

# **La integración de las energías renovables en el sistema eléctrico**

**Alberto Carbajo Josa**

Documento de trabajo 176/2012



## Alberto Carbajo Josa

Ingeniero de Minas por la Universidad Politécnica de Madrid y licenciado en Ciencias Económicas por la Universidad Autónoma de Madrid.

En la actualidad es director general de Operación de Red Eléctrica de España, S.A. Fue director general de la Oficina de Compensaciones del Sector Eléctrico (OFICO) y posteriormente director general de Minas e Industrias de la Construcción del Ministerio de Industria y Energía. Ha sido miembro de los consejos de administración de ENDESA y Petronor y consejero de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional. Ha realizado consultorías para la Unión Europea así como para el Banco Mundial. Fue directivo de Regulación Internacional de la Corporación de Unión Fenosa.

Es profesor asociado en el departamento de Sistemas Energéticos de la E.T.S. de Ingenieros de Minas de Madrid y profesor del máster de Energías Renovables de la Escuela de Organización Industrial.

Ninguna parte ni la totalidad de este documento puede ser reproducida, grabada o transmitida en forma alguna ni por cualquier procedimiento, ya sea electrónico, mecánico, reprográfico, magnético o cualquier otro, sin autorización previa y por escrito de la Fundación Alternativas.

© Fundación Alternativas

© Alberto Carbajo Josa

ISBN: 978-84-92957-82-8

DL: M-2246-2012

Impreso en papel ecológico 

## Contenido

|                                                                                                                             |           |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Resumen ejecutivo .....</b>                                                                                              | <b>5</b>  |
| <b>1. Contexto español de la electricidad .....</b>                                                                         | <b>7</b>  |
| <b>2. La Ley del Sector Eléctrico y la garantía de suministro.....</b>                                                      | <b>11</b> |
| 2.1 La garantía de suministro .....                                                                                         | 11        |
| 2.2 La garantía de suministro como bien público .....                                                                       | 13        |
| 2.3 La ley del sector eléctrico y la operación del sistema .....                                                            | 14        |
| <b>3. La práctica imposibilidad de almacenamiento de la energía eléctrica .....</b>                                         | <b>16</b> |
| 3.1 El equilibrio generación y demanda.....                                                                                 | 16        |
| 3.2 Los servicios de ajuste del sistema .....                                                                               | 17        |
| <b>4. Las energías renovables.....</b>                                                                                      | <b>18</b> |
| 4.1 La necesidad de un mix de generación más limpio, sin emisiones de CO <sub>2</sub> .....                                 | 18        |
| 4.2 Las energías renovables. Sus características desde el punto de vista de la<br>integración en el sistema eléctrico ..... | 21        |
| 4.3 La gestionabilidad .....                                                                                                | 22        |
| <b>5. La integración en el sistema eléctrico.....</b>                                                                       | <b>26</b> |
| 5.1 Las dificultades de integración de las energías renovables derivadas del sistema<br>español.....                        | 26        |
| 5.2 Las dificultades inherentes a las propias energías renovables .....                                                     | 29        |
| <b>6. Las soluciones a las dificultades de integración .....</b>                                                            | <b>36</b> |
| 6.1 Las soluciones planteadas para maximizar, en condiciones de seguridad, la<br>integración de renovables .....            | 36        |
| 6.2 La generación de respaldo. Sus perspectivas de utilización y régimen operativo ..                                       | 51        |
| <b>7. Los vertidos de energía renovable .....</b>                                                                           | <b>56</b> |
| 7.1 Los eventuales vertidos de energía renovable .....                                                                      | 56        |
| 7.2 Posibles soluciones para minimizar los vertidos.....                                                                    | 61        |
| <b>8. Resumen y recomendaciones .....</b>                                                                                   | <b>67</b> |
| <b>Bibliografía .....</b>                                                                                                   | <b>71</b> |
| <b>Índice de Tablas, Gráficos e Imágenes .....</b>                                                                          | <b>72</b> |

## **Siglas**

|         |                                                                                |
|---------|--------------------------------------------------------------------------------|
| ACER    | Agency for the Cooperation of European Regulators                              |
| CECRE   | Centro de Control de Régimen Especial                                          |
| CCTG    | Centrales de ciclo combinado                                                   |
| ENTSO-E | European Network of Transmission System Operators for Electricity              |
| MPN     | Modelos de predicción numérica                                                 |
| NIEPI   | Número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en media tensión |
| OMEL    | Operador del mercado eléctrico                                                 |
| OS      | Operador del sistema                                                           |
| PANER   | Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España                       |
| PO      | Procedimientos de operación                                                    |
| RdT     | Red de transporte                                                              |
| RdD     | Red de distribución                                                            |
| REE     | Red Eléctrica de España                                                        |
| TIEPI   | Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión   |
| TSO     | Operador del sistema y gestor de la red de transporte                          |

## La integración de las energías renovables en el sistema eléctrico

**Alberto Carbajo Josa**

Ingeniero de Minas por la Universidad Politécnica de Madrid y licenciado en Ciencias Económicas por la Universidad Autónoma de Madrid

En el presente documento se analiza el impacto técnico sobre el sistema eléctrico de la integración de las energías renovables no gestionables.

- La fuerte penetración prevista de energías renovables no gestionable (eólica y solar) hace prever que el funcionamiento de las centrales de régimen ordinario, especialmente los ciclos combinados, será mucho más variable debido al comportamiento de las fuentes renovables, ya que el despacho de las centrales adscritas al régimen ordinario vendrá condicionado en gran medida por la disponibilidad en cada momento del día de los recursos renovables. La integración masiva de energías renovables supondrá la necesidad de un mayor número de arranques y paradas de los ciclos combinados a la par que un menor número de horas de funcionamiento con el consiguiente aumento de los costes de operación y mantenimiento y el empeoramiento de su rendimiento, incrementándose, por lo tanto, sus costes variables.

Así, con una mayor integración de la generación renovable en el sistema eléctrico, la generación gestionable debe hacer frente en cada momento al denominado requerimiento, es decir, la demanda prevista menos la generación no gestionable. El requerimiento térmico se obtendrá restando adicionalmente la producción hidráulica y de bombeo.

El contexto actual y futuro se caracteriza por una entrada masiva de energía renovable y de carácter estocástico (no gestionable) que tendrá un efecto directo significativo sobre el funcionamiento del sistema eléctrico, especialmente en los siguientes aspectos: necesidad de mayor potencia instalada total en el sistema para cubrir los momentos con bajas disponibilidades de los recursos renovables, un mayor uso de los mecanismos de ajuste del sistema y unos inevitables vertidos de energía renovable para garantizar la seguridad del sistema.

- Con relación a la necesidad de mayor potencia instalada debe ser cubierta con cualquier tecnología gestionable y preferiblemente de características flexibles (tecnologías térmicas e hidráulicas) si bien, dada la dificultad de obtener nuevos emplazamientos hidráulicos, esta potencia se basa en turbinas de gas o ciclos combinados consumiendo gas natural para cumplir una doble función, por un lado la cobertura de las horas de mayor demanda del año y por otro, debido a las características de arranque rápido (sobre todo las primeras), la aportación a la regulación del sistema y al previsible aumento de las necesidades de la reserva de operación para afrontar con garantía cambios bruscos de producción de tipo variable, máxime teniendo en cuenta el incremento previsto de la penetración de energía eólica y solar.

La volatilidad y dificultad de previsión de la producción no gestionable implica que el Operador del Sistema debe disponer en todo momento de la capacidad de generación gestionable, suficiente para hacer frente a una variación importante de la previsión de dicha generación. Esta necesidad es importante en el horizonte entre las 4-5 horas, que es el tiempo de arranque (y por tanto, sin margen de maniobra para el Operador del Sistema) de los ciclos combinados desacoplados de la red. Los elevados errores de previsión de producción renovable, si bien con el tiempo se van moderando, y de demanda en este horizonte temporal requieren de la misma disponibilidad de potencia garantizada.

Por tanto, se preve un mayor uso de los mecanismos de ajuste del sistema (corrección de desvíos y reserva terciaria) debido a las desviaciones con respecto al programa de generación de la procedente de fuentes renovables por errores de su previsión.

La introducción masiva de generación renovable, en horas de baja demanda, puede suponer una necesidad de reducir la energía a producir por las centrales de producción con fuentes de energía renovable no gestionable, para mantener el equilibrio generación-demanda para garantizar la seguridad del sistema en todo momento, son los denominados vertidos de energía renovable.

Ante excesos de producción sobre los valores de equilibrio determinados por la demanda solo cabe hacer, o bien incrementar los consumos después de haber desarrollado medidas de gestión de la demanda, esto es desplazar consumos desde las horas de más alta demanda a las más bajas, aumentar las exportaciones para lo que será preciso incrementar las capacidades de las interconexiones con Europa, o almacenar la energía mediante baterías, instalaciones de aire comprimido o de bombeos, que aprovechan los excedentes de producción en horas de baja demanda para en centrales reversibles, subir el agua al embalse superior.

- Los almacenamientos presentan numerosas ventajas para el sistema español. Por una parte, constituyen potencia firme que reduce las necesidades de instalación de potencia térmica de respaldo, y por otra, permiten utilizar los excedentes de energía previamente almacenados por no haber sido posible su integración en el sistema eléctrico y aprovecharlos en hora punta, sustituyendo a generadores térmicos. Por su elevada flexibilidad son un elemento esencial para una máxima integración en el sistema eléctrico de la energía procedente de fuentes intermitentes de difícil predicción.

## 1. Contexto español de la electricidad

El objetivo de un sistema de suministro de energía eléctrica es siempre el abastecimiento, en tiempo real, de la demanda de energía. Para ello, todos los sistemas de suministro de electricidad cuentan con un parque de generación de energía eléctrica cuya composición, en términos de fuente de energía, evoluciona en función de muchos factores (características de la curva de demanda, independencia energética, competitividad de los precios de la energía, respeto al medioambiente...). En función de estos factores, los gobiernos de las naciones dan señales económicas a los propietarios de las centrales de generación para tratar de llevar a cabo sus políticas energéticas.

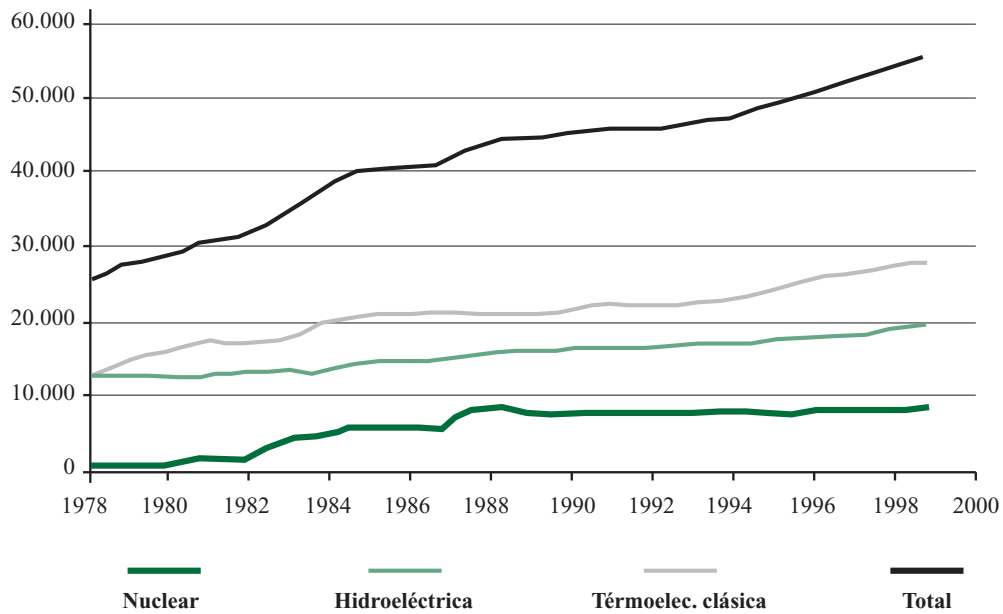
En el caso español, en los inicios del uso de la electricidad como medio de suministro de energía, el parque de generación de electricidad se apoyaba únicamente en centrales hidráulicas y de carbón. Estas últimas se aprovisionaban mayoritariamente de carbón importado del Reino Unido debido a la inferior calidad energética del carbón nacional frente al inglés.

El primer cambio en el esquema de generación de electricidad en España fue consecuencia de la primera Guerra Mundial. En efecto, durante este periodo, las importaciones de carbón desde el Reino Unido se vieron reducidas con lo que, tratando de reducir la dependencia del carbón inglés, se apostó por el petróleo mediante la construcción de centrales de fuel.

La elevada dependencia energética de España (el 80% de la energía consumida en España hoy en día proviene de fuentes de energía extranjeras) debido a la escasez de recursos energéticos nacionales, la convierte en un sistema altamente sensible a las crisis energéticas. Con la primera crisis del petróleo, el sistema eléctrico español reestructuró su parque de generación haciendo fuertes inversiones en construcción de centrales de producción de energía nuclear y de carbón, aumentando la diversificación de sus fuentes primarias. El *boom* industrial español y las centrales de producción eléctrica existentes generaron un nivel de sobreequipamiento que, unido a la segunda crisis del petróleo, provocó el parón en la construcción de centrales nucleares y de fuel. En el Gráfico 1 se muestra la evolución que ha llevado la potencia instalada en España hasta el año 2000.

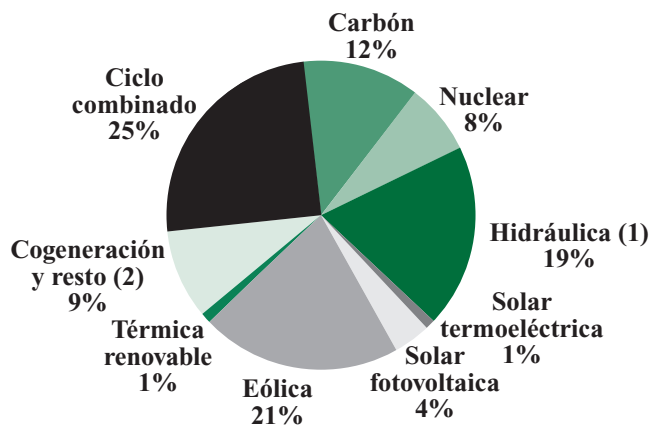
Tras la segunda crisis del petróleo, el mix de generación española se ha mantenido estable hasta los últimos 10 años, en los que se han hecho fuertes inversiones en renovación del parque de generación promoviendo la construcción de centrales con tecnologías de ciclo combinado y de energía de origen renovable (notablemente eólico y solar) más respetuosas con el medio ambiente buscando una mayor independencia energética en nuestro sistema eléctrico y la consecución del objetivo europeo 20/20/20.

**Gráfico 1. Evolución de la potencia instalada en España hasta el año 2000**



Fuente: REE (Red Eléctrica de España)

**Gráfico 2. Potencia instalada a 31 de diciembre de 2011 (100.576 MW)**

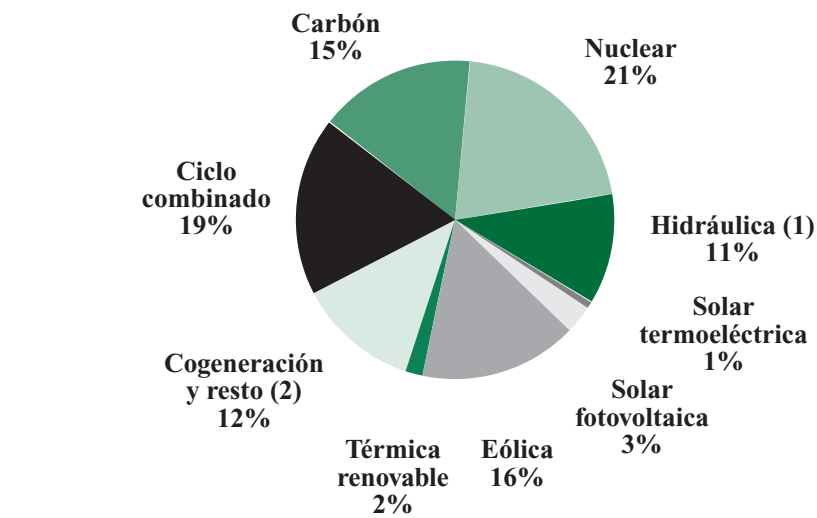


(1) Incluye la potencia de bombeo puro (2.747 MW).

(2) Incluye fuel/gas y térmica no renovable.

Fuente: REE

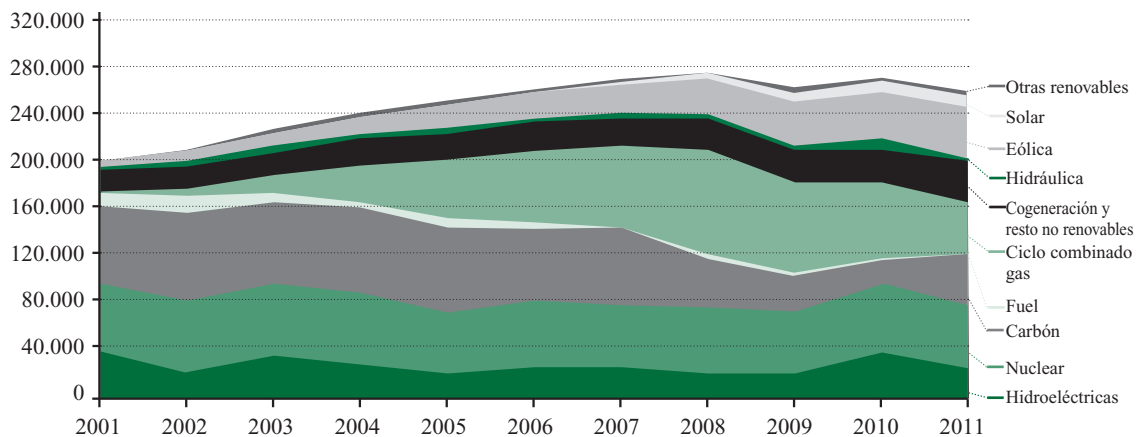
Gráfico 3. Cobertura de la demanda anual



(1) No incluye la generación bombeo.  
(2) Incluye fuel/gas y térmica no renovable.

Fuente: REE

Gráfico 4. Evolución del mix de generación español



Fuente: REE

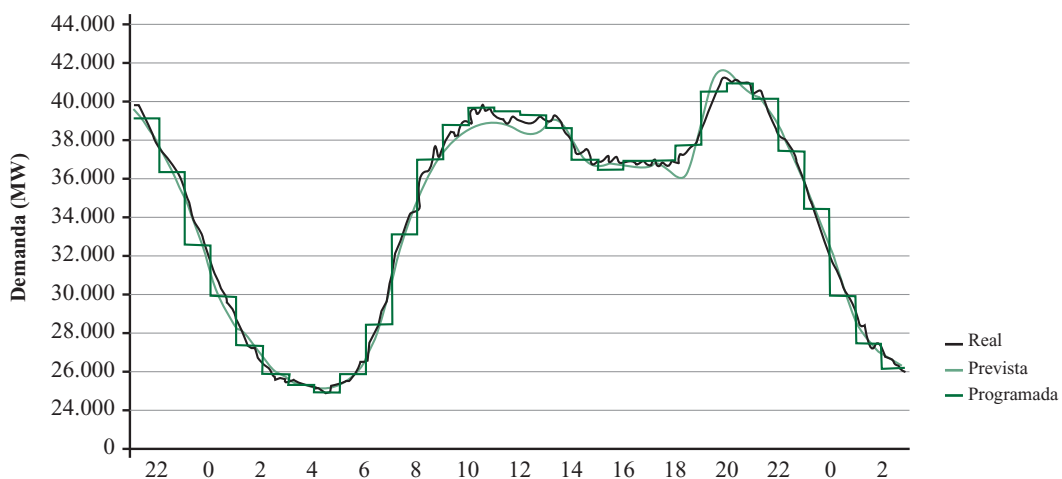
Mediante este mix, el sistema eléctrico español cubre la demanda de energía en tiempo real. Los distintos tipos de tecnología se combinan de manera coordinada para satisfacer la curva de la demanda de energía. Tanto el TSO (*transmission system operator*; operador

del sistema y gestor de la red de transporte) como las centrales de generación hacen sus previsiones de la demanda para el día siguiente de manera que, en el mercado diario, los generadores realizan sus ofertas de energía para cada hora del día siguiente resultando, tras la casación realizada por OMEL (operador del mercado eléctrico), la programación inicial de la cantidad de energía que hay que producir el día siguiente. La curva de demanda española, como puede apreciarse más abajo, se divide en tres etapas: horas valle, horas llano y horas punta:

- Las horas valle son aquellas en las que la demanda baja a su mínimo. En estas horas de funcionamiento, las centrales de base son las de costes variables muy bajos, como, por ejemplo, las centrales nucleares y las renovables, que sí tienen recurso primario disponible. Adicionalmente, durante estas horas las centrales de bombeo consumen energía eléctrica bombeando agua a sus depósitos para, a posteriori, turbinar de nuevo el agua generando energía eléctrica.
- Las horas punta son aquellas en las que se da la máxima demanda de energía (punta histórica española: 44,9 GWh), en estas horas en las que la demanda aumenta de forma más acelerada se emplean tecnologías de arranque rápido (centrales de punta) para seguir el desarrollo de la curva.
- Las horas llano se corresponden con el resto de las horas del día durante el cual la demanda de energía permanece a un valor moderado, esta demanda de energía que varía cada instante se cubre con las centrales de tecnología regulable y con las centrales de base.

Los periodos de estas tres etapas y los valores de energía demandada varían tanto en función de la estación del año como del día de la semana.

**Gráfico 5. Curva de la demanda**



Fuente: REE

## 2. La ley del sector eléctrico y la garantía de suministro

### 2.1 La garantía de suministro

La garantía de suministro es uno de los objetivos básicos de cualquier servicio prestado y un índice para determinar la calidad del servicio. En el contexto eléctrico supone asegurar la continuidad del suministro eléctrico a los consumidores.

La continuidad de suministro viene determinada por el número y duración de las interrupciones, entendiéndose como interrupción de suministro la caída de tensión en un punto de suministro por debajo del 10% de la tensión nominal de la red. Se mide a través de dos indicadores: TIEPI (tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión  $1 \text{ kV} < V \leq 36 \text{ kV}$ ) y NIEPI (número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en media tensión).

El Consejo de Reguladores del Mercado Ibérico en su propuesta de mecanismo de garantía de suministro presentada en mayo de 2007, define la garantía de suministro enmarcándola en el trinomio seguridad + firmeza + suficiencia; es decir, la garantía de suministro implica disponer de capacidad de producción y procedimientos de operación para garantizar una operación segura en el corto plazo –seguridad–, gestionar la capacidad de producción orientada a garantizar un margen de reserva adecuado en el medio plazo –firmeza– y asegurar la existencia de suficiente capacidad instalada y esperada a futuro para responder a la demanda en el largo plazo –suficiencia–.

Es, por tanto, una de las responsabilidades del operador del sistema que debe estar soportada legislativamente con un marco normativo que fomente la inversión y el desarrollo adecuado del sistema de generación, transporte y distribución.

En el marco regulatorio español abundan las disposiciones normativas para regular la garantía y calidad de suministro, desde la propia Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, de carácter estatal, hasta normativas aprobadas por las comunidades autónomas en al ámbito de sus competencias en materia de calidad de suministro eléctrico, como la Ley 2/2007, de 27 de marzo, por la que se regula la garantía de suministro en la Comunidad de Madrid.

Sin ser la intención de este documento el ahondar en la normativa vigente actual relacionada con la garantía de suministro en España, es importante destacar normativas con influencia significativa en este tema, como son los pagos por capacidad. La garantía de potencia establecía un pago al equipo generador en función de su potencia disponible. El objeto de esta retribución, legislada en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, era proporcionar una señal económica para la permanencia e instalación de capacidad de generación en el sistema eléctrico, con el objeto de conseguir un nivel de garantía de suministro adecuado. Si bien, con ese mecanismo la penalización a los generadores por no disponibilidad en los momentos más necesarios para el sistema no era suficiente. Esta retribución ha sido modificada por normativas posteriores. En la Orden ITC 2794/2007 por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, se regulan los pagos por capacidad y se establecen dos tipos de servicios: el incentivo a la inversión a largo plazo y el servicio de disponibilidad. Para tener derecho al incentivo a la inversión, desde abril de 2009 las instalaciones deberán acreditar una potencia media disponible anual equivalente al 90% de su potencia neta en el periodo tarifario 1. El objetivo del servicio de disponibilidad, servicio todavía en desarrollo, es promover la capacidad a medio plazo mediante el establecimiento de contratos bilaterales entre el operador del sistema y el titular de la instalación.

