

PARTICIPACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL: EXPERIENCIAS DE LA INICIATIVA DE WIND TO MARKET

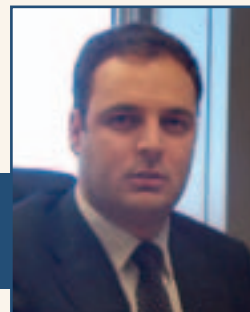
Recibido: 9/11/05

Aceptado: 26/12/05

RESUMEN

La mayoría de los marcos regulatorios promulgados para fomentar el desarrollo de las Energías Renovables no tenían en cuenta el impacto que este tipo de generación eléctrica provocaría en los Mercados y Sistemas Eléctricos. Como consecuencia, cuando la penetración de las renovables en los Sistemas Eléctricos es importante (como ocurre en España, especialmente con la eólica), se inducen sobrecostos en el Sistema debidos a la dificultad de optimizar la gestión de estas fuentes de generación intermitentes y difíciles de predecir. El Real Decreto 436 de 12 de marzo de 2004 fomenta a las renovables a dar otro paso adelante hacia el objetivo de ser consideradas como fuentes de generación ordinaria, incentivando la participación de las mismas en el Mercado Eléctrico Español OMEL.

Alvaro García-Maltrás
Ingeniero Industrial
Gamesa Energía



SUMMARY

Most of former Legal Frameworks enacted to encourage RES generation development lead to an ineffective incorporation to the Electric and Market Power Systems, and inefficient performances that caused over-costs to the Power System due to this unpredictable and difficult to manage type of generation. Spanish Royal Decree 436 encourages some renewable source energy generation to take another step forward in order to be considered as similar as possible to conventional energy generation by, for instance, stimulating this kind of energy to be traded in the Spanish Wholesale Electricity Market OMEL.

1. ANTECEDENTES

El compromiso adquirido por el Gobierno Español al firmar el *Protocolo de Kioto*, y las Directiva de la Unión Europea según la cual el 12% de la energía eléctrica generada en España deberá proceder de fuentes renovables en 2010 provocó la necesidad de incrementar el porcentaje de participación de las renovables en el *mix* nacional de generación. En el momento de la ratificación por parte de España del *Protocolo de Kioto*, aún quedaba gran trabajo por hacer tal y como se deduce de la siguiente figura:

La regulación promulgada por el Gobierno Español con el objeto de fomentar el desarrollo de las renovables (R.D. 2818, de 23 de diciembre, 1998) consiguió provocar un apreciable crecimiento de la capacidad instalada de energías renovables. La mencionada regulación se centró en asegurar una remuneración atractiva para la energía generada a partir de fuentes renovables a través de primas y otros incentivos, dando además prioridad a estos generadores en su conexión a la Red, y asegurando la compra de toda la energía producida por ellos por parte de la Distribuidora sin tener que proporcionar programa alguno ni ningún otro tipo de gestión.

Esta regulación consiguió que el desarrollo de la energía eólica fuese especialmente fuerte en España. El crecimiento de la capacidad instalada fue extraordinario desde 1998, lanzando a España al segundo puesto de

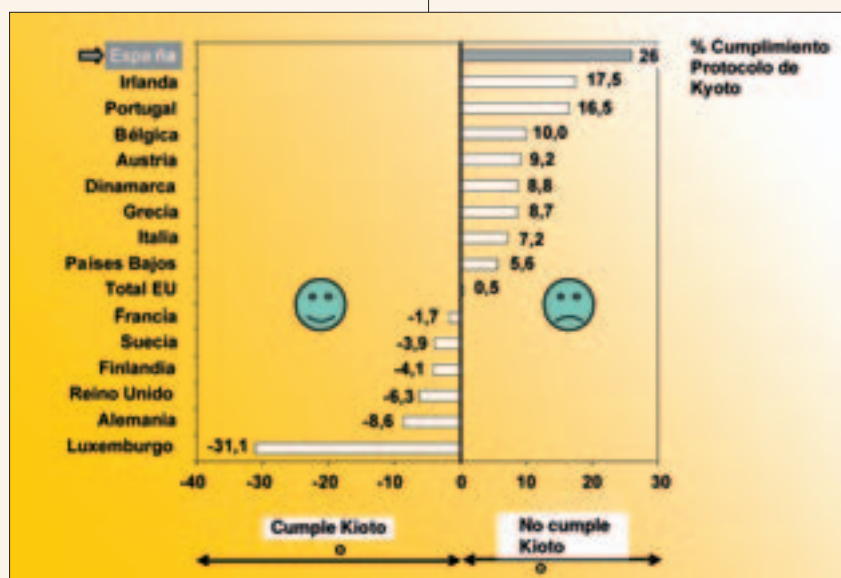


Figura 1. Grado de cumplimiento del Protocolo de Kioto por los miembros de la UE en 2002.

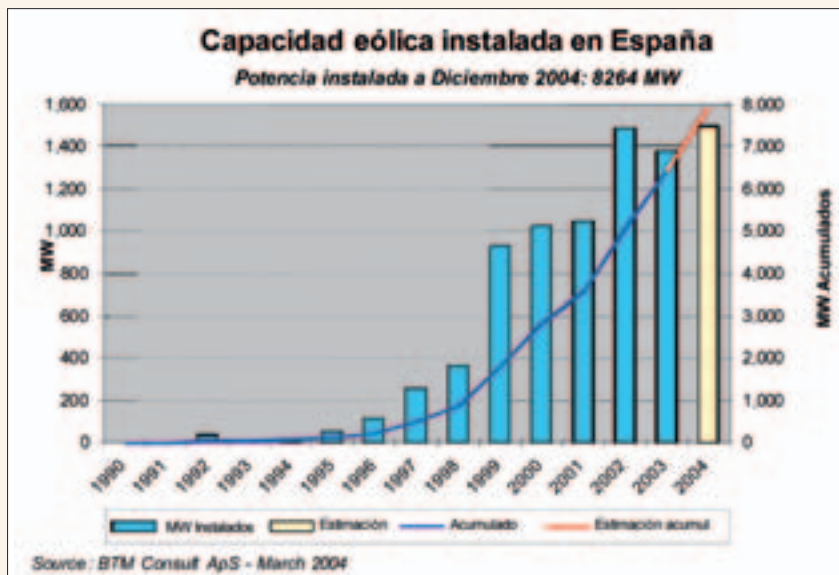


Figura 2. Capacidad eólica instalada en España

la clasificación mundial en lo referente a potencia eólica instalada a finales de 2004, con casi 9.000 MW.

