

El mix energético español; evolución histórica y prevista de la estructura de producción eléctrica

J. Revuelta y R. López Sanz

Este artículo describe el comportamiento histórico y previsto de la producción eléctrica del sistema español peninsular, en base a los datos registrados por el Operador del Sistema Eléctrico, Red Eléctrica de España, y a las previsiones de su departamento de Planificación de la Red. Se caracteriza en primer lugar el comportamiento de la demanda, y a continuación la evolución de los medios de producción. Se señalan los principales cambios sufridos por el sector, y se apuntan los retos futuros a los que se enfrenta de cara a la evolución prevista de la demanda, la integración de energías renovables y los objetivos energéticos planteados en los ámbitos nacional y europeo.

This article describes the past and forecasted evolution of the electric production of the Spanish system (excluding the Spanish isolated systems), according to the records of the System Operator, Red Eléctrica de España, and the studies of its Network Planning department. The behavior of the demand is analysed, as well as the evolution of the generation mix. The article exposes the main recent changes the sector has undergone, and points out the main future challenges it will face regarding the forecasted evolution of the demand, the integration of renewable energy sources, and the energy objectives established at European and national level.

EL COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA

El consumo de electricidad como energía final (energía usada en el punto de consumo) supuso en el año 2008 un total de 22.112 ktep, según los últimos datos oficiales disponibles. En ese año, cerca de un 22% del total de las necesidades energéticas españolas fueron satisfechas por el uso de electricidad, sólo superada por el consumo final de productos petrolíferos (59%). Por otra parte, el consumo de electricidad va ganando peso año tras año, impulsado por el proceso de electrificación de la sociedad.

En la figura 1 se compara el consumo final de electricidad por persona en España con los países europeos de nuestro entorno. Se observa que España parte de un consumo por habitante inferior a países de referencia pero con una tendencia de crecimiento tal que en el periodo 1997-2007 este indicador ha crecido a una media interanual del 3,8% en España, frente al conjunto de la UE-25, un 1,5%.

Intensidad energética

En la figura 2 se representa la evolución histórica de la intensidad energética final en España.

El consumo de energía final por unidad de PIB presentó una tendencia creciente, aunque con cierta oscilación, desde 1992 hasta 2003, donde creció a una media interanual del 0,6%. En los cuatro últimos años de los cuales se dispone de datos (2005-2008) la intensidad energética final ha experimentado una reducción significativa, de manera que actualmente (2008) nos encontramos en niveles mínimos, comparables a los alcanzados a principios de la década de los 90. Este comportamiento viene sin duda afectado por el impacto de la crisis económica, motivo por el cual es difícil identificar qué parte se debe al efecto de medidas de mejora de la eficiencia energética y qué parte es puramente coyuntural.

Ahorro y eficiencia energética

Desde el punto de vista de la demanda, la implementación de medidas de ahorro y eficiencia energética permiten que, para un mismo nivel de generación de riqueza (PIB) en el país, se requiera un menor consumo de electricidad.

En el último quinquenio se viene detectando una reducción de la elasticidad de la demanda respecto al PIB. Ésta representa la variación que experimentaría la demanda eléctrica ante una variación unitaria en el PIB nacional. Así, se habría pasado de



JAVIER REVUELTA ALONSO

es ingeniero industrial por la Universidad Pontificia Comillas ICAI. Se incorporó en 2004 a la filial internacional de Red Eléctrica de España donde participó durante cinco años en proyectos internacionales de consultoría, mientras se especializó en la matriz en la operación del sistema, la cobertura de demanda, la integración de renovables, la gestión de interconexiones eléctricas, el marco regulatorio y el diseño del mercado eléctrico. En 2009 se incorporó al departamento de Planificación de la Red, dentro de la Dirección General de Operación de Red Eléctrica. Desarrolla su actividad en el área de previsiones y cobertura de la demanda.



RUBÉN LÓPEZ SANZ

es ingeniero industrial por la Universidad Politécnica de Madrid, en la especialidad de técnicas energéticas. Tiene experiencia en el desarrollo e implementación de modelos de previsión de demanda eléctrica, y también en herramientas de monitorización de plantas de producción de electricidad. Actualmente trabaja en el departamento de Planificación de la Red en Red Eléctrica, donde se encarga del área de previsión de demanda a largo plazo y es parte del equipo de cobertura de la demanda. Además, colabora habitualmente en proyectos internacionales junto con otros TSO's, dentro del marco del Mercado Ibérico de Electricidad y de la organización europea ENTSO-E.

una elasticidad histórica igual a 1,3 (por tanto, tasas de crecimiento del consumo eléctrico por encima de las tasas de crecimiento del PIB) a valores ligeramente inferiores a la unidad.

Evolución del consumo eléctrico (TWh)

La figura 3 representa la evolución histórica del consumo de energía eléctrica peninsular en barras de central, contrastándose contra la evolución del PIB.

Se observa cómo 2009 es el primer año en el cual el consumo eléctrico disminuye con respecto al año anterior. Asimismo, se evidencia una clara correlación entre los crecimientos de demanda eléctrica y del PIB, si bien otros factores tales como la temperatura ambiente o la laboralidad tienen también influencia a la hora de explicar las variaciones de demanda.

