



COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA



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

Julio y Agosto 2013

6 de noviembre de 2013

1	RESUMEN EJECUTIVO .....	4
2	ANEXO I - INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD .....	7
2.1	DEMANDA .....	7
2.2	OFERTA.....	8
2.3	MERCADO.....	13
2.3.1	Componentes del precio final del mercado de producción .....	13
2.3.2	Programa Diario Base de Funcionamiento.....	15
2.3.3	Análisis de ofertas .....	19
2.3.4	Análisis de costes.....	21
2.3.5	El MIBEL y otros mercados europeos .....	22
2.3.6	Restricciones por Garantía de Suministro .....	29
2.3.7	Mercado Intradía .....	30
2.3.8	Servicios de ajuste del sistema .....	32
2.4	BALANCE EMPRESARIAL .....	39
3	ANEXO II - GRÁFICAS.....	42
3.1	ESTADO GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	42
3.1.1	Demanda.....	42
3.1.2	Oferta .....	43
3.2	ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS.....	45
3.2.1	Cobertura de la demanda por tecnologías y mercados.....	45
3.2.1.1	Distribución de la producción .....	45
3.2.1.2	Distribución de la demanda.....	48

3.2.2	Balance empresarial.....	49
3.2.3	Precio Horario Final de la Demanda Nacional.....	50
3.2.4	Sobrecoste por segmento de generación.....	51
3.2.5	Mercado Diario y Contratación Bilateral.....	51
3.2.5.1	Energías.....	51
3.2.5.2	Concentración empresarial.....	55
3.2.5.3	Análisis de precios.....	56
3.2.5.4	Ofertas al mercado diario.....	60
3.2.5.5	Acoplamiento del MIBEL.....	62
3.2.6	Desvío de demanda en el mercado.....	64
3.2.7	Mercado Intradía.....	66
3.2.7.1	Energías.....	66
3.2.7.2	Concentración empresarial.....	67
3.2.7.3	Análisis de Precios.....	67
3.2.8	Mercados de Servicios de Ajuste.....	69
3.2.8.1	Banda de Regulación Secundaria.....	69
3.2.8.2	Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria.....	70
3.2.8.3	Resolución de Restricciones Técnicas al PDBF: fase 1.....	71
3.2.8.4	Restricciones técnicas al PDBF: fase 2.....	73
3.2.8.5	Reserva de potencia adicional a subir.....	73
3.2.8.6	Restricciones en Tiempo Real.....	74
3.2.8.7	Solución de Restricciones por Garantía de Suministro.....	75
4	ANEXO III – LISTADO DE CENTRALES DE CARBÓN Y CICLO COMBINADO Y SUS CÓDIGOS.....	76

## 1 RESUMEN EJECUTIVO

La demanda interanual en barras de central de energía eléctrica peninsular continuó descendiendo en los meses de julio y agosto, situándose en el nivel registrado en diciembre de 2005, lo que supuso un descenso porcentual en el entorno del 3,2%. Atendiendo a la demanda interanual corregida (temperatura y laboralidad), el descenso fue del 2,2%, mientras que la variación interanual del PIB tras el tercer trimestre del año se estima en un valor de -1,2%. Se aprecia por tanto una moderación en el ritmo de descenso del PIB, que parece trasladarse con menor intensidad a la demanda eléctrica. Este hecho resulta coincidente con la evolución registrada por ambos indicadores a finales de 2009 y principios de 2010, donde la evolución de la demanda siguió a la del PIB con cierto retraso.

Atendiendo a la generación en P48, la tecnología nuclear se situó al frente en ambos meses de estudio, con cuotas del 21,8% y 22,7% en julio y agosto respectivamente, mientras que la eólica se situó en niveles relativamente bajos, con cuotas del 12,0% y 15,0%. El hueco térmico se incrementó fuertemente hasta superar el 30% ambos meses. Cabe reseñar la elevada cuota alcanzada por las centrales de carbón adscritas al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro en el mes de julio, cercana al 11%. Por su parte, la generación de origen solar alcanzó en ambos meses cuotas superiores al 7%, manteniéndose así en máximos históricos.

El precio medio del mercado diario en los meses de julio y agosto se situó en 51,16 €/MWh y 48,09 €/MWh respectivamente, lo que supone un ascenso frente a los valores alcanzados en Julio y Agosto (43,45 €/MWh y 40,87 €/MWh). Este ascenso estuvo originado fundamentalmente por la caída de la eolicidad y la hidraulicidad, tecnologías cuyas cuotas de generación en PDBF descendieron considerablemente durante este periodo en comparación con meses anteriores. Adicionalmente, cabe citar el incremento de la demanda y de las exportaciones registradas. De este modo, el hueco térmico en PDBF se incrementó hasta cuotas del 28% y 25% en julio y agosto respectivamente.