Desgraciadamente, aunque el objetivo principal se cumplimentó satisfactoriamente, la penetración de la energía eólica en España creció de forma incontrolada, despreciando el impacto provocado en la Red, e incorporándose por lo tanto de forma ineficiente al Sistema Eléctrico Español. A medida que la potencia eólica instalada crecía, igualmente lo hacían los efectos nocivos derivados de ella en el Sistema. Se provocaron así sobrecostes por desvíos e ineficiencias en temas de servicios complementarios, cobertura de demanda, estabilidad del Sistema, etc debidos a los cambios bruscos e imprevistos de producción y a la discutible calidad del kWh eólico generado (limitada capacidad de proporcionar energía reactiva cuando sea requerido, capacidad de soportar huecos de tensión, etc.).

Aparecen así síntomas evidentes que llevan a pensar que este modelo regulatorio no es el adecuado para sistemas con significativa penetración de energía eólica, al provocar sobrecostes en los mismos debido principalmente al carácter impredecible e incontrolado de este tipo de generación.

Por lo tanto, la necesidad de una gestión coordinada de la energía eólica se hace evidente, con el fin de faci-

litar una integración controlada de la misma en la Red y en el mercado eléctrico.

2. NUEVO MARCO REGULATORIO

Como consecuencia de las apreciables ineficiencias identificadas en el Sistema eléctrico por la falta de gestión de la cada vez mayor energía renovable instalada (especialmente eólica) en España, el Gobierno Español promulgó el 12 de marzo de 2004 el Real Decreto 436 con el objeto de reducir el impacto de las energías renovables en el Sistema Eléctrico Español.

Este nuevo marco supone una revolución para la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, al estimular que se tomen las medidas apropiadas para su correcta integración en el Sistema mitigando así las ineficiencias previamente detectadas. Sus principales contribuciones son:

- Estimula la operación técnica de las instalaciones de producción a partir de fuentes renovables con el objetivo de mantener la estabilidad, seguridad, fiabilidad y eficiencia del Sistema, no sólo en lo referente a aspectos puramente técnicos, sino también para conseguir una imputación justa de los sobrecostes del Sistema, especialmente los relacionados con desvíos y servicios complementarios.

- Permite a este tipo de instalaciones participar de forma directa o indi-

recta en el Mercado Eléctrico Español OMEL, contribuyendo así a asignar eficientemente los sobrecostes del mercado y a reducir la supervisión administrativa sobre la determinación de los precios de la electricidad.

2.1 Principales posibilidades de remuneración

Se definen dos nuevos regímenes económicos así como un periodo de transición para las instalaciones acogidas a la regulación previa. El resultado final es que este nuevo marco regulatorio ofrece tres posibles regímenes económicos para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, estando cada uno de ellos referenciado a la Tarifa Eléctrica de Referencia (TER, fijada anualmente por el Gobierno; para 2005, TER = 73,3 €/MWh). Estos esquemas remunerativos se aplicarán a toda la vida útil de las instalaciones, y al estar referenciados a la TER, se consigue ofrecer suficiente certeza acerca de los ingresos futuros, lo que es de gran interés especialmente para los inversores.

Se permite elegir entre los esquemas de remuneración disponibles una vez al año teniendo en cuenta que no se puede retornar al régimen anteriormente existente (R.D. 2818) una vez se haya abandonado en favor de alguna de las dos nuevas posibilidades.

Las principales directrices de los tres esquemas regulatorios disponibles en la actualidad son:

2.1.1 R.D. 2818 (Régimen económico previamente existente)

Las centrales de energía eléctrica a partir de fuentes renovables existentes previamente a la promulgación de la nueva regulación pueden permanecer bajo el antiguo régimen económico (R.D.2818) hasta diciembre de 2006. En este caso, recibirían por la energía producida el precio del pool más una prima de unos 27 €/MWh para 2005. Esta prima es actualizada anualmente en función de la evolución de la TER y del precio medio del pool.

2.1.2 Venta de la energía producida a la empresa distribuidora a tarifa regulada

Una nueva posibilidad remuneratoria consiste en vender la producción eléctrica directamente a la empresa distribuidora, recibiendo por ella un porcentaje de la TER. Dicho porcentaje dependerá de la fecha de puesta en marcha de la instalación. Así, para la energía eólica, estos porcentajes son:

- 90 % de la TER para los primeros cinco años de operación del Parque eólico.
- 85 % de la TER los 10 años de funcionamiento siguientes.
- 80 % de la TER a lo largo del resto de la vida útil del Parque eólico.

2.1.3 Participación en el Mercado Eléctrico Español OMEL

Esta es, sin duda, la contribución más innovadora de la nueva regulación en lo referente a esquemas de remuneración, al fomentar la participación de las energías renovables en el Mercado Eléctrico Español OMEL bajo las reglas del Mercado, lo que constituye un importante paso hacia el objetivo de que se pierda definitivamente el miedo a la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, al aproximarse la gestión y operación del Régimen Especial a la del Régimen Ordinario.

Así, las instalaciones del Régimen Especial pueden participar directa o indirectamente en OMEL a través de un agente vendedor que represente a cada instalación (debe estar dado de alta como agente del mercado). Este agente podrá realizar ofertas agregadas en nombre de todas las instala-

ciones de Régimen Especial representadas por él (viertan o no su energía al mismo nudo eléctrico), responsabilizándose de la producción y desvíos del conjunto de su Unidad de oferta, para después desagregar estos valores entre las instalaciones que la conformen.

