

APOYO PÚBLICO A LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA*

Masao Javier López Sako**

* Trabajo realizado en el marco del Proyecto de Investigación I+D del Ministerio de Ciencia e Innovación SEJ2006-15178 "Problemas jurídicos-ambientales y de ordenación del territorio de la implantación de parques eólicos".

** Doctor en Derecho por la Universidad de Granada; profesor-investigador de Derecho Administrativo en dicha Universidad. Departamento de Derecho Administrativo, Plaza Universidad s/n, 18071-Granada (España). mjlsako@ugr.es.

REVISTA DE DERECHO

N.º 31, Barranquilla, 2009

ISSN: 0121-8697

Resumen

El presente trabajo pretende describir y valorar brevemente el régimen jurídico-económico de la energía eólica en España. Nos referimos en concreto al sistema de apoyo público a la producción de electricidad a partir de las energías renovables mediante el sistema denominado “de primas”. El fijarnos en la energía eólica en particular se justifica por la sencilla razón de que España ocupa el tercer puesto a nivel mundial en potencia eólica instalada, después de Alemania y EE. UU, hecho que va unido a la circunstancia de la importancia a todos los niveles que ha cobrado este sector en España.

Por otra parte, conviene recordar que el uso de energía (su producción y consumo) es el principal factor de emisiones de gases de efecto invernadero y las energías renovables suponen una pieza clave en la lucha contra el cambio climático. Y también que España se encuentra entre los países más alejados del cumplimiento del Protocolo de Kyoto. Desde esta perspectiva, el protagonismo de la energía eólica es también patente: en nuestro país, dentro de las energías renovables, la energía eólica en particular es la que más está aportando al mix de generación eléctrica, convirtiéndose en la contribución más segura a dicha lucha ambiental de carácter global. En este sentido, la proporción de energía eléctrica aportada por la eólica se encuentra –con más del 11% en 2008– en la segunda posición mundial; aquí España solo es superada por Dinamarca. Es importante, por tanto, mantener una buena política de fomento de esta tecnología renovable.

Palabras clave: Medio ambiente, ordenación del territorio, parques eólicos, cambio climático, regulación.

Abstract

This paper briefly attempts to describe and assess the legal and economic wind energy in Spain. We refer specifically to the system of public support for the production of electricity from renewables through the system called “premium.” The focus on wind energy in particular is justified simply for the reason that, as you know, Spain is ranked third worldwide in installed wind power second only to Germany and the U.S., which is coupled with the fact of significance for all levels that has taken the wind power sector in our country. It should also be remembered that on the one hand, energy use (production and consumption) is the main factor in emissions of greenhouse gases and on the other hand, renewables are a key element in combating Climate Change. And also that Spain is among the countries furthest away from compliance with the Kyoto Protocol. From this perspective, the role of wind energy is also evident in our country in renewable energy, wind energy in particular is what is making the most of electricity generation mix, making it the most secure in this fight environmental and global. In this sense, the proportion of electricity produced by wind-is over 11% in 2008 - the second in the world, second only to Denmark. It is therefore important to maintain a good policy to promote this renewable technology.

Keywords: Environment, land, wind farms, climate change regulation.

1. LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA

a) Datos sobre su desarrollo actual. El PER 2005-2010

En el ámbito de la UE, el Libro Blanco sobre las fuentes de energía renovables (Comisión Europea, 1997) estableció el objetivo indicativo global del 12% del consumo interior bruto de energía primaria¹ en 2010 para la Comunidad en su conjunto². El anexo de la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativo a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la primera, estableció unos valores de referencia para el establecimiento de objetivos indicativos nacionales³ en materia de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable (E-FER), donde el valor de referencia para España es de 29,4 % E-FER para el año 2010. Ambos objetivos se recogen en la legislación española así como en la planificación energética.

El Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER), que constituye la revisión del anterior Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, analiza los posibles escenarios de evolución del desarrollo de las energías renovables a lo largo del período de su ejecución, distinguiendo entre los escenarios “actual”, que asume las pautas de crecimiento que se vienen registrando desde la aprobación del Plan anterior; “probable”, que tiene en cuenta las posibilidades de crecimiento adicional, con vistas a alcanzar los compromisos adquiridos mediante la adopción de medidas específicas para superar las barreras actualmente existentes; y “optimista”, que sería lo potencialmente alcanzable, pero que supone la adopción de importantes medidas con carácter inmediato.

¹ Las distintas fuentes de energía existentes en la naturaleza, como el petróleo, el carbón, el gas natural, el sol, el agua en movimiento, las mareas, el viento, el uranio, el calor almacenado en la tierra, etc. Después de su transformación, la energía primaria produce energía intermedia, como la gasolina o la electricidad.

² La comunicación final de la Comisión Europea al Consejo COM(89) 369 sobre Energía y medio ambiente, de 8 de febrero de 1990, indicaba que, incluso en las circunstancias más favorables, el consumo de energías renovables no sobrepasaría el 8% en el año 2010.

³ Dichos objetivos indicativos pueden llegar a ser obligatorios en el caso de que la Comisión concluya –en un informe que ha de elaborar cada dos años basándose en informes de los Estados miembros– que los objetivos indicativos nacionales pueden no ser coherentes, por razones no justificadas y/o no relacionadas con nuevos conocimientos científicos, con el objetivo indicativo global (art. 3 de la Directiva).

Además, se definen dos escenarios de evolución energética general (consumo de energía primaria): el “tendencial”, que recoge las tendencias económicas y energéticas actuales, presentando lo que se considera la perspectiva futura más probable sin nuevas actuaciones de política energética; y el “de eficiencia”, que, con respecto al escenario anterior, considera las mejoras de eficiencia en los sectores de consumo final que contempla la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012.

Escogiendo para el análisis el escenario de consumo energético “tendencial” (ya que aunque el desarrollo de los recursos renovables y la mejora de la eficiencia energética son dos elementos básicos de una misma política energética, se considera más prudente no supeditar el cumplimiento de una parte de esa política –los objetivos de renovables a establecer en el Plan– al cumplimiento de la otra) el desarrollo “probable” –no el “actual” ni el “optimista”– de las energías renovables alcanza el 12,1% de cobertura en el año 2010, un punto por encima del objetivo comunitario (12%). Y por lo que se refiere al objetivo de generación de electricidad con renovables (29,4%), la producción con estas fuentes se sitúa en el 30,3% del consumo bruto de electricidad en 2010.

Pues bien, la posibilidad de cumplimiento de los objetivos comunitarios según se ha descrito se debe sin duda y en buena medida al desarrollo de la energía eólica. En efecto, el Balance del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España durante el período 1999-2004, elaborado por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), indicaba que hasta finales del año 2004 solo se había cumplido el 28,4 % del objetivo global de incremento de las energías renovables, pero dentro de estas la eólica ya había alcanzado el 90% de los objetivos fijados para el 2010 por el Plan anterior, pues solo la supera el biogás, que sobrepasó el 120%, si bien este representaba una contribución relativa bastante discreta al conjunto del Plan.

Y es que, como señalaba el Boletín IDAE n.º 7 y reiteraba el Boletín n.º 8 (IDAE, 2006, p. 99), la energía eólica seguía siendo la tecnología de mayor crecimiento absoluto dentro del régimen especial de producción de energía eléctrica. Esta tendencia creciente se refleja también en la

capacidad de producción eléctrica procedente de instalaciones eólicas: los récords de generación tanto puntual como diaria y anual han venido superándose sistemáticamente. La generación eólica puntual ha llegado a cubrir el 43% de la demanda eléctrica. En cuanto a la producción diaria, el día 18 de abril de 2008 llegó a los 213.170 MWh, lo que constituyó el 28% de la demanda y su registro como segunda tecnología de ese día, solo superada por el ciclo combinado con 217.706 MWh, pero muy por delante de la energía nuclear que produjo 110.989 MWh, del carbón con 90.816 MWh y de la hidráulica con 82.698 MWh. Todos esos altos registros de generación eólica fueron acompañados de la ausencia de incidentes en la operación del sistema, lo que confirma los óptimos niveles de integración en la red eléctrica que esta tecnología ha alcanzado, como afirma la Asociación Empresarial Eólica (AEE).