Similar a lo acontecido en España, el PDBF portugués experimentó un fuerte ascenso del hueco térmico, el cual alcanzó en ambos meses el 38%. Atendiendo a las ofertas al mercado diario de las principales tecnologías en Portugal, se observó un encarecimiento de la oferta hidráulica, principalmente durante el mes de julio, lo que, sumado al alza de la demanda y la caída de la generación en régimen especial, podría haber dado pie a la mayor participación de los ciclos combinados (cuota del 5% en julio, cuando en meses anteriores ésta llegó a alcanzar valores nulos), si bien, éstos seguirían resultando menos competitivos que los españoles, lo que habría podido motivar el aumento de las exportaciones y del spread Portugal-España.

El acoplamiento medio del MIBEL en julio y agosto fue del 93% y 99% respectivamente. En ambos meses, la totalidad de las horas de desacoplamiento se resolvieron con un precio inferior en zona española.

El precio medio mensual del mercado francés durante los meses de julio y agosto fue de 34,36 €/MWh y 35,18 €/MWh. Similar a lo acontecido en los meses de Julio y Agosto, el menor precio registrado en este mercado derivó en un uso intensivo de la interconexión en sentido importador, alcanzando unas cuotas de utilización en este sentido del 92% y 87% en julio y agosto respectivamente. Las cuotas de exportación resultaron muy reducidas, con valores respectivos del 1% y 4%.

La supresión en la Ley 3/2013, de 4 de junio, de la restricción que impedía llevar a cabo importaciones de energía desde el sistema francés a los operadores dominantes (Endesa, Iberdrola, Gas natural Fenosa y EDP/Hidrocantábrico), dio lugar al inicio de dicha actividad por parte de estos operadores. No obstante, el volumen de energía importada por estos operadores respecto al volumen total importado resulta, por el momento, poco significativo (1% y 13% de las importaciones en julio y agosto respectivamente).

Teniendo en cuenta el volumen producido por las centrales de carbón autóctono adscritas al RD 134/2010 entre enero y agosto de 2013, se habría alcanzado un 31% del objetivo total establecido para este año. De acuerdo con el último plan de producción anual realizado por el OS en el mes de septiembre, está prevista la producción del 80% de los valores máximos anuales de producción establecidos para 2013.

El precio medio horario del mercado intradiario fue de 51,36 €/MWh para el mes de julio y de 47,66 €/MWh para agosto, mientras que el precio medio aritmético del mercado diario fue de 51,16 €/MWh y 48,09 €/MWh respectivamente. De este modo, la diferencia entre ambos mercados (MD-MI) resultó inferior a la registrada en meses anteriores.

Los volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios representaron el 10,2% y 11,4% en julio y agosto (14,4% y 15,5% en 2012) respectivamente de la energía negociada en PDBF, mientras que el incremento neto de generación fue del 2,4% y 4,4% respectivamente (4,9% y 5,7% en 2012).

El sobrecoste añadido por los diferentes segmentos del mercado sobre el precio del mercado diario continuó descendiendo durante los meses de estudio en relación a los valores máximos alcanzados en marzo y abril, registrando unos valores medios mensuales de 3,15 €/MWh y 3,95 €/MWh en julio y agosto respectivamente. La componente principal responsable del descenso respecto a los meses anteriores fue la reducción del sobrecoste derivado de restricciones al PDBF, gracias a una reducción del número de centrales programadas en este proceso. Esta reducción se encuentra apoyada por el incremento del número de centrales térmicas casadas en el mercado diario por el aumento del hueco térmico. No obstante, durante este periodo se incrementó el número de centrales programadas en el mercado diario ligeramente por debajo de su mínimo técnico a fin de conseguir una posición más competitiva en el

proceso de restricciones técnicas, lo que motivó una vez más la existencia de precios de hasta 10.000 €/MWh asociados a la programación de 1 ó 2 MWh en este proceso.

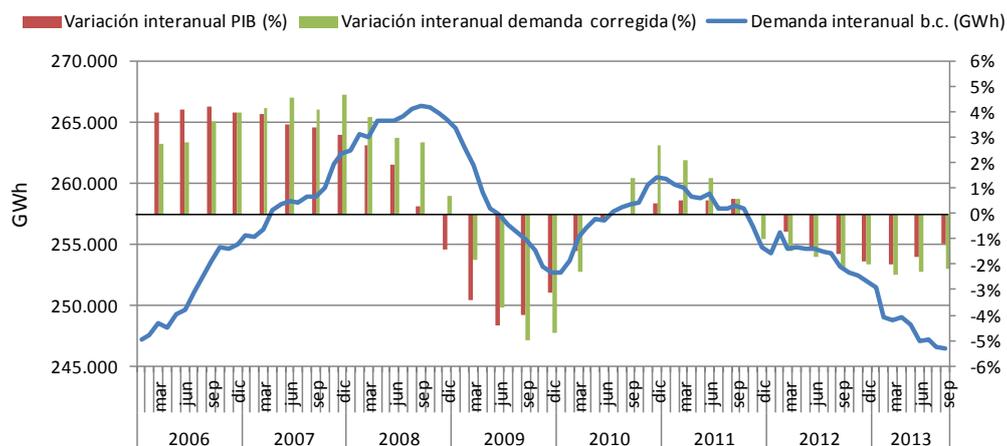
## 2 ANEXO I - INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD

### 2.1 DEMANDA

La demanda interanual en barras de central de energía eléctrica peninsular continuó descendiendo en los meses de julio y agosto, situándose en el nivel registrado en diciembre de 2005, lo que supuso un descenso porcentual en el entorno del 3,2%.