En el caso de la eólica, los Parques que elijan esta opción remuneratoria recibirán por su producción los siguientes ingresos:

- Precio del *pool*, fijado por el Mercado.
- 10 % de la TER como incentivo para compensar los riesgos tecnológicos y de implementación asumidos por la generación eólica.
- 40 % de la TER como prima para fomentar la participación de la eólica en el Mercado Eléctrico.
- Garantía de potencia.

Si comparamos las tres posibilidades remuneratorias ofrecidas por la nueva regulación aplicando los valores de la TER y los precios medios del *pool* en 2004 y 2005 para la generación eólica, concluiremos fácilmente que la opción más rentable es la de vender la energía en OMEL (Figura 3):

Esta rentabilidad extra obtenida al acudir al Mercado (lo que inevitablemente implica una gestión activa de las instalaciones) fomentará que las instalaciones del Régimen Especial se esmeren en la gestión de las mismas con el fin de recibir este diferencial, lo que acercará el Régimen Especial al Ordinario, aumentando así la confianza de los principales agentes del sector eléctrico en estos tipos de generación.

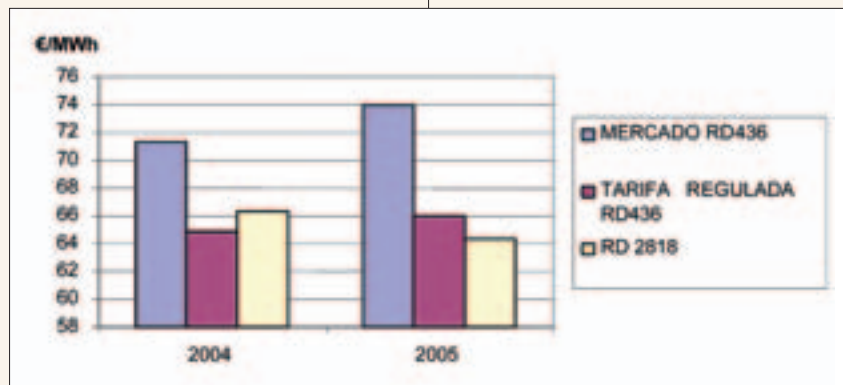


Figura 3. Comparación entre las diferentes posibilidades remuneratorias ofrecidas para 2004 y 2005

2.2 Complementos a la tarifa

El nuevo marco regulatorio (Real Decreto 436, de 12 de marzo de 2004) incluye algunos complementos a las tarifas, que se aplicarán independientemente de la opción de remuneración elegida.

2.2.1 Energía reactiva

Dependiendo de si las instalaciones de Régimen Especial están produciendo en horas de valle, llano o punta, el Sistema Eléctrico demandará de las mismas energía activa, inductiva o capacitiva. Si las instalaciones son capaces de satisfacer estos requerimientos usando mecanismos de electrónica de potencia que permitan variar el Factor de potencia entre $0.95 < \cos \varphi < 1$ (inductivo o capacitivo, según la situación), se podrá obtener hasta un 6% de la TER extra por la energía generada en esas condiciones.

2.2.2 Contribución a la estabilidad de la frecuencia y a soportar huecos de tensión

Los Parques eólicos que cuenten con los equipos de Electrónica de potencia necesaria para soportar huecos de tensión sin desconectarse de la Red, proporcionando en estos casos energía reactiva para ayudar a recuperar la tensión, y coordinando las protecciones electrónicas correspondientes, tendrán derecho a recibir un 5% extra de la TER durante cuatro años.

Un Parque eólico capaz de soportar huecos de tensión sin desconectarse de la red para proteger la Electrónica de potencia de cada uno de sus aerogeneradores, conseguirá que este hueco de tensión no se vea incrementado, lo que evitará que se produzca un efecto cascada que podría colapsar la Red. Es más, se contribuirá a recuperar la tensión adecuada en la Red en un menor periodo temporal, manteniendo la frecuencia entre los valores adecuados.

2.2.3 Costes de desvío

- Venta en el Mercado: Si una instalación de Régimen Especial decide vender la electricidad que genere en el Mercado Eléctrico Español OMEL, deberá aceptar, asumir y cumplir las



Figura 4. Fortalezas y debilidades técnicas y económicas de la generación eólica y convencional

reglas del Mercado en idénticas condiciones a las de los generadores de Régimen Ordinario.

Esto implica inmediatamente que cada Unidad de oferta deberá programar su producción con antelación para participar en el Mercado diario (es necesario saber la cantidad de energía que se va a producir para poder ofertarla). Por lo tanto, en el caso de la energía eólica, cada Parque que forme parte de una unidad de oferta tendrá que contar con una herramienta que le proporcione predicciones horarias de su producción. Para las ofertas pertenecientes al Mercado diario, estas predicciones deberán estar disponibles por lo menos 14 horas antes del comienzo del periodo ofertado, ya que las ofertas para el Mercado diario del día D+1 deben ser hechas antes de las 10 de la mañana del día D.

La diferencia entre la energía ofertada y la realmente producida provoca el pago de unos costes por desvíos, que serán imputados a cada Unidad de oferta según las reglas del Mercado. Estos costes serán posteriormente desagregados entre las instalaciones que conformen la Unidad de oferta. Se ha comprobado que este proceso implica una reducción de los costes por desvíos en comparación a los que resultarían imputables a cada Parque por separado si acudiese él sólo al Mercado. Esto es así por los *neteos* de unos desvíos con otros de sentido contrario que acontecen al agregar la predicción de varios Parques (los errores de predic-

ción por exceso se compensan con los errores por defecto).

- Venta a la Distribuidora a Tarifa regulada, o Régimen Transitorio R.D. 2818: En cualquiera de estos casos, es obligatorio a partir del pasado 1 de enero de 2006 para cada instalación de Régimen Especial de más de 10 MW proporcionar un programa de producción a la Distribuidora de las 24 horas del día con 30 horas de antelación (o se imputarán desvíos por cada MWh producido). Estas predicciones podrán ser actualizadas una hora antes de cada Mercado intradiario, siendo pues posible dar predicciones para horizontes más cortos, lo que generalmente reduce los errores.