El servicio de interrumpibilidad es una herramienta de gestión de la demanda para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico en situaciones de emergencia. Consiste en reducir la potencia activa demandada hasta el valor de potencia residual requerida, en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por el operador del sistema, a los consumidores que sean proveedores de este servicio. En cierta forma, por tanto, es un mecanismo para asegurar el suministro eléctrico al conjunto del sistema, a costa de reducir a un número limitado de consumidores calificados como interrumpibles. Este servicio, tal y como hoy se contempla, entró en vigor el 1 de julio de 2008, conforme a la Orden ITC 2370/2007. Los consumidores industriales que reúnen los requisitos definidos en la normativa pasan a ser proveedores de este servicio de operación, previo proceso de habilitación por parte del operador del sistema y formalización de un contrato entre las partes. La Orden ha requerido otros desarrollos normativos para regular las especificaciones técnicas de este servicio, los contratos a firmar con los consumidores y los procedimientos de operación (PO) 14.9 y 15.1, necesarios para su aplicación. A 1 de enero de 2010 se encuentran en vigor 152 contratos de interrumpibilidad en el sistema eléctrico español, de los cuales 142 corresponden al sistema peninsular, 9 al sistema canario y 1 al sistema balear. La potencia interrumpible total disponible al servicio del operador del sistema en periodos de máxima demanda alcanza aproximadamente 2.163 MW, de los cuales 2.112 MW corresponden al sistema peninsular, 49,2 MW al sistema canario y 1,8 MW al sistema balear.

En el contexto de la garantía de suministro cabe señalar, además, la reciente aprobación del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, modificado por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro. Con esta nueva normativa se pretende afianzar la garantía de

suministro del sistema eléctrico español potenciando, dentro del marco del mercado de producción de libre competencia, el funcionamiento de unidades térmicas de producción que utilicen como fuente primaria de energía combustible carbón autóctono. Esta medida temporal de carácter estratégico es una actuación clave dentro del objetivo de reducir la dependencia energética exterior de España, que ante determinadas circunstancias puede resultar un factor de riesgo en la garantía de suministro.

## 2.2 La garantía de suministro como bien público

Los bienes públicos se caracterizan por dos atributos: su “no rivalidad”, esto es, que el consumo del bien por un consumidor no impide su consumo por otro, y su “no exclusión”, que significa que no se puede excluir a un consumidor de su disfrute. Ambas características se ven reflejadas, dentro del suministro de electricidad, en la garantía del suministro eléctrico.

En nuestra sociedad cada día más “electrificada”, la garantía y fiabilidad del suministro eléctrico es un factor clave para el correcto funcionamiento de la sociedad. La interrupción del suministro eléctrico tiene un elevado coste económico y social y prueba de ello son los últimos “apagones” registrados en grandes urbes, como el incidente del verano de 2007 en el núcleo de Barcelona o el corte de suministro a la provincia de Gerona en marzo de 2010.

Si bien el sistema eléctrico europeo es un sistema maduro y fiable, en el que son escasos los grandes incidentes, hay que gestionar adecuadamente el binomio coste-fiabilidad para evitar *black-outs* como el registrado en el verano de 2000 en California. La garantía de suministro debe ser planificada y gestionada por las autoridades competentes en el largo, medio y corto plazo con adecuadas políticas energéticas que conlleven un suficiente plan de inversiones: la incorporación masiva de energía renovable en el sistema, cuyas fuentes primarias de energía no son gestionables por su alta variabilidad y su difícil previsión, es un factor de riesgo adicional al que tienen que hacer frente hoy en día los operadores del sistema; la moratoria nuclear alemana, consecuencia del incidente de la central nuclear de Fukushima, que conllevará el cierre de más de 8.000 MW de centrales nucleares, será sin duda un reto para el sistema eléctrico alemán que puede repercutir en su garantía de suministro; las medidas de ahorro energético y las actuaciones en el ámbito de la gestión de la demanda son actuaciones que mejorarán los márgenes de cobertura y, por tanto, implicarán una mejora en los índices de garantía de suministro.

La disminución del margen de cobertura en el sistema no solo redundará en una disminución de la fiabilidad de suministro, sino también en un encarecimiento de los costes de producción, al tener que disponer de las centrales más caras para cubrir las puntas de demanda.

En España, la escasa inversión en nuevas centrales de producción durante la década de los noventa llevó al sistema a una situación extrema en el invierno de 2001, donde la falta evidente de generación disponible para cubrir la demanda eléctrica obligó al operador del sistema a aplicar deslastre de cargas en las zonas Centro y Levante para evitar el colapso de tensión. La instalación de nuevos ciclos combinados, más de 20.000 MW en los últimos 12 años, ha incrementado notablemente el margen de cobertura del sistema y a día de hoy no parece ser un problema en el corto-medio plazo.

La sociedad actual demanda índices de calidad de suministro cada vez más elevados, si bien es necesario valorar esto desde el punto de vista económico y encontrar el óptimo entre la calidad de suministro y el coste económico, que en última instancia siempre repercute en los propios ciudadanos.

## **2.3 La ley del sector eléctrico y la operación del sistema**

El desarrollo normativo del sector eléctrico en los últimos años ha consistido principalmente en la trasposición de directivas europeas a leyes españolas.

La primera Directiva Europea del Mercado Interior de la Electricidad (Directiva Europea 96/92), publicada en 1996, sienta las bases de la liberalización del mercado eléctrico. Entre otras, esta Directiva Europea establece normas relativas a la nueva organización y funcionamiento del sector. En particular, establece normas comunes para la coexistencia de actividades reguladas (transporte y distribución) y actividades no reguladas (generación y comercialización).

A partir de esta primera Directiva, que se traspuso en 1997 en la Ley del Sector Eléctrico (Ley 54/1997) y en el Real Decreto de Organización del Mercado (RD 2019/1997), en España se produjo la desverticalización de las empresas eléctricas, separándose las distintas actividades de la cadena de valor (generación, transporte, distribución, comercialización, operación del sistema y operación del mercado) y se desarrollaron las reglas de funcionamiento del mercado y los procedimientos de operación.

La segunda Directiva Europea del Mercado Interior de la Electricidad (Directiva Europea 2003/54), que derogó en 2003 a la Directiva 96/92, aborda problemas estructurales relativos al funcionamiento del mercado, haciendo hincapié en la separación de actividades y estableciendo requisitos de independencia del TSO y de las autoridades reguladoras nacionales con el resto de actividades de la cadena de valor.

A partir de esta segunda Directiva, que se traspuso en 2004 en el Real Decreto de Régimen Especial (RD 436/2004) y en el Real Decreto de Restricciones Técnicas (RD 2351/2004),

se desarrolló, entre otras, la legislación necesaria para la creación del MIBEL (Mercado Ibérico de la Electricidad) y la consecuente modificación de la Ley del Sector Eléctrico en 2007 (Ley 17/2007).

La tercera Directiva Europea del Mercado Interior de la Electricidad (Directiva Europea 2009/72), que entró en vigor en 2011 derogando a la anterior Directiva, aún está pendiente de trasposición al marco normativo español. En esta directiva, entre otros asuntos, se define el proceso de creación del Mercado Interior de la Electricidad (MIE). En este proceso, la nueva asociación de Reguladores Europeos (ACER, Agency for the Cooperation of European Regulators) redactará una serie de directrices en relación con distintos aspectos de relevancia (definidos por la Comisión Europea) en las que se apoyará la asociación de TSO Europeos (ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity) para la elaboración de los códigos de red que regularán el funcionamiento del MIE, una vez aprobados por el Parlamento Europeo.

Desde el punto de vista de la operación del sistema en España, los reales decretos y las órdenes ministeriales que aplican a esta actividad se desarrollan en lo que se llaman procedimientos de operación. Estos procedimientos de operación son aprobados por resolución ministerial y se estructuran en 15 tipos distintos en función del tema que tratan.

### **3. La práctica imposibilidad de almacenamiento de la energía eléctrica**

#### **3.1 El equilibrio generación y demanda**

Una de las características de la energía eléctrica es que no puede almacenarse como tal a gran escala a día de hoy. Esto supone que para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico debe existir un equilibrio dinámico permanente entre producción y consumo. Cualquier desequilibrio entre demanda y generación se traduce en un desvío de frecuencia respecto a su valor nominal, -50 Hz. Este desvío es tanto mayor cuanto mayor sea el desequilibrio generación-demanda y menor sea la inercia del sistema.

El sistema eléctrico peninsular español forma parte del sistema interconectado europeo que abarca la mayor parte de la Europa Continental hasta Polonia y Grecia, y también está conectado con Marruecos, Argelia y Túnez a través de dos cables submarinos de 400 kV bajo el estrecho de Gibraltar. Este sistema funciona en tiempo real mediante un principio de solidaridad que las leyes físicas imponen entre los diferentes subsistemas –países– que lo componen, minimizando la repercusión de los posibles incidentes al apoyarse mutuamente entre ellos. En todo este sistema síncrono el valor de la frecuencia es el mismo.

Por otro lado, los procedimientos de operación recogen respectivamente las características de los servicios complementarios de regulación primaria, secundaria y terciaria en el sistema eléctrico peninsular español así como se determina en ellos.

El procedimiento de operación 7.1 determina que la regulación primaria de los grupos generadores debe permitir establecer un estatismo en su regulador de manera que puedan variar su carga en un 1,5% de la potencia nominal. La variación de potencia resultante debe realizarse en quince segundos ante perturbaciones que provoquen desvíos de frecuencia inferiores a 100 mHz y linealmente entre quince y treinta segundos para desvíos de frecuencia entre 100 y 200 mHz. La insensibilidad de los reguladores de los grupos debe ser inferior a  $\pm 10$  mHz y la banda muerta voluntaria nula.

Cabe destacar, dentro de la apuesta de la Unión Europea por la integración real y efectiva de mercados y la implantación del mercado único europeo, que se está trabajando muy activamente dentro de las organizaciones europeas de reguladores –ACER– y Operadores

del Sistema –ENTSO-E– en el establecimiento de mecanismos transfronterizos de energías de balance y reserva que redunden en un mercado eléctrico más competitivo. Los servicios transfronterizos de balance permitirán, entre otras cosas, una mayor y más segura integración de energías renovables.

### 3.2 Los servicios de ajuste del sistema

Los servicios de ajuste gestionados por el operador del sistema tienen por finalidad adaptar los programas de producción resultantes de la contratación de energía para garantizar el cumplimiento de las condiciones de calidad y seguridad requeridas para el suministro de energía eléctrica.

De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1454/2005, los servicios de ajuste del sistema están constituidos por:

- La resolución de restricciones técnicas identificadas en los programas resultantes de la contratación bilateral física y los mercados de producción (diario e intradiario), así como todas aquellas restricciones técnicas que puedan presentarse durante la propia operación en tiempo real.
- Los servicios complementarios: a) los asociados a la regulación frecuencia-potencia (reserva primaria, secundaria y terciaria) b) el control de tensión de la red de transporte y c) reposición del servicio.

El proceso de gestión de los desvíos entre generación y consumo, como medio imprescindible para garantizar el equilibrio entre la producción y la demanda, debe asegurar la disponibilidad en todo momento de las reservas de regulación requeridas. En términos económicos, el conjunto de servicios de ajuste del sistema tiene una incidencia muy reducida sobre el coste del suministro eléctrico, sin embargo, como ya se ha comentado, son vitales para garantizar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico.

La liquidación de los servicios de ajuste y de la gestión de desvíos generación-consumo, desde el 1 de junio de 2006, la realiza el operador del sistema, junto con la liquidación de los desvíos respecto a programa y del término de pagos por capacidad.

El ámbito temporal de aplicación de los servicios de ajuste del sistema es el horizonte diario (resolución de restricciones técnicas de los programas de producción diarios, consignas diarias de control de tensión y asignación de banda de regulación secundaria) y el horizonte temporal posterior a los intradiarios (uso de energía secundaria, terciaria y gestión de desvíos, resolución de restricciones en tiempo real y reposición del servicio).

## 4. Las energías renovables

### 4.1 La necesidad de un mix de generación más limpio, sin emisiones de CO<sub>2</sub>

Se liga el cambio climático al calentamiento global de la tierra debido al efecto invernadero provocado por la elevada concentración de CO<sub>2</sub> alcanzada en la atmósfera. En esta elevada concentración influye de manera notable la utilización de combustibles fósiles en la generación de electricidad y en el transporte.

En la Unión Europea, la necesidad de protección medioambiental y la política energética ha llevado a establecer los llamados objetivos 20/20/20 en el horizonte del año 2020.

En el sector del transporte, otro sector que se encuentra entre los principales responsables de las emisiones contaminantes, la utilización del vehículo eléctrico será clave para poder reducir de una manera drástica el nivel de las mismas, siempre que la producción de la electricidad se realice mediante fuentes no emisoras.

Por otra parte, en el sector industrial los Estados han venido basando los objetivos de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> fundamentalmente en la actividad de generación eléctrica, sector en el que el coste marginal de reducción es más elevado y el riesgo de deslocalización más reducido.

La electricidad es, pues, un vector energético que por sus características desempeña un papel fundamental con participación creciente en el consumo final de energía. La producción de electricidad se ha de desenvolver en un triple compromiso entre seguridad de suministro, sostenibilidad medioambiental y competitividad económica. En efecto, la producción de electricidad tiene unas implicaciones medioambientales cuyo análisis riguroso requiere evaluar éstas en todas y cada una de las fases del ciclo de vida del kWh. Nos centramos aquí exclusivamente en las emisiones contaminantes resultado de la actividad de generación eléctrica.

Las principales emisiones contaminantes derivadas de la actividad de generación eléctrica son resultado de la utilización en las centrales de combustibles fósiles mediante combustión. Las emisiones gaseosas de CO<sub>2</sub> tienen un efecto global, aunque inocuo para la salud humana, uno de los principales causantes del efecto invernadero.

**Tabla 1. Valores de referencia de emisiones para distintas tecnologías de generación sin instalación de limpieza de gases**

|                | Emisión CO <sub>2</sub> | Emisión SO <sub>2</sub> |                       | Emisión NO <sub>x</sub> |                       | Emisión Partículas |                       |
|----------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|--------------------|-----------------------|
|                | (g/kWh)                 | (g/kWh)                 | (mg/Nm <sup>3</sup> ) | (g/kWh)                 | (mg/Nm <sup>3</sup> ) | (g/kWh)            | (mg/Nm <sup>3</sup> ) |
| Ciclo comb. GN | 350                     | 0,004 - 0,02            | < 5                   | 0,15 - 1,2              | < 50                  | 0,004 - 0,02       | < 5                   |
| Central Carbón | 950 - 1.100             | 0,5 - 5                 | 800 - 3.000           | 0,4 - 4                 | 500 - 2.000           | 0,2 - 0,8          | < 80                  |
| GICC           | 780                     | 0,04 - 0,1              | 15 - 35               | 0,3 - 0,45              | 120 - 160             | 0,02 - 0,04        | < 4                   |

Fuente: REE

Las emisiones de gases acidificantes y eutrofizantes como los NO<sub>x</sub> (gases precursores del ozono troposférico) y el SO<sub>2</sub> y las emisiones de partículas sólidas tienen efectos locales y regionales.

Las emisiones de carácter ácido, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, se pueden controlar de manera casi total empleando combustibles más limpios y, sobre todo, instalando plantas limpiadoras de gases. El único problema es el incremento de los costes de producción debido a los costes de inversión y de los productos a adicionar con la consiguiente pérdida de competitividad relativa.

En la Tabla 1 se reflejan los valores de referencia de emisiones para distintas tecnologías de generación sin instalación de limpieza de gases.

### A) Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> en la generación con combustibles fósiles

- En primer lugar, salvo las propias limitaciones de las distintas tecnologías, se puede emplear medios de generación que no impliquen combustión como la generación nuclear y la generación con energías renovables del tipo hidráulica, eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, etc.
- En su estado actual, la generación nuclear presenta un problema de sostenibilidad, pues no habiendo encontrado aún una solución satisfactoria a los residuos de alta actividad, se enfrenta a una falta de aceptación social a la que se une, para la futura generación nuclear, una dudosa competitividad económica, dadas las costosas inversiones en medidas de seguridad que ha de acometer. En el futuro habrá que esperar a que el desarrollo previsto de las nuevas generaciones III y IV de centrales nucleares se realice con éxito solventando los problemas anteriormente mencionados. No obstante, el actual parque nuclear español resulta altamente competitivo en comparación con el resto de las tecnologías.

En cuanto a las energías renovables, en el futuro, su crecimiento estará condicionado por el desarrollo de sistemas de almacenamiento. En cualquier caso, una generación eléctrica 100% renovable no parece viable.

- Emplear procesos de combustión de mayor eficiencia que reducen las emisiones
  - Centrales de ciclo combinado de gas natural (presentan mayor eficiencia y emplean un combustible, el gas natural, con menor porcentaje de carbono).
  - Centrales ultrasupercríticas de carbón y futuros ciclos combinados supercríticos.
  - Centrales GICC (gasificación integrada en ciclo combinado).
- Captura y almacenamiento del CO<sub>2</sub> (CCS)

Existen tres tecnologías de captura de CO<sub>2</sub>: la oxidación, la precombustión y la denominada poscombustión, pero ninguna de ellas se muestra, a priori, como ganadora. En cuanto al almacenamiento de CO<sub>2</sub>, la disponibilidad de depósitos geológicos adecuados en distancias no muy lejanas de las centrales actúa como un factor limitante para la implantación de instalaciones de CCS.

#### B) Reducción de emisiones ácidas en la generación con combustibles fósiles

- Emisiones de SO<sub>2</sub>
  - Mediante el empleo de la tecnología GICC.
  - Instalación de plantas de desulfuración de humos que permiten una reducción del 90%.

Las directivas de emisiones industriales limitan las emisiones individuales de SO<sub>2</sub> a las centrales existentes a 400 mg/Nm<sup>3</sup> (200 mg/Nm<sup>3</sup> para centrales nuevas). En España, los grupos de carbón más modernos, con perspectivas de funcionamiento más allá del 2016, ya se han venido dotando de instalaciones de desulfuración.

- Emisiones de NO<sub>x</sub>
  - Empleo de quemadores de bajo NO<sub>x</sub>
  - Instalación de plantas de desnitrificación y gases en las centrales de carbón, en especial las basadas en reducción catalítica selectiva (SCR) permiten una reducción del 90%.

Las directivas de emisiones exigen nuevos retos en cuanto a la reducción de emisiones de NO<sub>x</sub> a las centrales de carbón a partir de 2016, situándolas por debajo de los 200 mg/Nm<sup>3</sup> (1.200 mg/Nm<sup>3</sup> en carbones de menos del 10% MV) lo que obliga a equipar estas con instalaciones de desnitrificación.

Los procesos químicos de la desulfuración y desnitrificación encarecen y reducen la flexibilidad operativa de las centrales de carbón.

## **4.2 Las energías renovables. Sus características desde el punto de vista de la integración en el sistema eléctrico**

El desarrollo de energías renovables constituye uno de los puntos principales en la política energética en España, marcada por la necesidad de disminuir la dependencia energética del exterior (importamos un 80% de nuestras necesidades en energía primaria, mientras que la media europea está en el entorno del 50%), así como de disminuir las emisiones de carbono y de cumplir con los compromisos medioambientales y de eficiencia contraídos (Kioto y objetivos 20-20-20 motivados por la Directiva 28/CE/2009).

Las energías renovables se han implantado de manera significativa en el sistema eléctrico español, en especial la generación eólica, que con una potencia instalada a finales del año 2010 de 19.976 MW es la segunda tecnología con mayor potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular español, tan solo por detrás de las centrales de gas de ciclo combinado. Por otra parte, no hay que olvidar que la generación hidráulica convencional, con una potencia instalada a finales del año 2010 de 16.657 MW es la tercera tecnología de generación en potencia instalada, aunque no ha habido aumentos significativos en los últimos años. Otras tecnologías renovables, como la solar fotovoltaica con 3.602 MW de potencia instalada a finales del año 2010 o la solar térmica con 630 MW en el mismo año, han adquirido relevancia en el parque generador. El resto de tecnologías renovables implantadas en España tienen mucho menor peso en el mix de producción. Estas tecnologías son la biomasa, la mini-hidráulica o la incineración de residuos de naturaleza renovable. La perspectiva para los próximos años, según el último borrador del Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-2020 con fecha del 6 de mayo de 2011 es de crecimiento sostenido en tecnologías renovables exceptuando la hidráulica convencional, hasta alcanzar alrededor de 35.750 MW de generación eólica tanto terrestre como marina, 7.250 MW de generación solar fotovoltaica y 4.800 MW de generación solar térmica en el año 2020.

La capacidad de generación de origen renovable permitió que el 34% de la generación neta anual en el año 2010 (272.982 GWh) fuese renovable, contribuyendo la eólica en un 16%, la hidráulica convencional en un 14%, la solar en un 2%, y el resto de renovables en un 3%. Se espera que en el año 2020 cerca del 40% de la energía eléctrica consumida sea de origen renovable.

Desde el punto de vista de la integración en el sistema eléctrico, la característica principal de la tecnología eólica y solar fotovoltaica es que su régimen de funcionamiento depende exclusivamente de las condiciones meteorológicas existentes en cada emplazamiento. El objetivo de estas tecnologías es transformar en energía eléctrica el máximo producible con las condiciones de sol o viento disponibles, independientemente de las necesidades del sistema eléctrico en ese momento.

Estas condiciones meteorológicas locales son muy variables, lo que se traduce en que la generación que depende de ellas es también variable. Un parque eólico puede permanecer parado debido a la falta de viento y pocas horas más tarde puede producir su potencia nominal debido a un aumento del viento. Esto ocurre con mayor regularidad en el caso de la generación solar fotovoltaica, que durante la noche no produce energía y en días soleados produce prácticamente su potencia máxima en las horas centrales del día. Una consecuencia de este comportamiento es que el factor de utilización de estas tecnologías, la relación entre la energía producida durante un periodo de tiempo determinado y la energía que se hubiera producido si la instalación hubiera generado a plena potencia durante el mismo periodo de tiempo, es bajo. En el caso de la generación eólica es de alrededor del 25% en los parques españoles y de alrededor del 20% en el caso de las plantas fotovoltaicas.

Un factor de utilización bajo implica que para conseguir una penetración determinada en términos de energía se debe instalar una potencia más alta que para tecnologías con factor de utilización alto. En determinadas situaciones, dada la alta potencia instalada, se producirá una simultaneidad en la producción de una tecnología, momentos con situaciones de alto viento en toda la península para la generación eólica o días soleados de verano para la energía solar fotovoltaica, con lo que la producción a integrar en esos momentos será muy alta pudiendo dificultar esta integración, especialmente si la demanda es reducida, como puede ocurrir en horas nocturnas o en las mañanas de determinados domingos o festivos.

Suponiendo que la totalidad de la cobertura de la demanda del año 2010 se hubiera realizado con generación eólica, suponiendo un factor de utilización medio del 25%, debería haber una potencia instalada de 125.000 MW. Dicha potencia instalada habría significado que habría habido momentos con producción eólica de 94.000 MW y otros con producción inferior a 3.000 MW. Para destacar la dificultad que hubiera supuesto la integración de la generación eólica en este supuesto, se observa que la punta de la demanda del sistema peninsular español en 2010 fue de 44.486 MW y la demanda mínima se redujo hasta los 18.212 MW.

### 4.3 La gestionabilidad

Las tecnologías de generación se clasifican fundamentalmente dependiendo de su gestionabilidad. La definición de gestionabilidad se establece en el RD 661/2007, estableciendo como generación no gestionable “aquella cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociadas carecen de la posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo instrucciones del operador del sistema sin incurrir en un vertido de energía primaria, o bien la firmeza de la previsión de producción futura no es suficiente para que pueda considerarse como programa”. En principio, y tal como se esta-

blece en el anexo XI del mencionado Real Decreto, se consideran como no gestionables los generadores de régimen especial con tecnología eólica, solar (térmica y fotovoltaica), geotérmica, de las olas y mareas, de las rocas calientes y secas, oceanotérmica, de las corrientes marinas, así como los generadores hidráulicos fluyentes con potencia instalada inferior a 50 MW; salvo valoración específica gestionable de una planta generadora a realizar por el operador del sistema, con la consecuente aplicación de los requisitos o condicionantes asociados a dicha condición.

La adquisición de la condición de gestionabilidad:

- Tiene implicaciones a efectos del análisis de viabilidad de acceso, ya que no se incorporan las limitaciones en su capacidad instalada asociadas a las plantas no gestionables.
- Es condición indispensable para la participación de las instalaciones de régimen especial en los servicios de ajuste del sistema.

Es por ello que todas aquellas instalaciones de régimen especial que por alguno de estos dos motivos quieran acreditar su carácter gestionable y certificar el cumplimiento de los requisitos o condicionantes asociados a dicha condición deberán solicitar al operador del sistema la realización de una prueba según un protocolo de pruebas de gestionabilidad.

