



Comisión
Nacional
de Energía

INFORME ANUAL DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

2 de febrero de 2012

SUPERVISIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Consejo de 2 de febrero 2012

HECHOS DESTACADOS DEL CIERRE DEL AÑO 2011

El 26 de febrero de 2011 entra en vigor el mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro (RGS), cuya finalidad es mantener en funcionamiento el parque generador de centrales de carbón autóctono. Al amparo de este mecanismo, se ha producido con estas centrales un 79%¹ del volumen máximo previsto para 2011. El coste provisional de las RGS en 2011 ha sido de 393,8 millones de euros.

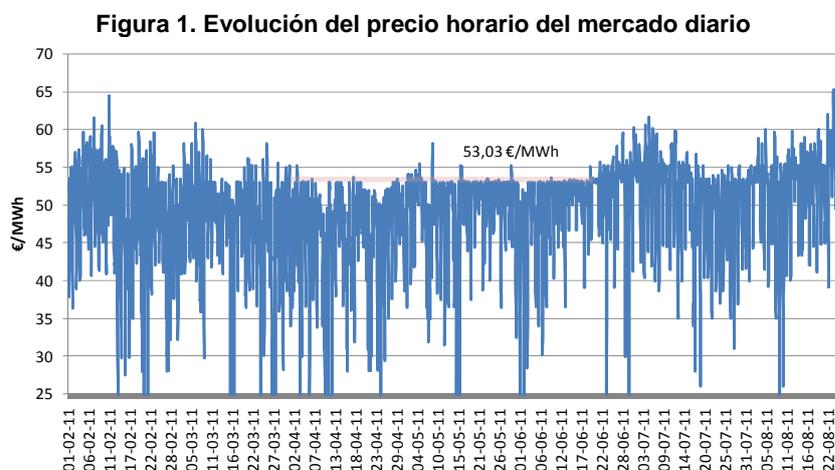
La puesta en marcha de este mecanismo ha tenido los siguientes impactos en el mercado eléctrico:

1. Precios planos

En abril-mayo-junio de 2011 se produjo un aplanamiento de la curva de precios del mercado diario, esto es, se redujo el precio de la punta y se incrementó el del valle. El efecto negativo de este hecho es la desaparición de la señal de precio que fomenta un consumo eficiente por parte del consumidor.

Si bien influye en este fenómeno la existencia de una importante cantidad de energía en mercado con oferta simple a precio regulado y dentro de un estrecho margen de precio (centrales RGS), también es cierto que existe un efecto estacional, de modo que en los periodos de baja demanda de punta (primavera u otoño) el diferencial de precios punta-valle se reduce respecto a los periodos de demanda elevada en la punta (invierno y verano), en los que se requiere el funcionamiento de las centrales más caras en la punta.

En verano 2011 y hasta la actualidad, el diferencial de precios se ha vuelto a incrementar, aunque persiste el mecanismo RGS.



Nota: 53,03 es el coste variable establecido en 2011 de algunos de los grupos del anexo II del Real Decreto 134/2010, con costes más reducidos

¹ Medida a 31 de diciembre de 2011

Desde el 8 de diciembre de 2011, se ha introducido en la regulación la posibilidad de que estas centrales puedan presentar ofertas complejas además de ofertas simples. Esta medida fue propuesta por la CNE al antiguo Mityc en su informe al actual Real Decreto 1623/20911, con el fin de aumentar la diferencia entre precio del valle y de la punta, y dotar de una mayor incertidumbre a los agentes sobre el comportamiento del resto. [CONFIDENCIAL]

2. Horas de funcionamiento de las centrales térmicas

La entrada forzada en el sistema de la producción procedente de las centrales RGS ha alterado el funcionamiento de aquellas tecnologías que se ven desplazadas por ella, esencialmente, otros carbones y ciclos combinados. Si se contrasta el número de horas de funcionamiento equivalente a plena carga de estas tecnologías en los últimos años, se obtiene que la única tecnología térmica que ve reducido su funcionamiento de manera significativa en 2011 ha sido el ciclo combinado de gas (no obstante, la reducción de los ciclos combinados ha sido motivada también por la situación del gas en los mercados internacionales en la segunda mitad del año- ver más adelante-, y al incremento de ciclos combinados en los últimos años, - 2.170 MW en 2010 y 1.389 MW en 2009, lo que totaliza 25.269 MW en 2011-).