En lo que se refiere a potencia eólica instalada⁴, España contaba a comienzos del año 2007 con 11.615 MW, cifra considerable dentro de los 84.051 MW⁵ de potencia eléctrica total instalada en esa misma fecha. El año 2007, tras un espectacular incremento de la potencia instalada, sobre todo en el segundo semestre (1.176 MW / 2.404 MW)⁶, finalizó con 15.145 MW y 672 parques (frente a los 538 con que cerró el ejercicio anterior). El año 2008, como se esperaba⁷, ha visto reducido el ritmo de instalación, que alcanzó los 16.740 MW con los nuevos 1.609 MW instalados. Ya a finales del año 2005, con 10.028 MW, la eólica se consolidaba como fuente de generación a gran escala⁸, pues su producción,

⁴ Tanto la potencia instalada actual como la generada en tiempo real se pueden consultar en la página web de REE (Red Eléctrica de España): http://www.ree.es/index_de.html

⁵ Hay que distinguir bien entre la capacidad nominal (potencia instalada, en MW) y la capacidad de producción real medida en megavatios-hora (MWh) en un determinado período de tiempo (generalmente un año). No es lo mismo para el sistema eléctrico 1 MW de potencia instalada de una instalación de energía convencional que 1 MW de una instalación eólica, ya que mientras que la primera tiene una disponibilidad cercana al 100%, la segunda ronda entre el 20 y el 40% en cómputo anual, según el proyecto (según el recurso eólico de la localización concreta). Así, sería más preciso referirse a una turbina (aerogenerador) de 1,5 MW como una turbina de 4.400 MWh/año. Pero esta terminología no se ha extendido, por lo que se suele seguir hablando de megavatios de potencia instalada (ISO/RTO COUNCIL, 2007, p. 1).

⁶ Solo lo instalado en el segundo semestre supera el anterior máximo de incremento anual (2.361 MW en 2004).

⁷ El ritmo de instalación en 2007 fue espectacular, pero de forma excepcional: fue debido a que el cambio retributivo que entró en vigor el 1 de enero de 2008 es comparativamente desventajoso con respecto al esquema anterior. Los promotores hicieron un gran esfuerzo para poder tener sus proyectos terminados antes de dicha fecha y así acogerse al régimen anterior.

⁸ Según la Asociación Empresarial Eólica (<http://www.aeeolica.org/index.html>).

por primera vez, superó a la hidráulica: en efecto, el total de la generación eólica en ese año, de acuerdo con los datos de Red Eléctrica de España (REE), alcanzó la cifra de 20.236 GWh, lo cual supuso un 7,78% del total de la demanda nacional que ascendió a 259.950 GWh (lo que suponía un incremento extraordinario con respecto al año 2004 cuando sobrepasó los 15.500 GWh, o sea el 5,4% de la generación eléctrica bruta total) frente a la hidráulica, que solo consiguió 19.442 GWh. En el año 2006 la generación eólica volvió a ganar cuota en el consumo total; su producción de 23.372 GWh cubrió el 8,5% de la demanda total anual de energía eléctrica, que sumó 268.027 GWh (AEE, 2007, pp. 54 a 56). Y lo mismo ocurrió en el año 2007 cuando la energía eólica cubrió el 10% de la demanda eléctrica nacional con su producción de 26.407 GWh. En cuanto al año 2008, ha supuesto el 11,5% de la demanda.

Como señaló la APPA (Asociación Española de Productores de Energías Renovables), “el incremento de la calidad tecnológica del sector eólico ha permitido que este modo de producción eléctrica renovable sea uno de los pilares de la estructura energética española. Los exitosos trabajos conjuntos de la industria del sector eólico y el operador del sistema eléctrico están permitiendo unos índices de penetración de la electricidad de origen eólico en la red solo sospechados hace apenas dos años, y han situado a España en la primera línea de la vanguardia internacional”. La posibilidad de una mayor penetración de la electricidad de origen eólico en la red es cuestionada por algunos sectores, pero se debe tener en cuenta, por una parte, el ejemplo de Dinamarca, donde el índice de penetración es del 20%; ello es posible, en parte, gracias a las conexiones transfronterizas con Alemania y el mercado nórdico; y por otra parte, la pretensión europea de realización del mercado interior de la electricidad con suficientes redes transfronterizas entre las que se destaca la necesidad de una mayor conexión entre Francia y España. Lo anterior debería posibilitar el aumento en este último país de la proporción de electricidad de origen eólico transferida a la red.

Ante esta circunstancia el Plan de Energías Renovables 2005-2010 estableció un nuevo objetivo de incremento del área eólica situándola en 12.000 MW adicionales, lo que supone alcanzar una potencia total instalada de 20.155 MW para el año 2010. Habida cuenta de la evolución

experimentada y de la situación del cumplimiento de los objetivos hasta ahora vigentes, así como de otros aspectos tecnológicos, económicos y medioambientales, además de los objetivos eólicos planteados por las comunidades autónomas algunos de los cuales son especialmente ambiciosos (la suma de los objetivos regionales complementados con los de las planificaciones nacionales preexistentes para las comunidades autónomas que no disponen de planificación propia al respecto, supone una potencia total instalada del orden de 37.000 MW, con horizontes situados entre 2010 y 2012), se podía decir hasta hace poco que la energía eólica estaría en condiciones de cumplir con ese nuevo objetivo. No obstante, el sector privado denunciaba una falta de coherencia entre lo establecido en el PER y la nueva regulación del régimen retributivo de las energías renovables (Real Decreto 661/2007), en la que el tratamiento dado a la eólica podría haber provocado la no consecución de dicho objetivo. Ya aprobado el nuevo Real Decreto, con modificaciones respecto al planteamiento inicial, el sector se mostraba “razonablemente satisfecho”⁹ y consideraba que sí podrían alcanzarse los nuevos objetivos, si bien se requerirían esfuerzos adicionales.

Como se indica en el Plan, existen factores que propician un mayor impulso en la evolución del sector eólico en España:

- Existencia de un amplio potencial eólico en el territorio todavía sin explotar.
- Normativa favorable a conseguir una mayor penetración eólica.
- Sector industrial maduro con firme interés en el área.
- Existencia de tecnología y capacidad de desarrollo de fabricación a nivel nacional.

⁹ La APPA hace una primera valoración “positiva” y la AEE dice que es “satisfactorio”, aunque ambas coinciden en la gran discrecionalidad que el nuevo texto otorga al legislador a la hora de revisar los parámetros de la retribución cada cuatro años a partir de 2010 (Energías renovables, julio/agosto 2007, p. 22).

- Planificación de los Gobiernos autonómicos que soportan los objetivos planteados en el Plan nacional.
- Incorporación de mejoras tecnológicas en el comportamiento de los aerogeneradores.

Todo lo anterior, sin tener en cuenta las instalaciones eólicas *offshore* (mar adentro), de las que todavía no hay ninguna en España, pero existen diversos proyectos ambiciosos que podrían aportar varios miles de megavatios hacia el año 2010¹⁰. Teóricamente, los recursos eólicos sobre las aguas poco profundas de los mares en torno de Europa podrían proporcionar varias veces todo el suministro de electricidad de Europa (SATKAUSKAS). En España, a pesar de tener sus costas por lo general una mayor profundidad, según un estudio de Garrad Hassan el potencial eólico marino para el año 2020 alcanzaría los 25.520 MW frente a los 46.750 MW en el Reino Unido (el que mayor potencial eólico marino tiene) y los 27.790 MW en Dinamarca, de los 236.220 MW totales de Europa (AEE, 2007, p.70).

b) Barreras a un mayor desarrollo de la energía eólica en España

Según indica el propio Plan de Energías Renovables, el mantenimiento del crecimiento de la potencia eólica durante el período que abarca el Plan no está exento de problemas que podrían frenar –y de hecho lo hacen¹¹– dicho crecimiento: los análisis realizados para la elaboración del PER en esta área han puesto de manifiesto la existencia de barreras que, si no son superadas adecuadamente, pueden significar una ralentización o freno al desarrollo del potencial eólico, lo que supondría la no consecución de los objetivos propuestos.

Según el PER, desde el punto de vista del aprovechamiento del recurso y de la gestión de la producción eólica, se destacan como barreras

¹⁰ Según se decía desde fuentes oficiales, como el IDAE. Pero tras la promulgación del Real Decreto regulador de la autorización de parques eólicos marinos (1028/2007) el proceso de implantación de estas instalaciones parece que va a ser más lento que lo que se pensaba antes de su existencia.

¹¹ Según la Asociación Empresarial Eólica, el ritmo de instalación [de potencia eólica] durante 2005 se ha visto desacelerado frente a 2004 debido fundamentalmente a los retrasos administrativos y la concreción de los accesos y puntos de conexión en la red de transporte eléctrico.

principales la insuficiencia de la infraestructura de evacuación y la inadecuada gestión de la producción eléctrica de origen eólico. Preocupa también el envejecimiento tecnológico de los actuales parques y el desconocimiento del potencial energético marino. Entre las barreras tecnológicas se señala que el grado de penetración eólica actual implica que una desconexión múltiple descontrolada puede producir problemas de estabilidad en la red¹². En este sentido, la dificultad para predecir la producción eléctrica de origen eólico puede considerarse una barrera para una mayor penetración de esta energía en el sistema. Diversos organismos, centros tecnológicos, empresas y universidades se encuentran trabajando en esta línea de investigación, con distintos modelos de predicción.

