

Reflexión sobre los parámetros aplicados a la eólica en la Reforma Energética

Luis Polo Gómez

Director General de la Asociación Empresarial Eólica (AEE)

Verano de 2004. Las empresas se ven atraídas hacia España al calor del Real Decreto 436/2004, que introducía en nuestro país el sistema retributivo de mercado más prima, un acierto regulatorio que sería clave para los futuros éxitos del sector.

Verano de 2014. Un año después de que las diferentes normas que componen la Reforma Energética empezasen a circular por los despachos, se aprueba la regulación que más directamente afecta a las renovables: el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y la Orden Ministerial IET/2045/2014. Se trata de dos normas que, unidas al Real Decreto-Ley 9/2013 y la nueva Ley del Sector Eléctrico, la 24/2013, aprobada el pasado diciembre, van a marcar un antes y un después para la eólica en España.

Para hablar del antes, hay que remontarse a los años noventa, en los que el dilema para las empresas era si invertir o no invertir en eólica, un sector de riesgo, cuando sólo unos cuantos visionarios veían claro por dónde iban a ir los tiros en materia de independencia energética. Aquellos pioneros se enfrentaban a la disyuntiva de invertir en tecnología eólica en lugar de hacerlo en instalaciones con-

vencionales, de las que queman carbón, gas o petróleo.

La eólica exigía entonces un desembolso de capital inicial muy importante, puesto que había que comprar los aerogeneradores e instalarlos para que aprovecharan al máximo el viento. Para que un parque eólico se hiciera –se haga– realidad es necesario que la inversión sea más interesante que otras opciones en términos de rentabilidad, acceso al capital para ejecutar inicialmente el proyecto y que las entidades que otorguen financiación tengan la seguridad de que el capital prestado va a ser devuelto.

Para que se den estas condiciones económicas, ¿qué es necesario desde el punto de vista regulatorio? Para empezar, un incentivo que sitúe a las eólicas en igualdad de condiciones económicas que las instalaciones convencionales (ya que éstas en gran medida externalizan a la sociedad los costes de la contaminación que generan y así son aparentemente más competitivas), de modo que su rentabilidad sea lo suficientemente atractiva para que los inversores arriesguen su propio capital y el externo. Esta rentabilidad razonable está definida por la Comisión Europea en sus escenarios

a futuro con un valor del 9% después de impuestos, ya que no hay manera de que se invierta en una tecnología emergente si no se asegura un retorno superior al de las tecnologías convencionales.

En segundo lugar, hay que asegurar a las entidades que otorgan la financiación externa que se trata de una inversión segura y con rentabilidad suficiente, para que otorguen los créditos con el menor interés posible. Para ello la regulación tiene que ofrecer una perspectiva temporal lo suficientemente larga y estable tanto para el inversor como para el financiador. Y, por supuesto, la garantía de que las condiciones no sufran modificaciones imprevistas y retroactivas a lo largo de la vida útil de la instalación.

Estas tres condiciones se han cumplido en España a lo largo de dos décadas –hasta 2012–, con algún que otro cambio consensuado entre el sector y el Gobierno. Gracias a ello, España es el segundo país de la UE en potencia instalada, nuestra industria eólica exporta aerogeneradores y componentes a todo el mundo, y nuestras empresas promotoras y nuestras ingenierías están en todos los continentes habitados. Hubo un país que en los años noventa tomó el camino

opuesto: Reino Unido. Con varios modelos autóctonos de aerogeneradores, erró en la elección del sistema regulatorio –apostó por las subastas–, su mercado nacional se paralizó, y su industria desapareció. Ahora, su Gobierno, tras haber adoptado un sistema regulatorio de primas equivalentes similar al que tenía España hasta el año pasado, está intentando reconstruir su tejido eólico industrial facilitando la implantación de empresas danesas, alemanas y españolas en su país.