Monótona de carga y curva horaria

Además del análisis del comportamiento de la demanda agregada anual de energía eléctrica, es importante conocer su comportamiento a nivel horario, ya que éste condiciona la elección de medios de producción. A este efecto, el análisis de la monótona de carga (valores horarios de demanda ordenados de mayor a menor) permite caracterizar el comportamiento de la demanda de un sistema, y por ende de los medios de producción necesarios para garantizar su cobertura. En concreto, dos valores de la curva monótona son especialmente significativos: el valor máximo -o punta de demanda- y los valores cercanos, que condicionan el dimensionamiento de un sistema eléctrico, y el valor mínimo -o valle de demanda- y los adyacentes, que definen el mínimo consumo del año al que deber hacer frente los medios de producción. Una curva muy apuntada implica que mucha potencia es necesaria para pocas horas de funcionamiento.

En la figura 4, que representa las monótonas de carga correspondientes a los años 1990, 2000, 2005 y 2009, podemos ver cómo la monótona de carga ha ido aumentando de nivel rápidamente hasta 2005, año a partir del cual se modera el crecimiento e incluso disminuye, para acabar 2009 con un nivel similar al de 2005. En cuanto a la forma de la curva monótona, en términos de potencia se produce un mayor incremento en las horas punta que en las horas valle, si bien el ratio de apuntamiento (relación punta anual / valle anual) registra una disminución progresiva, pasando de valores superiores a 3 en 1990 hasta valores medios de 2,5 en el último decenio. Esta es la evolución deseable de la curva monótona de carga, pues de este modo se disminuye la necesidad de equipo a instalar para hacer frente a las situaciones de punta de demanda eléctrica, y se hace un uso más eficiente de los medios instalados. Para

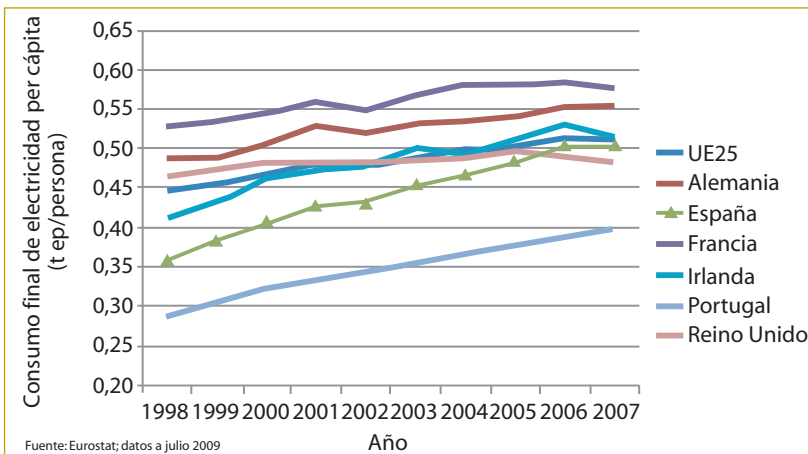


Figura 1. Evolución del consumo final de electricidad por persona en la UE-25.

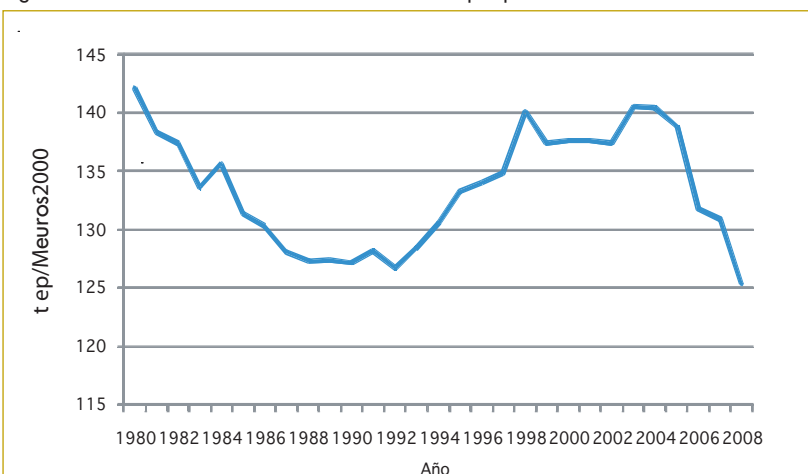


Figura 2. Evolución del indicador de intensidad energética final en España.

