

Energía, Abril 2003

La Tasa Interna de Retorno de un parque eólico tipo es de un 8,64%

Un estudio elaborado por APPA analiza a fondo todos los factores que inciden en la rentabilidad de las instalaciones eólicas

La Asociación de Productores de Energías Renovables-APPA presentó hace unos meses al Ministerio de Economía y la Comisión Nacional de la Energía y remitido a otras instituciones y entidades, el Estudio económico sobre la rentabilidad de las instalaciones eólicas acogidas al Régimen Especial, que ha elaborado su Departamento de Estudios bajo la dirección de Enrique Albiol, presidente de la Sección Eólica, y con la colaboración de Carmen Burguera. Este estudio formaba parte de la argumentación de APPA ante la revisión del Real Decreto 2818/98. El objetivo de este informe era y es facilitar un análisis de rentabilidad de inversiones en parques eólicos, a realizar en los próximos años, dentro del territorio español y ateniéndose al marco legislativo que rige en él.

El estudio de rentabilidad económica y viabilidad financiera de un parque eólico estándar para el periodo 2003-2006 se ha realizado basándose en datos históricos aportados por diecinueve empresas asociadas a APPA que respondieron a una petición de información, y que representaban, a septiembre de 2002, 1.582 MW instalados y en funcionamiento.

El Real Decreto 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, en su artículo 32 expone: " Cada cuatro años se revisarán las primas fijadas ... así como los valores establecidos para las instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994,... atendiendo a la evolución del precio de la energía eléctrica en el mercado, la participación de estas instalaciones en la cobertura de la demanda y su incidencia sobre la gestión técnica del sistema ."

Nos detenemos en estos tres factores en función de los cuales se revisan las primas de las energías renovables, centrándonos en la eólica:

- El precio total de la energía eléctrica en el mercado (precio medio final publicado por la CNE) ha evolucionado de 6,68c€ en 1999, a 6,70c€ en 2000 y a 6,69c€ en 2001. La prima actualizada anualmente se ha movido de 3,16c€ en 1999 a 2,88c€ en 2000 y 2001, atendiendo a las variaciones del mercado. Así, el precio del KWh renovable ha permanecido estable en estos años.
- La participación de las instalaciones eólicas en la cobertura de la demanda, en 2001, sólo asciende a un 0,5% del total de la energía primaria demandada o consumida. Por otro lado, el peso del consumo de energías renovables sobre el consumo energético total es de un 6,5%, si incluimos la hidráulica. Lejos de estas cifras, está el compromiso de Kyoto en línea con el cual está el "Plan de Fomento de Energías Renovables en España" (diciembre 1999) que plantea llegar a que el 12% de la energía primaria consumida en 2010 provenga de fuentes renovables. El incremento de potencia eólica entre los años 2000 y 2001 (alrededor de 1.070 MW instalados en 2001) ha supuesto un incremento del peso de las energías renovables sobre el consumo total de tan sólo un 0,1%.
- La incidencia de las instalaciones eólicas sobre la gestión técnica del sistema no es relevante en la actualidad, debido a que la potencia eólica instalada ascendía a 3.295 MW en 2001, y a 4.079 MW a septiembre de 2002 (fecha de la redacción del estudio y que a diciembre de 2002 era de 4.830 MW). Ahora bien, a medida que el parque eólico español vaya creciendo será necesaria más coordinación sobre la gestión técnica del sistema eléctrico español.

Este documento destaca que el desarrollo de la energía eólica en el periodo 2003-2006 va a estar influenciado, previsiblemente, por los siguientes factores:

- La disminución progresiva del recurso eólico en los emplazamientos libres en los que puedan instalarse nuevos. Se ha analizado una banda entre 2.500 y 2.200 horas equivalentes (netas). Los datos presentados en el informe coinciden con la previsión que el Gobierno hace en el documento de 13 de septiembre de 2002 "Planificación de los sectores de electricidad y Gas" y que apunta a una potencia eólica instalada de 13.000 MW en el año 2011 cuya producción ascenderá a 28.600.000 MWh, es decir, una media de 2.200 horas de viento en los emplazamientos ocupados por parques eólicos. A diciembre de 2001, la potencia instalada en España ascendía a 3.295 MW en aproximadamente 440

parques en funcionamiento. Esto es, en 440 emplazamientos distintos situados por toda la geografía nacional y ocupando aquellas zonas donde el viento es más intenso y constante. La disminución del recurso eólico en los emplazamientos que actualmente están libres dentro del territorio español es un hecho real.