El esfuerzo empresarial, industrial, económico e innovador hecho para el aprovechamiento del viento como fuente de energía ha conseguido que en 2013 la fuerza del viento situase a la eólica como la principal fuente de generación eléctrica del país, algo que no había logrado ningún otro país con anterioridad. Un hito que resulta aún más singular por el hecho de ser España casi una isla sin interconexiones eléctricas con el resto de Europa. Gracias al viento cada español tuvo el año pasado a su disposición más de 1.100 kWh de electricidad limpia (suficiente para cubrir el 90% de sus necesidades medias en el hogar), cuando, en 1997 sólo tenía 16 kWh.

Sin duda, España puede presumir de la historia de éxito del sector eólico en España, abanderada por los sucesivos reguladores. Una historia que hoy está en jaque como consecuencia de la Reforma Energética.

Una Reforma que llega por sorpresa

El inicio de la etapa actual puede fijarse a principios de 2012 con la moratoria para las instalaciones renovables. A mediados de julio de 2013 llegaba, de nuevo en forma de sorpresa por la total falta de diálogo con el sector, el Real Decreto-Ley 9/2013, una norma con rango de ley pensada para abolir de golpe toda la regulación anterior –incluido el Real Decreto-Ley 2/2013 que

se había dictado tan sólo cuatro meses antes– mientras se iba dirimiendo el impacto real que un rosario de normas posteriores tendría en el sector eléctrico en general y el renovable en particular.

El Real Decreto-Ley 9/2013 vendría acompañado de una modificación de la Ley del Sector Eléctrico en la Ley 24/2013 (LSE) –que se aprobó en diciembre–, de un Real Decreto de renovables, el 413/2014 –que se aprobó el pasado 10 de junio– y de la Orden Ministerial IET/1045/2014 que fija los parámetros de las inversiones hechas y, por tanto, la dimensión económica real del cambio normativo.

Los principales cambios normativos son los siguientes:

- Desaparece el Régimen Especial y los incentivos dejan de ser a la generación y pasan a ser a la inversión.
- Se elimina por completo el sistema de retribución bajo el que se realizaron las inversiones y se pretende compensar con un complemento a la inversión basado en un criterio nunca utilizado antes en ningún país occidental ligado a las obligaciones del Tesoro a 10 años más 300 puntos básicos, ajeno al criterio inversor y regulador aplicado en los países occidentales, basado en el coste medio ponderado del capital (WACC, según sus siglas en inglés).
- Este complemento se aplica no a las inversiones nuevas, sino a toda la vida útil de las instalaciones existentes, por lo que es claramente retroactivo. También es discriminatorio, al no aplicarse a ningún otro coste regulado.
- Para calcular la retribución específica se considera una instalación tipo, los ingre-

sos por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, los costes de explotación medios necesarios para realizar la actividad y el valor de la inversión inicial de la instalación tipo, todo ello para una “empresa eficiente y bien gestionada” según el criterio establecido por el regulador.

- 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 (no se reconocen, por ejemplo, los cánones eólicos).
- No se respetan los criterios de rentabilidad razonable establecidos por el Real Decreto 661/2007, y se ignoran los numerosos informes en los que la antigua CNE ha reiterado que la remisión al WACC es necesaria para garantizar un retorno a la inversión, así como las disposiciones de los diferentes planes de fomento de las energías renovables lanzados desde el año 2000.
- Determinadas instalaciones, entre ellas algunas de las más eficientes, no tendrán derecho a percibir más incentivos durante su vida útil por haber superado ya ese nuevo umbral de supuesta rentabilidad razonable, contra lo que esperaban legítimamente las empresas cuando se arriesgaron a realizar la inversión al amparo de una regulación diferente y en un momento en que el sector estaba muy lejos de la madurez.
- Se penaliza la eficiencia y la competitividad de la eólica, ya que el modelo le perjudica más que a ninguna otra tecnología por haber sido la primera en arriesgar e invertir en una tecnología autóctona e innovadora y por ser la más sensible a las variaciones del precio del mercado.

