



**INFORME DE SUPERVISIÓN DEL
MERCADO PENINSULAR
MAYORISTA AL CONTADO DE
ELECTRICIDAD**

Cierre del año 2013

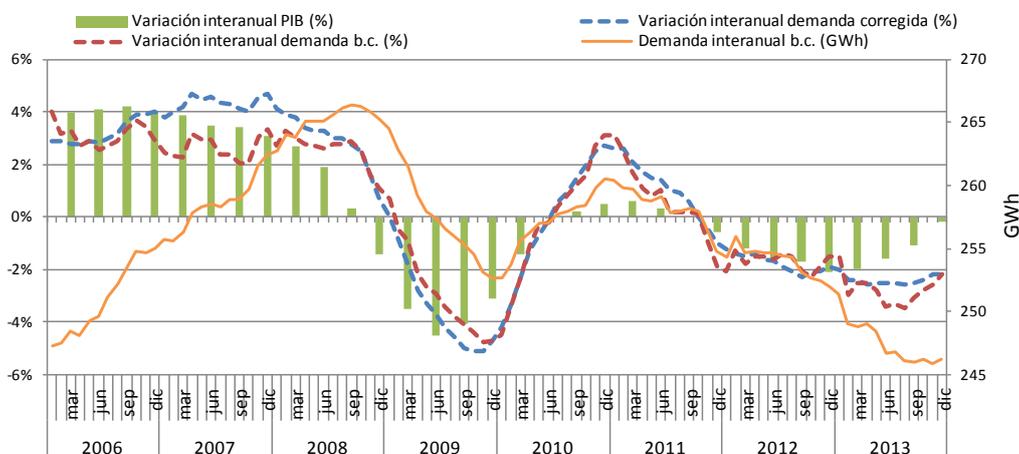
24 de abril de 2014

1	DEMANDA, POTENCIA Y COBERTURA.....	3
2	MERCADO DIARIO E INTRADIARIO.....	5
3	MERCADOS DE OPERACIÓN.....	10
4	INTERCONEXIONES INTERNACIONALES.....	16
5	BALANCE EMPRESARIAL.....	16
6	PRINCIPALES CAMBIOS REGULATORIOS	19

1 DEMANDA, POTENCIA Y COBERTURA

La demanda anual peninsular de energía eléctrica en barras de central en el año 2013 fue de 246 TWh, lo que supuso un descenso del 2,3% respecto al año 2012. Este descenso se reduce al 2,1% si se corrige el efecto de la laboralidad y la temperatura. Este descenso fue superior al descenso anual experimentado por el PIB, que alcanzó un -0,2% en 2013, lo que resulta coherente con lo sucedido en años anteriores, al reflejarse la evolución del PIB con un cierto retraso sobre la demanda eléctrica.

Gráfico 1 - Evolución de la variación interanual del PIB (datos trimestrales), demanda en barras de central y demanda corregida (descontando los efectos de calendario laboral y temperatura).



Fuente: REE, INE, SGIME (CNMC)

El máximo anual de demanda de potencia horaria (40.277 MW) se alcanzó el día 27 de febrero y resultó un 7,5% inferior al máximo del año anterior y un 11,4% inferior al máximo histórico alcanzado en 2007.

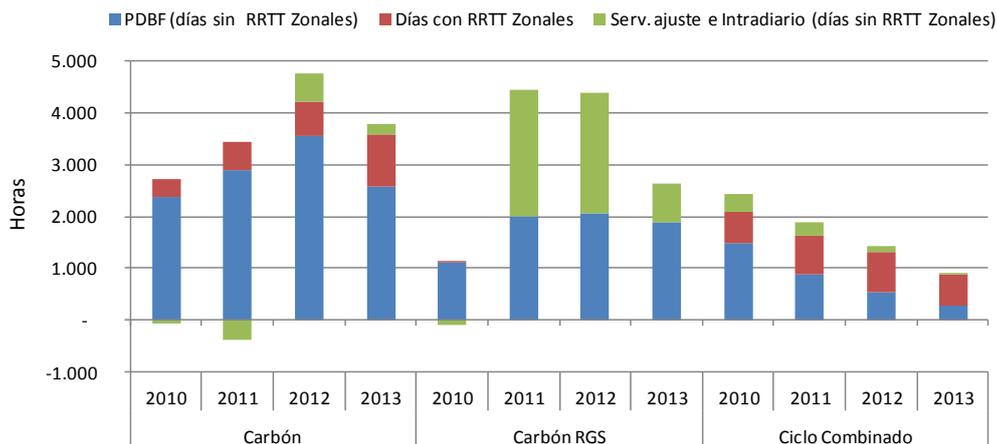
La potencia instalada al cierre de 2013 era de 102.281 MW, un 0,55% superior a la de 2012. Dicho incremento corresponde principalmente a nueva potencia solar termoeléctrica (300 MW) y fotovoltaica (140 MW), procedente de instalaciones autorizadas con carácter previo al Real Decreto-ley 1/2012.

En cuanto al balance de producción en el sistema peninsular, éste estuvo fuertemente marcado por la elevada pluviosidad registrada durante el 2013, registrándose un incremento de la generación hidráulica en régimen ordinario del 76% respecto al año anterior. Cabe destacar también el alza del 14,2% de la generación de origen renovable de régimen especial. En contrapartida, se registró una reducción de la generación de los ciclos combinados y del parque nuclear (8,3%), este último debido esencialmente al cese de producción de la central nuclear de Garoña en diciembre de 2012 y a una mayor indisponibilidad del resto de centrales.

Este descenso de la generación de los ciclos combinados, superior al 34%, se tradujo en una reducción de las horas equivalentes de funcionamiento anual por debajo de las

1.000 horas, con una programación fundamentalmente orientada a la resolución de restricciones técnicas zonales, tal y como puede apreciarse en el gráfico siguiente. Las centrales de carbón, tanto las adscritas al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro (RGS) como el resto, también vieron reducido su funcionamiento durante el año 2013.

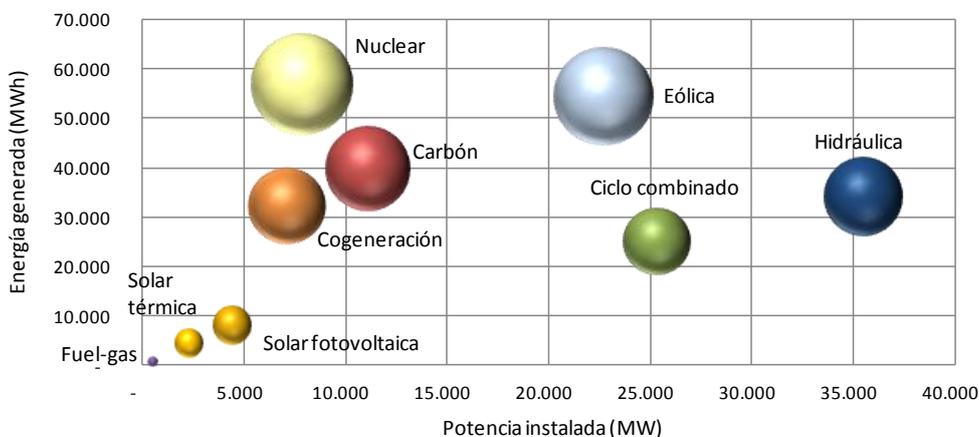
Gráfico 2 - Evolución anual de las horas de funcionamiento de las centrales térmicas.