Los costes imputados por desvíos calculados como la diferencia entre la energía predicha y la realmente producida serán de un 10% de la TER para cada hora cuyos valores de predicción y producción se diferencien en más de una banda libre de penalización de $\pm 20\%$ de la energía predicha. La existencia de esta banda libre de penalización implica que, para Parques individuales, la energía desviada es menor en este caso que al acudir al Mercado (en este caso, cada MW de diferencia entre el valor predicho y el real cuenta para imputar el coste por desvíos).

En cambio, aunque la energía desviada imputada es menor considerando los Parques de forma individual en estas opciones remuneratorias gracias a la banda libre de penalización que en la opción de acudir al Mercado, al no estar ahora permitido

agregar Parques en la predicción, no se producen los anteriormente descritos fenómenos de *neteo*, por lo que las desviaciones no se reducirán.

El gran reto de la Industria eólica es conseguir que la generación eólica sea considerada como un tipo de generación eléctrica convencional más en términos de gestión, calidad, estabilidad y eficiencia, proporcionando así la necesaria credibilidad a los agentes del Sector Eléctrico y del Mercado en esta tecnología para asegurar su desarrollo y crecimiento.

En resumen, el Real Decreto 436 ha implicado un cambio de paradigma para el Régimen Especial en España (en especial, para la energía eólica) al fomentar su integración en el Sistema Eléctrico Español. Para ello, estas tecnologías de generación eléctrica a partir de fuentes renovables deberán afrontar algunos retos: predicción de la producción, precios y demanda, participación en los Mercados diario e intradiarios (con el fin de maximizar los ingresos y minimizar los sobrecostes del Sistema), mejorar la calidad de la energía generada (control de potencia reactiva, soportar huecos de tensión...), etc.

Una mejor gestión de la energía eólica facilitará su integración en el Mercado y en el Sistema Eléctrico. Esto es necesario para permitir un crecimiento ordenado del sector eólico y creemos que esta nueva regulación lo ha conseguido en España (en 2004, España fue el país con mayor número de MW eólicos instalados en el mundo, superando los 2.000 MW).

3. RESPUESTA A ESTA NUEVA REGULACIÓN

Gamesa ha experimentado sucesivos procesos de integración vertical a lo largo de su existencia, de modo que sus actividades comprenden actualmente las fases de investigación, fabricación, desarrollo, promoción, construcción y operación de Parques eólicos. Se consiguen eliminar así los riesgos de nuestros clientes en todas estas fases (promoción, construcción, operación - disponibilidad, venta de la energía generada, etc.).

Esta integración vertical experimentada por el Grupo Gamesa ha desembocado en la creación de nuevas compañías cuyo objeto principal es colaborar con los principales agentes de los Sistemas Eléctricos con el fin de facilitar la integración de la energía eólica en dichos Sistemas (Red Eléctrica, Mercado, etc.), mitigando los impactos producidos en la Red debido al carácter intermitente de este tipo de generación eléctrica, y contribuyendo a la seguridad, estabilidad, fiabilidad y eficiencia del Sistema. Estos servicios serán beneficiosos tanto para los gestores de la Red como para los dueños de estas instalaciones (a los que se ofrecen servicios de gestión y venta de la energía, maximizando sus ingresos).

3.1 Casandra Energy Services

Ya en 2001, la empresa apoyó firmemente el proyecto de "Predicción de producción eólica" y lanzó el Proyecto de I + D como respuesta a la predecible futura necesidad de esta herramienta para el Sector eólico. Dicho proyecto se desarrolló en colaboración con **Barlovento Recursos Naturales** (consultor de recurso eólico) y la **Universidad de Castilla-La Mancha** (Grupo MOMAC, especialistas en modelos meteorológicos).

Este proyecto de I+D se convirtió en una realidad comercial en 2003

con la creación de la empresa *Casandra Energy Services* (100% propiedad de **Gamesa Energía**), cuyo objetivo principal es proporcionar predicciones horarias de producción eólica como primer paso para facilitar la integración de la Energía eólica en los Sistemas eléctricos.

Este ambicioso proyecto alcanza su razón de ser con la aparición de la nueva regulación R.D. 436 en marzo de 2004, en la cual la predicción de la producción eólica pasa a ser obligatoria para cada Parque eólico en España a partir de 2006. Es más, dicho requerimiento es inmediato para Parques que quieran acudir al Mercado. Además, los Parques tendrán que pagar costes por los desvíos derivados de predicciones imprecisas. Aparentemente, el proyecto *Casandra* fue desarrollado en el momento ideal.

3.1.1 El modelo Casandra de predicción de la producción eólica

Este modelo es un modelo meteorológico físico complementado con procesos estadísticos. Tras recabar datos de un Modelo de Predicción Global (GFS), se aplica nuestro propio Modelo Meteorológico Numérico a Mesoscala (PROMES), que aumenta la resolución de las variables predichas, siendo la resolución horizontal celdas cuadradas de 15 km de lado, y adaptando la resolución vertical a la

mencionada aplicación, siendo especialmente alta cerca de la superficie (Tres niveles del modelo en los primeros 100 metros de altura respecto al terreno). El *know-how* del modelo *Promes* está restringido a nuestra compañía por lo que podemos modificarlo y actualizarlo con nuevas versiones adaptadas a distintos regímenes de viento, diversas orografías, etc. Obviamente, la programación, desarrollo y ajuste del modelo se hace para satisfacer los requerimientos específicos para realizar predicciones de velocidad y dirección del viento cerca de la superficie terrestre.

Esta predicción física se complementa con modelos estadísticos (MOS, *Model Output Statistics*), que corrigen los errores sistemáticos cometidos por el *Promes*, asimilando información relativa a procesos locales no recogidos por la malla de 15 x 15 km y que son de gran importancia en emplazamientos de orografía complicada o con regímenes de viento locales.

En este punto se aplica el Modelo de Parque desarrollado por *Casandra*, cuya principal tarea es proporcionar predicciones de producción energética (que es lo que realmente interesa) a partir de las predicciones de viento ya obtenidas. La amplia experiencia en lo referente a la operación de Parques eólicos y los estudios realizados desde 2001 contrastando los resultados obtenidos son de gran utilidad a la hora de desarrollar este Modelo de Parque.