Tabla 1. Producción neta y horas de funcionamiento de las centrales de carbón incluidas en el anexo II del Real Decreto 134/2010 (carbón RGS), del resto de centrales de carbón (carbón no RGS) y de las centrales de ciclo combinado (CCGT)

Horas de funcionamiento equivalente	Producción (TWh)				Horas de funcionamiento equivalente			
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2.011
Carbón RGS	21	11	5	21	4.437	2.350	1.029	4.437
Carbón no RGS	24	23	17	20	3.680	3.445	2.647	3.057
CCGT	89	77	63	50	3.920	3.371	2.641	1.953

3. Centrales que han evitado la reducción de programa por RGS

Uno de los efectos de la entrada en vigor del mecanismo RGS ha sido la aparición de estrategias encaminadas a evitar la reducción de los programas térmicos de las centrales de carbón no RGS y de los ciclos combinados:

Algunas centrales se ha autoexcluido del mercado diario para no ver reducidos sus programas por la entrada del carbón RGS.

Otras instalaciones, esencialmente el carbón de importación, han preferido recuperar su programa del PDBF en mercados posteriores, principalmente en los intradiarios. Para poder realizar un incremento neto de la generación en los mercados intradiarios es necesario que se acompañe de un incremento de la demanda de energía; para ello, algunos agentes que

realizan a la vez actividades de generación y comercialización, han trasladado al mercado intradiario parte de sus compras de energía.

Por último, se ha observado la existencia sistemática en PDBF de un programa importante de energía procedente de tecnologías no contaminantes (hidráulica y/o régimen especial), que posteriormente ha sido utilizado en intradiarios para hacer de oferta espejo de instalaciones afectadas por el recuadre de las RGS, llevando a cabo entre ellas un intercambio de programas de generación.

4. Incremento de la negociación en el intradiario

Motivado por los comportamientos anteriores, se ha dotado de una mayor liquidez los mercados intradiarios, y al tener éstos un precio medio inferior en 1,7€/MWh al precio del mercado diario en 2011, los comercializadores no pertenecientes a los grupos energéticos tradicionales, han pasado a comprar gran parte de su energía en los mercados intradiarios (en este caso, no para hacer ofertas espejo, sino para reducir su coste de adquisición de energía).

Todas las estrategias citadas están siendo analizadas por la CNE.

Todo ello, ha motivado que la demanda haya incrementado en 2011 un 4,6% su demanda en los mercados intradiarios, frente al sólo 1,7% que lo incrementó en 2010.