- A medida que disminuye el viento en las zonas libres para construir nuevas instalaciones, los aerogeneradores a utilizar en dichos lugares (con el fin de rentabilizar la inversión) van incrementando sus prestaciones y por lo tanto su precio. Esto supone que en un parque eólico con menor intensidad de viento, no sólo se producirán menos KWh al año, sino que las máquinas a utilizar son más caras y por lo tanto la inversión inicial a realizar es mayor.

- La política iniciada con el PEREA y seguida por otras autonomías de repercusión de costes de infraestructuras eléctricas a los promotores eólicos (además de los costes directos de conexión) que implicará un incremento importante de los costes de inversión.

- El incremento en los costes y en los plazos de promoción y tramitación administrativa.

- La finalización, en muchos de los parques ya instalados, del primer quinquenio de funcionamiento (con mantenimiento a cargo del fabricante) pondrá de relieve el encarecimiento de los costes de mantenimiento para años sucesivos y la incertidumbre aparejada a dichos costes, puesto que los fabricantes no garantizan el mantenimiento de los generadores a partir del 6º año a un precio cerrado.

- Existencia de una revisión anual de las primas y de dos métodos tarifarios: remuneración variable de KWh entregado y sistema de retribución fijo. Se contempla que la tarifa variable está en estrecha relación con la tendencia del precio de la electricidad en el mercado y que este precio de mercado evolucionará de acuerdo con el incremento de precios pactado entre las eléctricas y el Gobierno en una subida media anual del 1,4%. De acuerdo con esto se considera que la tarifa variable, así como la tarifa fija, evolucionarán en el mismo sentido.

Tal y como hemos señalado, en el estudio se realizan cálculos sobre la rentabilidad que arroja un parque eólico estándar y un análisis de sensibilidad sobre determinadas variables que puedan afectar en dicho cálculo.

A continuación pasamos a detallar los datos reales, hipótesis y argumentos que se han tenido en cuenta para la realización del análisis económico financiero, así como los resultados obtenidos.

Variables tenidas en cuenta en la realización de los cálculos y valores que les hemos dado a las mismas:

Inversión

La cantidad a invertir en la construcción y puesta en funcionamiento de un parque eólico, cuya media histórica asciende a 955€/KW instalado, se compone de las siguientes partidas:

- Gastos de promoción
- Proyectos de ingeniería
- Trabajos de obra civil
- Coste de los aerogeneradores
- Coste de subestación interna del parque y conexión de las máquinas a dicha subestación.
- Conexión de la subestación del parque al punto de evacuación autorizado.

Destacamos como costes de inversión esenciales, por su magnitud dentro del coste total, el coste de los aerogeneradores y, por su importancia creciente en la realidad actual en España, los de conexión a la red eléctrica.

Los aerogeneradores representan alrededor de un 76% del coste total de la inversión en un parque eólico. Actualmente en España, los fabricantes de aerogeneradores venden sus productos con márgenes bastante reducidos, por lo que creemos que el precio de compra de dichas máquinas (para el promotor) no es susceptible de grandes reducciones. Si comparamos la situación de España con Alemania, observamos que en Alemania, el precio de un aerogenerador es aproximadamente un 21% superior al que otro de similares características tiene en España.

Por otro lado cabe destacar el incremento de potencia instalada en la actualidad, que no sólo exige trabajo de conexión a la red, sino también trabajo de mejora de infraestructuras y de construcción de nuevas líneas. Parece razonable pensar que estas nuevas infraestructuras deben ser costeadas por las compañías de transporte y distribución de electricidad, pero la realidad es que estos costes están siendo repercutidos a los promotores, quienes no tienen más remedio que invertir en estas infraestructuras para poder conectar sus instalaciones y que de este modo empiecen a generar KWh.

Adicionalmente, y en ocasiones, a los promotores también se les solicita la construcción de subestaciones especiales,

de ampliaciones de otras ya existentes e incluso la realización de conexiones entre subestaciones de manera que puedan, con ello, conectar sus parques a la red. Esto incrementa significativamente los costes de conexión de un parque a la red eléctrica de evacuación y en ocasiones limita la construcción de otros nuevos.

Ingresos

Los ingresos en una empresa de este sector se concretan en la venta de los KWh entregados a la red, por el precio de dicho KWh.

CANTIDAD PRODUCIDA: Los KWh producidos y entregados a la red dependen, exclusivamente, de la potencia instalada y del número de horas de viento (en función de la curva de potencia de cada máquina) que haya en un emplazamiento durante el periodo de tiempo contemplado.

PRECIO: Las compañías acogidas al Régimen Especial de Energía pueden optar por vender los KWh que produzcan a un precio fijo (fijado por las autoridades y revisado anualmente, que en el año 2001 fue de 6,26 c€/kwh) o a un precio variable (precio de mercado más una prima (también fijada por las autoridades), cuya media de 1999 a 2001 asciende a 6,70 c€/kwh).