Fuente: SGIME (CNMC)

Respecto a la cobertura de la demanda anual, la mayor aportación correspondió a la generación nuclear y eólica, ambas con una cuota en torno al 21%, seguidas del carbón, con un 15%, y la hidráulica en régimen ordinario, alrededor del 13%. La generación de las centrales de ciclo combinado se contrajo hasta representar el 9,5%, presentando el resto de tecnologías pocas variaciones respecto al año anterior.

Gráfico 3 - Generación por tecnología frente a potencia instalada. Año 2013.



Fuente: REE

De este modo, el peso de las energías renovables en la cobertura de la demanda ascendió respecto al año precedente, situándose por encima del 42%, lo que permitió un descenso de las emisiones de CO₂ respecto a 2012 estimado en un 23% (61,4 millones de toneladas).

Durante el año 2013 se alcanzaron máximos históricos de producción eólica, tanto instantánea (17.056 MW) como horaria (16.918 MWh), resultando dicha tecnología la de mayor contribución a la producción de energía en los meses de enero, febrero, marzo y noviembre. Por su parte, la generación de origen solar alcanzó en los meses de verano cuotas de generación superiores al 7%, marcando así también máximos históricos.

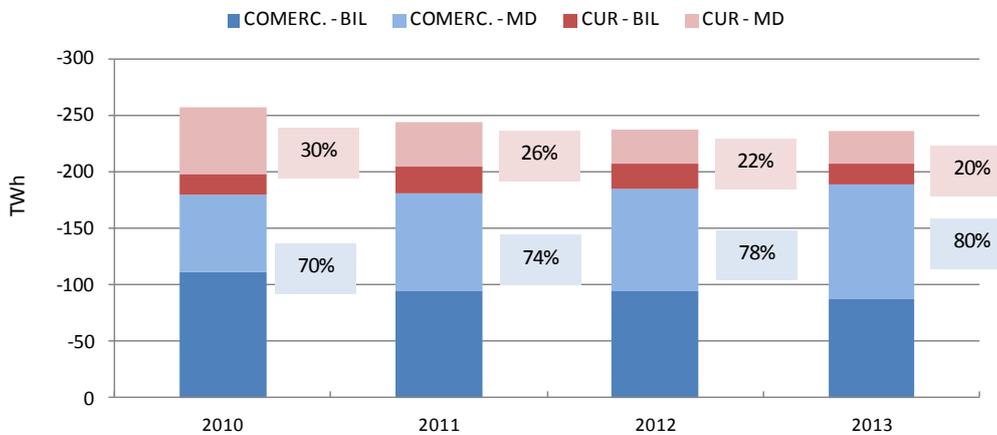
La demanda máxima horaria peninsular, alcanzada en la hora 21 del día 27 de febrero, fue de 39.963 MWh, lo que supuso un descenso del 7% respecto al máximo alcanzado en el año 2012.

2 MERCADO DIARIO E INTRADIARIO

El volumen de energía negociada en el mercado diario en el sistema eléctrico español en 2013 ascendió a 235 TWh, lo que supone un descenso del 1% respecto a 2012. El 74% del total de las ventas fue negociado en el mercado spot (72% en 2012), y el 26% restante a través de contratos bilaterales. Por su parte, el 49% de las adquisiciones de energía se negociaron en el mercado spot y el restante 51% correspondió contratos bilaterales físicos¹. Dichos porcentajes fueron del 54% y 46% respectivamente en 2012. La energía suministrada por comercializadores a precio no regulado continuó con su tendencia al alza, registrando una cuota del 80% en 2013, frente al 78% del año anterior.

¹ La diferencia existente entre la energía vendida y comprada a través del mercado spot se debe a la utilización de unidades instrumentales en los contratos bilaterales.

Gráfico 4 - Evolución anual de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.



Fuente: SGIME (CNMC)

El precio medio aritmético del mercado diario en zona española fue de 44,26 €/MWh (43,65 €/MWh en el sistema portugués), lo que supuso un descenso del 6,3% respecto a 2012.

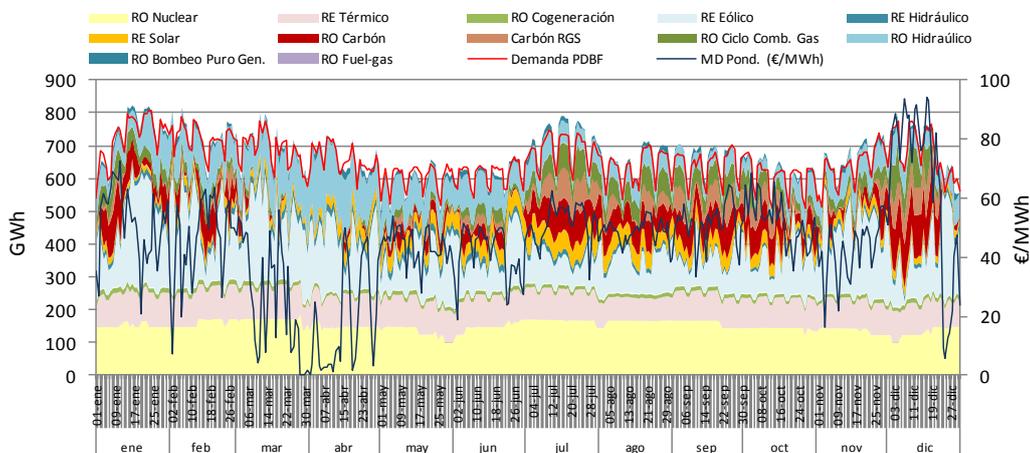
Cabe reseñar los bajos precios medios del mercado diario registrados en los meses de marzo (25,92 €/MWh) y abril (18,17 €/MWh), derivados de la conjunción de elevada eolicidad e hidráulica acontecida durante ambos meses. Dichas tecnologías alcanzaron una cuota mensual conjunta en PDBF en el entorno del 50%, mientras que la participación térmica (carbones y ciclos combinados) se redujo al 3,4% en marzo y 1,8% en abril.

La coincidencia de estas condiciones de generación con la fuerte caída de la demanda propia de la festividad de Semana Santa, dio lugar a la aparición de precios cero en numerosas horas del mercado diario en zona española, al punto de alcanzar un precio medio del mercado diario de 0 €/MWh para los días 29 de marzo y 1 de abril.

Entre marzo y abril se registraron 376 horas de precio cero, lo que supone más de una cuarta parte del total de las horas.

También cabe resaltar el elevado precio medio del mercado diario del mes de diciembre, situado en 63,64 €/MWh, siendo el valor medio mensual más elevado desde noviembre de 2008, favorecido por la aparición de precios elevados en días de baja eolicidad y programación hidráulica coincidentes con elevada indisponibilidad nuclear. Durante este mes se registraron precios horarios del mercado diario superiores a los 100 €/MWh, con un máximo de 112 €/MWh. De esta forma, se alcanzaron precios medios diarios en el entorno de los 90 €/MWh, con un máximo de 93,11 €/MWh obtenido el día 8 de diciembre. A estos efectos, se encuentra en desarrollo el análisis que está llevando a cabo la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia sobre los precios alcanzados en dicho periodo.