Figura 2. Evolución de la participación de los grupos energéticos tradicionales

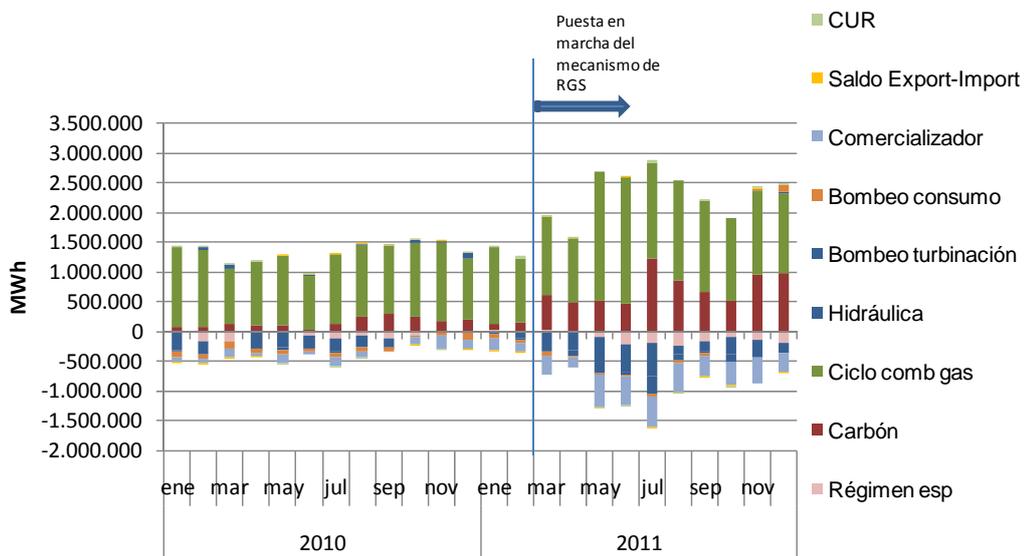
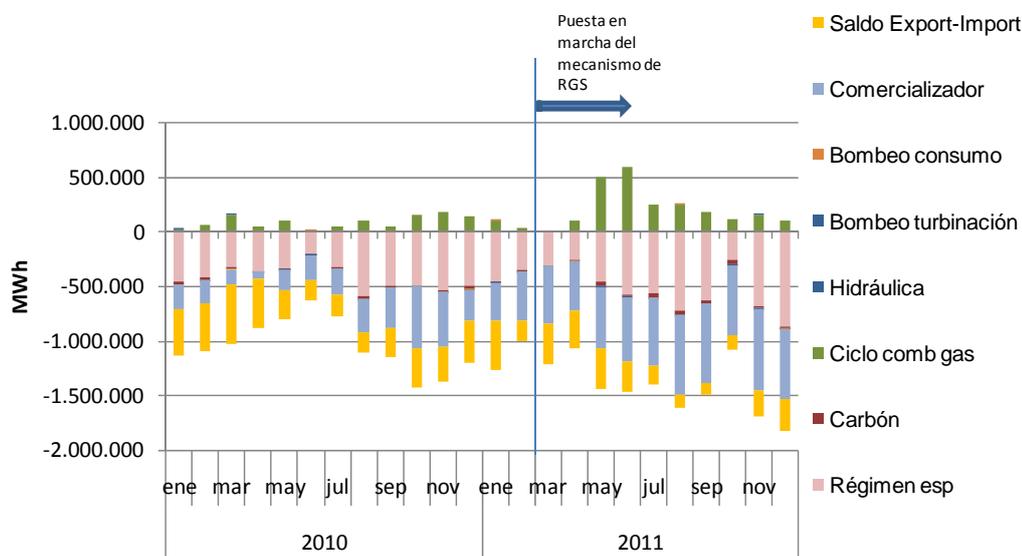


Figura 3. Evolución de la participación de las empresas independientes de los grupos energéticos tradicionales



En el anexo se pueden ver las distintas actuaciones de cada agente en los mercados intradiarios en 2011 frente a su comportamiento antes de la entrada del mecanismo de RGS [CONFIDENCIAL].

5. Impacto en emisiones: se esperaba que no tuviera impacto por sustituir un carbón por otro pero no ha sido así.

Durante el diseño del mecanismo RGS se consideró que éste no tendría efecto sobre las emisiones de CO₂ a la atmósfera, ya que se pretendía la sustitución de una tecnología contaminante por otra similar: carbón importado por carbón autóctono. Sin embargo, en la práctica, no ha sido así. En primer lugar, porque las centrales de carbón importado reducidas por RGS recuperan posteriormente gran parte de su programa participando en los mercados de ajuste o reemplazando en intradiarios a otras tecnologías no contaminantes pero más caras; y en segundo lugar, porque las centrales de carbón autóctono han motivado parte de la retirada de ciclos de gas. Todo ello, junto con la reducción de producción hidráulica y eólica que se ha registrado en 2011 con respecto al año anterior, ha producido en 2011 un incremento de las emisiones de CO₂ del régimen ordinario peninsular en un 35%. En el caso de que las centrales de carbón importado no hubieran podido recuperar en los mercados intradiarios la energía reducida por RGS, el incremento de las emisiones en 2011 de las centrales de régimen ordinario peninsular con respecto a 2010 podría haber sido de un 27%².