Gastos de explotación del parque

Se incluyen en estos gastos de explotación varios tipos: cánones de terreno, operación y mantenimiento, pólizas de seguros, energía consumida, personal de explotación, administración, auditorías...

Debido a varios factores, pero fundamentalmente, a la evolución tecnológica de los aerogeneradores (el paso de máquinas de clases inferiores a máquinas de clases superiores) los costes de inversión por MW eólico instalado se han comportado de forma cíclica en el tiempo.

Esta evolución cíclica es debida a una relación entre la aparición de nuevas máquinas con mayores prestaciones y por ello más caras, y la obtención paulatina de economías de escala por parte de los proveedores a medida que dichas máquinas nuevas van entrando en el mercado. Es decir, a medida que un generador nuevo va siendo más demandado por los promotores, y los fabricantes pueden construir las máquinas obteniendo economías de escala, el precio se reducirá; en cambio el precio de un aerogenerador nuevo y de mayor clase será mayor mientras que los promotores desconozcan dicha máquina y hasta que comiencen a querer instalarla en sus parques.

Partiendo de los datos proporcionados por los asociados de APPA, para los años en los que sus parques llevan funcionando, y de un estudio sobre el comportamiento de estos gastos de explotación elaborado por la Agencia Internacional de Energía de Dinamarca, establecemos una tabla de crecimiento de dichos costes que es la que utilizamos como hipótesis en nuestros cálculos.

Se considera que el coste de mantenimiento de un parque eólico es un elemento esencial a la hora de calibrar una inversión de este tipo. Se estima que la vida útil de un parque eólico se sitúa en 20 años, ahora bien, no conocemos ninguna instalación eólica cuya vida en funcionamiento ascienda a más de diez años (el primer parque industrial construido en España comenzó a producir en 1992). Tanto los primeros parques de I+D, construidos en 1989, como los parques industriales más antiguos, están teniendo serios problemas de mantenimiento y de reparaciones. Esto nos lleva a realizarnos la siguiente pregunta: ¿Son 20 años la vida útil de un parque eólico?

Durante los dos primeros años, las máquinas están en garantía y el coste de mantenimiento para el promotor es muy bajo. A partir del tercer año, y para los siguientes tres años (hasta el quinto de vida de los aerogeneradores) el fabricante sigue realizando el mantenimiento pero su cuota anual por estos servicios aumenta considerablemente, pues las máquinas han terminado su periodo de garantía. Los fabricantes no se comprometen a fijar de antemano un precio por el mantenimiento de las máquinas después de cinco años desde su puesta en funcionamiento. Y es a partir de ese quinto año cuando los costes de mantenimiento se disparan.

Financiación

Por otra parte queda claro que la capacidad de obtención de financiación ajena para los parques se verá limitada por los siguientes factores:

1. Por la existencia de unos volúmenes elevados de riesgo en el sector que pueden provocar en los bancos líderes una situación de saturación. La consecuencia será, por lo menos, una gran selectividad en la concesión de fondos.
2. Por el encarecimiento de las condiciones de mercado derivadas de lo anterior y de las tensiones inflacionistas que, al no poder reflejarse en el Euríbor, se compensan con un incremento del tipo diferencial.
3. Por el riesgo que significa la falta de regulación de las primas a largo plazo en unos proyectos con una vida prevista de 20 años. En este sentido la

perdida de confianza que provocaría entre los bancos un tratamiento de la prima menos favorable que el que recibe la tarifa eléctrica tendría un efecto negativo que podría ser determinante.

Actualmente un proyecto eólico es posible financiarlo con un 75% de recursos ajenos a un coste de un 5,9% anual (Euribor +1,50%) y con un plazo de devolución de 12 años. Además, las entidades financieras exigen el desembolso de una serie de comisiones (de apertura, agencia) y el cumplimiento de ciertos ratios de solvencia.

Resultados obtenidos con el análisis realizado

Todos los datos reales recopilados y las hipótesis consideradas han sido integradas dentro de un modelo de cuenta de resultados típica de una instalación eólica y a través de este proceso se han obtenido las rentabilidades de proyecto y de Fondos propios para cada uno de los escenarios previstos.

Las tasas internas de rentabilidad (TIR) tanto de los proyectos como de los flujos de caja son moderadamente positivas (si se mantienen los tipos de interés actuales) para parques de 2.500 - 2.400 horas (aunque la TIR del accionista sea preocupantemente baja) pero llegan, para parques de 2.200 horas, a tasas que escasamente compensan los riesgos inherentes a proyectos a largo plazo (vida útil de las máquinas, posibles variaciones futuras de la tarifa, incrementos de inversión derivados de costes de conexión que no corresponden al parque, etc.).

