Fund y Grupo García Forestal)	1,7 M EUR	Biomasa	N/P
<b>Eólica Sierra Sesnández SL.; Parque Eólico Magaz, S.L.; Parque Eólico Loma del Capón, S.L.; Parque Eólico Cova Da Serpe S.L.</b>	Renovalia Energy, S.A.; Exus Management Partners, S.L.	175 M EUR	Eólica	105 MW
<b>AES-RS Solar Spanish Holdings 2, B.V. (propietaria de 9 plantas fotovoltaicas en España)</b>	Vela Energy, S.L.	58 M EUR	Fotovoltaica	N/P
<b>Parque Eólico Pujalt, S.L.; Parque Eólico Turó del Magre, S.L.</b>	Renovalia Energy, S.A.; Exus Management Partners, S.L.	98 M EUR	Eólica	70 MW

**Tabla 2 (continuación). Año 2015**

Target	ECR	Importe	Tecnología	MW
<b>Gecal Renovables, S.A.</b>	Gas Natural Fenosa	260 M EUR	Eólica Fotovoltaica	201,3 MW
<b>Parque fotovoltaico situado en Madridejos (Toledo), propiedad de Acacia Instalaciones Fotovoltaicas, S.L.</b>	Vela Energy, S.L. (controlada por Qualitas Equity Partners, S.G.E.I.C., S.A. / Centerbridge Partners LP)	N/P	Fotovoltaica	8 MW
<b>Fotowatio Renewable Ventures, S.L.</b>	Abdul Latif Jameel Energy Limited	N/P	Fotovoltaica	3.800 MW/hora (cartera proyectos en Australia, Uruguay y Brasil)
<b>Decavent (adquisición de un 40% de la compañía)</b>	EDP – Energías de Portugal	N/P	Eólica	125 MW
<b>Silver Ridge Power España, I.B.V., S.L.</b>	Vela Energy, S.L. (controlada por Qualitas Equity Partners y Centerbridge Partners)	N/P	Fotovoltaica	N/P
<b>Hidrodata, S.A. (adquisición del 25% de su accionariado)</b>	HG Capital; Plenium Partners	N/P	Eólica Hidráulica	N/P
<b>Parc Eòlic Mudéfer, S.L. (empresa propietario de los parques eólicos Mudéfer I y Mudéfer II)</b>	Fersa Energías Renovables, S.A.	3,1 M EUR	Eólica	57,6 MW
<b>Eolia Renovables de Inversiones S.C.R., S.A.</b>	Oaktree Capital Management	280 M EUR	Eólica Fotovoltaica	583,6 MW

**Tabla 3. Año 2016**

Target	ECR	Importe	Tecnología	MW
<b>Morón Fotovoltaica (Sevilla) Anemoi Cantillana (Sevilla) Mesa de Ocaña (Toledo) Reestructuración plantas fotovoltaicas</b>	Platina Partners	N/P	Fotovoltaica	20 MW
<b>Olivento, S.L. (Portfolio de 14 parques de energía eólica)</b>	Plenium Partners Asset Management, SGECR	528 M EUR	Eólica Fotovoltaica	422 MW
<b>Ávila Sur Solar, S.L. (Planta fotovoltaica de Ávila) Totana II Sun Solar, S.L. (Planta fotovoltaica de Murcia)</b>	Fortress Investment Group LLC	11,6 M EUR	Fotovoltaica	4 MW
<b>Renovalia Energy, S.A.</b>	Renaletto Servicios y Gestiones, S.L.; Cerberus Capital Management LP	1.000 M EUR	Eólica (10 p.e.) Fotovoltaica (7) Termosolar (1)	600 MW
<b>Extrasol 2, S.L. Extrasol 3, S.L.</b>	Saeta Yield, S.A.	119 M EUR	Termosolar	100 MW
<b>Bora Wind Energy Management, S.L.</b>	Corporacion Masaveu S.A.; Korys; Exus Management Partners SL	500 M EUR	Eólica	330 MW
<b>Ecoiberia Solar, S.L.</b>	Warwick Capital Partners, LLP; Plenium Partners, S.L.	N/P	Fotovoltaica	10 MW
<b>Casaquemada (PF en Sonlúcar Mayor, Sevilla); Las Cabezas (PF en Cabezas de San Juan); Copero (PF en Dos Hermanas); Linares (PF en Jaén)</b>	Vela Energy, S.L. (controlada por Qualitas Equity Partners, S.G.E.I.C., S.A. / Centerbridge Partners LP)	57,2 M EUR	Fotovoltaica	8,48 MW
<b>T-Solar Global, S.A. (adquisición del 50% de su capital social)</b>	Grupo Isolux Corsan S.A.	N/P	Fotovoltaica	N/P
<b>Greenergy Renovables, S.L. (ampliación de capital; emisor)</b>	Daruan Venture Capital, S.C.R. (empresa holding; comprador)	3 M EUR	Fotovoltaica	N/P
<b>Eólica Sorihuela S.L.</b>	Fenie Energía, S.A.	16 M EUR	Fotovoltaica	11,69 MW
<b>Andasol 1 (PF en Aldeire, Granada) Andasol 2 (PF en Aldeire, Granada) Refinanciación</b>	Antin Infrastructure Partners; Deutsche Asset Management (parte de Deutsche Bank Group)	316 M EUR	Fotovoltaica	100 MW
<b>Parques Eólicos de Vilanueva Sociedad Limitada</b>	Plenium Partners; Cubico Sustainable Investments Limited	34 M EUR	Eólica	66,7 MW