En el ámbito normativo, las barreras detectadas por el PER son diversas: falta de armonización normativa a nivel regional; normativa de conexión a red y condiciones de operación obsoleta (Orden Ministerial 5/9/1985); limitación en el Real Decreto 436/2004 de las primas y tarifas actuales (hasta los 13.000 MW de potencia instalada) y falta de regulación específica para los parques eólicos marinos. Adicionalmente a estas barreras, los parques eólicos marinos presentan incertidumbres sobre su propia rentabilidad y, según los casos, pueden generar cierta contestación social¹³.

Son esas barreras normativas las que aquí interesan especialmente, no solo por el carácter jurídico de este artículo, sino también porque las propias normas comunitarias obligan a los Estados miembros a hacer

¹² Según datos de 2004, con mayor razón se podría decir ahora, ya que el grado de penetración eólica es mucho mayor, como hemos visto. No obstante, el procedimiento de operación P.O. 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas viene a resolver este problema (LÓPEZ SAKO, 2008, p. 291).

¹³ Además, para JUAN FREIRE (2005), sus impactos en los ecosistemas marinos son muy poco conocidos o totalmente desconocidos, y suele aplicarse el paradigma terrestre que hasta el momento valora solo el impacto paisajístico. Son proyectos que se desarrollan en espacios públicos sobre los que no existen derechos de propiedad o uso (bien) definidos. Pero, aunque los impactos no estén cuantificados, una pequeña reflexión hace ver que pueden ser relevantes. La zona dedicada al parque posiblemente deba cerrarse a la pesca (para evitar daños en infraestructuras y peligros para la navegación) y, por tanto, se reduce el área de pesca disponible para una flota. Además, es posible que las conducciones de energía y el ruido que se genera provoquen cambios en el ambiente marino con consecuencias (posiblemente hoy en día impredecibles) sobre los organismos vivos (incluyendo aquellos objeto de explotación). Otros efectos de más fácil predicción serían los derivados de los cambios en las condiciones hidrodinámicas.

lo posible por eliminarlas. El PER establece una previsión de medidas concretas frente a cada una de las barreras detectadas:

- a) Frente a las penalizaciones por desvíos (entre la producción estimada y la real) en la opción de venta al distribuidor a tarifa regulada, se propone modificar el RD 436/2004 eliminando los desvíos para las instalaciones acogidas a dicha opción.
- b) Modificación del RD 436/2004, incrementando hasta 20.000 MW el límite de potencia eólica del régimen económico establecido (13.000 MW) en lo relativo a las cuantías de las tarifas, incentivos y primas. Esto se ha llevado a cabo mediante el RD 661/2007, que establece dicho límite en 20.155 MW.
- c) Actualización de las normativas administrativa y técnica de operación y conexión a red mediante un nuevo Real Decreto sobre conexión de instalaciones en el régimen especial. Este problema solo ha sido solventado de forma parcial mediante la publicación, en marzo de 2005, de los Procedimientos de Operación 12.1, 12.2 y 12.3.
- d) Transposición a la legislación nacional de la Directiva 2001/77/CE, en lo relativo a la garantía de origen para la generación eléctrica con fuentes de energía renovables. La Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, ha venido a establecer por fin la regulación de la garantía de origen.
- e) Homogeneización de los procedimientos administrativos en las comunidades autónomas, sobre todo medioambientales, que suponen una gran traba al desarrollo de los proyectos. Se trata de un problema de difícil solución, dado el sistema descentralizado de producción normativa que la Constitución ha establecido.
- f) Eliminación de las moratorias de tramitación de nuevos parques eólicos establecidas en las regiones de Cantabria, Navarra, La Rioja, Asturias y Aragón debido a la saturación temporal de la capacidad de evacuación de la red eléctrica por la gran cantidad de solicitudes de autorizaciones. Algunas de estas moratorias han sido levantadas (Asturias, Cantabria).

- g) Desarrollo de legislación específica para los parques eólicos en el mar. El RD 1028/2007 cumple esta previsión del PER.
- h) Modificación del plazo de aplicación del incentivo para la adaptación de parques con aerogeneradores antiguos, en relación con el problema de la continuidad del suministro frente a huecos de tensión. La disposición adicional séptima del RD 661/2007 extiende dicho complemento retributivo (que fija en 0,38 c€/kWh actualizable anualmente) hasta el 31 de diciembre de 2013 como máximo. Se prevé aparte la posibilidad de que se establezca un incentivo (0,7 c€/kWh, a percibir hasta el fin de 2017) para la repotenciación (sustitución de los aerogeneradores por otros de mayor potencia) de 2.000 MW que no se considerarán a los efectos del límite de los 20.155 MW para 2010.

2. MARCO NORMATIVO DEL FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA

a) Competencias del Estado y de las comunidades autónomas

El marco normativo en materia de energías renovables, en un primer nivel fundamental, viene condicionado por el reparto competencial entre el Estado y las comunidades autónomas (CA) que la Constitución Española (CE) establece¹⁴ con el complemento de los Estatutos de Autonomía. Conforme a este reparto al Estado le corresponde (art. 149.1 CE): las bases del régimen minero y energético (25^a); y [...] la autorización de las instalaciones eléctricas cuando su aprovechamiento afecte a otra comunidad o el transporte de energía salga de su ámbito territorial (22^a). Otra competencia cuyo objeto tiene una fuerte vinculación con las energías renovables es la legislación básica sobre protección del medio ambiente (23^a).

A las comunidades autónomas les corresponde conforme a sus respectivos Estatutos (*ex* art. 149.3 CE; las comunidades autónomas de primer grado desde el inicio, conforme al artículo 151 CE, y las de segundo grado, una vez cumplido el plazo que establece el artículo 148.2 CE):

¹⁴ Reparto competencial que se ha calificado como "distorsionado" (PÉREZ MORENO, 2006, p. 461).

el desarrollo legislativo y ejecución en materia energética, así como en las demás materias cuyas bases corresponden al Estado, entre las que destaca el desarrollo legislativo y ejecución de la legislación básica sobre protección del medio ambiente, así como el establecimiento de normas adicionales de protección, y la autorización de las instalaciones energéticas cuando su aprovechamiento no afecte a otra comunidad autónoma o el transporte no salga de su ámbito territorial.

No obstante, Martín Mateo (1999b) señala que a pesar de que la Constitución es bastante clara al respecto y el Tribunal Constitucional ya ha tenido ocasión de ratificarlo en su STC 12/1984 de 2 de febrero, con frecuencia tanto las atribuciones de la Administración central como las de las Administraciones autonómicas están solapadas o simultaneadas, lo que induce a confusión. Pone dos ejemplos de entre las normas autonómicas que regulan la autorización de parques eólicos: el Decreto Gallego 205/1995 (derogado por el Decreto 302/2001 y este, a su vez, por el 242/2007) y el Decreto Foral de Navarra 125/1996 (vigente).

Además, la regulación de las competencias en materia de autorización de las instalaciones de producción eléctrica a partir de energías renovables que efectúa la vigente Ley básica estatal 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE), es un tanto dudosa en cuanto a su constitucionalidad. Como hemos visto, la Constitución Española establece que la regulación sustantiva básica referida a la energía, renovable o no, corresponde al Estado, mientras que los aspectos procedimentales (autorización) pueden corresponder a este o a una comunidad autónoma, dependiendo de si el aprovechamiento de la energía afecta a otra Comunidad Autónoma, o de si su transporte sale de su ámbito territorial. En el tema de la energía eléctrica producida por las instalaciones eólicas, si estas vierten su producción a la red general (lo cual es lo más normal), habría que entender que su transporte sale del ámbito territorial de una comunidad autónoma, ya que la red peninsular es una malla única interconectada, por lo que la competencia para la autorización de la instalación sería en teoría del Estado.

No obstante, esta situación es contradicha por la mencionada Ley del Sector Eléctrico, que establece la competencia autonómica para autorizar

las instalaciones de hasta 50 MW de potencia instalada y *en todo caso* las del régimen especial de producción eléctrica (que son las que tienen derecho a percibir una retribución extra –prima– por la energía eléctrica que producen, y entre las que se incluyen las que utilicen energías renovables)¹⁵. A pesar de lo cual, el Real Decreto 661/2007 que abajo se comenta, vuelve a concretar la distribución competencial discrepando aparentemente de lo establecido por la Ley. Según este Real Decreto, la competencia para otorgar tanto la autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de las instalaciones de producción en régimen especial como el reconocimiento de la condición de instalación de producción acogida a dicho régimen corresponde a las comunidades autónomas, salvo en los siguientes casos, en los que corresponde a la Administración general del Estado (artículo 4.2):

- a) “La autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de las instalaciones de producción en régimen especial y el reconocimiento de la condición de instalación de producción acogida a dicho régimen cuando la comunidad autónoma donde esté ubicada la instalación no cuente con competencias en la materia o cuando las instalaciones estén ubicadas en más de una comunidad autónoma.
- b) La autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de las instalaciones cuya potencia instalada supere los 50 MW, o se encuentren ubicadas en el mar, previa consulta en cada caso con las comunidades autónomas afectadas por la instalación.”