A modo de ejemplo, se ha tomado el caso estándar medio, es decir, un parque eólico de 25 MW con un coste de inversión medio de 955.000 euros por MW instalado, con un escenario de viento de 2.400 horas al año, una vida estimada de 20 años, y vendiendo los kWh generados de acuerdo con el precio variable permitido por el R.D. 2818/98, y obtenemos una tasa interna de retorno del proyecto de 8,64%.

Si dicho proyecto es financiado mediante un préstamo bancario que asciende a un 75% de la inversión cuyo tipo de interés se sitúa en un 5,90% (Euribor + 1,50%), la tasa interna de retorno sobre flujos de caja aumentará a 14,55%. En este caso, es en el año 8 cuando se recupera la inversión realizada vía cash flow, y en el año 5 cuando el accionista empieza a cobrar dividendos, pues recordemos que existen ciertas limitaciones al reparto de cash flow impuestas por la Ley de Sociedades Anónimas y por las entidades de crédito prestamistas.

La tasa de retorno calculada sobre los dividendos cobrados por el accionista apunta un 7,60% durante los 20 años de vida de la instalación y hay que esperar hasta el año 13 para recuperar la inversión realizada por el accionista (pay-back de los fondos propios desembolsados).

Existe la convicción de que en este sector se genera mucha liquidez y que por ello es un negocio redondo; y es cierto que dicha liquidez se genera, pero no es una liquidez de la que el inversor pueda disponer, ya que el reparto de dividendos al accionista está, como hemos dicho, limitado por condiciones legales y por otras que imponen los bancos; por tanto, la rentabilidad financiera del accionista debe calcularse en función de los dividendos que reciban a lo largo de la vida de la inversión.

Conclusiones

En conclusión, el cumplimiento de los objetivos del Plan de Fomento de Renovables y el Plan de Infraestructuras, imprescindible para cumplir los compromisos medioambientales del Estado Español para el año 2010 (y única forma de reducir la dependencia energética de España) requerirá un esfuerzo conjunto por parte de todos los implicados en el sector eólico:

Promotores . Los promotores del sector deben analizar, desarrollar y ejecutar cuidadosamente sus proyectos de manera que se logre una optimización del binomio rentabilidad-riesgo de cada inversión. No queremos construir parques ineficientes con un alto grado de riesgo, sino producir energía eólica, limpia, de la manera más rentable y con un riesgo acotado.

Administración Central . Las decisiones tomadas por las autoridades competentes en materia energética deben estar encaminadas a mantener la confianza del sector y de los agentes que participan en él (promotores, fabricantes, entidades financieras,...). No debemos olvidar que el objetivo del desarrollo de las Energías Renovables, entre ellas la eólica, es producir energía limpia, no contaminante, y a la vez reducir la dependencia energética que España tiene del exterior. Si los agentes del sector no confían en los planes de la Administración central y en los medios que ponen para fomentar el desarrollo de esta energía, no se podrán conseguir los objetivos inicialmente planteados.

Autoridades autonómicas y locales . Las autoridades regionales y municipales deben agilizar la tramitación

administrativa de los expedientes de proyectos y de las líneas de conexión eléctrica con el fin de conseguir más eficiencia y evitar que los expedientes se prolonguen en el tiempo excesivamente.

En general . No gravando a los promotores de nuevos parques con costes que no les corresponden y que no van a poder asumir sin entrar en tasas de rentabilidad inaceptables.

Las consecuencias macroeconómicas de un apoyo explícito a la energía eólica son insignificantes. Un aumento del 1,4% de la prima, paralela al incremento de la tarifa, significaría un incremento anual de costes, para el sistema, de 4,1 millones de euros equivalentes al 0,03% de la facturación total del sector. Si se llevan a cabo todos estos esfuerzos, creemos que es posible la consecución de los compromisos internacionales que el Estado Español ha adquirido, y a su vez la consecución de una menor dependencia energética del exterior.

APPA

La eólica no es un "chollo"

En el boletín APPA INFO nº 9 de diciembre de 2002 se publicó un resumen del estudio acompañado de un pequeño editorial en que se ponía de manifiesto que es rotundamente falsa la idea instalada en ciertos ámbitos de que la energía eólica era una actividad con unas altísimas tasas de rentabilidad, un "chollo", en definitiva. Es posible que determinadas instalaciones, que en su día pudieron elegir los mejores emplazamientos, tengan una buena rentabilidad pero lo que queda claro con este informe es que la mayor parte de lo que se está instalando y, sobre todo, lo que debe instalarse todavía tendrá en su caso rentabilidades muy moderadas y permanentemente el riesgo de cambios regulatorios, subidas de tipos de interés e incógnitas por despejar como la de los gastos de mantenimiento cuando las maquinas vayan cumpliendo años