



**COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA**



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

Mayo y Junio 2014

15 de enero de 2015

www.cnmc.es

1	RESUMEN EJECUTIVO.....	5
2	ANEXO I - INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD.....	8
2.1	DEMANDA.....	8
2.2	OFERTA.....	9
2.3	MERCADO	15
2.3.1	Componentes del precio final del mercado de producción	15
2.3.2	Programa Diario Base de Funcionamiento.....	17
2.3.3	Análisis de ofertas.....	21
2.3.4	Análisis de costes	25
2.3.5	El MIBEL y otros mercados europeos	26
2.3.6	Restricciones por Garantía de Suministro	33
2.3.7	Mercado Intradía	34
2.3.8	Servicios de ajuste del sistema	36
2.4	BALANCE EMPRESARIAL.....	47
3	ANEXO II - GRÁFICAS.....	49
3.1	ESTADO GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO	49
3.1.1	Demanda	49
3.1.2	Oferta.....	50
3.2	ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS	52
3.2.1	Cobertura de la demanda por tecnologías y mercados	52
3.2.1.1	Distribución de la producción.....	52
3.2.1.2	Distribución de la demanda	58
3.2.2	Balance empresarial	59
3.2.3	Precio Horario Final de la Demanda Nacional.....	61

3.2.4	Sobrecoste por segmento de generación.....	62
3.2.5	Mercado Diario y Contratación Bilateral	63
3.2.5.1	Energías.....	63
3.2.5.2	Concentración empresarial	67
3.2.5.3	Análisis de precios.....	68
3.2.5.4	Ofertas al mercado diario	73
3.2.5.5	Acoplamiento del MIBEL	76
3.2.6	Desvío de demanda en el mercado.....	78
3.2.7	Mercado Intradía	81
3.2.7.1	Energías.....	81
3.2.7.2	Concentración empresarial	82
3.2.7.3	Análisis de Precios	82
3.2.8	Solución de Restricciones por Garantía de Suministro.....	84
3.2.9	Mercados de Servicios de Ajuste	85
3.2.9.1	Banda de Regulación Secundaria.....	85
3.2.9.2	Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria	86
3.2.9.3	Resolución de Restricciones Técnicas al PDBF: fase 1.....	87
3.2.9.4	Restricciones técnicas al PDBF: fase 2	90
3.2.9.5	Reserva de potencia adicional a subir	91
3.2.9.6	Restricciones en Tiempo Real	92
4	ANEXO III – LISTADO DE CENTRALES DE CARBÓN Y CICLO COMBINADO Y SUS CÓDIGOS	93

HECHOS RELEVANTES

- **Recuperación del precio del Mercado Diario:** El precio medio del mercado diario en los meses de mayo y junio se situó en 42,41 €/MWh y 50,95 €/MWh respectivamente, muy por encima de los 26,67 €/MWh y 26,44 €/MWh alcanzados en marzo y abril.
- **Ofertas a precio superior a 0 €/MWh:** Como ya sucedió en el mes de abril, durante los meses de mayo y junio no se registró ninguna hora de precio cero. hecho que estaría ligado al incremento del precio de la oferta de las unidades anteriormente acogidas al extinto régimen especial, cuyo volumen de energía ofertado al mercado diario a precio superior a 0 €/MWh continuó al alza, llegando a alcanzarse los 55 GWh diarios por parte de los grupos de oferta compuestos exclusivamente por generadores eólicos. De este modo, los precios mínimos del mercado diario resultarían incrementados hasta la banda 5-10 €/MWh, resultando mucho menos probable la aparición de horas de precio cero, como sucedió en numerosas ocasiones durante los dos primeros meses de este año.
- **Reducción de sobrecostes:** El sobrecoste añadido por los servicios de ajuste respecto al precio del mercado diario durante los meses de estudio finalizó su tendencia alcista, situándose en 4,83 €/MWh y 3,58 €/MWh en mayo y junio respectivamente, frente a los 6,85 €/MWh y 7,83 €/MWh de marzo y abril. Este descenso estuvo originado fundamentalmente por la caída del coste asociado a los procesos de restricciones y reserva de potencia adicional a subir, hecho favorecido por la reducción de la abultada generación renovable característica del primer cuatrimestre del año, lo que disminuyó las necesidades de asignación de energía a subir en concepto de restricciones al PDBF, así como las de reserva de potencia.
- **Acoplamiento de mercados europeos:** El pasado día 13 de mayo tuvo lugar la entrada en funcionamiento del acoplamiento completo de los mercados diarios de las regiones South West Europe (España y Portugal) y North-West Europe (Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia), evitándose desde ese momento transacciones en el sentido antieconómico de la interconexión, optimizándose su utilización.
- **Modificación Procedimiento de Operación:** el coste neto estimado por central y día asociado a la resolución de restricciones en tiempo real a subir se redujo considerablemente durante los meses de estudio. Este descenso estaría en parte favorecido por la modificación por Resolución de 8 de mayo de 2014 del Procedimiento de Operación 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, relativo a la metodología de liquidación de este segmento, conforme a lo expuesto en informes anteriores. De este modo, durante los meses de estudio y desde la fecha anteriormente expuesta, se redujeron de forma considerable los precios máximos correspondientes a la resolución de restricciones en tiempo real.

1 RESUMEN EJECUTIVO

Durante los meses de mayo y junio continuó registrándose una evolución positiva de la demanda interanual, no obstante, su variación con respecto a hace un año sigue siendo negativa, situándose por debajo del -1%. Atendiendo a la variación interanual de la demanda corregida, ésta mantuvo su evolución hacia valores menos negativos, alcanzando el -0,5% en el mes de junio. Como viene siendo habitual, su evolución positiva resultó menos acusada que la del PIB, el cual, tras el segundo trimestre del año, alcanzó el 1,2%.

La tecnología nuclear alcanzó la mayor cuota de generación en ambos meses de estudio, con un 21,1% y 16,9% respectivamente, pese al considerable aumento de la indisponibilidad de las centrales, principalmente en el mes de junio, cuando se llegaron a superar los 4.000 MW nucleares indisponibles en una jornada. La generación eólica se situó en segundo lugar en cuota de generación en ambos meses, si bien, el volumen generado en el mes de junio se situó en niveles inferiores a los de los meses anteriores, por debajo de los 3,2 TWh. La generación de la gran hidráulica se redujo considerablemente en ambos meses, situándose en valores próximos a la mitad de los registrados en los meses previos, terminándose de este modo con la situación acontecida en los cuatro primeros meses del año, cuando el conjunto de generación eólica e hidráulica llegó a alcanzar cuotas superiores al 50% del total. El hueco térmico (carbones y ciclos combinados) se situó en el 21,8% y 32,9% en mayo y junio respectivamente, muy por encima de las cifras alcanzadas en los primeros meses del año y similares a las alcanzadas en el mes de diciembre de 2013 (31,6%).

Las horas equivalentes de funcionamiento anual de las centrales de ciclo combinado iniciaron su recuperación estacional, aunque manteniéndose por debajo de las 1.000 horas, con un mayor peso del funcionamiento por restricciones respecto a años anteriores. Las centrales de carbón no adscritas al mecanismo RGS incrementaron de manera significativa sus horas de funcionamiento anual equivalente en ambos meses de estudio, principalmente en el mes de junio, cuando se superaron las 5.000 horas, situándose así en los valores máximos alcanzados en los últimos años, destacando el importante peso del funcionamiento en PDBF.

El precio medio del mercado diario en los meses de mayo y junio se situó en 42,41 €/MWh y 50,95 €/MWh respectivamente. Los precios horarios punta alcanzados durante el mes de mayo se situaron en el entorno de los 55 €/MWh, incrementándose hasta los 65 €/MWh para el mes de junio. El precio máximo fue de 72,90 €/MWh, alcanzado el día 4 de mayo, hora H.23. Como ya sucedió en el mes de abril, durante los meses de mayo y junio no se registró ninguna hora de precio cero. Conforme a lo comentado en informes previos, este hecho estaría ligado al incremento del precio de la oferta de las unidades anteriormente acogidas al extinto régimen especial, cuyo volumen de energía ofertado al mercado diario a precio superior a 0 €/MWh continuó al alza, llegando a alcanzarse los 55 GWh diarios por parte de los grupos de oferta

compuestos exclusivamente por generadores eólicos. De este modo, los precios mínimos del mercado diario resultarían incrementados hasta la banda 5-10 €/MWh, resultando mucho menos probable la aparición de horas de precio cero, como sucedió en numerosas ocasiones durante los dos primeros meses de este año.

La menor demanda y el buen nivel de aprovisionamiento favorecieron el descenso generalizado de los precios de los combustibles durante los meses de mayo y junio.

La referencia de gas natural SWE continuó descendiendo, situándose junio en el valor medio más bajo registrado desde finales de 2012. Similar comportamiento experimentó la referencia NBP, cuyo valor medio en dicho mes fue el menor registrado en los últimos años. La referencia de gas de largo plazo CLP mantuvo su lento descenso, conservando los 30 €/MWh, mientras que la referencia de gas Henry Hub de Estados Unidos evolucionó de forma descendente tras el máximo del mes de febrero (6,00 \$/MBtu), situándose en el entorno de los 4,6 \$/MBtu en ambos meses.

La referencia de carbón McCloskey también evolucionó a la baja durante ambos meses, situándose su valor medio en el mes de junio en 7,65 €/MWh. El precio de los derechos de emisión de CO₂ se mantuvieron estables en el entorno de los 5 €/Tm.

El pasado día 13 de mayo tuvo lugar la entrada en funcionamiento del acoplamiento completo de los mercados diarios de las regiones South West Europe (España y Portugal) y North-West Europe (Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia), evitándose desde ese momento transacciones en el sentido antieconómico de la interconexión, optimizándose su utilización.

El continuado descenso de la generación renovable registrada en los primeros meses del año favoreció la recuperación de niveles elevados de acoplamiento del MIBEL durante el periodo estudiado, alcanzándose en el mes de mayo el 99% (1% de horas de precio inferior en zona española) y reduciéndose ligeramente en junio hasta el 97% (3% de horas de precio inferior en zona española).

El precio medio mensual del mercado francés durante los meses de mayo y junio fue de 30,11 €/MWh y 30,65 €/MWh respectivamente, lo que supuso una diferencia con el mercado español (FR-ES) de -12,30 €/MWh y -20,30 €/MWh.

El saldo neto de los intercambios internacionales en ambos meses resultó exportador, con valores de 255 GWh y 283 GWh en mayo y junio respectivamente.

El incremento del hueco térmico acaecido durante los meses de estudio favoreció una mayor programación de las centrales adscritas al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro, con un importante peso de la programación en PDBF en ambos meses. De este modo, tras la primera mitad del año, el volumen de producción pendiente es del 82%, frente al 97% registrado tras el mes de abril.

El precio medio horario del mercado intradiario fue de 42,23 €/MWh para el mes de mayo y de 50,41 €/MWh para junio, mientras que el precio medio aritmético del mercado diario fue de 42,41 €/MWh y 50,95 €/MWh respectivamente.

Los volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios representaron el 10,7% y 10,1% de la energía negociada en PDBF en marzo y abril respectivamente (11,6% y 11,5% en los mismos meses de 2013), mientras que el incremento neto de generación fue del 3,4% y 3,3% respectivamente (5,2% y 6,5% en 2013).

El sobrecoste añadido por los servicios de ajuste respecto al precio del mercado diario durante los meses de estudio finalizó su tendencia alcista, descendiendo bruscamente, situándose en 4,83 €/MWh y 3,58 €/MWh en mayo y junio respectivamente, frente a los 6,85 €/MWh y 7,83 €/MWh alcanzados en marzo y abril. Este descenso estuvo originado fundamentalmente por la caída del coste asociado a los procesos de restricciones y reserva de potencia adicional a subir, hecho favorecido por la reducción de la considerable generación renovable característica del primer cuatrimestre del año, lo que disminuyó las necesidades de asignación de energía a subir en concepto de restricciones al PDBF, así como las de reserva de potencia.

En el contexto de descenso de generación renovable, el coste neto estimado por central y día asociado a la resolución de restricciones en tiempo real a subir se situó por debajo de los 40.000 €/central/día tras sobrepasar los 140.000 €/central/día en abril. Este descenso estaría también favorecido por la modificación por Resolución de 8 de mayo de 2014 del *Procedimiento de Operación 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema*, relativo a la metodología de liquidación de este segmento, conforme a lo expuesto en informes anteriores. De este modo, durante los meses de estudio y desde la fecha anteriormente expuesta, se redujeron de forma considerable los precios máximos correspondientes a la resolución de restricciones en tiempo real.

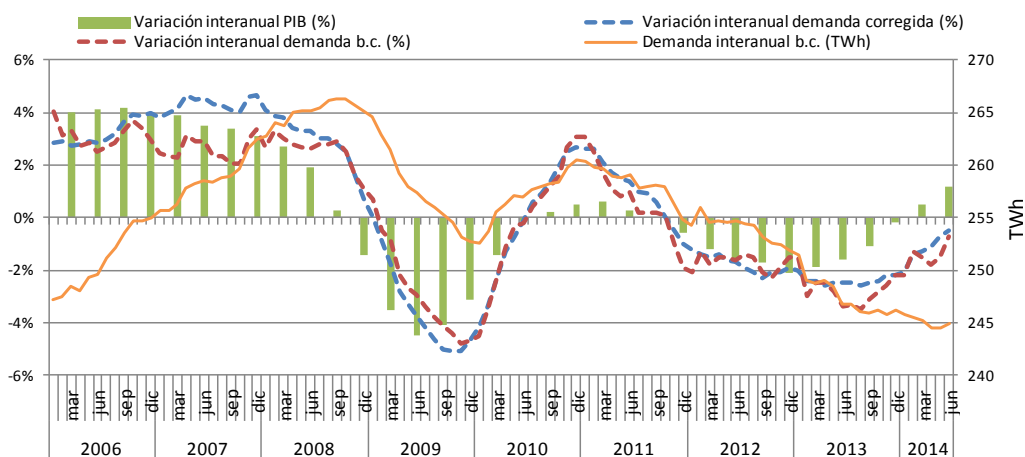
2 ANEXO I - INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD

2.1 DEMANDA

Durante los meses de mayo y junio continuó registrándose una evolución positiva de la demanda interanual, no obstante, su variación con respecto a hace un año sigue siendo negativa, situándose por debajo del -1%.

Atendiendo a la variación interanual de la demanda corregida, ésta mantuvo su evolución hacia valores menos negativos, alcanzando el -0,5% en el mes de junio. Como viene siendo habitual, su evolución positiva resultó menos acusada que la del PIB, el cual, tras el segundo trimestre del año, alcanzó el 1,2%.

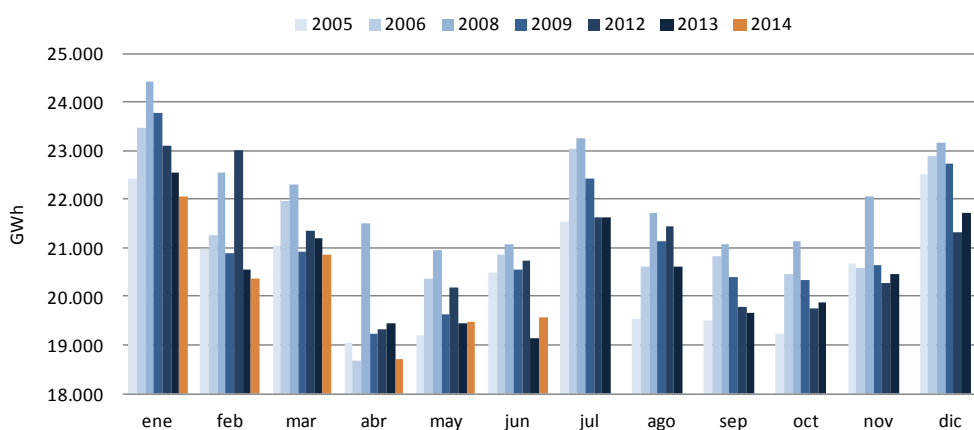
Gráfico 1 - Evolución de la variación interanual del PIB (datos trimestrales), demanda en barras de central y demanda corregida (descontando los efectos de calendario laboral y temperatura).



Fuente: REE, INE, CNMC

Según datos de la Agencia Estatal de Meteorología, el mes de mayo resultó cálido, con una temperatura media mensual 1,4º C superior al valor medio normal del mes, siendo el mes de junio muy cálido, con un valor medio 1,3º C por encima del normal. La demanda mensual registrada en barras de central durante los meses de estudio experimentó una variación respecto al año anterior del 0,1% (2,3% en términos corregidos) y 2,2% (0,1% en términos corregidos) en mayo y junio respectivamente.

Gráfico 2 – Demanda mensual peninsular en barras de central.



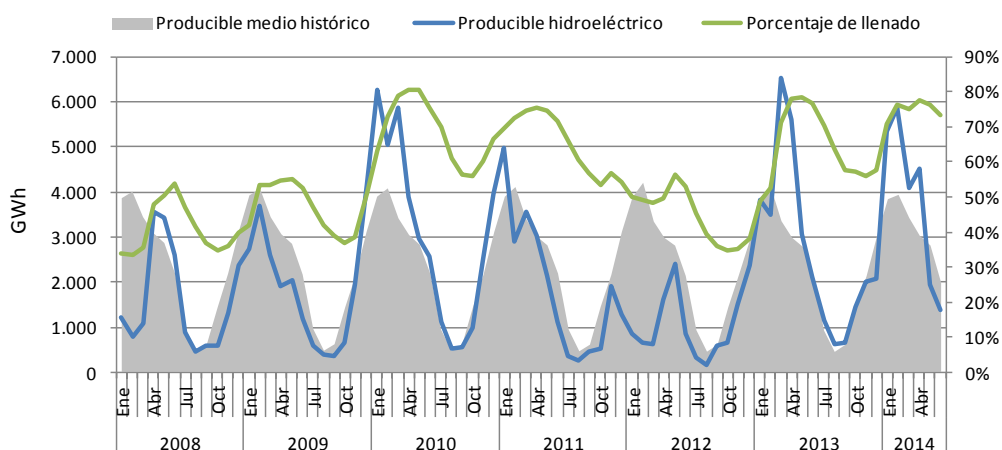
Fuente: REE

2.2 OFERTA

Desde el punto de vista hidrológico, el mes de mayo resultó muy seco, con valores próximos a la mitad de los normales de ese mes, mientras que junio resultó normal en su conjunto, con unas precipitaciones medias un 21% inferiores a los valores normales del mes, según datos de la Agencia Estatal de Meteorología.

El producible hidroeléctrico durante los meses de estudio registró una fuerte contracción, situándose por debajo de la media histórica, mientras que el porcentaje de llenado de los embalses con aprovechamiento hidráulico se mantuvo en niveles elevados, próximos al 75%.

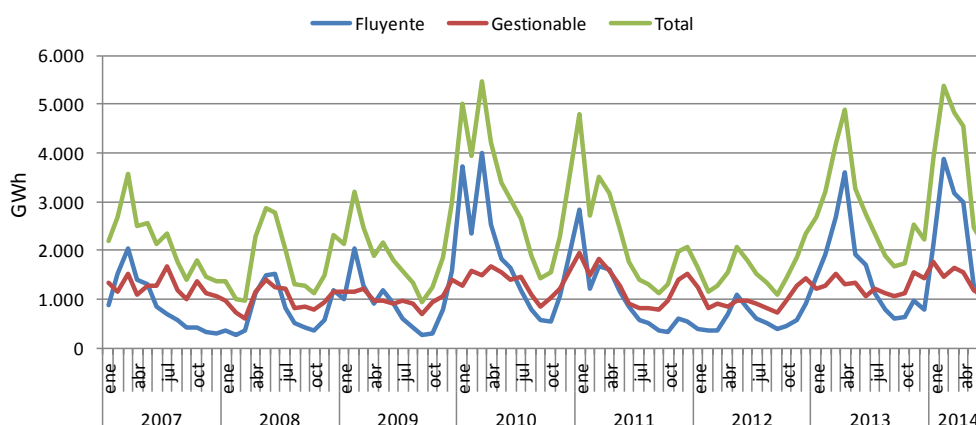
Gráfico 3 - Evolución mensual del producible hidroeléctrico, valor medio histórico y porcentaje de llenado de los embalses con aprovechamiento hidráulico.



Fuente: REE

La generación de las grandes centrales hidráulicas descendió bruscamente frente a los elevados valores registrados en los meses previos, en línea con el descenso de la generación estimada de origen fluyente.

Gráfico 4 - Evolución mensual de la producción hidráulica en P48 (Gran Hidráulica y Bombeo-Turbinación)*.



(*) Producción hidráulica fluyente diaria estimada conforme a una producción horaria constante equivalente a la producción mínima horaria de ese día.
 Fuente: REE, CNMC

La tecnología nuclear alcanzó la mayor cuota de generación en ambos meses de estudio, con un 21,1% y 16,9% respectivamente, pese al considerable aumento de la indisponibilidad de las centrales, principalmente en el mes de junio, cuando se llegaron a superar los 4.000 MW nucleares indisponibles en una jornada.

La generación eólica se situó en segundo lugar en cuota de generación en ambos meses, si bien, el volumen generado en el mes de junio se situó en niveles inferiores a los de los meses anteriores, por debajo de los 3,2 TWh.

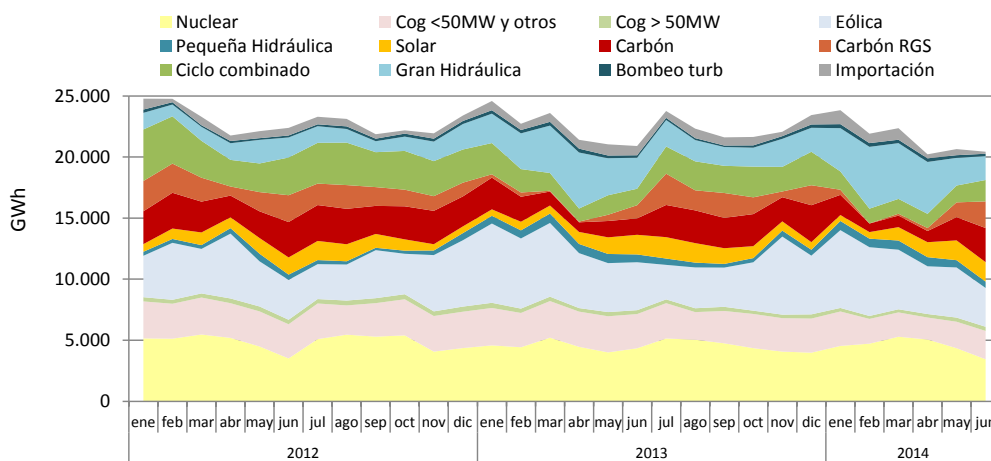
La generación de la gran hidráulica se redujo considerablemente en ambos meses, situándose en valores próximos a la mitad de los registrados en los meses previos, terminándose de este modo con la situación acontecida en los cuatro primeros meses del año, cuando el conjunto de generación eólica e hidráulica llegó a alcanzar cuotas superiores al 50% del total.

El hueco térmico (carbones y ciclos combinados) se situó en el 21,8% y 32,9% en mayo y junio respectivamente, muy por encima de las cifras alcanzadas en los primeros meses del año y similares a las alcanzadas en el mes de diciembre de 2013 (31,6%).

Durante los meses de estudio se apreció una ligera mejoría de la generación originada por las pequeñas cogeneraciones (<50MW), fuertemente contraída en meses previos.

El aumento del precio del mercado diario podría haber contribuido a la mayor participación en mercado de dicha tecnología.

Gráfico 5 - Evolución mensual de la producción por tecnologías (P48).



Fuente: CNMC

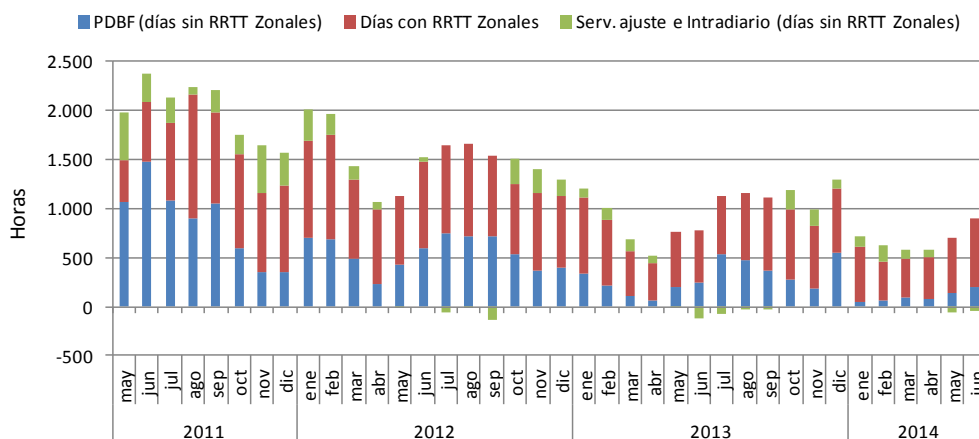
Cuadro 1 - Generación mensual por tecnología en P48 en zona española.

Año	Mes	Nuclear	Cog. <50MW y otros	Cog. >50MW	Eólica	Pequeña Hidráulica	Solar	Carbón	Carbón RGS	Ciclo combinado	Gran Hidráulica	Bombeo turb.	Importación
2010		21,3%	11,2%	1,2%	15,5%	2,4%	2,6%	6,2%	1,7%	22,7%	12,9%	0,9%	1,3%
2011		20,3%	12,2%	1,3%	15,3%	1,9%	3,5%	7,3%	7,5%	18,2%	9,4%	0,7%	2,3%
2012	ene	20,8%	12,2%	1,4%	13,7%	1,3%	2,5%	10,9%	10,0%	17,0%	5,5%	1,1%	3,6%
	feb	20,7%	11,5%	1,3%	18,8%	1,3%	3,4%	11,8%	9,6%	15,6%	3,9%	0,8%	1,1%
	mar	23,5%	13,0%	1,4%	15,6%	1,3%	4,4%	10,8%	8,4%	13,0%	4,9%	0,6%	3,0%
	abr	23,9%	13,1%	1,8%	24,4%	2,1%	4,1%	8,2%	3,4%	10,0%	6,3%	0,8%	2,1%
	may	20,3%	13,0%	1,8%	16,7%	2,8%	5,8%	9,9%	7,1%	10,6%	8,7%	0,6%	2,6%
	jun	15,7%	12,5%	1,6%	14,6%	1,9%	6,3%	12,9%	9,8%	13,8%	7,3%	0,7%	2,8%
	jul	21,9%	12,5%	1,6%	12,3%	1,4%	6,7%	12,6%	7,5%	14,3%	5,8%	0,7%	2,7%
	ago	23,6%	10,4%	1,7%	12,8%	1,1%	6,0%	12,6%	8,4%	15,0%	4,8%	0,9%	2,6%
	sep	24,2%	12,5%	1,9%	18,0%	0,9%	5,2%	10,5%	7,0%	13,1%	4,1%	1,0%	1,7%
	oct	24,3%	13,3%	1,9%	14,9%	1,1%	4,2%	12,2%	6,1%	14,3%	5,3%	1,1%	1,2%
	nov	18,6%	13,3%	1,7%	21,0%	1,7%	2,3%	12,4%	5,5%	13,1%	7,3%	1,1%	2,0%
	dic	18,6%	12,7%	1,8%	23,2%	2,5%	2,4%	10,5%	4,8%	11,6%	8,9%	1,1%	1,9%
2013	ene	18,6%	12,4%	1,7%	26,4%	2,6%	2,2%	10,6%	1,1%	10,4%	9,8%	1,2%	3,1%
	feb	19,5%	12,4%	1,6%	25,3%	2,9%	3,1%	9,0%	1,5%	8,4%	12,9%	1,2%	2,2%
	mar	22,1%	12,7%	1,5%	25,6%	3,3%	2,8%	4,8%	0,3%	6,2%	16,4%	1,3%	3,1%
	abr	20,8%	13,5%	1,4%	21,0%	3,5%	4,6%	3,7%	0,3%	5,0%	21,4%	1,5%	3,4%
	may	19,0%	14,1%	1,6%	19,1%	3,6%	6,5%	6,4%	2,4%	7,6%	14,4%	1,1%	4,3%
	jun	20,8%	13,4%	1,5%	18,8%	3,1%	7,7%	6,4%	5,2%	6,4%	12,2%	0,9%	3,6%
	jul	21,7%	12,2%	1,3%	11,9%	2,2%	7,4%	11,1%	10,8%	9,4%	9,1%	0,7%	2,4%
	ago	22,6%	10,1%	1,4%	15,0%	1,8%	7,2%	12,0%	7,4%	10,6%	7,8%	0,7%	3,5%
	sep	22,0%	12,3%	1,6%	14,9%	1,4%	6,0%	11,5%	9,4%	10,3%	7,1%	0,6%	3,1%
	oct	20,1%	12,9%	1,2%	18,3%	1,6%	4,5%	12,1%	6,3%	11,6%	7,2%	0,9%	3,2%
	nov	18,4%	12,4%	1,3%	29,0%	2,2%	3,4%	9,0%	2,1%	9,1%	10,4%	1,0%	1,6%
	dic	17,0%	11,9%	1,5%	20,5%	2,1%	2,7%	12,9%	7,0%	11,7%	8,4%	1,2%	3,3%
2014	ene	19,0%	11,8%	1,2%	26,7%	3,1%	2,0%	6,9%	1,8%	6,3%	14,9%	1,4%	4,8%
	feb	21,5%	9,2%	1,1%	25,7%	3,2%	2,5%	3,2%	0,1%	5,5%	23,1%	1,4%	3,5%
	mar	23,6%	8,9%	1,1%	21,8%	3,4%	4,9%	4,2%	0,7%	5,4%	20,4%	1,2%	4,2%
	abr	25,0%	8,9%	1,4%	19,3%	3,7%	6,1%	4,5%	1,2%	5,7%	21,0%	1,5%	1,6%
	may	21,1%	10,5%	1,6%	19,9%	2,9%	7,8%	9,2%	5,9%	6,7%	11,0%	1,1%	2,4%
	jun	16,9%	11,4%	1,7%	15,5%	2,5%	7,8%	13,7%	10,7%	8,6%	9,6%	0,9%	0,8%

Fuente: CNMC

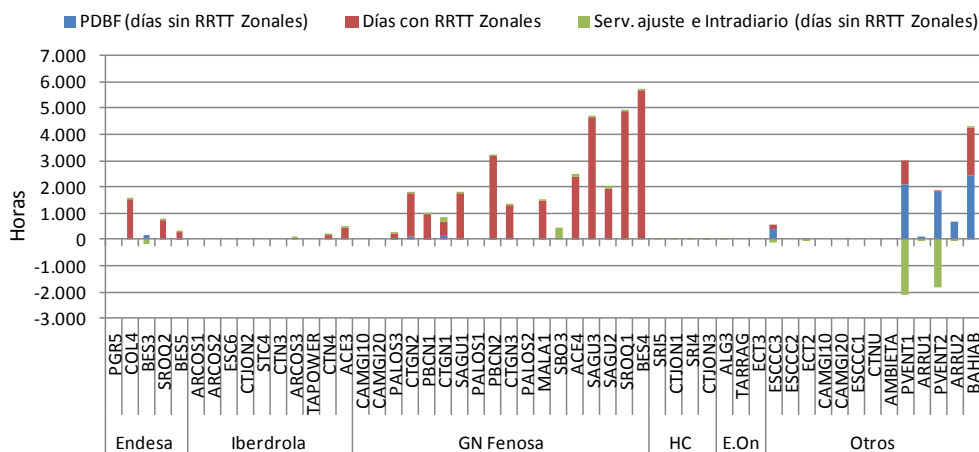
Las horas equivalentes de funcionamiento anual de las centrales de ciclo combinado iniciaron su recuperación estacional, aunque manteniéndose por debajo de las 1.000 horas, con un mayor peso del funcionamiento por restricciones respecto a años anteriores. Respecto a las horas equivalentes de funcionamiento anual por unidad de cada grupo empresarial, como es habitual, Gas Natural Fenosa resultó ser el único grupo que presentó un funcionamiento significativo, siendo prácticamente nula la participación de H.C y E.On.

Gráfico 6 - Evolución mensual de las horas equivalentes de funcionamiento anual de ciclos combinados.



Fuente: CNMC

Gráfico 7 - Horas equivalentes de funcionamiento anual de ciclos combinados por unidad y grupo empresarial. Mayo y Junio 2014.



Fuente: CNMC

Las centrales de carbón no adscritas al mecanismo RGS incrementaron de manera significativa sus horas de funcionamiento anual equivalente en ambos meses de estudio, principalmente en el mes de junio, cuando se superaron las 5.000 horas, situándose así en los valores máximos alcanzados en los últimos años, destacando el importante peso del funcionamiento en PDBF.

Cuadro 2 - Generación mensual por grupo empresarial en P48 en zona española.