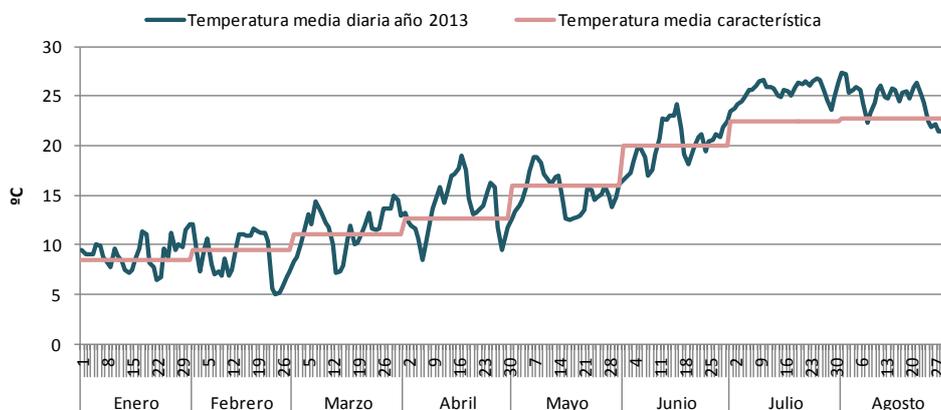
El descenso porcentual de la demanda interanual corregida (temperatura y laboralidad) fue del 2,2%, mientras que la estimación de la variación interanual del PIB tras el tercer trimestre del año se situó en -1,2%. Se aprecia por tanto una moderación en el ritmo de descenso del PIB, que parece trasladarse con menor intensidad a la demanda eléctrica. Este hecho resulta coincidente con la evolución registrada por ambos indicadores a finales de 2009 y principios de 2010, donde la evolución de la demanda siguió a la del PIB con cierto retraso.

**Gráfico 1 - Evolución de la demanda interanual peninsular en barras de central frente a variación interanual del PIB y demanda corregida (datos trimestrales).**



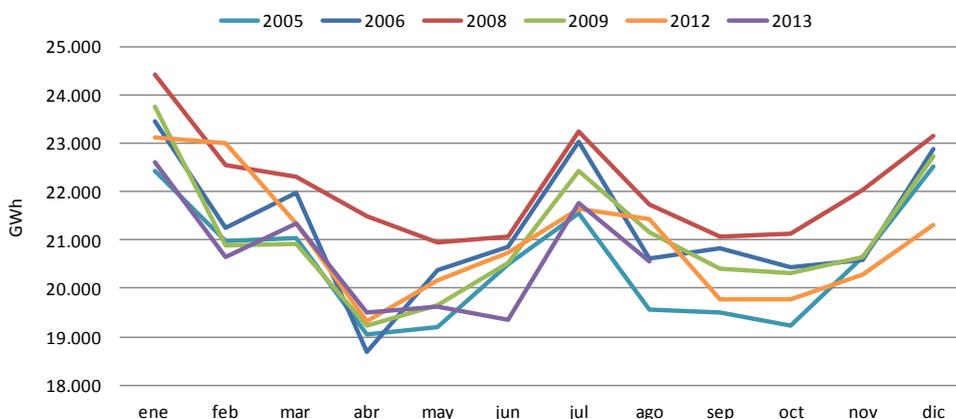
Según datos de la Agencia Estatal de Meteorología, los meses de julio y agosto resultaron en su conjunto más cálidos que la media histórica, como se muestra en el siguiente gráfico.

**Gráfico 2 – Evolución diaria de la temperatura media peninsular y media histórica mensual.**



La demanda mensual registrada en barras de central durante los meses de estudio experimentó un ascenso del 0,5% en mayo (-2,8% en términos corregidos) y un descenso del 3,7% en agosto (-2,1% en términos corregidos).