La duración de dicha prueba es de 10 días y, diariamente, a través del centro de control al que esté adscrita la instalación, se deberán enviar tanto previsiones de producción para el día siguiente como dos actualizaciones de la anterior previsión con un horizonte medio de previsión de 6 horas (desde la hora H+3 hasta H+9), separadas un mínimo de 6 horas.

Dentro del periodo de 10 días el operador del sistema emitirá:

- a) Una instrucción que supondrá una reducción del 50% del valor de potencia media previsto para esa hora, con el límite del mínimo técnico declarado. La consigna se deberá cumplir en no más de 15 minutos y se mantendrá durante cuatro horas.
- b) Una instrucción de incremento de potencia de al menos el 60% de la energía reducida con la orden de reducción de forma adicional al programa que tenía inicialmente previsto.

Se considerarán superadas las pruebas de gestionabilidad si:

- a) Durante los 10 días se alcanza el nivel de fiabilidad definido en mencionado protocolo de pruebas de gestionabilidad. Esta fiabilidad se determinará contrastando las previsiones enviadas por el centro de control de la instalación durante los 10 días con las entregas reales de energía, en términos de energía horaria utilizando para ello las medidas de contadores de energía horaria liquidable.
- b) La instalación cumple con las instrucciones de reducción y aumento de su producción recibidas.
- c) La calidad de las telemidas recibidas en tiempo real es adecuada.

La generación gestionable es la que debe contrarrestar la variabilidad conjunta de las energías renovables no gestionables y de la demanda, modificando su producción para adaptarla a las necesidades del sistema y mantener en todo momento el equilibrio entre la generación y el consumo.

A fecha de 1 junio de 2011 han superado las pruebas de gestionabilidad 17 instalaciones: cinco hidráulicas, tres cogeneraciones, dos de tratamiento de residuos y siete termosolares. En total, 529 MW de generación de régimen especial han obtenido la condición de gestionables, lo cual supone tan solo un pequeño porcentaje de la potencia instalada de régimen especial, aproximadamente un 1,5%.

Tal y como se muestra en el párrafo anterior, el número de instalaciones de régimen especial gestionables es escaso con lo que, en general la generación de régimen especial no atiende a las necesidades del sistema, salvo en casos excepcionales. Sin embargo, para lograr una mayor integración de energías renovables en el sistema eléctrico es necesario que el sistema disponga de plantas gestionables disponibles con la suficiente flexibilidad y que existan los incentivos económicos suficientes como para que sea rentable para los propietarios de las plantas adaptar su producción a dichas necesidades.

Las plantas de régimen especial que venden su energía mediante una tarifa regulada constante por cada MWh producido no tienen ningún incentivo económico para modificar su producción para producir más energía en las horas con mayores requerimientos de energía. En el caso de las plantas que venden su energía directamente al mercado de producción, el efecto de las primas, bien por compensar la variabilidad del precio de mercado o bien por tener una cuantía un orden de magnitud superior a este, hace que la variabilidad de los precios de mercado tampoco sean un factor relevante para maximizar la generación en horas de mayor demanda y, consecuentemente, precio de mercado. Por tanto, las diferencias de precios entre las horas con mayores demandas y las horas con menores demandas no son lo suficientemente significativas como para que las plantas de régimen especial gestionable modifiquen su producción para adaptarse a los mayores precios al tener presumiblemente dichas modificaciones costes superiores a las ganancias obtenidas. Por ello, en el caso de la tecnología termosolar, cuya potencia gestionable representa el 42% de la potencia instalada total, el peso de su retribución dependiente de los precios de mercado es muy pequeño comparado con su retribución total y como consecuencia no adapta su producción a las horas de mayor demanda del sistema.

Todas las instalaciones de régimen ordinario se consideran gestionables según la normativa vigente. Cada tecnología tiene un grado de flexibilidad diferente y unos costes diferentes para lograr dicha flexibilidad. Las principales tecnologías que actualmente modifican su generación para adaptarla a las necesidades del sistema son la generación hidráulica, tanto convencional como de bombeo, y la generación de ciclo combinado de gas natural.

Estas tecnologías utilizan los mercados de servicios de ajuste del sistema para comprar o vender su producción o su reserva y adaptarla a las necesidades del sistema. Para la participación en estos servicios es necesario superar pruebas de participación en cada servicio de ajuste.

## **5. La integración en el sistema eléctrico**

### **5.1 Las dificultades de integración de las energías renovables derivadas del sistema español**

#### **A) El aislamiento del sistema eléctrico español**

La integración de energías renovables en un sistema eléctrico de potencia supone nuevos desafíos en su operación. Algunos de estos están relacionados con las características inherentes del propio sistema. En este sentido, cabe destacar para el caso del sistema eléctrico español el alto grado de aislamiento, que lo convierte prácticamente en una isla energética desde el punto de vista eléctrico.

El grado de interconexión del sistema español con el sistema europeo es muy reducido. Esto se pone de manifiesto con la relación entre la capacidad de importación de energía del exterior y la capacidad instalada, que para el caso de España es inferior al 5%, valor ligeramente superior a la relación del sistema eléctrico del Reino Unido, pero claramente inferior al mínimo exigido en el objetivo establecido por la Comisión Europea (Barcelona, 2002), el cual recomendaba una capacidad de interconexión de al menos el 10% para el año 2005. La mayoría de esta capacidad de interconexión está establecida con el sistema eléctrico portugués, cuyo tamaño es reducido y generalmente presenta las mismas necesidades en el mismo momento que el sistema español. La relación efectiva de interconexión del sistema ibérico con el sistema eléctrico europeo es del 1,5%, utilizando el mismo cálculo que en la ratio anterior, pero teniendo en cuenta tan solo la capacidad de importación a través de la frontera francesa.

Por lo tanto, el incremento de la capacidad de interconexión con el sistema europeo se ha convertido en uno de los objetivos principales de Red Eléctrica de España como operador del sistema. Cabe destacar que a medio plazo (horizonte 2014) está prevista la construcción de una nueva interconexión con Francia en corriente continua que prácticamente duplicará la actual capacidad de interconexión. Esta nueva interconexión, junto con el establecimiento de un Mercado Interior de la Electricidad para Europa permitirá la integración más eficiente de energías renovables. Sin embargo, esta medida, necesaria como se ha indicado, no deja de ser insuficiente para la integración del gran contingente de generación renovable previsto para horizontes a más largo plazo.

Una mayor capacidad de interconexión entre sistemas eléctricos permite una mayor exportación de energía eléctrica desde el sistema eléctrico con precios de mercado más bajos hacia el sistema eléctrico con precios más altos en ese momento y permitiendo que las fuentes de generación utilizadas sean más baratas en cómputo global. Las líneas de interconexión internacionales permiten exportar una mayor cantidad de generación renovable al resto de Europa en situaciones de demanda reducida y alta generación de origen renovable no gestionable, pudiendo integrar mejor dicha energía al poder contar con la generación gestionable de otros países para compensar su variabilidad. Al interconectar zonas geográficas más amplias, sus condiciones atmosféricas serán con mayor probabilidad diferentes, compensándose la variabilidad de la generación renovable global en términos relativos y facilitando su integración.

## **B) Las dificultades por la morfología de la curva de carga**

La segunda característica propia del sistema eléctrico español que supone un desafío para la integración de energías renovables es la morfología de la curva de carga. Dicha curva varía en función de la época del año, día de la semana, temperatura, etc. Sin embargo, su característica más destacable es la diferencia en el consumo en las horas punta y valle, lo cual se traduce en un elevado valor del cociente entre el máximo y el mínimo consumo (del orden de 1,7, mientras que en otros sistemas eléctricos europeos está en torno a 1,3). Esta característica se explica en gran medida por el relativo bajo peso de la industria española, con consumos que pueden ser mantenidos durante todo el día, dentro del consumo energético español, ya que la demanda doméstica y comercial se concentra en unas determinadas horas del día, mientras que en otras es mucho más baja.

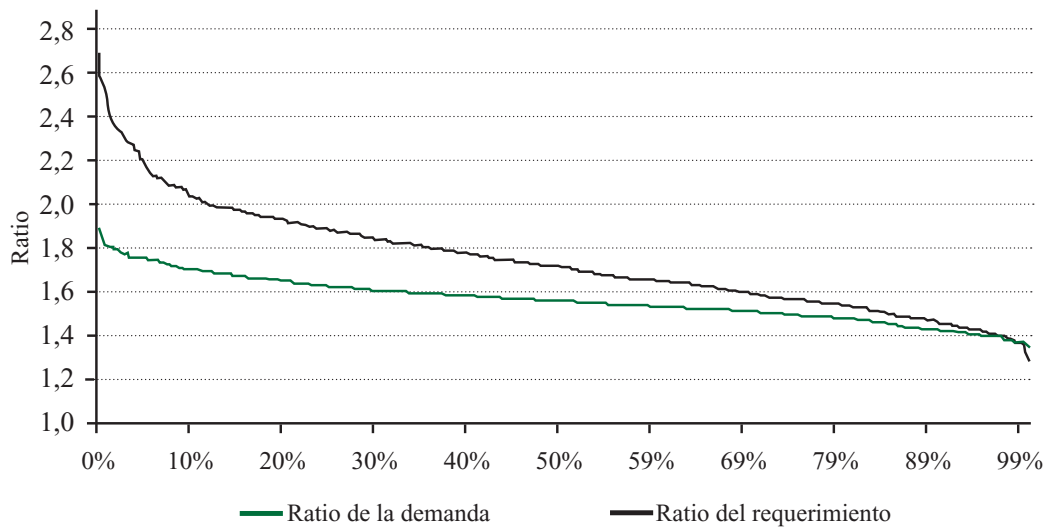
Como consecuencia de esto, las unidades de producción de energía eléctrica gestionables deben funcionar en un régimen más exigente y con una mayor flexibilidad, al ser las encargadas principales de seguir la curva de carga a lo largo del día.

Esta exigencia se ha visto incrementada aún más en los últimos años por el contingente de energías renovables que se ha venido instalando en el sistema y la prioridad de funcionamiento respecto al resto de tecnologías. Sirva como ejemplo el comportamiento de la generación eólica durante los valles de demanda (con mayor probabilidad de producciones elevadas) y durante las puntas de consumo (con mayor probabilidad de producciones menores). En estas ocasiones, una elevada producción de eólica en las horas valle supone un menor hueco para las tecnologías gestionables, lo cual exige que estas trabajen al mínimo técnico de su funcionamiento o incluso, en condiciones extremas, su desconexión de la red. De forma opuesta, en las horas punta, la menor producción de la eólica implica que la cobertura de la demanda deba ser realizada por la generación gestionable.

Con objeto de analizar y cuantificar este efecto, Red Eléctrica de España ha definido un nuevo parámetro para representar el hueco de producción disponible para la generación

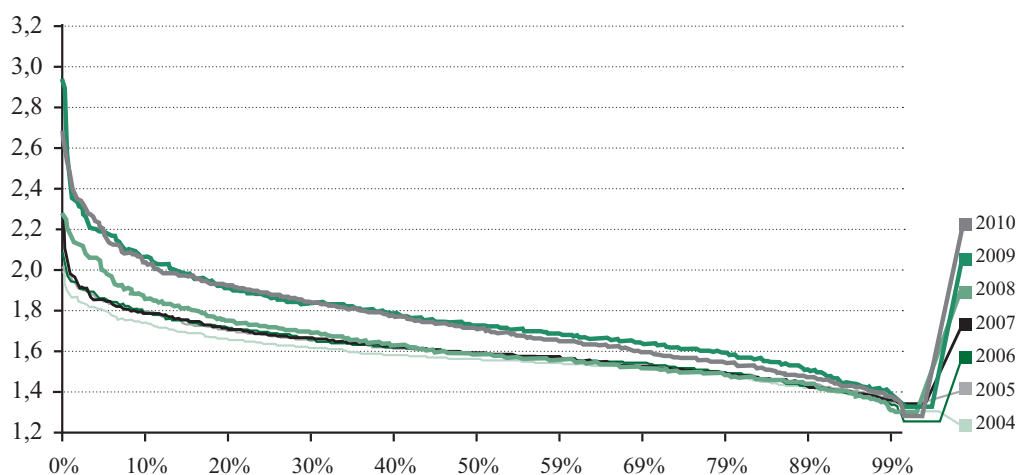
gestionable (Requerimiento para la generación gestionable). Del estudio de este parámetro a lo largo de los últimos años, se ha constatado que la ratio punta-valle típica de este parámetro es claramente superior a la ratio típica de demanda (Gráfico 6) y que, además, cuanto mayor es la integración de energías renovables en el sistema, mayor es dicho valor (Gráfico 7). Se observa que a medida que aumenta la instalación de generación eólica las exigencias sobre la generación gestionable son mayores.

**Gráfico 6. Monótonas de la ratio de la demanda y del requerimiento en el año 2010**



Fuente: REE

**Gráfico 7. Monótonas de la ratio del requerimiento de 2004 a 2010**



Fuente: REE

Todo esto no hace sino confirmar el mayor requisito de flexibilidad para las unidades gestionables y la necesidad de medidas adicionales para la operación del sistema para conseguir una integración eficiente de mayores contingentes de generación renovable no gestionable en el futuro. Escenarios con proporciones muy elevadas de generación renovable no gestionable pueden no ser técnicamente viables desde el punto del balance del sistema si el sistema no cuenta con mayor capacidad para poder integrarlas, conduciendo, por tanto, a frecuentes situaciones de limitación de generación renovable.

## 5.2 Las dificultades inherentes a las propias energías renovables

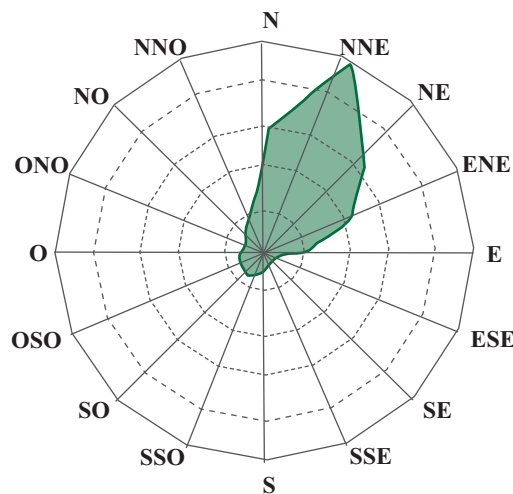
En este apartado se van a introducir algunos conceptos básicos sobre los recursos primarios asociados a las energías renovables que han experimentado un mayor desarrollo en España durante los últimos años: el viento y el sol. La dificultad que las energías renovables presentan para su óptima integración en el sistema eléctrico de potencia se analizan destacando, en primer lugar, la alta incertidumbre asociada a la predicción del recurso primario, para describir a continuación los problemas introducidos por las principales tecnologías de generación.

### A) Dificultades debidas a la variabilidad y difícil predictibilidad del recurso primario

#### • El viento

El viento consiste en masas de aire atmosférico que se desplazan desde las zonas de alta presión a zonas adyacentes de baja presión con velocidades proporcionales al gradiente de presión. Se trata de un fenómeno atmosférico que acumula una gran cantidad de energía cinética, que se puede transformar en energía eléctrica mediante el empleo de aerogeneradores. Es una magnitud vectorial y, por tanto, queda definida por el módulo de su velocidad y su dirección. La rosa de los vientos permite conocer las velocidades y las direcciones dominantes para un periodo de tiempo en una ubicación determinada (Gráfico 8).

**Gráfico 8. Rosa de los vientos en un emplazamiento**

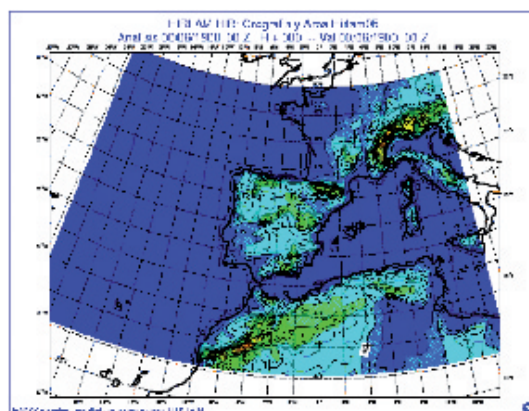


Fuente: REE

Las ecuaciones que modelan los flujos de energía y materia tienen una elevada falta de linealidad, debido a la dinámica caótica característica de la atmósfera. Una primera consecuencia de estos hechos es que los futuros predichos por los modelos de predicción son extremadamente sensibles a los errores en la determinación de las condiciones iniciales en el presente. Por ello, las predicciones meteorológicas están siempre afectadas en mayor o menor medida por la incertidumbre. Desde la década de los ochenta se emplean modelos de predicción numérica (MPN) para realizar cualquier predicción con alcance superior a algunas horas. Un MPN representa la atmósfera real mediante un sistema de puntos dispuestos en rejilla y distribuidos tridimensionalmente abarcando toda la atmósfera (MPN de dominio global) o una porción de la misma (MPN de área limitada, Gráfico 9). Permiten, a partir de unas condiciones iniciales, generar un estado de evolución futuro de la atmósfera, del que se pueden extraer las variables de interés que caracterizan al recurso primario (velocidad y dirección del viento o radiación solar). Las principales limitaciones de los MPN son:

- No simulan adecuadamente los fenómenos en superficie y a escala local, puesto que el tamaño de las rejillas empleadas es demasiado grande para contemplar detalles orográficos que tienen mucha influencia en variables como el viento y las precipitaciones.
- No simulan fenómenos meteorológicos de pequeña escala.
- La resolución espacial y temporal está fuertemente condicionada por el coste computacional necesario para resolver los MPN, por lo que solo es posible contar en la actualidad con un número limitado de predicciones cada día, afectando este hecho, fundamentalmente, a los alcances a corto plazo.

## Gráfico 9. Ejemplo de MPN de área limitada



Fuente: REE

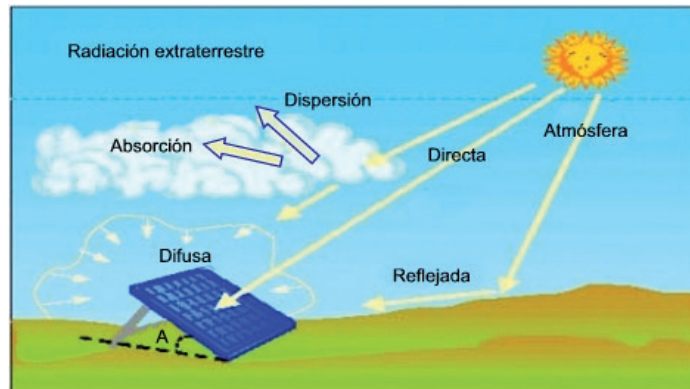
### • Radiación solar

Se denomina radiación solar al conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol, que se caracterizan por su longitud de onda, que varía entre 200 y 4.000 nm (abarcando los espectros ultravioleta, visible e infrarrojo). La radiación solar total que llega al exterior de la atmósfera lo hace en una cantidad fija, llamada constante solar<sup>1</sup>. Se denomina radiación solar directa al porcentaje de radiación solar total que llega hasta la superficie de la Tierra, sin sufrir ninguna dispersión en la atmósfera. En días claros, la radiación solar directa se aproxima al 75% de la radiación solar total. Parte de la radiación solar total es dispersada al entrar en contacto con los diferentes gases que componen la atmósfera (ozono, oxígeno, CO<sub>2</sub>, vapor de agua, nitrógeno y aerosoles), constituyendo la radiación solar difusa. Un porcentaje de la radiación solar que incide sobre la superficie terrestre se refleja en el suelo. La suma de las componentes directa y difusa se denomina radiación solar global (Gráfico 10).

Con los desarrollos tecnológicos actuales, las dos componentes de la radiación solar que se están aprovechando para la generación de energía eléctrica son la radiación solar global (en la tecnología fotovoltaica) y la radiación solar directa (en la tecnología termosolar). Del mismo modo que ocurre con el viento, la predicción de la radiación solar global y la radiación solar directa está asociada con un elevado nivel de incertidumbre. Aunque la radiación solar total en días claros se puede aproximar de forma determinista con expresiones matemáticas, es necesario considerar un conjunto de circunstancias que complican la predicción y que hacen necesario el empleo de modelos de predicción numérica.

<sup>1</sup> La Tierra devuelve al espacio la misma cantidad de energía que recibe, por ello la temperatura media en su superficie se mantiene constante –gracias también a la existencia de la atmósfera– en un valor cercano a los 15 °C.

**Gráfico 10. Componentes de la radiación solar**



Fuente: REE

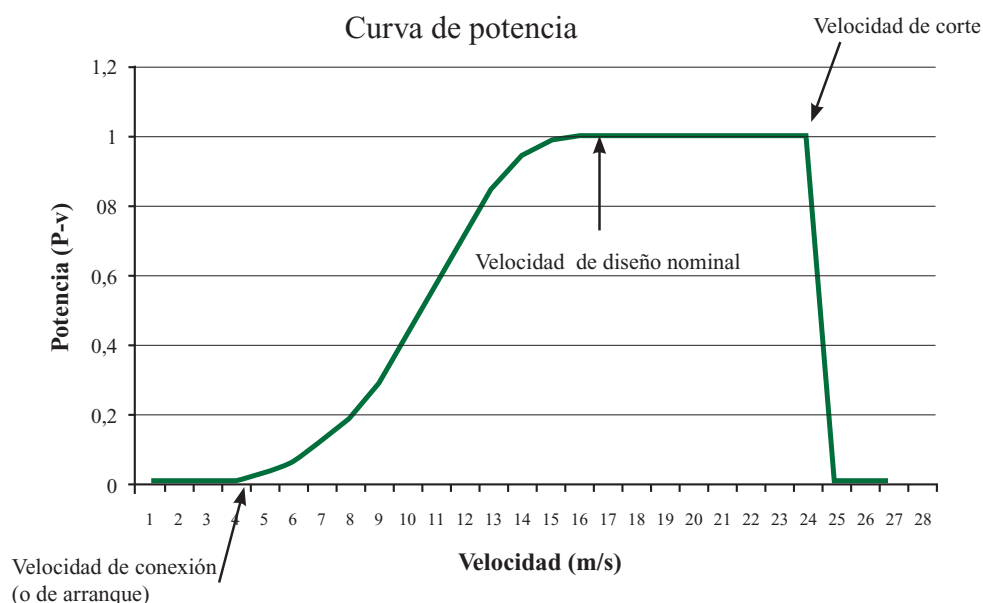
Hay que destacar en primer lugar la nubosidad, que impide que la radiación solar directa llegue a la superficie terrestre y que disminuye de forma importante la radiación solar global. Las nubes no se pueden modelar actualmente en los MPN con suficiente rigor como para predecir su formación y desarrollo, y los tamaños empleados por las rejillas no permiten su ubicación precisa. Además de la nubosidad, se debe tener en cuenta la presencia de cualquier obstáculo que la radiación solar encuentre desde su llegada a la atmósfera hasta la superficie terrestre si se quiere predecir adecuadamente el recurso solar disponible para ser transformado en energía eléctrica. A modo de ejemplo, se pueden citar las tormentas de arena provenientes del desierto, las nubes de ceniza expulsadas por volcanes activos y las precipitaciones de nieve. Estos factores contribuyen, en distinta medida y con probabilidades de ocurrencia mucho menores que la presencia de nubes, a reducir la cantidad de radiación solar recibida en las plantas solares, y son difíciles de predecir.

## **B) Dificultades debidas a las características de las tecnologías de generación con fuentes renovables**

### **• Tecnología eólica**

El funcionamiento de los aerogeneradores se basa en el aprovechamiento de la energía cinética del viento que proporciona energía mecánica a un rotor hélice. Este, a través de un sistema de transmisión mecánico, hace girar el rotor de un generador, que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica.

Para introducir la dificultad introducida en la predicción de producción eólica por un aerogenerador se va a hacer uso de la curva que describe la relación entre la velocidad del viento y la potencia generada por la turbina: curva de potencia o curva P-v (Gráfico 11).

**Gráfico 11. Curva de potencia de un aerogenerador**

Fuente: REE

Es indispensable que el viento llegue a tener una velocidad inicial mínima para que el aerogenerador arranque y empiece a producir energía. Dicha velocidad se llama velocidad de conexión (*cut-in speed*) y tiene un valor comprendido entre 3 y 5 m/s. A partir de esta velocidad, la potencia generada por las turbinas crece de forma proporcional al cubo de la velocidad del viento. Para valores de velocidad de viento entre 12 y 15 m/s, se alcanza la potencia nominal de la máquina. Cuando el viento alcanza velocidades comprendidas entre los 20 y los 25 m/s se alcanza la velocidad de corte (*cut-out speed*), los aerogeneradores se paran automáticamente para evitar posibles daños en su estructura. Esta parada dificulta las predicciones porque es muy difícil conocer con la precisión necesaria, para una ubicación determinada, que el viento vaya a llegar a la velocidad de corte en un instante de tiempo dado.