Una vez esto esté hecho, se dispondrá de predicciones horarias de producción energética de alta precisión para cada Parque eólico, con un horizonte máximo de 72 horas.

3.1.2 Modelo Apolo

Este modelo se creó en 2004, en colaboración con el **IIT** (Universidad de Comillas), con el objetivo de mejorar las predicciones dadas por el Modelo *Casandra* para horizontes de predicción cortos (menos de 10 horas), consiguiendo así reducir los sobrecostes por desvíos imputados en el Mercado diario al corregir los programas en los Mercados intradiarios.

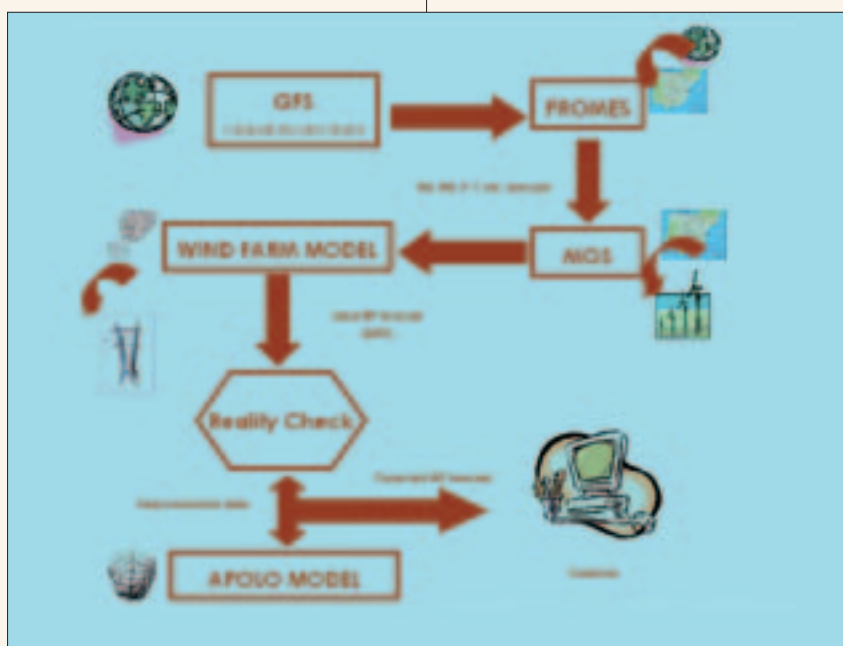


Figura 5. Modelo de predicción de producción eólica Casandra

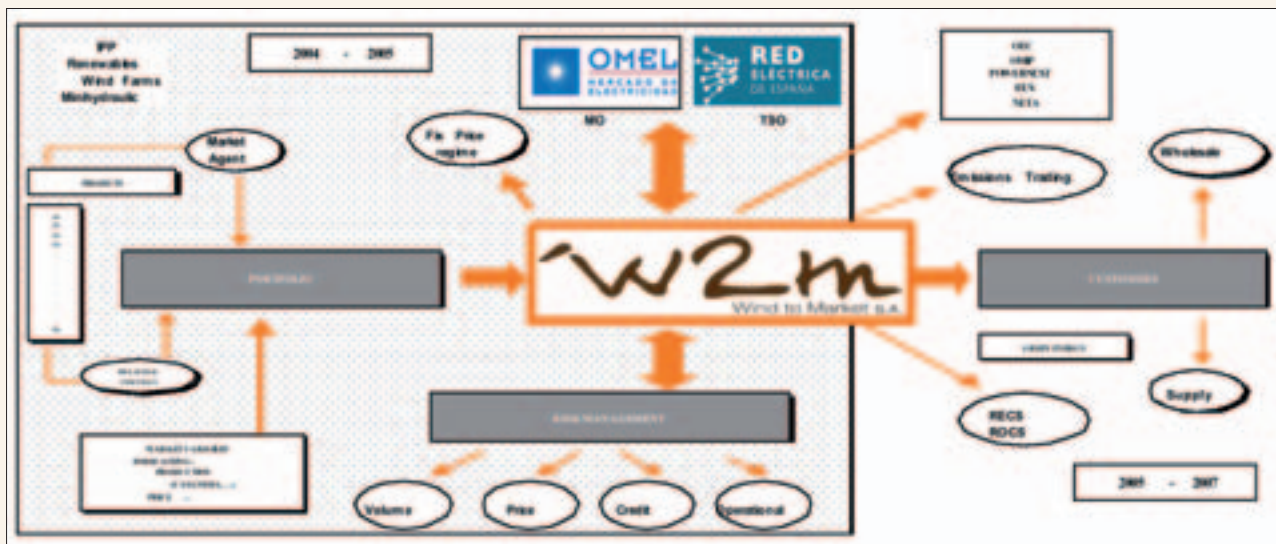


Figura 6. Actividades y servicios presentes y futuros de W2M

Este Modelo *Apolo* está basado en perceptrones multicapa NARX (*Nonlinear AutoRegressive models with eXogenous input variables*), un tipo de red neuronal. La principal ventaja de este tipo de modelos es que no son recurrentes por lo que el ajuste de sus parámetros es más rápido y sencillo. Las entradas al Modelo son las últimas previsiones de *Cassandra* y los últimos valores de producción registrados.

3.1.3 Datos necesarios para el desarrollo del modelo

La cantidad y calidad de la serie de datos históricos disponibles de cada Parque son factores cuya influencia en la exactitud del modelo de predicción (que se desarrolla a partir de ellos) es tan importante como lo pueden ser la complejidad del terreno o de los regímenes locales de viento. Por lo tanto, cuanto más y mejor cantidad de datos estén disponibles, más preciso será el modelo de predicción desarrollado.

Entre los datos proporcionados deben figurar la producción horaria del Parque, datos de los aerogeneradores (velocidad y dirección del viento, generación individual...), datos de las torres meteorológicas (presión, temperatura, velocidad y dirección del viento...), pérdidas de producción por indisponibilidades (actividades de mantenimiento, fallo en la línea...), etc.