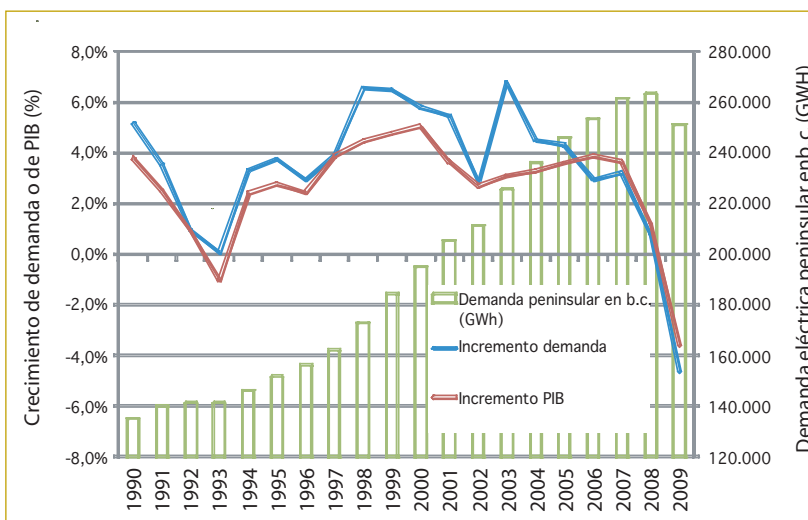


Figura 3. Evolución de la demanda eléctrica peninsular vs PIB nacional.

ello, será de especial relevancia la implantación de mecanismos de gestión de la demanda que disminuyan las necesidades extremas del sistema, adicionales al actual mecanismo de interrumpibilidad de grandes consumidores (servicio opcional retribuido). Será preciso actuar no sólo sobre la demanda industrial, sino también sobre las demandas residenciales mediante adecuadas señales y servicios opcionales no intrusivos.

En la figura 5 se compara el perfil típico de la curva de carga diaria de invierno y verano en el periodo 2005-2008 con el perfil existente 30 años atrás.

Como se puede observar, se mantiene en términos relativos -no en términos absolutos- la modulación de puntas y valles, si bien se aprecian diferencias:

- En invierno, se ha producido un aumento de demanda en las horas valle, lo cual tiene una influencia positiva

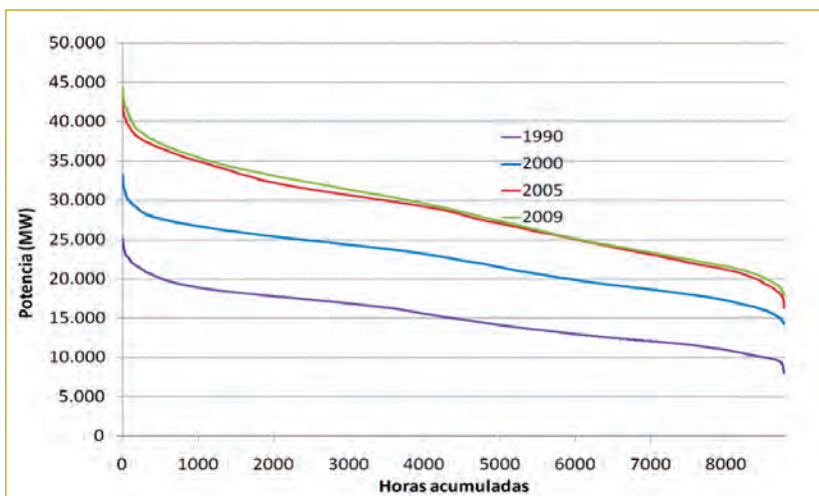


Figura 4. Evolución de la curva monótona de carga.

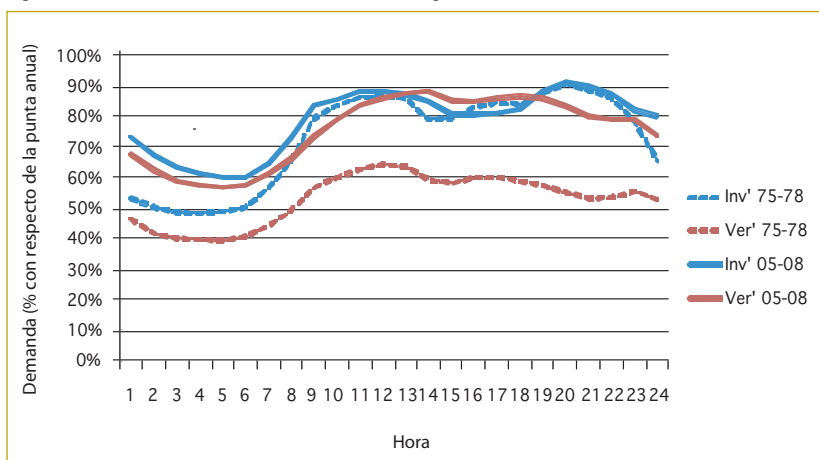


Figura 5. Comparación de perfiles normalizados de curva de carga horaria del sistema español peninsular. Periodos 2005-2008 y 1975-1978.

en la flexibilidad de funcionamiento exigida al parque generador. Por su parte, la punta de demanda se continúa produciendo habitualmente en la ventana horaria de las 19 a las 21 horas.

- En verano, se ha producido un importante cambio del factor de carga medio, que ha pasado del 53% al 75%, en gran medida como consecuencia de la instalación masiva de aparatos de aire acondicionado. Este hecho provoca que la cobertura de las puntas de demanda de verano se vuelva de tanta o mayor importancia que la cobertura de la punta de invierno, que tradicionalmente ha sido más exigente. En este caso, y a diferencia del invierno,

el consumo en horas punta de demanda ha crecido en mayor medida que en las horas valle.