Esta determinación reglamentaria no se ajusta al precepto legal que establece, como ya se ha dicho, que *en todo caso* se entenderán incluidas

¹⁵ Para Martín Mateo (1999³, p.191), con base en la Constitución la autorización de las instalaciones en régimen especial debería corresponder al Estado si la energía producida va a parar, directa o indirectamente, a la red general peninsular, lo que no sucederá en los casos mencionados de islas no enlazadas por cable marino o de las instalaciones de autoabastecimiento integral de sus titulares. Sin embargo, la propia Ley estatal ha orillado la Constitución al introducir una apostilla al artículo 3.3.c) de la Ley 54/1997, de Regulación del Sector Eléctrico, que amplía las competencias autonómicas sentando que “en todo caso se entenderán incluidas las autorizaciones de las instalaciones a que hace referencia el artículo 28.3”.

(como competencia de las comunidades autónomas) las autorizaciones de las instalaciones acogidas al régimen especial. No obstante, por lógica o por pura necesidad tenemos que aceptar la corrección de las excepciones reglamentarias, que no serían tales sino simples constataciones de regímenes legales o constitucionales existentes, salvo en el último supuesto: la primera de las excepciones a la regla legal, referida a las comunidades autónomas que carezcan de competencias en la materia –situación hoy ajena a la realidad– (Quintana López, 2005, p. 8), porque es obvio que sin la asunción legal previa y expresa de una competencia esta no puede ejercitarse en ningún caso y entonces le corresponde al Estado (art. 149.3, segundo inciso, CE); la segunda, referida a que las instalaciones estén ubicadas en más de una comunidad autónoma, porque de no establecer la competencia estatal habría que establecer unos controvertidos criterios de prioridad entre comunidades autónomas o complicados mecanismos de coordinación (además, desde la perspectiva constitucional habría menos duda, ya que el hecho de ubicarse la instalación en dos o más comunidades autónomas puede justificar sin demasiada dificultad que su aprovechamiento afecta a todas ellas); la tercera, referida a que la potencia instalada supere los 50 MW, porque en ese caso no se incluye en el régimen especial en virtud de la propia Ley (por tanto, era igualmente innecesaria esta previsión en este sentido); y la cuarta, referida a que las instalaciones se encuentren ubicadas en el mar, porque la propia Constitución (artículo 132.2) dispone que “son bienes de dominio público *estatal* los que determine la ley y, en todo caso, la zona marítimo-terrestre, las playas, el mar territorial y los recursos naturales de la zona económica y la plataforma continental”. Pero este último motivo puede servir solo como un argumento de apoyo, ya que la sola titularidad pública de un bien no da lugar a la atribución a su titular de cualquier competencia material que afecte a ese bien¹⁶.

Por tanto, solo en parte se pueden dar por buenas las precisiones reglamentarias sobre el régimen de distribución competencial en materia de autorización de instalaciones en régimen especial. Y aparte de la dudosa o insuficiente justificación de la excepción cuarta, otra disposición cuya legalidad podía –antes de la última revisión de la LSE– quedar

¹⁶ Aunque tampoco puede hacerse esta afirmación de forma completamente pacífica, como explican Alonso García, R., Lozano Cutanda, B. y Plaza Martín, C. (1999, pp. 103 a 107).

parcialmente en entredicho habría sido la referida a la competencia estatal cuando la instalación superase los 50 MW, ya que el criterio de delimitación competencial que establecía la anterior redacción de la Ley 54/1997 era doble: por una parte reproducía el criterio que establece la Constitución, es decir, si el aprovechamiento y transporte de la energía producida sale o no del ámbito territorial de una C. A.; y, además, introducía el criterio del régimen, ordinario o especial, al que se acogiera la instalación en función de la potencia instalada. De esa distribución competencial no se deducía necesariamente que la autorización de una instalación de producción eléctrica de más de 50 MW tuviera que corresponder siempre al Estado por quedar fuera del régimen especial. En ese caso había que estar al primer criterio, por lo que dependería de si el uso y aprovechamiento de la energía producida y su transporte salía del ámbito territorial de la C. A. La actual redacción legal, como se ha visto, ya establece con claridad el criterio de la potencia instalada para delimitar las competencias de autorización para todas las instalaciones, por lo que el precepto reglamentario no puede ya ser tachado de ilegal. Queda en pie, sin embargo, la posible inconstitucionalidad de la ley.

Pero en definitiva, y sin perjuicio de que a nivel doctrinal se polemice al respecto, lo cual siempre es un ejercicio positivo (al menos para los que lo realizan) independientemente de la utilidad práctica que pueda tener, la autorización de un parque eólico corresponderá en la práctica, en la mayoría de los casos, a la comunidad autónoma en cuyo territorio se pretenda ubicar, ya que todas las comunidades autónomas cuentan con competencia para ello, la ubicación en más de una comunidad autónoma no es lo habitual¹⁷, y los promotores procurarán que sus proyectos no sobrepasen los 50 MW o los fraccionarán a los efectos de su tramitación administrativa para poder acogerse al régimen especial. No obstante, en cuanto a los parques eólicos marinos el Estado tiene cada vez más ocasiones de ejercer su competencia, ya que hay en la actualidad más de 6.500 MW de potencia eólica marina en fase de promoción (IDAE, 2006, p. 136).

¹⁷ A 1 de enero de 2007 había solo 15 parques eólicos (de un total de 538) que no estaban ubicados en el territorio de una sola provincia, sino que ocupaban el de dos, pero en todos los casos se trataba de provincias de la misma comunidad autónoma (1 en Burgos-Palencia, 1 en Segovia-Soria, 6 en La Coruña-Lugo, 2 en Lugo-Pontevedra y 5 en Ourense-Pontevedra). Fuente: AEE.

Por ello, muchas comunidades autónomas, para hacer un uso racional y coherente de sus competencias en materia de autorización de instalaciones de energías renovables, y en consonancia con la disposición final primera, apartado 2, de la LSE, y el artículo 5 y la disposición final tercera del RD 661/2007, han aprobado sus propias normas reguladoras del procedimiento de autorización, aunque casi todas únicamente dirigidas a las instalaciones eólicas, sobre todo presionadas por la necesidad o la conveniencia derivada de la avalancha de solicitudes en este específico sector. Las comunidades autónomas que han establecido procedimientos específicos para la autorización de parques eólicos en su territorio son las de Aragón, Asturias, Canarias, Cantabria, Castilla-La Mancha, Castilla y León, Cataluña, Extremadura, Galicia, Navarra, La Rioja, Valencia y País Vasco, aunque no todas con la misma amplitud. Hay que añadir que Andalucía ha regulado un aspecto determinado relacionado con el acceso y conexión a la red (asignación de la potencia evacuable, mediante la Orden ZEDE, de 29 de septiembre 2002, y la Orden de 29 de febrero 2008) y algunas otras cuestiones procedimentales en la Ley de Fomento de las Energías Renovables.

Algunas comunidades autónomas han promulgado además leyes de fomento de las energías renovables de carácter sustantivo con base en sus competencias exclusivas sobre las instalaciones de producción, distribución y transporte de energía cuando este transporte no salga de su territorio y su aprovechamiento no afecte a otro, y también con base en las competencias de desarrollo legislativo y ejecución sobre régimen minero y energético y sobre protección del medio ambiente. Por sus características, el presente estudio se limita a enumerar las siguientes:

- Ley 10/2006, de 21 diciembre, de Energías Renovables y Ahorro y Eficiencia Energética de la Región de Murcia.
- Ley 1/2007, de 15 febrero, de Fomento de las Energías Renovables e Incentivación del Ahorro y Eficiencia Energética en Castilla-La Mancha.
- Ley 2/2007, de 27 marzo, de Fomento de las Energías Renovables y del Ahorro y Eficiencia Energética de Andalucía.

b) Antecedentes normativos

Muy brevemente, se exponen los principales hitos normativos en el sector eléctrico en relación con las energías renovables. En España se han promulgado sucesivas leyes estatales con carácter básico reguladoras del sector eléctrico que han incluido una regulación diferenciada para las energías renovables. Tras la firma a finales de 1996 de un “Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del sistema eléctrico nacional” (liberalización del mercado eléctrico) entre el Ministerio de Industria y Energía y las empresas eléctricas integradas en UNESA (Unidad Eléctrica, S.A.), se promulga la vigente Ley 54/1997, reguladora del Sector Eléctrico (BOE 28 noviembre 1997), que deroga a la anterior Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN), salvo la disposición adicional octava, que se refería a la paralización de centrales nucleares en moratoria.