**Tabla 3 (continuación). Año 2016**

Target	ECR	Importe	Tecnología	MW
<b>Red de Calor de Soria, S.L.</b>	Axis Participaciones Empresariales, S.G.E.I.C., S.A.; Suma Capital, S.G.E.I.C., S.A.	20 M EUR	Biomasa	N/P
<b>Solarpack Corporación Tecnológica, S.L. (adquisición de una participación minoritaria)</b>	Ardian	27,72 M EUR	Fotovoltaica (4 plantas en Chile y Perú)	46 MW
<b>Infracapital Solar (portfolio de plantas fotovoltaicas en España)</b>	Renovalia Energy, S.A.	100 M EUR	Fotovoltaica	40 MW
<b>Abengoa (financiación)</b>	Centerbridge Partners, LP; Hayfin Capital Management; KKR; Vårde Partners; Oaktree Capital Management	1.169,6 M EUR	Fotovoltaica	N/P
<b>Earth and Wind Energías, S.L.; Sariñena Solar, S.L.; Promociones Fotovoltaicas Articulada, S.L.; Promociones Fotovoltaicas Azara, S.L.</b>	Renovalia Energy, S.A. (Matriz: Cerberus Capital Management)	150 M EUR	Fotovoltaica	36,4 MW
<b>Planta Fotovoltaica Corvera; Planta Fotovoltaica La Herrera</b>	Vela Energy, S.L.	45 M EUR	Fotovoltaica	13 MW (6 de ellos pendiente de aprobación)
<b>Planta Fotovoltaica Inverland (Valdecaballeros, Badajoz) Reestructuración financiera de este proyecto por parte de su propietario, Abraxa.</b>	Abraxa Integrated Financial Services Solutions, S.G.E.C.R. (Grupo LongSol)	N/P	Fotovoltaica	5,2 MW
<b>15 instalaciones fotovoltaicas (Castilla-La Mancha)</b>	Everwood Fotovoltaica I SICCA, S.A.; Everwood Capital S.G.E.I.C., S.A.	N/P	Fotovoltaica	50,9 MW
<b>7 plantas fotovoltaicas (plantas Project Rioja, Erbi Solar, Inmodo y Coronil)</b>	Fortress Investment Group LLC	N/P	Fotovoltaica	N/P
<b>Planta fotovoltaica en Miralcamp (Lleida, España) de Solmir, S.L.</b>	Vela Energy, S.L. (controlada por Qualitas Equity Partners, S.G.E.I.C., S.A. / Centerbridge Partners LP)	N/P	Fotovoltaica	0,1 MW
<b>La Castilleja Energía, S.L. (propietaria de Parque Solar La Castilleja situado en Córdoba)</b>	Greentech Energy Systems	3,7 M EUR	Fotovoltaica	9,8 MW
<b>Grupo T-Solar Global, S.A.</b>	I Squared Capital	120 M EUR	Fotovoltaica	N/P

**Tabla 3 (continuación). Año 2016**

Target	ECR	Importe	Tecnología	MW
<b>Grupo T-Solar Global, S.A.</b>	I Squared Capital	120 M EUR	Fotovoltaica	N/P
<b>Soldwindet El Conjuero, S.L., (propietaria de un parque eólico en Granada de 36 MW)</b>	Siroco Capital Sociedad de Capital Riesgo, S.A.	2,7 M	Eólica	36 MW
<b>Parque Eólico Ausines, S.L.</b>	Sinia Renovables (firma de private equity propiedad del Banco Sabadell)	50 M EUR	Eólica	1,8 MW
<b>Gransolar (GRS)</b>	Accionistas Particulares; Diana Capital, SGEER, S.A. (Global)	22,5 M EUR	Fotovoltaica	N/P
<b>Enervent, S.A. (adquisición de un 26%)</b>	Siroco Capital Sociedad de Capital Riesgo, S.A.	1,1 M EUR	Eólica	35,64 MW
<b>Enervent, S.A. (adquisición de un 3%)</b>	Siroco Capital Sociedad de Capital Riesgo, S.A.	0,13 M EUR	Eólica	35,64 MW
<b>Asset Energía Solar, S.A.</b>	Plenium Partners	N/P	Fotovoltaica	21,5 MW
<b>Cubierta Solar Onda B, S.L.</b>	Perwyn	N/P	Fotovoltaica	1,6 MW
<b>Global Energy Services, S.A. (GES)</b>	CL Grupo Industrial - Cristian Lay, S.A.	N/P	Fotovoltaica	N/P