Años	Mes	END	IB	GNF	HC	EON	Otros
2011		24,8%	21,2%	13,6%	5,8%	4,1%	30,6%
2012	ene	26,6%	18,7%	14,8%	5,9%	5,0%	29,1%
	feb	25,6%	18,4%	14,1%	6,5%	4,1%	31,4%
	mar	27,7%	18,8%	12,6%	5,8%	3,6%	31,4%
	abr	24,3%	20,3%	10,7%	6,4%	2,6%	35,7%
2012	may	28,0%	17,3%	12,9%	4,9%	3,4%	33,5%
	jun	24,8%	17,1%	14,2%	5,9%	3,9%	34,2%
	jul	23,9%	17,5%	14,2%	6,2%	5,5%	32,7%
	ago	28,6%	17,3%	14,9%	5,9%	3,8%	29,5%
	sep	25,4%	19,0%	13,2%	6,2%	3,7%	32,6%
	oct	25,3%	19,7%	13,4%	6,2%	3,2%	32,3%
	nov	22,5%	22,2%	12,6%	6,7%	2,2%	33,7%
	dic	20,3%	20,9%	12,0%	7,3%	3,4%	36,1%
2013	ene	20,6%	19,7%	13,3%	6,9%	2,3%	37,3%
	feb	20,3%	21,8%	12,5%	6,8%	2,8%	35,8%
	mar	18,7%	25,4%	10,0%	6,4%	2,4%	37,1%
	abr	18,0%	26,9%	10,0%	5,0%	2,1%	38,0%
	may	22,5%	20,6%	10,2%	5,8%	1,3%	39,7%
	jun	24,5%	19,8%	9,2%	5,6%	2,1%	38,7%
	jul	30,0%	17,5%	13,7%	6,1%	2,6%	30,1%
	ago	27,9%	18,3%	14,6%	6,2%	2,4%	30,7%
2013	sep	27,8%	17,8%	14,9%	6,7%	1,9%	31,0%
	oct	23,0%	18,0%	15,5%	7,5%	2,9%	33,1%
	nov	18,6%	21,7%	13,1%	6,7%	2,1%	37,7%
	dic	23,7%	19,7%	13,9%	7,6%	3,1%	32,0%
2014	ene	20,6%	23,6%	10,9%	6,4%	2,7%	35,7%
	feb	18,8%	29,5%	10,4%	5,5%	2,5%	33,4%
	mar	20,7%	26,9%	10,3%	5,6%	2,8%	33,6%
	abr	21,4%	26,7%	9,4%	5,6%	2,9%	34,0%
	may	25,0%	20,4%	9,8%	5,9%	2,7%	36,2%
	jun	25,2%	18,5%	11,7%	6,4%	3,2%	35,0%

Fuente: CNMC

2.3 MERCADO

2.3.1 Componentes del precio final del mercado de producción

En términos unitarios, los distintos componentes del precio horario final del mercado se reflejan en el siguiente cuadro.

**Cuadro 3 – Evolución del precio horario final de la demanda nacional
(distribuidores/comercializadores de último recurso + comercializadores en mercado libre +
consumidores directos a mercado libre).**

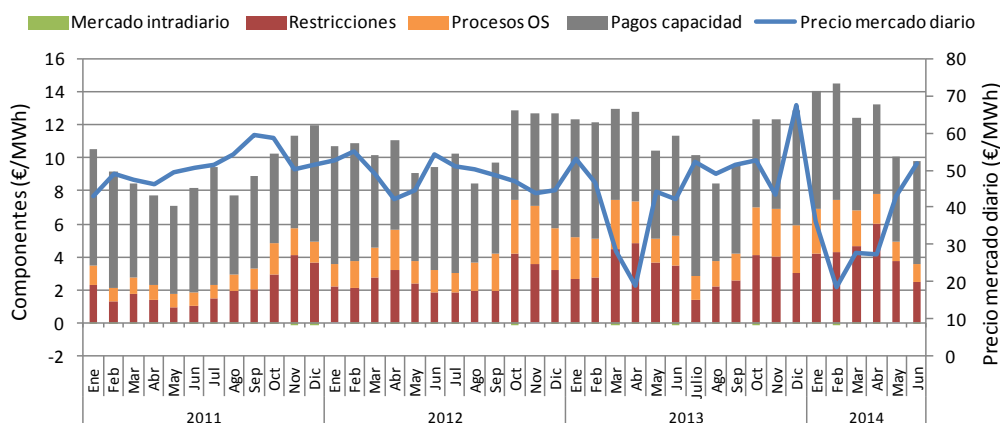
Año	Energía final MWh	Mercado diario €/MWh	Mercado intradiario €/MWh	Restricciones €/MWh	Procesos OS €/MWh	Garantía potencia Pagos capacidad €/MWh	Total €/MWh
2007	256.414.187	41,1	0,00	1,3	0,9	3,9	47,3
2008	263.404.753	65,9	0,00	1,7	1,0	1,1	69,7
2009	252.617.641	38,1	-0,02	1,8	0,9	1,9	42,6
2010	258.735.248	38,4	-0,02	2,6	1,2	3,1	45,3
2011	253.447.561	50,9	-0,06	2,1	1,1	6,1	60,1
2012	249.481.331	48,8	-0,04	2,6	2,0	6,1	59,4
Enero	22.994.837	52,8	0,00	2,3	1,3	7,1	63,5
Febrero	22.835.290	55,1	-0,04	2,1	1,6	7,1	65,9
Marzo	21.250.596	48,9	-0,05	2,7	1,9	5,6	59,0
Abril	19.356.582	42,1	-0,03	3,2	2,4	5,4	53,2
Mayo	20.069.491	44,5	-0,07	2,4	1,4	5,3	53,5
Junio	20.648.548	54,2	-0,07	1,8	1,4	6,2	63,6
Julio	21.538.360	51,1	-0,08	1,9	1,2	7,2	61,3
Agosto	21.320.450	50,1	0,00	1,9	1,7	4,8	58,6
Septiembre	19.699.882	48,7	-0,03	2,0	2,3	5,5	58,4
Octubre	19.520.445	47,1	-0,10	4,2	3,3	5,5	59,9
Noviembre	20.173.343	43,8	0,00	3,6	3,5	5,6	56,5
Diciembre	21.104.609	44,6	-0,03	3,2	2,6	6,9	57,2
2013	242.956.232	46,2	-0,06	3,3	2,3	6,0	57,7
Enero	22.427.382	53,0	-0,01	2,6	2,5	7,1	65,2
Febrero	20.459.633	46,7	-0,07	2,7	2,4	7,1	58,8
Marzo	21.044.716	28,2	-0,11	4,4	3,0	5,6	41,1
Abril	19.384.945	19,1	-0,02	4,8	2,5	5,4	31,9
Mayo	19.328.804	44,1	-0,09	3,7	1,5	5,3	54,4
Junio	19.020.808	42,0	-0,14	3,5	1,8	6,1	53,2
Julio	21.500.643	52,2	0,02	1,4	1,5	7,3	62,4
Agosto	20.498.046	49,0	-0,02	2,2	1,5	4,7	57,4
Septiembre	19.573.337	51,6	-0,02	2,5	1,6	5,4	61,1
Octubre	19.662.620	52,7	-0,16	4,1	2,9	5,3	64,9
Noviembre	20.360.722	43,5	-0,04	4,0	2,9	5,5	55,8
Diciembre	21.624.486	67,4	-0,03	3,1	2,9	6,9	80,3
2014							
Enero	21.959.736	36,2	-0,08	4,2	2,7	7,1	50,2
Febrero	20.278.571	18,6	-0,11	4,3	3,2	7,0	33,0
Marzo	20.785.784	27,8	-0,07	4,7	2,2	5,6	40,1
Abril	18.676.179	27,3	-0,06	6,0	1,8	5,4	40,4
Mayo	19.339.530	43,1	0,00	3,8	1,1	5,2	53,2
Junio	19.485.730	52,0	-0,03	2,5	1,1	6,2	61,7

Fuente: CNMC

El aumento del hueco térmico durante los meses de estudio propició el progresivo incremento de los precios finales, ascendiendo hasta los 61,7 €/MWh en el mes de

junio. Dicho aumento está fundamentado principalmente en el incremento del precio del mercado diario, reduciéndose las componentes originadas por el servicio de restricciones y otros procesos, como se verá posteriormente.

Gráfico 9 – Evolución mensual de los componentes del precio horario final del mercado.

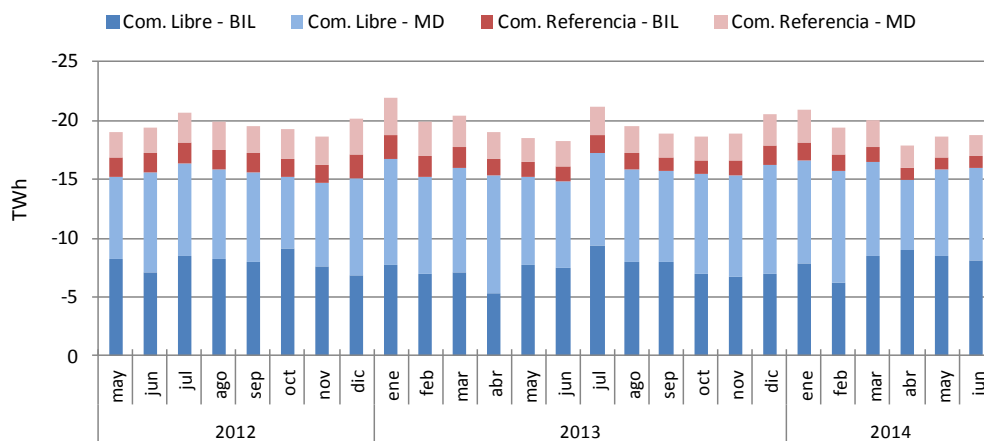


Fuente: CNMC

2.3.2 Programa Diario Base de Funcionamiento

Desde el punto de vista de las compras en el Programa Diario Base de Funcionamiento, la cuota de suministro en mercado libre mantuvo la tendencia estacional ascendente, alcanzando cuotas del 85,3% y 85,4% en mayo y junio respectivamente (frente al 81,6% y 81,7% registrados en los mismos meses del año anterior).

Gráfico 10 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.



Fuente: CNMC

Atendiendo a la cuota de demanda de los comercializadores libres en el Programa Diario Base de Funcionamiento por grupo empresarial, cabe destacar el ascenso de los comercializadores no ligados a los grandes grupos tradicionales, cuya cuota se aproximó al 15% en ambos meses. Endesa mantuvo su tendencia alcista, al frente de los grandes grupos, rebasando el 29% en mayo y junio.

Cuadro 4 – Demanda neta mensual por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española.

Año	Mes	END	IB	GNF	HC	EON	Otros	C. Ref
2010		25,5%	16,5%	11,6%	7,8%	1,3%	9,0%	28,4%
2011		27,0%	18,3%	11,3%	7,6%	1,5%	8,7%	25,7%
2012	ene	25,1%	18,6%	10,9%	6,7%	1,9%	9,8%	27,0%
	feb	24,8%	19,0%	10,8%	6,8%	2,1%	9,6%	26,9%
	mar	26,5%	18,9%	11,4%	7,0%	2,5%	9,9%	23,8%
	abr	26,8%	18,7%	11,2%	7,5%	2,4%	10,5%	22,8%
	may	28,3%	19,0%	11,6%	7,9%	2,6%	10,5%	20,1%
	jun	29,5%	19,1%	11,7%	7,5%	2,6%	9,7%	20,0%
	jul	29,4%	19,2%	12,0%	6,9%	2,6%	9,4%	20,6%
	ago	29,0%	19,0%	11,7%	6,6%	2,6%	10,8%	20,3%
	sep	28,2%	18,7%	11,9%	6,8%	2,6%	11,6%	20,1%
	oct	27,7%	18,6%	11,8%	7,3%	2,7%	10,9%	21,0%
	nov	28,1%	18,4%	11,7%	6,8%	2,4%	11,3%	21,2%
	dic	26,5%	19,2%	11,4%	6,3%	2,2%	9,6%	24,7%
2013	ene	25,9%	18,6%	11,4%	6,5%	2,5%	11,4%	23,8%
	feb	26,3%	18,3%	11,3%	6,8%	2,7%	11,4%	23,1%
	mar	26,7%	18,3%	11,3%	6,7%	2,7%	12,4%	21,9%
	abr	27,3%	17,7%	11,1%	7,5%	2,9%	14,5%	19,1%
	may	27,7%	17,8%	11,3%	7,4%	3,0%	14,4%	18,4%
	jun	28,1%	18,0%	12,1%	7,5%	3,0%	13,1%	18,2%
	jul	27,8%	18,1%	11,8%	7,4%	2,8%	13,8%	18,3%
	ago	27,8%	18,2%	12,0%	7,2%	3,0%	13,3%	18,5%
	sep	27,5%	17,5%	12,2%	7,7%	3,1%	15,1%	17,0%
	oct	28,0%	17,8%	12,2%	7,7%	3,1%	13,7%	17,5%
	nov	27,4%	18,4%	11,3%	7,1%	2,8%	14,4%	18,6%
	dic	25,5%	18,9%	11,4%	7,7%	2,6%	13,3%	20,7%
2014	ene	27,1%	18,2%	11,6%	7,4%	2,7%	12,4%	20,5%
	feb	28,1%	17,4%	11,8%	7,8%	2,8%	13,3%	18,8%
	mar	28,7%	17,0%	12,3%	8,0%	3,1%	13,0%	17,8%
	abr	28,8%	17,1%	12,7%	8,6%	3,2%	13,6%	16,0%
	may	29,1%	17,4%	12,6%	8,4%	3,2%	14,5%	14,8%
	jun	29,4%	17,7%	12,6%	8,0%	3,1%	14,6%	14,6%

Fuente: CNMC

Desde el punto de vista de las ventas en PDBF, el descenso del despacho de la generación renovable redujo considerablemente la cuota de Iberdrola, quien dejó de ser el primer grupo generador en favor de Endesa, que llegó a superar el 28% de cuota en el mes de junio. Hidrocantábrico también vio ligeramente incrementada su cuota gracias al mayor despacho de sus centrales de carbón, contrariamente a lo experimentado por Gas Natural Fenosa, cuyo incremento de generación térmica

(carbones fundamentalmente) se vio parcialmente compensado por la caída de su generación nuclear e hidráulica.

Cuadro 5 – Generación neta mensual por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española.

Años	Mes	END	IB	GNF	HC	EON	Otros
2011		25,8%	22,4%	9,4%	4,9%	3,1%	34,4%
2012	ene	30,2%	18,8%	10,4%	5,4%	3,1%	32,1%
	feb	29,2%	17,9%	9,6%	5,8%	3,0%	34,4%
	mar	29,5%	19,5%	8,7%	4,6%	2,9%	34,7%
	abr	26,3%	20,8%	8,1%	5,3%	1,8%	37,8%
	may	29,3%	18,6%	8,5%	4,1%	2,0%	37,4%
	jun	26,4%	17,1%	9,7%	5,7%	2,5%	38,6%
	jul	24,7%	18,0%	10,3%	5,7%	3,8%	37,5%
	ago	29,9%	18,2%	11,0%	5,3%	2,6%	33,0%
	sep	26,2%	19,7%	10,7%	5,4%	2,4%	35,5%
	oct	27,0%	21,5%	9,4%	5,0%	1,4%	35,7%
	nov	23,0%	23,8%	8,9%	5,5%	1,3%	37,4%
	dic	21,1%	22,2%	9,9%	6,2%	1,5%	39,1%
2013	ene	23,2%	20,8%	10,9%	6,1%	1,4%	37,6%
	feb	22,3%	23,2%	9,2%	6,2%	1,8%	37,4%
	mar	20,0%	27,3%	7,8%	5,3%	1,3%	38,2%
	abr	18,5%	29,0%	7,8%	4,4%	1,2%	39,1%
	may	23,9%	22,6%	5,5%	4,5%	1,2%	42,3%
	jun	25,7%	21,4%	5,0%	4,3%	1,3%	42,2%
	jul	32,9%	17,9%	10,6%	5,7%	1,1%	31,9%
	ago	30,0%	19,1%	11,3%	5,6%	0,8%	33,2%
	sep	29,8%	18,6%	11,7%	6,3%	0,6%	33,0%
	oct	25,3%	18,8%	12,1%	7,0%	1,2%	35,6%
	nov	19,1%	23,5%	9,7%	5,7%	1,2%	40,7%
	dic	25,8%	20,5%	10,8%	7,5%	2,7%	32,6%
2014	ene	21,9%	26,0%	7,8%	5,5%	1,5%	37,4%
	feb	19,7%	32,2%	8,0%	4,7%	1,8%	33,6%
	mar	21,8%	29,5%	7,9%	4,7%	1,9%	34,1%
	abr	22,0%	30,2%	6,9%	4,4%	1,8%	34,8%
	may	26,9%	22,8%	6,0%	4,9%	1,5%	38,0%
	jun	28,4%	20,3%	7,2%	5,9%	1,6%	36,6%

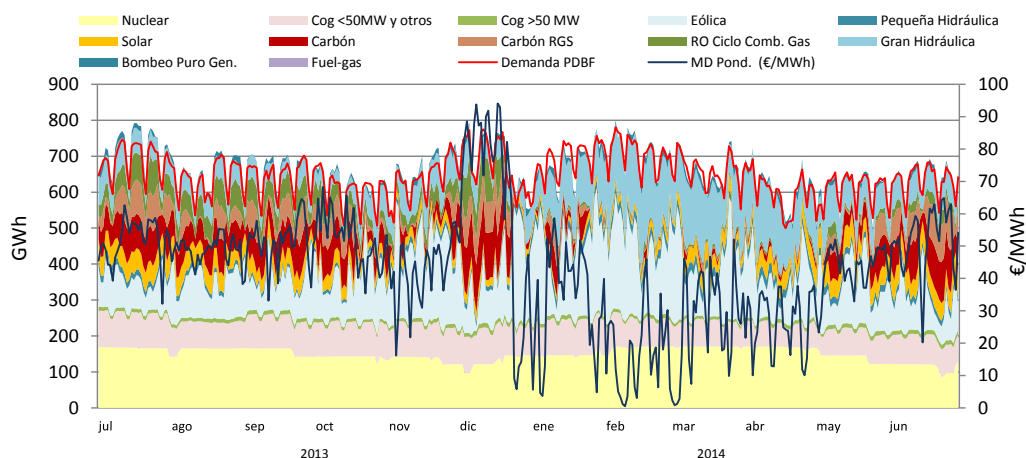
Fuente: CNMC

El precio medio del mercado diario en los meses de mayo y junio se situó en 42,41 €/MWh y 50,95 €/MWh respectivamente. Los precios horarios punta alcanzados durante el mes de mayo se situaron en el entorno de los 55 €/MWh, incrementándose hasta los 65 €/MWh para el mes de junio. El precio máximo fue de 72,90 €/MWh, alcanzado el día 4 de mayo, hora H.23. Como ya sucedió en el mes de abril, durante los meses de mayo y junio no se registró ninguna hora de precio cero. Como se comentó en informes previos, este hecho estaría ligado al incremento del precio de la oferta de las unidades anteriormente acogidas al extinto régimen especial, hecho que se verá con posterioridad en este informe.

El paulatino incremento de la indisponibilidad nuclear derivó en la caída de su cuota de generación en PDBF, descendiendo hasta el 18% en el mes de junio. Este hecho, sumado a la caída de la generación renovable (gran hidráulica principalmente) propiciaron el fuerte aumento del despacho de las centrales de carbón en este

segmento, las cuales representaron en torno al 25% del total de la generación en el mes de junio.

Gráfico 11 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona española.



Fuente: CNMC

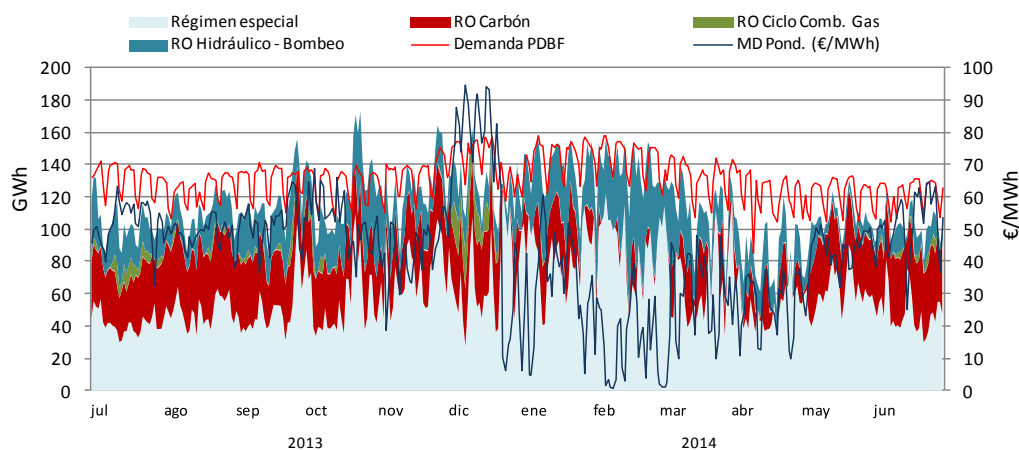
Cuadro 6 – Cuota de generación por tecnología en PDBF.

Año	Mes	Nuclear	Carbón	Carbón RGS	Ciclo Comb. Gas	Eólica	Gran Hidráulica	Bombeo Puro Gen.	Solar	Cog. >50 MW	Pequeña Hidráulica	Cog. <50 MW y otros	Fuel-gas
2013	ene	20,5%	9,4%	1,2%	6,4%	30,1%	10,4%	1,6%	2,0%	1,9%	2,5%	13,8%	0,0%
	feb	21,7%	7,0%	1,6%	3,7%	28,8%	14,1%	1,4%	3,0%	1,8%	3,0%	13,9%	0,0%
	mar	24,4%	1,7%	0,2%	1,4%	30,5%	17,9%	1,2%	3,0%	1,8%	3,5%	14,3%	0,0%
	abr	22,3%	0,7%	0,2%	0,8%	26,1%	23,0%	1,9%	5,1%	1,5%	3,6%	14,7%	0,0%
	may	22,1%	4,9%	1,6%	2,8%	22,0%	16,1%	1,8%	6,5%	1,9%	3,9%	16,3%	0,1%
	jun	23,9%	4,3%	2,3%	4,1%	21,3%	13,9%	1,6%	7,8%	1,8%	3,4%	15,5%	0,1%
	jul	23,1%	11,5%	8,7%	7,8%	13,0%	9,5%	1,6%	7,8%	1,4%	2,3%	13,1%	0,0%
	ago	25,2%	11,2%	4,5%	8,9%	17,5%	8,5%	1,3%	7,9%	1,6%	2,0%	11,5%	0,0%
	sep	24,1%	11,5%	7,5%	8,2%	16,7%	7,3%	1,3%	6,5%	1,8%	1,6%	13,6%	0,0%
	oct	23,1%	10,7%	6,0%	6,6%	21,1%	8,0%	1,3%	5,0%	1,5%	1,7%	15,0%	0,0%
	nov	20,9%	4,9%	1,5%	5,0%	33,2%	10,6%	1,8%	3,8%	1,6%	2,5%	14,2%	0,0%
	dic	18,9%	13,3%	7,6%	7,5%	23,1%	8,1%	1,4%	3,0%	1,7%	2,2%	13,3%	0,0%
2014	ene	21,8%	4,2%	1,8%	1,1%	31,5%	16,9%	1,7%	2,2%	1,5%	3,5%	13,8%	0,0%
	feb	23,6%	0,5%	0,0%	0,9%	29,9%	24,7%	1,6%	2,8%	1,4%	3,4%	11,1%	0,0%
	mar	26,1%	1,1%	0,5%	1,2%	25,0%	23,2%	2,0%	5,6%	1,3%	3,7%	10,3%	0,0%
	abr	27,5%	1,4%	0,1%	1,3%	21,5%	23,5%	2,0%	6,6%	1,7%	4,0%	10,4%	0,0%
	may	23,1%	8,2%	4,2%	2,1%	21,8%	13,4%	1,9%	8,5%	1,9%	3,2%	11,7%	0,0%
	jun	18,2%	13,7%	10,9%	3,5%	17,0%	10,2%	1,1%	8,4%	1,9%	2,7%	12,4%	0,0%

Fuente: CNMC

Similar a lo ocurrido en zona española, en el PDBF portugués también se registró un fuerte ascenso de la tecnología del carbón, la cual alcanzó unas cuotas de generación del 30% y 39% en mayo y junio respectivamente, mientras que la generación hidráulica se redujo a la mitad, cayendo su cuota hasta el 10% en ambos meses.

Gráfico 12 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona portuguesa.



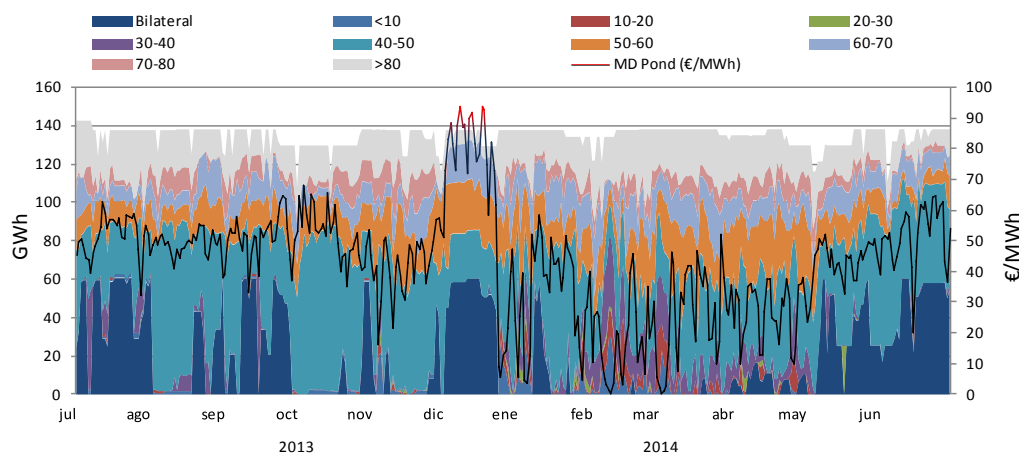
Fuente: CNMC

2.3.3 Análisis de ofertas

Zona española

Atendiendo al precio de las ofertas al mercado diario realizadas por las centrales de carbón no adscritas al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro, éstas presentaron un abaratamiento progresivo de sus ofertas, con un mayor volumen de energía bilateralizada, principalmente en el mes de junio.

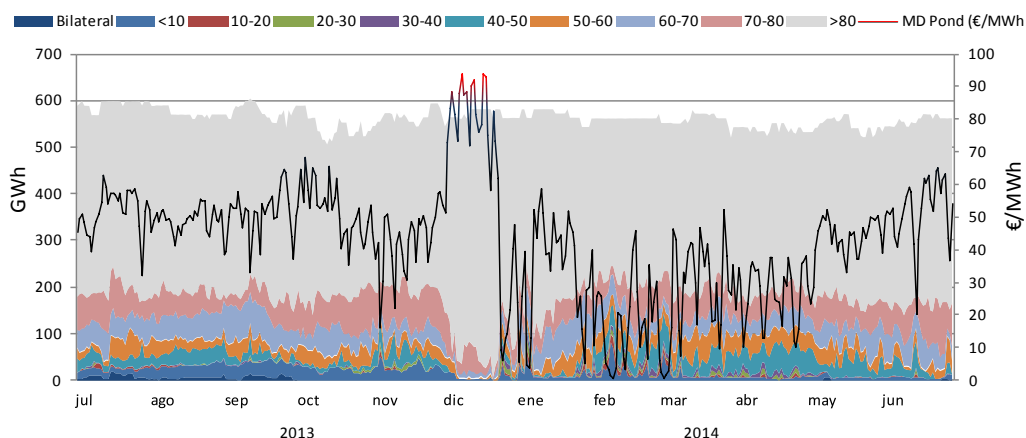
Gráfico 13 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario y energía bilateralizada de las centrales de carbón no RGS.*



(*) Valorando la energía de los bloques de ofertas inframarginales de acuerdo a la condición de ingresos mínimos en caso de que ésta suponga un importe superior.
 Fuente: CNMC

Por el contrario, las ofertas de los ciclos combinados presentaron una tendencia contraria, con progresivos incrementos de precio.

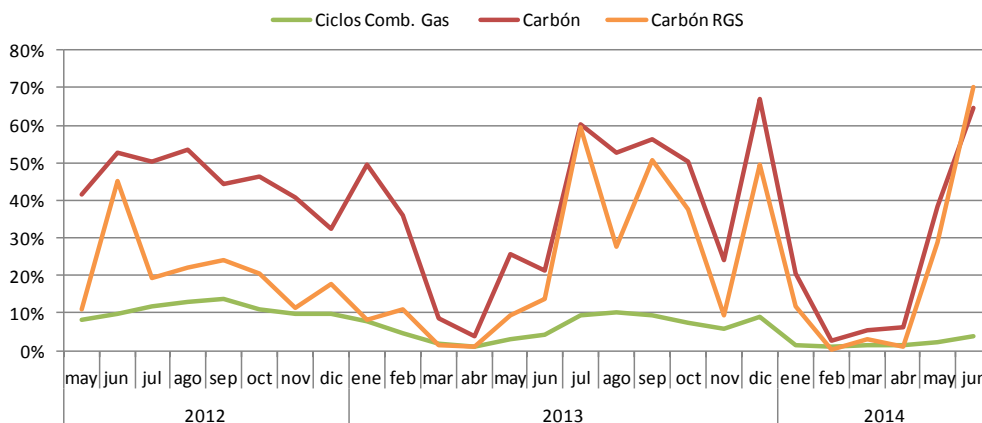
Gráfico 14 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario y energía bilateralizada de las centrales de ciclo combinado.



Fuente: CNMC

Atendiendo al nivel de utilización en PDBF de la potencia disponible de las centrales de carbón, en contraposición a lo ocurrido en los meses anteriores, éste repuntó hasta rondar el 70% en el mes de junio, tanto para las centrales RGS como para las no adscritas a dicho mecanismo. Por el contrario, el de los ciclos combinados permaneció en niveles muy reducidos, similares a los registrados durante los cuatro primeros meses del presente año.

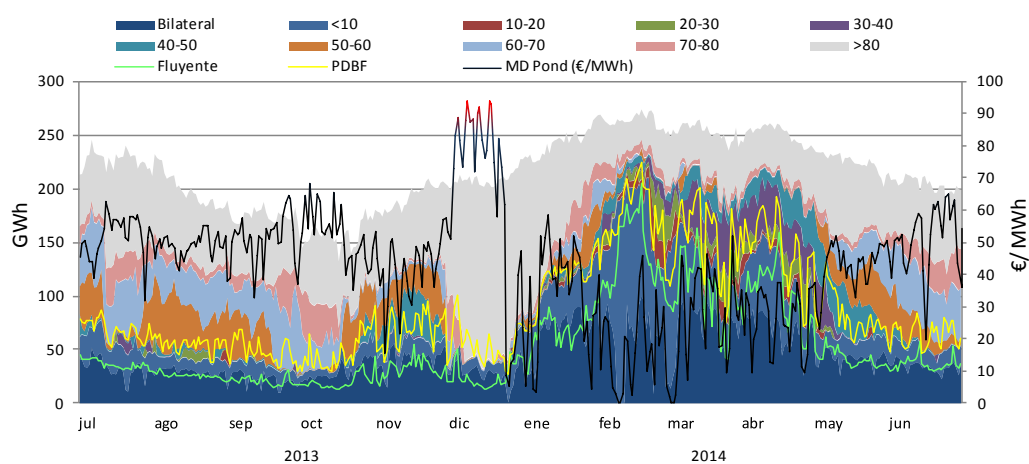
Gráfico 15 - Evolución del nivel de utilización de la potencia disponible de ciclos de gas y carbón (PDBF).



Fuente: CNMC

El cambio más importante en las ofertas al mercado diario fue el experimentado por la oferta de la gran hidráulica, que pasó de ofertar el 75% de su energía a precios inferiores a 50 €/MWh, a ofertarla a precios superiores a esta cifra. De este modo, su despacho diario en PDBF pasó de los 150 GWh a los 50 GWh.

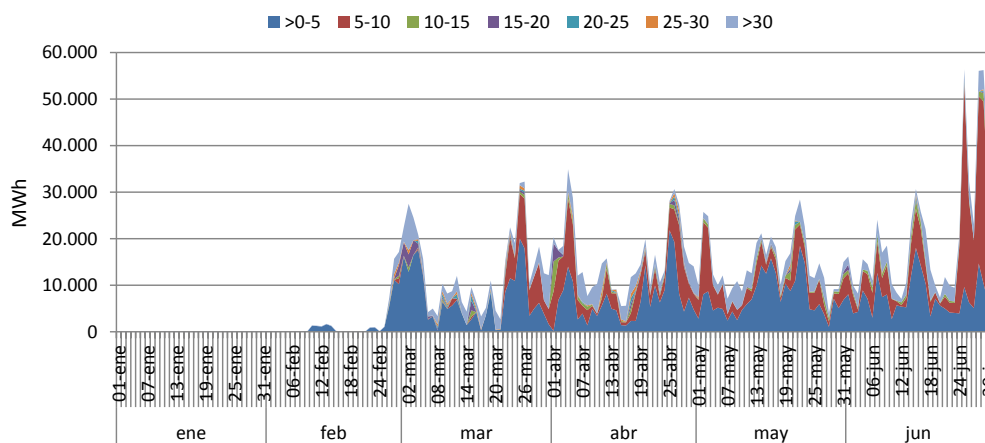
Gráfico 16 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado, energía bilateralizada y energía programada en PDBF y fluyente* en P48 de las grandes centrales hidráulicas.



(*) Producción hidráulica fluyente diaria estimada conforme a una producción horaria constante equivalente a la producción mínima horaria de ese día.
 Fuente: REE, CNMC

Continuó evolucionando al alza el volumen de energía ofertado al mercado diario por parte de unidades anteriormente acogidas al extinto régimen especial, a precio superior a 0 €/MWh, llegando a alcanzarse los 55 GWh diarios por parte de los grupos de oferta compuestos exclusivamente por generadores eólicos. Como se ha comentado en ocasiones anteriores, este hecho estaría afectando a los precios mínimos del mercado diario, incrementándolos hasta la banda 5-10 €/MWh, resultando mucho menos probable la aparición de horas de precio cero, como sucedió en numerosas ocasiones durante los dos primeros meses de este año.