También estatal y de carácter básico es la anterior Ley 82/1980, de 30 de diciembre (BOE 27 enero 1981), de Conservación de la Energía, cuya vigencia quedó condicionada a que su contenido no se opusiera a la Ley 40/1994 (LOSEN), ya que la disposición derogatoria única de esta última derogó a aquella en lo que se opusiera. Fue esta Ley la que contribuyó al fomento inicial de las energías renovables y de la eficiencia energética.

La LOSEN distinguió por vez primera en cuanto a la producción de electricidad entre un régimen ordinario y otro especial, aplicable este a los productores que utilizaban como fuente primaria energías renovables o sistemas de cogeneración. La regulación concreta de este régimen la llevó a cabo fundamentalmente el Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre. Con la nueva Ley de 1997 el régimen especial sufrió cambios que contribuyeron a que la presentación de solicitudes de nuevos proyectos frenara de manera brusca debido a la incertidumbre generada entre los operadores económicos, en tanto no se concretara, mediante desarrollo reglamentario de la Ley, el régimen jurídico al que deberían someterse.

Dicha concreción vino de la mano del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones

abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. El Real Decreto 2818/1998 declaraba su intención de impulsar el desarrollo de instalaciones de régimen especial de forma compatible con los nuevos objetivos legales basados en la libre competencia, pero teniendo en cuenta los compromisos adquiridos por España en la reducción de gases productores del efecto invernadero. Para las instalaciones basadas en energías renovables no se establecía límite temporal a sus incentivos, “debido a que se hace necesario internalizar sus beneficios medioambientales y a que, por sus especiales características y nivel tecnológico, sus mayores costes no les permite la competencia en un mercado libre”¹⁸, pero se preveía la revisión cada cuatro años de las primas fijadas atendiendo a la evolución del precio de la energía eléctrica en el mercado, la participación de las instalaciones en la cobertura de la demanda y su incidencia sobre la gestión técnica del sistema (artículo 32).

El Real Decreto 2818/1998 sería sustituido por el Real Decreto 436/2004. En la tramitación del Real Decreto 436/2004, la Comisión Nacional de Energía emitió un informe (4/2004) sobre esta propuesta en el que señalaba que se debía aprovechar la ocasión para trasponer la Directiva de renovables (2001/77/CE). Sin embargo, el Real Decreto omitía cualquier mención a la referida directiva, tanto en su exposición de motivos como en su texto dispositivo. La Directiva establecía un plazo de transposición, que ya había finalizado, y en la misma se contemplaban determinadas cuestiones que deberían haber sido recogidas en el Real Decreto. Los aspectos más importantes y urgentes, en relación a la transposición de la Directiva de Renovables, serían los relativos a la garantía de origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, y en su caso, con tecnologías eficientes, y a las normas de conexión a la red de estas instalaciones de producción. El Real Decreto incluía una disposición transitoria –la tercera– relativa a la conexión a la red, que se recogía anteriormente en el artículo 20 del derogado Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, pero lo único que hacía era establecer la

¹⁸ Exposición de motivos del Real Decreto en el que, además, se expresa la confianza en que “los incentivos que se establecen para las energías renovables son tales que van a permitir que su aportación a la demanda energética de España sea como mínimo del 12 por 100 en el año 2010 tal y como establece la disposición transitoria decimosexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico”.

vigencia de la desfasada Orden del Ministerio de Industria y Energía, de 5 de septiembre de 1985, junto con una serie de criterios que debían observarse en tanto no se establezcan nuevas normas técnicas.

No obstante lo anterior, la Comisión Europea anunció el 4 de abril de 2006 que “a pesar de la obligación de adoptar las medidas necesarias para trasponer la legislación comunitaria sobre electricidad renovable antes de octubre de 2003, la Comisión ha tenido que iniciar hoy procedimientos legales contra ocho países que no han cumplido este plazo. Entre los Estados miembros que todavía no cumplen con la legislación comunitaria, cuatro (Italia, Polonia, República Checa y Reino Unido) no han informado a la Comisión sobre sus progresos en el uso de electricidad procedente de fuentes de energía renovables, mientras que cinco (Italia, Letonia, Chipre, Grecia e Irlanda) han adoptado medidas insuficientes para posibilitar un adecuado fomento de las energías renovables”. Como se ve, España no estaba incluida en la lista de países incumplidores; de hecho, los incumplimientos que denunciaba la Comisión no serían predicables de España, a pesar de que su normativa no hiciera referencia expresa a la transposición de la Directiva.

Por último, en este apartado dedicado a los antecedentes legislativos se tiene que hacer mención del Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético. Este suprime –para posibilitar jurídicamente la revisión del régimen retributivo de las energías renovables en los términos en los que se llevaría a cabo posteriormente mediante la sustitución del RD 436/2004 por el actualmente vigente RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial– la prescripción legal contenida en la Ley 54/1997 que establecía que la prima se determinaría por el Gobierno, previa consulta con las comunidades autónomas, de forma que el precio de la electricidad vendida por estas instalaciones *se encontrase dentro de una banda porcentual comprendida entre el 80 y el 90 por 100 de un precio medio de la electricidad*¹⁹ que se calcularía dividiendo los ingresos derivados de la facturación por suministros de electricidad entre la energía suministrada. La exposición de motivos de este Real Decreto-Ley justifica la medida declarando que

¹⁹ El vigente Real Decreto desliga la retribución de la tarifa eléctrica media o de referencia.

“la plena eficacia de las actuaciones de apoyo a la generación eléctrica con fuentes de energía renovables hacen necesario que [...] se dote de mayor flexibilidad a la política de establecimiento de primas e incentivos a la producción de energía eléctrica del régimen especial”, y ello “con la urgencia determinada por la revisión tarifaria prevista para el 1 de julio de 2006, como fecha límite”.

c) Régimen jurídico-económico actual: el Real Decreto 661/2007

Sin perjuicio de la aplicación transitoria del Real Decreto 436/2004 en virtud del cual las instalaciones existentes podían continuarse por este régimen por un tiempo determinado (hasta el fin del año 2012), todas las nuevas instalaciones a partir de la entrada en vigor del RD 661/2007 se rigen por este. Su artículo 2 (ámbito de aplicación) empieza remitiendo a la Ley para la delimitación de las instalaciones que pueden acogerse al régimen especial. La Ley establece el límite de los 50 MW como máximo.

Para los parques eólicos, dicho límite podía considerarse generoso hace algunos años cuando la potencia unitaria de los aerogeneradores no llegaba al MW; ahora, sin embargo, el tamaño medio de los aerogeneradores sobrepasa el MW y ya es frecuente la instalación de los de 2 o 3 MW. Un parque eólico con más de 25 de estos aparatos (lo cual no es raro) rebasaría el límite de los 50 MW y quedaría fuera del régimen especial, salvo que se divida de forma que no pueda considerarse una única instalación según el artículo 3.2.b (de hecho, es lo que se hace en la práctica, lo que supone un coste adicional al duplicarse las tramitaciones): “las que viertan su energía a un mismo transformador con tensión de salida igual a la de la red de distribución o transporte a la que han de conectarse”.

Las instalaciones que sobrepasen los 50 MW tienen que acogerse a los artículos 30.5 de la Ley y 45 del Real Decreto, según los cuales solo tienen la segunda de las dos opciones contempladas en el artículo 24 del mismo, de ceder a través de la red de transporte o distribución la electricidad al sistema para percibir por ella una tarifa regulada, o venderla libremente en el mercado de producción de energía eléctrica

por el precio que resulte en dicho mercado complementado, en su caso, por una prima. Y la prima a la que tienen derecho se reduce progresivamente cuanto mayor es la potencia instalada. Así, una instalación de 51 MW de tecnología análoga a alguna de las de la categoría b), salvo las hidroeléctricas, que es la categoría en la que se incluye la energía eólica, podrá percibir una prima del 78,8% de aquella a la que tiene derecho una instalación de 50 MW del mismo grupo y subgrupo, y ese porcentaje va bajando conforme aumenta la potencia de la instalación de la siguiente forma: 77,6% (52 MW), 76,4% (53 MW), 75,2% (54 MW), 74% (55 MW), y así hasta el 20% (100 MW) este último porcentaje se mantiene a partir de ahí.