Es frecuente que los parques eólicos se construyan en laderas de montañas, para aprovechar el efecto de aceleración del viento en las mismas. En estos casos, cuando el viento viene desde el lado contrario de la montaña en el que está instalado el parque, no es posible su utilización para producir energía eléctrica. Este comportamiento direccional de algunos parques eólicos es una fuente de incertidumbre y debe considerarse en la predicción.

En ocasiones, el operador del sistema debe reducir la producción eólica en tiempo real por motivos de seguridad. El sistema de predicción debe considerar estas reducciones para el cálculo correcto de las predicciones a corto plazo.

### • Tecnología solar

Se han desarrollado diferentes tecnologías para la conversión de la radiación solar en energía eléctrica, destacando por su relevancia las siguientes:

- La tecnología fotovoltaica, que permite convertir la radiación solar global (componentes directa y difusa) en energía eléctrica por medio de células fotovoltaicas.
- La tecnología termosolar, en la que la radiación solar directa se concentra para conseguir el calentamiento de un fluido que se emplea en un ciclo termodinámico convencional para producir energía eléctrica del mismo modo que en una central térmica clásica.

---

**Imagen 1. Placas fotovoltaicas**

---



---

Fuente: REE

---

---

**Imagen 2. Planta termosolar. Receptor central en torre**

---



---

Fuente: REE

---

En España están registradas más de 45.000 instalaciones solares fotovoltaicas, estando la mayor parte de ellas muy diseminadas en el territorio. Este hecho da lugar a que sea inviable disponer y mantener una información técnica fiable de todas las instalaciones, por lo que la previsión se efectúa en base a una información que cuenta con un cierto grado de incertidumbre. El elevado número de instalaciones dificulta también la disponibilidad de telemidas de potencia en tiempo real, por lo que es preciso estimar la producción de un gran porcentaje de ellas.

La normativa vigente permite la utilización de generación convencional (hasta un 15% de la potencia instalada) en las plantas termosolares, que se puede emplear para mantener la temperatura del fluido conductor y el de almacenamiento si lo hubiera y que supone una complejidad adicional en el proceso de previsión de la producción. La forma en que se gestiona esta generación adicional, o el almacenamiento, es difícilmente predecible, ya que depende de la estrategia decidida por los operadores de cada planta.

## **6. Las soluciones a las dificultades de integración**

### **6.1 Las soluciones planteadas para maximizar, en condiciones de seguridad, la integración de renovables**

#### **A) Los requisitos técnicos que hay que pedir a las plantas de energía renovable**

Las capacidades futuras para instalaciones de energías renovables contempladas en el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020 implican escenarios donde la producción con instalaciones conectadas a la red mediante convertidores electrónicos superará con creces la producción con generación convencional (generadores síncronos). Dichos escenarios representan una auténtica revolución conceptual respecto de lo que históricamente se ha entendido como un sistema eléctrico síncrono y sus características de funcionamiento y, además, un verdadero reto para todo el sector.

Escenarios de producción en los que se espera que generadores basados en electrónica de potencia constituyan la mayoría de la generación conectada requieren que estos generadores, convertidos en nuevos actores principales, aporten unas capacidades y prestaciones similares, cuando técnicamente sea posible, a las de la generación síncrona a la que desplaza.

Los requisitos que se han ido elaborando y publicando responden y aparecen de forma inevitable según se va anticipando el desplazamiento masivo de la generación convencional.

Los nuevos contingentes previstos han motivado adaptaciones de normativa vigente y el desarrollo de nuevos procedimientos de operación, como es el caso del futuro PO 12.2, fruto del trabajo de más de dos años en colaboración con el sector renovable: asociaciones eólicas, fabricantes y promotores, que contempla requisitos técnicos, prestaciones y servicios esenciales que deberán prestar los generadores de energías renovables.

A continuación se realiza una exposición somera de aquellos aspectos más significativos:

#### **• Huecos de tensión**

El concepto de hueco de tensión hace referencia a la reducción brusca de la tensión en un punto de la red eléctrica y la posterior recuperación de esta en cuestión de milisegundos. Dichas perturbaciones tienen su origen generalmente en cortocircuitos eléctricos y desaparecen una vez que el cortocircuito se despeja correctamente.

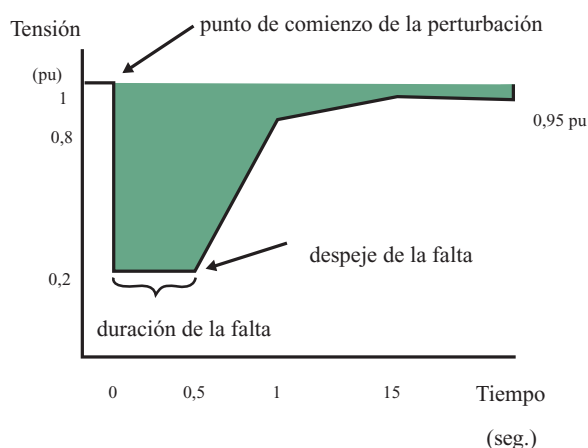
Los primeros aerogeneradores instalados en el sistema eléctrico español carecían de capacidad técnica para soportar los huecos de tensión, es decir, ante este tipo de perturbaciones se desconectaban de la red eléctrica durante unos minutos. Esta situación fue viable mientras la capacidad eólica instalada era reducida, principalmente porque el potencial volumen de generación que podría desconectarse no era significativo (en el año 1996 la capacidad eólica instalada era de 183 MW).

Sin embargo, conforme la potencia eólica instalada fue creciendo, se hizo indispensable su adecuación técnica con objeto de operar el sistema en las condiciones de seguridad y calidad exigidas. En relación con esto, estudios llevados a cabo por Red Eléctrica señalaban que perturbaciones en determinados nudos de la red de transporte de gran concentración eólica podrían conducir a una pérdida de generación por hueco de tensión no asumible para el sistema. Adicionalmente, el consumo de potencia reactiva durante el hueco de tensión asociado a determinadas máquinas asíncronas suponía un obstáculo adicional en el proceso de recuperación de las tensiones del sistema.

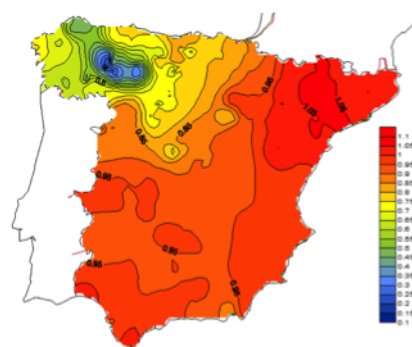
Resultado del análisis de este problema y fruto del esfuerzo realizado tanto por parte del operador del sistema como por los promotores de los parques eólicos y asociaciones es el PO 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas (Gráfico 12) por el que se establece la necesaria adaptación de la tecnología eólica para soportar huecos de tensión. El RD 661/2007 estableció el cumplimiento del PO 12.3 como requisito necesario para cobrar las primas establecidas.

## Gráfico 12. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas

Curva tensión-tiempo envolvente de huecos que deben soportar las instalaciones eólicas de acuerdo al PO 12.3



Ejemplo extensión geográfica del hueco de tensión en el sistema eléctrico peninsular español provocado por un cortocircuito en una SE (Subestación Eléctrica) de 400 kV



Fuente: REE

A partir del 1 de enero de 2008, los nuevos parques eólicos instalados debían cumplir el citado procedimiento de operación. De igual modo, la mayor parte de los aerogeneradores instalados con anterioridad a dicha fecha fueron adecuados. Como consecuencia de esto, a fecha de junio de 2011 tan solo 1.200 MW no están adecuados técnicamente.

A día de hoy, puede afirmarse que con el PO 12.3 en vigencia no es probable la desconexión de grandes contingentes de generación eólica por hueco de tensión, y ello no supone un riesgo relevante para el sistema. Sin embargo, los nuevos contingentes de generación eólica previstos, así como el aumento esperado de la tecnología fotovoltaica en el sistema hacen que en un horizonte de corto/medio plazo la problemática asociada a los huecos de tensión vuelva a cobrar importancia.

Por otro lado, la generación fotovoltaica que está conectada en la actualidad no está adecuada para soportar huecos de tensión. Esto supone que, en escenarios de masiva penetración de esta tecnología concentrada en localizaciones específicas como ciudades, el riesgo de pérdidas de fuertes contingentes de generación ante cortocircuitos en la red llevaría a que los desequilibrios generación-demanda asociados pongan en riesgo la seguridad del sistema eléctrico.

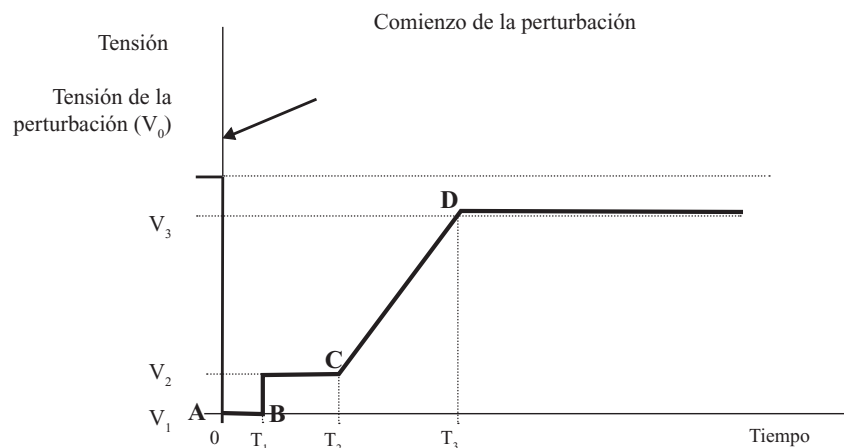
Adicionalmente, las deficiencias en el control de la tensión durante los cortocircuitos y durante la recuperación de los defectos que aparecerían en escenarios de masivo desplazamiento de la generación síncrona esperables a medida que aumenta la potencia instalada de generación eólica y fotovoltaica podrían dar lugar a tiempos de recuperación excesivamente largos, poniendo en riesgo la estabilidad de tensión del sistema.

Para posibilitar una mayor integración de dichas tecnologías manteniendo la seguridad del sistema es necesario que a corto plazo estas tecnologías al menos cumplan con el contenido técnico del vigente PO 12.3. En esta línea, el RD 1565/2010 establece que las instalaciones o agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas de potencia superior a 2 MW están obligadas al cumplimiento de lo dispuesto en el PO 12.3 para las instalaciones fotovoltaicas con fecha de inscripción definitiva posterior al 30 de junio de 2011, desde su fecha de inscripción definitiva, y para las instalaciones fotovoltaicas con fecha de inscripción definitiva anterior al 1 de julio de 2011, a partir del 1 de octubre de 2011.

Sin embargo, en un horizonte a más largo plazo es necesario nuevos requerimientos técnicos. En este sentido, Red Eléctrica ha desarrollado y propuesto un nuevo procedimiento de operación (pendiente de aprobación) cuyo cumplimiento por parte de la nueva generación permitirá alcanzar los objetivos establecidos por el PANER.

Referente a la desconexión de la red ante perturbaciones en el sistema, el citado procedimiento establecerá una capacidad técnica de soportar tensión nula en barras de central durante 150 ms (punto A del Gráfico 13). Soportar un nivel de profundidad de hueco que no alcance la tensión nula en barras de central, como exige el actual PO 12.3, supone admitir una pérdida de generación en la zona alrededor de la falta que, si bien puede

**Gráfico 13. Curva tensión-tiempo<sup>2</sup> que define el área de la “perturbación de tensión” en barras de central que debe poder ser soportado por la instalación**



Fuente: REE

ser soportado por el sistema hasta una cierta magnitud, presupone una limitación severa a la concentración nodal y/o zonal a futuro, como así ocurre, en los nudos de la RdT de Romica 400 kV y Pinilla 400 kV, en los cuales la potencia eólica instalada supera los 1.000 y 700 MW, respectivamente. Un cero de tensión en cualquiera de estos nudos supondría en determinadas condiciones de operación una tensión en el otro menor a la que se exige soportar en el PO 12.3, con lo que supondría la pérdida simultánea de la generación eólica en ambos nudos y un desequilibrio en el sistema cercano a los límites admisibles de operación.

Por otro lado, las deficiencias en el control de la tensión durante los cortocircuitos y durante la recuperación de los defectos que aparecerían en escenarios de masivo desplazamiento de la generación síncrona (muy pocos reguladores de tensión) esperables a medida que aumenta la potencia instalada de generación eólica y fotovoltaica podría resolverse mediante la exigencia de que las instalaciones con electrónica de potencia tengan la capacidad de apoyar dinámicamente, mediante la inyección de corriente reactiva, la recuperación de la tensión tras perturbación de un modo parecido a como lo hacen los generadores síncronos. De forma paralela, aparecerían problemas en el mantenimiento de las tensiones en el régimen permanente que requeriría que estas instalaciones pudieran realizar un control de la tensión a consigna de tensión, de potencia reactiva o de factor de potencia.

Todo lo anteriormente mencionado ha motivado el desarrollo de un nuevo procedimiento de operación, el cual exigirá nuevos requisitos técnicos que serán aplicables no solo para la eólica, sino también para la tecnología fotovoltaica. Referente a la desconexión

<sup>2</sup> Tensión por unidad: valor en tanto por uno respecto de la tensión nominal del sistema.

de la red ante perturbaciones en el sistema, como ya se ha mencionado, el nuevo procedimiento requiere que estos soporten tensión nula en barras de central durante 150 ms. Continuando con los huecos de tensión, el futuro procedimiento exigirá durante el periodo de recuperación de la tensión, una vez despejada la falta, una rápida inyección de corriente que evite un empeoramiento de la estabilidad del sistema, así como el control muy rápido de la tensión para evitar recuperaciones bruscas de la tensión en zonas de concentración de tecnología *Full Converter* (FC)<sup>3</sup> y fotovoltaicas.

En resumen, con este nuevo procedimiento de operación se requiere que las instalaciones de producción de energía basadas en electrónica de potencia, que serán en un escenario de medio plazo los actores principales en la producción de energía eléctrica, tengan una respuesta similar a la tecnología síncrona a la que desplazan.

- **Control de tensión-potencia reactiva**

El mantenimiento de la estabilidad de tensión es crítico para el correcto funcionamiento de un sistema eléctrico. La tecnología síncrona con sus reguladores de tensión ha sido la encargada mayoritariamente de mantener un adecuado perfil de tensiones en el sistema.

Sin embargo, con el desplazamiento de la generación convencional por parte de los nuevos contingentes de generación eólica, se ha venido experimentando una degradación de las tensiones que en un futuro a corto/medio plazo resultará inadmisibles. Es necesario señalar que la actual regulación de tensión llevada a cabo por los parques eólicos basada en el mantenimiento del factor de potencia resulta claramente insuficiente. En régimen permanente las instalaciones deberán ser capaces de proveer un control de la tensión continuo por medio de inyección de potencia reactiva siguiendo una estrategia de control basada preferentemente en consignas de tensión en barras de central.

Esta nueva estrategia de control de tensión viene recogida en el nuevo PO, y se complementa con la propuesta de PO 7.5. Esta propuesta se ha descrito ya en el apartado Balance activa-reativa control de tensiones.

- **Necesidad de gestión dinámica de corriente activa inyectada a la red durante perturbaciones**

Anteriormente se ha descrito la incidencia de la corriente reactiva inyectada a la red durante perturbaciones. Sin embargo, para mantener un equilibrio instantáneo entre generación y demanda durante una perturbación, es indispensable también una inyección adecuada de potencia activa a la red. En concreto, no es recomendable una respuesta fija de la potencia activa tras el despeje de una falta o una recuperación en un

---

3 Tecnología de generación eólica en la cual toda la potencia producida por el aerogenerador se inyecta en el sistema por medios de electrónica de potencia, al igual que ocurre en la generación solar fotovoltaica.

tiempo preestablecido, sino que la inyección óptima debe seguir aproximadamente la demanda instantánea.

El ingente volumen de tecnología fotovoltaica y los aerogeneradores que estarán conectados a la red a futuro obligará a que estos sean capaces de proporcionar el control de potencia activa requerido para el sistema. La mejor estrategia consistirá, pues, en una respuesta de la potencia activa proporcional al cuadrado de la tensión en el nudo de conexión de las plantas (estrategia similar a la exigida a los generadores síncronos). En términos de corriente activa, esta ley es lineal con la tensión instantánea, lo que la hace especialmente sencilla para los convertidores electrónicos.

Asimismo, se garantiza que la estabilidad de los generadores no se vea empeorada, ya que si durante la recuperación de la falta la electrónica de potencia inyectase demasiada potencia activa, los generadores síncronos acoplados verían dificultada su evacuación de potencia y continuarían con su aceleración, acumulando energía cinética incluso durante la recuperación de la tensión. Una situación como esta podría llevar a la pérdida de sincronismo los generadores convencionales y, dependiendo del número de generadores afectados, a un grave incidente.

- **Detección de islas**

En la actualidad se requiere la desconexión de las instalaciones de generación conectadas en las redes de distribución ante la formación de islas, principalmente por motivos de seguridad tanto de las personas como de las instalaciones y de calidad de suministro al mercado de la isla.

Se hace necesario el desarrollo de métodos de detección de este modo de funcionamiento en isla (teledisparo, relés específicos) de forma que se asegure la no desconexión de estas instalaciones ante perturbaciones sin formación de isla, evitando así la desconexión masiva de generación distribuida que podría poner en riesgo la seguridad del conjunto del sistema.

- **Corriente de cortocircuito y sistemas de protección**

Un nivel mínimo de corriente de cortocircuito en los nudos se hace necesario por un lado para el mantenimiento de la calidad del suministro y, por otro, para la detección y aislamiento por parte de algunos tipos de protecciones (sobreintensidad), habituales principalmente en la red de distribución, de las faltas que ocurren en el sistema eléctrico.

Sin embargo, los equipos de electrónica de potencia propios de la generación distribuida limitan la corriente que pueden aportar al sistema eléctrico a la nominal que soporta su propia electrónica. Adicionalmente, provocan un cierto retraso en la inyección de esta

corriente por parte de esta generación que tendería a transmitirse en el despeje de los defectos, pudiendo afectar a la estabilidad del sistema.

En función del grado de penetración de la generación distribuida (eólica y fotovoltaica principalmente) puede dar lugar, en ausencia de solución tecnológica, a la necesidad de una revisión conceptual de los sistemas de protección en las redes de distribución, evolucionando desde sistemas de protección radial a sistemas más propios de redes malladas o incluso a la necesidad de mantener un mínimo de generación síncrona acoplada para garantizar ciertos niveles de potencia de cortocircuito.

- **Regulación potencia-frecuencia e inercia**

La disminución de recursos en el sistema para la regulación potencia-frecuencia por el desplazamiento de la generación convencional (meros reguladores de velocidad capaces de subir o bajar su producción ante desvíos en la frecuencia) podrá llegar a ser un aspecto crítico en la seguridad del mismo, especialmente en los sistemas insulares, por lo que será preciso restituir al sistema la necesaria capacidad para realizar dicho control potencia-frecuencia.

Asimismo, la disminución de inercia en el sistema nuevamente por desplazamiento de la generación síncrona por otra que pueda no tenerla o que la esconda detrás de la electrónica de potencia, ocasionará que para un mismo desequilibrio generación-demanda aparezcan mayores pendientes en la variación de la frecuencia que podrían ocasionar valores extremos más alejados del valor de consigna 50 Hz. Evidentemente, esto supone un mayor riesgo para la seguridad del suministro eléctrico, siendo especialmente crítico en los sistemas eléctricos insulares.

Por lo tanto, pueden llegar a producirse escenarios en los que sea necesaria la provisión por parte de los generadores basados en fuentes renovables de un control primario potencia-frecuencia para mantener los niveles de frecuencia en las situaciones de muy elevada producción renovable frente a convencional.

Es de interés mencionar que si los parques eólicos y fotovoltaicos participan activamente en los servicios de regulación se podrá maximizar su producción en el sistema, dado que en caso contrario deberán ser desplazados en parte por otros generadores que provean dichos servicios.

## **B) Las interconexiones con el sistema eléctrico europeo**

Una herramienta fundamental a la hora de maximizar la integración de renovables en el sistema eléctrico español en condiciones de seguridad consiste en el incremento de la capacidad de intercambio disponible con el sistema eléctrico europeo.

El refuerzo en las interconexiones puede permitir suavizar las limitaciones requeridas en escenarios de elevado nivel de producción de energía de origen renovable, facilitando su exportación hacia otros sistemas eléctricos.

En este sentido, Red Eléctrica de España viene efectuando esfuerzos considerables que buscan ampliar dicha capacidad de intercambio:

- En la interconexión Portugal-España, recientemente se ha procedido a la reestructuración de las líneas de interconexión en la zona del Duero. Este proceso ha culminado con la puesta en servicio a finales del año 2010 de la nueva línea de interconexión Lagoaça-Aldeadávila 400 kV, lo que ha supuesto un incremento sustancial de la capacidad de intercambio entre los sistemas eléctricos portugués y español. En la actualidad, se está trabajando en el desarrollo de dos nuevas líneas de interconexión con Portugal, O Covelo-Vila Fría 400 kV en la zona norte, y Guillena-P. de Guzmán-Tavira 400 kV en la zona sur. Como resultado de estas actuaciones está previsto que en el año 2015 se puedan llegar a alcanzar valores de capacidad de intercambio de hasta 3.000 MW.
- En cuanto a la interconexión España-Francia, actualmente se está acometiendo la construcción de una nueva línea de interconexión que constará de dos enlaces en corriente continua con tecnología HVDC VSC entre las subestaciones de Santa Llogaia y Baixas, a través de los Pirineos orientales. Su puesta en servicio está prevista para el año 2014. La nueva línea de interconexión junto con los refuerzos internos asociados en la red de transporte del sistema eléctrico español en la zona permitirá, en condiciones de operación favorables, duplicar los valores de capacidad actuales.

Asimismo, se está trabajando activamente en la planificación de un nuevo refuerzo de la interconexión Francia-España en su zona oeste.

### **C) Los estudios de capacidad de evacuación de energía renovable por nudos, por zonas eléctricas**

Con objeto de maximizar la integración de energías renovables en el sistema, en las condiciones de seguridad exigibles, Red Eléctrica lleva a cabo distintos estudios de capacidad de evacuación.

Entre la información de la que parten dichos estudios, se incluye la proporcionada por las distintas comunidades autónomas. Con estos datos, se han analizado para cada comunidad autónoma dos escenarios tipo para los horizontes 2013 y 2016, utilizando para construir el perfil de referencia de generación de régimen especial los planes de las comunidades autónomas recogidos en el documento Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de mayo de 2008. Cada uno de los escenarios tipo anteriormente mencionados emplea unos criterios de cálculo distintos, especialmente en lo que se refiere al modelado del equipo generador. A continuación se exponen las diferencias entre cada uno de ellos:

- Criterios actuales: con objeto de maximizar la seguridad, se modela un elevado perfil de generación de régimen ordinario (75%-100% de su potencia nominal).
- Propuesta de nuevos criterios: con objeto de maximizar la integración de renovables, se reduce el perfil de generación de régimen ordinario (mínimo técnico en aquellas plantas necesarias por seguridad –el resto se considera desacoplado–).

Por otro lado, los análisis de la capacidad de evacuación se componen de los siguientes estudios:

- a) Estudios de idoneidad, que incluyen tanto análisis de flujos de carga como análisis de potencia de cortocircuito, aplicables únicamente a la generación no gestionable.

Para los estudios de idoneidad de flujo de cargas, se plantean las situaciones topológicas de situación N, contingencias N-1 y contingencias N-2.

Mediante los estudios de cortocircuito, se calcula la potencia de cortocircuito prevista en los escenarios de estudio (Scc) de aplicación generalizada a los nudos de la red de transporte, así como de manera muy particular a algunos conjuntos de nudos, lo cual permite determinar la capacidad de evacuación para generación no gestionable (como el 5% de la Scc calculada en el percentil 50, por representar un escenario medio).

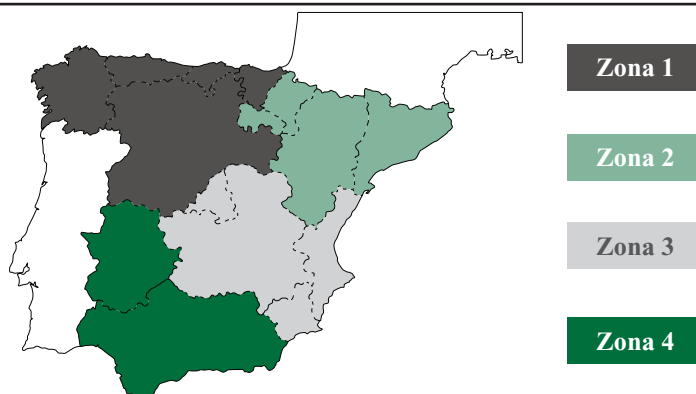
- b) Estudios de seguridad, que simulan el funcionamiento del sistema en régimen dinámico frente a perturbaciones y su afección a la operación de la red eléctrica prevista, comprobando que los regímenes transitorios y permanentes tras las perturbaciones recogidas en los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema son admisibles. Con estos estudios se comprueba que la incorporación de los planes de generación de régimen especial al sistema eléctrico no compromete su estabilidad transitoria.