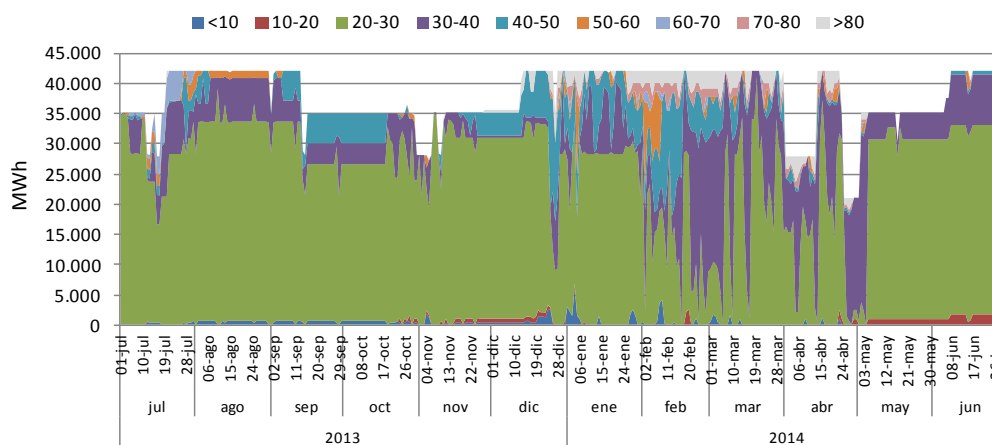
Gráfico 17 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario a precio distinto de cero de los grupos de oferta eólicos.



Zona portuguesa

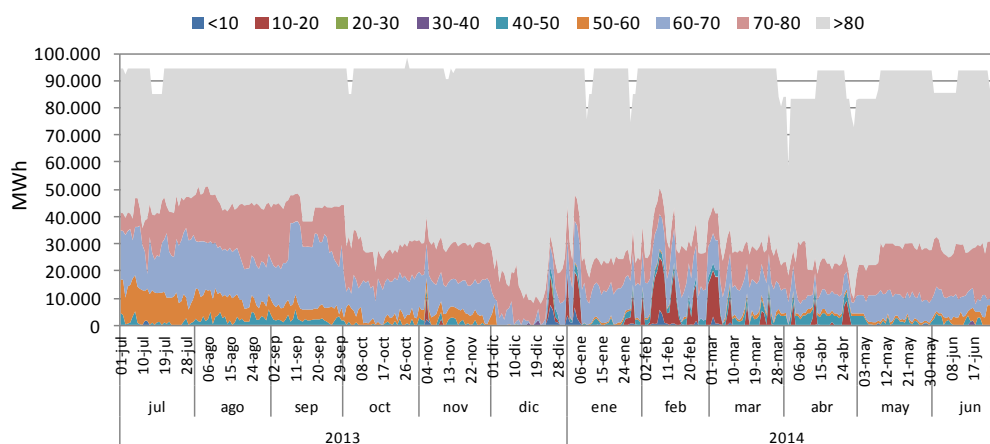
A continuación se muestran las ofertas a mercado diario de las centrales de carbón, ciclo combinado e hidráulicas en zona portuguesa. Las centrales de carbón presentaron un abaratamiento de sus ofertas, pasando a ofertar la práctica totalidad de la energía a precios inferiores a 40 €/MWh, con el 75% de la energía ofertada a precio inferior a 30 €/MWh, mientras que los ciclos combinados continuaron sin presentar gran variación en sus ofertas, con la mayor parte de la energía ofertada muy por encima de los precios del mercado. Por su parte la generación hidráulica en régimen ordinario experimentó un brusco encarecimiento con el inicio del mes de mayo, mayor que el experimentado en zona española,

Gráfico 18 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales de carbón. Zona portuguesa.



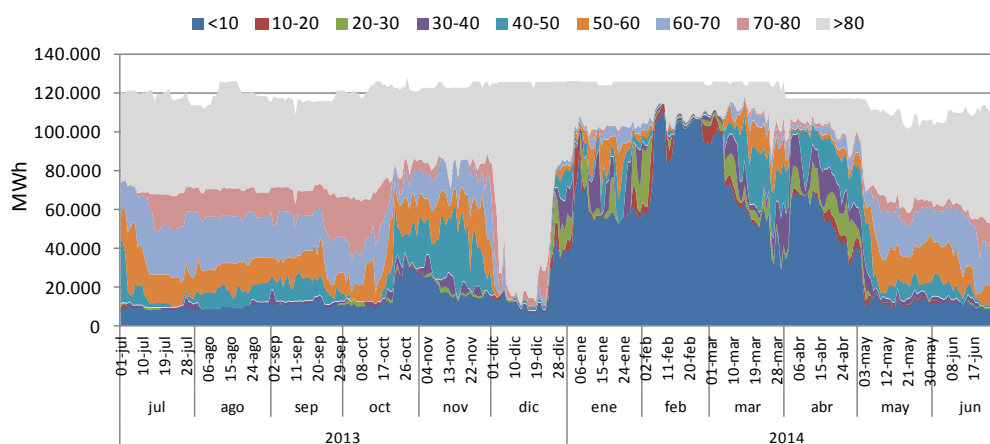
Fuente: CNMC

Gráfico 19 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales de ciclo combinado. Zona portuguesa.



Fuente: CNMC

Gráfico 20 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales hidráulicas en régimen ordinario. Zona portuguesa.



Fuente: CNMC

2.3.4 Análisis de costes

La menor demanda y el buen nivel de aprovisionamiento favorecieron el descenso generalizado de los precios de los combustibles durante los meses de mayo y junio.

La referencia de gas natural SWE continuó descendiendo durante los meses de estudio, situándose en 30,42 €/MWh de media en el mes de junio, el valor más bajo registrado desde finales de 2012. Similar comportamiento experimentó la referencia NBP, cuyo valor medio descendió hasta los 18,62 €/MWh en el mes de junio, el menor registrado en los últimos años.

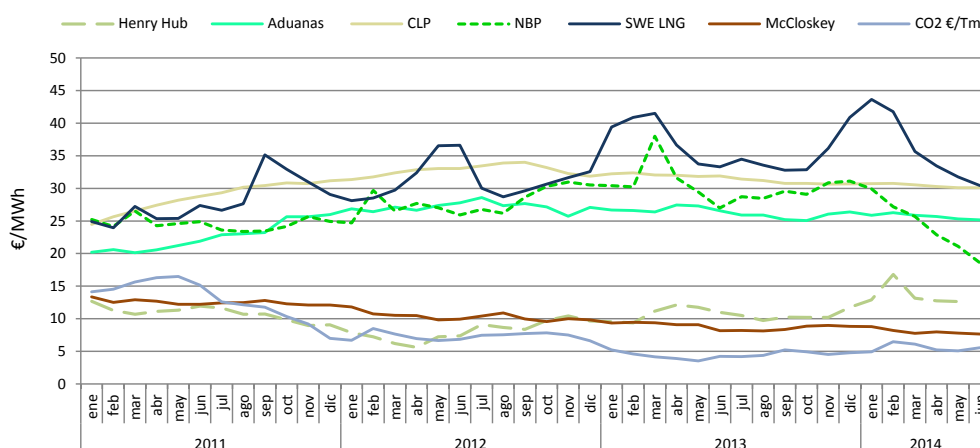
La referencia de gas de largo plazo CLP mantuvo su lento descenso, conservando los 30 €/MWh.

La referencia de gas Henry Hub de Estados Unidos continuó con su tendencia descendente tras el máximo del mes de febrero (6,00 \$/MBtu), situándose en 4,58 \$/MBtu y 4,59 \$/MBtu en mayo y junio respectivamente.

La referencia de carbón McCloskey también evolucionó a la baja durante ambos meses, situándose su valor medio en el mes de junio en 7,65 €/MWh.

El precio de los derechos de emisión de CO2 se mantuvieron estables en el entorno de los 5 €/Tm.

Gráfico 21 - Precios medios diarios de combustibles y CO2.



Fuente:

Valores de gas natural referidos a su PCI (Poder calorífico inferior). Tasa de conversión gas (PCI) = Gas (PCS)/0,9.

Valores de cotización en el National Balancing Point obtenidos de Paws.

Valores de cotización en Henry Hub obtenidos de Ycharts.

Valores de carbón CIF ARA referidos a su PCI (valor de publicación de Reuters).

Valores de Fuel Oil CIF, 1% contenido en sulfuro, referidos al mercado Mediterráneo, obtenido de Paws.

Valores de derechos de emisión de CO2 obtenidos de SendeCO2.

2.3.5 El MIBEL y otros mercados europeos

El pasado día 13 de mayo tuvo lugar la entrada en funcionamiento del acoplamiento completo de los mercados diarios de las regiones South West Europe (España y Portugal) y North-West Europe (Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia), evitándose desde ese momento transacciones en el sentido antieconómico de la interconexión, optimizándose su utilización.

El precio medio mensual del mercado diario en zona española correspondiente a los meses de mayo y junio fue de 42,41 €/MWh y 50,95 €/MWh respectivamente, mientras que en zona portuguesa fue de 42,47 €/MWh y 51,19 €/MWh, registrándose así un spread medio mensual PT-ES de 0,06 €/MWh y 0,24 €/MWh, terminando con cinco meses consecutivos de precio superior en zona española (entre diciembre 2013 y abril 2014).

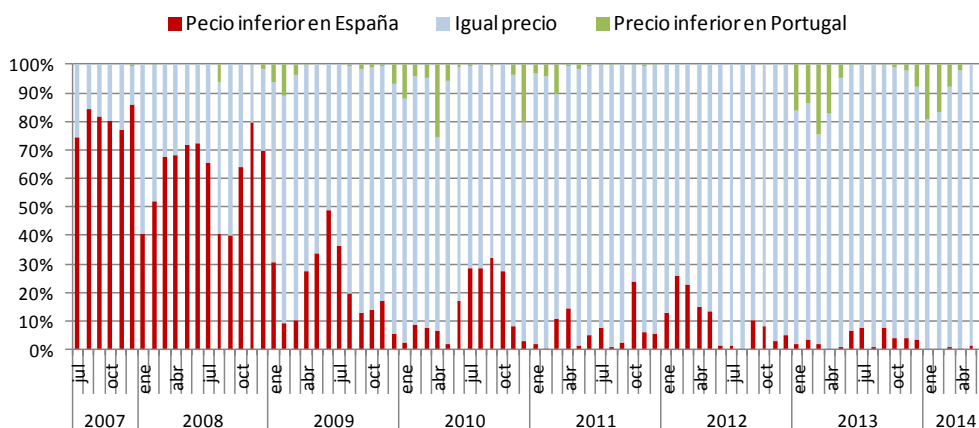
Gráfico 22 – Separación de mercados: evolución horaria del spread de precios entre la zona española y portuguesa.

Año	Mes	Precio ES €/MWh	Precio PT €/MWh	Spread PT-ES €/MWh
2011		49,96	50,49	0,53
2012	ene	51,06	51,95	0,88
	feb	53,48	55,26	1,78
	mar	47,57	49,13	1,56
	abr	41,21	43,98	2,77
	may	43,58	44,52	0,94
	jun	53,50	53,53	0,03
	jul	50,29	50,35	0,06
	ago	49,34	49,34	0,00
	sep	47,59	48,49	0,90
	oct	45,65	46,11	0,46
	nov	42,07	42,39	0,32
	dic	41,73	42,18	0,45
2013	ene	50,50	48,53	-1,97
	feb	45,04	43,74	-1,31
	mar	25,92	22,82	-3,10
	abr	18,17	16,08	-2,08
	may	43,45	43,25	-0,20
	jun	40,87	41,70	0,83
	jul	51,16	51,40	0,24
	ago	48,09	48,12	0,03
	sep	50,20	50,68	0,48
	oct	51,49	51,58	0,09
	nov	41,81	42,10	0,30
	dic	63,64	62,99	-0,65
2014	ene	33,62	31,47	-2,15
	feb	17,12	15,39	-1,73
	mar	26,67	26,20	-0,47
	abr	26,44	26,36	-0,09
	may	42,41	42,47	0,06
	jun	50,95	51,19	0,24

Fuente: CNMC

El continuado descenso de la generación renovable registrada en los primeros meses del año favoreció la recuperación de niveles elevados de acoplamiento del MIBEL durante el periodo estudiado, alcanzándose en el mes de mayo el 99% (1% de horas de precio inferior en zona española) y reduciéndose ligeramente en junio hasta el 97% (3% de horas de precio inferior en zona española).

Gráfico 23 - Separación de mercados: evolución mensual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal.



Fuente: CNMC

Gráfico 24 - Separación de mercados: evolución diaria del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior. Mayo y Junio 2014.



Fuente: CNMC

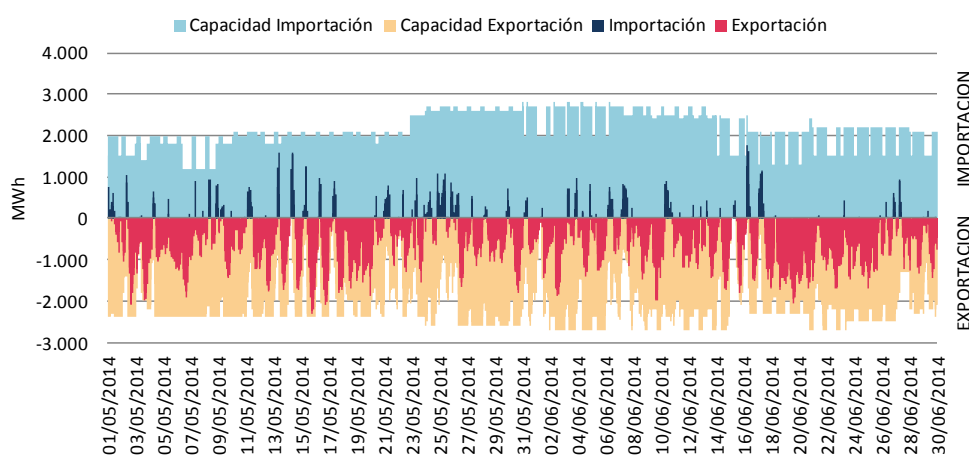
Durante los meses de mayo y junio el uso de la interconexión con Portugal resultó similar al registrado en los dos meses anteriores, con unos porcentajes medios de utilización del 33% y 35% respectivamente, si bien, el porcentaje de horas de utilización resultó superior en sentido exportador, contrariamente a lo registrado en los cuatro primeros meses del año. El saldo neto resultó exportador en ambos meses, situándose en 385 GWh y 444 GWh respectivamente.

En cuanto a las reducciones de la capacidad de interconexión con Portugal, en respuesta a las solicitudes recibidas en razón de la seguridad del sistema eléctrico

portugués, se redujo con anterioridad a la celebración del mercado diario la capacidad comercial de intercambio en la interconexión entre España y Portugal en dirección ES→PT en un 42% y 31% del total de horas de los meses de mayo y junio, representando una reducción total de 243 GW y 191 GW respectivamente.

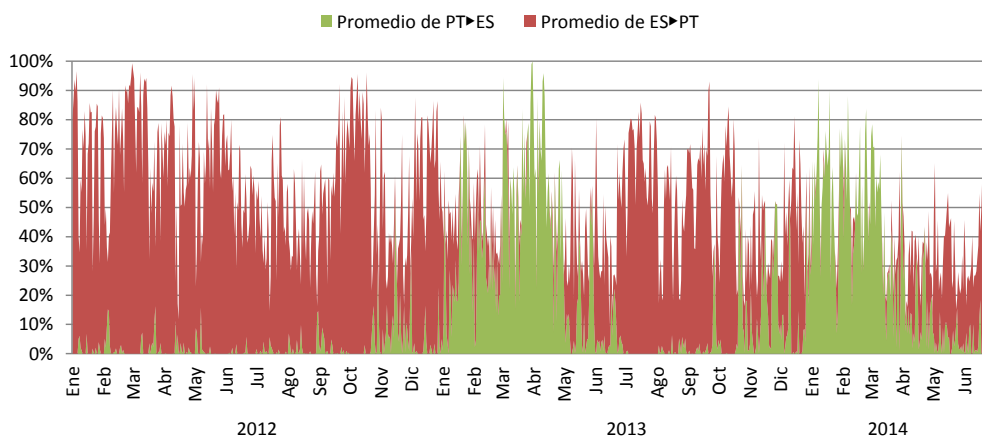
No se llevaron a cabo reducciones de la capacidad de interconexión con Portugal por seguridad del sistema eléctrico español durante el periodo de estudio.

Gráfico 25 - Capacidad y uso de interconexión España-Portugal (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Mayo y Junio 2014.



Fuente: CNMC

Gráfico 26 - Porcentaje promedio diario de utilización de la interconexión España-Portugal por sentido de flujo.



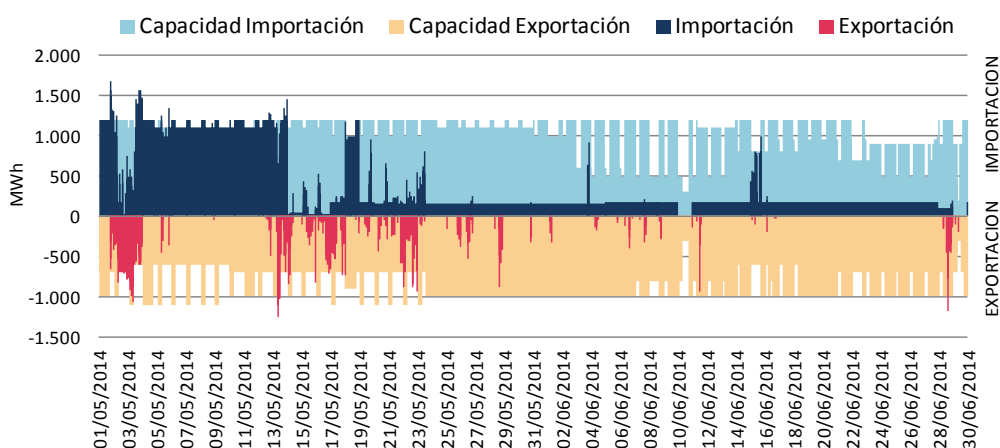
Fuente: IESOE

El precio medio mensual del mercado francés durante los meses de mayo y junio fue de 30,11 €/MWh y 30,65 €/MWh respectivamente, lo que supuso una diferencia con el mercado español (FR-ES) de -12,30 €/MWh y -20,30 €/MWh.

Las cuotas de utilización de la interconexión con Francia en sentido importador fueron del 82% y 97% en mayo y junio respectivamente, mientras que en sentido exportador fueron del 7% y 0%. Esto se tradujo en un saldo neto mensual importador en ambos meses, por valor de 664 GWh y 669 GWh respectivamente.

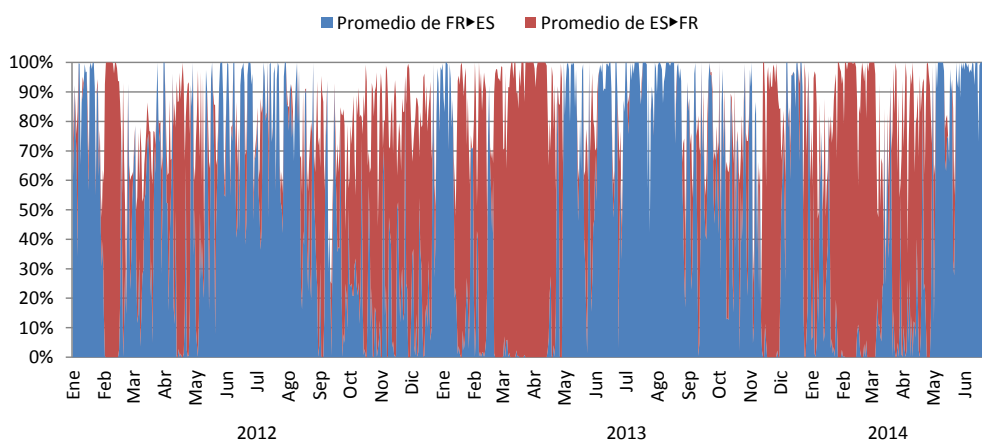
El resultado de las subastas mensuales explícitas en sentido FR→ES fue de 8,35 €/MW y de 21 €/MW en mayo y junio respectivamente, mientras que en sentido ES→FR fue de 1,51 €/MW y 0,35 €/MW.

Gráfico 27 - Capacidad y uso de interconexión España-Francia (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Mayo y Junio 2014.



Fuente: CNMC

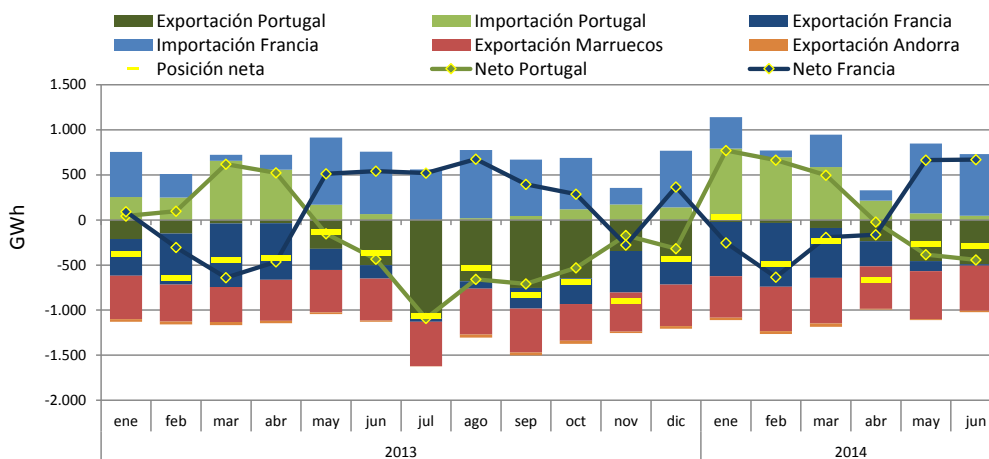
Gráfico 28 - Porcentaje promedio diario de utilización de la interconexión España-Francia por sentido de flujo.



Fuente: IESOE

El saldo neto de los intercambios internacionales en ambos meses resultó exportador, con valores de 255 GWh y 283 GWh en mayo y junio respectivamente.

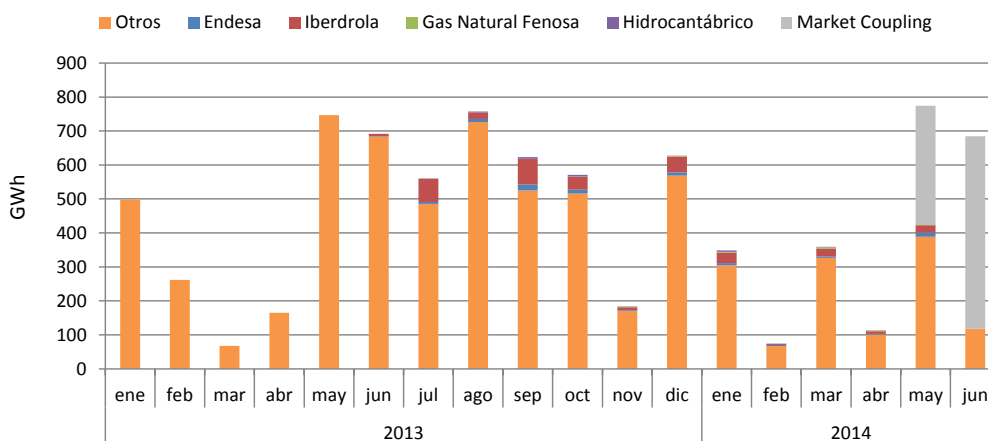
Gráfico 29 - Evolución del saldo mensual de las interconexiones internacionales.



Fuente: CNMC

La entrada en funcionamiento del acoplamiento de los mercados diarios de las regiones SWE y NWE ha motivado que la mayor parte de los derechos de capacidad no sean nominados, resultando dicha capacidad revendida para su utilización en el proceso de “Market Coupling”.

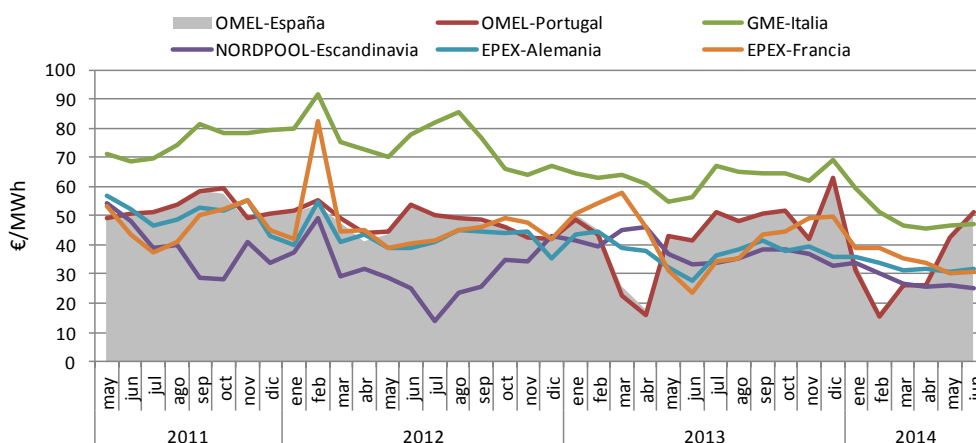
Gráfico 30 - Evolución mensual de las importaciones desde Francia por grupo empresarial.



Fuente: CNMC

En contraposición al fuerte ascenso del precio del MIBEL, las principales referencias europeas presentaron cierta estabilidad durante los meses de estudio, lo que llevó a aquel a situarse como la referencia más cara en el mes de junio, superando incluso el precio del GME - Italia.

Gráfico 31 - Comparativa de precios medios mensuales OMEL con el resto de mercados europeos.



Fuente: OMEL

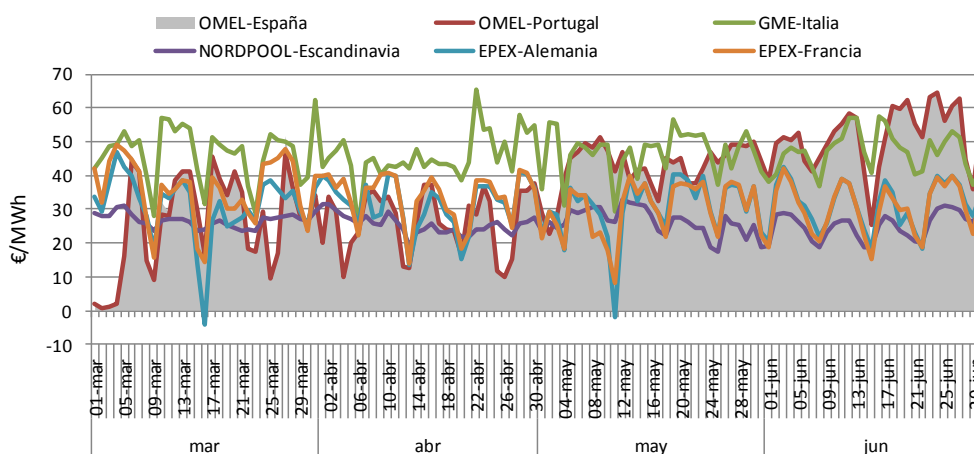
El precio EPEX Spot – Alemania se mantuvo estable con valores medios de 30,63 €/MWh y 31,52 €/MWh en mayo y junio respectivamente, valores muy similar a los registrados por la referencia EPEX Spot – Francia, de 30,11 €/MWh y 30,65 €/MWh, ligeramente inferiores a los registrados en los meses anteriores. Cabe destacar el

precio diario medio negativo (-2,16 €/MWh) alcanzado el día 11 de mayo en el mercado alemán, hecho ya registrado el pasado mes de marzo.

El precio medio del Nordpool también presentó una tendencia estable, en línea con los meses anteriores, presentando valores de 26,30 €/MWh y 25,19 €/MWh en mayo y junio respectivamente.

La referencia GME - Italia se incrementó ligeramente en el mes de junio, alcanzando un valor medio de 47,02 €/MWh, pese a lo cual, como se ha comentado anteriormente, se situó por debajo de las referencias del MIBEL.

Gráfico 32 - Comparativa de precios medios diarios OMEL con el resto de mercados europeos (últimos 4 meses).

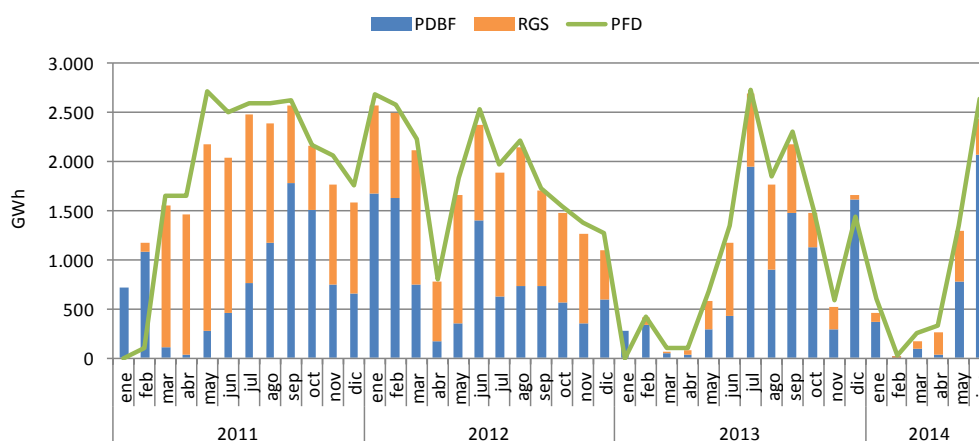


Fuente: OMEL

2.3.6 Restricciones por Garantía de Suministro

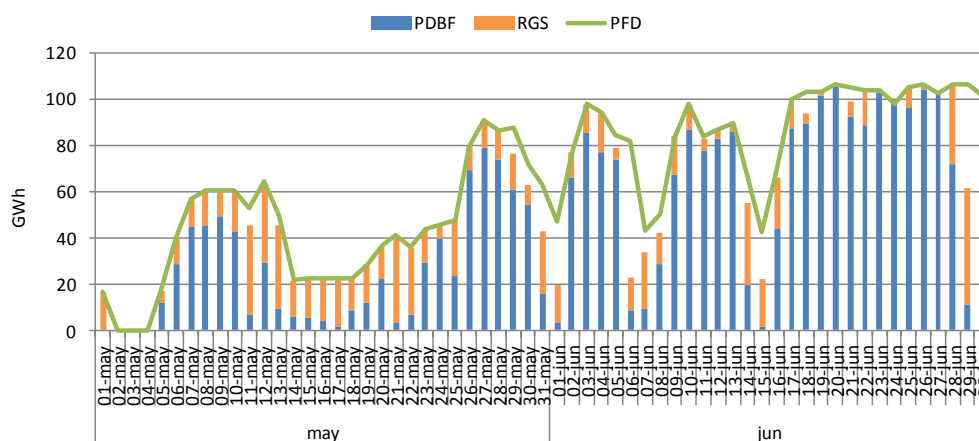
El incremento del hueco térmico acaecido durante los meses de estudio favoreció una mayor programación de las centrales adscritas al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro, con un importante peso de la programación en PDBF en ambos meses. De este modo, tras la primera mitad del año, el volumen de producción pendiente es del 82%, frente al 97% registrado tras el mes de abril.

Gráfico 33 - Programación mensual en PDBF y en RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento.



Fuente: CNMC

Gráfico 34 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento. Mayo y Junio 2014.

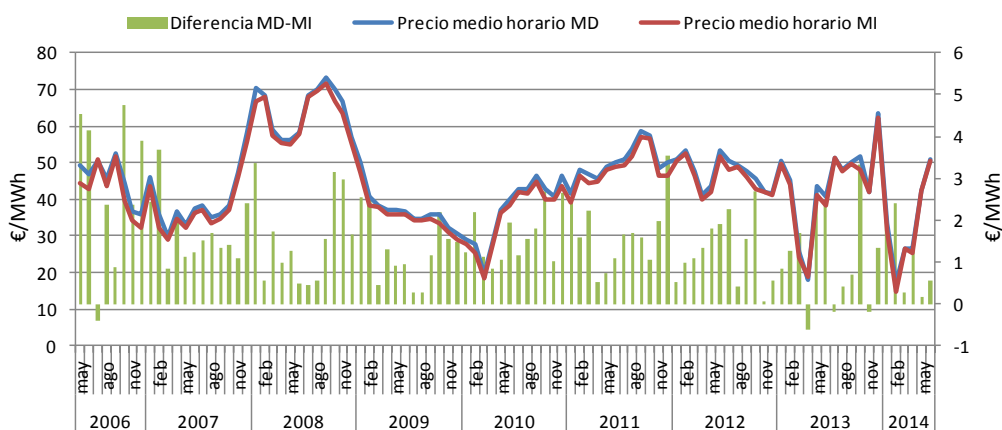


Fuente: CNMC

2.3.7 Mercado Intradiario

El precio medio horario del mercado intradiario fue de 42,23 €/MWh para el mes de mayo y de 50,41 €/MWh para junio, mientras que el precio medio aritmético del mercado diario fue de 42,41 €/MWh y 50,95 €/MWh respectivamente.

Gráfico 35 - Evolución mensual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradía.