Previsión de demanda

El conocimiento del comportamiento de la demanda eléctrica permite su predicción a futuro, que se realiza habitualmente a través de modelos econométricos de regresión. Así, se relaciona típicamente el crecimiento de demanda (variable explicada) con variaciones en otras magnitudes tales como PIB, temperatura o po-

blación (variables explicativas). Debido a la incertidumbre sobre la evolución de las propias variables explicativas, se elaboran diferentes escenarios que recogen posibles valores extremos. Adicionalmente, un escenario Eficiente considera que las medidas de eficiencia energética son altamente efectivas, y que se traducen en una reducción del consumo eléctrico en términos de potencia o energía.

En el último ejercicio de previsión de demanda elaborado por el operador del sistema se realizó la estimación de demanda a largo plazo mostrada en la tabla 1.

Por su parte, la evolución de los valores de la punta de potencia requerida es un dato fundamental a la hora de determinar la evolución de la capacidad del equipo generador, así como la de las redes de transporte y distribución. La tendencia histórica observada muestra una clara evolución creciente de la punta anual, si bien en el último quinquenio la punta de demanda ha crecido en mucha menor medida (0,5% interanual) que en el quinquenio anterior (5,5% interanual), posiblemente en parte por la saturación de equipos de climatización.

El citado ejercicio de previsión de demanda contiene asimismo previsiones de evolución de la punta de demanda del sistema peninsular, para dos escenarios contemplados: Superior y Eficiente, presentados en la tabla 2.

El efecto de la crisis económica sobre la demanda eléctrica ha sido contundente y ha dado lugar a nuevos escenarios de previsión. Frente a crecimientos históricos típicos de 3% a 6% anual durante los últimos 20 años (a excepción de la crisis de 1993), la demanda en 2009 no sólo no ha crecido por primera vez en la historia, sino que ha descendido un 4,6%. Considerando una lenta recuperación a partir del año 2010, esta crisis habría "retrasado" cuatro años todas las previsiones previas, y ha disminuido en cerca de 10.000 MW la punta de demanda anteriormente prevista para el año 2016 en el escenario superior.

Tabla 1. Previsión de demanda eléctrica peninsular.

Año	Demanda (TWh)			
	Escenarios de previsión			Previsión Eficiencia
	Inferior	Central	Superior	
2008		264		
2012	258	264	270	257
2016	286	298	311	274

Tabla 2. Previsión de punta de demanda eléctrica peninsular.

Año	Punta de Invierno (MW)	
	Superior	Eficiente
2008	44.259	44.259
2012	47.700	46.000
2016	53.700	51.400

Nota: los valores de invierno corresponden al periodo comprendido entre noviembre del año en curso y marzo del año siguiente

Evolución de la estructura de generación y cobertura de la demanda

Independientemente del marco regulatorio del sector eléctrico, la estructura de los medios de producción ha venido determinada tradicionalmente por aquella elección de tecnologías cuya suma de costes fijos de instalación más costes variables de producción resulte menor, condicionada a la disponibilidad del recurso primario y a posibles compromisos ambientales o de otra índole. Así, una central nuclear con muy elevados costes fijos, pero costes variables más reducidos, resulta óptima para funcionar en base durante todo el año; una turbina de gas, al contrario, con costes fijos más reducidos pero elevado coste variable es la más conveniente para cubrir aquella potencia que sólo será requerida unas pocas horas en el año. La energía hidráulica, con elevado coste fijo y medioambiental, pero muy bajo coste variable y con la mayor flexibilidad de funcionamiento, es generalmente la más interesante desde el punto de vista técnico y económico además de contribuir de manera importante a los servicios de ajuste del sistema. Por desgracia para nuestro sistema, tanto en potencia como en energía, este recurso primario es limitado. Las distintas tecnologías de carbón, con costes intermedios, cubrieron desde finales de los años 60 y durante los años 70 y 80 las necesidades energéticas de España.

En 1995, el parque generador estaba compuesto por 7.400 MW nucleares, más de 10.000 MW de carbón, y casi 8.000 MW de centrales de fuel/gas. La energía hidráulica, que ya en esta fecha había prácticamente agotado las posibilidades de nuestro sistema hidrológico, contribuía con más de 16.000 MW instalados, de los cuales 2.700 MW en centrales de bombeo puro que permitían un funcionamiento más continuo del parque nuclear y de carbón.