Estos estudios evalúan tanto las condiciones de estabilidad transitoria del sistema frente a cortocircuitos trifásicos y pérdida de grupos generadores importantes como las condiciones de estabilidad oscilatoria de las redes futuras previstas en los planes de desarrollo.

Finalmente, el análisis peninsular se divide en cuatro análisis zonales y dentro de cada zona se han estudiado todas las comunidades autónomas de forma independiente (Gráfico 14).

Los resultados obtenidos apuntan a que la red de transporte planificada (y los requisitos técnicos mencionados) permitiría la integración, en general, de los planes de las comunidades autónomas en los horizontes, 2011-2013, 2016 y 2020, con los nuevos criterios propuestos (proporcionando lógicamente estos una mayor capacidad). Sin embargo, con los criterios actuales en los horizontes 2016 y 2020 no podrían integrarse la totalidad de los planes regionales, no por problemas asociados a la capacidad de la red de transporte planificada, sino debido al escenario de producción considerado, el cual imposibilita tanto hueco como capacidad técnica suficiente para todo el régimen especial previsto.

**Gráfico 14. Análisis peninsular de las capacidades de evacuación por zonas**



Fuente: REE

#### **D) Los métodos de predicción de energía eólica y solar**

Actualmente, existen más de 20.000 MW instalados de potencia eólica y 4.600 MW de potencia solar (3.800 MW de origen fotovoltaico y 800 MW de origen termosolar) en España, lo que representó en 2010 un 23% de la potencia total instalada. La importancia de este tipo de energías en el mix de generación español, así como su elevada incertidumbre, justifica por sí misma la necesidad de realizar una predicción tan precisa como permita el estado del arte.

Los modelos de predicción emplean habitualmente las siguientes variables de entrada:

- Predicción de velocidad y dirección de viento en las ubicaciones de los parques eólicos.
- Predicción de nubosidad, radiación solar global y directa y temperatura en las ubicaciones de las plantas solares.
- Telemedidas de potencia eólica y solar en tiempo real.
- Medidas de producción de contadores de energía con resolución horaria.

Las previsiones, eólica y solar, de salida se calculan para las próximas 48 horas en el caso de los modelos de corto plazo, y para horizonte semanal, mensual y anual en el caso de los modelos de medio y largo plazo.

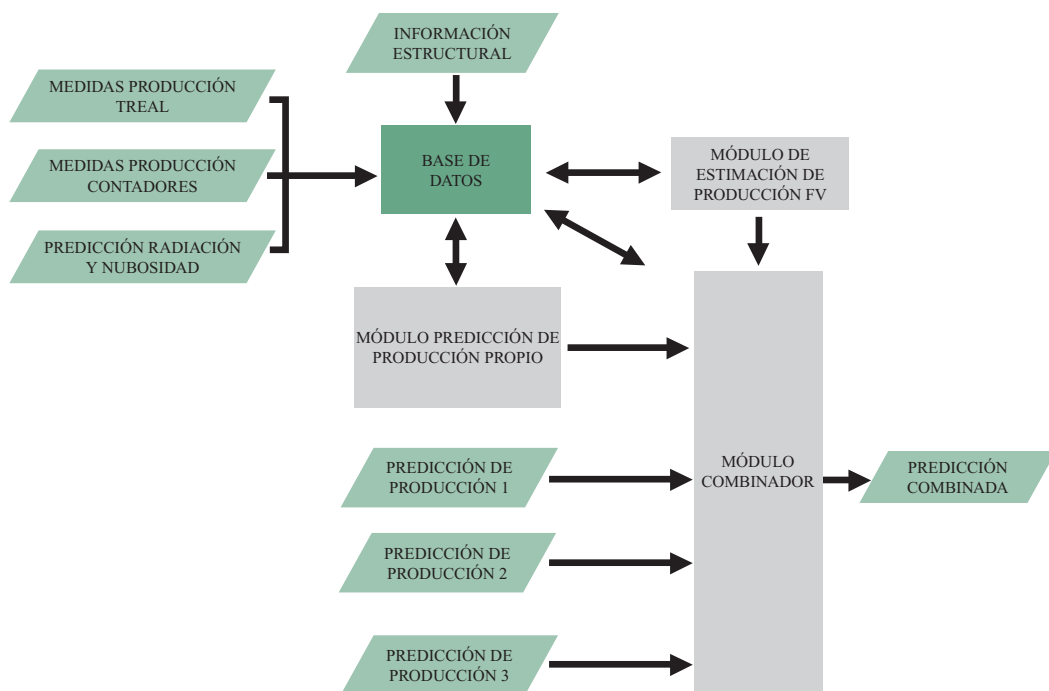
Es necesario que estos sistemas de predicción cuenten con la información estructural adecuada, incluyendo un inventario de parques eólicos y plantas solares con su ubicación y potencia instalada.

Es habitual que los sistemas de predicción utilicen predicciones adicionales de potencia, y las combinen con las existentes para ofrecer a su salida una predicción mejorada. De este modo, se consigue aprovechar lo mejor de cada modelo de predicción de entrada. En el Gráfico 15 se muestra un esquema típico de un sistema de predicción de producción fotovoltaica, en el que se realiza una predicción propia que, después, se combina con tres predicciones externas.

Los sistemas actuales de previsión son probabilistas, proporcionan una predicción de producción en una serie de intervalos que ayudan a la toma de decisiones, y permiten la realización de cálculos probabilistas de reserva de potencia que garanticen la cobertura de la demanda con los niveles de riesgo óptimos para la operación del sistema de potencia. El Gráfico 16 proporciona un ejemplo de previsión de producción eólica probabilista.

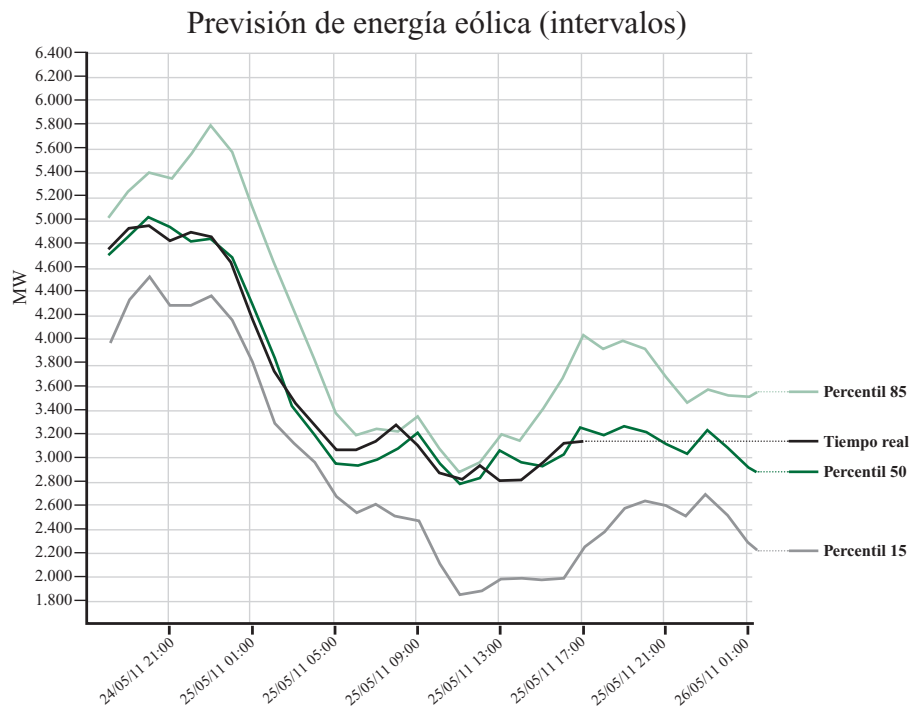
En cuanto a los errores de predicción, destacar que son variables aleatorias definidas por sus correspondientes funciones de densidad. A modo de ejemplo, el Gráfico 17 presenta un histograma con los errores absolutos observados en el alcance de cuatro horas (previsiones calculadas con cuatro horas de antelación) durante todo el año 2010.

**Gráfico 15. Esquema de funcionamiento de un sistema completo de previsión**



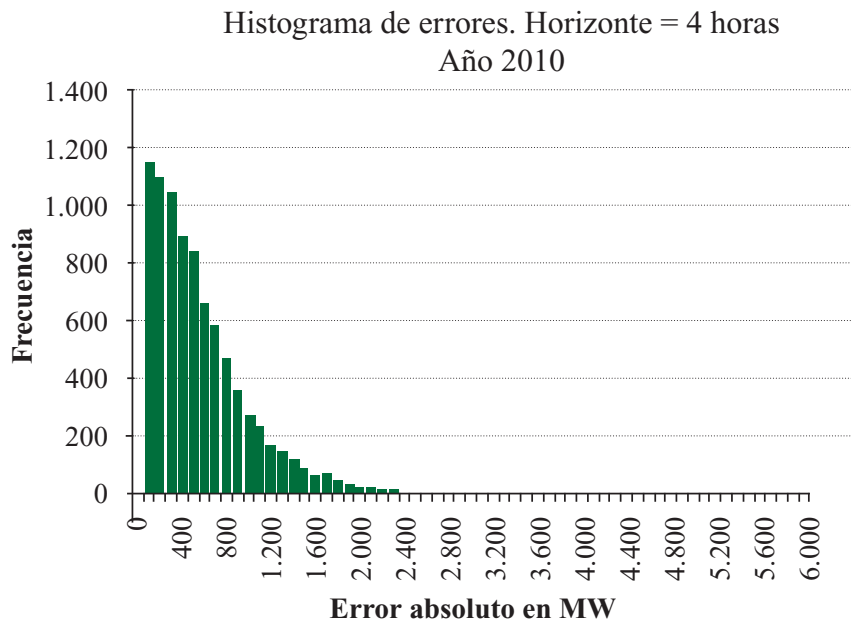
Fuente: REE

**Gráfico 16. Ejemplo de previsión probabilista**



Fuente: REE

**Gráfico 17. Errores absolutos de predicción eólica a cuatro horas durante 2010**



Fuente: REE

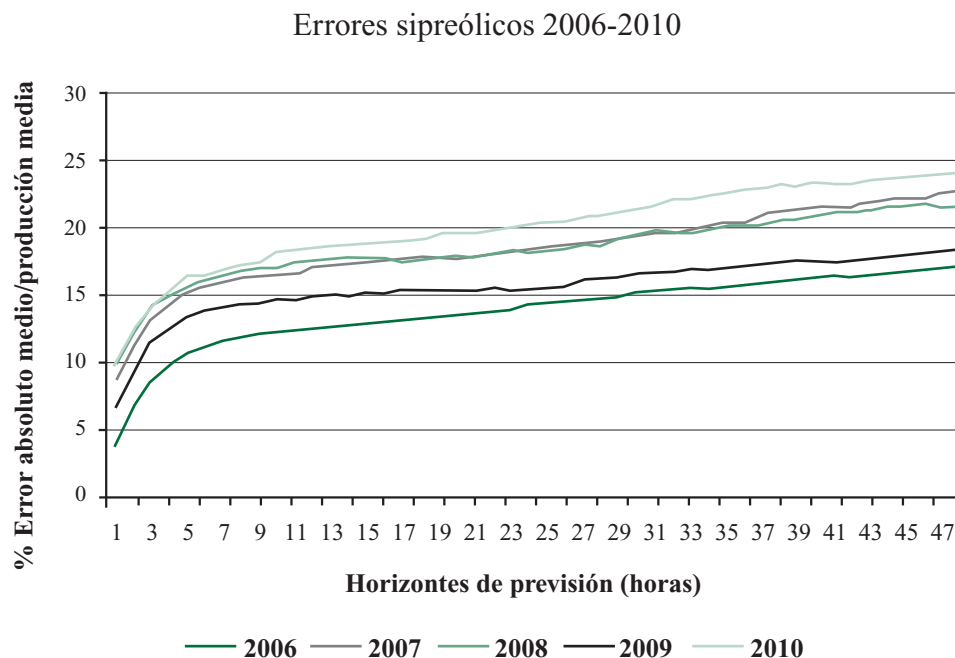
Como se puede observar, aunque el error medio es cercano a 400 MW, existen algunas horas en las que se han alcanzado errores de predicción de 4.000 MW a cuatro horas, que complican de forma importante el proceso de integración de potencia eólica.

Para poner de manifiesto la evolución de los errores absolutos medios de predicción eólica con respecto a la producción en el sistema eléctrico peninsular español se puede consultar el Gráfico 18.

Los factores que explican la disminución progresiva de los errores son, fundamentalmente, el empleo del método de combinación de predicciones, la selección de métodos de predicción mejorados, la depuración y aumento de calidad de las telemidas de producción y la supervisión y mantenimiento exhaustivo de la información de carácter estructural.

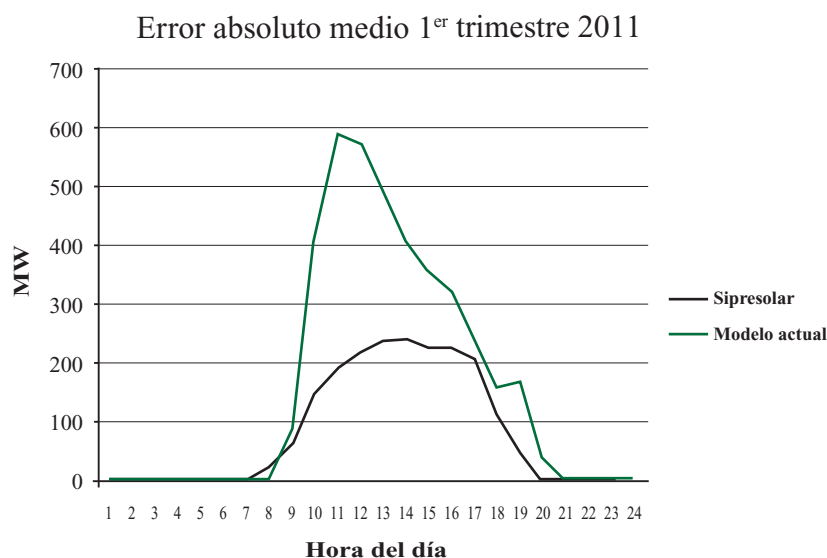
Actualmente, se está desarrollando un modelo de predicción de producción solar fotovoltaica y termosolar de alcance nacional, cuya entrada en producción está prevista para finales del año 2011. En el Gráfico 19 se pueden comprobar los errores de predicción que se están obteniendo con este modelo (Sipresolar), comparados con los del modelo básico que se está utilizando hasta la fecha.

**Gráfico 18. Errores absolutos medios de predicción eólica con respecto a producción en el periodo 2006-2010**



Fuente: REE

**Gráfico 19. Errores absolutos medios de predicción solar fotovoltaica en el primer trimestre de 2011**



Fuente: REE

El cálculo de los errores se ha realizado en ambos casos tomando como referencia las medidas proporcionadas por los contadores de energía disponibles.

### **E) El control y seguimiento de producciones. El Centro de Control de Regimen Especial (CECRE)**

Actualmente Red Eléctrica de España, en su condición de operador del sistema (OS), debe hacer frente a una serie de nuevos retos introducidos en el sistema por la generación de origen renovable como son, entre otros, la dispersión de esta generación, su variabilidad de producción determinada en la mayor parte de los casos por las condiciones atmosféricas, la incertidumbre de su predicción y la estabilidad de los generadores tras huecos de tensión en la red originados por cortocircuitos fortuitos correctamente aislados por los equipos de protección.

Para mantener la seguridad de suministro y el balance instantáneo generación-demanda en un sistema con un mix de generación actual en el que el 36% de la potencia instalada es de origen renovable, el OS debe disponer de la capacidad de observar –conocer– en tiempo real la producción de la generación. Pero no solo la observabilidad es necesaria, sino que resulta fundamental que, además, se disponga de control sobre la producción instantánea de las fuentes de generación en caso necesario.

Para el mantenimiento del preciso equilibrio generación-demanda, el OS calcula en tiempo real la demanda instantánea mediante la adicción, entre otras variables telemidas, de la

producción de la generación. No se debe perder de vista que la demanda instantánea es uno de los parámetros más significativos en la operación del sistema. La falta de observabilidad de la generación de origen renovable impide conocer también cuál es la demanda y puede introducir riesgos evitables en la operación del sistema y, por tanto, en la seguridad del suministro, en tanto que impide calcular adecuadamente la necesidad de reservas del sistema, produce desvíos de potencia en las interconexiones, falsea la curva de la demanda e induce errores en los modelos de previsión de esta, instrumento básico para que el OS pueda programar adecuadamente la cobertura del sistema. Además de ello, desde el punto de vista económico, esta carencia de información tiene un impacto en forma de un mayor sobrecoste para el sistema en concepto de reservas adicionales.

Pero como se menciona con anterioridad, no es suficiente con que el OS pueda observar en tiempo real la producción de la generación, sino que es indispensable el control sobre la producción instantánea de las fuentes de generación. Este objetivo no es fácil a tenor del elevado número de instalaciones y de la atomización de la propiedad. El control de la generación renovable no gestionable a producciones menores que el valor disponible de cada instalación, fijado por el recurso primario, permite mantener al sistema dentro de los parámetros de seguridad establecidos en la normativa durante aquellas situaciones en las que no es posible la integración de toda la energía renovable no gestionable. Adicionalmente, una respuesta rápida a las instrucciones del OS por parte de las instalaciones permite a este esperar hasta el último momento antes de enviar las necesarias instrucciones de reducción, lo cual se traduce en una mayor posibilidad de integración y maximización de la producción renovable.

Con este objetivo de integrar en el sistema eléctrico la máxima producción de energía de origen renovable posible manteniendo los niveles de calidad y seguridad de suministro, a mediados de 2006, Red Eléctrica de España puso en marcha el Centro de Control de Régimen Especial (CECRE).

De acuerdo con la normativa española establecida por primera vez en el RD 1454/2005 y ratificada en el RD 661/2007, desde el 31 de julio de 2007 las instalaciones de generación de régimen especial de tamaño mayor de 10 MW deben ser supervisadas y controladas por el CECRE. Gracias a 30 centros de control habilitados por el OS como interlocutores con el CECRE con la suficiente capacidad de control, mando y seguimiento actuando como agregadores de información, el CECRE recibe cada 12 segundos información en tiempo real de cada instalación relativa al estado de conexión, la producción tanto de potencia activa como de reactiva y la tensión en el punto de conexión. En el caso de parques eólicos recibe también la velocidad y dirección del viento y la temperatura en el parque. Los requisitos que deben cumplir estos centros de control conectados con el CECRE aparecen recogidos en el PO 8.2 y la información que deben remitir al OS se detalla en el PO 9.

Esta información es captada por el sistema de control de Red Eléctrica de España haciéndose accesible al operador del CECRE las 24 horas del día, todos los días del año.

De manera simultánea, dicha información se utiliza en una aplicación especialmente diseñada para comprobar cada 20 minutos si el escenario de generación con la contribución de las energías renovables es admisible sin merma de calidad y seguridad en el suministro. A través de los enlaces entre los ordenadores del CECRE y de los diferentes centros de control de generación, el CECRE puede también emitir órdenes de limitación de la producción de las instalaciones de generación renovable no gestionable. Estas instrucciones deben cumplirse en menos de 15 minutos tal y como se exige en el PO 3.7. De esta forma, en caso de detectarse situaciones inadmisibles en el sistema debido a la alta producción eólica, estas se pueden corregir rápidamente.

El CECRE calcula, por medio de simulación de cortocircuitos en determinados puntos de la red, la pérdida de generación eólica máxima posible en cada escenario por la incapacidad de parte de la generación eólica de permanecer acoplada durante huecos de tensión y compara estos valores con la pérdida máxima de generación admisible sin poner en riesgo las líneas de interconexión con el resto de Europa por sobrecarga tras dicha pérdida de generación. Simultáneamente, el CECRE comprueba que no se estén produciendo congestiones en las redes de transporte y permite establecer como último recurso limitaciones globales a la generación eólica para mantener el sistema en equilibrio entre la generación y el consumo en aquellas situaciones con demanda baja y producción de régimen especial alta.

Estos análisis de los escenarios en tiempo real en el CECRE complementan los complejos estudios de integración previos a la conexión de nueva generación, cuyos límites se basan en escenarios razonablemente desfavorables, permitiendo la mayor parte del tiempo aumentar la producción con fuentes de energía renovables pero manteniendo el mismo nivel de seguridad de suministro. Adicionalmente, la rapidez y eficiencia con que el CECRE permite solventar los problemas que puedan aparecer en tiempo real conlleva que las limitaciones no se prolonguen más que el tiempo estrictamente necesario, reduciendo en un menor vertido de energía renovable.

Estas funcionalidades convierten al CECRE en el único centro de control de un operador del sistema en el mundo dedicado a la maximización de la generación de origen renovable. Con el CECRE, España se convierte en el primer país del mundo en conectar a un mismo centro de control todos los parques eólicos de más de 10 MW (más de 800 parques representando más del 98,6% de la potencia eólica instalada).

## **6.2 La generación de respaldo. Sus perspectivas de utilización y régimen operativo**

La generación eléctrica de tipo renovable está sujeta a la disponibilidad del recurso primario, por lo que es necesaria potencia firme para garantizar la cobertura de la demanda en las ocasiones en que aquella no está disponible. Además, esta generación, en especial la

generación eólica, se caracteriza por la dificultad de su predicción y por su tremenda variabilidad, fluctuando entre valores extremos en el transcurso de muy pocas horas.

La rigidez de algunas centrales (térmicas convencionales y nucleares) para reducir carga o incluso desacoplarse con garantías para una rápida puesta en funcionamiento posterior, junto con la inelasticidad de la demanda eléctrica, hacen que en ocasiones se originen excedentes de energía renovable que, por razones de seguridad del sistema, ha de ser desaprovechada.

Como consecuencia de ello, el sistema eléctrico demanda instalaciones con capacidad de almacenamiento y/o capacidad de respuesta rápida (flexibles).

### **A) La generación renovable. Régimen operativo**

Las características más importantes de las principales tecnologías de generación eléctrica renovable se presentan en la Tabla 2.

### **B) La generación de respaldo. Régimen operativo y perspectivas de utilización**

Se presentan en la Tabla 3 las principales características de las tecnologías que pueden actuar como respaldo ante la falta de garantía de las renovables.

#### **• Centrales hidráulicas de embalse**

Por sus características, desempeñan un papel fundamental en el sistema eléctrico español. Sin embargo, las posibilidades de expansión del parque generador hidráulico español son muy limitadas.

#### **• Turbinas de gas (TGCA)**

En la actualidad no existe capacidad instalada en turbinas de gas en ciclo abierto en el sistema peninsular español, pues las centrales hidráulicas de las que goza nuestro sistema han suplido con ventaja a las turbinas de gas como centrales de punta.

La instalación de turbinas de gas en ciclo abierto debe ser analizada a la vista de las posibilidades de repotenciación del bombeo, salvo para solucionar problemas locales allí donde no es posible instalar bombeo.