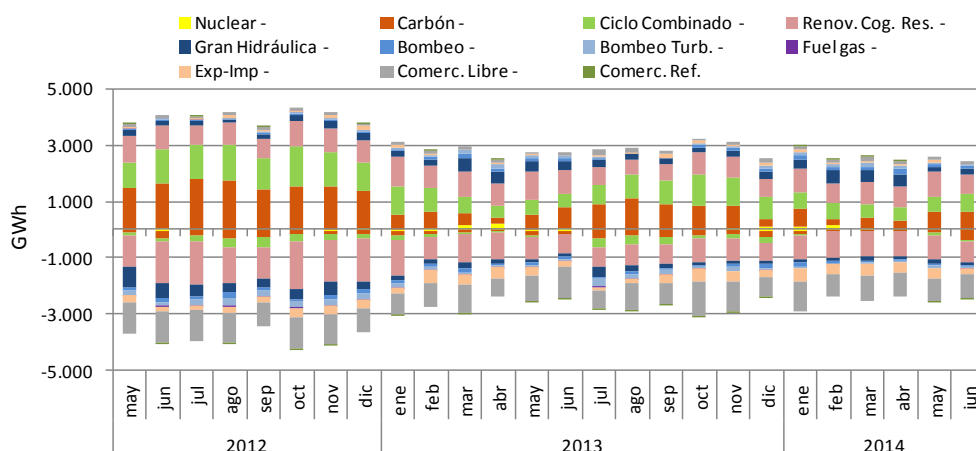


Fuente: CNMC

Los volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios representaron el 10,7% y 10,1% de la energía negociada en PDBF en marzo y abril respectivamente (11,6% y 11,5% en los mismos meses de 2013), mientras que el incremento neto de generación fue del 3,4% y 3,3% respectivamente (5,2% y 6,5% en 2013).

El aumento de la programación de las centrales RGS y el consiguiente recuadre del resto de centrales de carbón favoreció una mayor participación de estas últimas en el mercado intradiario. Si bien, conforme a lo comentado anteriormente, el elevado despacho en PDBF de la energía programada a las centrales RGS minoró dicho efecto.

Gráfico 36 - Evolución mensual de las compras y ventas en intradiario por tecnología.



Fuente: CNMC

2.3.8 Servicios de ajuste del sistema

La energía total utilizada en los servicios de ajuste del sistema en el mes de mayo fue de 1.794 GWh (14% inferior a abril) y 1.461 GWh en junio (19% inferior a mayo), representando un 9,3% y 7,5% respectivamente de la demanda final. En ambos meses la mayor parte de la energía correspondió a restricciones técnicas del PDBF (50% y 46% respectivamente) y regulación terciaria (22% y 25%). Cabe destacar la fuerte reducción estacional experimentada por el segmento de reserva de potencia adicional a subir.

Cuadro 7 - Energía / Potencia asignada por servicios de ajuste (MWh / MW).

		2013						2014					
		Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
RGS	Fase I	741.810	862.362	696.415	344.079	226.115	50.093	96.362	8.288	79.971	238.495	509.646	379.164
	Fase II	739.485	840.244	691.460	343.716	226.115	50.093	96.362	8.288	79.971	238.495	509.646	379.149
Rest. Téc. al PDBF	Fase I Subir	202.006	199.387	210.847	563.002	630.278	684.790	1.022.415	900.201	1.069.200	1.107.797	908.448	692.385
	Fase I Bajar	27.627	56.928	26.093	23.399	2.202	42.039	0	0	7.573	338	7.940	19.573
	Fase II Subir	8.080	1.995	351	158	0	19.825	0	0	0	0	0	0
	Fase II Bajar	184.784	166.573	190.060	540.124	628.076	662.576	1.022.415	900.201	1.061.627	1.107.458	900.507	672.827
Reserva Pot. Adic.	Subir	1.500	43.448	134.692	440.068	778.874	260.567	608.463	780.910	566.285	312.265	27.732	3.850
Banda Secundaria	Subir	519.327	516.098	479.846	510.859	502.399	517.654	520.422	439.395	492.771	487.475	479.755	475.622
	Bajar	386.765	379.152	354.126	376.616	366.624	384.011	383.506	330.024	370.669	357.278	359.691	356.040
Secundaria	Subir	124.773	125.845	111.608	133.014	153.516	150.427	196.833	172.788	178.584	205.671	173.427	125.373
	Bajar	87.973	92.757	100.824	101.598	84.130	87.996	68.678	64.806	73.333	47.391	71.714	77.565
Terciaria	Subir	298.550	307.224	235.283	274.087	305.588	353.716	251.710	180.232	169.858	215.781	226.906	271.780
	Bajar	129.526	93.740	126.330	192.603	103.053	125.032	205.168	198.464	266.710	198.698	166.949	94.260
Gestión de Desvíos	Subir	140.946	235.169	113.088	145.905	374.126	386.668	143.880	159.817	104.131	110.332	95.941	109.255
	Bajar	58.374	9.600	34.451	110.137	28.992	44.270	81.790	76.026	136.291	81.181	46.610	24.233
Rest. Téc. Tiempo Real	Subir	16.873	46.496	34.260	45.702	52.979	40.707	30.115	52.332	44.418	53.817	32.368	29.956
	Bajar	13.526	50.755	13.198	45.070	60.626	118.224	233.745	336.101	193.355	65.127	78.068	55.752

Fuente: REE

El aumento del hueco térmico propició la reducción del segmento de restricciones, tanto al PDBF como en tiempo real, reduciéndose fuertemente su coste respecto a los cuatro primeros meses del año. El coste asociado al servicio de restricciones al PDBF del mes de junio supuso la mitad del correspondiente al mes de abril.

Cuadro 8 – Coste mensual por servicios de ajuste (€).

		2013						2014					
		Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
RGS		56.420.807	40.982.575	43.815.799	30.495.309	10.136.470	6.388.512	4.514.120	468.220	2.923.265	6.031.696	25.761.645	31.079.543
Rest. Téc. al PDBF		28.037.304	38.978.422	44.712.050	65.322.340	67.345.289	58.588.107	87.154.227	73.146.252	85.370.693	91.576.649	67.960.873	46.076.664
Reserva Pot. Adic.		14.970	1.146.441	4.330.696	19.095.559	24.988.521	7.387.477	21.124.068	32.402.132	19.503.701	11.981.031	1.332.440	184.790
Banda Secundaria		26.479.685	25.834.392	23.614.991	29.757.788	25.635.363	38.564.289	30.382.861	27.564.040	17.628.295	17.038.428	15.574.048	19.689.850
Rest. Téc. Tiempo Real		2.281.355	6.382.986	7.216.600	17.784.422	15.813.020	8.183.239	5.728.128	13.634.440	12.787.269	21.743.271	3.184.776	1.731.726

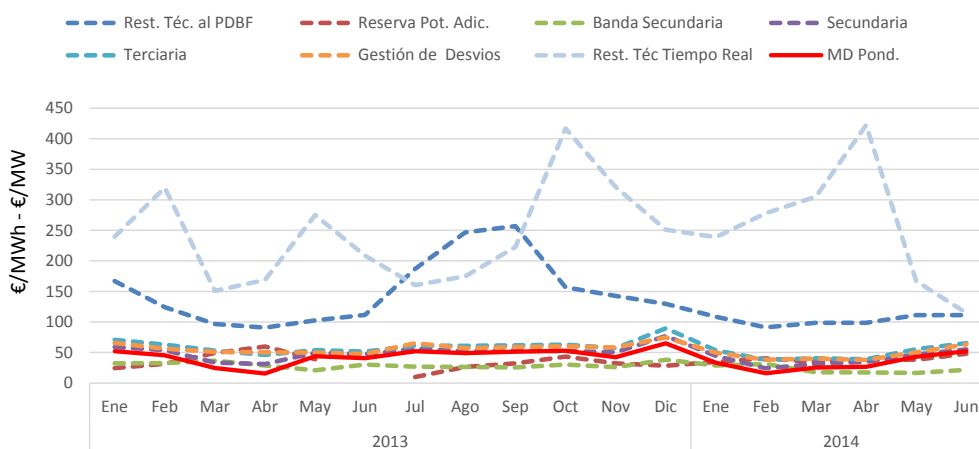
Fuente: REE

Cuadro 9 - Coste medio ponderado de servicios de ajuste (€/MWh - €/MW).

		2013						2014					
		Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
Rest. Téc. al PDBF	Fase I Subir	186,85	246,60	257,13	156,80	142,72	129,52	108,58	91,06	98,67	98,71	111,08	111,32
	Fase I Bajar	59,86	54,24	49,74	54,29	49,88	94,58			31,98	36,81	47,20	57,33
	Fase II Subir	65,57	65,66	72,69	71,55		95,45						
	Fase II Bajar	46,45	43,42	43,31	40,17	35,82	42,29	23,34	9,81	18,73	16,04	36,17	44,40
Reserva Pot. Adic.	Subir	9,98	26,39	32,15	43,39	32,08	28,35	34,72	40,65	34,33	38,37	38,20	48,00
Banda Secundaria		26,83	26,29	25,43	30,12	26,11	38,19	28,82	30,98	17,87	17,50	16,51	21,75
Secundaria	Subir	56,27	52,07	53,20	52,43	50,48	77,20	44,50	24,06	31,37	34,49	46,65	55,21
	Bajar	35,69	33,57	33,01	30,10	27,96	44,96	15,09	5,16	8,63	10,27	31,09	38,81
Terciaria	Subir	61,16	60,83	61,54	63,06	56,85	89,50	53,58	38,31	40,62	39,11	55,61	65,34
	Bajar	24,87	22,70	19,70	15,91	13,02	30,13	8,97	0,97	3,89	2,35	13,58	24,01
Gestión de Desvíos	Subir	65,34	56,85	58,78	60,29	58,26	74,74	49,48	38,23	39,91	37,84	50,20	63,12
	Bajar	32,20	25,37	31,33	27,17	14,11	53,57	6,50	1,22	6,35	2,62	20,00	33,35
Rest. Téc Tiempo Real	Subir	160,35	174,71	222,71	416,81	320,91	251,05	238,78	277,98	305,09	422,44	167,18	114,77
	Bajar	31,37	34,29	31,34	28,05	19,60	17,22	6,26	2,72	3,95	15,22	28,52	30,61

Fuente: REE

Gráfico 37 - Evolución mensual del precio medio ponderado de servicios de ajuste a subir y mercado diario.



Fuente: REE

El sobrecoste añadido por los servicios de ajuste respecto al precio del mercado diario durante los meses de estudio ascendió a 4,83 €/MWh y 3,58 €/MWh en mayo y junio respectivamente, frente a 6,85 €/MWh y 7,83 €/MWh alcanzados en marzo y abril.

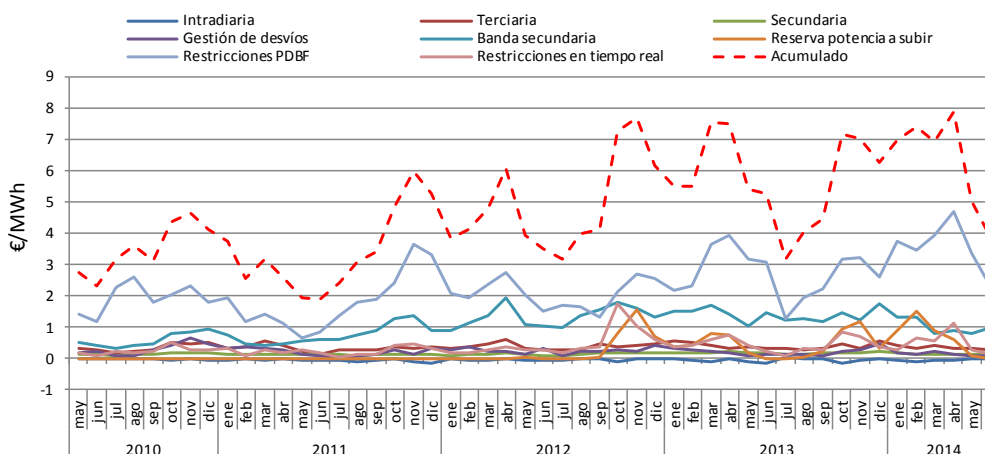
Cuadro 10 – Sobrecoste de servicios de ajuste sobre el precio del MD (€/MWh).

	2013						2014					
	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
Rest. Téc. al PDBF	1,28	1,88	2,25	3,26	3,29	2,69	3,96	3,60	4,09	4,88	3,50	2,34
Banda Secundaria	1,23	1,26	1,21	1,51	1,26	1,78	1,38	1,36	0,85	0,91	0,81	1,01
Reserva Pot. Adic.	0,00	0,05	0,21	0,93	1,19	0,33	0,92	1,56	0,92	0,63	0,06	0,01
Rest. Téc Tiempo Real	0,10	0,31	0,29	0,83	0,70	0,38	0,28	0,67	0,57	1,14	0,26	0,14
Desvíos	0,33	0,29	0,33	0,59	0,54	0,94	0,54	0,47	0,55	0,36	0,27	0,14
Escedente de desvíos	-0,11	-0,06	-0,11	-0,13	-0,09	-0,16	-0,18	-0,18	-0,13	-0,09	-0,07	-0,06

Fuente: REE

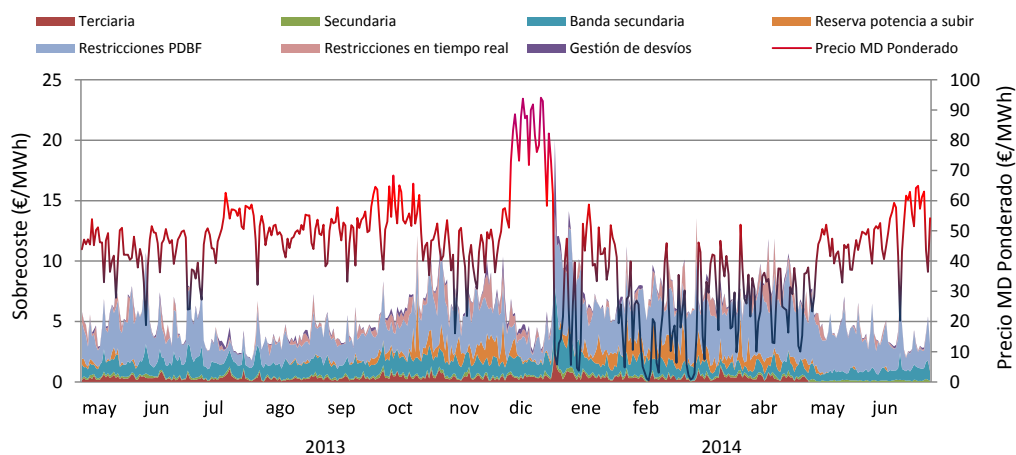
En consecuencia, el descenso del coste asociado a los procesos de restricciones y reserva de potencia adicional a subir influyeron de forma fundamental en el sobrecoste añadido estimado por los diferentes segmentos del mercado sobre el precio del mercado diario, el cual finalizó su tendencia alcista, descendiendo bruscamente durante los meses de estudio.

Gráfico 38 – Estimación del promedio mensual de sobrecoste ponderado por segmento de generación sobre precio del mercado diario.



Fuente: CNMC

Gráfico 39 – Estimación del promedio diario acumulado de sobrecoste ponderado de servicios de ajuste sobre precio del mercado diario.

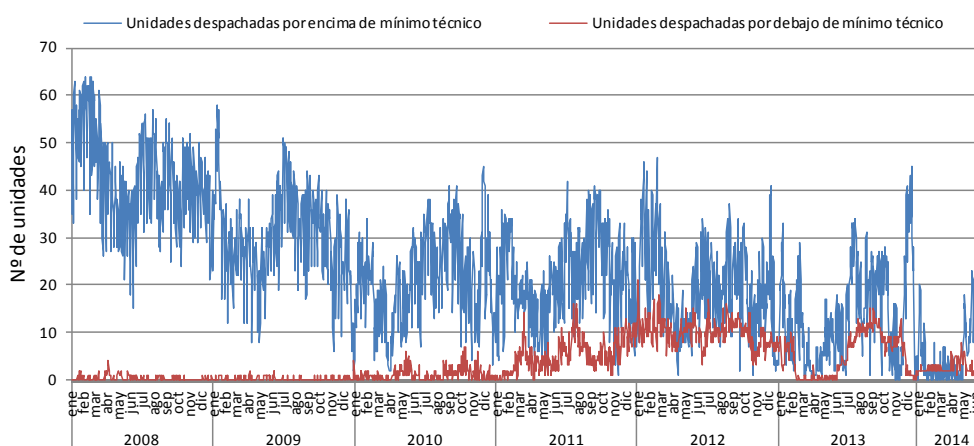


Fuente: CNMC

Contrariamente a lo registrado durante el primer cuatrimestre del presente año, el aumento del hueco térmico derivó en un fuerte incremento del número de centrales térmicas (carbones y ciclos) despachados en PDBF. Durante el mes de mayo, una media de trece centrales térmicas casaron diariamente en PDBF (10 por encima de mínimo técnico). Dicha cifra se incrementó en el mes de junio, situándose en 25 centrales/día, 23 de ellas por encima de mínimo técnico. La práctica totalidad de los grupos despachados por debajo de mínimo técnico corresponden a centrales de ciclo combinado.

En las siguientes gráficas se muestra la evolución del número de centrales térmicas programadas diariamente en PDBF (más de tres horas al día) por encima y debajo de su mínimo técnico.

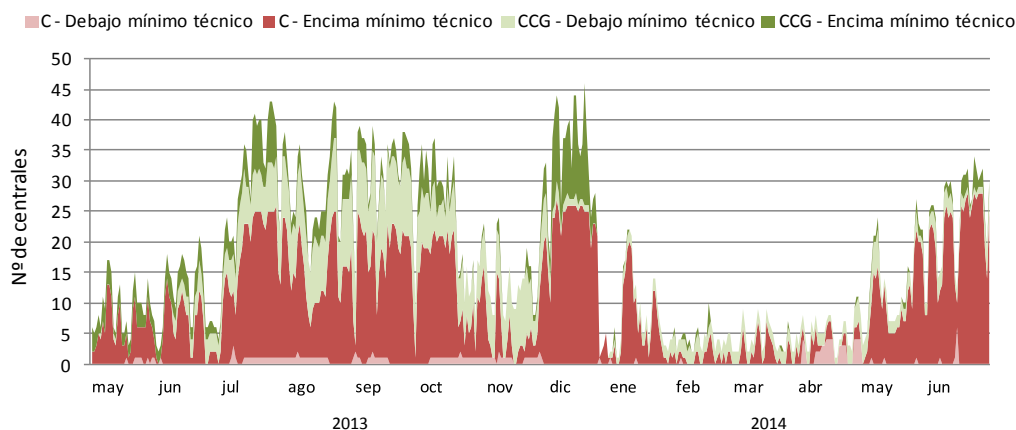
Gráfico 40 – Evolución del número de centrales térmicas (carbón y ciclos combinados) programadas diariamente en PDBF*.



*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: CNMC

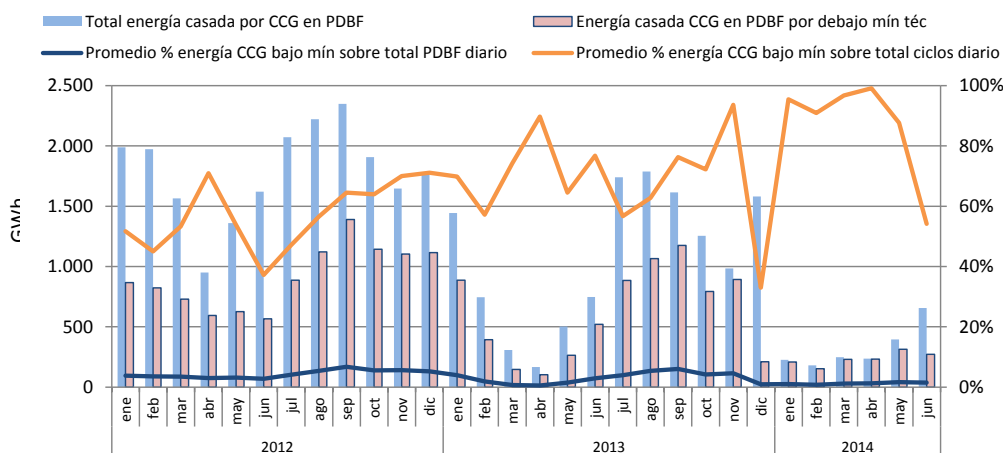
Gráfico 41 – Evolución del número de centrales térmicas (carbón y ciclos combinados) programadas diariamente en PDBF.



Fuente: CNMC

Atendiendo al volumen de energía programada por las unidades de ciclo combinado arriba mostradas, 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 descendió bruscamente tras el máximo alcanzado en el mes de abril, próximo al 100%, al permanecer casi constante el volumen de energía casado diariamente por esta tecnología por debajo de mínimo técnico durante los últimos siete meses.

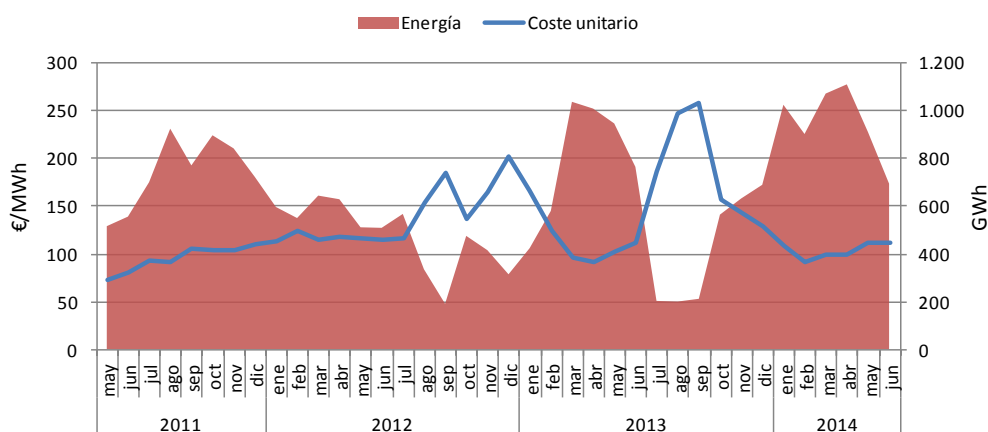
Gráfico 42 – Promedio mensual de la casación diaria de energía de CCG por debajo de mínimo técnico.



Fuente: CNMC

El descenso de la abultada generación renovable característica del primer cuatrimestre del año, redujo las necesidades de asignación de energía a subir en concepto de restricciones al PDBF. El precio medio ponderado mensual que se registró en la Fase I a subir de restricciones técnicas durante los meses de mayo y junio fue de 111,08 €/MWh y 111,32 €/MWh respectivamente, por encima de los registrados en marzo y abril.

Gráfico 43 – Evolución mensual del coste de restricciones técnicas a subir (transporte y distribución) frente a energía asociada al proceso.

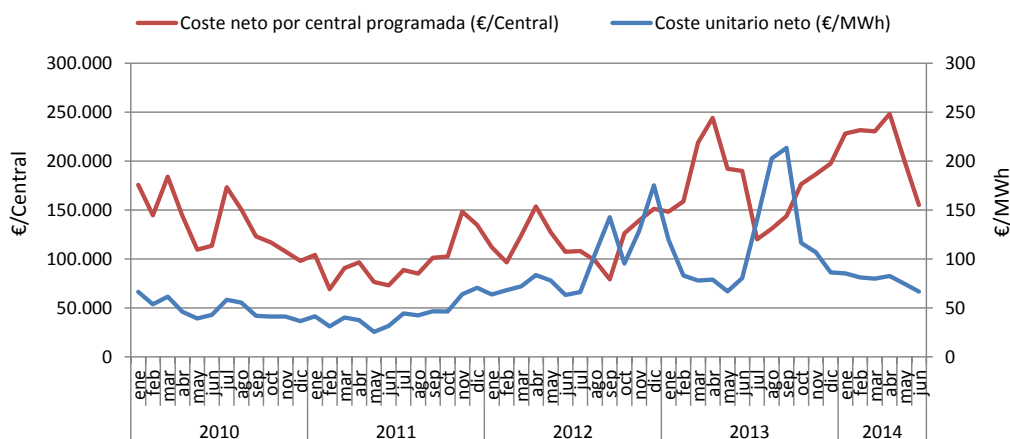


Fuente: CNMC

El coste neto unitario de restricciones técnicas descendió ligeramente durante el periodo de estudio, situándose en 67 €/MWh en el mes de junio, mientras que el coste

neto por central programada por restricciones técnicas se redujo bruscamente, pasando de 250.000 €/central en el mes de abril a los 155.000 €/central de junio.

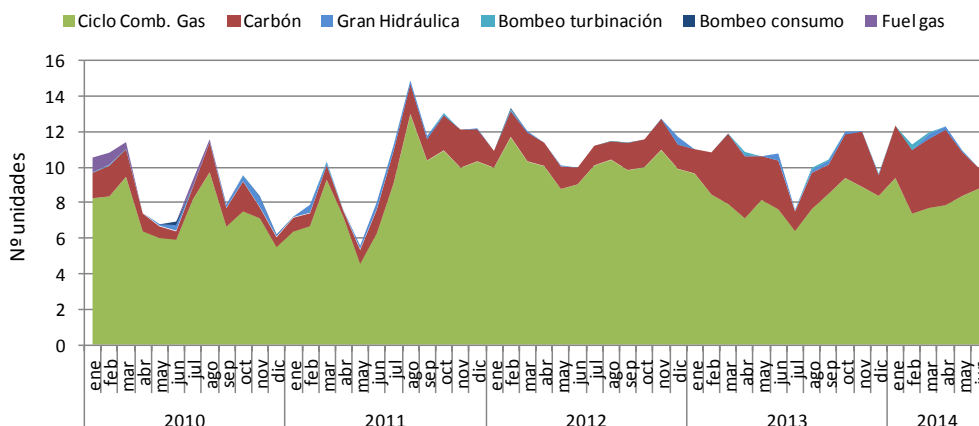
Gráfico 44 – Evolución mensual del coste neto unitario de restricciones técnicas (transporte y distribución) frente a coste por unidad de generación.



Nota: El coste se ha calculado descontando al importe pagado en RT1 el volumen de energía programado en RT1 valorado al precio medio de RT2 a bajar en ese día.
 Fuente: CNMC

La reducción de las necesidades de energía requerida en restricciones al PDBF provocó que el número medio de unidades térmicas (ciclos y carbones) programadas diariamente en dicho servicio se redujera de 12 centrales en abril a 10 centrales en junio. El mayor despacho de centrales de carbón en el PDBF derivó en un aumento del número de centrales de ciclo combinado participantes en restricciones.

Gráfico 45 – Promedio mensual del número de centrales programadas diariamente por restricciones técnicas al PDBF (transporte y distribución) por tecnología.

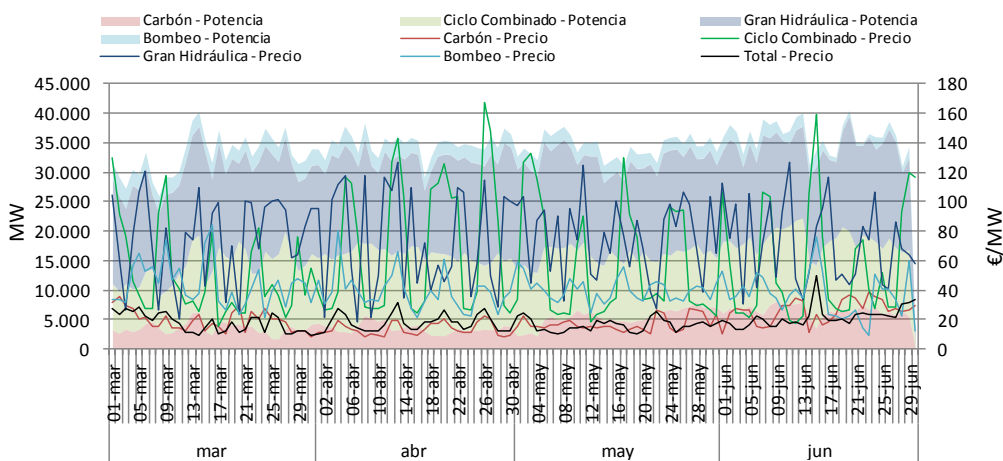


Fuente: CNMC

En el mes de mayo, el 76% de la energía programada por restricciones a subir correspondió a la resolución de restricciones en la red de transporte, localizadas principalmente en las zonas de Campo de Gibraltar (27%) y Cataluña (25%), mientras que en el mes de junio este porcentaje se incrementó al 94%, con cuotas del 31% y 30% en Campo de Gibraltar y Cataluña respectivamente.

El precio medio ponderado de la Banda secundaria en los meses de mayo y junio se situó en 16,51 €/MW y 21,75 €/MW respectivamente, frente a los 17,87 €/MW y 17,50 €/MW de marzo y abril, con mayores volúmenes de potencia ofertada por parte de los ciclos combinados.

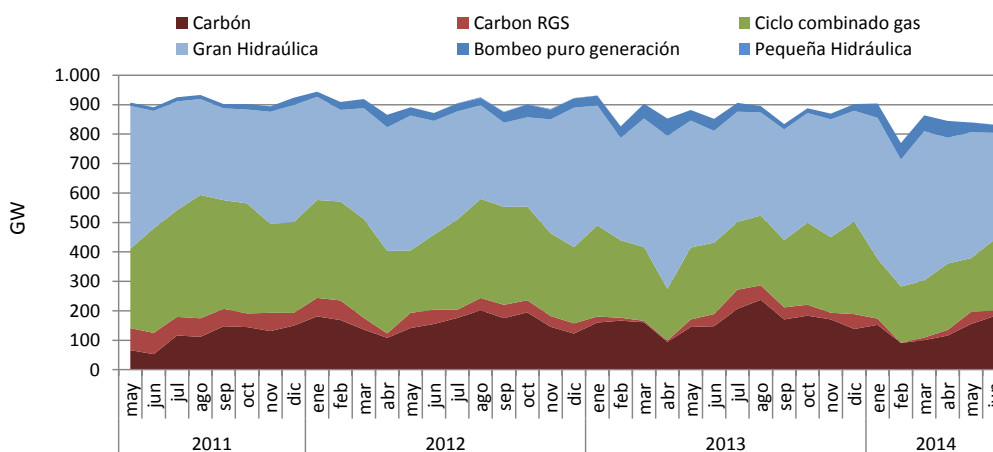
Gráfico 46 - Evolución diaria de la oferta de potencia a banda de secundaria (últimos 4 meses).



Fuente: CNMC

El volumen de reserva de secundaria asignada a la generación térmica continuó ascendiendo durante los meses de estudio tras el mínimo alcanzado en febrero, en detrimento de la gran hidráulica. La tecnología con mayor volumen asignado en mayo y junio resultó ser la gran hidráulica (51% y 44% respectivamente), seguida del ciclo combinado (22% y 29%).

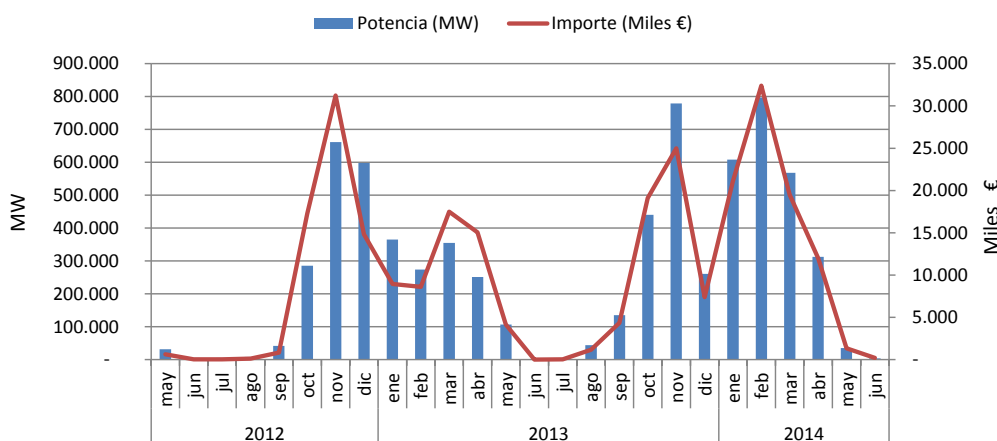
Gráfico 47 - Evolución mensual de la participación de las tecnologías en la banda de secundaria.



Fuente: CNMC

Con respecto al mecanismo de Reserva de potencia adicional a subir, continuando con su tendencia estacional descendente, registró mínimos anuales de asignación y coste. El precio medio ponderado mensual en los meses de mayo y junio fue de 36,81 €/MW y 48,00 €/MW respectivamente, asignándose el 67% y 9% del total de la potencia a ciclos combinados y el resto a carbones.

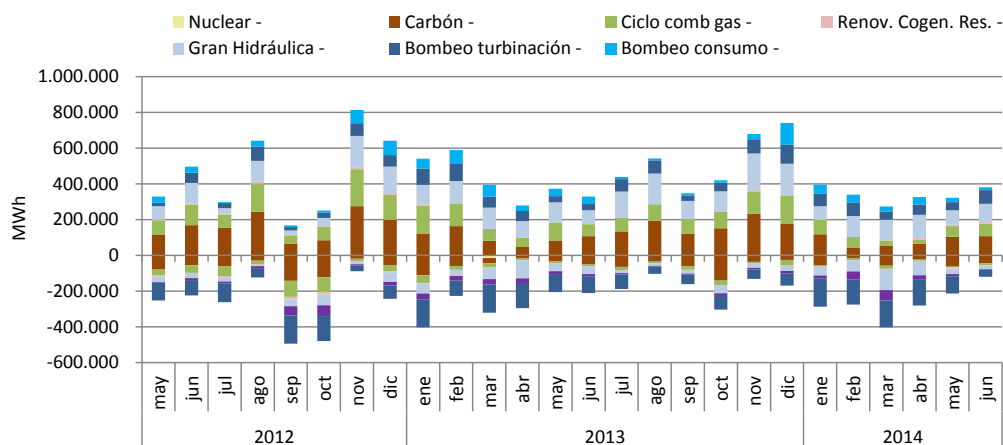
Gráfico 48 - Evolución mensual de la asignación de reserva de potencia adicional a subir.