² El 81% de la energía reducida en la fase de recuadre de RGS de las centrales de carbón de importación, se recupera en los mercados intradiarios.

Tabla 2. Evolución de las emisiones de CO2 de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen ordinario peninsular

	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
CO2 Mt	61	88	82	93	86	95	104	97	106	89	72	44	60

Otros hechos destacados:

El día 15/11/2011, comienza el tránsito en pruebas de energía eléctrica a través del enlace entre la Península y las Islas Baleares. Hasta el 30 de enero de 2012, el volumen total de energía transferida por el enlace asciende a 4.192 MWh (0,02% de la demanda peninsular de enero), la mayor parte en el sentido Península -> Baleares. La programación de esta energía ha sido realizada por el operador del sistema y, tal como establece el RD1623/2011, mientras dure el periodo de pruebas, la energía que discurra a través del enlace será considerada como pérdidas del sistema eléctrico peninsular, que serán valoradas al precio del mercado diario.

Desde julio de 2009 los distribuidores dejan de ser suministradores y por tanto ya no soportan el cierre de la energía. Las compras horarias que realizan las comercializadoras tanto en mercado libre como las de último recurso responden al consumo horario de sus clientes perfilado y llevado a barras de centrales con unos coeficientes de pérdidas estándar que en general difieren del consumo real horario, lo que ha venido provocando la existencia de un descuadre entre la demanda programada y la real que requiere la programación de un mayor volumen de servicios de ajuste y provoca un sobre coste. Se estima que este coste está representando un coste adicional para la demanda de unos 100 Millones de euros al año. Esta Comisión ha realizado una propuesta de mejora de regulación en este sentido.

Por otra parte, una vez realizado el cierre de medidas, incluida la energía correspondientes a clientes de pequeños comercializadores, se ha encontrado una serie de sujetos comercializadores que en 2010 y/o 2011 no adquirieron en mercado la totalidad de los consumos de sus clientes, e incluso, que no realizaron compras en absoluto, aún cuando sus clientes sí efectuaron consumos de energía. Esta situación deviene un riesgo financiero para el sistema eléctrico porque la deuda de estos agentes con el sistema no puede salvarse hasta conocerse las medidas (como mínimo ocho meses después del consumo) y, al no disponer de consumos históricos suficientes, no se les pueden estimar las garantías adecuadamente. Esta Comisión ha realizado una propuesta de mejora de regulación en este sentido.

La Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, revisa el montante del incentivo a la inversión de las instalaciones con derecho a percibirlo y regula el servicio de disponibilidad. Con todo, se estima un incremento en 2012 de 338 millones de euros en la retribución anual de las centrales de generación por esta normativa (en total percibirán 846 millones de euros en concepto de pagos por capacidad). La Comisión debe realizar una propuesta de mecanismo de pagos de capacidad, de acuerdo con lo establecido en la Orden ITC/3127/2011.

El precio del mercado diario:

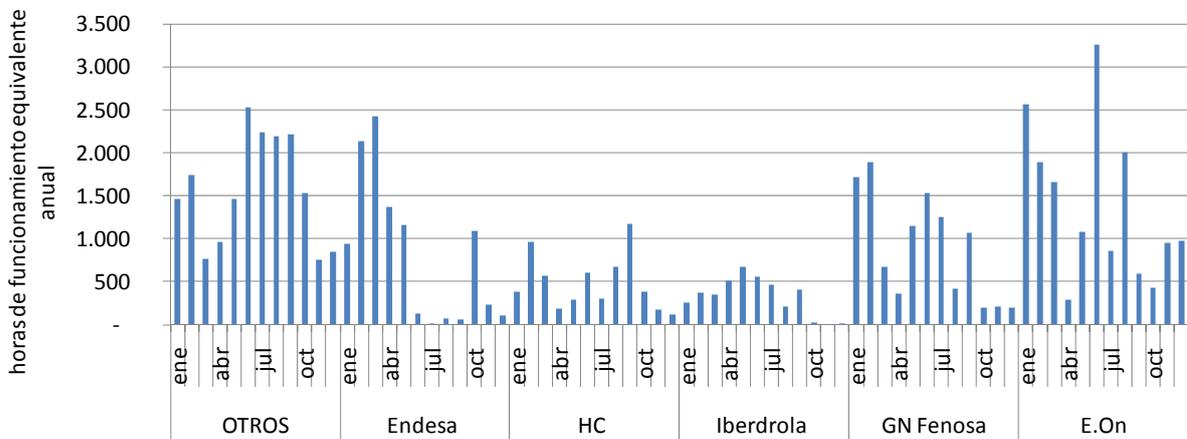
[CONFIDENCIAL] En el gráfico siguiente se observan los costes variables de producción para las centrales de carbón y gas, estimados en función de referencias de precios de adquisición de la materia prima en mercados internacionales y parámetros típicos de funcionamiento de los distintos tipos de central.

El precio del mercado se ha encontrado en la primera mitad del año por debajo de todas las estimaciones de costes, excepto de la referencia de gas de aduanas (gas declarado por los agentes ante la Agencia Tributaria). Sin embargo, a partir de agosto, se aprecia un incremento en los precios del mercado diario motivado por un incremento significativo en los precios de las ofertas de algunos titulares de ciclos combinados [CONFIDENCIAL]. De acuerdo con revistas especializadas en el sector del gas, en este periodo se ha producido un incremento en el precio de adquisición del gas natural de la zona ibérica [CONFIDENCIAL] causado, entre otros factores, por una elevación de la demanda de GNL en la zona del sudeste asiático tras el terremoto de Japón, lo que ha motivado una programación de algunos ciclos combinados a partir de entonces reducido, especialmente en el PBF. [CONFIDENCIAL]

Figura 4. Evolución de la estimación de los costes variables de generación de las centrales de carbón y los ciclos combinados, junto con el precio del mercado diario

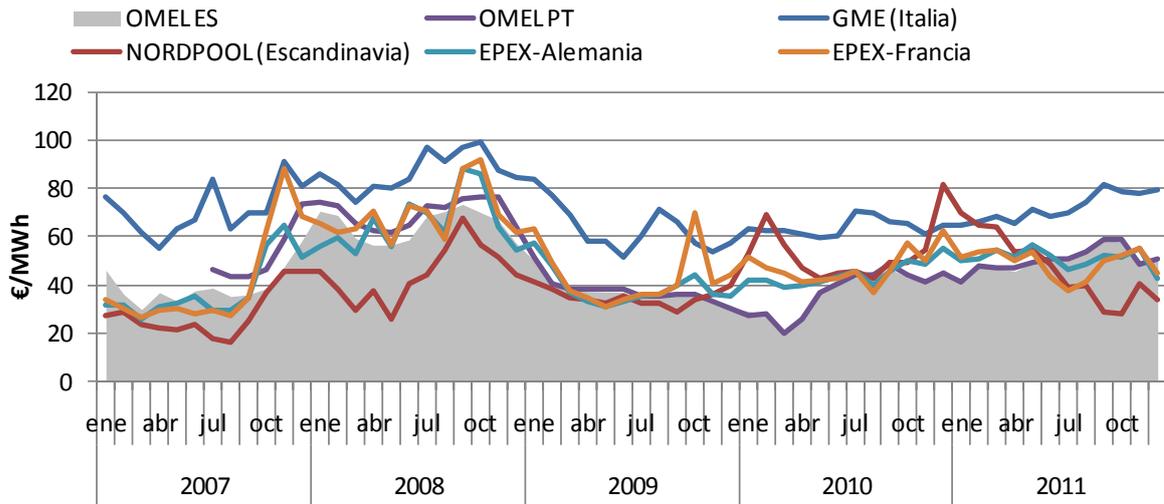
[CONFIDENCIAL]