En cuanto a la producción, ésta ha de cubrir la demanda con el menor coste variable a partir de los medios instalados, condicionado a la disponibilidad de recursos primarios y a las posibilidades técnicas de funcionamiento de los grupos para seguir la demanda horaria. Así, en el año 1995, la energía nuclear funcionaba a plena potencia, las centrales de carbón modulaban ligeramente su carga por las noches con paradas de ciertos grupos durante los fines de semana, y la energía hidráulica seguía la demanda horaria durante el día. Los grupos de fuel/gas con coste variable más elevado, eran utilizados en menor medida -ver figura 7- para cubrir puntas de demanda o periodos de indisponibilidad de grupos de carbón. El apoyo económico al Régimen Especial mini hidráulico, buscando aprovechar pe-

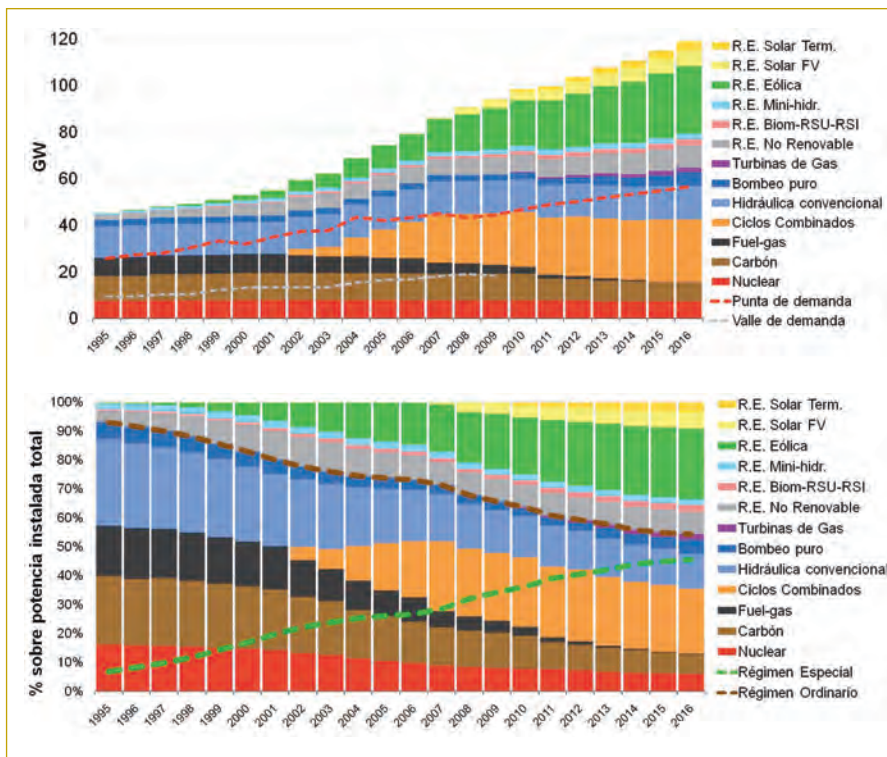


Figura 6. Evolución histórica y prevista* de potencia instalada en el sistema eléctrico español peninsular. Valores absolutos (gráfica superior) y relativos (gráfica inferior).

*Las decisiones de instalación de potencia corresponden exclusivamente a iniciativas privadas. Las hipótesis del Operador del Sistema no son vinculantes.

queños recursos hídricos adicionales, así como a la cogeneración que en su ciclo integral aprovecha mejor el combustible utilizado, permitió que otras tecnologías se abrieran paso con una modesta contribución a la producción bruta del sistema.

A partir de ahí, España necesitaba anualmente potencia adicional para cubrir mayores puntas de demanda del sistema, que crecieron entre 1995 y 2007 en más de 19.000 MW -debido al crecimiento industrial estructural y la mayor electrificación de hogares- a un promedio del 4,7% interanual. Paralelamente comenzaba a principios de los años 2000 el cierre de las antiguas centrales de fuel/gas; es relevante señalar que entre mediados y finales de la presente década se habrán cerrado todas las centrales de esta tecnología en desuso. También es inminente el cierre de varias plantas de carbón construidas en los años 60 y 70. En este contexto, el crecimiento de la potencia instalada y de la energía consumida ha provenido principalmente de dos fuentes: la aparición en 2002 de la tecnología de ciclo combinado, y el apoyo a las energías renovables.

La primera, los ciclos combinados, por presentar la mejor combinación de costes fijos y variables (costes de inversión por megavatio instalado muy inferiores a la energía nuclear y también a la de carbón, y razonable coste variable de gas, puesto que consigue rendimientos

superiores al 55%, por los apenas 35% a 38% que obtienen del carbón, fuel o gas, las centrales térmicas convencionales). Adicionalmente, sus bajas emisiones de CO₂, aproximadamente 60% inferiores a las de plantas convencionales, y su mayor flexibilidad para compensar la intermitencia del Régimen Especial, explican el auge excepcional de esta tecnología, que desde su aparición ha instalado aproximadamente 22.000 MW en el sistema peninsular.

La segunda, el apoyo a las energías renovables, por su contribución a la reducción de la inquietante dependencia energética que tiene España del exterior -aún superior al 80%- , la reducción de emisiones en línea con los compromisos medioambientales, la creación de empleo y desarrollo de una industria nacional, y la escasa relación de sus costes con la creciente y volátil cotización del barril de petróleo o del gas importado principalmente desde África, Oriente Medio y norte de Europa. También con el objetivo de desarrollar tecnologías que en algún momento sí serán más baratas y una alternativa a los combustibles fósiles.