Fuente: CNMC

El volumen de energía a subir empleada conjuntamente en los procesos de regulación terciaria y de gestión de desvíos durante los meses de estudio evolucionó al alza, con mayor participación de las tecnologías térmicas de generación, mientras que la energía a bajar evolucionó en sentido contrario, reduciéndose de forma considerable la participación del consumo de bombeo.

Gráfico 49 - Energía mensual de regulación terciaria y gestión de desvíos por tecnologías.

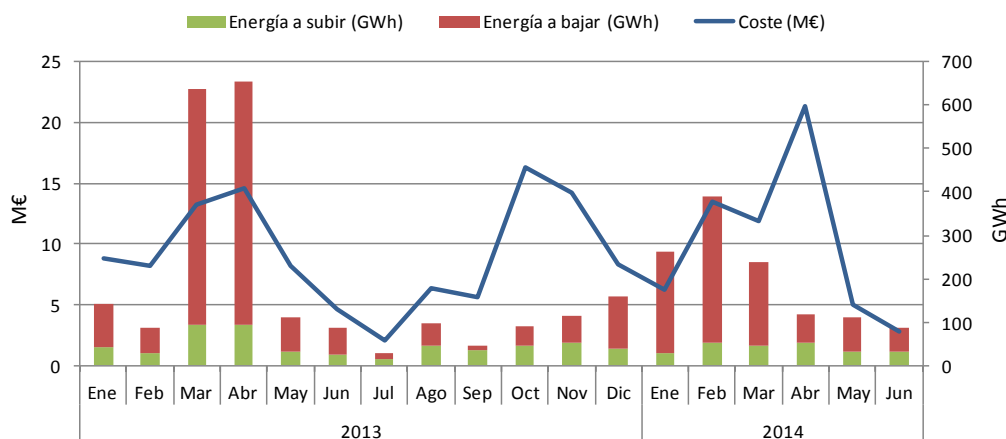


Fuente: CNMC

El precio medio ponderado mensual de la energía asociada a los desvíos a subir fue de 50,20 €/MWh y 63,12 €/MWh en mayo y junio respectivamente, mientras que a bajar fue de 20,00 €/MWh y 33,35 €/MWh. Por su parte, el precio medio ponderado de la energía terciaria a subir fue de 55,61 €/MWh y 65,34 €/MWh), siendo de 13,85 €/MWh y 24,01 €/MWh a bajar.

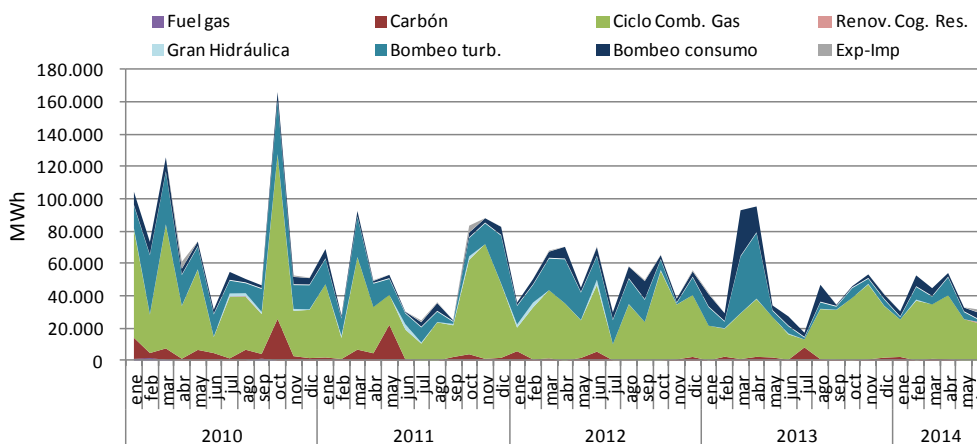
En cuanto al proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, el coste asociado a dicho proceso se redujo drásticamente durante los meses de estudio, favorecido por los menores costes de la energía a subir derivados del mayor hueco térmico, pasando de 21,7 M€ en abril a 1,7 M€ en junio.

Gráfico 50 - Evolución mensual de la asignación de energía y coste de restricciones técnicas en tiempo real.



Fuente: CNMC

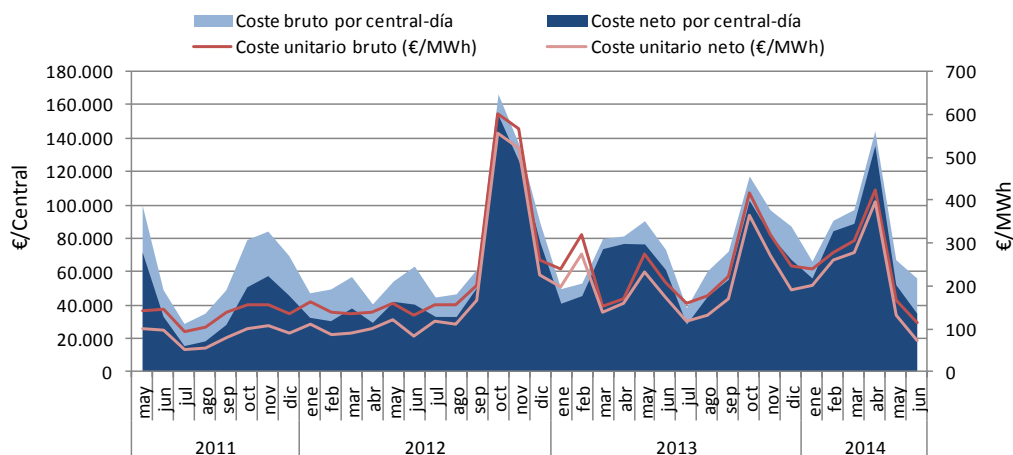
Gráfico 51 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a subir.



Fuente: CNMC

En el contexto de descenso de generación renovable, el coste neto estimado por central y día asociado a la resolución de restricciones en tiempo real a subir se situó por debajo de los 40.000 €/central/día tras sobrepasar los 140.000 €/central/día en abril. Este descenso estaría también favorecido por la modificación por Resolución de 8 de mayo de 2014 del *Procedimiento de Operación 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema*, relativo a la metodología de liquidación de este segmento, conforme a lo expuesto en informes anteriores. De este modo, durante los meses de estudio y desde la fecha anteriormente expuesta, se redujeron de forma considerable los precios máximos correspondientes a la resolución de restricciones en tiempo real.

Gráfico 52 – Evolución mensual del coste medio (bruto y neto), por central y unitario, de restricciones en tiempo real a subir. (*)



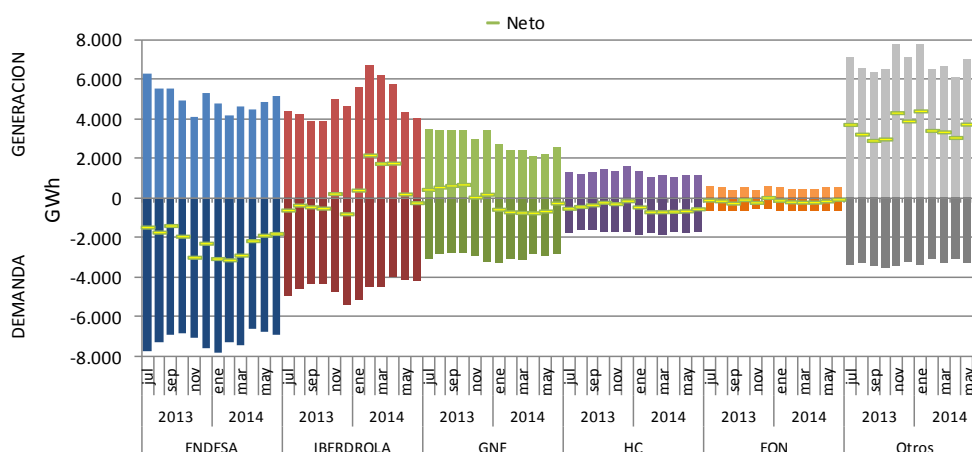
(*) Coste neto estimado como la diferencia entre el coste bruto de la energía a subir en tiempo real y la energía valorada al precio de los desvíos a subir.

Fuente: CNMC

2.4 BALANCE EMPRESARIAL

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

Gráfico 53 – Evolución mensual de compras y ventas y saldo neto por agente (*).



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

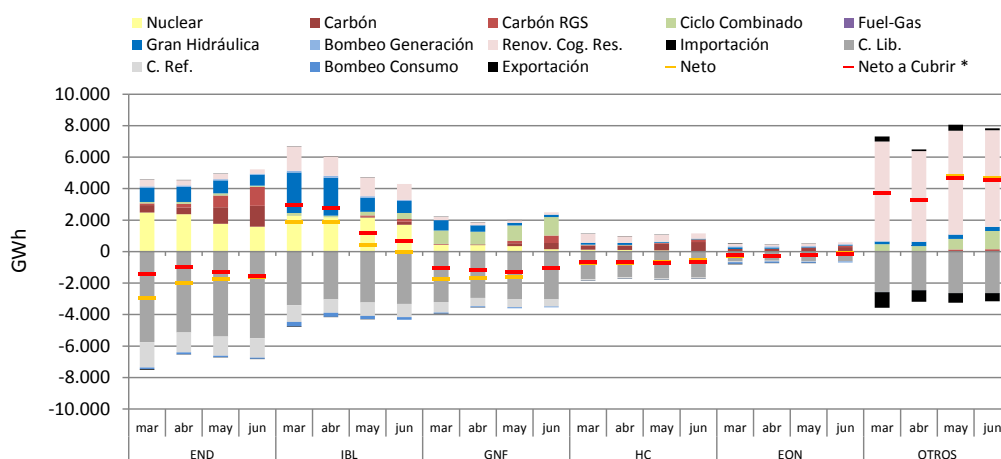
El saldo neto de Endesa evolucionó levemente hacia una posición neta menos compradora, gracias al fuerte incremento de generación de sus centrales de carbón, que compensaron la caída de funcionamiento de sus centrales nucleares. Gas Natural Fenosa presentó un comportamiento similar, sumando en el mes de junio una mayor participación de sus ciclos combinados.

Por el contrario, Iberdrola presentó una evolución inversa, presentando una posición neta compradora en el mes de junio, cuando al descenso de su generación hidráulica (mayo y junio) se sumó el de su generación nuclear. Estos hechos, junto con el aumento de su demanda, acabaron con cuatro meses consecutivos de saldo generador.

Los saldos netos de Hidrocarburo y E.ON evolucionaron de forma pareja hacia posiciones menos compradoras, gracias a una mayor generación de sus centrales de carbón.

Los grupos energéticos no tradicionales mejoraron su posición vendedora impulsados por el mayor funcionamiento de sus centrales de ciclo combinado, principalmente en el mes de junio.

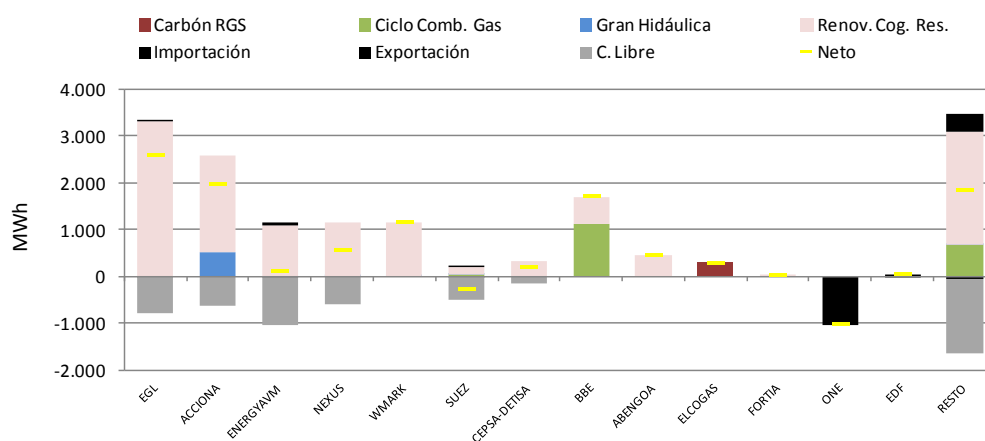
Gráfico 54 - Saldo neto de compras y ventas por agente y tecnología (últimos 4 meses).



* Nota: "Neto a Cubrir" excluye del saldo la generación RGS y C. Ref. cuya producción ya está cubierta por su retribución regulada.
 Fuente: CNMC

El gráfico siguiente muestra el saldo neto de los agentes no ligados a empresas energéticas tradicionales.

Gráfico 55 - Saldo neto de compras y ventas por agente (desagregación de Otros) y tecnología. Mayo y Junio 2014.



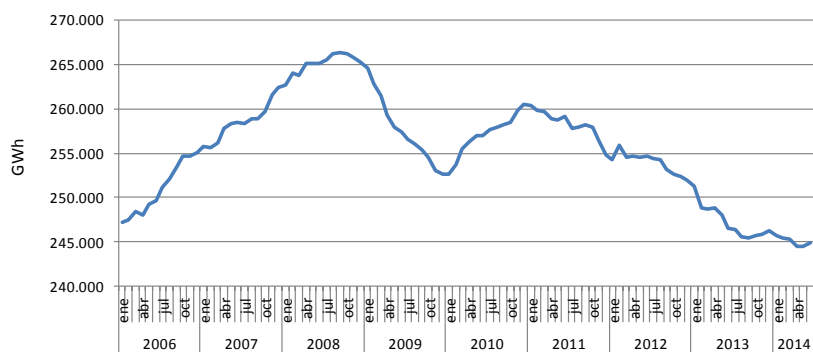
Fuente: CNMC

3 ANEXO II - GRÁFICAS

3.1 ESTADO GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

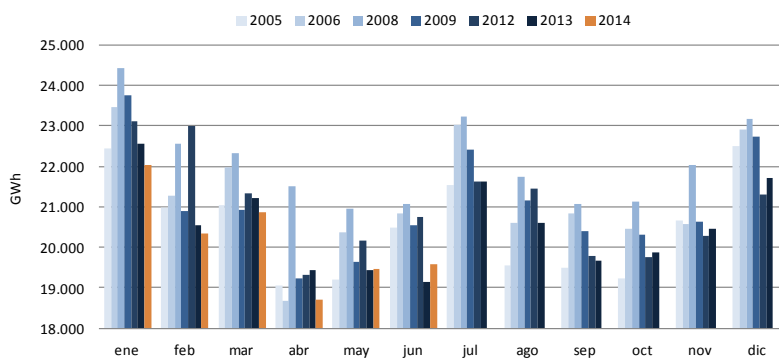
3.1.1 Demanda

Gráfico 56 - Evolución interanual de la demanda.



Fuente: REE

Gráfico 57 - Evolución mensual de la demanda.

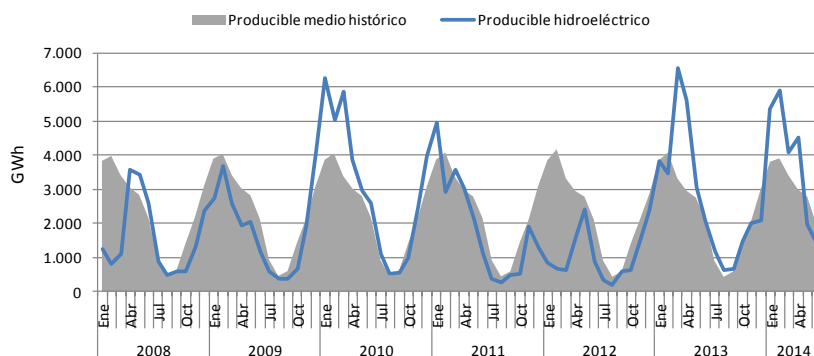


Fuente: REE

3.1.2 Oferta

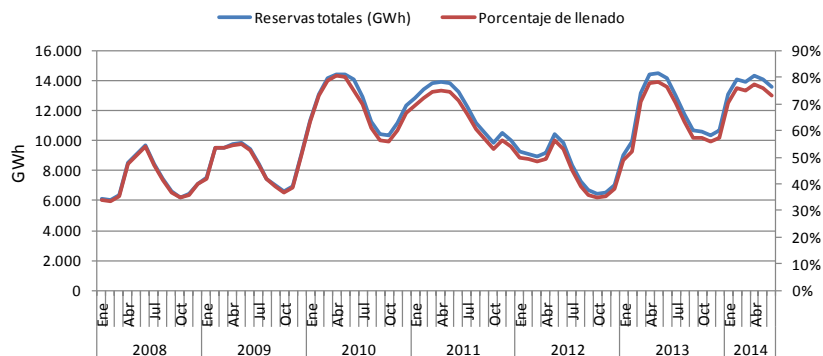
Estado del sistema hidráulico

Grafico 58 - Producible hidroeléctrico y valor medio histórico.



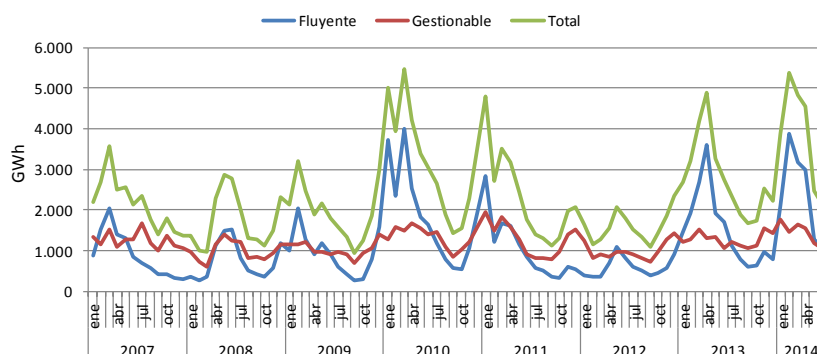
Fuente: REE

Gráfico 59 - Nivel de reservas totales de los embalses con aprovechamiento hidráulico.



Fuente: REE

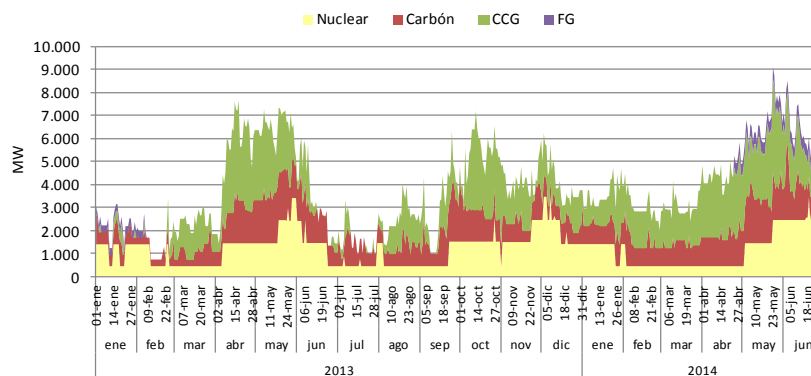
Gráfico 60 – Evolución mensual de la generación hidráulica en P48 (Gran Hidráulica y Bombeo-Turbinación)*.



(*) Producción hidráulica fluyente diaria estimada conforme a una producción horaria constante equivalente a la producción mínima horaria de ese día.
 Fuente: REE, CNMC

Disponibilidad del parque generador

Gráfico 61 - Evolución diaria de la indisponibilidad del equipo térmico.



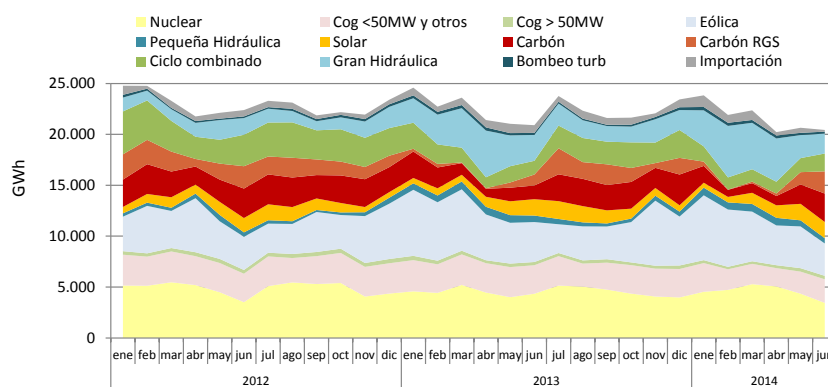
Fuente: CNMC

3.2 ANALISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS

3.2.1 Cobertura de la demanda por tecnologías y mercados

3.2.1.1 Distribución de la producción

Gráfico 62 - Evolución mensual de la producción por tecnologías (P48).



Fuente: CNMC

Cuadro 11 - Evolución mensual de la producción por tecnologías (P48).

Año	Mes	Nuclear	Cog. <50MW y otros	Cog. >50MW	Eólica	Pequeña Hidráulica	Solar	Carbón	Carbón RGS	Ciclo combinado	Gran Hidráulica	Bombeo turb.	Importación	
2010			21,3%	11,2%	1,2%	15,5%	2,4%	2,6%	6,2%	1,7%	22,7%	12,9%	0,9%	1,3%
2011			20,3%	12,2%	1,3%	15,3%	1,9%	3,5%	7,3%	7,5%	18,2%	9,4%	0,7%	2,3%
2012	ene		20,8%	12,2%	1,4%	13,7%	1,3%	2,5%	10,9%	10,0%	17,0%	5,5%	1,1%	3,6%
	feb		20,7%	11,5%	1,3%	18,8%	1,3%	3,4%	11,8%	9,6%	15,6%	3,9%	0,8%	1,1%
	mar		23,5%	13,0%	1,4%	15,6%	1,3%	4,4%	10,8%	8,4%	13,0%	4,9%	0,6%	3,0%
	abr		23,9%	13,1%	1,8%	24,4%	2,1%	4,1%	8,2%	3,4%	10,0%	6,3%	0,8%	2,1%
	may		20,3%	13,0%	1,8%	16,7%	2,8%	5,8%	9,9%	7,1%	10,6%	8,7%	0,6%	2,6%
	jun		15,7%	12,5%	1,6%	14,6%	1,9%	6,3%	12,9%	9,8%	13,8%	7,3%	0,7%	2,8%
	jul		21,9%	12,5%	1,6%	12,3%	1,4%	6,7%	12,6%	7,5%	14,3%	5,8%	0,7%	2,7%
	ago		23,6%	10,4%	1,7%	12,8%	1,1%	6,0%	12,6%	8,4%	15,0%	4,8%	0,9%	2,6%
	sep		24,2%	12,5%	1,9%	18,0%	0,9%	5,2%	10,5%	7,0%	13,1%	4,1%	1,0%	1,7%
	oct		24,3%	13,3%	1,9%	14,9%	1,1%	4,2%	12,2%	6,1%	14,3%	5,3%	1,1%	1,2%
	nov		18,6%	13,3%	1,7%	21,0%	1,7%	2,3%	12,4%	5,5%	13,1%	7,3%	1,1%	2,0%
	dic		18,6%	12,7%	1,8%	23,2%	2,5%	2,4%	10,5%	4,8%	11,6%	8,9%	1,1%	1,9%
2013	ene		18,6%	12,4%	1,7%	26,4%	2,6%	2,2%	10,6%	1,1%	10,4%	9,8%	1,2%	3,1%
	feb		19,5%	12,4%	1,6%	25,3%	2,9%	3,1%	9,0%	1,5%	8,4%	12,9%	1,2%	2,2%
	mar		22,1%	12,7%	1,5%	25,6%	3,3%	2,8%	4,8%	0,3%	6,2%	16,4%	1,3%	3,1%
	abr		20,8%	13,5%	1,4%	21,0%	3,5%	4,6%	3,7%	0,3%	5,0%	21,4%	1,5%	3,4%
	may		19,0%	14,1%	1,6%	19,1%	3,6%	6,5%	6,4%	2,4%	7,6%	14,4%	1,1%	4,3%
	jun		20,8%	13,4%	1,5%	18,8%	3,1%	7,7%	6,4%	5,2%	6,4%	12,2%	0,9%	3,6%
	jul		21,7%	12,2%	1,3%	11,9%	2,2%	7,4%	11,1%	10,8%	9,4%	9,1%	0,7%	2,4%
	ago		22,6%	10,1%	1,4%	15,0%	1,8%	7,2%	12,0%	7,4%	10,6%	7,8%	0,7%	3,5%
	sep		22,0%	12,3%	1,6%	14,9%	1,4%	6,0%	11,5%	9,4%	10,3%	7,1%	0,6%	3,1%
	oct		20,1%	12,9%	1,2%	18,3%	1,6%	4,5%	12,1%	6,3%	11,6%	7,2%	0,9%	3,2%
	nov		18,4%	12,4%	1,3%	29,0%	2,2%	3,4%	9,0%	2,1%	9,1%	10,4%	1,0%	1,6%
	dic		17,0%	11,9%	1,5%	20,5%	2,1%	2,7%	12,9%	7,0%	11,7%	8,4%	1,2%	3,3%
2014	ene		19,0%	11,8%	1,2%	26,7%	3,1%	2,0%	6,9%	1,8%	6,3%	14,9%	1,4%	4,8%
	feb		21,5%	9,2%	1,1%	25,7%	3,2%	2,5%	3,2%	0,1%	5,5%	23,1%	1,4%	3,5%
	mar		23,6%	8,9%	1,1%	21,8%	3,4%	4,9%	4,2%	0,7%	5,4%	20,4%	1,2%	4,2%
	abr		25,0%	8,9%	1,4%	19,3%	3,7%	6,1%	4,5%	1,2%	5,7%	21,0%	1,5%	1,6%
	may		21,1%	10,5%	1,6%	19,9%	2,9%	7,8%	9,2%	5,9%	6,7%	11,0%	1,1%	2,4%
	jun		16,9%	11,4%	1,7%	15,5%	2,5%	7,8%	13,7%	10,7%	8,6%	9,6%	0,9%	0,8%

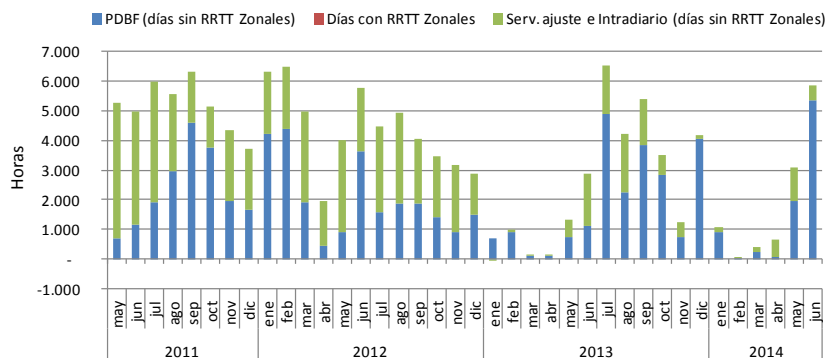
Fuente: CNMC

Cuadro 12 – Evolución mensual de la producción por empresa (P48).

Años	Mes	END	IB	GNF	HC	EON	Otros
2011		24,8%	21,2%	13,6%	5,8%	4,1%	30,6%
2012	ene	26,6%	18,7%	14,8%	5,9%	5,0%	29,1%
	feb	25,6%	18,4%	14,1%	6,5%	4,1%	31,4%
	mar	27,7%	18,8%	12,6%	5,8%	3,6%	31,4%
	abr	24,3%	20,3%	10,7%	6,4%	2,6%	35,7%
2012	may	28,0%	17,3%	12,9%	4,9%	3,4%	33,5%
	jun	24,8%	17,1%	14,2%	5,9%	3,9%	34,2%
	jul	23,9%	17,5%	14,2%	6,2%	5,5%	32,7%
	ago	28,6%	17,3%	14,9%	5,9%	3,8%	29,5%
	sep	25,4%	19,0%	13,2%	6,2%	3,7%	32,6%
	oct	25,3%	19,7%	13,4%	6,2%	3,2%	32,3%
	nov	22,5%	22,2%	12,6%	6,7%	2,2%	33,7%
	dic	20,3%	20,9%	12,0%	7,3%	3,4%	36,1%
2013	ene	20,6%	19,7%	13,3%	6,9%	2,3%	37,3%
	feb	20,3%	21,8%	12,5%	6,8%	2,8%	35,8%
	mar	18,7%	25,4%	10,0%	6,4%	2,4%	37,1%
	abr	18,0%	26,9%	10,0%	5,0%	2,1%	38,0%
	may	22,5%	20,6%	10,2%	5,8%	1,3%	39,7%
	jun	24,5%	19,8%	9,2%	5,6%	2,1%	38,7%
	jul	30,0%	17,5%	13,7%	6,1%	2,6%	30,1%
	ago	27,9%	18,3%	14,6%	6,2%	2,4%	30,7%
	sep	27,8%	17,8%	14,9%	6,7%	1,9%	31,0%
	oct	23,0%	18,0%	15,5%	7,5%	2,9%	33,1%
	nov	18,6%	21,7%	13,1%	6,7%	2,1%	37,7%
	dic	23,7%	19,7%	13,9%	7,6%	3,1%	32,0%
2014	ene	20,6%	23,6%	10,9%	6,4%	2,7%	35,7%
	feb	18,8%	29,5%	10,4%	5,5%	2,5%	33,4%
	mar	20,7%	26,9%	10,3%	5,6%	2,8%	33,6%
	abr	21,4%	26,7%	9,4%	5,6%	2,9%	34,0%
	may	25,0%	20,4%	9,8%	5,9%	2,7%	36,2%
	jun	25,2%	18,5%	11,7%	6,4%	3,2%	35,0%

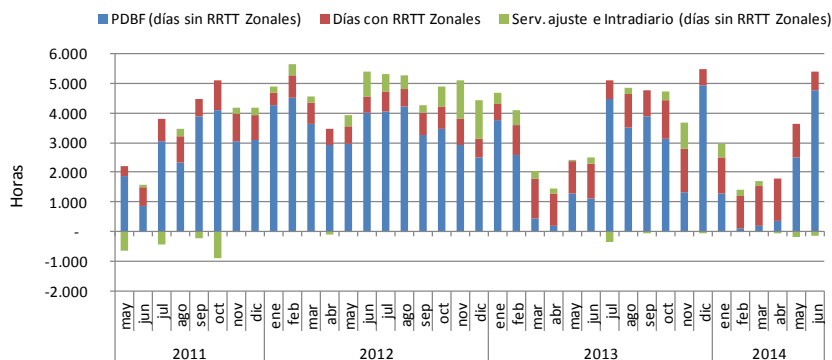
Fuente: CNMC

Gráfico 63 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de las centrales a las que hace referencia el RD 134/2010 (RGS - carbón acogido al mecanismo de restricciones por garantía de suministro).



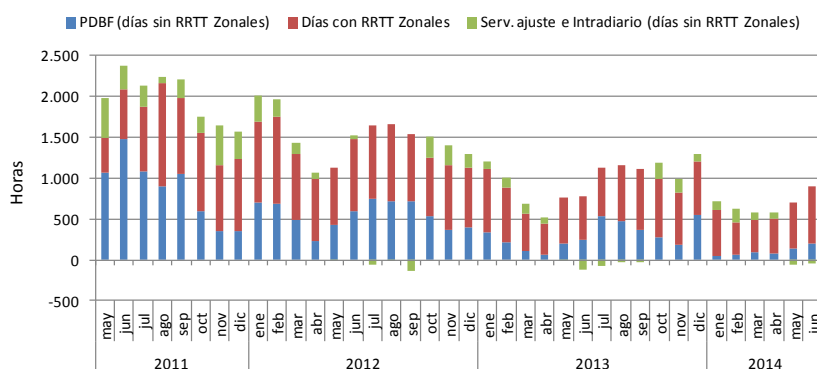
Fuente: CNMC

Gráfico 64 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de centrales de carbón no RGS.



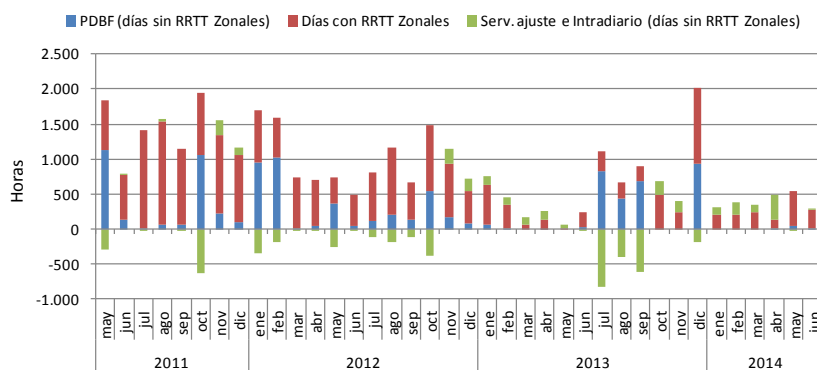
Fuente: CNMC

Gráfico 65 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de ciclos combinados.



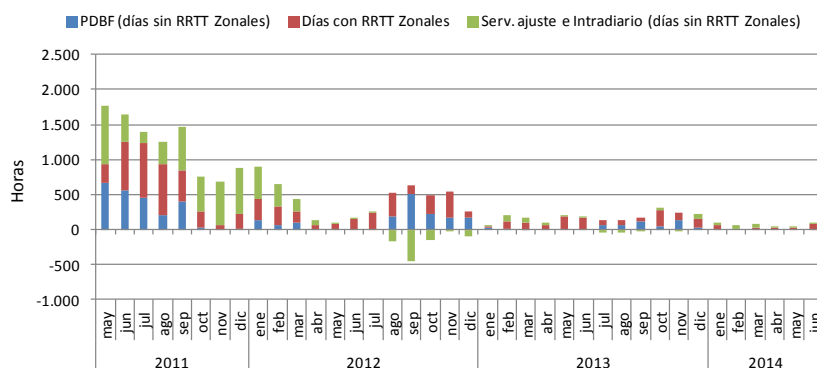
Fuente: CNMC

Gráfico 66 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de ciclos combinados de Endesa.