Figura 5. Evolución de las horas anuales de funcionamiento equivalente de los ciclos combinados durante 2011 en el Programa Base Funcionamiento (mercado diario+bilaterales), no incluye otros segmentos



El precio del mercado diario en los mercados internacionales, en concreto, los principales pools europeos, ha sido en general superior al precio MIBEL durante la primera mitad del año 2011. A partir de junio, el precio del MIBEL se incrementa a la vez que en los mercados europeos disminuye (con la excepción del mercado italiano y el mes de noviembre).

Figura 6. Evolución del precio del mercado spot de electricidad en diferentes mercados internacionales



ANEXO I:

COMPORTAMIENTO DE LOS AGENTES EN LOS MERCADOS INTRADIARIOS

[CONFIDENCIAL]

ANEXO II:

EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL EN CIFRAS 2011

1. Demanda

La demanda anual peninsular de energía eléctrica ha sido en 2011 de 255TWh, registrando un descenso del 2,1% respecto al año anterior; el descenso se reduce al 1,2% una vez corregidos los efectos de la laboralidad y la temperatura. La reducción de la demanda en Portugal ha sido del 3,2%, superior a la reducción de la zona peninsular española.

El máximo anual de demanda de potencia horaria (44.107 MW) fue inferior al máximo histórico de 2007; se alcanzó en la hora 20 del 24 de enero de 2011. El máximo anual de demanda de energía diaria tuvo lugar en la hora 14 del día 25 de enero de 2011 (884 GWh) y resultó un 2,5% inferior al máximo histórico de 2007.

La demanda de los sistemas extrapeninsulares ha sido en conjunto de 15TWh, registrado un incremento de apenas el 0,1% respecto al año anterior, con un reparto desigual entre sistemas: -1,1% en Baleares, +1% en Canarias, -5,9% en Ceuta y +0,5% en Melilla.

2. Producción por tecnologías

La potencia instalada en el sistema peninsular aumentó en 1.879MW (1,9%) en 2011. El 93% de este aumento corresponde a régimen especial renovable: 997MW eólicos y 674MW solares (259MW fotovoltaicos y 532MW termoeléctricos). En los sistemas extrapeninsulares, la potencia instalada se redujo ligeramente (-0,1%). Del total de potencia instalada en el sistema español (106.295MW), un 26% corresponde a ciclos combinados y un 34% al régimen especial.

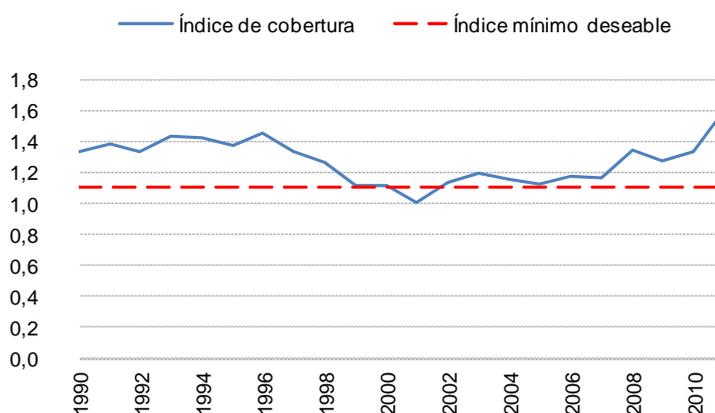
En cuanto al balance de producción en el sistema peninsular, la mayor parte de las tecnologías han registrado caídas de producción respecto al año anterior, con significativos descensos de la hidráulica (un 28%) y de los ciclos combinados (un 22%). Por el contrario, las centrales de carbón duplicaron su generación respecto al 2010 (se incrementa sobre todo la producción con carbón nacional pero también con importado) y las tecnologías fotovoltaica y termoeléctrica tuvieron un incremento del 26% y del 193%, respectivamente.