Gráfico 5 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona española. Año 2013.



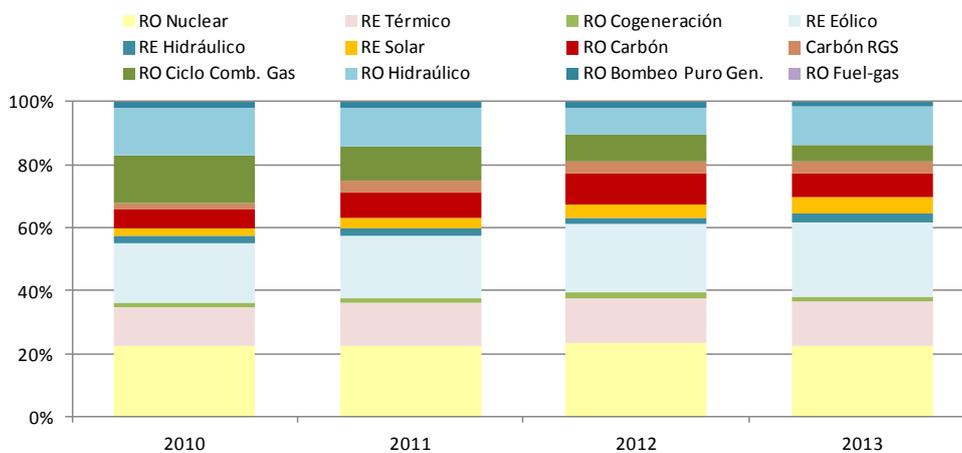
Fuente: SGIME (CNMC)

Cuadro 1 – Cuota de generación por tecnología en PDBF. Año 2013.

Año	Mes	RO Nuclear	RO Carbón	Carbón RGS	RO Ciclo Comb. Gas	RE Eólico	RO Hidráulico	RO Bombeo Puro Gen.	RE Solar	RO Cogeneración	RE Hidráulico	RE Térmico	RO Fuel-gas
2013	ene	20,52%	9,42%	1,22%	6,38%	30,14%	10,42%	1,62%	2,03%	1,94%	2,45%	13,81%	0,04%
	feb	21,71%	6,97%	1,61%	3,65%	28,76%	14,09%	1,39%	3,02%	1,80%	3,03%	13,92%	0,05%
	mar	24,39%	1,70%	0,22%	1,44%	30,50%	17,93%	1,18%	3,05%	1,79%	3,47%	14,27%	0,05%
	abr	22,29%	0,73%	0,19%	0,84%	26,06%	23,03%	1,91%	5,06%	1,48%	3,64%	14,73%	0,04%
	may	22,15%	4,89%	1,61%	2,75%	21,98%	16,10%	1,78%	6,52%	1,91%	3,94%	16,31%	0,06%
	jun	23,86%	4,32%	2,35%	4,08%	21,29%	13,87%	1,60%	7,84%	1,77%	3,43%	15,55%	0,06%
	jul	23,14%	11,54%	8,75%	7,80%	12,96%	9,54%	1,62%	7,79%	1,41%	2,32%	13,10%	0,04%
	ago	25,19%	11,19%	4,50%	8,92%	17,46%	8,50%	1,27%	7,87%	1,60%	1,99%	11,50%	0,02%
	sep	24,10%	11,49%	7,47%	8,19%	16,72%	7,28%	1,33%	6,48%	1,76%	1,56%	13,61%	0,00%
	oct	23,14%	10,68%	5,96%	6,61%	21,14%	7,97%	1,29%	4,99%	1,50%	1,73%	14,98%	0,00%
	nov	20,89%	4,94%	1,47%	5,05%	33,23%	10,59%	1,83%	3,82%	1,56%	2,45%	14,19%	0,00%
	dic	18,92%	13,27%	7,63%	7,47%	23,09%	8,11%	1,35%	2,96%	1,71%	2,18%	13,29%	0,00%

Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 6 – Evolución anual de la cuota de generación en PDBF por tecnología.



Fuente: SGIME (CNMC)

A excepción de los periodos marcados por una elevada eolicidad e hidraulicidad (como la primavera de 2013), desde mediados del año 2011 el precio medio del mercado refleja la evolución de los costes estimados de una central de carbón, tomando el relevo de los ciclos combinados, cuyo funcionamiento en el mercado diario resulta puntual y básicamente orientado al posicionamiento para una mayor programación posterior por restricciones técnicas.

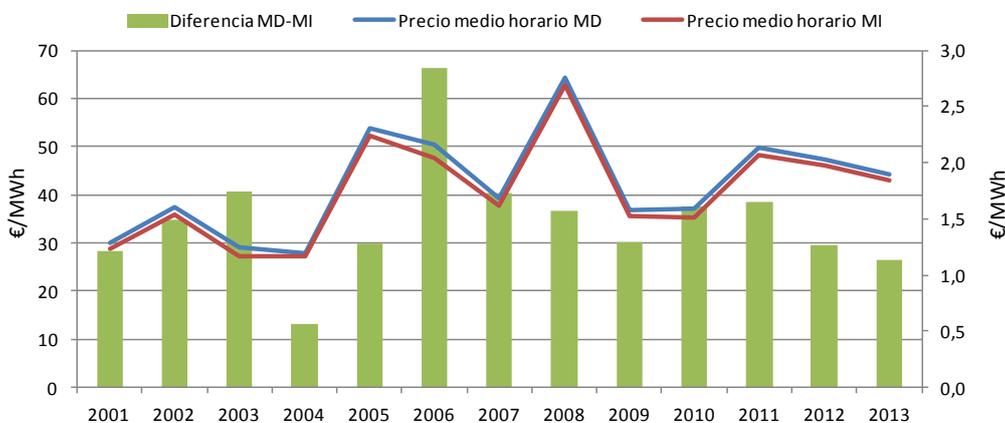
Este comportamiento se registró durante todo el año 2013, a excepción del mes de diciembre, donde resultaron programados en el mercado diario un número relevante de ciclos combinados, situándose el precio del mercado diario en el entorno de los costes estimados de estas centrales considerando las referencias de precios del gas en algunos mercados spot.

El coste variable estimado de generación de las centrales de carbón se incrementó ligeramente por encima del 6% respecto al año 2012, mientras que para los ciclos combinados este incremento osciló entre el 9% y el 29%, según la referencia de gas utilizada.

La contratación de energía en el mercado intradiario en el sistema eléctrico español durante el año 2013 ascendió a 34,6 TWh, lo que supone un descenso del 27% respecto a 2012 (desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 2/2013, se desincentivaron los arbitrajes que venían realizando aquellas instalaciones de régimen especial que vendieran la energía producida en el mercado, al ser sus ingresos fijos e independientes de su comportamiento en los mercados). El precio medio aritmético del mercado intradiario fue 1,13 €/MWh inferior al mercado diario (1,27 €/MWh en 2012).