3.1.4 Experiencia y conclusiones

Cassandra Energy Services está proporcionando actualmente sus servicios de predicción de producción eólica a 40 Parques eólicos distintos, totalizando unos 1.200 MW, no sólo en España sino también en EEUU y Portugal, y pronto lo hará en Australia, Italia, Grecia y Francia.

El tamaño de la cartera de clientes permite asegurar que hemos trabajado con todo tipo de tecnologías, regímenes de viento y orografías, y que los servicios proporcionados permitirán optimizar la gestión de estas instalaciones y facilitar su integración en la Red Eléctrica.

La experiencia adquirida en los últimos años en el negocio de la predicción de producción eólica ha permitido llegar a las siguientes conclusiones:

- Los errores cometidos dependen fundamentalmente de la complejidad del terreno y de los regímenes de viento existentes en el lugar en el que esté emplazado cada Parque, así como de la calidad y cantidad de datos disponible. El error cometido para Parques individuales varía entre un 25% y un 65% de la energía producida.

- Los resultados obtenidos son muy satisfactorios aunque los errores deberán reducirse en el futuro, ya que el margen de mejora de los modelos meteorológicos globales es aún muy alto.

- Los errores en la predicción de producción eólica siempre existirán, ya que la velocidad y dirección del viento contienen una componente aleatoria imposible de predecir.

- Debe ser acometido un gran esfuerzo por las empresas que proporcionen servicios de predicción de producción eólica (implementación de nuevas técnicas y mejoras en los modelos) y por los dueños de los Parques (mejor gestión de los datos).

- Un servicio de predicción de producción eólica sólo puede ser completamente desarrollado, optimizado, entendido y adaptado a las necesidades específicas de sus clientes si dichas predicciones se entregan operativamente todos los días a sus clientes, tal y como está haciendo *Cassandra* con los suyos, manteniendo sus compromisos de fiabilidad, puntualidad y calidad de servicio; esta es nuestra principal diferencia con otros modelos de predicción académicos ofrecidos generalmente por Universidades o Grupos de I+D.

Para resumir, el Modelo *Cassandra* será tanto más preciso cuanto mayor sea la cantidad y calidad de los datos a partir de los cuales se desarrolla, y más aún si se completa con procesos estadísticos y se adapta a las necesidades específicas de los clientes.

3.2 Wind to Market (W2M)

W2M surge en 2004 como respuesta a la nueva regulación mencionada

(R.D.436) como Agente vendedor del Mercado con el objeto de proporcionar a los promotores eólicos de pequeño y mediano tamaño la posibilidad de acceder al Mercado Eléctrico Español proporcionando los medios técnicos y humanos necesarios. De este modo, se consigue optimizar la remuneración de la energía producida por estos Parques a través de la gestión de esta energía (estrategias de oferta) en los diversos mercados existentes. El hecho de que la energía eólica se venda en OMEL contribuye a la profesionalización del Sector eólico, constituyendo esto otro paso para acercar la generación eólica a la convencional, en temas de integración en la Red y de gestión económica.

Al contrario que en las grandes empresas eléctricas (cuyos recursos y capacidades de gestión de precios, acceso al Mercado, disponibilidad de recursos técnicos y humanos, volumen para minimizar desvíos, etc. provoca que les sea conveniente crear su propia Unidad de gestión de renovables para gestionar la energía generada por sus plantas renovables en OMEL ellos mismos), los promotores eólicos medianos o pequeños no disponen de los conocimientos, recursos técnicos ni volumen de energía suficiente como para aprovechar las oportunidades existentes en el Mercado eléctrico.

W2M identifica estas necesidades y lanzó en octubre de 2004 su propuesta de ofrecer una amplia gama de servicios de representación en OMEL, asegurando una óptima gestión de la energía (análisis de la mejor opción remuneratoria, gestión de la representación en el Mercado, aseguramiento de los desvíos, aseguramiento del precio a recibir por la

energía generada, etc., reduciendo los riesgos asumidos por sus clientes, y aprovechando los fenómenos de neteo que ocurren en el conjunto de su cartera (lo que implica una reducción de los sobrecostes a pagar por desvíos para todos los Parques que forman parte de la Unidad de oferta). Evidentemente, las actividades de W2M están perfectamente complementadas por las de *Cassandra*.

Además, W2M será la única entidad que interaccionará con REE en nombre de cada Parque eólico que forme parte de su cartera, defendiendo sus derechos e intereses.

La combinación del "efecto cartera" (reducción del coste de desvíos al ofertar varios Parques), una gestión eficiente de esta energía en OMEL (estrategias de oferta adecuadas), y una agregación inteligente de los Parques de la cartera (mediante modelos estocásticos y de gestión distribuida) consiguen desviaciones mensuales muy bajas.

Aquellos Parques cuya producción está siendo gestionada por W2M en OMEL ganaron en 2005 un 20% más de lo que recibirían en la modalidad retributoria de Tarifa regulada de esto es, además de los altos precios del pool que se iban registrando en 2005 (debido principalmente a los elevados precios del gas, del petróleo y de las emisiones), a la correcta gestión de la energía generada por los Parques de nuestros clientes, a los que se ofrece la oportunidad de disfrutar de las oportunidades surgidas en OMEL.

El Sector eólico en España ha reaccionado a los retos introducidos por la nueva regulación incorporándose masivamente al Mercado (al comprobar rápidamente que es la opción más económicamente rentable), invirtiendo necesariamente en mecanismos de gestión de energía (servicios de predicción de

producción eólica, despachos de operación técnica, gestión de nudos, etc.) y en tecnología (reforzar la Red, capacidad de participar en Mercados de Servicios complementarios, etc.).

Como ya se ha comentado, una consecuencia inmediata de vender la energía generada en los Parques eólicos en el Mercado ha sido la asimilación por parte de los agentes del Sector eólico español de un know how y unos medios que han contribuido a la profesionalización del Sector aumentando así su eficiencia.