**Gráfico 3 - Demanda mensual peninsular en barras de central.**

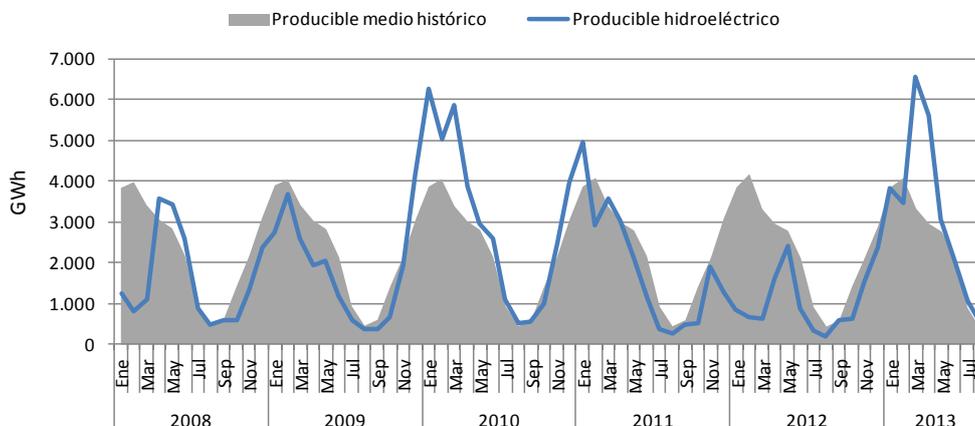


## 2.2 OFERTA

Desde el punto de vista hidrológico, en ambos meses de estudio se registraron unos volúmenes de precipitaciones muy próximos a las medias correspondientes, según datos de la Agencia Estatal de Meteorología.

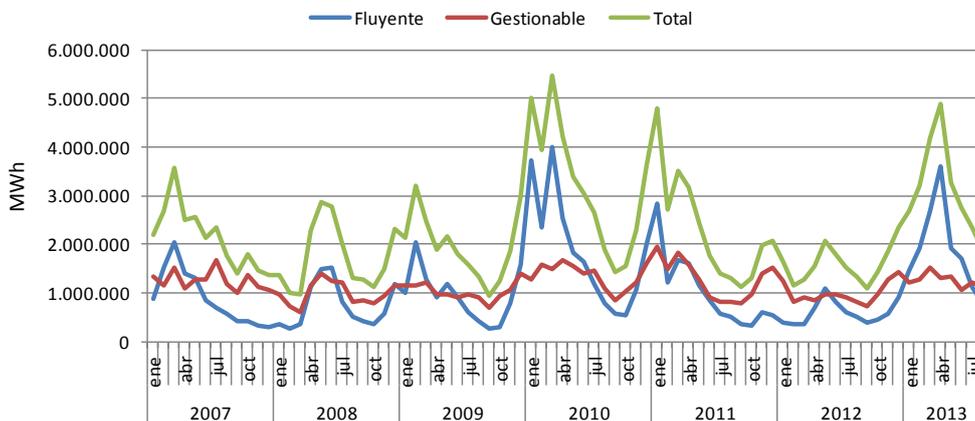
El producible hidroeléctrico continuó descendiendo, situándose tras el mes de agosto en niveles muy próximos al producible medio histórico. Las reservas hidráulicas también se redujeron hasta situarse en niveles similares a los de los años 2010 y 2011.

**Gráfico 4 - Producible hidroeléctrico y valor medio histórico.**



La producción hidráulica total continuó situada en niveles elevados en comparación a los mismos meses de años anteriores, si bien la generación gestionable volvió a situarse por encima de la fluyente en ambos meses. La generación hidráulica en régimen ordinario experimentó un descenso cercano al 30% durante los meses de estudio frente a los dos meses previos.

**Gráfico 5 - Evolución mensual de la producción hidráulica en P48 (Hidráulica y Bombeo-Turbinación)\*.**

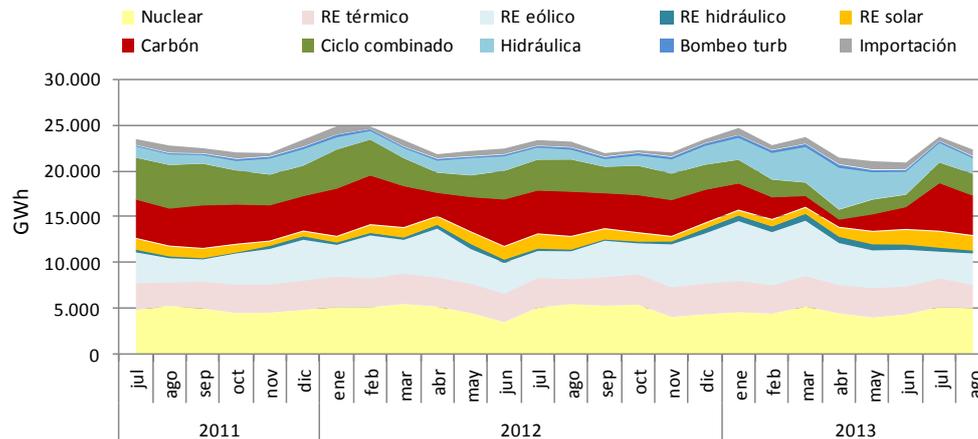


(\*) Producción hidráulica fluyente diaria estimada conforme a una producción horaria constante equivalente a la producción mínima horaria de ese día.

Durante julio y agosto la producción eólica también experimentó un descenso en su conjunto respecto a los dos meses precedentes, en el entorno del 22%. De este modo, el hueco térmico continuó ampliándose, viéndose favorecidas principalmente las centrales de carbón, cuya producción en ambos meses resultó superior al doble de la alcanzada en Julio y Agosto. Por su parte, la producción de los ciclos combinados experimentó un ascenso superior al 50%, mientras que la reducción de la

indisponibilidad nuclear en ambos meses hizo que su producción se incrementara más del 20%. La generación de origen solar continuó en ascenso, alcanzando un valor máximo en el mes de julio en el entorno de los 1,75 TWh.