Liberalización del sector

En 1995 comenzó una importante transición en el diseño del sector eléctrico, con la separación de las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización, tradicionalmente entendidas como un mismo y único servicio de llevar electricidad al consumidor, y

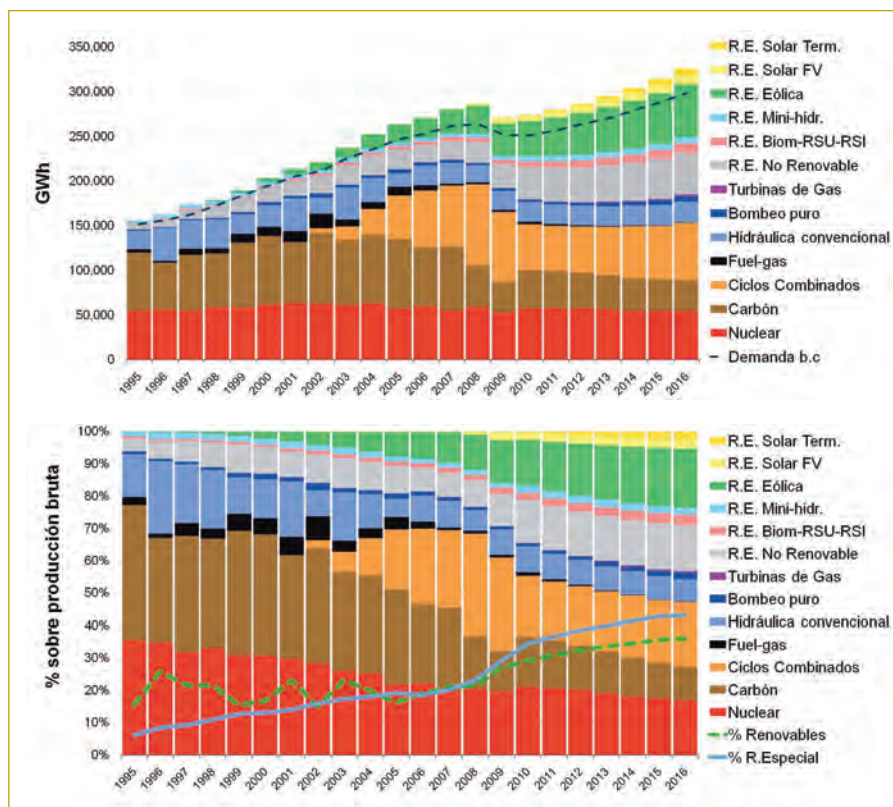


Figura 7. Evolución histórica y prevista* de producción eléctrica bruta en el sistema español peninsular. Valores absolutos (gráfica superior) y relativos (gráfica inferior).

*Los medios utilizados para cubrir la demanda eléctrica corresponden exclusivamente a los agentes participantes en el mercado en función de numerosos factores, con limitados ajustes del Operador del Sistema por motivos de seguridad. Las hipótesis del Operador del Sistema no son vinculantes.

ejercidas por empresas verticalmente integradas. En 1998 se creó un mercado eléctrico, en el marco de la denominada "liberalización del sector eléctrico", y cambió tanto la filosofía de la planificación de medios de generación, como la de la programación y despacho de los medios existentes. De una planificación estatal, las decisiones de inversión se trasladaron exclusivamente a los intereses privados de los agentes; y de un despacho económico en base a costes reconocidos, se evolucionó a un mercado que diariamente elaboraba el despacho horario de generación y fijaba la retribución horaria. Si bien cambiaron las reglas de juego en línea con la corriente de liberalización de otros sectores y en busca de mayor eficiencia en manos de la gestión privada, no cambió el rol de Red Eléctrica de España, gestor técnico del sistema, cuya adaptación al nuevo marco jugó un importante papel en esta transición. Tampoco ha cambiado el objetivo del sector eléctrico de suministrar la electricidad en condiciones de seguridad y al menor coste, condicionado por los compromisos externos.

En este nuevo tablero de juego tuvieron perfecta cabida tanto los ciclos combinados como, con algunos ajustes regulatorios, las centrales construidas en el anterior contexto. Con ajustes pe-

riódicos de las reglas para adaptarse a la evolución del sistema eléctrico, con la creación en 2006 del Mercado Ibérico que introdujo nuevas formas de contratación de electricidad, y con el constante crecimiento de las energías renovables, el sistema español sigue caminando, no sin ciertas dificultades pero con paso firme, hacia el objetivo europeo de 20% de renovables sobre la energía final, lo cual implica, se estima, 40% para el sector eléctrico. La figura 7 señala el nivel actual, estimado en 27%, que seguirá en aumento ante la creciente instalación de energía eólica, solar, y de biomasa y residuos urbanos e industriales.