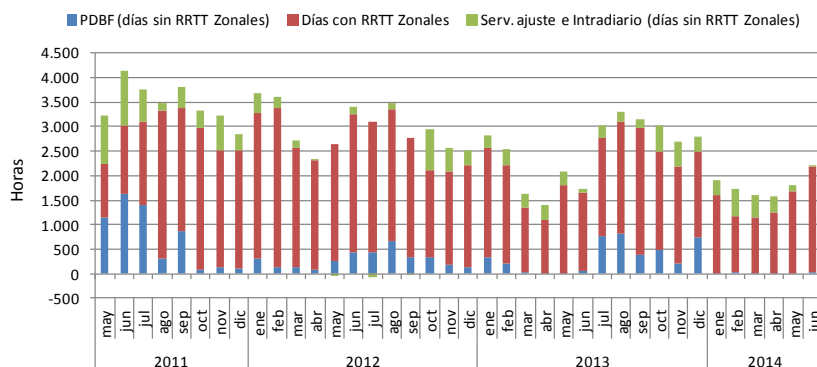
Fuente: CNMC

Gráfico 67 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de ciclos combinados de Iberdrola.



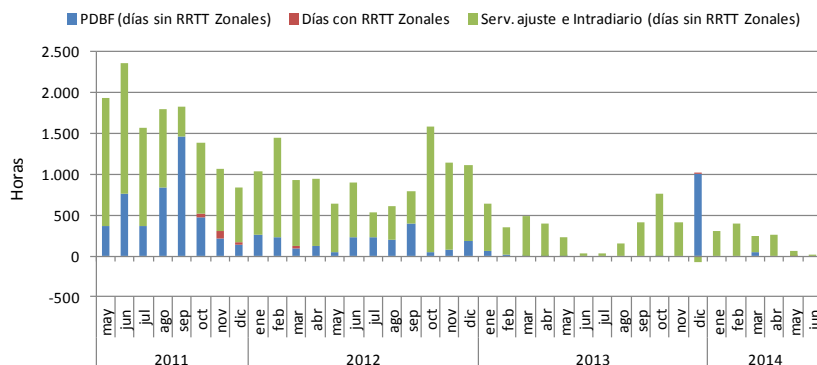
Fuente: CNMC

Gráfico 68 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de ciclos combinados de Gas Natural Fenosa.



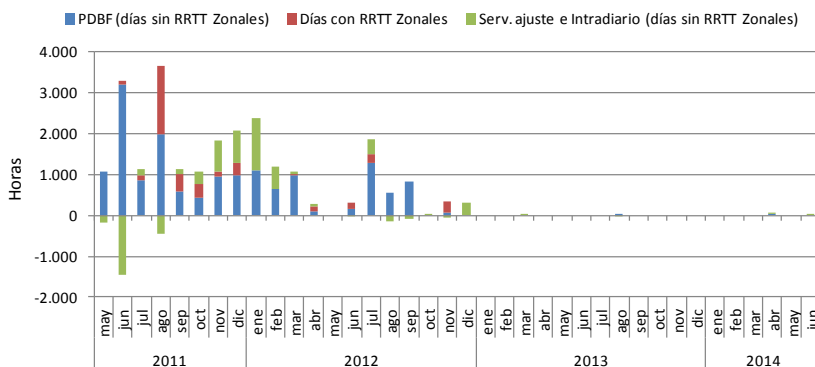
Fuente: CNMC

Gráfico 69 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de ciclos combinados de Hidrocantábrico.



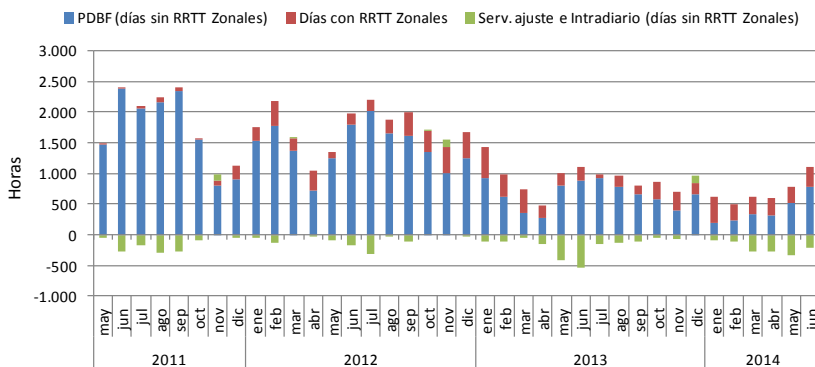
Fuente: CNMC

Gráfico 70 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de ciclos combinados de E.On.



Fuente: CNMC

Gráfico 71 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de ciclos combinados de Otros.



Fuente: CNMC

3.2.1.2 Distribución de la demanda

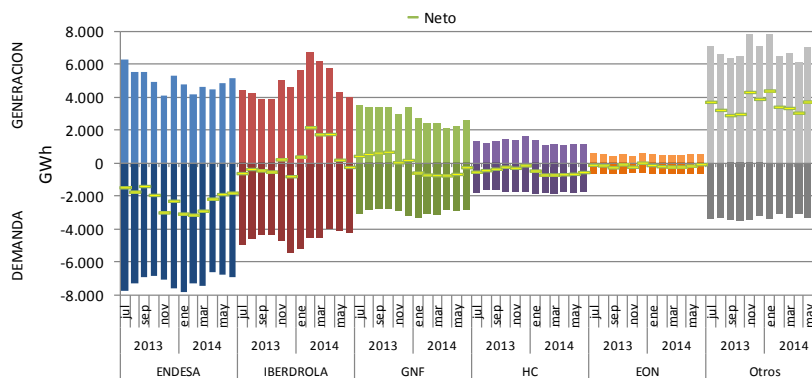
Cuadro 13 - Evolución mensual de la demanda por empresa (P48).

Años	Mes	Com. Referencia	Comercializador Libre					
			ENDESA	IBERDROLA	GAS NATURAL FENOSA	HIDROCANTABRICO	E.ON	OTROS
2010		29,7%	23,5%	15,8%	11,2%	7,4%	1,2%	11,1%
2011		24,4%	25,6%	17,5%	11,1%	7,7%	1,4%	12,1%
2012	ene	25,9%	24,5%	17,8%	10,8%	6,9%	1,9%	12,3%
	feb	25,6%	24,3%	18,2%	10,5%	7,1%	2,0%	12,4%
	mar	22,4%	25,3%	17,9%	11,0%	7,3%	2,3%	13,9%
	abr	21,7%	25,6%	17,9%	10,7%	7,6%	2,3%	14,2%
	may	19,1%	27,0%	18,0%	11,0%	7,8%	2,4%	14,7%
	jun	18,9%	27,5%	18,1%	11,3%	7,8%	2,4%	13,9%
	jul	19,6%	27,5%	18,2%	11,5%	7,9%	2,4%	12,9%
	ago	19,5%	27,6%	18,2%	11,4%	7,0%	2,5%	13,8%
	sep	19,3%	26,8%	18,0%	11,5%	7,1%	2,5%	14,7%
	oct	19,9%	26,3%	17,5%	11,6%	7,2%	2,5%	15,0%
	nov	20,1%	26,8%	17,5%	11,3%	7,4%	2,3%	14,7%
	dic	23,7%	25,1%	18,5%	11,1%	6,8%	2,2%	12,6%
2013	ene	23,2%	24,5%	17,8%	11,1%	6,7%	2,4%	14,3%
	feb	22,1%	24,6%	17,5%	11,0%	6,8%	2,6%	15,3%
	mar	20,9%	24,9%	17,4%	10,9%	6,9%	2,6%	16,4%
	abr	18,5%	25,8%	17,1%	10,8%	7,2%	2,8%	17,8%
	may	17,6%	25,9%	17,0%	11,0%	7,3%	2,9%	18,3%
	jun	17,3%	26,2%	17,0%	11,1%	7,5%	2,9%	17,9%
	jul	18,1%	26,8%	17,8%	11,2%	7,4%	2,8%	16,0%
	ago	17,9%	26,2%	17,5%	11,1%	7,2%	2,9%	17,2%
	sep	16,6%	26,2%	16,9%	11,3%	7,6%	3,0%	18,5%
	oct	16,6%	26,0%	16,9%	11,1%	7,6%	3,0%	18,9%
	nov	17,8%	25,6%	17,6%	10,9%	7,2%	2,8%	18,2%
	dic	20,1%	24,9%	18,3%	10,8%	7,1%	2,6%	16,2%
2014	ene	19,6%	25,5%	17,3%	11,2%	7,3%	2,7%	16,5%
	feb	18,1%	26,9%	16,7%	11,5%	7,7%	2,8%	16,4%
	mar	17,1%	27,2%	16,3%	11,6%	7,8%	3,0%	16,9%
	abr	15,3%	27,1%	16,3%	11,7%	8,2%	3,1%	18,2%
	may	14,2%	27,5%	16,7%	11,7%	8,3%	3,1%	18,4%
	jun	14,2%	27,9%	17,1%	11,7%	7,9%	3,0%	18,2%

Fuente: CNMC

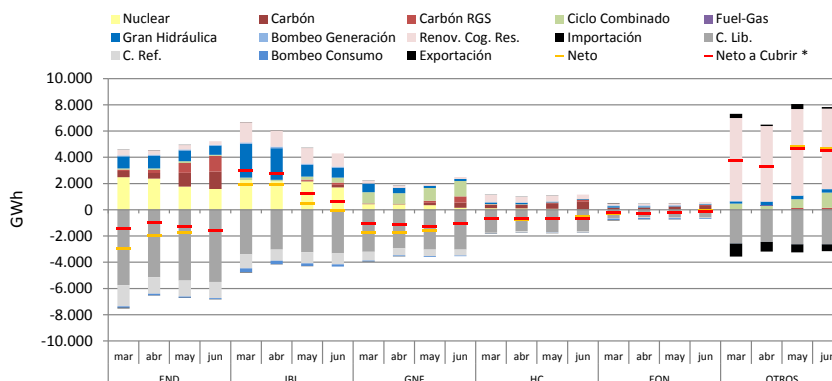
3.2.2 Balance empresarial

Gráfico 72 - Evolución mensual de compras y ventas y saldo neto por agente.



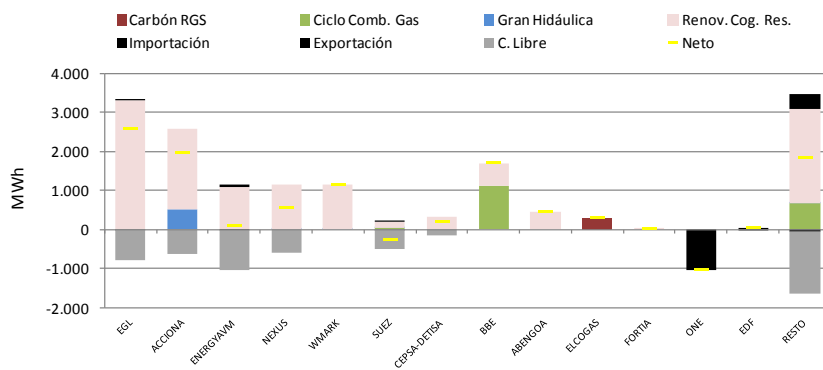
Fuente: CNMC

Gráfico 73 - Saldo neto de energía por agente y tecnología (últimos 4 meses).



Fuente: CNMC

Gráfico 74 - Saldo neto de compras y ventas por agente (desagregación de Otros) y tecnología. Mayo y Junio 2014.



Fuente: CNMC

3.2.3 Precio Horario Final de la Demanda Nacional

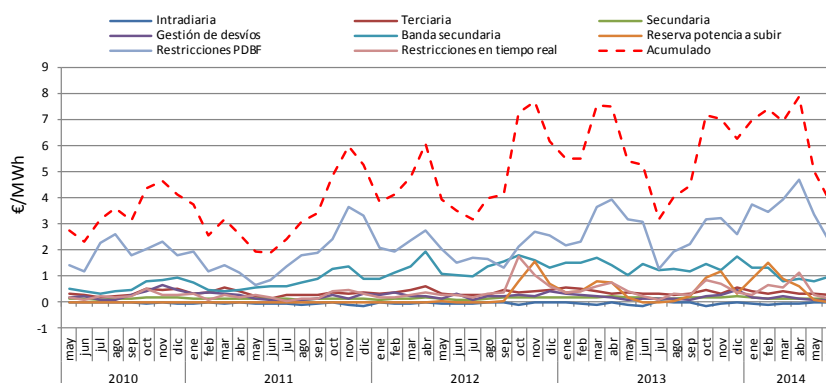
Cuadro 14 - Precio horario final de la demanda nacional (distribuidores/comercializadores de último recurso + comercializadores en mercado libre + consumidores directos a mercado libre).

Año	Energía final MWh	Mercado diario €/MWh	Mercado intradiario €/MWh	Restricciones €/MWh	Procesos OS €/MWh	Garantía potencia Pagos capacidad €/MWh	Total €/MWh
2007	256.414.187	41,1	0,00	1,3	0,9	3,9	47,3
2008	263.404.753	65,9	0,00	1,7	1,0	1,1	69,7
2009	252.617.641	38,1	-0,02	1,8	0,9	1,9	42,6
2010	258.735.248	38,4	-0,02	2,6	1,2	3,1	45,3
2011	253.447.561	50,9	-0,06	2,1	1,1	6,1	60,1
2012	249.481.331	48,8	-0,04	2,6	2,0	6,1	59,4
Enero	22.994.837	52,8	0,00	2,3	1,3	7,1	63,5
Febrero	22.835.290	55,1	-0,04	2,1	1,6	7,1	65,9
Marzo	21.250.596	48,9	-0,05	2,7	1,9	5,6	59,0
Abril	19.356.582	42,1	-0,03	3,2	2,4	5,4	53,2
Mayo	20.069.491	44,5	-0,07	2,4	1,4	5,3	53,5
Junio	20.648.548	54,2	-0,07	1,8	1,4	6,2	63,6
Julio	21.538.360	51,1	-0,08	1,9	1,2	7,2	61,3
Agosto	21.320.450	50,1	0,00	1,9	1,7	4,8	58,6
Septiembre	19.699.882	48,7	-0,03	2,0	2,3	5,5	58,4
Octubre	19.520.445	47,1	-0,10	4,2	3,3	5,5	59,9
Noviembre	20.173.343	43,8	0,00	3,6	3,5	5,6	56,5
Diciembre	21.104.609	44,6	-0,03	3,2	2,6	6,9	57,2
2013	242.956.232	46,2	-0,06	3,3	2,3	6,0	57,7
Enero	22.427.382	53,0	-0,01	2,6	2,5	7,1	65,2
Febrero	20.459.633	46,7	-0,07	2,7	2,4	7,1	58,8
Marzo	21.044.716	28,2	-0,11	4,4	3,0	5,6	41,1
Abril	19.384.945	19,1	-0,02	4,8	2,5	5,4	31,9
Mayo	19.328.804	44,1	-0,09	3,7	1,5	5,3	54,4
Junio	19.020.808	42,0	-0,14	3,5	1,8	6,1	53,2
Julio	21.500.643	52,2	0,02	1,4	1,5	7,3	62,4
Agosto	20.498.046	49,0	-0,02	2,2	1,5	4,7	57,4
Septiembre	19.573.337	51,6	-0,02	2,5	1,6	5,4	61,1
Octubre	19.662.620	52,7	-0,16	4,1	2,9	5,3	64,9
Noviembre	20.360.722	43,5	-0,04	4,0	2,9	5,5	55,8
Diciembre	21.624.486	67,4	-0,03	3,1	2,9	6,9	80,3
2014							
Enero	21.959.736	36,2	-0,08	4,2	2,7	7,1	50,2
Febrero	20.278.571	18,6	-0,11	4,3	3,2	7,0	33,0
Marzo	20.785.784	27,8	-0,07	4,7	2,2	5,6	40,1
Abril	18.676.179	27,3	-0,06	6,0	1,8	5,4	40,4
Mayo	19.339.530	43,1	0,00	3,8	1,1	5,2	53,2
Junio	19.485.730	52,0	-0,03	2,5	1,1	6,2	61,7

Fuente: CNMC

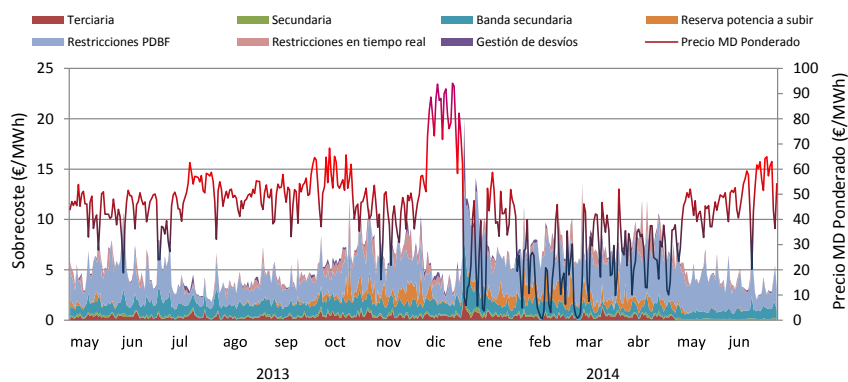
3.2.4 Sobrecoste por segmento de generación

Gráfico 75 - Promedio mensual de sobrecoste ponderado por segmento de generación sobre precio del mercado diario.



Fuente: CNMC

Gráfico 76 – Estimación del promedio diario acumulado de sobrecoste ponderado de servicios de ajuste sobre precio del mercado diario.

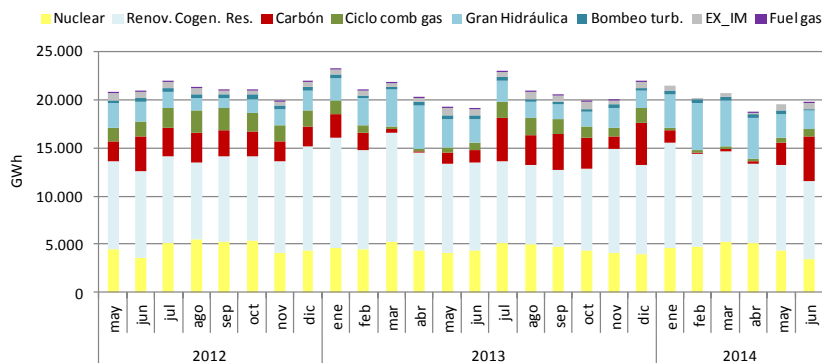


Fuente: CNMC

3.2.5 Mercado Diario y Contratación Bilateral

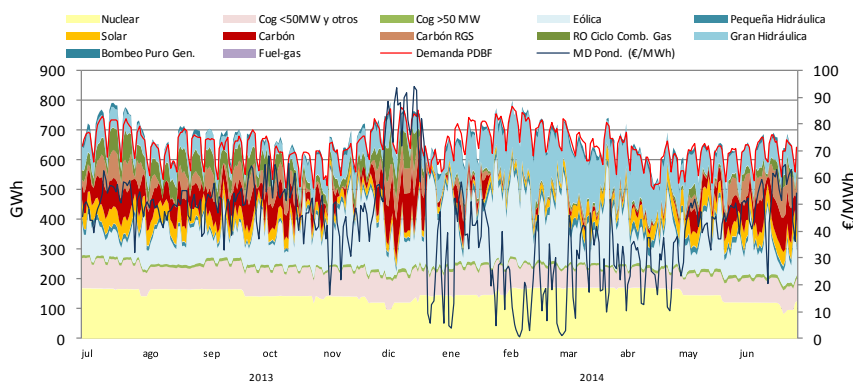
3.2.5.1 Energías

Gráfico 77 - Evolución del despacho en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.



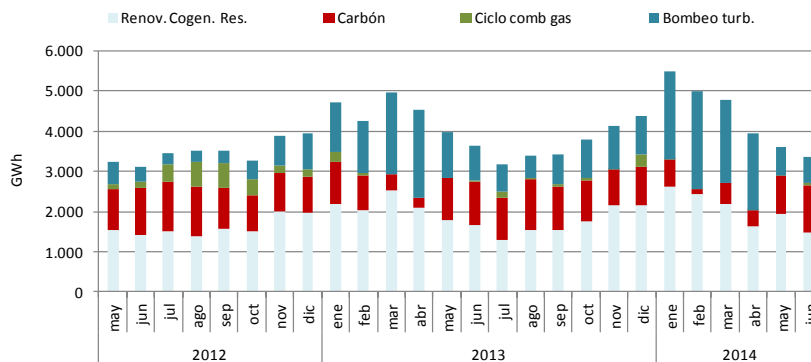
Fuente: CNMC

Gráfico 78 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona española.



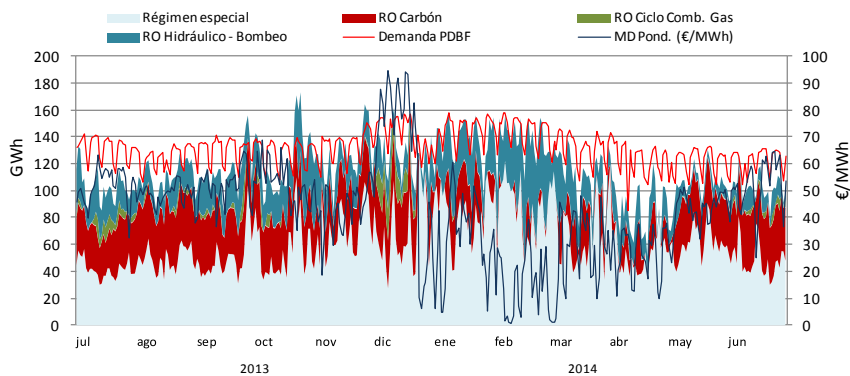
Fuente: CNMC

Gráfico 79 - Evolución del despacho en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona portuguesa.



Fuente: CNMC

Gráfico 80 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona portuguesa.



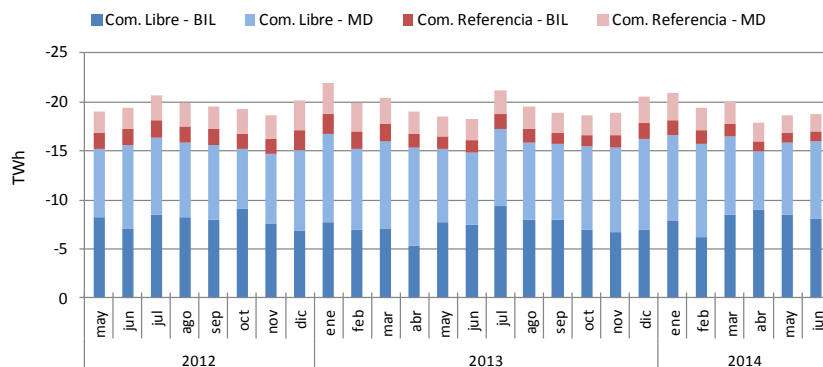
Fuente: CNMC

Cuadro 15 - Evolución mensual de la generación por empresa (PDBF).

Años	Mes	END	IB	GNF	HC	EON	Otros
2011	ene	25,8%	22,4%	9,4%	4,9%	3,1%	34,4%
	feb	29,2%	17,9%	9,6%	5,8%	3,0%	34,4%
	mar	29,5%	19,5%	8,7%	4,6%	2,9%	34,7%
	abr	26,3%	20,8%	8,1%	5,3%	1,8%	37,8%
	may	29,3%	18,6%	8,5%	4,1%	2,0%	37,4%
	jun	26,4%	17,1%	9,7%	5,7%	2,5%	38,6%
	jul	24,7%	18,0%	10,3%	5,7%	3,8%	37,5%
	ago	29,9%	18,2%	11,0%	5,3%	2,6%	33,0%
	sep	26,2%	19,7%	10,7%	5,4%	2,4%	35,5%
	oct	27,0%	21,5%	9,4%	5,0%	1,4%	35,7%
	nov	23,0%	23,8%	8,9%	5,5%	1,3%	37,4%
	dic	21,1%	22,2%	9,9%	6,2%	1,5%	39,1%
2013	ene	23,2%	20,8%	10,9%	6,1%	1,4%	37,6%
	feb	22,3%	23,2%	9,2%	6,2%	1,8%	37,4%
	mar	20,0%	27,3%	7,8%	5,3%	1,3%	38,2%
	abr	18,5%	29,0%	7,8%	4,4%	1,2%	39,1%
	may	23,9%	22,6%	5,5%	4,5%	1,2%	42,3%
	jun	25,7%	21,4%	5,0%	4,3%	1,3%	42,2%
	jul	32,9%	17,9%	10,6%	5,7%	1,1%	31,9%
	ago	30,0%	19,1%	11,3%	5,6%	0,8%	33,2%
	sep	29,8%	18,6%	11,7%	6,3%	0,6%	33,0%
	oct	25,3%	18,8%	12,1%	7,0%	1,2%	35,6%
	nov	19,1%	23,5%	9,7%	5,7%	1,2%	40,7%
	dic	25,8%	20,5%	10,8%	7,5%	2,7%	32,6%
2014	ene	21,9%	26,0%	7,8%	5,5%	1,5%	37,4%
	feb	19,7%	32,2%	8,0%	4,7%	1,8%	33,6%
	mar	21,8%	29,5%	7,9%	4,7%	1,9%	34,1%
	abr	22,0%	30,2%	6,9%	4,4%	1,8%	34,8%
	may	26,9%	22,8%	6,0%	4,9%	1,5%	38,0%
	jun	28,4%	20,3%	7,2%	5,9%	1,6%	36,6%

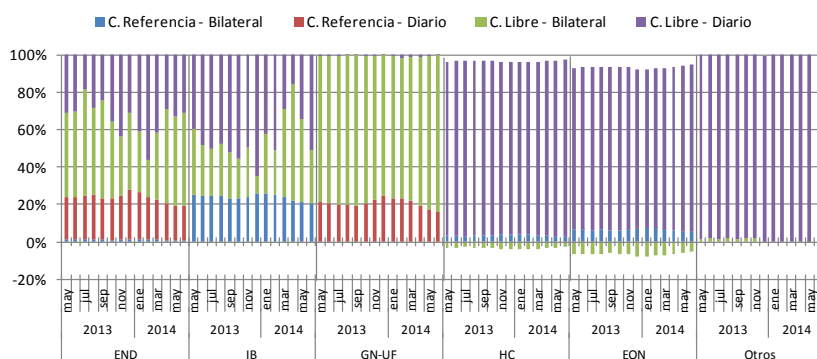
Fuente: CNMC

Gráfico 81 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.



Fuente: CNMC

Gráfico 82 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española por empresa.



Fuente: CNMC

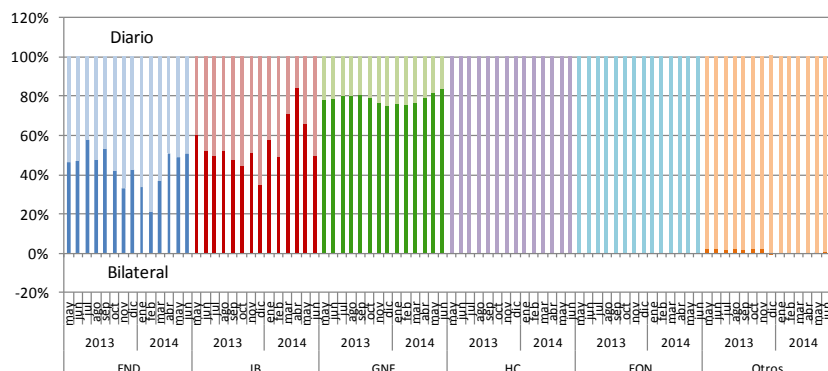
HC y E.On: Sus comercializadoras libres compran en mercado diario para vender a sus respectivas comercializadoras de último recurso en bilateral.

Cuadro 16 - Composición de la demanda en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española. Mayo y Junio 2014.

COMERCIALIZACION	BILATERAL	M. DIARIO	PDBF
C. Referencia	5,4%	9,3%	14,7%
END	17,7%	11,6%	29,3%
IB	8,2%	9,4%	17,6%
GNF	12,6%	0,0%	12,6%
HC	-0,3%	8,4%	8,2%
EON	-0,2%	3,4%	3,2%
Otros	0,1%	14,5%	14,5%
TOTAL	43,4%	56,6%	100,0%

Fuente: CNMC

Gráfico 83 - Evolución del reparto de la demanda total (CUR + Comercializadores libres) en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.

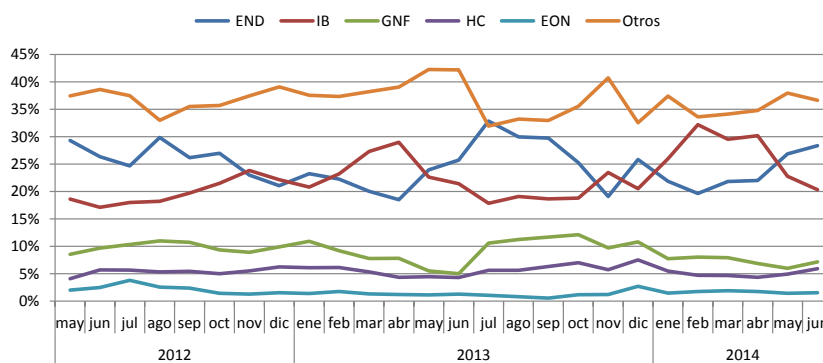


Fuente: CNMC

Toda la demanda de E.On e Hidrocarbónico es cubierta en mercado diario.

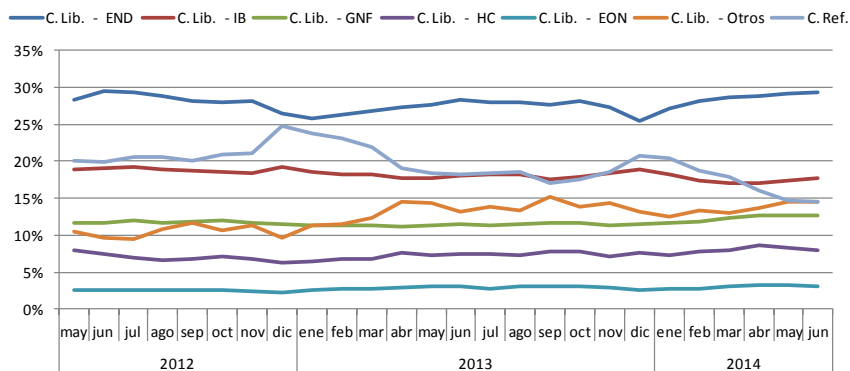
3.2.5.2 Concentración empresarial

Gráfico 84 - Cuotas por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española (Generación).



Fuente: CNMC

Gráfico 85 - Cuotas por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española (Demanda).

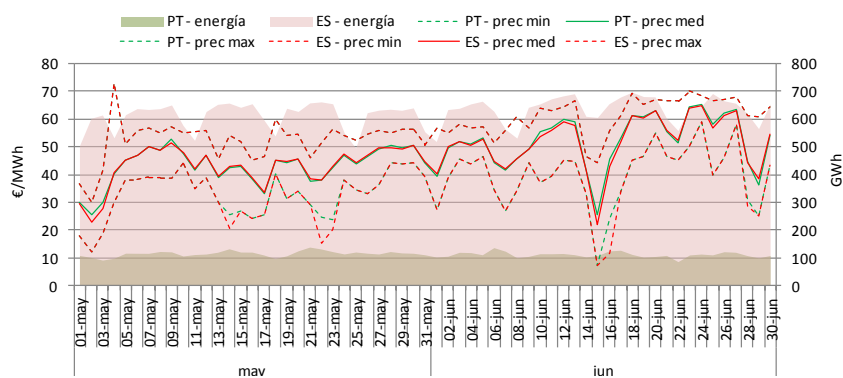


Fuente: CNMC

3.2.5.3 Análisis de precios

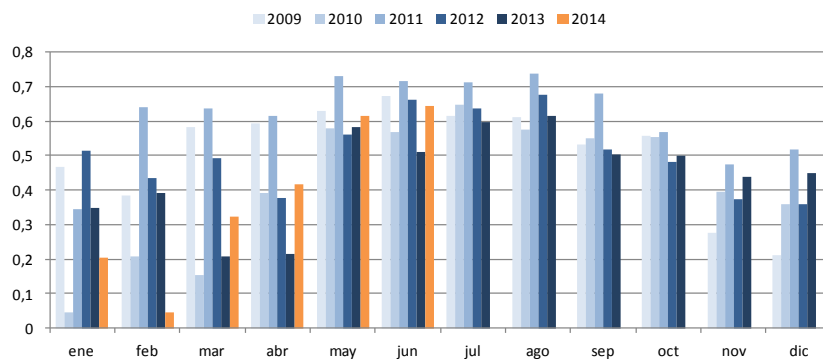
3.2.5.3.1 Precios del MIBEL

Gráfico 86 - Precios Máximo, Medio, Mínimo del Mercado Diario y Energía diaria del PDBF (bilaterales + mercado diario) en zona de precio española y portuguesa. Mayo y Junio 2014.



Fuente: CNMC

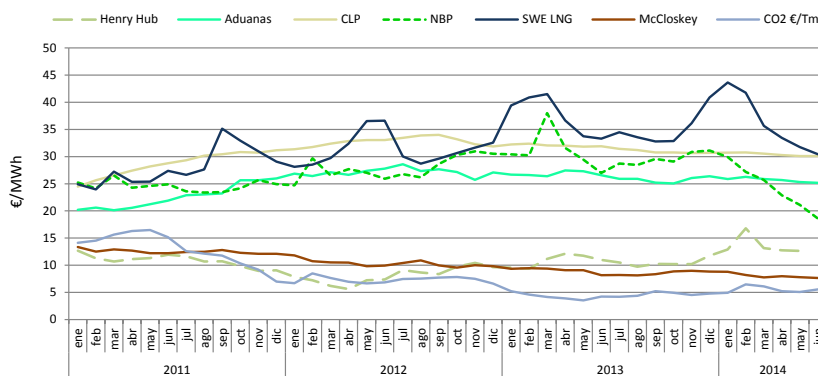
Gráfico 87 - Evolución de la relación en media mensual entre precio mínimo y precio máximo del mercado diario.