**Gráfico 6 - Evolución mensual de la producción por tecnologías (P48).**



De este modo, atendiendo a la cuota de generación en P48, la tecnología nuclear se situó al frente en ambos meses con cuotas del 21,8% y 22,7% en julio y agosto respectivamente, mientras que la eólica se situó en niveles relativamente bajos, con cuotas del 12,0% y 15,0%. El hueco térmico se incrementó fuertemente hasta superar el 30% en julio y agosto. Cabe reseñar la elevada cuota alcanzada por las centrales de carbón adscritas al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro en el mes de julio, cercana al 11%. Por su parte, la generación de origen solar alcanzó en ambos meses de estudio cuotas superiores al 7%, manteniéndose así en máximos históricos.

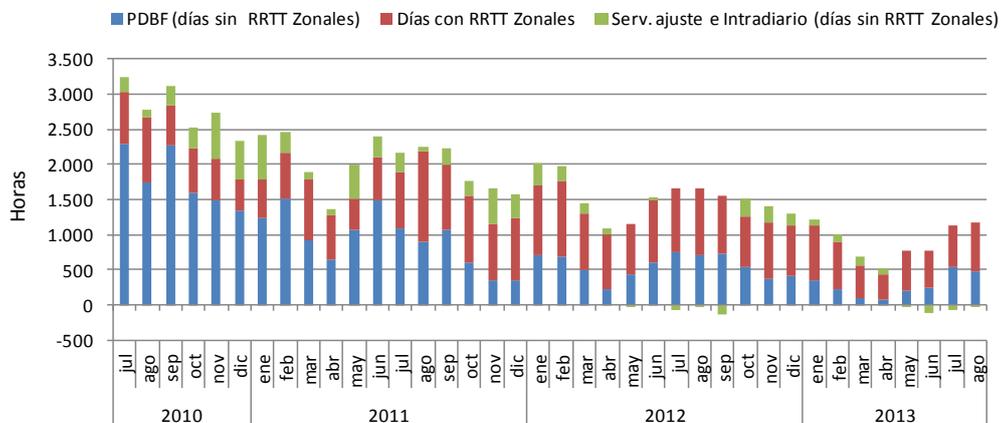
**Cuadro 1 - Generación mensual por tecnología en P48 en zona española.**

Año	Mes	Nuclear	Carbón	Carbón RGS	Ciclo Comb.	Hidráulica	RE eólico	RE hidráulico	RE solar	RE térmico	Bombeo turb	Importación
2010		21,3%	6,2%	1,7%	22,7%	12,9%	15,5%	2,4%	2,6%	12,4%	0,9%	1,3%
2011		20,3%	7,3%	7,6%	18,2%	9,4%	15,3%	1,9%	3,5%	13,5%	0,7%	2,3%
2012	ene	20,8%	10,9%	10,0%	17,0%	5,5%	13,7%	1,3%	2,5%	13,6%	1,1%	3,6%
	feb	20,7%	11,8%	9,7%	15,6%	3,9%	18,8%	1,3%	3,4%	12,9%	0,8%	1,1%
	mar	23,5%	10,8%	8,4%	13,0%	4,9%	15,6%	1,3%	4,4%	14,4%	0,6%	2,9%
	abr	23,9%	8,2%	3,4%	10,0%	6,3%	24,4%	2,1%	4,1%	14,8%	0,8%	2,0%
	may	20,3%	9,9%	7,1%	10,6%	8,7%	16,7%	2,8%	5,8%	14,8%	0,6%	2,5%
	jun	15,7%	13,0%	9,8%	13,8%	7,3%	14,5%	1,9%	6,3%	14,2%	0,7%	2,7%
	jul	21,9%	12,6%	7,6%	14,3%	5,8%	12,3%	1,4%	6,7%	14,1%	0,7%	2,6%
	ago	23,6%	12,6%	8,4%	15,0%	4,8%	12,8%	1,1%	6,0%	12,1%	0,9%	2,6%
	sep	24,2%	10,5%	7,0%	13,1%	4,1%	18,0%	0,9%	5,2%	14,4%	1,0%	1,7%
	oct	24,3%	12,2%	6,1%	14,3%	5,3%	14,9%	1,1%	4,2%	15,2%	1,1%	1,2%
	nov	18,6%	12,5%	5,5%	13,1%	7,3%	21,0%	1,7%	2,3%	15,0%	1,1%	2,0%
	dic	18,6%	10,5%	4,8%	11,6%	8,9%	23,2%	2,5%	2,4%	14,5%	1,1%	1,9%
2013	ene	18,6%	10,6%	1,1%	10,4%	9,8%	26,4%	2,6%	2,2%	14,2%	1,2%	3,1%
	feb	19,5%	9,0%	1,5%	8,4%	12,9%	25,3%	2,9%	3,1%	13,9%	1,2%	2,2%
	mar	22,1%	4,8%	0,3%	6,2%	16,4%	25,6%	3,3%	2,8%	14,2%	1,3%	3,1%
	abr	20,9%	3,7%	0,3%	5,0%	21,5%	21,0%	3,5%	4,6%	14,8%	1,5%	3,3%
	may	19,1%	6,4%	2,4%	7,6%	14,4%	19,1%	3,6%	6,5%	15,6%	1,1%	4,2%
	jun	20,8%	6,4%	5,2%	6,5%	12,2%	18,8%	3,1%	7,7%	14,9%	1,0%	3,4%
	jul	21,8%	11,2%	10,8%	9,4%	9,2%	12,0%	2,2%	7,4%	13,5%	0,8%	1,9%
	ago	22,7%	12,0%	7,4%	10,7%	7,8%	15,0%	1,8%	7,2%	11,6%	0,7%	3,1%