Los volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios representaron el 11,1% (14,4% en 2012) respectivamente de la energía negociada en PDBF, mientras que el incremento neto de generación fue del 4,3% (5,1% en 2012).

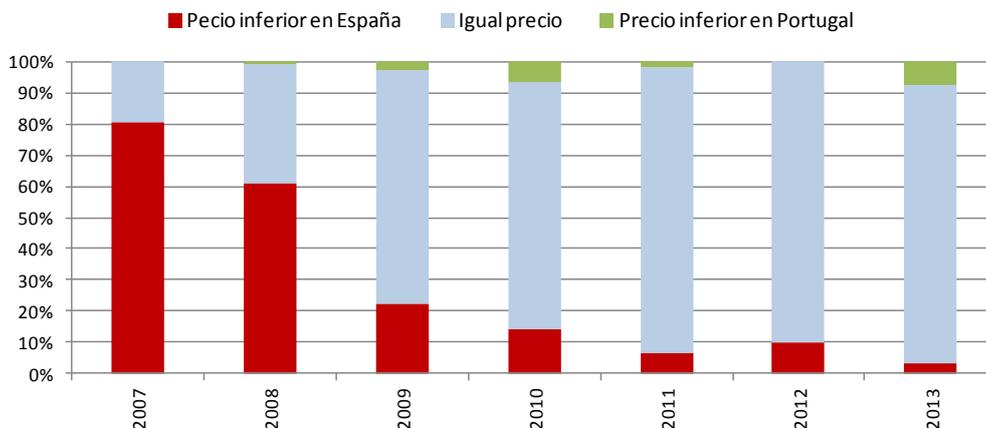
Gráfico 7 - Evolución anual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradía.



Fuente: SGIME (CNMC)

El acoplamiento medio del MIBEL alcanzó en 2013 el 89,2%, ligeramente por debajo del 90,2% alcanzado en el año anterior. En el 3,4% de las horas se registró un precio inferior en zona española, mientras que en 7,3% el precio resultó inferior en zona portuguesa. El spread medio anual PT-ES en 2013 fue de -0,61 €/MWh, en contraposición al alcanzado en 2012, de 0,84 €/MWh, hecho favorecido por la alta eolicidad e hidráulica, así como por la entrada en vigor, el día 1 de enero de 2013, de la Ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, lo que se tradujo en un ligero encarecimiento de las ofertas de producción en zona española frente a las ofertas portuguesas.

Gráfico 8 - Separación de mercados: evolución anual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal.



Fuente: SGIME (CNMC)

3 MERCADOS DE OPERACIÓN

La energía programada en 2013 en los mercados de Servicios de Ajuste del Sistema fue de 20,9 TWh, un 8,5% superior a la de 2012. La distribución de la energía a subir entre los distintos mercados de operación resultó semejante a la del año anterior: 47% restricciones técnicas al PDBF, 22% regulación terciaria, 15% gestión de desvíos, 12% regulación secundaria y 4% restricciones en tiempo real.

El precio final del mercado de producción, agregando al mercado diario los sobrecostos del intradiario, los servicios de ajuste y el pago por capacidad, fue de 57,69 €/MWh, ligeramente inferior al registrado en 2012 (59,42 €/MWh). Los servicios de ajuste (en el cuadro siguiente Restricciones del PDBF y procesos del OS) presentan en 2013 un incremento con respecto a 2012 de un 20%, motivado principalmente por una mayor participación de las energías renovables en la demanda y un incremento del coste de generación de las tecnologías térmicas, fundamentalmente de los ciclos combinados, que son las que proveen estos servicios.

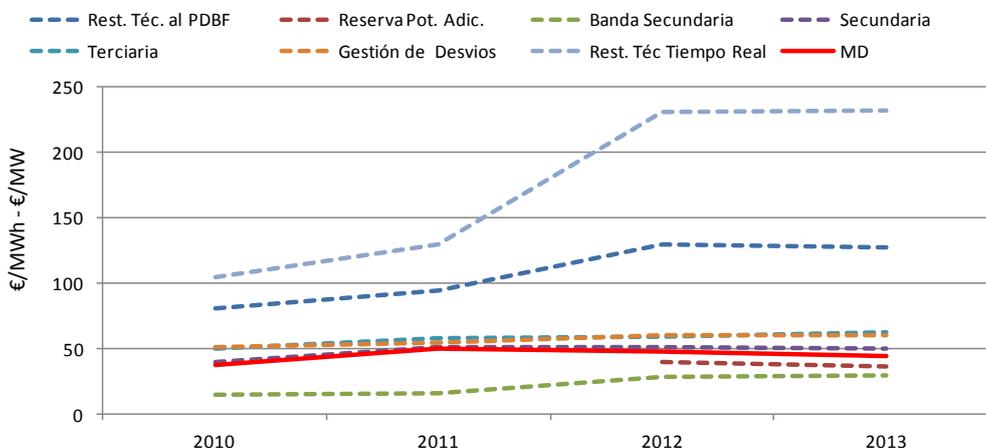
Cuadro 2 – Componentes del precio horario final de la demanda nacional. Años 2012-2013.

Componente (€/MWh)	Año 2012	Año 2013	Variación 2010-2013	Variación % 2012-2013
Mercado Diario	48,79	46,20	-2,59	-5,3%
Restricciones del PDBF	2,57	2,80	0,23	8,9%
Mercado Intradiario	-0,04	-0,06	-0,02	50,0%
Procesos del OS	2,03	2,74	0,71	35,0%
Pagos por capacidad	6,06	6,01	-0,05	-0,8%
Precio final	59,42	57,69	-1,73	-2,9%

Fuente: SGIME (CNMC)

Atendiendo al coste medio de los servicios de ajuste durante el año 2013, cabe destacar el mantenimiento en niveles altos del precio medio ponderado de la resolución de restricciones técnicas, tanto al PDBF como en tiempo real, las cuales presentaron valores muy similares a los del año 2012, en el entorno de los 128 €/MWh y 231 €/MWh respectivamente, tras el alza experimentada frente al año 2011. Similar comportamiento, aunque menos acusado, experimentaron los precios de banda secundaria y gestión de desvíos.

Gráfico 9 - Evolución anual del precio medio ponderado de servicios de ajuste a subir y mercado diario.