La eólica, la más perjudicada

Las condiciones económicas concretas que se fijan en la orden de parámetros y que son el objeto de análisis de este artículo no se conocieron por primera vez hasta el pasado febrero. El primer borrador fue todo un mazazo para la eólica: inexplicablemente, la tecnología más madura y la que ha tenido un menor impacto históricamente en el déficit de tarifa es la más perjudicada por la nueva regulación. Parecía un error. Pero no. Finalmente la orden se publicó consagrando un importante perjuicio económico para la eólica. Para empezar, porque deja sin retribución a toda la potencia instalada antes de 2004, el 28% del total. Y supone un recorte de unos 1.200 millones de euros sólo en 2014, lo que sin duda tendrá un grave efecto para nuestro sector.

Un análisis en profundidad de los parámetros exige ahondar en varios puntos. Curiosamente, para elaborar estos estándares, el regulador decidió obviar los datos del propio sector y utilizar los propios lo que, evidentemente, le ha llevado a cometer considerables errores. El más grande: no guardan relación con la realidad histórica del sector eólico español. La Asociación Empresarial Eólica (AEE) solicitó por activa y por pasiva que se hiciese pública la metodología de cálculo de los mismos, al no entender cómo se llegó a esos parámetros, ni las fuentes ni su contenido. Sin éxito.

En el año 2013, la AEE, encargó una prueba pericial a una empresa consultora de reconocido prestigio para determinar los costes de inversión que fueron necesarios para la puesta en marcha de sus instalaciones eólicas. Dicha prueba pericial analizó 382 parques eólicos con una potencia instalada total de 10.095 MW. Este análisis abarcó el 44% de la potencia total instalada en España a finales del año 2012, repartida por

todo el territorio nacional, de una manera similar a los pesos de la potencia nacional. Los valores medios anuales de los costes de las inversiones resultantes de dicha prueba pericial son, de media, un 16% más altos que los que se contemplan en la orden.

Queda claro que no se ha tenido en cuenta que durante los primeros años de desarrollo de los parques eólicos las condiciones eran muy distintas a las actuales: el riesgo tecnológico y los costes de construcción y promoción eran superiores debido a los elevados costes de interconexión a la infraestructura eléctrica existente, bien por la dificultad de acceso a la misma o bien porque en muchos casos era inexistente y había que construirla nueva; la falta de experiencia en la medición de recurso, en la ubicación de los aerogeneradores y en la construcción del parque eólico trajo consigo un elevado coste de aprendizaje, típico de cualquier sector tecnológico en sus inicios; los procesos para obtener las autorizaciones administrativas correspondientes eran poco uniformes a lo largo del territorio, lo que se traducían en retrasos y sobrecostes de promoción; la relación entre los fabricantes y los promotores no tenía el equilibrio actual, como tampoco lo tenía el nivel tecnológico de las máquinas y del resto del equipo, lo cual se tradujo en unas condiciones de negociación muy diferentes a las actuales.

Hasta el año 2004, la falta de experiencia trajo errores en la predicción y en la ubicación de aerogeneradores, lo que supuso elevados costes de desarrollo. Durante los primeros años los costes de promoción subían y los costes de inversión permanecían estables hasta que, a finales de los años 90, se empezaron a instalar máquinas de mayor tamaño con el objetivo de aprovechar emplazamientos de menor recurso. Esto significa máquinas con mejor rendimiento,

pero también más caras, con mayor altura de buje, mayores rotores que provocan cimentaciones más grandes, mayor inversión en los accesos... En definitiva, un mayor ratio de inversión por MW instalado.

En cuanto a los valores de los ratios de inversión, caben serias dudas sobre la exactitud de los empleados por el regulador. En la orden de parámetros, el ratio de inversión para los parques eólicos entre 2001 y 2005 sólo habría aumentado en un 15%, mientras que los precios de los principales metales y materias primas utilizadas en la construcción de un parque eólico habrían aumentado en más de un 100% en el mismo periodo.

¿Rentabilidad razonable?

Ésta es una de las claves de la nueva regulación. Se establece el valor aplicable para la rentabilidad razonable como el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del RDL 9/2013 (periodo de julio 2003 a junio 2013) de las obligaciones del estado a 10 años, que es del 4,398%. Al sumarle los 300 puntos básicos, el valor de la supuesta rentabilidad razonable es de 7,398% antes de impuestos.