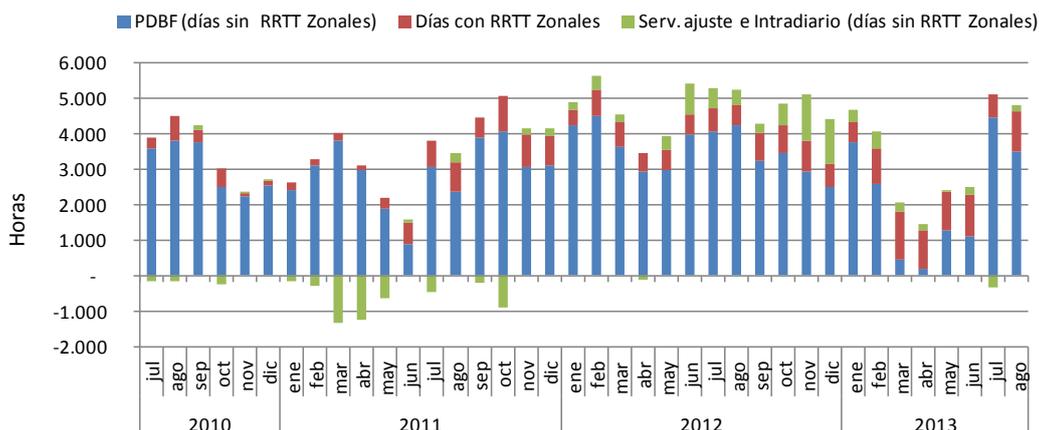
Similar a lo acontecido en los meses de Julio y Agosto, tras el reducido hueco térmico registrado en marzo y abril, durante los meses de estudio el funcionamiento de los ciclos combinados evolucionó al alza, si bien se mantuvo en niveles inferiores a los registrados en los mismos meses de años anteriores. De este modo, las horas equivalentes de funcionamiento de las centrales de ciclo combinado se situaron en el entorno de las 1.100 horas en ambos meses.

Las centrales de carbón no adscritas al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro recuperaron niveles máximos de funcionamiento, alcanzando entorno a 5.000 horas equivalentes de funcionamiento anual.

**Gráfico 7 - Evolución mensual de las horas equivalentes de funcionamiento anual de ciclos combinados.**



**Gráfico 8 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de centrales de carbón no RGS.**



En el siguiente cuadro se muestra la evolución mensual del reparto del total de la generación en P48 por grupo empresarial. El fuerte incremento del funcionamiento de las centrales de carbón junto a la caída del régimen especial permitió recuperar cuota de generación a Endesa, E.On, Hidrocantábrico y Gas Natural Fenosa, esta última también ayudada por la recuperación del funcionamiento de sus ciclos combinados.

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

Años	Mes	END	IB	GN-UF	HC	EON	Otros
2011	jul	29,0%	18,5%	12,9%	5,0%	4,4%	30,2%
	ago	26,1%	19,0%	13,7%	6,0%	6,3%	28,9%
	sep	26,1%	19,2%	14,0%	6,5%	4,7%	29,6%
	oct	28,9%	17,2%	14,3%	6,6%	3,5%	29,5%
	nov	25,3%	20,4%	13,9%	5,9%	4,2%	30,4%
	dic	21,2%	22,1%	13,4%	5,9%	5,1%	32,3%
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%
	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%