No parece lógica ni justificada esta limitación, ya que la decisión de instalar más o menos aerogeneradores depende de consideraciones técnicas que tienen en cuenta la mayor eficiencia posible en relación con las características del terreno y del viento en un determinado lugar. Se podría llegar a proyectar un parque con un aprovechamiento y eficiencia menores que los técnicamente posibles solo para no sobrepasar esos 50 MW y poder así acogerse a los beneficios del régimen especial. Además, la anterior LOSEN establecía el límite en 100 MW, lo que contribuye a hacer pensar que la limitación no responde a ningún criterio técnico justificador.

El artículo 2 del Real Decreto continúa con una detallada clasificación de las distintas tecnologías renovables²⁰ que pueden acogerse al régimen especial establecido en la norma. Lo hace en las siguientes categorías:

- Categoría a): productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales.
- Categoría b): instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o

²⁰ Con carácter cerrado, a diferencia de la que establecía el Real Decreto 2.366/1994, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, que incluía la expresión “y otras similares”.

cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.

- Categoría c): instalaciones que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados en la categoría b).

Y estas categorías a su vez se dividen en una serie de grupos y subgrupos. En resumen, se refieren a las siguientes energías o tecnologías: la cogeneración (categoría a); la energía solar (b.1: fotovoltaica y térmica); la eólica (b.2: terrestre y marina); la geotérmica, la de las olas, las mareas, las rocas calientes y secas, la oceanotérmica, y las corrientes marinas (b.3); la hidroeléctrica de hasta 10 MW (b.4); la hidroeléctrica de más de 10 y hasta 50 MW (b.5); la biomasa procedente de cultivos energéticos, de residuos de actividades agrícolas o de jardinerías, o residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes (b.6); la biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogás procedente de la digestión anaerobia de residuos agrícolas y ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, así como el recuperado en los vertederos controlados (b.7); la biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola y forestal, o mezcla de los combustibles principales anteriores (b.8); residuos con valorización energética no contemplados en la categoría b (c). Además, se permite la hibridación en la generación eléctrica en una misma instalación, utilizando combustibles y/o tecnologías de los grupos o subgrupos b.1.2, b.6, b.7, b.8 y c.4, de acuerdo a unas condiciones que se establecen.

La categoría b), grupo b.2, se refiere a las “instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la energía eólica”. Dicho grupo se divide en dos subgrupos, el b.2.1 “instalaciones eólicas ubicadas en tierra”, y el b.2.2 “instalaciones eólicas ubicadas en el mar territorial”. Esa diferenciación, que no se veía luego reflejada en las tarifas, primas e incentivos que establecía el RD 436/2004, lo cual era criticable, pues los costes de inversión y explotación de un parque eólico marino son muy superiores a los de uno ubicado en tierra cuando, por el contrario, son

menores determinados impactos ambientales, como los visuales o los acústicos, y mayores sus posibilidades productivas y de rendimiento. Ahora en el RD 661/2007 se ve que sí tiene sentido.

El procedimiento para la inclusión de una instalación en el régimen especial viene regulado en el Capítulo II del Real Decreto, pero solo a aquellas instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración general del Estado (artículo 4.2, arriba transcrito). En el resto de los casos la regulación del procedimiento corresponde a las comunidades autónomas.

La retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial – el meollo de la cuestión en orden al fomento pretendido – se regula en el Capítulo IV (últimos artículos: 24 a 51). Se da la opción a los titulares de las instalaciones a los que resulte de aplicación el Real Decreto de elegir entre ceder la electricidad a la empresa distribuidora de energía eléctrica por un precio expresado en forma de tarifa regulada, o venderla libremente en el mercado al precio que resulte, complementando la alternativa que tomen con una prima (el RD anterior preveía además un incentivo por participación en el mercado). Podrán elegir la opción de venta que más les convenga por períodos no inferiores a un año, pero deben comunicar el cambio de opción con una antelación mínima de un mes a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Se establecen unas tablas (artículos 35 a 42) con una tarifa regulada (que se define en el artículo 25) y prima de referencia (artículo 27.1) fijas –en lugar de los anteriores porcentajes– para cada tecnología, expresadas en céntimos de euro por kilovatio/hora. Además, para determinadas energías de la categoría b (solar termoeléctrica, eólica terrestre, hidroeléctrica de hasta 10 MW, hidroeléctrica superior a 10 y hasta 50 MW, y todas las biomasas), se establecen (artículo 27.2) unos límites inferior y superior (suelo y techo) para la suma del precio de mercado más la prima de referencia, a partir de los cuales el productor tendrá asegurada una retribución mínima o dejará de percibir la prima, respectivamente.

Este modelo retributivo adoptado en España es una variación del sistema denominado REFIT²¹ (*Renewable Energy Feed-in Tariffs* = Tarifas de introducción de la energía renovable), que es el que prevalece en Europa. De acuerdo con este sistema, los generadores de electricidad renovable tienen derecho a vender toda su producción a la red eléctrica y a ser por ello retribuidos bien a un precio fijo o bien al precio horario del mercado eléctrico general, de más de un incentivo fijo que refleja o compensa el valor ambiental de la producción renovable. España permite a los generadores de electricidad renovable optar por seguir una u otra variante, es decir, el precio fijo o el precio de mercado más el incentivo fijo.

Los artículos 35 a 43 son los que fijan las tarifas y las primas para cada uno de los grupos y subgrupos de cada una de las categorías descritas. El artículo 36 lo hace para la energía eólica mediante una tabla con todas las tarifas, primas y límites superior e inferior correspondientes a la categoría b), en general, mientras que el artículo 38 establece la prima máxima de referencia (8,43 c€/kWh) y el límite superior (16,40 c€/kWh) para los parques eólicos marinos, que no se incluyen en la tabla, junto con el nuevo objetivo de potencia instalada para la tecnología eólica, en consonancia con el PER (20.155 MW)²². Para la eólica terrestre, la tabla suprime la distinción por potencia que establecía el Real Decreto anterior ($P \leq 5$ MW y $5 < P \leq 50$ MW) y en cuanto a los períodos de aplicación solo distingue entre los primeros 20 años (7,3228 c€/kWh como tarifa regulada, y 2,9291 como prima de referencia) y a partir de entonces (6,1200 y 0,0000, respectivamente); el límite superior se fija en 8,4944 y el inferior en 7,1275.

Para las instalaciones eólicas hay que añadir también como retribución el complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión, que la disposición adicional séptima fija en 0,38 c€/kWh, valor que se revisará anualmente según el IPC menos el valor establecido en

²¹ Sobre los distintos sistemas de apoyo actualmente operativos en Europa y los países en los que se utilizan, véase la Comunicación COM(2005) 627 final, de 7 de diciembre 2005, sobre *El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables*, pp. 4 y 5.

²² En este sentido, se ha encargado la elaboración de un estudio del potencial eólico integrable que determinará, no solo la potencia instalable y evacuable, sino también las zonas de desarrollo prioritario.

la disposición adicional primera. Tienen derecho a dicho complemento durante un período máximo de cinco años (extensible como máximo hasta el 31 de diciembre de 2013) las instalaciones inscritas en el registro administrativo con anterioridad al 1 de enero de 2008 una vez que cuenten con los equipos técnicos necesarios para contribuir a la continuidad del suministro frente a huecos de tensión.

Las anteriores tarifas y primas se mantendrán al menos hasta que se alcance el 85% del objetivo de potencia para cada grupo o subgrupo. Alcanzado ese porcentaje²³ se establecerá, mediante resolución del Secretario General de Energía, el plazo máximo –no inferior a doce meses– antes del cual las instalaciones que se inscriban en el registro correspondiente tendrán derecho a la prima o, en su caso, tarifa regulada (artículo 22). Por su parte, el artículo 44 prevé, para todas las instalaciones con independencia de la fecha de puesta en servicio, la actualización periódica (trimestral o anual, según el grupo o subgrupo) según el IPC de tarifas, primas, complementos, y techo y suelo del precio horario del mercado; así como su revisión –solo para las instalaciones cuya acta de puesta en servicio se otorgue a partir del 1 de enero del segundo año posterior al año en que se efectúe la revisión²⁴– durante el año 2010 (con posteriores revisiones cada cuatro años), a la vista del resultado de los informes de seguimiento sobre el grado de cumplimiento del Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 y de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética de España (E4), así como de los nuevos objetivos que establezca el siguiente PER (2011-2020).