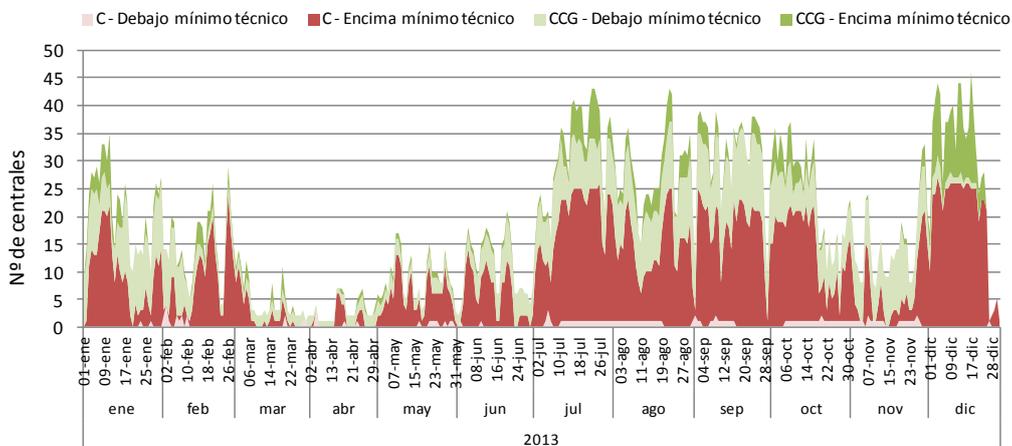


Fuente: REE

Como se ha comentado anteriormente, las especiales circunstancias de operación registradas durante la Semana Santa de 2013, con una baja demanda, elevada producción eólica e hidráulica (con vertidos reales en muchas cuencas), dio lugar a fuertes reducciones de producción, que llegaron a afectar al parque nuclear, hecho que no acontecía desde 1997.

Conforme a lo expuesto, el reducido funcionamiento de los ciclos combinados en PDBF y la búsqueda de un mejor posicionamiento para segmentos posteriores del mercado, derivó en un aumento del número de centrales despachadas por debajo de su mínimo técnico en PDBF, muchas veces unos pocos MWh por debajo (entre 1 MWh y 5 MWh), lo que hace que, al igual que en 2012, el coste unitario de la programación por restricciones técnicas resultara muy elevado.

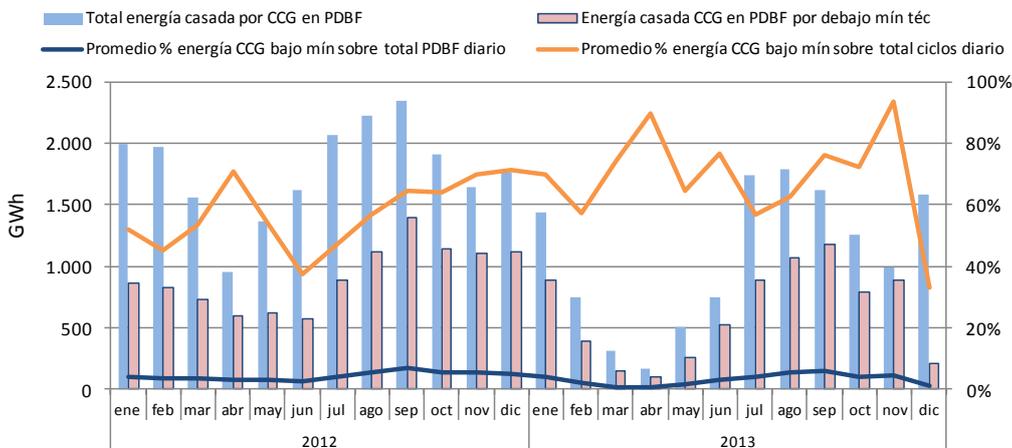
Gráfico 10 – Evolución del número de centrales térmicas (carbón y ciclos combinados) programadas diariamente en PDBF*.



*Nota: Se considerará central programada en PDBF por debajo de mínimo técnico aquella que durante la jornada resulte programada en PDBF a partir de la hora H.3 sin presentar ninguna hora programada por encima de su mínimo técnico.
Fuente: SGIME (CNMC)

Atendiendo al volumen de energía programada por estas centrales de ciclo combinado, la media mensual del porcentaje que la energía casada por debajo de mínimo técnico en PDBF representa respecto al total de la energía casada en PDBF diariamente por esta tecnología llegó a situarse en el entorno del 90% en meses como abril y noviembre, por causa del reducido hueco térmico existente. En contraposición, en meses de elevado hueco térmico, como el de diciembre, dicho porcentaje se redujo hasta aproximarse al 30%.

Gráfico 11 – Promedio mensual de la casación diaria de energía de CCG por debajo de mínimo técnico.

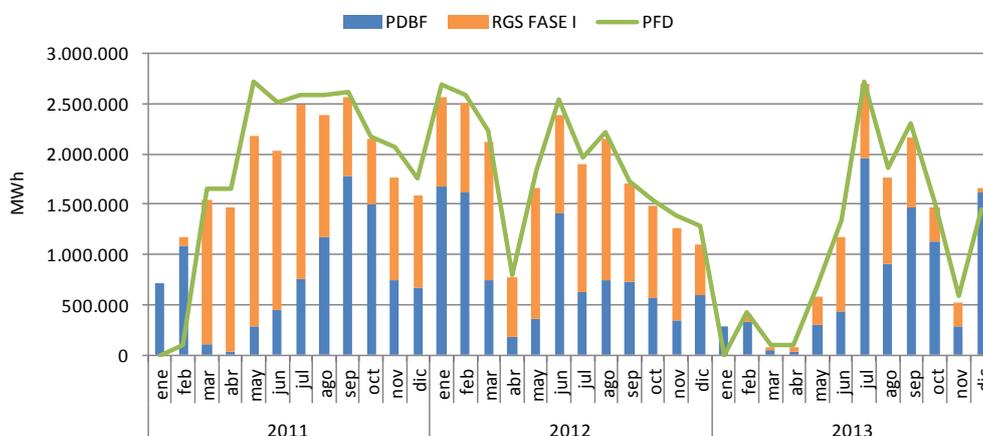


Fuente: SGIME (CNMC)

Conforme a la Resolución de 13 de febrero de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón autóctono, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2013, el volumen máximo de producción quedó fijado en 20,054 TWh, a efectos de la programación de las centrales acogidas al mecanismo de restricciones por garantía de suministro.

El volumen producido en el año 2013 por estas centrales ascendió a 11,51 TWh, lo que supuso el 57% del total establecido para todo el año (frente al 87% alcanzado en 2012), motivado por el reducido hueco térmico registrado en PDBF.

Gráfico 12 - Programación mensual en PDBF y en RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento.

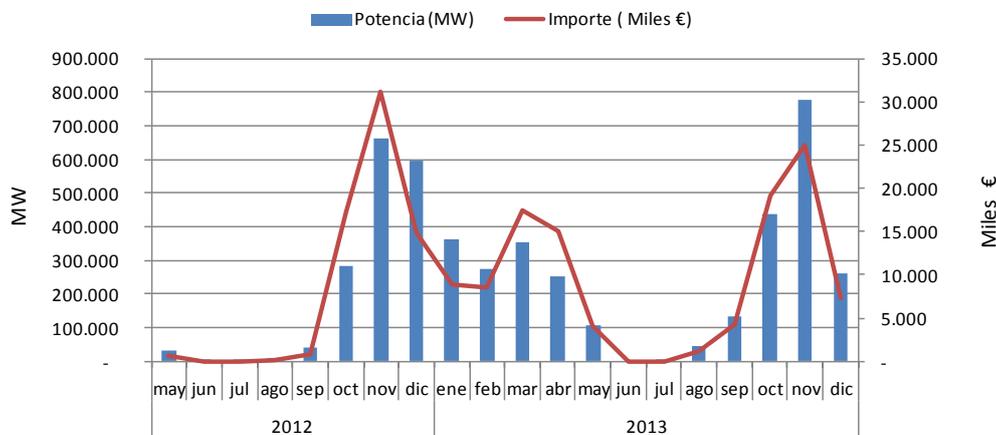


Fuente: SGIME (CNMC)

En aquellos meses en los que, o bien el escaso hueco térmico provocó que el OS redujera considerablemente el volumen de energía incluido en el plan de funcionamiento de las centrales de carbón autóctono adscritas al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro, o bien el elevado hueco térmico favoreciera su despacho en PDBF, esto se tradujo en una menor programación en la fase 1 de dicho mecanismo, con la consecuente reducción del recuadro de energía a bajar al resto de centrales térmicas (ciclos combinados y resto de carbones) y la consecuente reducción de la participación de estas centrales en el mercado intradiario.