## 2.3 MERCADO

### 2.3.1 Componentes del precio final del mercado de producción

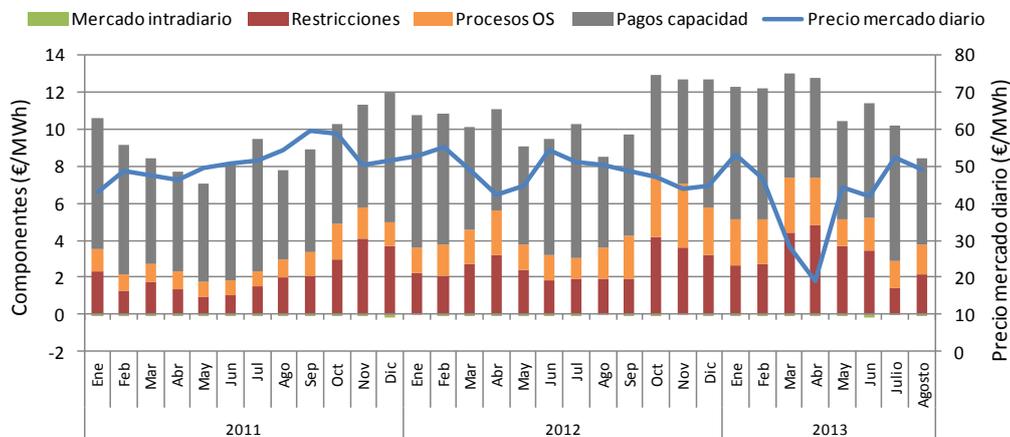
En términos unitarios, los distintos componentes del precio horario final del mercado se reflejan en el siguiente cuadro.

**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							
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

Tanto la componente asociada al proceso de restricciones como aquella asociada a otros procesos del Operador del Sistema continuaron su tendencia descendente durante los meses de julio y agosto, destacando el comportamiento de la primera, principalmente en el mes de julio (1,4 €/MWh). Este descenso se fundamentó principalmente en el elevado hueco térmico que se registró en ese periodo, lo que garantizó un mayor número de centrales térmicas despachadas en el mercado diario, abaratando así el coste de estos procesos de operación.

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

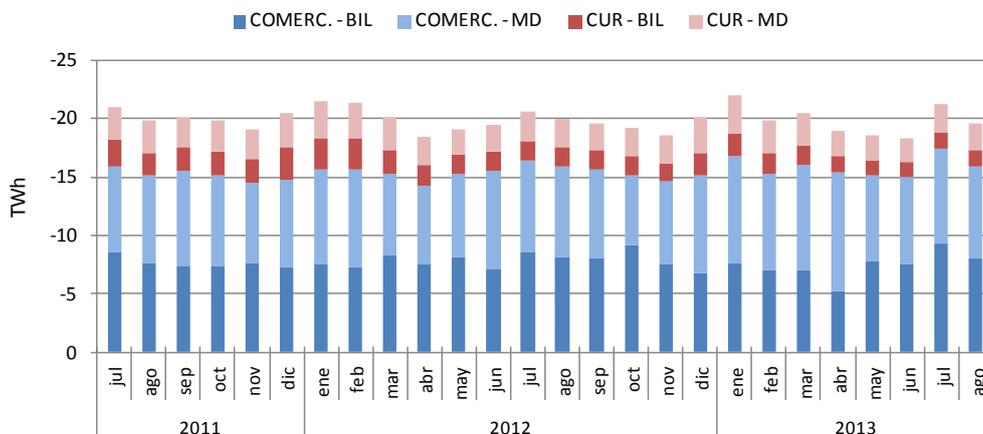


Los precios horarios punta alcanzados durante ambos meses se incrementaron respecto a meses anteriores, con valores en el entorno de los 75 €/MWh. No se registraron horas de precio cero durante el periodo de estudio.

### 2.3.2 Programa Diario Base de Funcionamiento

Desde el punto de vista de las compras, la cuota de suministro en mercado libre se mantiene estable en el 81,5% desde el pasado mes de mayo. Esto supone dos puntos porcentuales por encima de los mismos meses del año anterior.

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



Atendiendo a la cuota de demanda en el Programa Diario Base de Funcionamiento por grupo empresarial no se aprecian cambios significativos respecto a los meses previos.

La comercializadora libre de E.On mantuvo su línea ascendente, manteniéndose en cuotas en el entorno del 3%. Por su parte, la comercializadora libre de Hidrocantábrico también continuó consolidando la recuperación de su cuota, manteniéndose por encima del 7%, tras el descenso experimentado en la segunda mitad de 2012 y principios de 2013.

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

Año	Mes	END	IB	GNF	HC	EON	Otros	CUR
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%