Fuente: CNMC

3.2.5.3.2 Precios de combustibles y CO2

Gráfico 88 - Precios medios diarios de combustibles y CO2.



Fuente:

Valores de gas natural referidos a su PCI (Poder calorífico inferior). Tasa de conversión gas (PCI) = Gas (PCS)/0,9.

Valores de cotización en el National Balancing Point obtenidos de Paws.

Valores de cotización en Henry Hub obtenidos de Ycharts.

Valores de carbón CIF ARA referidos a su PCI (valor de publicación de Reuters).

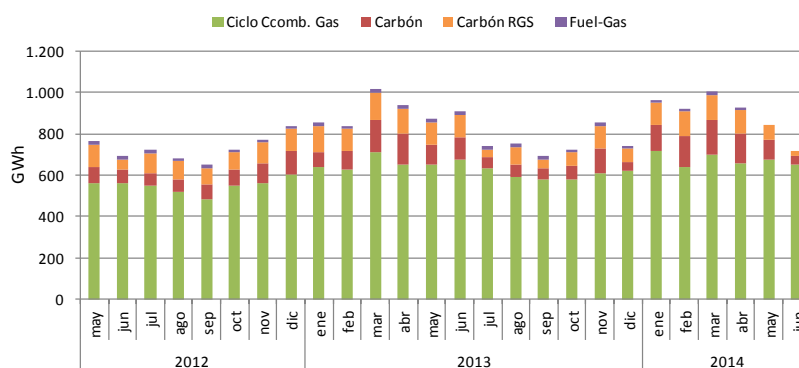
Valores de FUEL OIL CIF, 1% contenido en sulfuro, referidos al mercado Mediterráneo, obtenido de Paws.

Valores de derechos de emisión de CO2 obtenidos de SendeCO2.

3.2.5.3.3 Tecnología Marginal y Estudio de la Concentración de la Oferta Remanente

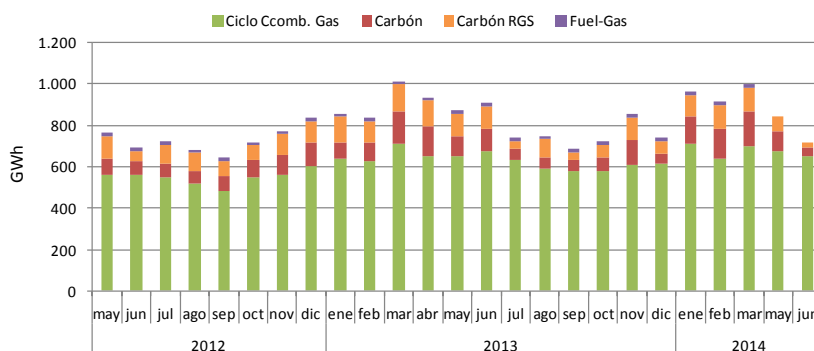
Tecnologías en la oferta remanente

Gráfico 89 - Oferta remanente en la hora 13 (PDBF).



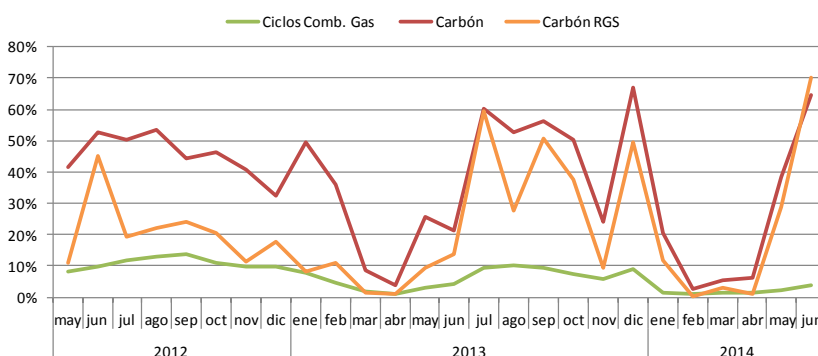
Fuente: CNMC

Gráfico 90 - Oferta remanente en la hora 22 (PDBF).



Fuente: CNMC

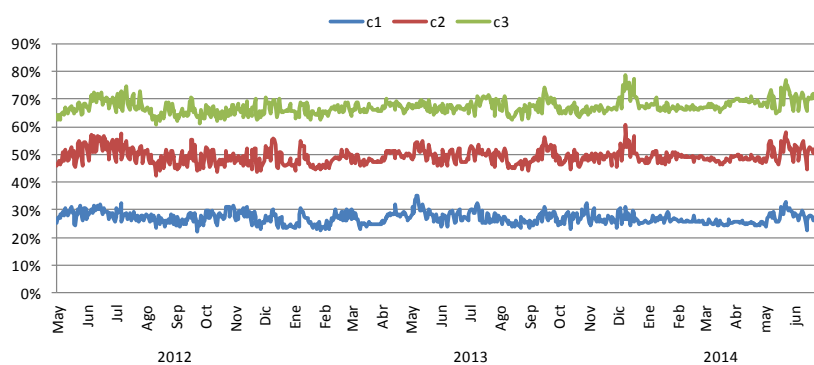
Gráfico 91 - Evolución del nivel de utilización de la potencia disponible de ciclos de gas y carbón (PDBF).



Fuente: CNMC

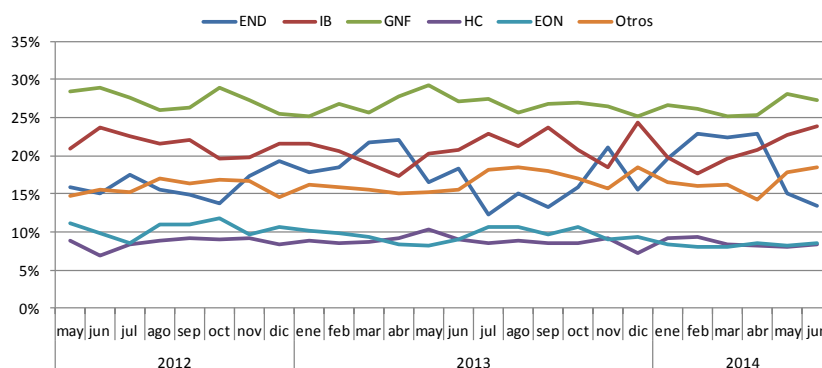
Concentración de la oferta remanente

Gráfico 92 - Concentración de la oferta remanente de la tecnología marginal (Ciclos+Carbón) hora 22, donde C_i es el porcentaje de la oferta remanente de los i agentes con mayor cuota de remanente sobre el total de oferta remanente para cada día.



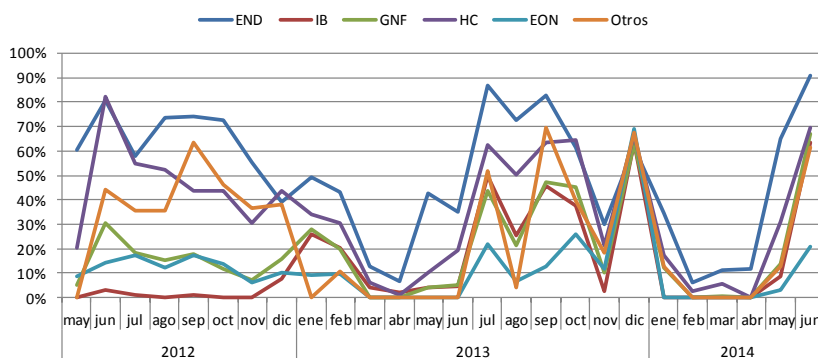
Fuente: CNMC

Gráfico 93 - Concentración por agentes de la oferta remanente de la tecnología marginal (carbones y ciclos combinados de gas) en zona española hora 22.



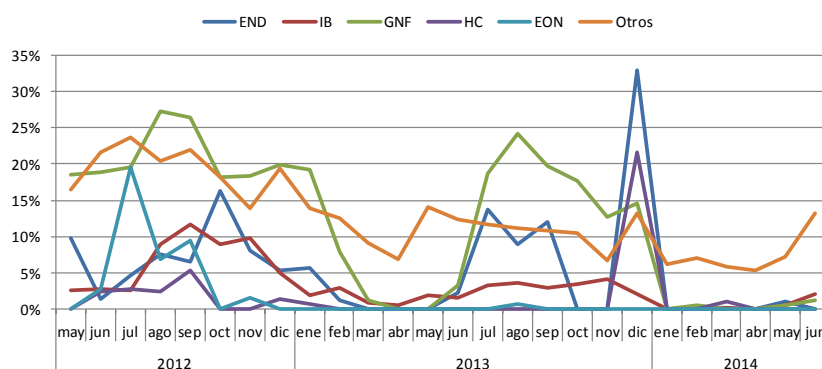
Fuente: CNMC

Gráfico 94 - Potencia de centrales de carbón despachada en PDBF frente a potencia disponible por agentes en zona española hora 22.



Fuente: CNMC

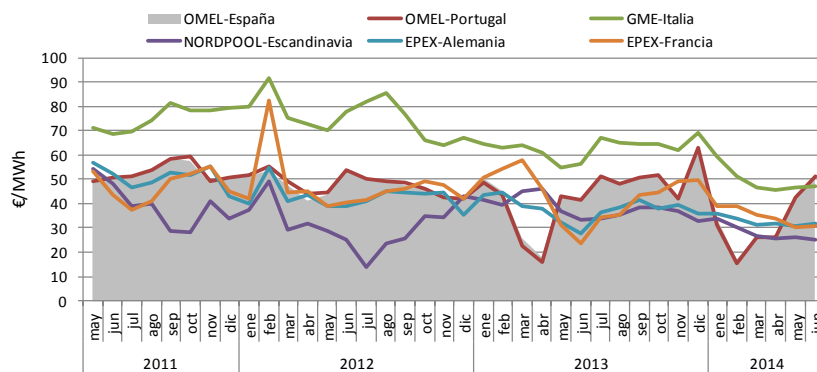
Gráfico 95 - Potencia de ciclos combinados de gas despachada en PDBF frente a potencia disponible por agentes en zona española hora 22.



Fuente: CNMC

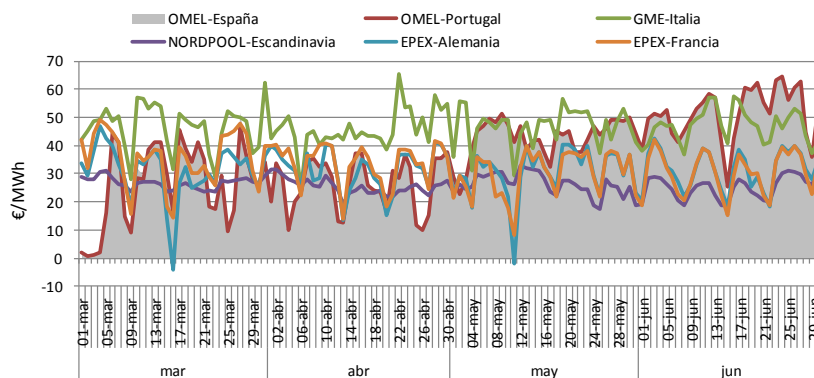
3.2.5.3.4 Precios en los Mercados Europeos

Gráfico 96 - Comparativa de precios medios mensuales OMEL con el resto de mercados europeos.



Fuente: OMEL

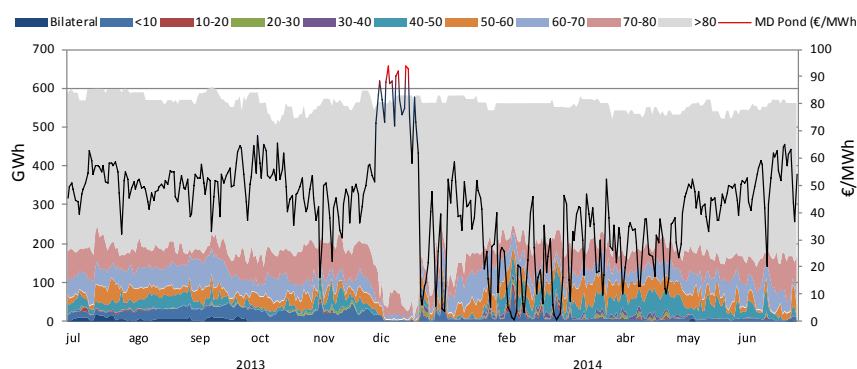
Gráfico 97 - Comparativa de precios medios diarios OMEL con el resto de mercados europeos (últimos 4 meses).



Fuente: OMEL

3.2.5.4 Ofertas al mercado diario

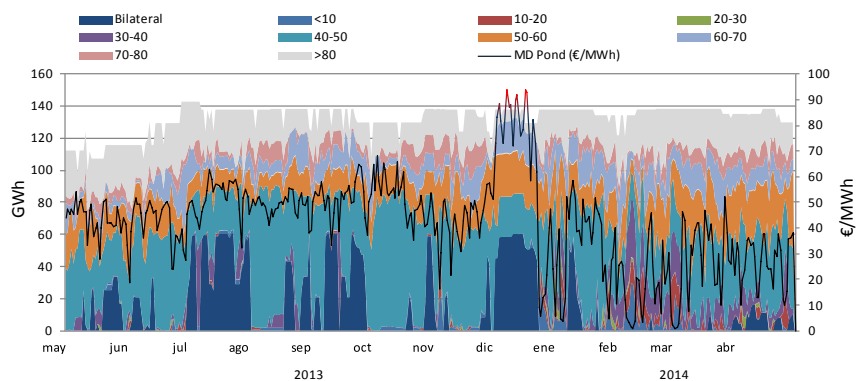
Gráfico 98 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por los ciclos combinados frente a precio medio ponderado del mercado diario.*



Fuente: CNMC

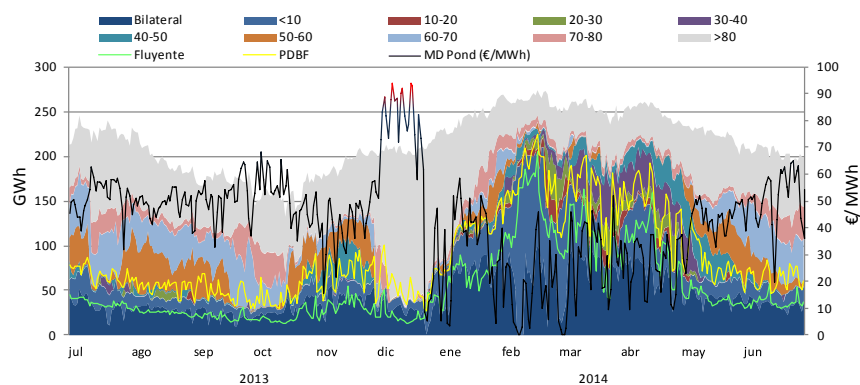
(*) Valorando la energía de los bloques de ofertas inframarginales de acuerdo a la condición de ingresos mínimos en caso de que ésta suponga un importe superior.

Gráfico 99 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales de carbón no RGS frente a precio medio ponderado del mercado diario.*



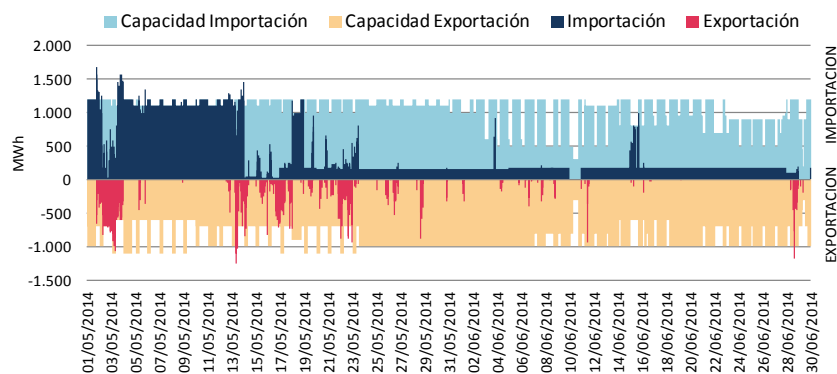
Fuente: CNMC

Gráfico 100 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado, energía bilateralizada y energía programada en PDBF y fluyente en P48 de las grandes centrales hidráulicas.



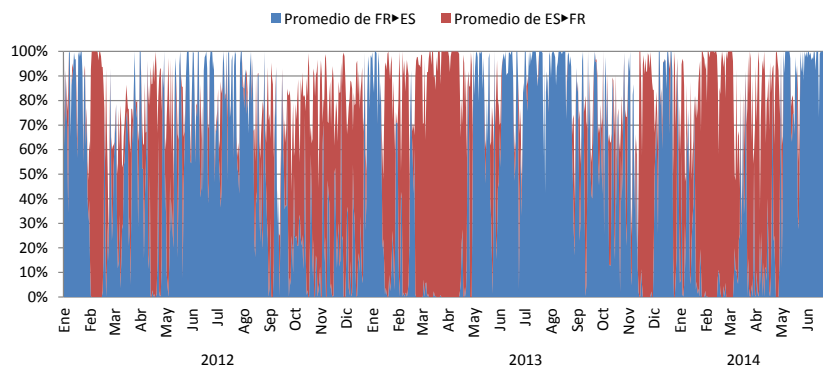
Fuente: CNMC

Gráfico 101 - Capacidad y uso de interconexión España-Francia (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Mayo y Junio 2014.



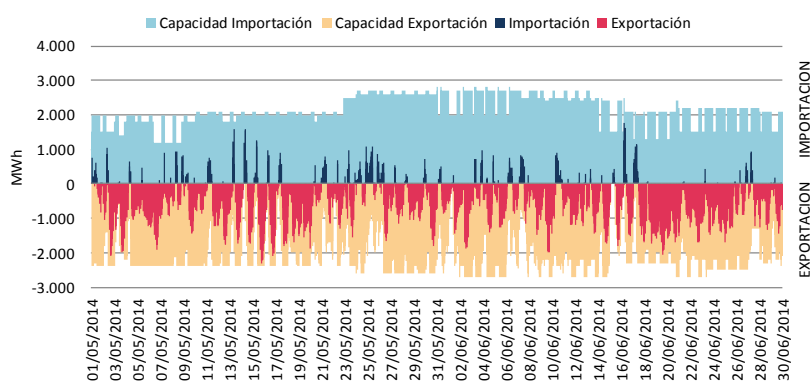
Fuente: CNMC

Gráfico 102 - Porcentaje promedio diario de utilización de la interconexión España-Francia por sentido de flujo.



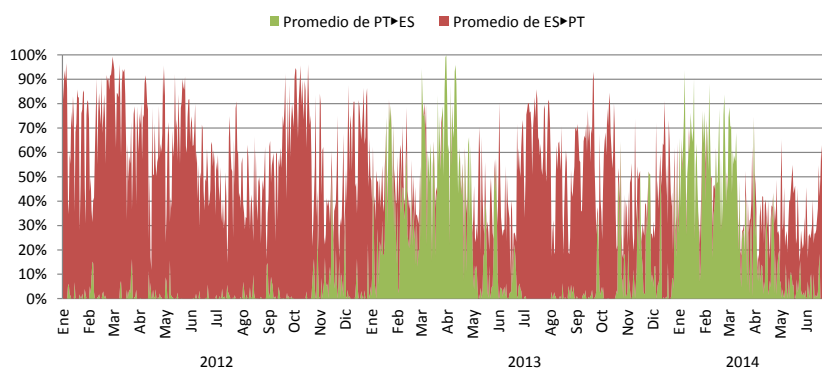
Fuente: IESOE

Gráfico 103 - Capacidad y uso de interconexión España-Portugal (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Mayo y Junio 2014.



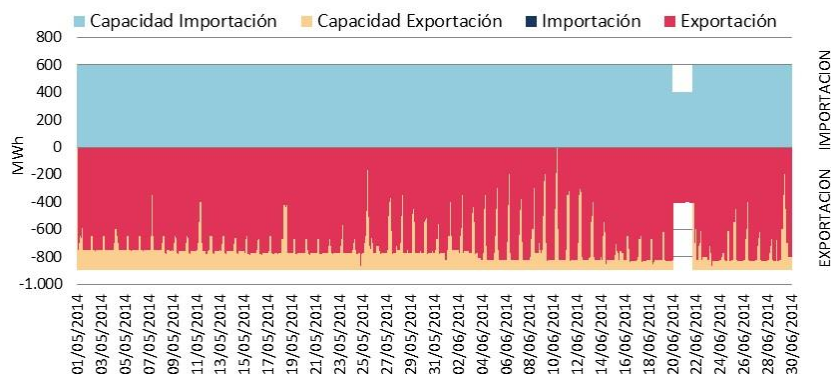
Fuente: CNMC

Gráfico 104 - Porcentaje promedio diario de utilización de la interconexión España-Portugal por sentido de flujo.



Fuente: IESOE

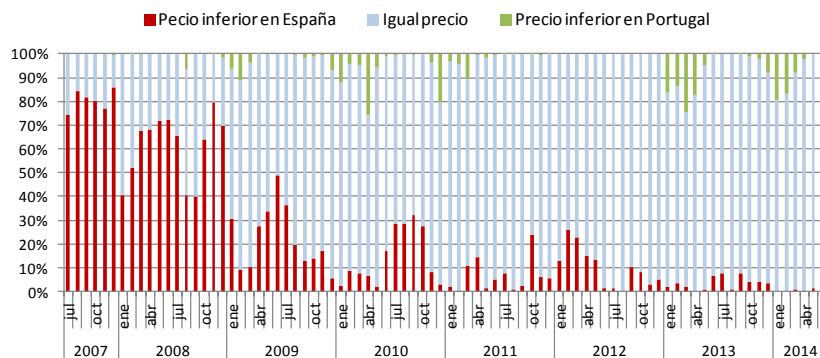
Gráfico 105 - Capacidad y uso de interconexión España-Marruecos (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Mayo y Junio 2014.



Fuente: CNMC

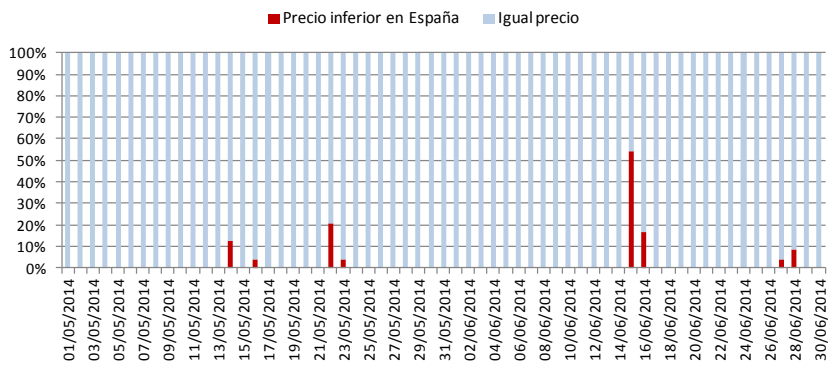
3.2.5.5 Acoplamiento del MIBEL

Gráfico 106 - Separación de mercados: evolución mensual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior.



Fuente: CNMC

Gráfico 107 - Separación de mercados: evolución diaria del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior. Mayo y Junio 2014.



Fuente: CNMC

Cuadro 17 - Separación de mercados: evolución horaria del spread de precios entre la zona española y portuguesa.

Año	Mes	Precio ES €/MWh	Precio PT €/MWh	Spread PT-ES €/MWh
2011		49,96	50,49	0,53
2012	ene	51,06	51,95	0,88
	feb	53,48	55,26	1,78
	mar	47,57	49,13	1,56
	abr	41,21	43,98	2,77
	may	43,58	44,52	0,94
	jun	53,50	53,53	0,03
	jul	50,29	50,35	0,06
	ago	49,34	49,34	0,00
	sep	47,59	48,49	0,90
	oct	45,65	46,11	0,46
	nov	42,07	42,39	0,32
	dic	41,73	42,18	0,45
2013	ene	50,50	48,53	-1,97
	feb	45,04	43,74	-1,31
	mar	25,92	22,82	-3,10
	abr	18,17	16,08	-2,08
	may	43,45	43,25	-0,20
	jun	40,87	41,70	0,83
	jul	51,16	51,40	0,24
	ago	48,09	48,12	0,03
	sep	50,20	50,68	0,48
	oct	51,49	51,58	0,09
	nov	41,81	42,10	0,30
	dic	63,64	62,99	-0,65
2014	ene	33,62	31,47	-2,15
	feb	17,12	15,39	-1,73
	mar	26,67	26,20	-0,47
	abr	26,44	26,36	-0,09
	may	42,41	42,47	0,06
	jun	50,95	51,19	0,24

Fuente: CNMC

3.2.6 Desvío de demanda en el mercado

Cuadro 18 - Programa final diario frente a PDBF de la generación en zona española por grupo empresarial. Mayo y Junio 2014.

Mes		ENDESA	IBERDROLA	GAS NATURAL FENOSA	HIDROCANTÁBRICO	E.ON	EGL	ACCIONA	OTROS
may	PDBF	27,4%	23,8%	4,8%	4,7%	1,5%	9,2%	7,7%	20,9%
	P48	24,7%	22,7%	10,0%	5,4%	2,5%	8,8%	7,0%	19,1%
jun	PDBF	28,9%	20,6%	6,6%	5,9%	1,6%	8,3%	6,5%	21,7%
	P48	25,9%	20,1%	12,2%	5,7%	2,9%	7,8%	6,0%	19,5%

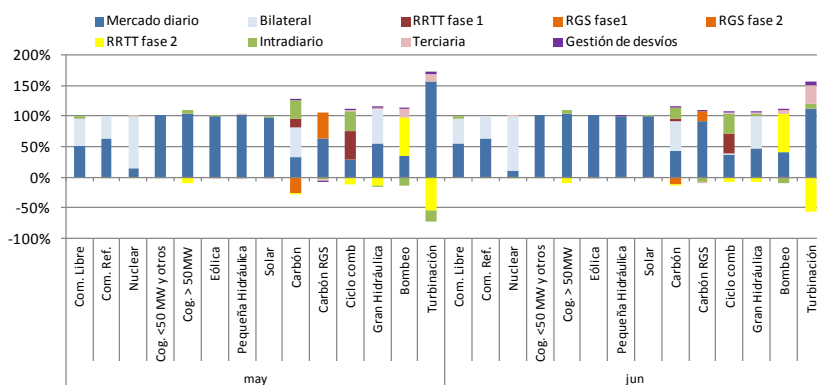
Fuente: CNMC

**Cuadro 19 - Programa final diario frente a PDBF de la generación en zona española por tecnología.
Mayo y Junio 2014.**

Mes		Nuclear	Carbón	Carbón RGS	Ciclo combinado	Gran Hidráulica	Eólica	Pequeña Hidráulica	Solar	Cog <50MW y otros	Cog >50MW	Bombeo turb.	Importación	Fuel-gas
may	PDBF	22,2%	7,9%	4,0%	2,0%	12,9%	20,9%	3,1%	8,1%	11,3%	1,8%	1,8%	4,0%	0,0%
	P48	21,1%	9,2%	5,9%	6,7%	11,0%	19,9%	2,9%	7,8%	10,5%	1,6%	1,1%	2,4%	0,0%
jun	PDBF	17,5%	13,2%	10,5%	3,3%	9,8%	16,4%	2,6%	8,1%	12,0%	1,8%	1,1%	3,7%	0,0%
	P48	16,9%	13,7%	10,7%	8,6%	9,6%	15,5%	2,5%	7,8%	11,4%	1,7%	0,9%	0,8%	0,0%

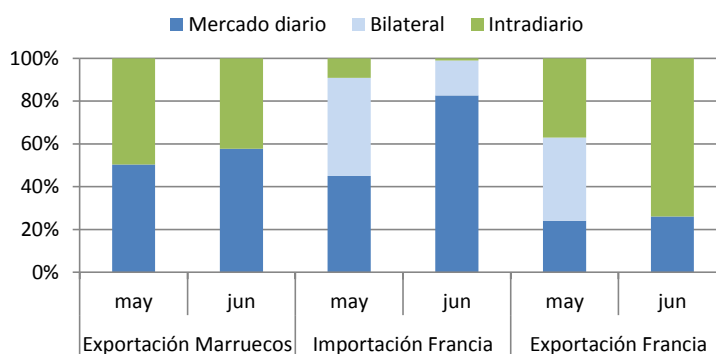
Fuente: CNMC

Gráfico 108 - Peso de cada uno de los segmentos en el programa de cada tecnología. Mayo y Junio 2014.



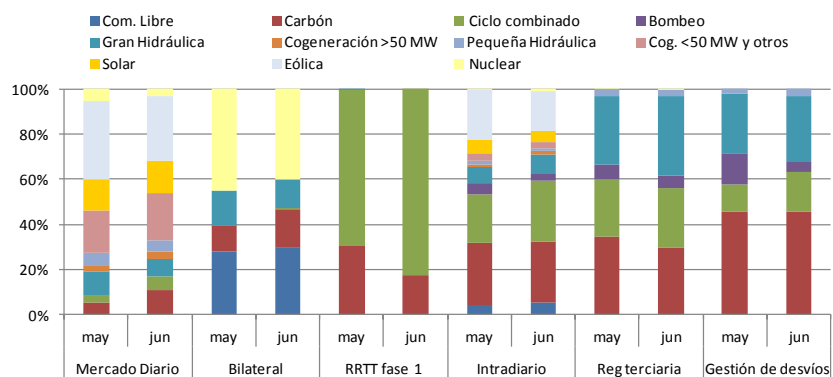
Fuente: CNMC

Gráfico 109 - Peso de cada uno de los segmentos en las interconexiones. Mayo y Junio 2014.



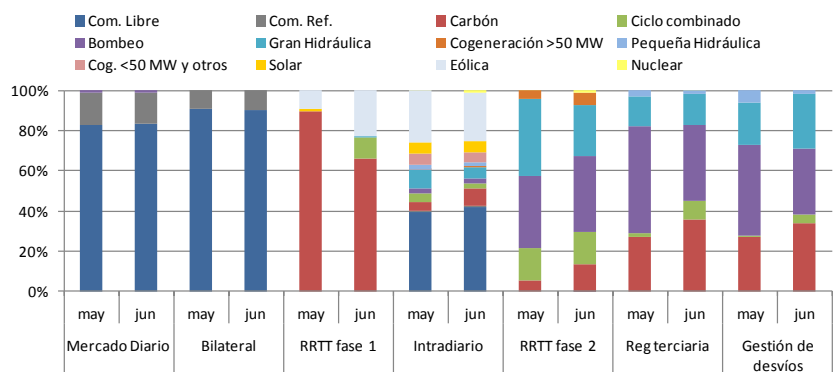
Fuente: CNMC

**Gráfico 110 - Peso de cada una de las tecnologías en cada segmento – energías a subir (ventas).
 Mayo y Junio 2014.**



Fuente: CNMC

**Gráfico 111 - Peso de cada una de las tecnologías en cada segmento – energías a bajar (compras).
 Mayo y Junio 2014.**

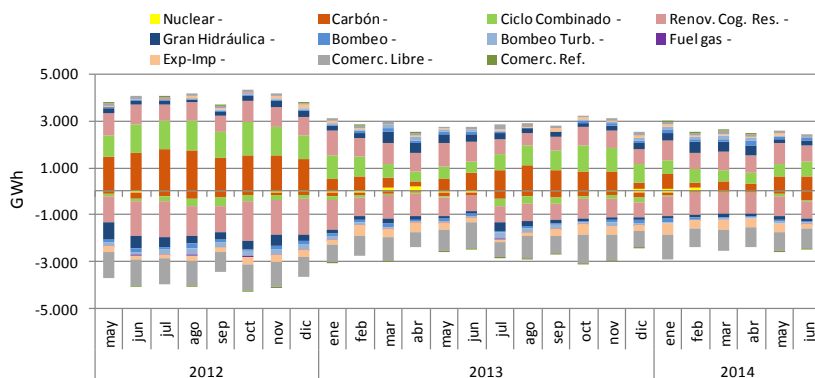


Fuente: CNMC

3.2.7 Mercado Intradía

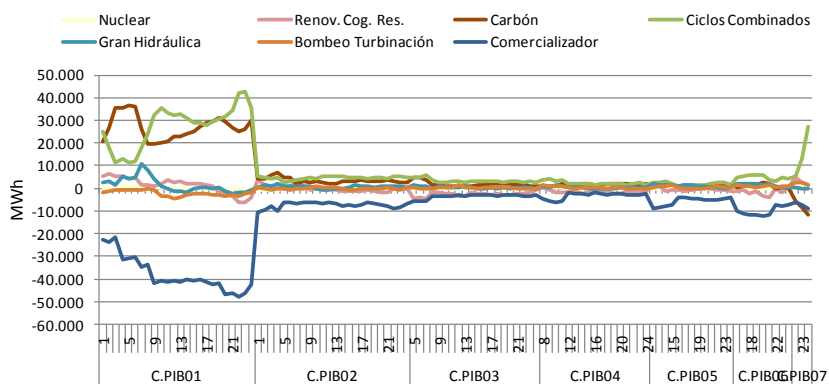
3.2.7.1 Energías

Gráfico 112 - Evolución mensual de las compras y ventas en intradía por tecnología.