El mecanismo de Reserva de potencia adicional a subir, concluyó en 2013 su primer año completo de aplicación tras su implementación a mediados de 2012, presentando un comportamiento estacional, con puntas de asignación de potencia en aquellos meses en los que el hueco térmico resultó más reducido. En el año 2013 resultaron asignados un total de 3 TWh a un precio medio ponderado de 37 €/MWh, lo que supuso un coste total para el sistema de 111 M€.

Gráfico 13 - Evolución mensual de la asignación de reserva de potencia adicional a subir.



Fuente: REE

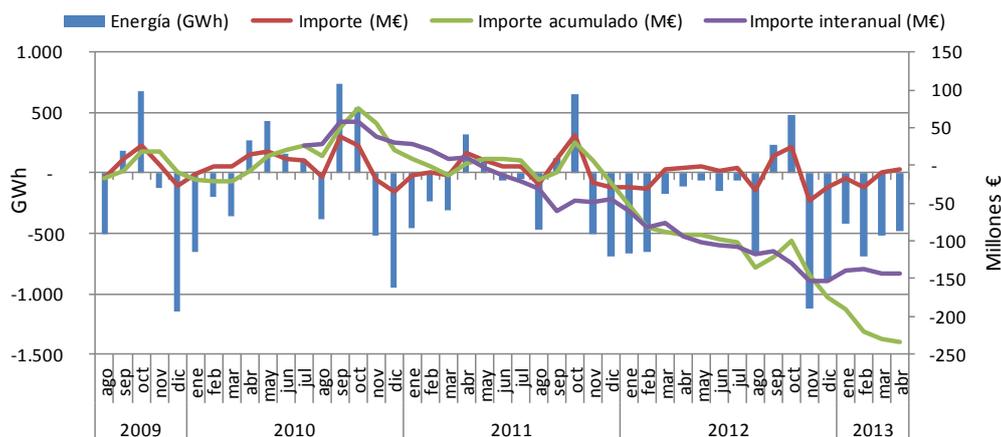
Desde finales de 2012 y a lo largo de 2013 viene produciéndose un incremento significativo del precio medio del segmento de restricciones en tiempo real. El problema viene originado por la aparición de una necesidad por parte del Operado del Sistema de incrementar la reserva a subir del sistema tras la publicación del PDVP. En ese momento, el OS comunica al grupo correspondiente la necesidad del aporte de reserva a subir en un periodo determinado del día, imponiendo una limitación de funcionamiento durante dicho periodo. El total de la energía programada por este grupo a lo largo del día, sin importar el segmento en que haya sido despachada, es liquidado al precio de la oferta compleja de restricciones técnicas. Este hecho hace que el productor intente resultar programado por el mayor volumen de energía posible, con la excepción de una sola de las horas en las que estaba limitado (para que no desaparezca la necesidad de programación). El importe de la programación total de la central durante todo día es asignado a esa hora en concepto de restricciones en tiempo real, lo que da lugar a la aparición de precios horarios medios extremadamente elevados. Esta situación desaparecerá una vez se apruebe la modificación del Procedimiento de Operación 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, donde se establece un modo de liquidación diferente para este segmento.

En cuanto al segmento de cierre del sistema, se muestra a continuación la evolución de los meses con cierre de medidas desde su implantación en el año 2009. El sentido neto de la energía mensual es dispar, con cierto comportamiento estacional. Su valor se debe interpretar como un mayor (energía negativa) o menor (energía positiva) consumo real en barras de central con respecto a las medidas en contadores perfiladas e incrementadas con los coeficientes de pérdidas estándar.

Tanto el importe correspondiente al coste acumulado desde la desaparición del distribuidor como suministrador, como el coste interanual, muestran una tendencia negativa. Dicho coste es un importe transferido del mercado de energía a los costes

regulados del sistema. La repercusión de su valoración a precio de mercado diario sobre los costes regulados del sistema oscila en una banda de ± 50 M€ al mes. También se aprecia una evolución ascendente del volumen de la energía de cierre negativa (mayor consumo real en barras de central). Por todo ello, podría ser necesaria una revisión de los coeficientes de pérdidas estándar.

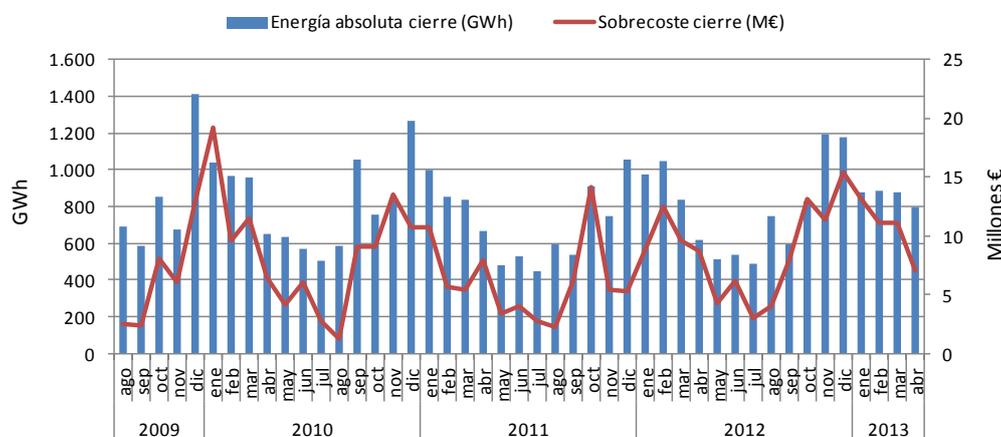
Gráfico 14 - Repercusión mensual y acumulada del segmento de cierre de mercado valorado a precio de mercado diario sobre el sistema de costes regulados.



Fuente: SGIME (CNMC)

En cuanto al sobrecoste del cierre, entendido como el sobrecoste con respecto al precio del mercado diario que presentan los servicios de ajuste necesarios para equilibrar la energía del cierre, éste supone un importe mensual estimado que oscila en el entorno de 1,5 M€ a 20 M€, lo que suma un total de unos 100 M€ que se repercute entre la demanda de forma proporcional a su consumo.

Gráfico 15 - Estimación del sobrecoste mensual que supone el segmento de cierre.