W2M gestiona actualmente 962 MW eólicos (40 Parques) cada día en OMEL.

4. GESTIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Nos dirigimos hacia un esquema de Generación Distribuida (pequeñas instalaciones generadoras de electricidad geográficamente dispersas), en el que la eólica juega un papel fundamental debido al número, tamaño y estructura dispersa de los Parques eólicos en España. Así, **Red Eléctrica de España** ha decidido acometer, junto a los principales agentes del Sector eléctrico español, el diseño que permita la mejor gestión posible de este esquema de Generación Distribuida, con los siguientes objetivos:

- Facilitar la integración de las instalaciones de Régimen Especial en el Sistema Eléctrico manteniendo las necesarias condiciones de seguridad, transparencia y fiabilidad.
- Maximizar la contribución de estas instalaciones a la cobertura de la demanda sin afectar de modo alguno a la rentabilidad de los proyectos privados.
- Promover la progresiva contribución de los generadores de Régimen Especial a los servicios complementarios (de regulación y control), según las respectivas tecnologías.

Este diseño debe seguir una serie de directrices para que su implementación resulte exitosa. Esto facilitará un crecimiento ordenado del Sector eólico (principal tecnología del Régimen Especial en España), acercando este tipo de generación a la generación convencional (Régimen Ordinario), sobre todo en lo referente a su gestión.

Capacidad eólica instalada (8858 MW)

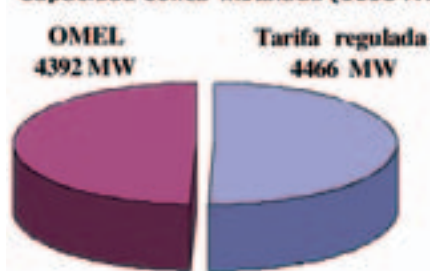


Figura 7. Energía eólica que participa en el Mercado Eléctrico Español OMEL en mayo de 2005



Figura 8. Esquema de Gestión mediante Despachos delegados de la Generación Distribuida

Para completar con éxito esta tarea, el Sector eólico deberá disponer de cierta libertad para organizarse según las siguientes pautas:

- Transparencia, objetividad y equidad en las decisiones.
- Efectividad, eficiencia y racionalidad técnica
- No deben imponerse barreras administrativas en lo referente a la Operación del Sistema.
- Dependencia funcional exclusiva de un Centro de control de renovables sin niveles intermedios de dependencia.
- El modelo diseñado debe ser asumido y aceptado por la gran mayoría del Sector eólico.
- Compatibilidad con las estructuras de gestión ya existentes en REE.
- Definición de condiciones de operación en tiempo real normales, especiales y de emergencia.
- La contribución de cada instalación a mantener las condiciones de seguridad, estabilidad y fiabilidad del Sistema gracias al cumplimiento de las órdenes transmitidas a las mismas debe ser tenida en cuenta.
- Una nueva regulación deberá ser desarrollada en función de las evoluciones tecnológica y de la capacidad de gestión de los Parques eólicos.

4.1 Despachos delegados

La correcta gestión de la Red manteniendo las condiciones exigibles de seguridad, eficiencia, estabilidad y fiabilidad limita el crecimiento de la energía eólica en España si se mantiene el esquema de gestión actual. En nuestra opinión, esto no ocurriría

mediante un nuevo esquema basado en Despachos delegados. Cada Despacho delegado sería responsable de la gestión de un número de instalaciones, las cuales estarían conectadas *on-line* con un Centro de operaciones proporcionando datos en tiempo real. Esto facilitaría la gestión global del Sistema, al desagregar la misma en problemas más sencillos de gestionar.

Se deberán redactar Procedimientos Operativos Regulados junto con REE mediante los cuales se indique la orden que el Centro de operación deberá transmitir a cada Despacho delegado en función de la información transmitida por las instalaciones dependientes de cada uno de ellos. Cada Despacho delegado desagregará esa orden entre las instalaciones que dependan de él, optimizando así *en teoría* la ejecución de dicha orden, minimizando los costes en los que incurre el Sistema debidos a los problemas de gestión implicados por las fuentes de generación intermitente, como puede ser la eólica.

Cada instalación deberá estar conectada *on-line* con un Centro de operación cuya tarea principal será recoger y procesar estos datos (disponibilidad, medidas de producción, de viento, de frecuencia, etc.). En función de la información transmitida, se deberá ejecutar un procedimiento operativo pre-definido u otro en cada Despacho delegado, minimizando así el impacto global en la Red de las instalaciones gestionadas. El Centro de operación estará también encargado de supervisar que los Pro-

cedimientos operativos se ejecutan correctamente por parte de cada Despacho delegado, analizando los resultados obtenidos, evaluando el grado de cumplimiento de cada Despacho, fijando los procedimientos de control y arbitraje, y liquidando las compensaciones económicas correspondientes a cada Despacho según su participación en la gestión.

El Centro de operación de Gamesa (COGA), situado en Pamplona, pronto gestionará 10.000 MW eólicos, recibiendo y procesando datos en tiempo real de cada aerogenerador 24 horas al día, siendo así capaz de reducir su impacto en la Red a casi 0.

Cada Despacho delegado deberá recepcionar, procesar y ejecutar los procedimientos operativos enviados por el Centro de operación, desagregándolos en órdenes individuales para cada instalación de cuya gestión sea responsable, y explicando, si es necesario, la razón de dichas órdenes. Además, cada Despacho delegado será responsable de la evaluación de la respuesta a la orden dada de cada instalación, de la liquidación de las compensaciones económicas que correspondan a cada instalación en función del grado de cumplimiento de las órdenes transmitidas por el Despacho, y de la definición de nuevas propuestas y mecanismos para optimizar la gestión global.

En conclusión, el impacto de estas instalaciones geográficamente dispersas y con generación de carácter intermitente en la Red Eléctrica puede ser eliminado en su práctica totalidad a través del uso de una serie de herramientas de gestión: Modelo de Predicción de Producción (*Cassandra* y *Apolo*), una agregación inteligente de las instalaciones basada modelos matemáticos estocásticos, y un Sistema de Gestión basado en Despachos delegados.