Respecto a la cobertura de la demanda anual, la mayor aportación ha correspondido a la nuclear, que ha cubierto un 21% de la demanda peninsular, el ciclo combinado un 19%, el carbón un 15%, la hidráulica un 11% y el resto (33%, tres puntos menos que el año anterior)

el régimen especial (eólica 16%). Sin embargo, en la hora de máxima punta de demanda (hora 20 del 24 de enero), la cobertura fue mayoritariamente aportada por el ciclo combinado (27%) seguido de la hidráulica (21%) y la eólica (19%).

En la hora de máxima demanda de potencia media horaria en 2011, existió un índice de cobertura de un 1,6 (60% de reserva de capacidad, lo deseable para garantizar la seguridad del sistema es un 10%).

Figura 7. Evolución del índice de cobertura de la demanda



Nota: En 2011, la hora de máxima demanda coincidió con una gran aportación hidráulica.

El producible hidráulico ha sido en 2011 un 37% menor al registrado en 2010 (hay que tener en cuenta que 2010 destacó por su alta hidraulicidad) y un 18% inferior al valor medio histórico. A 31 de diciembre de 2011 las reservas hidroeléctricas de los embalses se encuentran en un 54% de su capacidad, frente al 66% de 2010.

En 2011 se ha producido un incremento de las emisiones de CO2 estimado en un 25%, tanto por la mayor producción con carbón como por la menor producción con fuentes no emisoras (hidráulica, eólica, nuclear).

3. Mercado diario e intradiario

La contratación de energía en el mercado diario en el sistema eléctrico español en 2011 ha ascendido a 185,1TWh, lo que supone un descenso del 5,7% respecto a 2010. En lo que concierne a las transacciones físicas, la cantidad vendida por la generación en el mercado spot en 2011 ascendió a unos 170TWh (71%) y el restante 29% (70TWh) correspondió a contratos bilaterales físicos, siendo estos porcentajes similares a 2010. El precio medio aritmético ha sido de 49,93€/MWh (50,45€/MWh en el sistema portugués), lo que supone un incremento del 34,9% respecto a 2010.

La contratación de energía en el mercado intradiario en el sistema eléctrico español ha ascendido a 45,7TWh, lo que supone un aumento del 30,54% respecto a 2010. El precio

medio aritmético del mercado intradiario ha sido 1,69 €/MWh inferior al mercado diario (1,61 €/MWh en 2010)³.

4. Mercados de operación

La energía programada en 2011 en los mercados de Servicios de Ajuste del Sistema ha sido de 22,7TWh, un 17% inferior a la de 2010. Se ha utilizado más energía a bajar que a subir. La distribución de la energía entre los distintos mercados de operación ha sido semejante al año anterior: 43% restricciones técnicas al PBF, 23% regulación terciaria, 17% gestión de desvíos, 12% regulación secundaria y 5% restricciones en tiempo real. Se reducen todos los segmentos en 2011, destacando las restricciones técnicas en tiempo real que disminuyen un 35% y las del PBF disminuyen un 17%.

También se reducen los costes de la operación, excepto en el caso de la banda de regulación secundaria, cuyo coste se incrementa un 7% en 2011, alcanzando en octubre-noviembre niveles de coste mensuales no vistos desde 2007, con máximos horarios que puntualmente han superado los 900€/MWh. El efecto final de los costes de operación sobre el precio del mercado diario es en valor medio anual un sobrecoste de 3,21€/MWh; este sobrecoste es un 15% inferior al resultante en 2010).

El precio final de la energía, agregando al mercado diario los sobrecostes del intradiario, los servicios de ajuste y el pago por capacidad, ha resultado 60,09€/MWh (+33% respecto a 2010).

Respecto a la integración de la generación eólica en el sistema, en 2011 se ha vertido un 0,18% de la energía eólica producible; en su mayor parte, por problemas en la red de distribución (en 2010, año de mayor integración de renovables, los vertidos representaron un 0,78% de la producción eólica).