Integración de renovables

A pesar del intento de armonizar la política energética europea, el corazón de una política energética reside en los medios de producción instalados y utilizados en cada sistema, cuya responsabilidad sigue en manos de cada estado miembro. En España, éstas se basan exclusivamente en oportunidades de negocio en el mercado Ibérico o en la contratación bilateral a precios competitivos. Ante los costes de las tecnologías del Régimen Especial, todavía superiores a la generación térmica convencional, la intervención del Gobierno sobre las

decisiones de instalación se instrumenta mediante distintos esquemas de subvención a aquellas tecnologías que interesan al país por los motivos anteriormente expuestos. Así, ajustando en el tiempo su retribución a los costes y las posibilidades técnicas de cada tecnología del Régimen Especial, comenzó a finales de los años noventa el fuerte auge de la tecnología eólica, que sitúa a España actualmente en la cuarta posición mundial en potencia instalada tras Alemania, Estados Unidos y China, y segunda en penetración relativa tras Dinamarca. La tecnología solar fotovoltaica que se hizo significativa en 2008, y la solar termoeléctrica cuyas primeras plantas de 10 a 50 MW se han instalado durante el año 2009, crecerán previsiblemente a razón de 500 MW anuales cada una durante los próximos años. La mini hidráulica, biomasa y residuos urbanos e industriales, también mantendrán una senda moderada pero constante que les hará alcanzar conjuntamente unos 5.000 MW en el horizonte 2016, frente a los 3.000 MW instalados en 2008.

El conjunto del Régimen Especial ha evolucionado así desde el 7% de la potencia instalada y 6% de la cobertura de demanda anual en 1995, al 34% y 29% respectivamente en el año 2009. En el horizonte 2016 se prevé que el total del Régimen Especial alcance el 46% de la potencia instalada (más de 54.000 MW, de los cuales casi 45.000 MW serían renovables) y 43% de la cobertura de demanda (141.000 GWh, de los cuales 95.000 GWh provendrían de fuentes renovables).

La contribución de fuentes renovables se mide en base a la producción bruta del sistema, incluyendo consumos en bombeo, consumos en generación y exportaciones -¿cómo separar qué megavatios se han exportado?-, éstas provienen del Régimen Especial excluyendo la cogeneración, y la hidráulica convencional del Régimen Ordinario excluyendo la proveniente de bombeo puro. La producción renovable agregada es muy volátil en función de la hidrolicidad del año, y en menor medida de la eolicidad que ha demostrado ser más homogénea en promedio anual. En 1995, año seco, el sistema español contó con casi 16% de producción renovable por la contribución de la hidráulica convencional; en 1996, año muy húmedo, esta cifra superó 25%. Por el desarrollo de la eólica, alcanzamos 27% en 2009 a pesar de ser un año seco, y se prevé un 36% en escenario central para el año 2016.

¿Alcanzaremos el 40% en el año 2020? Parece posible, pero no sin ciertos retos que superar.

Red Eléctrica apostó desde la instalación de los primeros generadores eólicos por la integración de todas las fuentes renovables en condiciones de seguridad,

y el CECRE (Centro de Control del Régimen Especial, puesto en servicio en 2006) permite un estricto control en tiempo real sobre su producción, y ha contribuido a convertir a España en líder mundial en la gestión de fuentes intermitentes. No obstante, la intermitencia de las fuentes renovables no gestionables (principalmente eólica y solar, así como mini hidráulica y gran hidráulica fluyente) presenta dificultades de operación. Si bien el Régimen Especial tiene prioridad de despacho, y es programado independientemente de su precio (retribuido por otras vías que por el mercado diario), la estabilidad y seguridad del sistema presentan varios límites a la integración del Régimen Especial. Por una parte, debe asegurarse la factibilidad del programa de generación para las horas siguientes, considerando las posibilidades técnicas del resto del parque generador (rampas horarias, tiempos mínimos de arranque, parada y funcionamiento de las plantas de carbón y ciclo combinado, disponibilidad diaria de los recursos hídricos etc.) para seguir una demanda con gradientes que ya superan los 5.000 MW/h en las rampas de la mañana, alterada por gradientes eólicos que pueden alcanzar 10% de la potencia instalada cada hora (unos 1.800 MW/h). Por otra parte, cierta potencia convencional no puede desconectarse del sistema, para cumplir determinados criterios de seguridad en tiempo real y ante cortocircuitos u otras contingencias. Así, cuando en días de elevado recurso eólico, hidráulico o solar, la suma de la potencia necesaria por seguridad del sistema y la ofertada por Régimen Especial, exceden a la demanda -incluidas las exportaciones y el consumo de bombeo- no es posible integrar toda la potencia y es preciso interrumpir generación disponible, siguiendo el orden establecido en las reglas técnicas de operación, recogidas en los "Procedimientos de Operación" (ver figura 8).

Esta situación se presentó por primera vez en el año 2008, se ha repetido en varias ocasiones durante los años 2009 y 2010, y se verá agravada por la nueva evolución de la demanda, cuya reciente bajada -ver figura 3 y figura 7-, sumada a la futura instalación de renovables, multiplicará sin duda estas situaciones.