3. Valoración de la revisión del régimen jurídico-económico

La experiencia ha demostrado que el sistema REFIT es una forma eficaz de incentivar la implantación de energías renovables mientras se apliquen tarifas adecuadas. Así se puede comprobar en el hecho de que los mayores desarrollos eólicos se han dado precisamente en los tres

²³ Situación en la que, como es sabido, se ha encontrado el sector de la energía fotovoltaica, y en la que muy pronto se encontrará el sector eólico.

²⁴ Se alude a “las revisiones a las que se refiere este apartado”, pero especificando “de la tarifa regulada y de los límites superior e inferior”, sin incluir las primas y los complementos, por lo que puede dudarse sobre la posibilidad de que la revisión de estos conceptos afecte también a las instalaciones anteriores a dicha fecha.

Estados que muy pronto adoptaron este sistema: Alemania, España y Dinamarca. Y como prueba de lo anterior, según un informe elaborado por Ernst & Young en febrero de 2004, España se consideraba el país más atractivo para la inversión en el sector de las energías renovables cuando expresamente se destacaba el acierto en la adopción del modelo regulatorio. No obstante, actualmente, la primera posición le ha sido arrebatada por EE. UU. donde el marco regulatorio de apoyo público ofrece ahora mayor seguridad para la inversión privada tras la aprobación por parte del Gobierno federal de la extensión del marco de desgravaciones fiscales a la producción eléctrica renovable –el llamado *Production Tax Credit* (PTC)– principal instrumento de apoyo al sector. Este dato parece confirmar, por tanto, como luego se insiste, que no solo es importante la elección del sistema de apoyo, sino que el éxito puede deberse también a una regulación que prometa estabilidad a largo plazo a los inversores, como afirma la Comisión Europea (2005): “una política estable a largo plazo parece ser la clave para el éxito en el desarrollo de los mercados de FER (fuentes de energía renovables), especialmente en la primera etapa”.

Pues bien, el anterior RD 436/2004 establecía la limitación de la potencia instalada global (13.000 MW) a partir de la cual se procedería a la revisión de la cuantía de las tarifas, incentivos y primas. Ello sin perjuicio del artículo 40, que establecía que durante el año 2006, a la vista del resultado de los informes de seguimiento sobre el grado de cumplimiento del Plan de fomento de las energías renovables, se procedería a la revisión de las tarifas, primas, incentivos y complementos definidos en el Real Decreto. Dicha revisión entraría a regir el 1 de enero del segundo año posterior al año de la revisión (es decir, en 2008) y sería de aplicación únicamente a las instalaciones que inicien su funcionamiento con posterioridad a la fecha de ingreso en vigor.

Lo anterior no supone un cambio de sistema de apoyo a las renovables, solo se trata de una revisión de las cuantías y, además, apenas aplicable a las nuevas instalaciones. El nuevo Real Decreto, sin embargo, aun sin cambiar el sistema básico de la primas ha introducido algunos elementos que no se preveían en el decreto anterior, como es el establecimiento de un techo y un suelo (un máximo y un mínimo) para el precio

resultante de sumar el precio del mercado y la prima de referencia, o la retroactividad en la aplicación del nuevo régimen. Esto último ha sido uno de los grandes escollos de la nueva regulación, ya que establece su aplicación, aunque tras un período transitorio, a las instalaciones ya existentes. Esta retroactividad, que ha sido llamada “impropia” y podría estar vulnerando el principio de confianza legítima, ha sido criticada fuertemente, sobre todo desde el sector eólico.

La CNE (Comisión Nacional de la Energía) vino a dar la razón al sector privado en el informe (preceptivo pero no vinculante) que en su momento evacuó. Este informe destacaba la gran importancia que poseía el Real Decreto 436/2004 en cuanto a la estabilidad regulatoria que proporcionaba, y consideraba que la propuesta de nuevo Real Decreto objeto del informe debía, conforme a lo establecido en el anterior, entrar en vigor el 1 de enero de 2008 y no aplicarse a las instalaciones que ya estaban en funcionamiento a esa fecha. La CNE, por tanto, informó desfavorablemente la propuesta de Real Decreto en tanto que no considerase lo anterior.

No obstante lo dicho, es difícil mantener una actitud de crítica a las recientes modificaciones en el régimen jurídico-económico de las energías renovables que se han realizado en el sistema español, ya que aunque la retribución en Alemania (país que, como es sabido, es líder en el continente europeo en cuestión de potencia eólica instalada y segunda del mundo por detrás de EE. UU. que muy recientemente la ha superado) para, por ejemplo, la eólica en tierra (87 €/MWh) inicialmente es mayor que la media que se ha cobrado en España durante el año 2007 (77,62 €/MWh, en la opción de mercado; estos han permanecido en el RD 436/2004²⁵, donde son prácticamente la totalidad). Posteriormente, esta cifra desciende a 55 €/MWh y en el caso de la eólica marina la cantidad es bastante inferior a la que puede resultar de la suma del precio de mercado más la prima establecida en el RD 661/2007²⁶. Además, hay que

²⁵ Frente a los 74,73 €/MWh que habrían obtenido de haberse acogido al régimen del RD 661/2007. En cualquier caso, la opción del mercado (más la prima) ha resultado más beneficiosa que la tarifa regulada, para la que el nuevo Real Decreto fija la cantidad de 73,23 /MWh, y el anterior, 68,93 €/MWh.

²⁶ No obstante, una nueva Ley que modifica la EEG, aprobada por el parlamento alemán el 6 de junio de 2008 y que entrará en vigor el 1 de enero de 2009, además de incrementar la prima para las instalaciones *onshore* hasta los 9,2 céntimos/kWh, hace lo propio para las instalaciones *offshore* hasta los 13 céntimos/kWh, 15 céntimos/kWh si comienzan su construcción antes de 2015 para fomentar su

tener en cuenta también la denominada *degression* (reducción anual, del 2% en el caso de la eólica, de la prima aplicable a las nuevas instalaciones, conforme a la cual estas cobran durante toda su vida útil la cantidad que les corresponda ese año tras la reducción) que se justifica por el aprendizaje tecnológico.

La única cuestión criticable en este sistema, si cabe (dependerá de la voluntad política de los gobernantes), es el régimen de las futuras revisiones de las primas, de carácter un tanto discrecional (“a la vista del resultado de los informes de seguimiento sobre el grado de cumplimiento del PER 2005-2010 y de la E4, así como de los nuevos objetivos que establezca el siguiente PER 2011-2020”). Pero, de otra parte, sí se le puede criticar la deslealtad a lo prometido en el Real Decreto 436/2004, con independencia del acierto o desacierto objetivo de la nueva regulación.

¿Puede servir de precedente la paralización (por la disposición adicional séptima de la LSE) de las centrales nucleares cuya moratoria había establecido la LOSEN, y para las que se establecía una compensación por las inversiones que las empresas habían tenido que realizar? Hay que tener en cuenta que la planificación energética en aquella época era vinculante en todas las fases, por lo que las empresas se vieron obligadas a realizar dichas inversiones. En el cambio del esquema retributivo del RD 661 no se da una situación como la anterior, ya que la regulación contenida en el RD 436 no obligaba a ninguna empresa a invertir en el negocio de las renovables, ni se está ahora prohibiendo continuar con la explotación de las instalaciones.

No obstante, sí que se pretendía lograr unos objetivos de planificación en materia de energías renovables para lo que dicha planificación establecía y fija los medios financieros que serán previsiblemente necesarios, de los cuales se especifican los que habrían de provenir de fuentes públicas y privadas. Las decisiones, por tanto, del sector privado están fundamentalmente motivadas por las propias declaraciones y previsiones públicas al respecto. Téngase en cuenta que aunque la planificación energética –salvo en lo que se refiere a la red de transporte– ya no es vinculante; este carácter es predicable solo

rápido despegue.

con respecto al sector privado, pues las Administraciones públicas sí deben tratar de cumplir dicha planificación.

En cualquier caso, es indudable que las incertidumbres regulatorias no son buenas para un acompasado desarrollo de las energías renovables, que es lo que se pretende en definitiva. Ya dijeron hace años Trillo-Figueroa y López-Jurado (1996, p. 343) que la intensidad de la intervención pública sobre el sector (en ese caso se referían al eléctrico en general) hace que se deba manejar con enorme cautela cualquier cambio, y que la regulación puede ser considerada como factor de coste/beneficio. Mitchell et ál. (2006, pp. 297 a 305) señalan que la disminución del riesgo o incertidumbre es un importante criterio en la evaluación de los mecanismos de apoyo para las energías renovables. De hecho, el sistema alemán de tarifas es más efectivo a la hora de incrementar la capacidad de generación que la política inglesa de cuotas de renovables porque esta última no consigue reducir los riesgos que han de soportar los promotores de instalaciones de energías renovables. Es más, por tanto, una cuestión de reducir las incertidumbres que de escoger el sistema ideal de apoyo.