#### **• Centrales de ciclo combinado**

Dado que España ha basado en el sector de generación eléctrica el cumplimiento de los objetivos medioambientales y de renovables, con la consecuencia de una creciente penetra-

**Tabla 2. Características de las tecnologías de generación eléctrica renovable**

|                       | Recurso primario | Almacenamiento | Modo           | Garantía de potencia |                                  | Programación | Control de tensión | Inercia | Reg. primaria | Reg. secundaria | Reg. terciaria | Variaciones de carga según necesidades del sistema |
|-----------------------|------------------|----------------|----------------|----------------------|----------------------------------|--------------|--------------------|---------|---------------|-----------------|----------------|----------------------------------------------------|
|                       |                  |                |                | Fiabilidad           | Disponibilidad                   |              |                    |         |               |                 |                |                                                    |
| Eólica                | Renovable        | No             | Sinc/asinc.    | Baja                 | Dependiente del viento           | Previsión    | No                 | No      | No            | No              | No             | No (posible desconexión ante huecos de tensión)    |
| Termosolar con almac. | Renovable        | 8 horas        | Síncrono       | Media                | Media                            | Sí           | Sí                 | Sí      | Sí            | Sí              | Sí             | Sí                                                 |
| Termosolar sin almac. | Renovable        | No             | Síncrono       | Baja                 | Dependiente del recurso primario | Previsión    | Sí                 | Sí      | Sí            | Sí              | Sí             | No                                                 |
| Fotovoltaica          | Renovable        | No             | Asíncrono (cc) | Baja                 | Dependiente del recurso primario | Previsión    | No                 | No      | No            | No              | No             | No (posible desconexión ante huecos de tensión)    |

Fuente: REE

**Tabla 3. Características de las tecnologías que pueden respaldar la falta de garantía de las renovables**

|                        | Recurso primario | Almacenamiento | Modo     | Garantía de potencia |                               | Programación | Control de tensión | Inercia | Reg. primaria | Reg. secundaria | Reg. terciaria | Variaciones de carga según necesidades del sistema |
|------------------------|------------------|----------------|----------|----------------------|-------------------------------|--------------|--------------------|---------|---------------|-----------------|----------------|----------------------------------------------------|
|                        |                  |                |          | Fiabilidad           | Disponibilidad                |              |                    |         |               |                 |                |                                                    |
| Hidráulica de embalse  | Renovable        | meses          | Síncrono | Alta                 | Dependiente del hidráulicidad | Sí           | Sí                 | Sí      | Sí            | Sí              | Sí             | Sí                                                 |
| Ciclo comb. GN         | Agotable         | < 7 días       | Síncrono | Alta                 | Alta                          | Sí           | Sí                 | Sí      | No            | Sí              | Sí             | Sí, de manera rápida                               |
| Central carbón         | Agotable         | > mes          | Síncrono | Alta                 | Alta                          |              |                    |         |               |                 |                | Sí (más lenta que CC)                              |
| Nuclear                | Agotable         | > 1 año        | Síncrono | Alta                 | Alta                          | Sí           | Sí                 | Sí      | Sí            | Sí              | No             | No                                                 |
| Hidráulica bombeo puro | Renovable        | semana         | Síncrono | Alta                 | Alta                          | Sí           | Sí                 | Sí      | Sí            | Sí              | Sí             | Sí                                                 |
| Turbina gas (TGCA)     | Agotable         | < 7 días       | Síncrono | Alta                 | Alta                          | Sí           | Sí                 | Sí      | No            | Sí              | Sí             | Sí, muy rápida                                     |

Fuente: REE

ción de generación renovable, especialmente de eólica y solar, la necesaria potencia térmica de respaldo viene disfrutando menos horas de utilización que las previstas.

Entre las centrales térmicas convencionales, los ciclos combinados de gas, por sus menores tiempos de arranque y mayores rampas de variación de carga, aportan mayor flexibilidad al sistema eléctrico que las centrales nucleares y de carbón, y han contribuido de forma notable a integrar elevados porcentajes de renovables en España en los últimos años.

El modo de operación de las centrales de ciclo combinado ha variado significativamente respecto a sus condiciones de diseño, adaptándose a la flexibilidad del sistema, aumentando el número de arranques y paradas y su factor de carga. Lo que ha significado un mayor riesgo de avería, incremento de costes de operación y mantenimiento, reducción de vida útil y disminución de ingresos en el mercado. Las turbinas de gas de los ciclos trabajan con temperaturas de escape muy elevadas para aumentar el rendimiento del ciclo, por lo que presentan mayor sensibilidad a los ciclos térmicos. El coste de inversión específica es solo un 20% inferior al de CCTG (Central de Ciclo Combinado) y el coste variable un 60% superior, por lo que las TG (Turbinas de Gas) solo serán rentables frente a estos con horas de utilización equivalente muy bajas.

Sin embargo, cuando las horas de utilización son reducidas, pero no tan bajas, puede interesar instalar CCTG con la posibilidad de funcionamiento en ciclo abierto, bien sea por tener la turbina de vapor acoplada al eje TG-Generador eléctrico mediante embrague o disponer *bypass* de chimenea (que permite arranques más rápidos).

#### • Centrales de carbón

Las nuevas directivas de emisiones de gases contaminantes a las centrales de carbón presentan a partir de 2016 nuevos retos en cuanto a la reducción de emisiones de  $\text{NO}_x$ . Las centrales de carbón están sujetas a fuertes restricciones medioambientales (desulfuración, des-nitrificación) que causan una mayor complejidad de diseño, operación y mantenimiento, que les restan flexibilidad de operación. Además su viabilidad está condicionada por los costes de la captura y almacenamiento de  $\text{CO}_2$ .

#### • Centrales nucleares

Aunque aportan garantía al sistema, sus características técnicas y económicas hacen que funcionen a plena carga, por lo que su implantación en el futuro deberá ir ligado a sistemas de almacenamiento y generación flexible que compatibilice su uso con las energías renovables de carácter intermitente.

Las distintas tecnologías de generación no son intercambiables al cien por cien. Se requiere un porcentaje mínimo de generación de tipo turbina hidráulica y vapor (regulación primaria). Así mismo, la proporción de centrales con comportamiento asíncrono

(fotovoltaica y eólica) y que no aporten servicios complementarios al sistema tienen un límite técnico en cada momento de funcionamiento del mismo.

En cuanto a los excedentes de renovables, principalmente de eólica, en el horizonte de 2020, el almacenamiento, mediante las instalaciones de bombeo actuales (5.000 MW) y las previstas (3.500 MW) permitirá absorber más de un 80% estos excedentes.

A los ciclos combinados se les requiere cada vez mayor flexibilidad, por lo que se precisan nuevos diseños y quizás la instalación de turbinas de gas.

En cuanto a la evolución del sistema hidroeléctrico se debe perseguir aportar mayor capacidad de regulación al sistema. Dadas las dificultades para construir nuevas presas, las actuaciones pasan principalmente por:

- Ampliación de potencia en las centrales existentes.
- Construcción de nuevas centrales de bombeo.
- Nuevos diseños que posibilitan la regulación de la potencia en bombeo.

Necesidad de centrales de punta y para regulación, con respuesta rápida para cubrir de forma parcial o total la reserva secundaria en apoyo a la hidráulica convencional, que cada vez tendrá un menor peso específico en la generación y regulación del sistema.

## **7. Los vertidos de energía renovable**

### **7.1 Los eventuales vertidos de energía renovable**

Maximizar la integración de energías renovables en el sistema eléctrico español es una de las principales tareas del operador del sistema (OS), como así queda establecido tanto en el RD 661/2007 como en los PO 3.2 y 3.7. Sin embargo, la elevada capacidad instalada de estas tecnologías, así como sus actuales limitaciones técnicas junto con el marcado carácter estocástico de su producción, conducen irremediablemente a situaciones en las cuales la única forma de operar el sistema en las condiciones de seguridad exigibles es mediante la limitación de su producción.

Las razones que actualmente motivan las instrucciones de reducción de generación renovable no gestionable y, por tanto, el vertido de energía primaria renovable son la inviabilidad de los balances de potencia y las congestiones tanto en la red de transporte (RdT) como en la red de distribución (RdD). En el año 2008 se produjeron también reducciones de generación eólica debido al problema de la pérdida de grandes contingentes de generación no adaptada a huecos de tensión, pero gracias a la adaptación de la mayor parte de la generación eólica al PO 12.3 este tipo de reducciones no se producen en la actualidad.

#### **A) Inviabilidad de los balances de potencia**

Una situación de inviabilidad de los balances de potencia o de excedentes de generación se produce cuando se agota la reserva de regulación a bajar en el sistema eléctrico peninsular español motivada por la alta generación no gestionable y las bajas demandas. Estas situaciones tienen una probabilidad de ocurrencia mayor en las horas valle con elevada producción eólica.

En condiciones de reserva a bajar reducida, el OS en primer lugar hace uso de la reserva a bajar en el sistema, a través de los mercados de gestión de desvíos o regulación terciaria. Típicamente, en las horas valle la reserva a bajar presenta los valores más bajos, por lo que en ocasiones se recurre a la desconexión de unidades térmicas por restricciones técnicas en tiempo real para habilitar un mayor hueco a la generación renovable no gestionable. No obstante, existen determinadas causas que hacen imposible la desconexión de todas las unidades térmicas que se precisen. Entre ellas, destaca el hecho de que estas

proporcionan mayoritariamente los servicios complementarios del sistema (control de tensión, regulación primaria, secundaria, etc.). Asimismo, y en función del horizonte con el que se detecte la necesidad de desconexión, hay unidades que requieren periodos de tiempo más largos hasta llegar a su desconexión programada. Finalmente, y no menos importante, es que estas unidades serán imprescindibles horas más tarde en la rampa de incremento de demanda de la mañana, y tecnológicamente para muchas de ellas no es posible esta flexibilidad de operación al requerir un ciclo de desacoplamiento y acoplamiento posterior en un horizonte temporal corto.

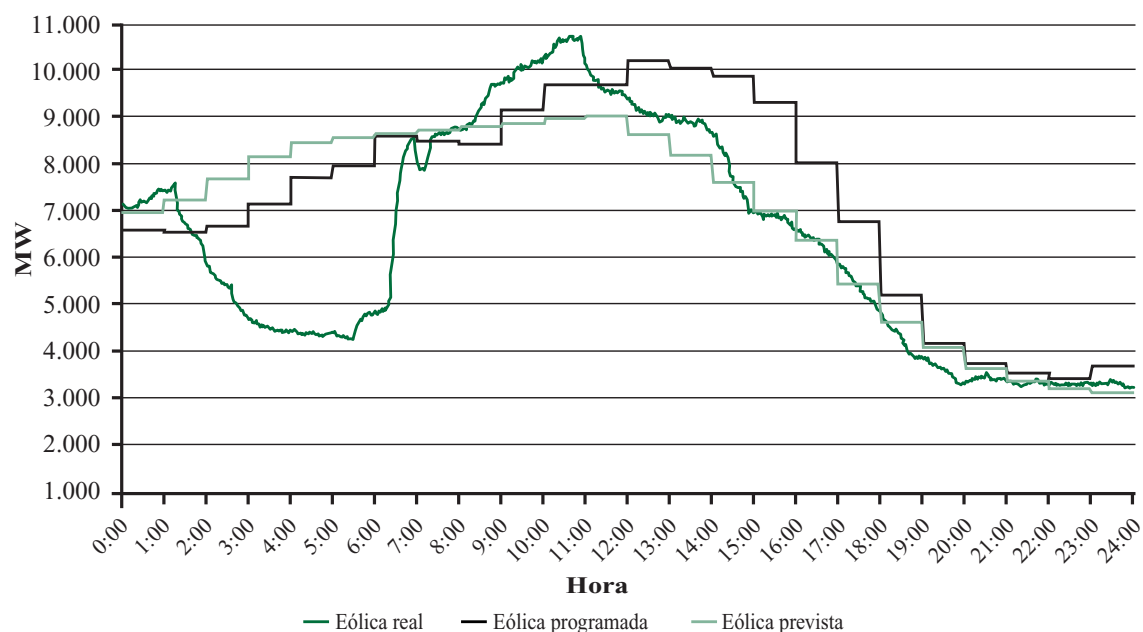
Estos problemas de inviabilidad de los balances se acentúan aún más cuanto mayores son los errores de la previsión eólica y de demanda debido a que dichos errores pueden provocar esta situación de manera imprevista y ya no sea posible dar instrucciones de desacoplamiento a los grupos térmicos al necesitar estos hasta dos horas para poder desacoplar de manera conveniente. Adicionalmente, estos errores de previsión añaden incertidumbres sobre la necesidad de grupos térmicos para cubrir la punta de demanda posterior con los adecuados niveles de reserva a subir.

Llegado este punto, en el que la reserva a bajar está agotada y en el que ya no es posible desconectar más unidades térmicas, el OS, a fin de mantener el equilibrio entre demanda y generación, debe llevar a cabo reducciones en la producción de energías renovables.

Sirva de ejemplo la operación del sistema llevada a cabo el 1 de marzo de 2010 (Gráfico 20). En este día la producción eólica en las horas valle fue superior a los 7.000 MW y la demanda eléctrica del sistema estaba alrededor de los 20.000 MW. Con objeto de hacer frente a los errores de previsión eólica y de demanda, el OS convocó mercados de regulación terciaria y gestión de desvíos, que resultaron insuficientes, ya que la reserva a bajar quedó prácticamente agotada en dichas horas. Con objeto de aumentar el hueco para la generación eólica y aumentar la reserva a bajar en el sistema, se dio orden de desconexión de unidades de régimen ordinario, llegando a quedar acopladas tan solo cinco unidades de ciclo combinado. Una vez constatada la insuficiencia de estas medidas, se procedió a reducir la producción de eólica. Horas más tarde, en la punta de la tarde el número de unidades de ciclo combinado acopladas en el sistema fue de 30, lo cual muestra la enorme flexibilidad con las que son operadas estas unidades.

El primer vertido por insuficiente reserva de regulación a bajar tuvo lugar por primera vez en noviembre de 2008. En el Gráfico 21 puede observarse la evolución de la energía renovable vertida desde entonces por este motivo. Es necesario aclarar que durante el año 2010 el incremento de los vertidos se vio agravado por la confluencia de muchas horas con producciones de eólica elevadas en valle y un aporte igualmente elevado de hidráulica fluyente (significativamente superior a la media histórica).

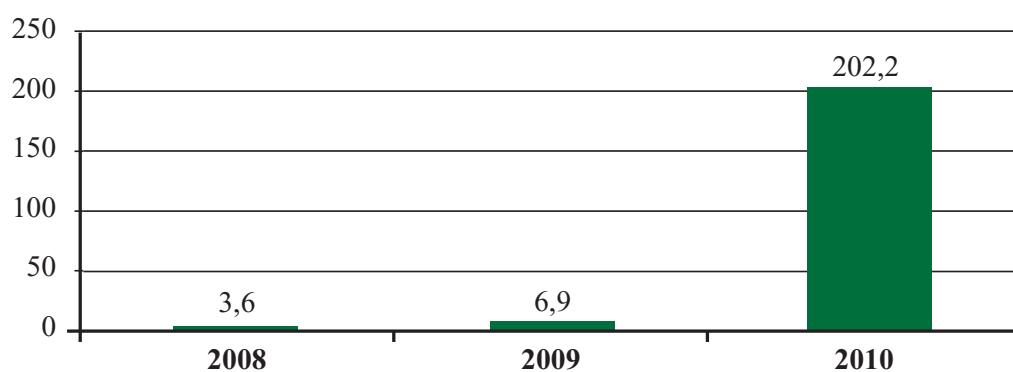
**Gráfico 20. Reducciones de generación eólica por balance de potencia el 1 de marzo de 2010**



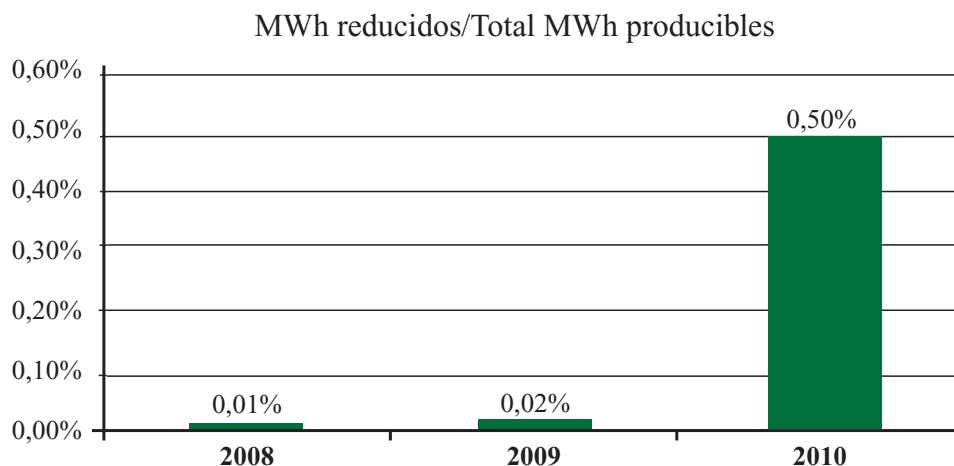
Fuente: REE

**Gráfico 21. Energía de generación eólica reducida por balance de potencia**

Reducciones eólica por excedentes de generación (GWh)



Fuente: REE

**Gráfico 22. Energía reducida debido a excedentes de generación frente a energía producible**

Fuente: REE

En cualquier caso, estos vertidos de generación renovable no gestionable supusieron en términos porcentuales un 0,5% del total de la energía producible, esto es, la energía producida sumada a la energía vertida (Gráfico 22).

Por otro lado, con objeto de realizar una estimación preliminar de los futuros vertidos de eólica que podrían darse para los horizontes 2016 y 2020 por este motivo, teniendo en cuenta tanto el PANER como determinadas hipótesis del OS, Red Eléctrica ha efectuado distintos estudios. Dichos trabajos ponen de relieve que bajo los escenarios considerados los futuros vertidos de generación renovable no gestionable, ya no solo de eólica sino también de solar fotovoltaica, serán notablemente más altos. En concreto, se estima que se verterá el 2% de la energía eólica y solar disponible para el horizonte 2016 y el 3,6% para el horizonte 2020. Estos valores se traducen en que en función del escenario, la frecuencia de cortes a las energías renovables variará de 350 a 1.000 horas/año en 2016 y de 400 a 1.700 horas/año en 2020. En todo caso, se trata de cifras orientativas que pueden variar mucho, como lo demuestra la realidad de los últimos años presentada en los gráficos anteriores.

## **B) Congestiones en la red de transporte (RdT) y en la red de distribución (RdD)**

En determinadas ocasiones, se pueden producir tanto en la RdT como en la RdD congestiones en la evacuación de generación renovable no gestionable. En la RdT, dichas congestiones se producen generalmente como consecuencia de elementos indisponibles por trabajos o averías en la red. En algunos casos, la generación renovable no gestionable se conecta en antena a la RdT, con lo que una indisponibilidad que afecte al propio punto de conexión implica que las instalaciones no puedan evacuar energía.

La correcta planificación de los trabajos en la RdT en coordinación con los productores de energía renovable ayuda a minimizar los vertidos por este motivo, ya que generalmente se pueden realizar trabajos internos de los parques simultáneamente reduciendo al mínimo imprescindible el tiempo indisponible de la generación.

Situaciones similares se presentan también en las redes de distribución, si bien, la cuantía de las reducciones es mucho más alta por congestiones en la RdD que en la RdT (Gráficos 22 y 23).

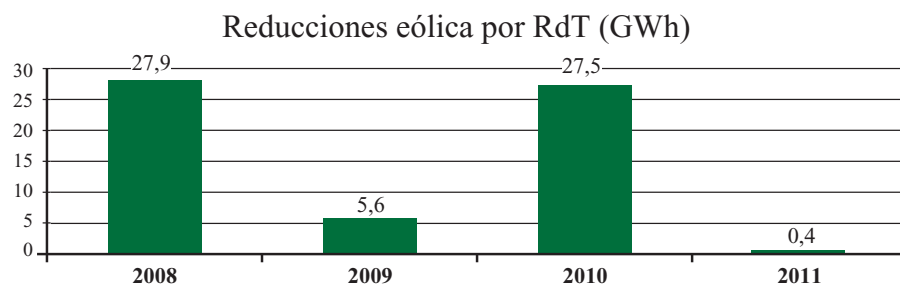
En este sentido, el desarrollo de las redes de transporte y distribución es imprescindible para poder evacuar la generación renovable prevista en los próximos años con el mínimo de reducciones por evacuación posible.

---

**Gráfico 23. Energía reducida debido a congestiones en la red de transporte**

(Los datos de 2011 corresponden al periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de mayo)

---



Fuente: REE

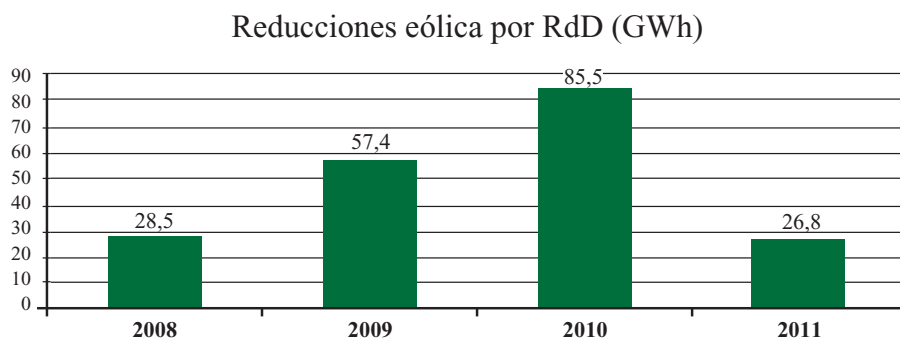
---

---

**Gráfico 24. Energía reducida debido a congestiones en la red de distribución**

(Los datos de 2011 corresponden al periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de mayo)

---



Fuente: REE

---

## 7.2 Posibles soluciones para minimizar los vertidos

### A) Modificaciones normativas para fomentar supermínimos técnicos en potencia de respaldo

Los supermínimos técnicos hacen referencia a la capacidad de los grupos de generación gestionables de aumentar su flexibilidad por medio de la reducción de su mínimo técnico.

El supermínimo técnico se podría alcanzar, en aquellos grupos térmicos capaces de ello en condiciones de seguridad, reduciendo la producción mínima necesaria.

La reducción del mínimo producible por los grupos se traduce en que los grupos pueden permanecer acoplados durante las horas valle produciendo una menor potencia y aumentando el hueco disponible para la producción renovable no gestionable. Al mismo tiempo, los grupos permanecen acoplados y preparados para subir carga rápidamente cuando el sistema eléctrico lo requiera, aportando reserva de manera más flexible y permitiendo una mayor capacidad del sistema para hacer frente a los requerimientos de generación y demanda. De esta manera, se dota al sistema de una mayor capacidad para integrar generación renovable no gestionable al reducir la posibilidad de que se produzcan vertidos, pero manteniendo o aumentando los niveles de reserva, que pueden ser necesarios también para compensar la incertidumbre de los modelos de predicción o la variabilidad de generación no gestionable.

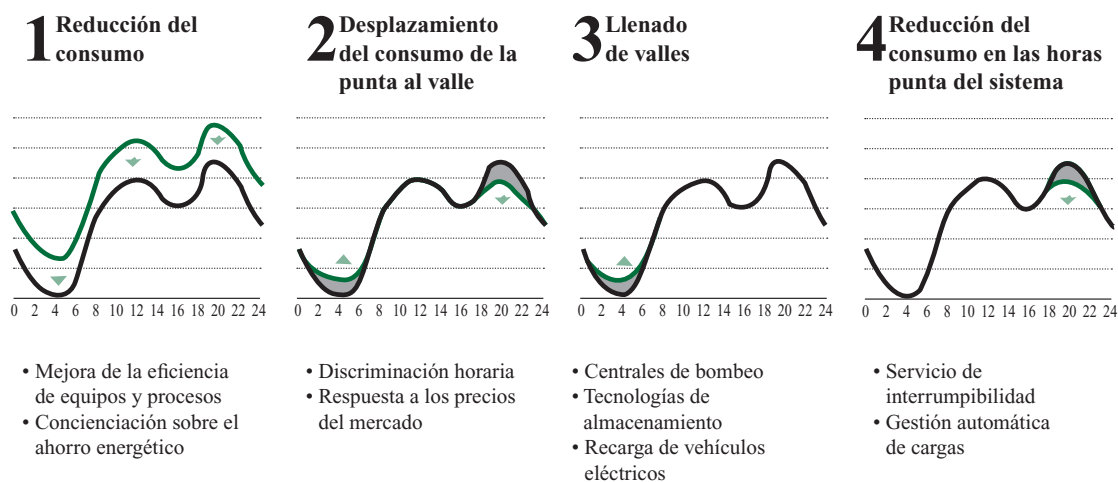
Un incentivo para fomentar la reducción de los mínimos técnicos de los grupos de generación podría ser el permitir la presentación de precios negativos en los mercados de gestión de desvíos y la asignación de ofertas de regulación terciaria (medida ya adoptada en Holanda, Alemania o el *Nord Pool*, entre otros).

### B) La gestión de la demanda. La interrumpibilidad

La gestión de la demanda es la planificación e implementación de medidas con el fin de modificar el modo de consumir energía eléctrica para optimizar el perfil de consumo diario mediante el aplanamiento de la curva de la demanda. Estas medidas contribuyen a la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>, a la mejor integración de las energías renovables en el sistema eléctrico y a una mayor eficiencia energética del sistema en su conjunto.

Las medidas de gestión de la demanda se clasifican en cuatro grandes grupos en función del tipo de impacto que tienen sobre la curva de la demanda: reducción del consumo, desplazamiento del consumo de las horas punta a las valle, llenado de horas valle y reducción del consumo en las horas punta (Gráfico 25).