Retos futuros en el sector eléctrico

Adicionalmente, no debe olvidarse que en días sin viento, se ha registrado una producción eólica del 1% de la instalada, lo cual obliga a disponer de un mix con elevada potencia disponible, pero escasa producción anual, y con un funcionamiento muy exigente debido a las fuertes variaciones horarias del Régimen Especial. Puede observarse en la figura

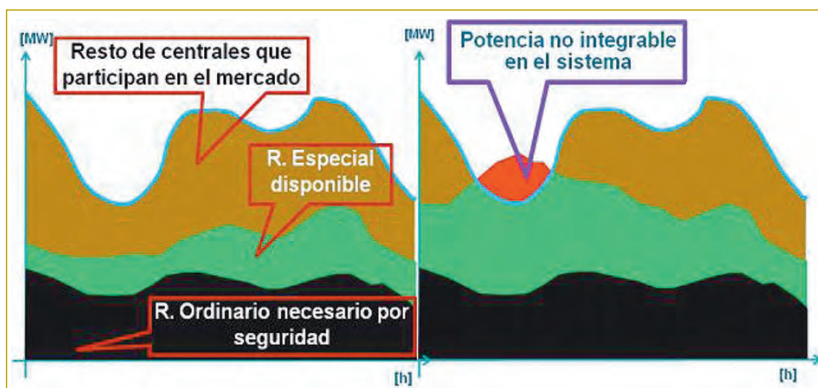


Figura 8. Integración en el sistema de la potencia disponible del Régimen Especial. Curvas diarias con baja y alta potencia de Régimen Especial disponible.

9 el funcionamiento flexible y exigente que se requiere ya a las plantas de carbón y de ciclo combinado -pues la disponibilidad de recursos hidráulicos es limitada-, para equilibrar en todo momento generación y demanda ante un perfil del Régimen Especial altamente cambiante y de relativa incertidumbre.

El sistema eléctrico está en continua evolución, e inmerso en un proceso de importantes cambios. La integración masiva de fuentes renovables que se instalarán durante los próximos años, en aras de los compromisos de sostenibilidad adquiridos por la Unión Europea y por España, supondrá posiblemente el mayor reto al que se ha enfrentado el sistema en varias décadas, y precisará como en pasadas ocasiones de la contribución y el esfuerzo de todos. Este reto obligará a la sociedad a reflexionar sobre la potencia adecuada, y a continuar adaptando reglas que posibiliten el buen funcionamiento del sistema en su conjunto, atrayendo las inversiones adecuadas, y asegurando el mejor compromiso entre los tres pilares de las políticas energéticas española y europea: garantía de suministro, sostenibilidad económica, y sostenibilidad medioambiental. Las tecnologías de carbón no emisoras deben seguir su investigación para reducir costes y abrirse hueco como lo hicieron los ciclos combinados, pero no se esperan a nivel comercial antes de

2020 como pronto. El vehículo eléctrico y las 'smart grids' deberán aparecer en escena con un diseño, gestión y control que permitan transformar estructuralmente la curva de demanda horaria, la cual mantiene un comportamiento y evolución insostenibles, e incompatibles con los numerosos retos futuros a costes razonables. Debemos trabajar en la línea de utilizar más eficientemente las centrales existentes y no desperdiciar los recursos renovables, no solo consumiendo menos, sino también consumiendo mejor.

En esta línea, y fiel a su responsabilidad con la sociedad, Red Eléctrica seguirá contribuyendo a este triple objetivo poniendo todo su esfuerzo en integrar no sólo las energías renovables, sino todas aquellas energías que la sociedad decida instalar para afrontar el reto energético en las próximas décadas. Todas las energías caben con el necesario control, todas son positivas y serán necesarias en el futuro, pues todas son finitas o presentan dificultades particulares. Red Eléctrica está atenta a los cambios que nos depararán la gestión de la demanda, el vehículo eléctrico o las 'smart grids' entre otros, y activa para contribuir a que en el futuro el sistema eléctrico tenga al menos la misma calidad que hoy, ante la creciente avidez de electrificación de la sociedad en un escenario sin duda muy diferente al actual. ■

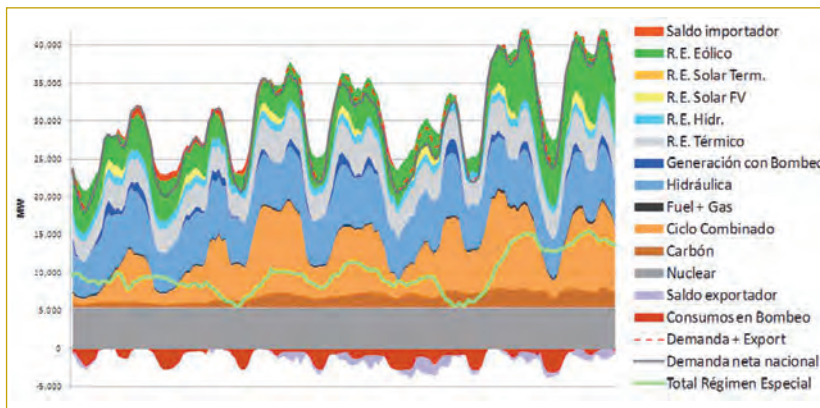


Figura 9. Cobertura de demanda real. Periodo de una semana (vacacional).