5. CONCLUSIONES

Debido al desarrollo incontrolado de las Energías renovables (especialmente el experimentado por la energía eólica) en España, el impacto sobre el Sistema Eléctrico se ha incrementado de forma significativa, elevando los costes por desvíos y

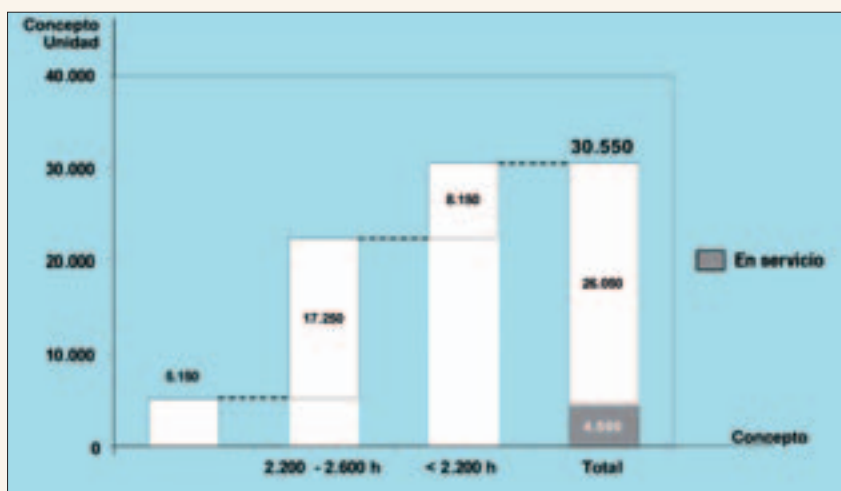


Figure 9. Energía eólica potencial en España

causando problemas con respecto a los servicios complementarios causados por huecos y sobrecargas incontroladas de la producción.

Para luchar contra estas ineficiencias, se promulgó en marzo de 2004 una nueva regulación (R.D. 436) cuyo objetivo parece ser el motivar, tanto a los promotores de energías renovables como a los distintos agentes eléctricos, a que tomen las medidas necesarias para lograr la convergencia entre las Energías renovables y la convencional. Esto debe realizarse estimulando la generación de energías renovables:

• Integración en la Red Eléctrica:

El crecimiento y eficiencia de la Energía eólica depende tanto de su integración en el Sistema Eléctrico como de las decisiones tomadas por la REE. La utilización de algunas herramientas tales como Modelos de predicción de la producción eólica (que a medio y corto plazo permitirán una mejor gestión de los Parques eólicos), agregación inteligente de dichas previsiones (mediante modelos estocásticos y de gestión distribuida), y un Modelo de gestión global basado en Despachos delegados (que permitirá una gestión en tiempo real de fuentes intermitentes de energía distribuidas a través de un Centro de operaciones que transmita Procedimientos operativos predefinidos a los Despachos delegados) contribuirán a alcanzar ambos objetivos.

Los promotores de energías renovables deben demostrar a REE que el impacto en la Red Eléctrica debido a

la variabilidad de la producción de sus centrales eléctricas puede ser atenuado con una gestión adecuada, contribuyendo así a la seguridad, estabilidad, eficacia y fiabilidad del Sistema. Así, si REE consigue la confianza necesaria en lo referente a la gestión de las instalaciones eléctricas provenientes de fuentes renovables, el índice potencial de crecimiento de la energía eólica en España indicado en la siguiente figura se podrá alcanzar.

• **Integración en el Mercado:** El nuevo marco regulatorio permite a los productores de Energías renovables participar en el Mercado Eléctrico Español (OMEL), bajo las reglas del Mercado, siendo éste un paso fundamental para que las Energías renovables sean consideradas similares a las convencionales en términos de su capacidad de gestión, contribuyendo a asignar eficientemente los costes del Mercado, y reduciendo la supervisión administrativa en la determinación de los precios de la electricidad.

W2M actúa como Agente del Mercado, ofreciendo a medianos y pequeños generadores la posibilidad de acceder al Mercado de modo que puedan alcanzar las oportunidades existentes en los mercados potenciales, aprovechándose de las capacidades, recursos y conocimiento técnico de W2M. Consecuentemente, los Parques eólicos cuya producción es gestionada por W2M en OMEL obtienen, debido a la oferta estratégica y de optimización de W2M (reducción de los

desvíos cometidos en las ofertas del Mercado diario con nuevas ofertas en los Mercados intradiarios aplicando predicciones más actualizadas y precisas y participando en Mercados OTC), y a los precios extraordinariamente altos del pool en 2005, un beneficio un 20% mayor que el de aquellos productores que reciben una tarifa fija por su producción energética (Tarifa Regulada).

Y el proyecto de W2M aún está desarrollándose; actualmente, estamos presentes en el Sistema energético francés, y participamos también en el Mercado de servicios complementarios. Haremos frente a cada nuevo desafío obteniendo el máximo beneficio posible para los clientes de las oportunidades que se presenten.

Para finalizar, recordemos las principales conclusiones a las que ha llegado W2M, basadas en la experiencia adquirida durante los últimos meses:

- Un correcto desarrollo del Sector eólico sólo tendrá lugar si se logra:
 - La incorporación de las energías renovables en el Sistema eléctrico.
 - La gestión optimizada de las instalaciones generadoras existentes, mediante su incorporación al Mercado eléctrico y su adaptación tecnológica.
 - Desarrollo de la promoción independiente.
- Una reacción sostenible del Sector eléctrico frente al crecimiento de la demanda debe incorporar a la energía eólica como otro componente más del mix energético del país.
- España se encuentra en buena posición para liderar el desarrollo industrial de un sector con tanto potencial como la energía eólica. No existe tecnología alguna en la que tengamos una posición mundial tan fuerte como en la energía eólica.

Para concluir, nos gustaría volver a destacar que la industria eólica se encuentra en una posición que le permite incorporarse al Sistema y Mercado eléctrico de una forma eficiente, mediante la utilización de las herramientas adecuadas, con la única limitación del viento disponible. ■