Es decir, en la Reforma no se respetan los criterios de rentabilidad razonable establecidos por el Real Decreto 661/2007, y se ignoran los numerosos informes en los que la CNE ha reiterado que la remisión al WACC es necesaria para garantizar un retorno a la inversión, así como las disposiciones de los diferentes planes de fomento de las energías renovables lanzados desde el año 2000.

El sector desconoce los criterios a partir de los cuales se han establecido tan sólo 46 estándares para los 23.000 MW de ener-

gía eólica instalados en España, en función del tamaño de la instalación y del año de puesta en marcha. Sin duda, se deberían tener en cuenta criterios adicionales como las diferentes opciones tecnológicas, la mayor diferenciación en cuanto al tamaño de la instalación se refiere, el marco regulatorio al cual se acogió, la incorporación de los diferentes sistemas para responder ante huecos de tensión –que influyen tanto en el ratio de inversión como en el coste de explotación–, los avances tecnológicos que permiten incrementar el diámetro o mejorar los controles aerodinámico y eléctrico, la diferente zonificación territorial, etcétera.

Sin olvidar las exigencias de contraprestaciones socioeconómicas locales y autonómicas a través de planes industriales, tasas, imprescindibles para obtener la correspondiente autorización administrativa, en ningún caso de carácter voluntario. No se han tenido en cuenta los cánones eólicos que son determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español (como los que se aplican en Galicia, Castilla y León, Castilla-La Mancha y la Comunidad Valenciana). Los cánones autonómicos tienen que incluirse en los costes de explotación, ya que tienen un impacto muy significativo. En un parque eólico de 2.100 horas de funcionamiento anual, el coste puede llegar en algunos casos a 8 €/MWh en función de la Comunidad Autónoma y del número de aerogeneradores instalados.

La estimación del precio del mercado

En cuanto al precio del mercado, en la propuesta de Orden de parámetros se estima que para 2014 será de 48,21 €/MWh, para 2015 de 49,52 €/MWh y para 2016 de 49,75 €/MWh. A partir de 2017 se estima el precio del mercado en 52 €/MWh. AEE

así como la mayor parte de los promotores, otras asociaciones y la propia CNMC en su informe sobre la propuesta de parámetros retributivos pidieron que, por su importancia en el resultado de la remuneración a la inversión, los precios de mercado a futuro se fijasen con una metodología objetiva basada en las cotizaciones de los contratos anuales de futuros, evitando así la arbitrariedad en un aspecto tan crucial.

Con relación al valor tomado para 2014, en una orden Ministerial que va a entrar en vigor a mitad de 2014, no puede tomarse el valor al que cotizaba el futuro para 2014 en la segunda mitad de 2013. La realidad de los precios del mercado durante los cinco primeros meses del año no es ajena para el Ministerio y lleva a un precio medio de 26 €/MWh, muy por debajo de los 48,21 que considera el Ministerio. Mantener los límites superiores e inferiores a sabiendas de que es incumplible y que el valor más probable del precio medio para 2014 se sitúa en 41 €/MWh (según los valores del spot con medio año ya transcurrido y de los futuros para los dos trimestres que quedan), conlleva que el Ministerio con esta medida provoque que los promotores eólicos pierdan de forma irreversible alrededor de 200 millones de euros este año. Esto implica que ya no llegarán a la supuesta rentabilidad razonable al final de la vida útil de la instalación.

Cabe añadir a lo ya mencionado que las buenas prácticas aplicables a cambios regulatorios en sistemas retributivos (recomendadas por la Comisión Europea) indican que hay que establecer periodos transitorios en la aplicación de los cambios para que las empresas puedan adaptar sus decisiones a la nueva situación. En este caso no sólo no hay período transitorio, sino que el cambio se aplica aún antes de haber establecido la nueva retribución

para las instalaciones. Es decir, desde la adopción en julio del RDL 9/2013 es de aplicación el nuevo sistema retributivo. En España hay experiencias anteriores de periodos transitorios: las instalaciones eólicas existentes en el momento de la adopción del RD 661/2007 tuvieron tiempo hasta el 1 de enero de 2013 para cambiar al sistema retributivo de éste último Decreto.