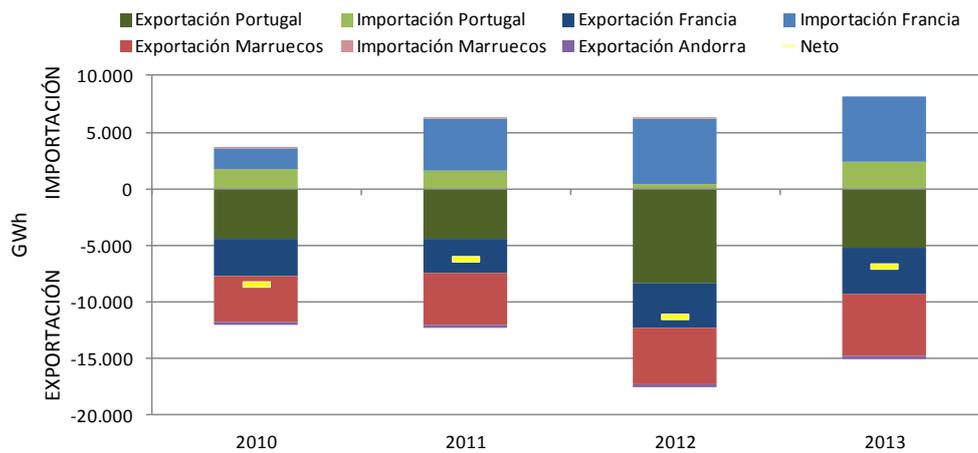


Fuente: SGIME (CNMC)

4 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

El saldo de los intercambios internacionales en 2013 continuó siendo exportador (6.958 GWh), como en años anteriores, aunque dicho volumen resultó un 38% inferior al registrado en 2012. El saldo neto en la frontera con Portugal resultó exportador, mientras que en la frontera francesa fue importador.

Gráfico 16 - Evolución del saldo anual de las interconexiones internacionales.



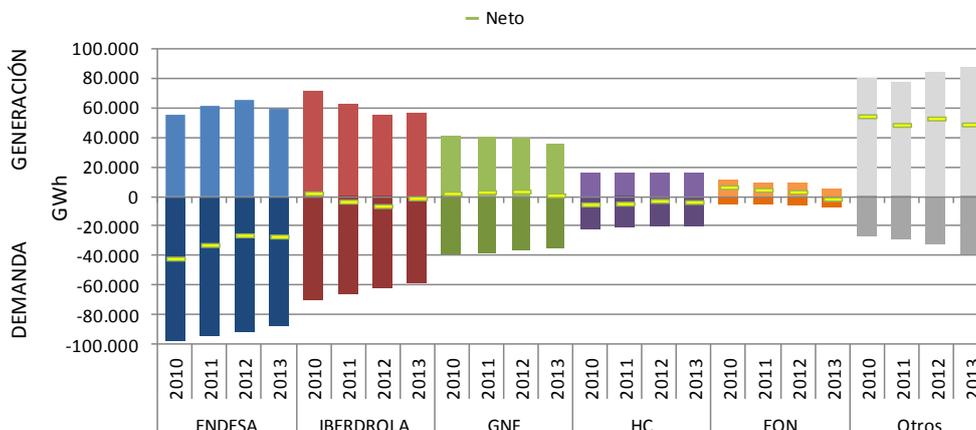
Fuente: SGIME (CNMC)

El flujo de energía a través del enlace Península-Baleares registró un valor de 1.266 GWh, lo que supuso el 22,3 % de la demanda del sistema eléctrico balear.

5 BALANCE EMPRESARIAL

A continuación se muestra la evolución anual del saldo de compras y ventas de energía por agente durante los últimos años.

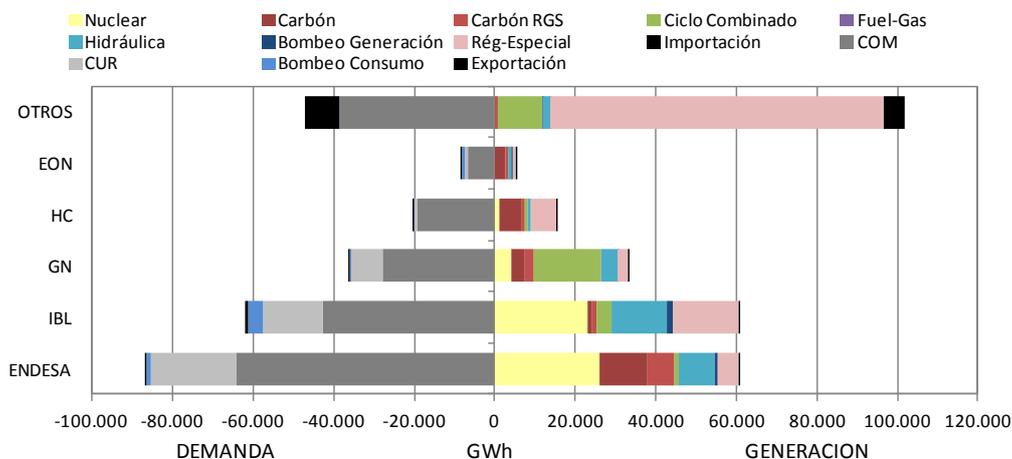
Gráfico 17 – Evolución anual de compras y ventas y saldo neto por agente (*).



(*) No incluye intercambios de energía en las fronteras ni demanda de bombeo.
Fuente: SGIME (CNMC)

El aumento de la generación en régimen especial e hidráulica y la consecuente reducción del hueco térmico en un año de inferior demanda al anterior, marcó el comportamiento de los diferentes agentes del mercado en el año 2013. Mientras que Iberdrola, favorecido por este hecho, incrementó su generación avanzando hacia una posición neta casi nula, el resto de los grandes grupos evolucionó hacia posiciones netas más compradoras, pese al descenso de sus demandas. Por su parte, los grupos no ligados a los grupos energéticos tradicionales se vieron favorecidos por el ascenso del régimen especial, si bien, el alza de su demanda hizo que su posición neta vendedora se redujera ligeramente.

Gráfico 18 – Compras y ventas por agente y tecnología. Año 2013.

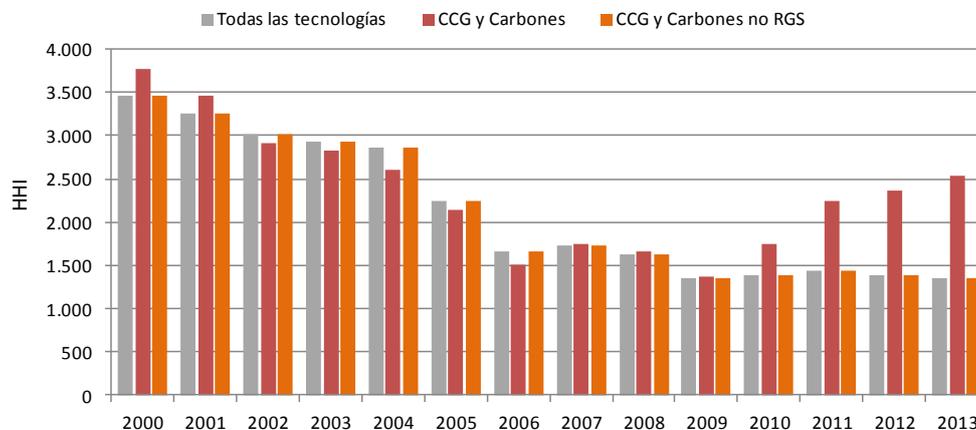


Fuente: SGIME (CNMC)

Analizando el nivel de concentración empresarial, a través del Índice de Herfindahl-Hirschman² (HHI), en la generación eléctrica total del sistema peninsular en los últimos años, se aprecia una evolución favorable de dicho índice, pasando de valores en el entorno de los 3.500 en el año 2.000 a valores inferiores a los 1.500 para el año 2013³.