**Gráfico 25. Clasificación de las medidas de gestión de la demanda**



Fuente: REE

El servicio de interrumpibilidad, tal y como hoy se contempla, entró en vigor el 1 de julio de 2008, conforme a la Orden ITC 2370/2007. Los consumidores industriales que reúnen los requisitos definidos en la normativa pasan a ser proveedores de este servicio de operación, previo proceso de habilitación por parte del operador del sistema y formalización de un contrato entre las partes. La Orden ha requerido otros desarrollos normativos para regular las especificaciones técnicas de este servicio, los contratos a firmar con los consumidores y los PO 14.9 y 15.1, necesarios para su aplicación.

La interrumpibilidad es una herramienta de gestión de la demanda para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico en situaciones de emergencia. Consiste en reducir la potencia activa demandada hasta el valor de potencia residual requerida, en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por el operador del sistema a los consumidores que sean proveedores de este servicio.

Actualmente, prestan el servicio un total de 155 suministros, de los cuales 141 corresponden al sistema peninsular, 13 al sistema canario y 1 al sistema balear. La potencia interrumpible total disponible al servicio del operador del sistema en periodos de máxima demanda alcanza aproximadamente 2.174 MW, de los cuales 2.120 MW corresponden al sistema peninsular, 52,4 MW al sistema canario y 1,2 MW al sistema balear.

La actual definición del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad combina tanto la capacidad de los proveedores de ofertar una potencia mínima de reducción de consumo en momentos críticos para el sistema eléctrico (este valor está fijado en el

sistema eléctrico peninsular en una potencia media ofertada mayor de 5 MW durante un año eléctrico completo), como la capacidad de mantener un consumo elevado en valle (al menos un 55% del consumo total se tiene que producir durante las horas de menor demanda del sistema eléctrico, particularmente durante las noches y los fines de semana).

El servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad permite a Red Eléctrica de España gestionar aproximadamente el 10% de la demanda nacional, consumidores industriales que muestran un perfil de consumo adaptado a las necesidades del sistema, es decir, desplazando demanda desde las puntas a los valles y consiguiendo un aplanamiento de la curva de la demanda. Este consumo mayor durante las horas nocturnas eleva la demanda en dichas horas aumentando la capacidad del sistema para integrar generación renovable no gestionable.

### **C) Las centrales reversibles: los bombeos. Otros almacenamientos**

El almacenamiento, bien de tipo electroquímico o mediante centrales reversibles de bombeo-turbinación, posee la capacidad de modelar la curva de carga, aumentando el consumo eléctrico del sistema durante las horas valle y reduciendo la generación necesaria en el resto de centrales durante las horas punta.

Históricamente, esta capacidad se empleó para asegurar una demanda de base suficiente para la energía nuclear. El consumo de bombeo hizo posible que la demanda eléctrica por las noches fuera suficientemente alta para asegurar un funcionamiento continuo del parque nuclear hasta que la demanda, fruto del desarrollo alcanzado por España, alcanzó un nivel en horas valle suficiente.

Al avanzar hacia un mix de generación con una proporción de generación renovable no gestionable cada vez mayor, vuelve a ser una limitación la baja demanda en horas valle. Por ello, la capacidad de almacenamiento toma relevancia de nuevo, pero ahora con el objetivo de evitar vertidos de energía renovable.

Como se ha comentado anteriormente, los estudios realizados reflejan un aumento progresivo en toda la década de situaciones en las que no será posible integrar todo el recurso energético renovable conduciendo a vertidos de generación renovable no gestionable. Estos estudios también reflejan que una gestión eficiente del almacenamiento disponible, desde el punto de vista de la integración de energía renovable, podrían reducir los vertidos. Los mecanismos actuales de gestión de la capacidad de bombeo se rigen por mecanismos puramente de mercado –salvo por actuaciones excepcionales del OS en tiempo real– a través de los cuales las compañías propietarias buscan optimizar el beneficio económico de las centrales y no necesariamente coincide su gestión con la gestión óptima para la integración de energía renovable no gestionable.

Este aspecto lleva a insistir en la necesidad de, por un lado, aumentar la capacidad instalada, mediante la repotenciación de las instalaciones ya existentes y la instalación de nuevas (centrales reversibles, almacenamiento electroquímico...) y su correcta gestión desde el punto de vista de la eficiencia global del sistema eléctrico y la integración de renovables. Para lo cual, deberían existir incentivos en el marco regulatorio que alinearan los objetivos de maximización de ingresos de los titulares de las instalaciones de bombeo con los objetivos de maximización de integración de renovables. Si la aplicación de estos incentivos no resultara suficiente, habría que considerar la posibilidad de establecer contratos de gestión entre los titulares de los bombeos y el OS.

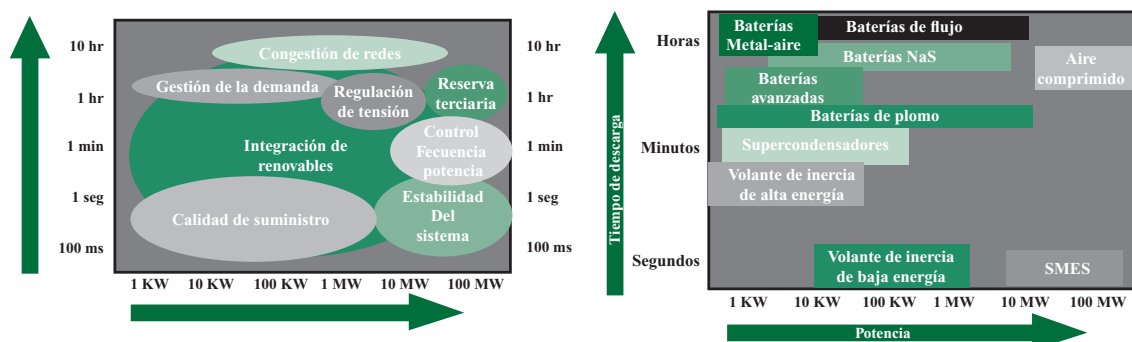
- **Otros almacenamientos**

Dentro de los diferentes tipos de tecnologías viables, aunque con diferentes grados de madurez cabe destacar:

- Los sistemas de almacenamiento electromecánico como los volantes de inercia, consistentes en grandes masas giratorias que se aceleran almacenando energía eléctrica convertida en energía cinética o se frenan devolviendo energía eléctrica.
- Las baterías de almacenamiento electroquímico. Dentro de estas encontramos un gran abanico de posibilidades. El comportamiento deseado según las necesidades para las cuales se diseñen (modulación de la curva de la demanda, control frecuencia-potencia, estabilidad, etc.) determina los requerimientos (principalmente tiempo de descarga y potencia) y en función de estos el tipo de tecnología que hay que emplear (Li-Ion, flujo, Nas...).

En la actualidad, el precio del almacenamiento en baterías hace que, en general, no sea económicamente rentable su instalación con el fin de poder ofertar servicios complementarios, si bien se espera que, en un futuro próximo y gracias al desarrollo del coche eléctrico, su precio baje haciendo interesante económicamente este campo. Las principales aplicaciones de estos sistemas de almacenamiento son en sistemas aislados con alta integración de eólica y/o con conexión de grandes cargas.

**Gráfico 26. Funcionalidad del almacenamiento y sus requerimientos de potencia-tiempo de descarga**



Fuente: REE

#### D) El vehículo eléctrico

Los vehículos eléctricos suponen una oportunidad para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico, ya que la recarga puede realizarse en el momento elegido por los usuarios, pero disponiendo de una cierta flexibilidad para gestionar las horas necesarias para la recarga, lo que no ocurre con la mayoría de los consumos eléctricos. Esta capacidad de gestionar la demanda presenta importantes ventajas, ya que ofrece al sistema eléctrico la posibilidad de mejorar su eficiencia global aplanando la curva de demanda y facilitando la integración de las energías renovables en el sistema.

Recargar las baterías de estos vehículos durante los periodos de menor demanda, generalmente durante las noches, permite aplanar la curva de demanda al incrementar el consumo durante dichas horas valle. Además, el precio de la electricidad es más reducido durante las horas de menor demanda, con lo que el coste del transporte también se reduce.

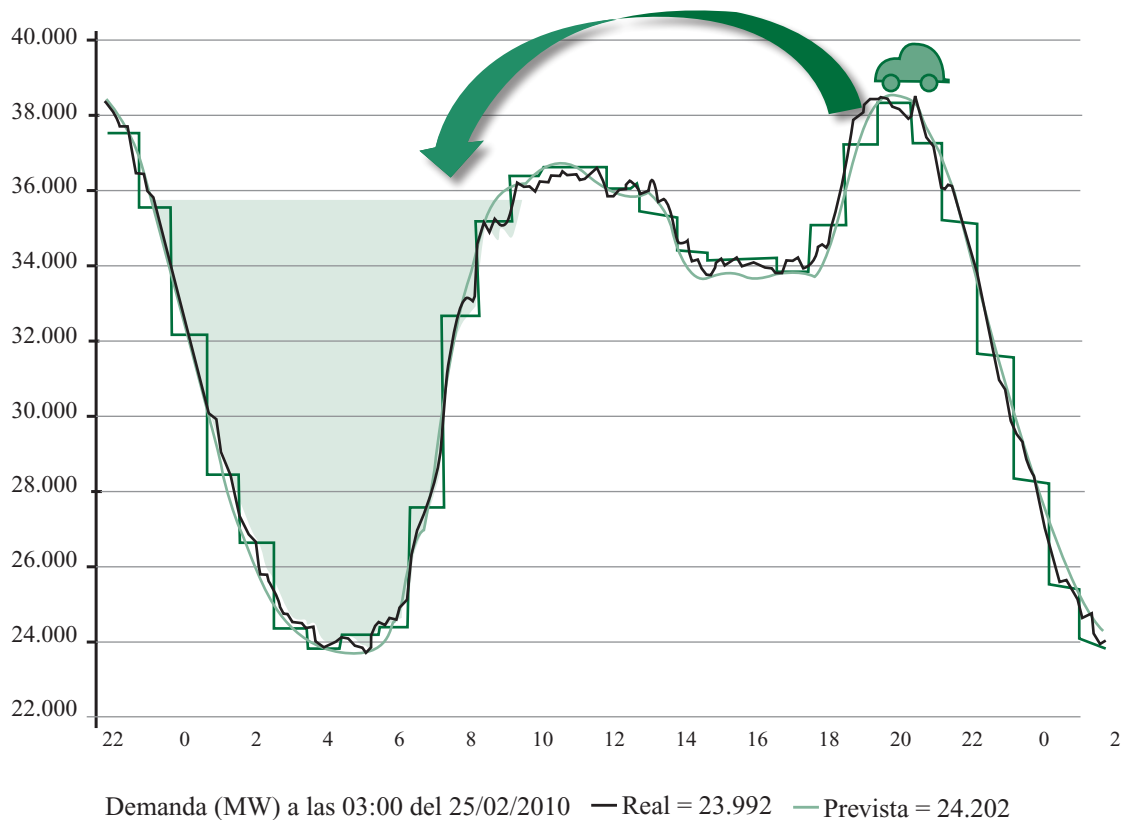
Al mismo tiempo, el coche eléctrico puede desempeñar un papel de gran importancia para ayudar a integrar las energías renovables en el sistema eléctrico en condiciones de seguridad. Recargar los vehículos eléctricos durante las horas nocturnas, aumentando la demanda en dichas horas, colabora en la minimización de las posibles instrucciones de reducción a los parques eólicos por inviabilidad de los balances de potencia.

Como demandantes de electricidad, estos vehículos son nuevos consumidores para el sistema y en la próxima década pueden representar el 2% de la demanda actual de electricidad. Según los estudios realizados por Red Eléctrica, es posible integrar un número muy elevado de estos vehículos en el sistema eléctrico sin inversiones adicionales en generación y red de transporte, siempre que su incorporación se realice durante los

valles de demanda, de forma controlada y atendiendo a las indicaciones del operador del sistema eléctrico. Si las recargas se produjesen durante las horas punta podría aumentar significativamente la demanda de punta en el sistema, con lo que debería crecer el conjunto del sistema tanto de generación como de transporte.

Es, por tanto, muy importante promover mecanismos de gestión de la demanda que fomenten la recarga preferentemente en estas horas nocturnas. En ese sentido, se debe contar con un esquema de tarifas y precios que discrimine el coste de la electricidad en los distintos periodos del día para poder reflejar la mejora de la eficiencia en el sistema y los menores precios del mercado eléctrico en el coste final del consumo de energía eléctrica para la recarga. La instalación de contadores inteligentes permitirá el desarrollo de estas opciones, elemento fundamental en la operación del sistema eléctrico del futuro.

**Gráfico 27. Capacidad de recarga de vehículos eléctricos del sistema eléctrico peninsular español**



Fuente: REE

## 8. Resumen y recomendaciones

La necesidad de disponer de un mejor medioambiente, ahora y en el futuro, se manifiesta como una obligación inexcusable para con las futuras generaciones. No solo debemos preocuparnos en respetar el entorno medioambiental para una mejor calidad de vida en el presente, sino que es cada vez más necesario preservar el entorno para las futuras generaciones, de forma que sus posibilidades de desarrollo no se vean limitadas por el deterioro medioambiental ni por el agotamiento de los recursos naturales.

En este sentido, se impone una reflexión sobre las formas de generar electricidad especialmente en lo relativo a los ingredientes de un mix de generación que deberán estar anclados en la sostenibilidad. Por supuesto, esta sostenibilidad debe manifestarse en sus aspectos medioambientales, técnicos y económicos.

La Comisión Europea, consciente de la situación energética de la Unión, ha dictado una serie de directivas agrupadas en el tercer paquete y el paquete verde mediante las cuales trata de articular los tres vectores en los que se apoya la estrategia energética para los próximos años, esto es, la seguridad del suministro, la sostenibilidad ambiental y la competitividad industrial, fijando para ello unos objetivos que toman en consideración la dependencia energética de la región, que se incrementará en el futuro, y la necesidad de disponer de una generación más respetuosa con el medioambiente, con el objetivo de que las emisiones de CO<sub>2</sub> que se produzcan a nivel mundial no superen los 450 ppm, de forma que no se superen los dos grados de temperatura en el calentamiento global del planeta.

Para ello, la Comisión fija un objetivo estructural consistente en la obligatoriedad de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 20% respecto a los niveles de 2005. Con objeto de hacer posible este objetivo estructural, la Comisión fija asimismo otros objetivos instrumentales consistentes en un incremento de un 20% en ahorro y eficiencia energética, un 20% de energía renovable en energía final y un 10% de biofueles en el sector de movilidad.

La introducción de las energías renovables hasta la cantidad señalada de energía final supone que en energía eléctrica, que es el segmento que absorbe mayoritariamente la energía renovable para su uso por el consumidor final, debe alcanzar una contribución cercana al 40% en términos anuales de la cobertura de la demanda.

De este modo, se habrá cumplido en el año 2020 con el compromiso establecido en el paquete verde y se podrá disponer de una energía cada vez más limpia y más autóctona. Además, gracias al carácter distribuido de las fuentes de energía renovable, la generación de riqueza asociada a su desarrollo habrá difundido sus beneficios en sus áreas de implantación vertebrando, de este modo, económicamente el territorio. Pero, desgraciadamente, una gran parte de estas energías no son gestionables, entendiendo la gestionabilidad como la capacidad de afrontar lo muy variable y desconocido en términos de producción de potencia. Esta cuestión no es baladí, pues el éxito de la operación de un sistema eléctrico reside en la capacidad de garantizar el suministro eléctrico en condiciones de seguridad para cubrir la demanda, y esto se consigue con la programación *ex ante* de la generación que va a contribuir a satisfacer esa demanda. Lamentablemente, existe la incertidumbre sobre la posibilidad de ofrecer energía un tiempo posterior al tiempo real, dado que este tipo de centrales no pueden asegurar la existencia de recurso primario (viento o sol) que las hace funcionar; es decir, la variabilidad y la dificultad de su producción son factores limitantes de la gestionabilidad de las energías renovables.

Adicionalmente, es preciso considerar que a la natural variabilidad de la demanda, producto de las decisiones instantáneas de los consumidores, se contraponen una generación que, en la medida de que en el mix de generación van entrando más energías renovables, se va configurando como un mix menos gestionable, lo que complica sobremanera la operación del sistema eléctrico. Por ello, para que se pueda integrar con seguridad un alto contingente de energías no gestionables de carácter renovable será preciso dotar a la operación del sistema eléctrico de un abanico de herramientas que hagan posible su integración segura en el sistema. Algunas de estas herramientas tienen que ver con las propias tecnologías de aprovechamiento de energías renovables que suelen ser (salvo en la termosolar) máquinas asíncronas que no facilitan las funciones que la generación, además de producir energía, ofrece en el sistema, como es relativo a huecos de tensión, corrientes de cortocircuito, control de tensiones, seguimiento del binomio frecuencia-potencia, inercia en el sistema, etc.

Otras de las herramientas tienen que ver con la variabilidad del recurso primario que obliga a tener conectada una generación de respaldo de carácter gestionable y suficientemente flexible que sea capaz de absorber las variaciones de producción derivadas de la intermitencia, en cuanto a su presencia, del recurso primario. Además, la variabilidad de las energías renovables hace que ante excesos de producción de este tipo sea necesario, para evitar el despilfarro de una energía limpia de coste variable casi nulo y de carácter autóctono, el que exista suficiente capacidad de interconexión, que adicionalmente mejore la seguridad del sistema, con el sistema eléctrico europeo que por su tamaño permite la absorción de las variaciones de producción. Complementariamente con lo anterior y dado que la energía eléctrica no es, por el momento, susceptible de ser almacenada como tal y, por tanto, debe ser producida en el mismo instante y en la misma cuantía que es demandada por el consumidor, es necesario, para evitar vertidos de energía renovable, que se disponga en el sistema eléctrico de suficientes instalaciones de bombeo que, ante

excesos de producción frente a la demanda, guarden esa energía, transformada en energía potencial, en el embalse situado en la cota superior para poder ser turbinada cuando las necesidades del sistema así lo requieran. Naturalmente, el marco regulatorio deberá incorporar incentivos tales que los titulares de las instalaciones encuentran máximo beneficio cuando operan estas instalaciones bajo las indicaciones del operador del sistema con el objetivo de maximizar la integración de renovables con seguridad en el sistema eléctrico.

Otro paquete de herramientas está relacionado con la forma de consumir de los consumidores. La morfología de la curva de carga con elevadas ratios entre los consumos de noche y los consumos de día no resulta facilitadora de la integración de las renovables sin riesgos de vertido. Por ello, es necesario que se profundice en medidas de gestión de demanda para que, a través de incentivos o señales económicas en los marcos regulatorios, se cambie la pauta de consumo, obteniéndose un aplanamiento de la curva de carga. Naturalmente, estas medidas deben venir acompañadas de un despliegue de contadores capaces de acumular medidas discriminadas por periodos horarios a los que deberán, como ya se ha indicado, corresponder precios diferentes.

En definitiva, los excesos de producción renovable, dado el necesario equilibrio instantáneo entre la producción y la demanda deben ser o bien consumidos (si se han desarrollado actuaciones de gestión de demanda o si se ha desplegado en el futuro, de forma relevante, el coche eléctrico) o bien exportados (si hay suficiente capacidad en las interconexiones) o bien almacenados en forma de energía potencial en los vasos superiores de las instalaciones reversibles de bombeo.

Otras consideraciones que deben tenerse presente son las implicaciones que las energías renovables tienen en el mercado de electricidad. En primer lugar, debe señalarse que desde la Unión Europea se han impuesto dos objetivos entre los cuales ha de buscarse la necesaria coherencia. Esto es, la construcción del mercado interior de la energía introduciendo en los marcos regulatorios de los Estados miembros mercados de electricidad como asignadores de tecnologías y reveladores de precios, y la fijación posterior de la obligatoriedad de incorporar un 20% de energías renovables en la energía final de cada Estado miembro. Esto implica que, en el caso español, el 40% de la energía entra en el mercado con ofertas a precio cero, deprimiendo los precios del mercado, si bien, induce fuera del mercado unos costes superiores a los ahorros alcanzados, debiendo computarse la necesidad de potencia de respaldo, que, en el mercado resulta con pocas horas de funcionamiento para conseguir la recuperación de las inversiones, necesitando, por tanto, señales económicas explícitas que ayuden a la citada recuperación. Además, es necesario mantener una cantidad superior de reservas calientes en el sistema para asegurar en todo momento el equilibrio dinámico entre la generación y la demanda. Finalmente, se induce una mayor necesidad de red (para evacuar la generación renovable cuando dispone de recurso primario, sol o viento, o para evacuar la necesaria generación de respaldo cuando no se dispone del recurso renovable).

Por tanto, las energías renovables generan incertidumbres en lo relativo a la recuperación de las inversiones en tecnología convencional, ya que los inversores no perciben señales económicas emanantes del mercado que les permitan confiar en una recuperación de sus inversiones.

Por todo lo anterior, es necesario revisar las implicaciones que tiene el cambio del mix de generación (apostando por las energías renovables) con una importante incidencia en la formación de los precios en el mercado e inducción de costes explícitos (garantía de potencia) fuera del mismo.

Se debe analizar si el mercado marginalista, como institución asignadora de precios, es el esquema regulatorio más adecuado cuando en el citado mix se incrementa la presencia de energías renovables. No se debe olvidar que en el parque de generación, cuando comenzó el mercado eléctrico, no existían ciclos combinados y la presencia de energías renovables era testimonial, es decir, el esquema de mercado que se diseñó estaba acorde con el mix de generación existente en ese momento. Vamos camino a un parque con tecnologías de altos costes fijos y escaso coste variable que necesita el complemento de una tecnología con menor coste de inversión, pero con elevado coste variable y con bastantes menos horas para recuperar la inversión incurrida.

El esquema actual con precios marginales que, por un lado, no alcanzan a recuperar las inversiones necesarias por la seguridad del suministro y que son el complemento de las energías renovables, mientras que, por otro lado, sobrerretribuyen unas tecnologías en muy avanzado grado de amortización y con costes variables muy pequeños, no parece que sea el más adecuado, ya que es cuestionable su papel desde el punto de vista de la eficiencia económica y atenta contra la justicia distributiva que, al haber aparecido nuevos agentes en el mercado de generación, pueden verse en dificultades económicas por tener sus inversiones en las tecnologías de respaldo.

Algunos países ya han anticipado esta problemática y han empezado, en un proceso de debate abierto y participativo, a elaborar propuestas en las que se ven matizados los esquemas ultraliberales de los mercados eléctricos, con el fin de avanzar en un proceso de descarbonización, sustituyendo sus centrales más obsoletas y más contaminantes por tecnologías libres de emisiones, para lo cual deben atraer inversiones mediante la adecuada recuperación de las mismas.

## Bibliografía

Informe Anual de Explotación del Sistema Eléctrico Peninsular.

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (2008), Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte.

Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020.