Retroactividad y falta de transparencia

En conclusión, más allá de las consideraciones sobre la retroactividad de los recortes aplicados al sector mediante la nueva regulación, los parámetros utilizados para calcular la nueva retribución a las instalaciones eólicas generan muchas dudas por su falta de transparencia.

Entonces, ¿cuál es la estrategia energética a medio y largo plazo de España? ¿Volver a aumentar las importaciones de combustibles fósiles? La nueva ley del sector eléctrico da una idea bastante clara de la orientación estratégica actual: "Excepcionalmente, el Gobierno podrá establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovable".

La excusa aducida para llevar a cabo el recorte a la retribución de la eólica, el déficit de tarifa eléctrica, es sin duda un grave problema coyuntural, pero se debería haber tratado como tal y no crear un problema estructural para el país, como es destruir la capacidad a futuro de seguir desarrollando, mejorando y desplegando el sector eólico y su industria. Sin la confianza de los que invirtieron los primeros 26.000 millones de euros y de los que les prestaron el dinero para ello, ¿cómo se van a materializar los proyectos adicionales necesarios para seguir reduciendo la dependencia energética

española en un mundo con cada vez más competencia por los recursos energéticos y más inestabilidad en los países exportadores de hidrocarburos?

Más allá de las normas comentadas, el sector se ve afectado por otra batería de normas contenidas en la Reforma Energética (algunas no son aún firmes) que pueden tener un impacto considerable: la orden sobre interrumpibilidad establece que el coste de este servicio (que hace años que no se utiliza y ha perdido sentido) recaería ahora en parte sobre la eólica (AEE ya la ha recurrido por considerarla injusta). La propuesta de Real Decreto sobre los mecanismos de mercado e hibernación establece que el pago por respaldo recaería ahora en parte en la eólica. La Ley del Sector Eléctrico implica, entre otras muchas cosas, que el sector tendrá que hacerse cargo –al igual que otros costes regulados– de los desvíos futuros del déficit de tarifa. La propuesta de Real Decreto sobre territorios extrapeninsulares establece que se podrán hacer nuevas instalaciones en Canarias bajo un sistema de subastas. En

la práctica, lo más probable es que no haya nuevas inversiones en eólica en las islas, debido a la enorme inseguridad jurídica a futuro generada por esta Reforma Energética.

Si todas estas normas salen adelante tal como han sido redactadas, su impacto acumulado sobre el sector eólico podría ser superior al que le correspondería sobre los ahorros de costes que busca el Gobierno, a lo que habría que sumar los impactos sufridos este año por el sector a consecuencia del impuesto a la generación y el Real Decreto-Ley 2/2013. Sin olvidar la pérdida de valor en bolsa de las empresas cotizadas. Es decir, que el impacto es tremendamente injusto con un sector que no es culpable del déficit de tarifa y que siempre se ha desarrollado de acuerdo a los objetivos.

La normativa altera radicalmente los flujos de ingresos de todos los parques eólicos de España, lo que supondrá una cascada de problemas financieros para el sector y, eventualmente, para la banca. Además, continuará el desmantelamiento de fá-

bricas y la destrucción de empleo. Y las empresas se plantean si les compensa quedarse en España o marcharse a países en los que se valore la riqueza y el empleo que generan, así como el tejido industrial eólico que tan famoso ha hecho a nuestro país en el mundo.

Verano de 2004. En Fuentetodos, la villa natal de Goya, se inauguran los primeros parques eólicos. Verano de 2014. Fuentetodos gana el Premio a la Integración Rural de la Eólica por el modo en que ha sabido aprovechar los recursos que le ha aportado la eólica. "Fue el día más importante para este pueblo, después del nacimiento del pintor. Porque la eólica nos ha dado un futuro", afirma, categórico, Joaquín Gimeno, alcalde del municipio aragonés.

Ahora es la eólica la que necesita que se garantice su futuro más allá de la Reforma Energética. Dada su importancia y su aportación a España, estamos seguros de que lo tendrá. Pero habrá que trabajar mucho para ello. ■