Si se realiza el mismo análisis teniendo en cuenta solamente las tecnologías que marcan precio de forma más habitual en el mercado diario (carbones y ciclos combinados), se aprecia una evolución similar a la del conjunto de tecnologías hasta el año 2010, cuando, tras haberse situado por debajo de 1.500 en el año 2009, inició una tendencia alcista hasta superar los 2.500 en 2013. Sin embargo, esta disparidad no se aprecia en el caso de excluir del cálculo del HHI a las centrales de carbón adscritas al mecanismo de Resolución de Restricciones por Garantía de suministro, centrales cuyas ofertas están reguladas. Este hecho se encuentra originado fundamentalmente por la mayor concentración empresarial existente en la titularidad de las plantas de carbón RGS (con alta cuota de titularidad de Endesa) y su mayor aporte a la generación tras la implantación del mecanismo arriba mencionado, así como a una mayor concentración existente entre las centrales de ciclo combinado con mayor funcionamiento (con alta cuota de titularidad de Gas Natural Fenosa).

Gráfico 19 - Evolución anual de la concentración empresarial en la generación mediante índice HHI. Zona española del MIBEL.

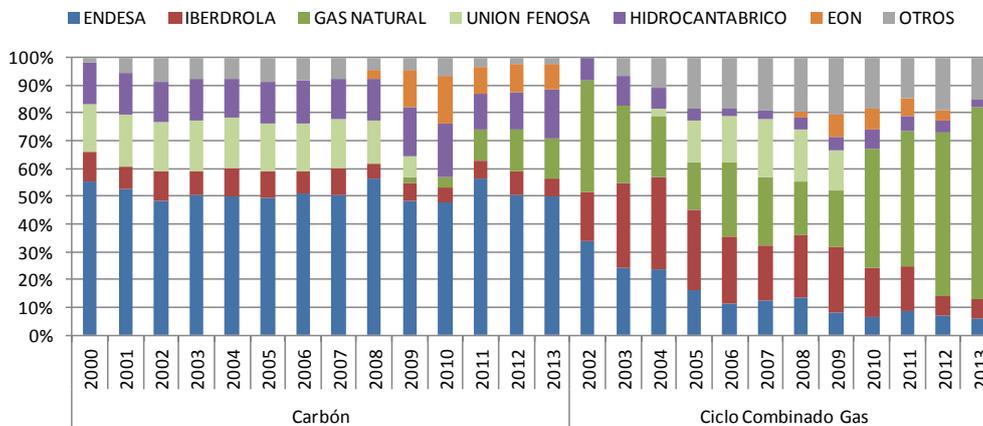


Fuente: SGIME (CNMC)

² El índice de Herfindahl-Hirschmann (HHI) se construye como la suma de las cuotas de mercado al cuadrado de todas las empresas del mercado y por lo tanto puede tomar en teoría valores entre 0 (competencia perfecta) y 10.000 (monopolio).

³ Significativamente por debajo del umbral de referencia de 2.000 de las directrices de concentración horizontal CE y del umbral de referencia de 1.800 de las directrices de concentración horizontal empleadas por el Departamento de Justicia de EEUU.

Gráfico 20 - Evolución anual de la concentración empresarial en la generación térmica (ciclos combinados y carbones). Zona española del MIBEL.



Fuente: SGIME (CNMC)

6 PRINCIPALES CAMBIOS REGULATORIOS

El día 1 de enero de 2013 entró en vigor la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Mediante esta Ley se regulan tres nuevos impuestos: el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica y el impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas; se crea un canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica; se modifican los tipos impositivos establecidos para el gas natural y el carbón, suprimiéndose además las exenciones previstas para los productos energéticos utilizados en la producción de energía eléctrica y en la cogeneración de electricidad y calor útil. Estos nuevos impuestos y cánones aumentan el coste de la producción de energía eléctrica.

Con la entrada en vigor del Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, se eliminó la prima prevista para aquellas instalaciones de régimen especial que vendían la energía producida en el mercado (opción b) Real Decreto 661/2007), pasando a percibir una tarifa regulada (opción a) por la electricidad cedida al sistema (salvo que expresamente solicitasen mantenerse en la opción b sin prima).

Adicionalmente, las instalaciones acogidas a la opción a) del Real Decreto 661/2007, de acuerdo con lo establecido en este Real Decreto, no pueden participar en los servicios de ajuste de carácter potestativo. En consecuencia, si bien la participación del régimen especial en estos servicios no tenía un volumen representativo (1% del total de energía a subir en terciaria y gestión de desvíos en 2012), ha pasado a ser

nula desde febrero de 2013. Por otra parte, estas instalaciones tampoco pueden realizar contratos bilaterales.

Respecto a la interconexión con Francia, cabe destacar la supresión en la Ley 3/2013, de 4 de junio, de la restricción que impedía a los operadores dominantes (Endesa, Iberdrola, Gas natural Fenosa y EDP/Hidrocantábrico llevar a cabo importaciones de energía desde el sistema francés. Esta supresión había sido reclamada por estos operadores en numerosas ocasiones. No obstante, el volumen de energía importada por estos operadores dominantes tras dicha modificación respecto al volumen total importado resulta, por el momento, poco significativo.

Entre las actuaciones precisas a fin de que el MIBEL se encuentre en disposición de acoplarse con los mercados de la región Noroeste de Europa (North-West Europe, NWE, que agrupa los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia), se encuentran las orientadas a retrasar en dos horas el cierre del mercado diario, hasta las 12:00 CET, en sincronía con la hora de cierre de los mercados citados. Con esta finalidad fueron modificadas las Reglas del Mercado por la Resolución de 1 de agosto de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía. En consecuencia, el día 15 de octubre tuvo lugar el retraso del cierre del mercado diario a las 12:00 horas, no habiéndose producido incidentes ni en el proceso de oferta ni en la casación, habiéndose cumplido sin problemas los horarios establecidos, tanto en el mercado diario como en el intradiario. A este respecto, se recuerda que, como consecuencia del retraso de dos horas en el cierre del mercado diario, se redujo en una hora el horizonte de programación de la primera sesión del mercado intradiario, que ahora abarca 27 horas, entre la 22 del día D-1 y la 24 del día D.

Adicionalmente, coincidiendo con dicho cambio horario, tuvo lugar la entrada en vigor de la prohibición de participación, en la segunda fase del proceso de resolución de restricciones técnicas al PDBF, de las importaciones de energía a través de interconexiones para las que esté establecido un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