5. Interconexiones internacionales

El saldo de los intercambios internacionales ha sido exportador (-6.105GWh), como en años anteriores, pero un 27% inferior al de 2010. La menor exportación se debe al cambio de sentido del saldo en la frontera francesa, por la que se vuelve a importar, después de que en 2010 este saldo fuera exportador.

³ Calculado como diferencia entre el precio medio aritmético del mercado diario y el precio medio aritmético de los 24 precios medios horarios de todas las sesiones del mercado intradiario

AVANCE DEL AÑO 2012

1. Demanda

[CONFIDENCIAL]

En enero, la demanda ha registrado una caída del 2,5% respecto al mismo periodo del año anterior (-2,4% corregida); aunque se incrementa un 6,4% respecto a diciembre de 2011.

2. Producción por tecnologías

El incremento de la demanda respecto al mes anterior, se está cubriendo con una mayor generación de ciclo combinado y, sobre todo, carbón nacional; mientras que tanto la hidráulica como la eólica han tenido en enero una baja participación en la cobertura de la demanda.

3. Restricciones por garantía de suministro

El volumen máximo anual programable por RGS en 2012 es de 24.721TWh (incluyendo 4.866 GWh no producidos en 2011). Hasta el 31 de enero se ha producido un 9,3% del cupo, según datos de medidas provisionales disponibles.

4. Precio del mercado diario

El precio medio aritmético del mercado diario se ha situado en 51€/MWh en el mes de enero. En este mes se ha registrado una reducción en la energía despachada en el Programa Base de Funcionamiento (PDBF) del 60% y del 5% de producción hidráulica y eólica, respectivamente, en comparación con el mismo periodo del año anterior. Esta situación ha provocado que se hayan registrado precios mínimos más elevados que en el mismo periodo del año anterior y un solo día con precios cero en el valle.

Figura 8. Participación de las tecnologías de generación en el PDBF

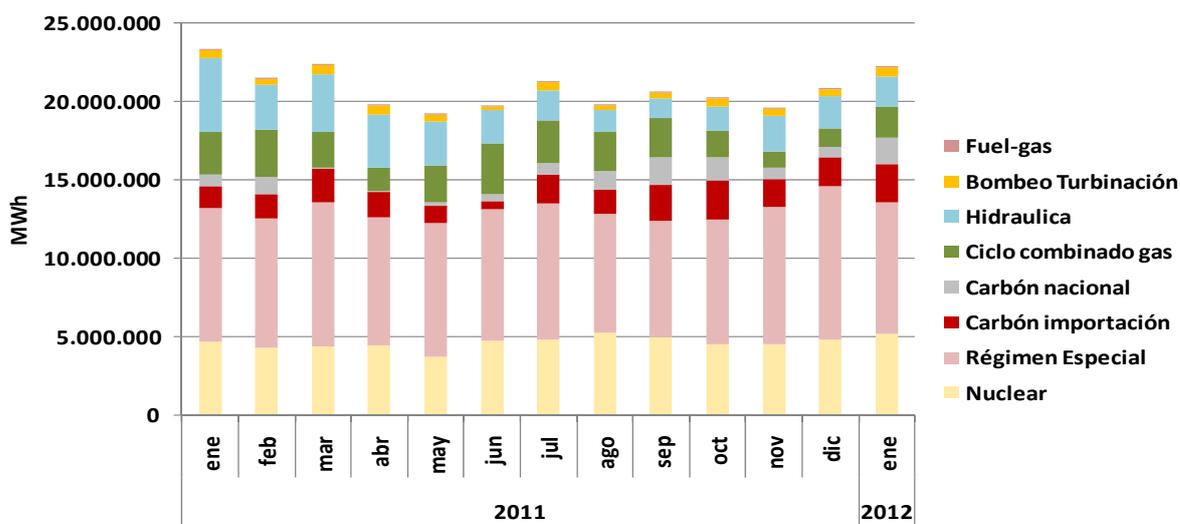


Figura 9. Precio horario máximo, mínimo y medio en el mercado diario –zona española-