Según Foxon et ál. (2005, pp. 2123 a 2137), los riesgos reales y percibidos que obstaculizan el aprovechamiento a gran escala de las tecnologías renovables están relacionados, al igual que en el desarrollo a gran escala de cualquier tecnología relativamente nueva, al hecho de que estas tecnologías pueden implementarse a través de instrumentos basados en el mercado (riesgo de mercado); al hecho de que algunas de estas tecnologías probablemente puedan tener un efecto significativo en la configuración de los sistemas energéticos; y, por último, al hecho de que los mercados renovables se crean por mecanismos sometidos a los cambios de Gobierno y a los cambios en las prioridades de las políticas. Es a este último tipo de riesgo al que los mencionados autores llaman "riesgo regulatorio". Un enfoque análogo sobre el riesgo en un análisis de la electricidad renovable puede también encontrarse en Wiser et ál. (2004, pp. 335 a 363).

El riesgo regulatorio puede ser directo, según López-Jurado (2002, pp. 137 y 138), como el que conlleva la decisión sobre la localización de una

planta de generación y que se concreta en previsibilidad del otorgamiento de las habilitaciones necesarias y los plazos de obtención y condiciones de las mismas; en estos aspectos incide especialmente la pluralidad de administraciones intervinientes. El riesgo regulatorio también puede ser indirecto, que es más importante en sectores liberalizados. Así, se le puede entender “el que supone la dependencia de factores externos a la instalación, pero determinantes de la posibilidad de acceso a usuarios finales”; entre ellos está la falta de capacidad de las redes de distribución debido a un inadecuado desarrollo, por descoordinación entre las distintas Administraciones públicas.

Pero, como ha dicho Paolo Agnolucci (2008, pp. 141-161), no es fácil evaluar los efectos de los cambios regulatorios. De hecho, mientras exista una voluntad política de fomentar la electricidad de origen renovable, los cambios regulatorios pueden no afectar a la rentabilidad de las instalaciones o incluso pueden hacerla mejorar. Este autor lleva a cabo un reconocimiento y análisis de los factores que determinan los cambios regulatorios en las políticas de fomento de la electricidad renovable y concluye con que dichos factores son: la eficiencia económica y la sostenibilidad financiera de la política de fomento; la forma en que los costes y los beneficios son repartidos entre las partes involucradas; la coherencia de la política con el escenario institucional más amplio; y el tamaño y la composición de las coaliciones que apoyan y se oponen al desarrollo de la electricidad renovable. Por otra parte, señala que las políticas nacionales también han sido sensibles al debate que ha tenido lugar en el seno de la Comisión europea sobre la cuestión de la armonización en la Unión Europea de las políticas nacionales de apoyo a la electricidad renovable (es lo que se ha llamado el efecto Bruselas), por lo que los futuros debates deberían ser cautelosos para no provocar tantos cambios e incertidumbres en las políticas nacionales.

Por tanto, se puede recapitular y concluir diciendo que la elección del sistema de apoyo público al fomento de las energías renovables es importante, pero también lo es una estabilidad regulatoria que ofrezcan certidumbre y predecibilidad a los inversores. Una y otra circunstancia se deducen, respectivamente, del caso europeo, donde el sistema de primas ha triunfado claramente, y del caso norteamericano, donde la

inestabilidad regulatoria se ha ido reflejando clara e inmediatamente en los datos de potencia instalada. EE. UU. ha optado a nivel federal por el sistema PTC (*Production Tax Credit*), un sistema de incentivo fiscal que en la UE no ha tenido éxito, pero hay que tener en cuenta el importante complemento regulatorio que supone el establecimiento por parte de muchos de los Estados del sistema RPS (*Renewable Portfolio Standard*) que impone obligaciones vinculantes a las *utilities*.

Por otra parte, no hay que desdeñar la importancia de la voluntad política general de fomentar las energías renovables que tengan los gobernantes²⁷, incluidos los de ámbito local, ya que ello se refleja, no solamente en los dos elementos anteriores, sino también en muchos otros aspectos que inciden en la efectividad de dicho fomento, como son: el propio nivel de la retribución en los sistemas de primas, los requisitos procedimentales de la autorización de instalaciones, la existencia y capacidad de influencia de un sector industrial fuerte, el establecimiento de subvenciones directas, o incluso la creación de una conciencia ciudadana propicia.

REFERENCIAS

- AEE (Asociación Empresarial Eólica) (2007), *Eólica 2007. Anuario del sector: análisis y datos*.
- AEE (Asociación Empresarial Eólica): <http://www.aeeolica.org/index.html>.
- AGNOLUCCI, P. (2008). Factors influencing the likelihood of regulatory changes in renewable electricity policies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12, (1).
- ALONSO GARCÍA, R., LOZANOCUTANDA, B. & PLAZA MARTÍN, C. (1999). El medio ambiente ante el Tribunal Constitucional: Problemas competenciales y ultraeficacia protectora. *Revista de Administración Pública*, 148.
- COMISIÓN EUROPEA (1990). Comunicación al Consejo COM(89) 369 final, sobre *Energía y Medio Ambiente*, de 8 de febrero.
- COMISIÓN EUROPEA (2005). Comunicación COM(2005) 627 final, de 7 de diciembre 2005, sobre *El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables*.

²⁷ De la misma opinión, Pepa Mosquera y Luis Merino, directores de la Revista Energías Renovables, que en repetidas ocasiones han destacado que la voluntad política es clave en el apoyo a las energías renovables. Igualmente se pronuncia el informe Solar Generation 2007, elaborado por Greenpeace y EPIA (European Photovoltaic Industry Association). Véase, Energías Renovables, núm. 65 (marzo 2008), pp. 7 y 8.

- COMISIÓN EUROPEA (1997). Comunicación *Energía para el futuro: Fuentes de Energía Renovables. Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios* (Documento COM (97) 599 final). Bruselas, 26 de noviembre 1997.
- FREIRE, J. (2005). Parques eólicos marinos y gestión de la zona costera. Publicado en: http://nomada.blogs.com/research/2005/01/parques_elicos_.html
- IDAE (2006). *Boletín IDAE: Eficiencia Energética y Energías Renovables*, 8. Madrid.
- ISO/RTO COUNCIL (2007). "Increasing Renewable Resources. How ISOs and RTOs Are Helping Meet This Public Policy Objective".
- LÓPEZ SAKO, M.J. (2008). *Regulación y Autorización de los Parques Eólicos*. Cizur Menor (Navarra): Thomson-Civitas.
- LÓPEZ-JURADO ESCRIBANO, F.B. (2002). Energía y cooperación entre las Administraciones Públicas. *Revista de Estudios Autonómicos*, 1.
- MARTÍN MATEO, R. (1999a). Las leyes de Eolo. *Revista Española de Derecho Administrativo*, 102.
- MARTÍN MATEO, R. (1999b). *Regulación de la energía eólica*. Jornadas sobre Energía Eólica, Santiago de Compostela.
- MITCHELL, C., BAUKNECHT D. & CONNOR, P.M. (2006). Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany, *Energy Policy*, 34 (3).
- PÉREZ MORENO, A. (2006). Las energías renovables. PÉREZ MORENO, A. (coord.), *El derecho de la Energía, XV Congreso Italo-español de Profesores de Derecho Administrativo*. Sevilla: Instituto Andaluz de Administración Pública.
- QUINTANA LÓPEZ, T. (2005). *El régimen jurídico de la energía eólica. Perspectiva autonómica comparada*, ponencia presentada en las Jornadas sobre Eficiencia Energética y Urbanismo, Vigo, 21 y 22 de junio de 2005.
- REE (Red Eléctrica de España): http://www.ree.es/index_de.html
- Revista Energías Renovables*, (julio/agosto 2007), 59.
- Revista Energías Renovables*, (marzo 2008), 65.
- SATKAUSKAS, R. (2005). Los aspectos jurídico-ambientales de la construcción de las instalaciones eólicas en el mar. *Medio Ambiente & Derecho. Revista Electrónica de Derecho Ambiental*, 12-13.
- FOXON, T., GROSS, R., CHASE, A., HOWES, J., ARNALL, A. & ANDERSON, D. (2005). UK innovation systems for new and renewable energy technologies: drivers, barriers and systems failures. *Energy Policy*, 33.
- TRILLO-FIGUEROA MARTÍNEZ-CONDE, J. & LÓPEZ-JURADO ESCRIBANO, F.B. (1996). *La regulación del sector eléctrico*. Madrid: Civitas.
- WISER, R., BACHRACH, D., BOLINGER M. & GOLOVE, W. (2004). Comparing the risk profiles of renewable and natural gas-fired electricity contracts. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 8.