## Índice de Tablas, Gráficos e Imágenes

### Tablas

|                                                                                                                           |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1. Valores de referencia de emisiones para distintas tecnologías de generación sin instalación de limpieza de gases | 19 |
| Tabla 2. Características de las tecnologías de generación eléctrica renovable                                             | 53 |
| Tabla 3. Características de las tecnologías que pueden respaldar la falta de garantía de las renovables                   | 53 |

### Gráficos

|                                                                                                                                                          |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Gráfico 1. Evolución de la potencia instalada en España hasta el año 2000                                                                                | 8  |
| Gráfico 2. Potencia instalada a 31 de diciembre del 2011                                                                                                 | 8  |
| Gráfico 3. Cobertura de la demanda anual                                                                                                                 | 9  |
| Gráfico 4. Evolución del mix de generación español                                                                                                       | 9  |
| Gráfico 5. Curva de la demanda                                                                                                                           | 10 |
| Gráfico 6. Monótonas del ratio de la demanda y del requerimiento en el año 2010                                                                          | 28 |
| Gráfico 7. Monótonas del ratio del requerimiento de 2004 a 2010                                                                                          | 28 |
| Gráfico 8. Rosa de los vientos en un emplazamiento                                                                                                       | 30 |
| Gráfico 9. Ejemplo de MPN de área limitada                                                                                                               | 31 |
| Gráfico 10. Componentes de la radiación solar                                                                                                            | 32 |
| Gráfico 11. Curva de potencia de un aerogenerador                                                                                                        | 33 |
| Gráfico 12. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas                                                              | 37 |
| Gráfico 13. Curva tensión-tiempo que define el área de la “perturbación de tensión” en barras de central que debe poder ser soportado por la instalación | 39 |

|                                                                                                             |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Gráfico 14. Análisis peninsular de las capacidades de evaluación por zonas                                  | 45 |
| Gráfico 15. Esquema de funcionamiento de un sistema completo de previsión                                   | 46 |
| Gráfico 16. Ejemplo de previsión probabilista                                                               | 47 |
| Gráfico 17. Errores absolutos de predicción eólica a 4 horas durante 2010                                   | 47 |
| Gráfico 18. Errores absolutos medios de predicción eólica con respecto a producción en el periodo 2006-2010 | 48 |
| Gráfico 19. Errores absolutos medios de predicción solar fotovoltaica en el primer trimestre de 2011        | 49 |
| Gráfico 20. Reducciones de generación eólica por balance de potencia el 1 de marzo de 2010                  | 58 |
| Gráfico 21. Energía de generación eólica reducida por balance de potencia                                   | 58 |
| Gráfico 22. Energía reducida debido a excedentes de generación frente a energía producible                  | 59 |
| Gráfico 23. Energía reducida debido a congestiones en la red de transporte                                  | 60 |
| Gráfico 24. Energía reducida debido a congestiones en la red de distribución                                | 60 |
| Gráfico 25. Clasificación de las medidas de gestión de la demanda                                           | 62 |
| Gráfico 26. Funcionalidad del almacenamiento y sus requerimientos de potencia-tiempo de descarga            | 65 |
| Gráfico 27. Capacidad de recarga de vehículos eléctricos del sistema eléctrico peninsular español           | 66 |

## Imágenes

|                                                        |    |
|--------------------------------------------------------|----|
| Imagen 1. Placas fotovoltaicas                         | 34 |
| Imagen 2. Planta termosolar. Receptor central en torre | 34 |



## Documentos de trabajo publicados

- 1/2003. **Servicios de atención a la infancia en España: estimación de la oferta actual y de las necesidades ante el horizonte 2010.** María José González López.
- 2/2003. **La formación profesional en España. Principales problemas y alternativas de progreso.** Francisco de Asís de Blas Aritio y Antonio Rueda Serón.
- 3/2003. **La Responsabilidad Social Corporativa y políticas públicas.** Alberto Lafuente Félez, Víctor Viñuales Edo, Ramón Pueyo Viñuales y Jesús Llaría Aparicio.
- 4/2003. **V Conferencia Ministerial de la OMC y los países en desarrollo.** Gonzalo Fanjul Suárez.
- 5/2003. **Nuevas orientaciones de política científica y tecnológica.** Alberto Lafuente Félez.
- 6/2003. **Repensando los servicios públicos en España.** Alberto Infante Campos.
- 7/2003. **La televisión pública en la era digital.** Alejandro Perales Albert.
- 8/2003. **El Consejo Audiovisual en España.** Ángel García Castillejo.
- 9/2003. **Una propuesta alternativa para la Coordinación del Sistema Nacional de Salud español.** Javier Rey del Castillo.
- 10/2003. **Regulación para la competencia en el sector eléctrico español.** Luis Atienza Serna y Javier de Quinto Romero.
- 11/2003. **El fracaso escolar en España.** Álvaro Marchesi Ullastres.
- 12/2003. **Estructura del sistema de Seguridad Social. Convergencia entre regímenes.** José Luis Tortuero Plaza y José Antonio Panizo Robles.
- 13/2003. **The Spanish Child Gap: Rationales, Diagnoses, and Proposals for Public Intervention.** Fabrizio Bernardi.
- 13\*/2003. **El déficit de natalidad en España: análisis y propuestas para la intervención pública.** Fabrizio Bernardi.
- 14/2003. **Nuevas fórmulas de gestión en las organizaciones sanitarias.** José Jesús Martín Martín.
- 15/2003. **Una propuesta de servicios comunitarios de atención a personas mayores.** Sebastián Sarasa Urdiola.
- 16/2003. **El Ministerio Fiscal. Consideraciones para su reforma.** Olga Fuentes Soriano.
- 17/2003. **Propuestas para una regulación del trabajo autónomo.** Jesús Cruz Villalón.
- 18/2003. **El Consejo General del Poder Judicial. Evaluación y propuestas.** Luis López Guerra.
- 19/2003. **Una propuesta de reforma de las prestaciones por desempleo.** Juan López Gandía.
- 20/2003. **La Transparencia Presupuestaria. Problemas y Soluciones.** Maurici Lucena Betriu.
- 21/2003. **Análisis y evaluación del gasto social en España.** Jorge Calero Martínez y Mercè Costa Cuberta.
- 22/2003. **La pérdida de talentos científicos en España.** Vicente E. Larraga Rodríguez de Vera.
- 23/2003. **La industria española y el Protocolo de Kioto.** Antonio J. Fernández Segura.
- 24/2003. **La modernización de los Presupuestos Generales del Estado.** Enrique Martínez Robles, Federico Montero Hita y Juan José Puerta Pascual.
- 25/2003. **Movilidad y transporte. Opciones políticas para la ciudad.** Carme Miralles-Guasch y Àngel Cebollada i Frontera.
- 26/2003. **La salud laboral en España: propuestas para avanzar.** Fernando G. Benavides.
- 27/2003. **El papel del científico en la sociedad moderna.** Pere Puigdomènech Rosell.
- 28/2003. **Tribunal Constitucional y Poder Judicial.** Pablo Pérez Tremps.
- 29/2003. **La Audiencia Nacional: una visión crítica.** José María Asencio Mellado.
- 30/2003. **El control político de las misiones militares en el exterior.** Javier García Fernández.
- 31/2003. **La sanidad en el nuevo modelo de financiación autonómica.** Jesús Ruiz-Huerta Carbonell y Octavio Granado Martínez.
- 32/2003. **De una escuela de mínimos a una de óptimos: la exigencia de esfuerzo igual en la Enseñanza Básica.** Julio Carabaña Morales.
- 33/2003. **La difícil integración de los jóvenes en la edad adulta.** Pau Baizán Muñoz.
- 34/2003. **Políticas de lucha contra la pobreza y la exclusión social en España: una valoración con EspaSim.** Magda Mercader Prats.
- 35/2003. **El sector del automóvil en la España de 2010.** José Antonio Bueno Oliveros.
- 36/2003. **Publicidad e infancia.** Purificación Llaquet, M<sup>a</sup> Adela Moyano, María Guerrero, Cecilia de la Cueva, Ignacio de Diego.

- 37/2003. **Mujer y trabajo.** Carmen Sáez Lara.
- 38/2003. **La inmigración extracomunitaria en la agricultura española.** Emma Martín Díaz.
- 39/2003. **Telecomunicaciones I: Situación del Sector y Propuestas para un modelo estable.** José Roberto Ramírez Garrido y Juan Vega Esquerrá.
- 40/2003. **Telecomunicaciones II: Análisis económico del sector.** José Roberto Ramírez Garrido y Álvaro Escribano Sáez.
- 41/2003. **Telecomunicaciones III: Regulación e Impulso desde las Administraciones Públicas.** José Roberto Ramírez Garrido y Juan Vega Esquerrá.
- 42/2004. **La Renta Básica. Para una reforma del sistema fiscal y de protección social.** Luis Sanzo González y Rafael Pinilla Pallejà.
- 43/2004. **Nuevas formas de gestión. Las fundaciones sanitarias en Galicia.** Marciano Sánchez Bayle y Manuel Martín García.
- 44/2004. **Protección social de la dependencia en España.** Gregorio Rodríguez Cabrero.
- 45/2004. **Inmigración y políticas de integración social.** Miguel Pajares Alonso.
- 46/2004. **TV educativo-cultural en España. Bases para un cambio de modelo.** José Manuel Pérez Tornero.
- 47/2004. **Presente y futuro del sistema público de pensiones: Análisis y propuestas.** José Antonio Griñán Martínez.
- 48/2004. **Contratación temporal y costes de despido en España: lecciones para el futuro desde la perspectiva del pasado.** Juan J. Dolado y Juan F. Jimeno.
- 49/2004. **Propuestas de investigación y desarrollo tecnológico en energías renovables.** Emilio Menéndez Pérez.
- 50/2004. **Propuestas de racionalización y financiación del gasto público en medicamentos.** Jaume Puig-Junoy y Josep Llop Talaverón.
- 51/2004. **Los derechos en la globalización y el derecho a la ciudad.** Jordi Borja.
- 52/2004. **Una propuesta para un comité de Bioética de España.** Marco-Antonio Broggi Trias.
- 53/2004. **Eficacia del gasto en algunas políticas activas en el mercado laboral español.** César Alonso-Borrego, Alfonso Arellano, Juan J. Dolado y Juan F. Jimeno.
- 54/2004. **Sistema de defensa de la competencia.** Luis Berenguer Fuster.
- 55/2004. **Regulación y competencia en el sector del gas natural en España. Balance y propuestas de reforma.** Luis Atienza Serna y Javier de Quinto Romero.
- 56/2004. **Propuesta de reforma del sistema de control de concentraciones de empresas.** José M<sup>a</sup> Jiménez Laiglesia.
- 57/2004. **Análisis y alternativas para el sector farmacéutico español a partir de la experiencia de los EE UU.** Rosa Rodríguez-Monguió y Enrique C. Seoane Vázquez.
- 58/2004. **El recurso de amparo constitucional: una propuesta de reforma.** Germán Fernández Farreres.
- 59/2004. **Políticas de apoyo a la innovación empresarial.** Xavier Torres.
- 60/2004. **La televisión local entre el limbo regulatorio y la esperanza digital.** Emili Prado.
- 61/2004. **La universidad española: soltando amarras.** Andreu Mas-Colell.
- 62/2005. **Los mecanismos de cohesión territorial en España: un análisis y algunas propuestas.** Ángel de la Fuente.
- 63/2005. **El libro y la industria editorial.** Gloria Gómez-Escalonilla.
- 64/2005. **El gobierno de los grupos de sociedades.** José Miguel Embid Irujo, Vicente Salas Fumás.
- 65(I)/2005. **La gestión de la demanda de electricidad Vol. I.** José Ignacio Pérez Arriaga, Luis Jesús Sánchez de Tembleque, Mercedes Pardo.
- 65(II)/2005. **La gestión de la demanda de electricidad Vol. II (Anexos).** José Ignacio Pérez Arriaga, Luis Jesús Sánchez de Tembleque, Mercedes Pardo.
- 66/2005. **Responsabilidad patrimonial por daño ambiental: propuestas de reforma legal.** Ángel Manuel Moreno Molina.
- 67/2005. **La regeneración de barrios desfavorecidos.** María Bruquetas Callejo, Fco. Javier Moreno Fuentes, Andrés Walliser Martínez.
- 68/2005. **El aborto en la legislación española: una reforma necesaria.** Patricia Laurenzo Copello.
- 69/2005. **El problema de los incendios forestales en España.** Fernando Estirado Gómez, Pedro Molina Vicente.
- 70/2005. **Estatuto de laicidad y Acuerdos con la Santa Sede: dos cuestiones a debate.** José M.<sup>a</sup> Contreras Mazarío, Óscar Celador Angón.
- 71/2005. **Posibilidades de regulación de la eutanasia solicitada.** Carmen Tomás-Valiente Lanuza.
- 72/2005. **Tiempo de trabajo y flexibilidad laboral.** Gregorio Tudela Cambroner, Yolanda Valdeolivas García.

73/2005. **Capital social y gobierno democrático.** Francisco Herreros Vázquez.

74/2005. **Situación actual y perspectivas de desarrollo del mundo rural en España.** Carlos Tió Saralegui.

75/2005. **Reformas para revitalizar el Parlamento español.** Enrique Guerrero Salom.

76/2005. **Rivalidad y competencia en los mercados de energía en España.** Miguel A. Lasheras.

77/2005. **Los partidos políticos como instrumentos de democracia.** Henar Criado Olmos.

78/2005. **Hacia una deslocalización textil responsable.** Isabel Kreisler.

79/2005. **Conciliar las responsabilidades familiares y laborales: políticas y prácticas sociales.** Juan Antonio Fernández Cordón y Constanza Tobío Soler.

80/2005. **La inmigración en España: características y efectos sobre la situación laboral de los trabajadores nativos.** Raquel Carrasco y Carolina Ortega.

81/2005. **Productividad y nuevas formas de organización del trabajo en la sociedad de la información.** Rocío Sánchez Mangas.

82/2006. **La propiedad intelectual en el entorno digital.** Celeste Gay Fuentes.

83/2006. **Desigualdad tras la educación obligatoria: nuevas evidencias.** Jorge Calero.

84/2006. **I+D+i: selección de experiencias con (relativo) éxito.** José Antonio Bueno Oliveros.

85/2006. **La incapacidad laboral en su contexto médico: problemas clínicos y de gestión.** Juan Gervas, Ángel Ruiz Téllez y Mercedes Pérez Fernández.

86/2006. **La universalización de la atención sanitaria. Sistema Nacional de Salud y Seguridad Social.** Francisco Sevilla.

87/2006. **El sistema de servicios sociales español y las necesidades derivadas de la atención a la dependencia.** Pilar Rodríguez Rodríguez.

88/2006. **La desalinización de agua de mar mediante el empleo de energías renovables.** Carlos de la Cruz.

89/2006. **Bases constitucionales de una posible política sanitaria en el Estado autonómico.** Juan José Solozábal Echavarría.

90/2006. **Desigualdades territoriales en el Sistema Nacional de Salud (SNS) de España.** Beatriz González López-Valcárcel y Patricia Barber Pérez.

91/2006. **Agencia de Evaluación: innovación social basada en la evidencia.** Rafael Pinilla Pallejà.

92/2006. **La Situación de la industria cinematográfica española.** José María Álvarez Monzoncillo y Javier López Villanueva.

93/2006. **Intervención médica y buena muerte.** Marc-Antoni Broggi Trias, Clara Llubíà Maristany y Jordi Trelis Navarro.

94/2006. **Las prestaciones sociales y la renta familiar.** María Teresa Quílez Félez y José Luis Achurra Aparicio.

95/2006. **Plan integral de apoyo a la música y a la industria discográfica.** Juan C. Calvi.

96/2006. **Justicia de las víctimas y reconciliación en el País Vasco.** Manuel Reyes Mate.

97/2006. **Cuánto saben los ciudadanos de política.** Marta Fraile.

98/2006. **Profesión médica en la encrucijada: hacia un nuevo modelo de gobierno corporativo y de contrato social.** Albert J. Jovell y María D. Navarro.

99/2006. **El papel de la financiación público-privada de los servicios sanitarios.** A. Prieto Orzanco, A. Arbelo López de Letona y E. Mengual García.

100/2006. **La financiación sanitaria autonómica: un problema sin resolver.** Pedro Rey Biel y Javier Rey del Castillo.

101/2006. **Responsabilidad social empresarial en España.** Anuario 2006.

102/2006. **Problemas emergentes en salud laboral: retos y oportunidades.** Fernando G. Benavides y Jordi Delclòs Clanchet.

103/2006. **Sobre el modelo policial español y sus posibles reformas.** Javier Barcelona Llop.

104/2006. **Infraestructuras: más iniciativa privada y mejor sector público.** Ginés de Rus Mendoza.

105/2007. **El teatro en España: decadencia y criterios para su renovación.** Joaquín Vida Arredondo.

106/2007. **Las alternativas al petróleo como combustible para vehículos automóviles.** José Antonio Bueno Oliveros.

107/2007. **Movilidad del factor trabajo en la Unión Europea y coordinación de los sistemas de pensiones.** Jesús Ferreiro Aparicio y Felipe Serrano Pérez.

108/2007. **La reforma de la casación penal.** Jacobo López Barja de Quiroga.

109/2007. **El gobierno electrónico: servicios públicos y participación ciudadana.** Fernando Tricas Lamana.

110/2007. **Sistemas alternativos a la resolución de conflictos (ADR): la mediación en las jurisprudencias civil y penal.** José-Pascual Ortuño Muñoz y Javier Hernández García.

- 111/2007. **El sector de la salud y la atención a la dependencia.** Antonio Jiménez Lara.
- 112/2007. **Las revistas culturales y su futuro digital.** M.<sup>a</sup> Trinidad García Leiva.
- 113/2007. **Mercado de vivienda en alquiler en España: más vivienda social y más mercado profesional.** Alejandro Inurrieta Beruete.
- 114/2007. **La gestión de la demanda de energía en los sectores de la edificación y del transporte.** José Ignacio Pérez Arriaga, Xavier García Casals, María Mendiluce Villanueva, Pedro Miras Salamanca y Luis Jesús Sánchez de Tembleque.
- 115/2007. **Aseguramiento de los riesgos profesionales y responsabilidad empresarial.** Manuel Correa Carrasco.
- 116/2007. **La inversión del minoritario: el capital silencioso.** Juan Manuel Barreiro, José Ramón Martínez, Ángeles Pellón y José Luis de la Peña.
- 117/2007. **¿Se puede dinamizar el sector servicios? Un análisis del sector y posibles vías de reforma.** Carlos Maravall Rodríguez.
- 118/2007. **Políticas de creación de empresas y su evaluación.** Roberto Velasco Barroetabeña y María Saiz Santos.
- 119/2007. **La reforma del acceso a la carrera judicial en España: algunas propuestas.** Alejandro Saiz Arnaiz.
- 120/2007. **Renta y privación en España desde una perspectiva dinámica.** Rosa Martínez López.
- 121/2007. **La inversión pública en España: algunas líneas estratégicas.** Rafael Myro Sánchez.
- 122/2007. **La prensa ante el reto en línea. Entre las limitaciones del modelo tradicional y las incógnitas de su estrategia digital.** Xosé López y Xosé Pereira.
- 123/2007. **Genéricos: medidas para el aumento de su prescripción y uso en el Sistema Nacional de Salud.** Antonio Iñesta García.
- 124/2007. **Laicidad, manifestaciones religiosas e instituciones públicas.** José M.<sup>a</sup> Contreras Mazario y Óscar Celador Angón.
- 125/2007. **Las cajas de ahorros: retos de futuro.** Ángel Berges Lobera y Alfonso García Mora.
- 126/2007. **El Informe PISA y los retos de la educación en España.** Olga Salido Cortés.
- 127/2007. **Propuesta de organización corporativa de la profesión médica.** Juan F. Hernández Yáñez.
- 128/2008. **Urbanismo, arquitectura y tecnología en la ciudad digital.** José Carlos Arnal Losilla.
- 129/2008. **La televisión digital terrestre en España. Por un sistema televisivo de futuro acorde con una democracia de calidad.** Enrique Bustamante Ramírez.
- 130/2008. **La distribución y dispensación de medicamentos en España.** Ricard Meneu.
- 131/2008. **Nuevos mecanismos de fraude fiscal. Algunas propuestas para un modelo de investigación.** Juan Manuel Vera Priego.
- 132/2008. **Radio digital en España: incertidumbres tecnológicas y amenazas al pluralismo.** Rosa Franquet Calvet.
- 133/2008. **Dinámica emprendedora en España.** M.<sup>a</sup> Jesús Alonso Nuez, Carmen Galve Górriz, Vicente Salas Fumás y J. Javier Sánchez Asín.
- 134(I)/2008. **Negociación colectiva, adaptabilidad empresarial y protección de los derechos de los trabajadores vol. I.** Joaquín García Murcia y María Antonia Castro Argüelles.
- 134(II)/2008. **Negociación colectiva, adaptabilidad empresarial y protección de los derechos de los trabajadores vol. II (Anexos).** Joaquín García Murcia y María Antonia Castro Argüelles.
- 135/2008. **El sindicalismo en España.** Andrew J. Richards.
- 136/2008. **La Genómica de plantas: una oportunidad para España.** Pere Arús y Pere Puigdomènech.
- 137/2008. **Planes y fondos de pensiones: propuestas de reforma.** José Luis Monereo Pérez y Juan Antonio Fernández Bernat.
- 138/2008. **Modelos de desarrollo de centros hospitalarios: tendencias y propuestas.** Óscar Moracho del Río.
- 139/2008. **La frontera de la innovación: la hora de la empresa industrial española.** Emilio Huertas Arribas y Carmen García Olaverri.
- 140/2008. **Propuestas para mejorar la calidad de vida en las ciudades.** María Cifuentes, Rafael Córdoba, Gloria Gómez (coord.), Carlos Hernández Pezzi, Marcos Montes, Raquel Rodríguez, Álvaro Sevilla.
- 141/2008. **La evolución de la productividad en España y el capital humano.** Rafael Doménech.
- 142/2008. **Los sindicatos en España frente a los retos de la globalización y del cambio tecnológico.** Holm-Detlev Köhler.
- 143/2009. **La creación del Sistema Nacional de Dependencia: origen, desarrollo e implicaciones económicas y sociales.** Elisa Díaz, Sara Ladra y Néboa Zozaya.

- 144/2009. **Biotecnología para una química verde, respetuosa con el medio ambiente.** José Luis García López.
- 145/2009. **Reinterpretando la rendición de cuentas o *accountability*: diez propuestas para la mejora de la calidad democrática y la eficacia de las políticas públicas en España.** Eduard Jiménez Hernández.
- 146/2009. **Análisis económico de los efectos de la inmigración en el sistema educativo español.** Javier Salinas Jiménez y Daniel Santín González.
- 147/2009. **Seguridad, transparencia y protección de datos: el futuro de un necesario e incierto equilibrio.** José Luis Piñar Mañas.
- 148/2009. **La protección de la discapacidad en el sistema de seguridad social: propuestas de mejora.** Luis Cayo Pérez Bueno y Miguel Ángel Cabra de Luna.
- 149/2009. **El sistema de relaciones sindicales en España: un balance general del marco jurídico y del funcionamiento de la práctica sindical en el sistema social.** Manuel Carlos Palomeque López.
- 150/2009. **El papel del “Derecho” en la crisis. Algunos aspectos de la regulación financiera y de las grandes empresas en su relación con la Economía.** Andrés Recalde Castells.
- 151/2009. **Formación de los comunicadores en la era digital.** Manuel Santiago de Aguilar Gutiérrez y Pedro Soler Rojas.
- 152/2009. **Rescates y reestructuración bancaria: el caso español.** Santiago Fernández de Lis, Daniel Manzano, Emilio Ontiveros y Francisco J. Valero.
- 153/2010. **Cláusulas sociales, libre competencia y contratación pública.** Daniel Martínez Fons
- 154/2009. **Los efectos de los conciertos sobre la eficiencia y la equidad del sistema educativo español.** María Jesús Mancebón Torrubia y Domingo Pérez Ximénez de Embún.
- 155/2009. **Políticas de vivienda en un contexto de exceso de oferta.** Julio Rodríguez López.
- 156/2010. **El modelo de control interno del gasto público estatal. Propuestas de cambio.** Ximena Lazo Vitoria.
- 157/2010. **La flexiseguridad laboral en España.** Fernando Valdés Dal-Ré y Jesús Lahera Forteza.
- 158/2010. **Cuidado parental en la infancia y desigualdad social: un estudio sobre la Encuesta de Empleo del Tiempo en España.** María José González, Marta Domínguez y Pau Baizán.
- 159/2010. **La atención a la dependencia y el empleo.** Ángel Rodríguez Castedo y Antonio Jiménez Lara.
- 160/2010. **La subcontratación empresarial. Hacia un nuevo modelo de regulación.** José Luis Monereo Pérez y Carolina Serrano Falcón.
- 161/2010. **Cambio demográfico y pensiones de la Seguridad Social.** Fidel Ferreras Alonso.
- 162/2010. **La enfermería frente al espejo: mitos y realidades.** Juan F. Hernández Yáñez.
- 163/2010. **Estado autonómico, Unión Europea y mundialización.** Alberto Pérez Calvo.
- 164/2010. **¿Quiénes son y cómo votan los españoles “de izquierdas”?** Guillermo Cordero García e Irene Martín Cortés.
- 165/2010. **Pobreza y privación material en España en el periodo 2004-2008: del auge económico al inicio de la recesión.** Rosa Martínez López.
- 166/2010. **¿Se organiza mejor la derecha que la izquierda? Un estudio de la organización de los partidos de derechas en las democracias occidentales.** Javier Astudillo.
- 167/2010. **Valores y políticas que distinguen a los ciudadanos de derecha de los de izquierda.** Francisco Herreros Vázquez.
- 168/2011. **El significado y el contenido del centro ideológico en España.** Mariano Torcal Lorient
- 169/2011. **Los excluidos también pueden votar: abstención y exclusión social en España.** Braulio Gómez Fortes y Manuel Trujillo Carmona
- 170/2011. **Transparencia y acceso a la información pública en España: análisis y propuestas legislativas.** Emilio Guichot Reina.
- 171/2011. **La evaluación de tecnologías sanitarias en España.** Oriol de Solà-Morales.
- 172/2011. **Reflexiones sobre la atención primaria de salud.** Antoni Dedeu, Carolina Lapena, Tino Martí, Josep M.<sup>a</sup> Monguet y Josep M. Picas.
- 173/2011. **Una nueva Ley General de Sanidad para sostener el Sistema Nacional de Salud.** Javier Rey del Castillo.
- 174/2011. **Gestión de listas de espera en el Sistema Nacional de Salud. Una breve aproximación a su análisis.** Agustín Cañizares Ruiz y Álvaro Santos Gómez.
- 175/2011. **Los sindicatos españoles: voz e influencia en las empresas.** Carmen García-Olaverri y Emilio Huerta.