Fuente: CNMC

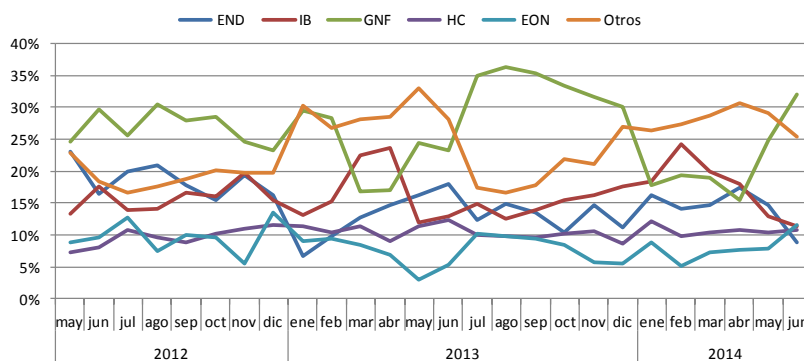
Gráfico 113 - Valores medios horarios del programa neto de cada tecnología en cada una de las sesiones del mercado intradía. Mayo y Junio 2014.



Fuente: CNMC

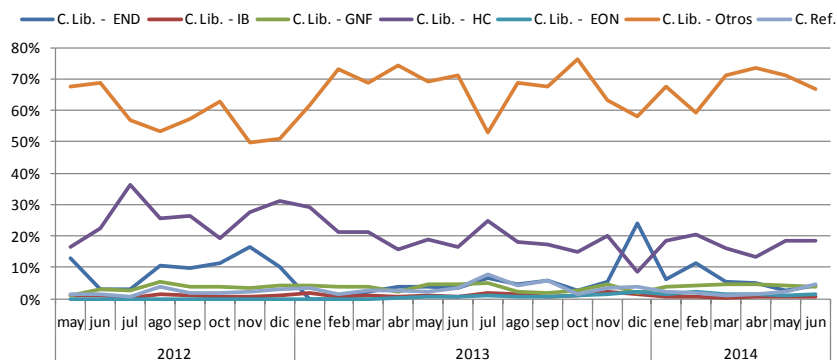
3.2.7.2 Concentración empresarial

Gráfico 114 - Cuotas de ventas en intradiario.



Fuente: CNMC

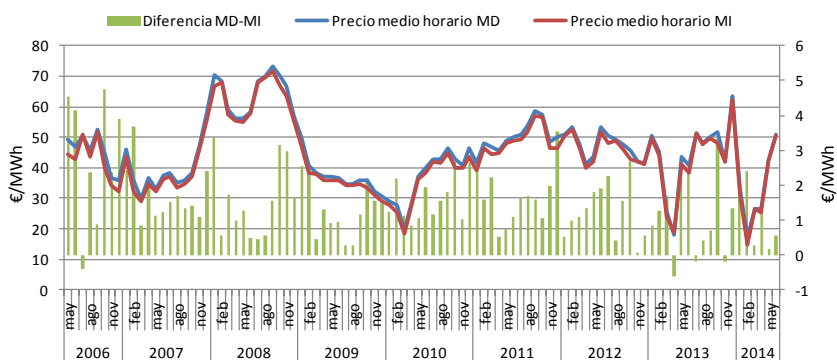
Gráfico 115 - Cuotas de compras en intradiario.



Fuente: CNMC

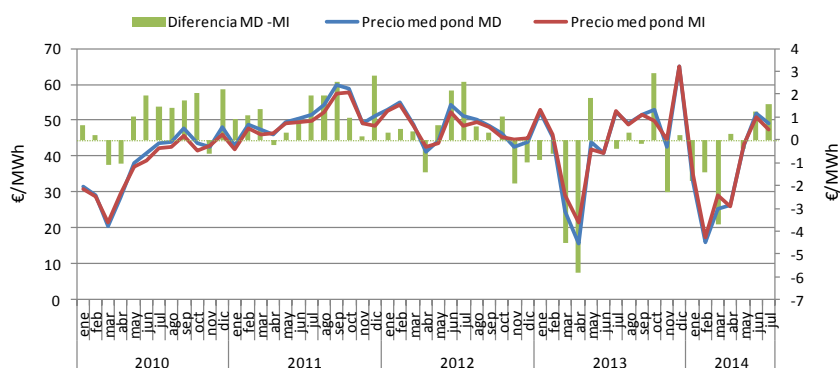
3.2.7.3 Análisis de Precios

Gráfico 116 - Evolución mensual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradía.



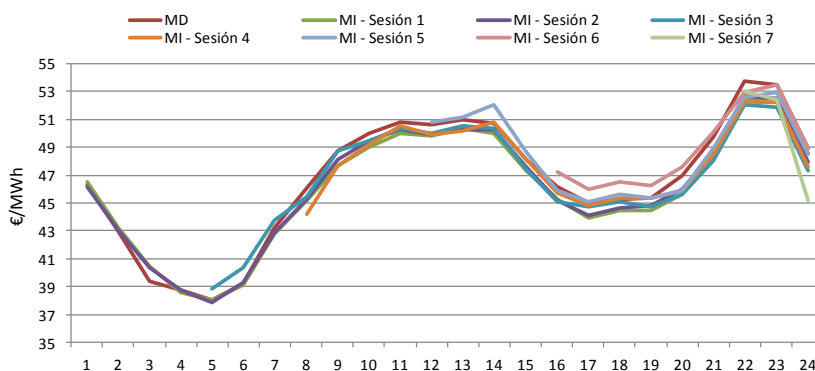
Fuente: CNMC

Gráfico 117 - Evolución del promedio mensual del precio medio ponderado en los mercados Diario e Intradía en zona española.



Fuente: CNMC

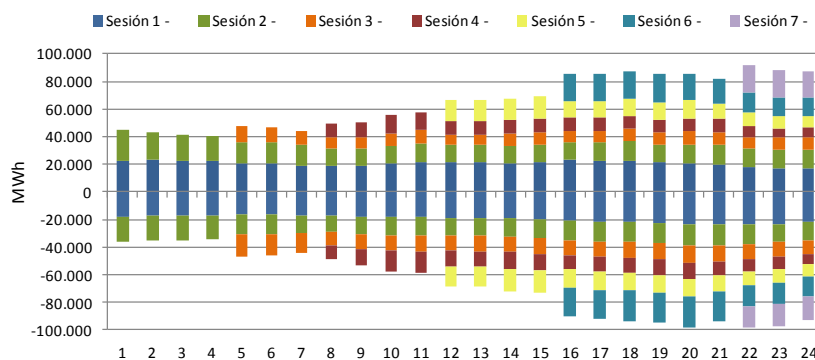
Gráfico 118 - Precios medios del mercado intradía para cada sesión. Mayo y Junio 2014.



Nota: la sesión 7 se corresponde con la sesión 1 del mismo día.

Fuente: CNMC

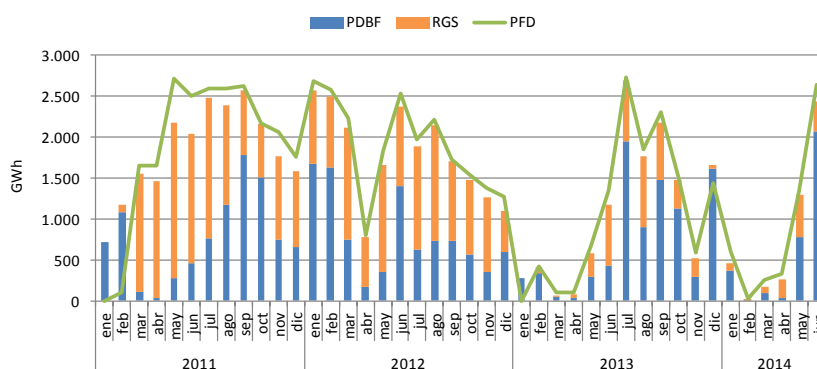
Gráfico 119 - Energía horaria negociada por las unidades de generación a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos en cada una de las sesiones del mercado intradía. Mayo y Junio 2014.



Fuente: CNMC

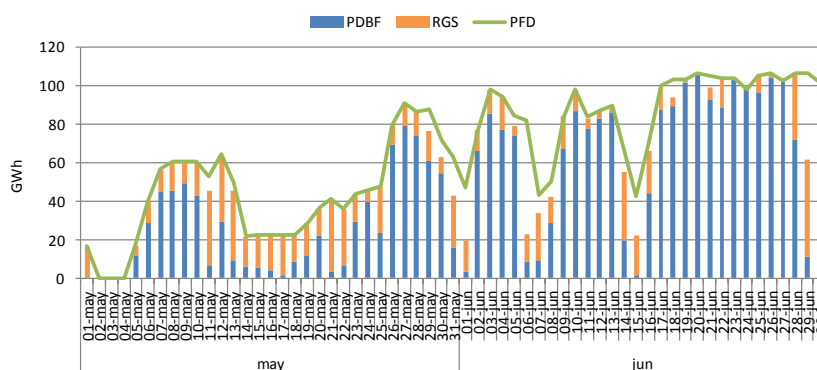
3.2.8 Solución de Restricciones por Garantía de Suministro

Gráfico 120 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento.



Fuente: CNMC

Gráfico 121 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento. Mayo y Junio 2014.



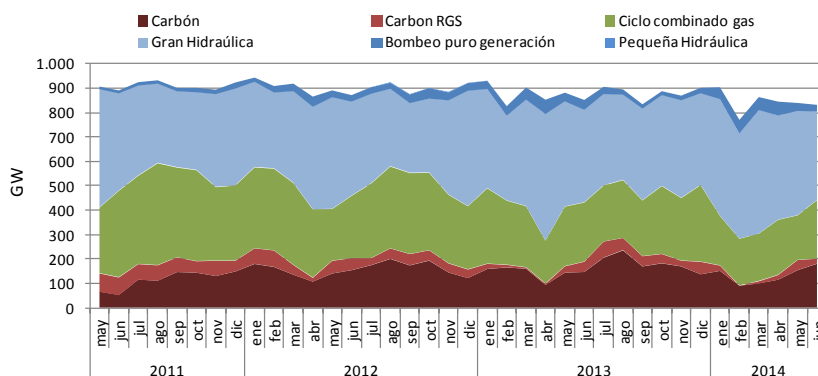
Fuente: CNMC

3.2.9 Mercados de Servicios de Ajuste

3.2.9.1 Banda de Regulación Secundaria

3.2.9.1.1 Tecnologías

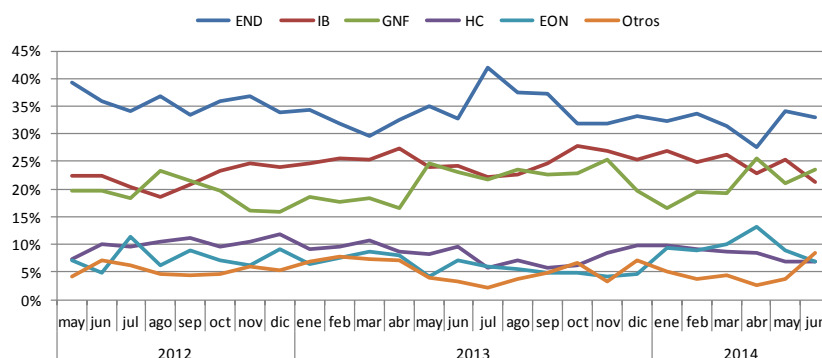
Gráfico 122 - Evolución mensual de la participación de las tecnologías en la banda de secundaria.



Fuente: CNMC

3.2.9.1.2 Concentración Empresarial

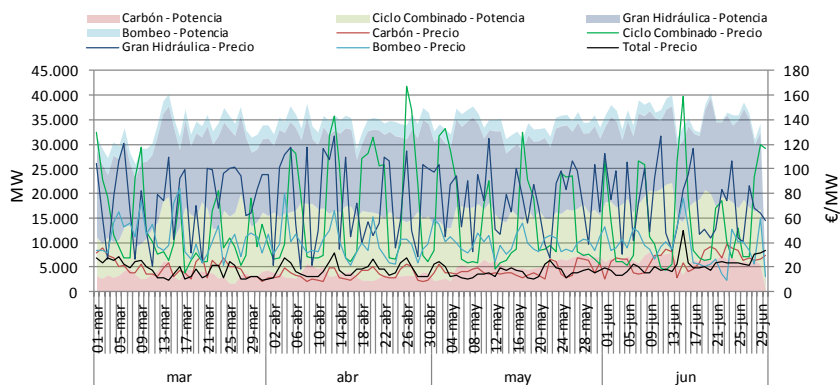
Gráfico 123 - Asignación de banda por grupo empresarial.



Fuente: CNMC

3.2.9.1.3 Análisis de precios

Gráfico 124 - Evolución diaria de la oferta de potencia a banda de secundaria (últimos 4 meses).

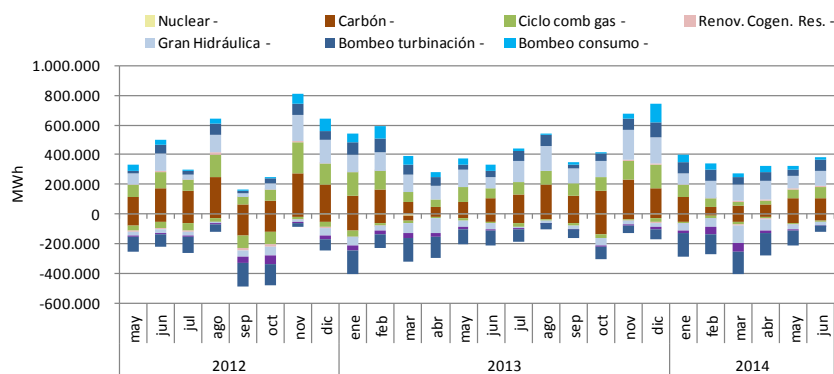


Fuente: CNMC

3.2.9.2 Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria

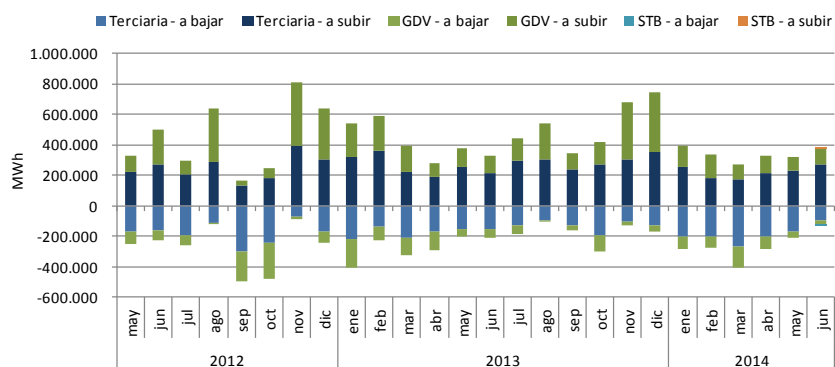
3.2.9.2.1 Energías

Gráfico 125 - Energía mensual de regulación terciaria y gestión de desvíos por tecnologías.



Fuente: CNMC

Gráfico 126 - Energía mensual de gestión de desvíos y regulación terciaria.

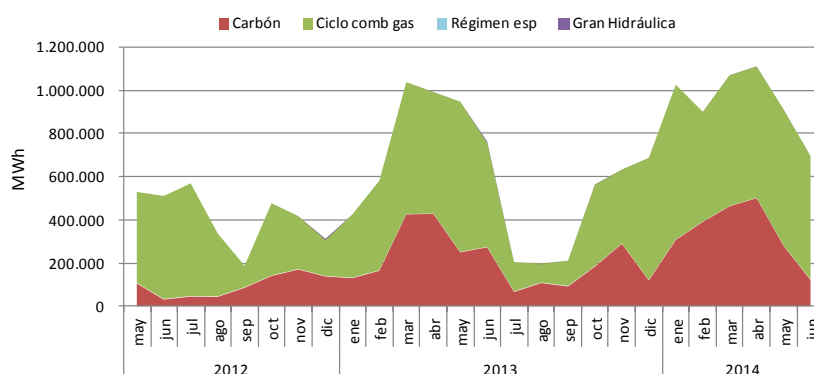


Fuente: CNMC

3.2.9.3 Resolución de Restricciones Técnicas al PDBF: fase 1

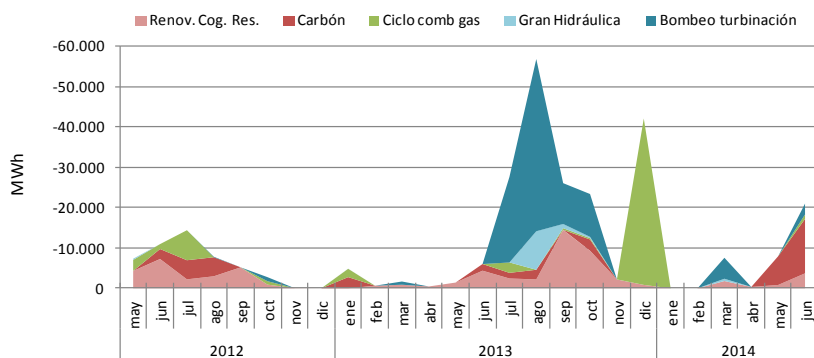
3.2.9.3.1 Energías

Gráfico 127 - Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento – Fase 1 a subir.



Fuente: CNMC.

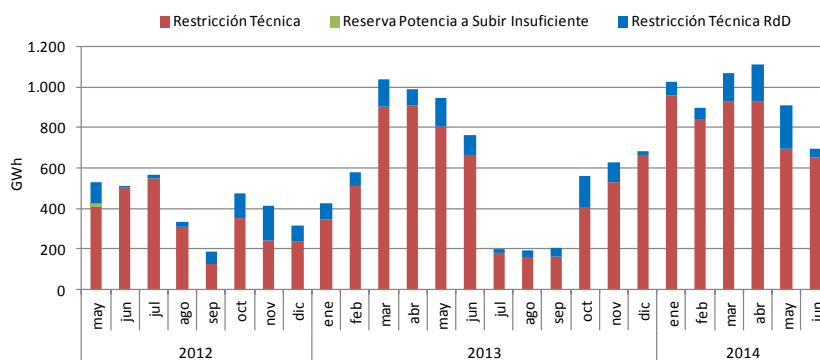
Gráfico 128 - Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento – Fase 1 a bajar.



Fuente: CNMC

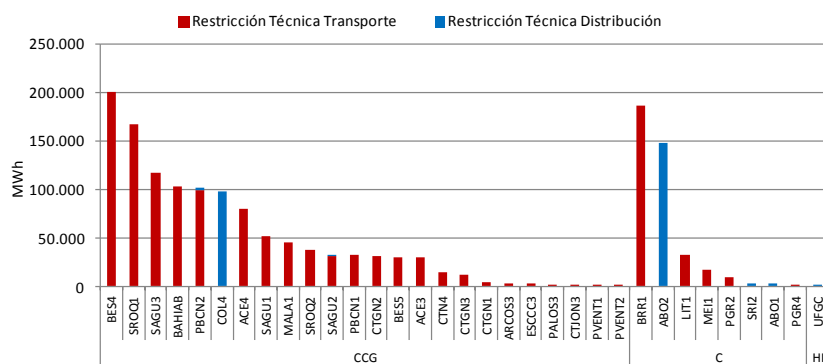
3.2.9.3.2 Motivos de programación

Gráfico 129 - Tipo de redespacho de las restricciones técnicas - Fase 1 a subir.



Fuente: CNMC

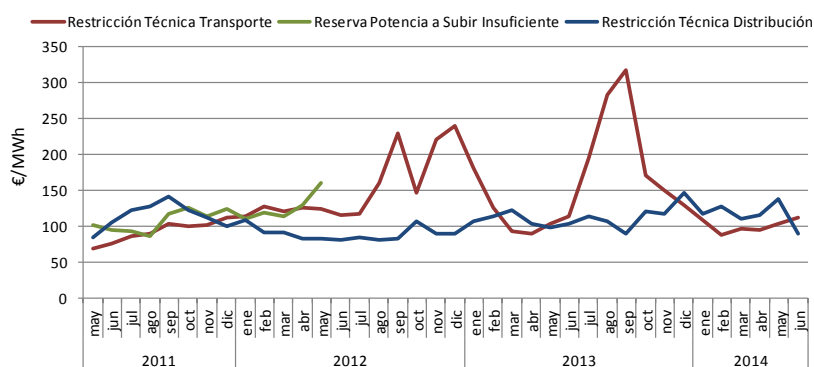
Gráfico 130 - Unidades programadas por restricciones técnicas - Fase 1 a subir. Mayo y Junio 2014.



Fuente: CNMC

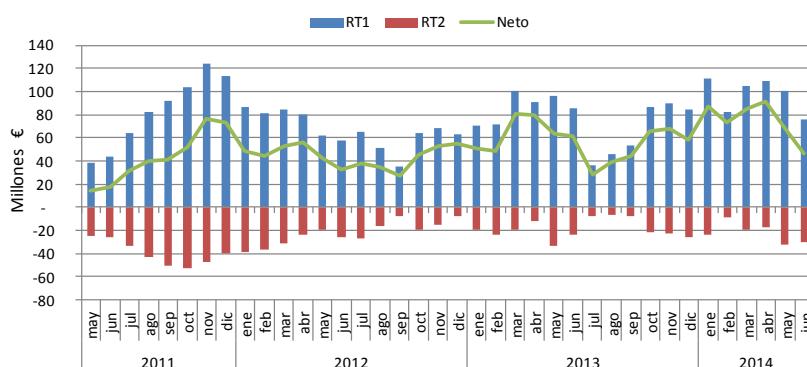
3.2.9.3.3 Análisis de precios

Gráfico 131 - Evolución mensual del precio medio ponderado en restricciones técnicas a subir en la red de transporte, distribución y por insuficiente reserva a subir.



Fuente: CNMC

Gráfico 132 - Coste mensual de restricciones técnicas al programa base de funcionamiento (fase 1 y 2).

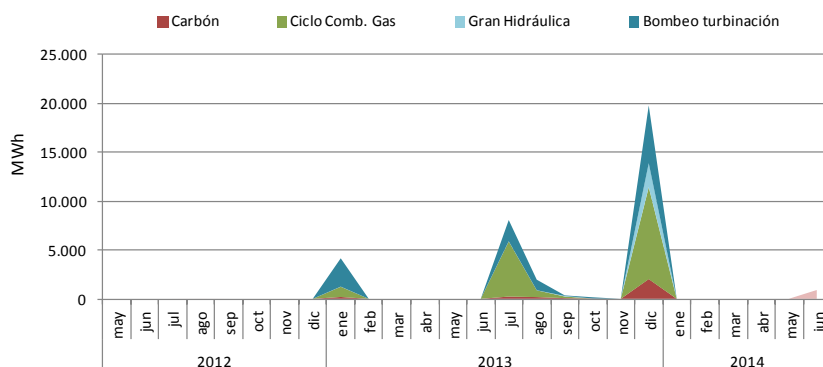


Fuente: CNMC

3.2.9.4 Restricciones técnicas al PDBF: fase 2

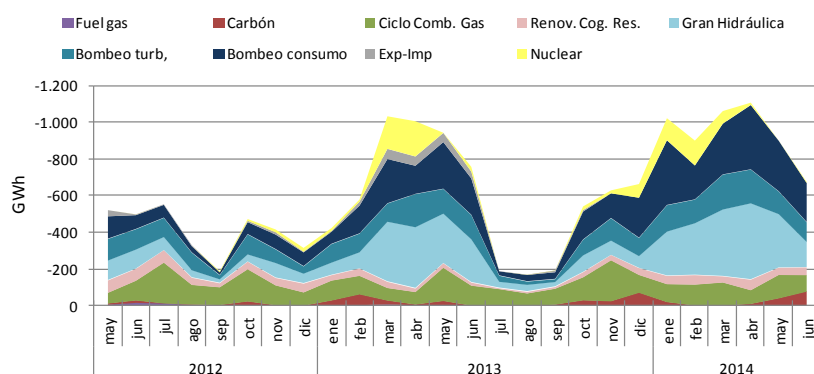
3.2.9.4.1 Energías

Gráfico 133 - Energías restricciones técnicas - Fase 2 a subir.



Fuente: CNMC

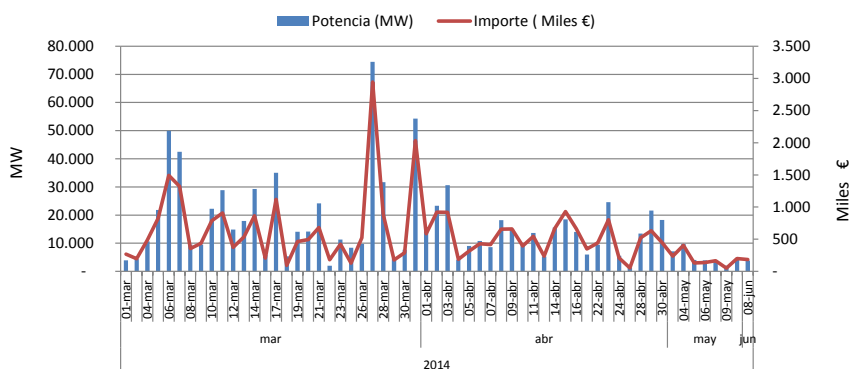
Gráfico 134 - Energías restricciones técnicas - Fase 2 a bajar.



Fuente: CNMC

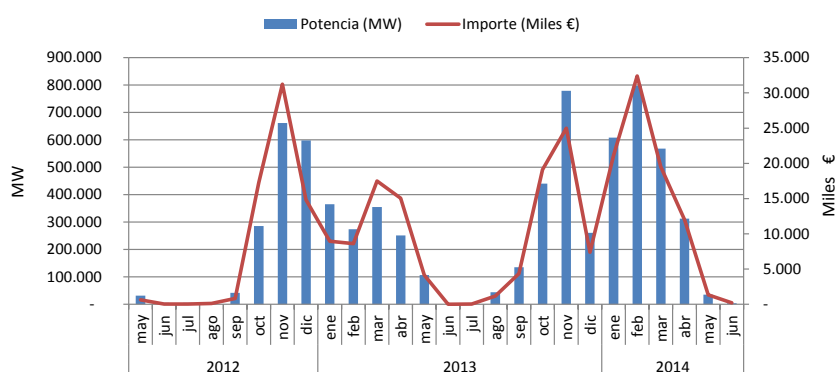
3.2.9.5 Reserva de potencia adicional a subir

Gráfico 135 – Evolución diaria de potencia y coste de reserva de potencia adicional a subir (últimos 4 meses).



Fuente: REE

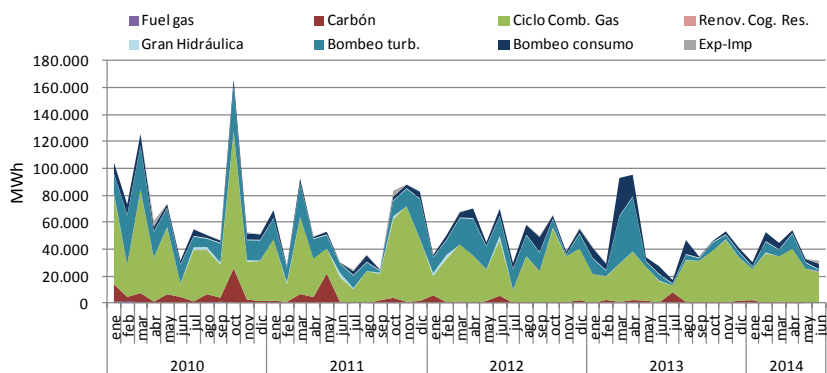
Gráfico 136 – Evolución mensual de la potencia y del coste de asignación de reserva de potencia adicional a subir.



Fuente: REE

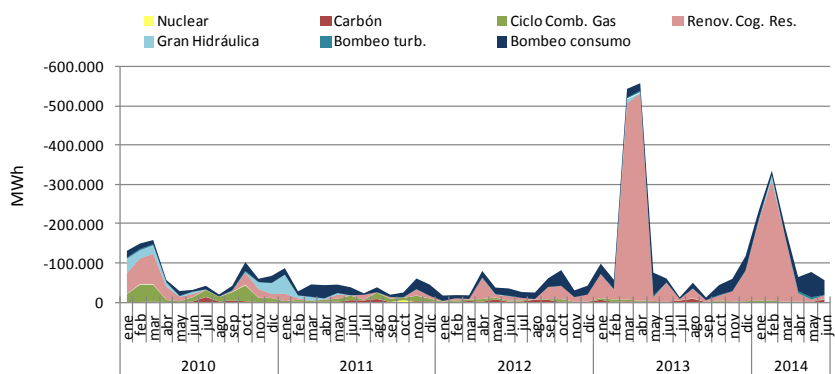
3.2.9.6 Restricciones en Tiempo Real

Gráfico 137 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a subir.



Fuente: CNMC

Gráfico 138 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a bajar.



Fuente: CNMC

4 ANEXO III – LISTADO DE CENTRALES DE CARBÓN Y CICLO COMBINADO Y SUS CÓDIGOS

CENTRALES DE CARBÓN	
ABO1	C.T. ABOÑO 1
ABO2	C.T. ABOÑO 2
ALL1	C.T. ANLLARES
BRR1	C.T. LOS BARRIOS
CCO2	C.T. COMPOSTILLA 2
CCO3	C.T. COMPOSTILLA 3
COM4	C.T. COMPOSTILLA II 4
COM5	C.T. COMPOSTILLA II 5
CRC1	C.T. CERCS
ECH1	C.T. ESCUCHA
ECT1	C.T. ESCATRON 1 Y 2
ELC1	C.T. ELCOGAS GICC PL
GUA1	C.T. GUARDO 1
GUA2	C.T. GUARDO 2
LAD3	C.T. LADA 3
LAD4	C.T. LADA 4
LIT1	C.T. LITORAL DE ALMERIA 1
LIT2	C.T. LITORAL DE ALMERIA 2
MEI1	C.T. MEIRAMA
NRC1	C.T. NARCEA 1
NRC2	C.T. NARCEA 2
NRC3	C.T. NARCEA 3
PAS1	C.T. PASAJES
PGR1	C.T. PUENTES G. RODRIGUEZ 1
PGR2	C.T. PUENTES G. RODRIGUEZ 2
PGR3	C.T. PUENTES G. RODRIGUEZ 3
PGR4	C.T. PUENTES G. RODRIGUEZ 4
PLL1	C.T. PUERTOLLANO
PNN3	C.T. PUENTENUEVO 3
ROB1	C.T. LA ROBLA 1
ROB2	C.T. LA ROBLA 2
SRI1	C.T. SOTO DE RIBERA 1
SRI2	C.T. SOTO DE RIBERA 2
SRI3	C.T. SOTO DE RIBERA 3
TER1	C.T. TERUEL 1
TER2	C.T. TERUEL 2
TER3	C.T. TERUEL 3

CENTRALES DE CICLO COMBINADO	
ACE3	CCG ACECA 3
ACE4	CCG ACECA 4
ALG3	C.T. ALGECIRAS 3
AMBIETA	CICLO COMBINADO DE AMOREBIETA
ARCOS1	CICLO COMBINADO ARCOS 1
ARCOS2	CICLO COMBINADO ARCOS 2
ARCOS3	CICLO COMBINADO ARCOS 3
ARRU1	CICLO COMBINADO ARRUBAL 1
ARRU2	CICLO COMBINADO ARRUBAL 2
BAHIAB	CCGT BAHIA BIZCAIA
BES3	CICLO COMBINADO BESOS ENDESA
BES4	CICLO COMBINADO BESOS GASNATURAL
BES5	CICLO COMBINADO BESOS 5
CAMGI10	CICLO COMBINADO CAMPO DE GIBRALTAR GR 10
CAMGI20	CICLO COMBINADO CAMPO DE GIBRALTAR GR 20
COL4	CCG CRISTOBAL COLON
CTGN1	CICLO COMBINADO CARTAGENA GR1
CTGN2	CICLO COMBINADO CARTAGENA GR2
CTGN3	CICLO COMBINADO CARTAGENA GR3
CTJON1R	CC. CASTEJON1 REPR
CTJON2R	CASTEJON 2
CTJON3R	CC CASTEJON 3 REPR
CTN3	CASTELLÓN 3
CTN4	CASTELLON 4
CTNU	CCG CASTELNOU
ECT2	ESCATRON FASE I
ECT3	ESCATRON 3
ESC6	CICLO COMBINADO ESCOMBRERAS6
ESCC1	CICLO COMBINADO ESCOMBRERAS 1 EL FANGAL / AES
ESCC2	CICLO COMBINADO ESCOMBRERAS 2 EL FANGAL / AES
ESCC3	CICLO COMBINADO ESCOMBRERAS 3 EL FANGAL / AES
MALA1	MALAGA 1
PALOS1	CICLO COMBINADO PALOS DE LA FRONTERA GR1
PALOS2	CICLO COMBINADO PALOS DE LA FRONTERA GR2
PALOS3	CICLO COMBINADO PALOS DE LA FRONTERA GR3
PBCN1	C.C. PUERTO BARCELONA 1
PBCN2	C.C. PUERTO BARCELONA 2
PGR5	PUENTES GARCIA RODRIGUEZ 5
PVENT1	C.T.C.C.PLANA DE VENT (GRUPO 1)
PVENT2	C.T.C.C.PLANA DE VENT (GRUPO 2)
SAGU1	CC SAGUNTO GRUPO 1
SAGU2	CC SAGUNTO GRUPO 2
SAGU3	SAGUNTO 3
SBO3	SABON 3
SRI4R	SOTO RIBERA 4 REPRESENTADO
SRI5R	CC SOTO RIBERA 5 REPR
SROQ1	SAN ROQUE 1
SROQ2	CICLO COMBINADO SAN ROQUE ENDESA
STC4R	SANTURCE 4
TAPOWER	CICLO COMBINADO TARRAGONA POWER
TARRAG	CICLO COMBINADO TARRAGONA