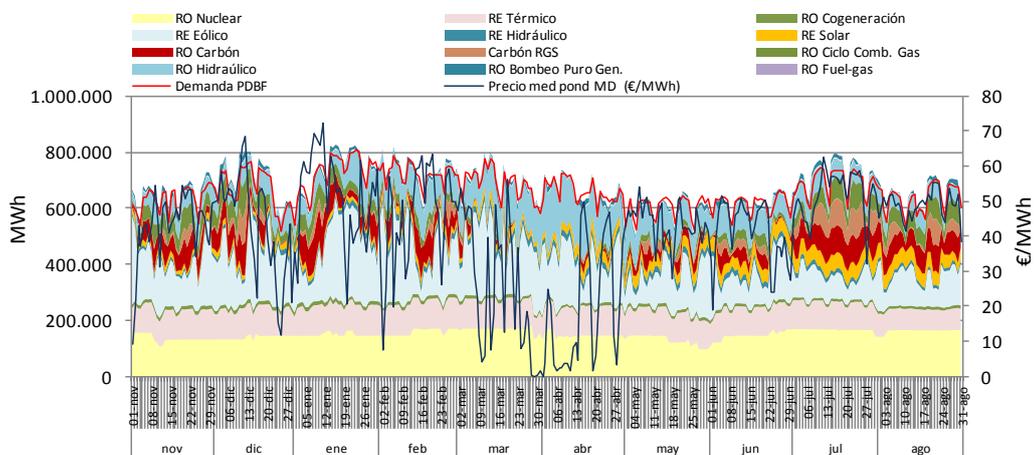
Desde el punto de vista de las ventas en PDBF, Endesa experimentó un fuerte repunte en su cuota en ambos meses de estudio, gracias al importante ascenso de sus centrales de carbón, consiguiendo un porcentaje cercano al 33% en el mes de julio, superando así al conjunto de los grupos no ligados a los grupos energéticos tradicionales en ese mes, lastrados por la caída de la generación en régimen especial. Desde octubre de 2011 Endesa no alcanzaba una cuota de generación en PDBF tan elevada. Cabe reseñar también la recuperación de Gas Natural Fenosa, quien, impulsada por el elevado funcionamiento de sus ciclos en PDBF, alcanzó cuotas que duplicaron a las registradas en Julio y Agosto.

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

Años	Mes	END	IB	GN-UF	HC	EON	Otros
2011	jul	28,5%	20,1%	9,7%	3,6%	2,8%	35,3%
	ago	26,9%	20,6%	9,1%	5,2%	4,7%	33,5%
	sep	27,7%	19,6%	9,9%	6,5%	3,4%	33,0%
	oct	32,2%	17,5%	8,9%	6,3%	2,5%	32,5%
	nov	27,1%	21,6%	8,6%	5,0%	2,6%	35,1%
	dic	22,1%	23,1%	9,1%	5,5%	3,2%	37,0%
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%

El precio medio del mercado diario en los meses de julio y agosto se situó en 51,16 €/MWh y 48,09 €/MWh respectivamente, lo que supone un ascenso frente a los valores alcanzados en Julio y Agosto (43,45 €/MWh y 40,87 €/MWh). Este ascenso está originado fundamentalmente por la caída de la eolicidad y la hidráulica, como se ha comentado anteriormente, tecnologías cuyas cuotas de generación en PDBF descendieron considerablemente durante los meses de estudio en comparación con meses anteriores. Adicionalmente, cabe citar el incremento de la demanda peninsular y de las exportaciones registradas en este periodo. De este modo, el hueco térmico en PDBF se incrementó hasta cuotas del 28% y 25% en julio y agosto respectivamente.

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

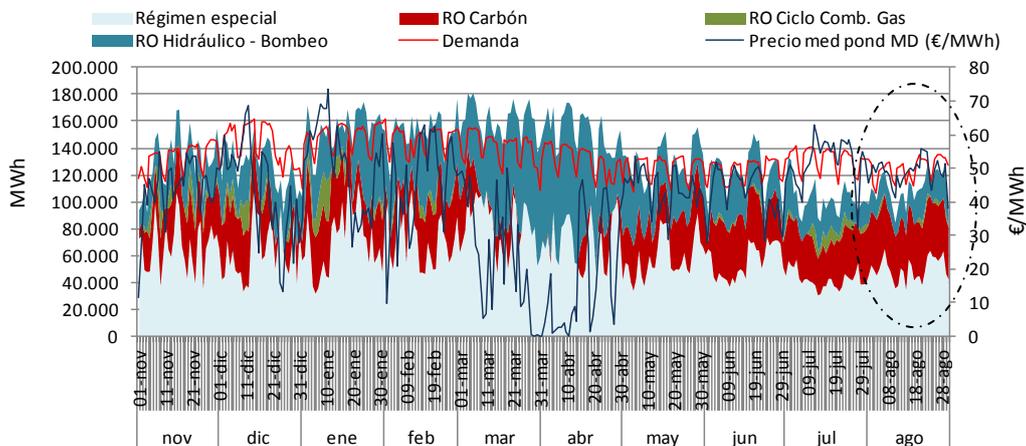


**Cuadro 6 – Cuota de generación por tecnología en PDBF.**

Año	Mes	RO Nuclear	RO Carbón	Carbón RGS	RO Ciclo Comb. Gas	RE Eólico	RO Hidráulico	RO Bombeo Puro Gen.	RE Solar	RO Cogeneración	RE Hidráulico	RE Térmico	RO Fuel-gas
2012	nov	21,13%	8,80%	1,77%	8,48%	26,76%	8,79%	2,27%	2,70%	2,00%	1,88%	15,38%	0,05%
	dic	20,45%	6,65%	2,80%	8,26%	28,75%	9,64%	1,70%	2,80%	2,00%	2,58%	14,31%	0,05%
2013	ene	20,52%	9,42%	1,22%	6,38%	30,14%	10,42%	1,62%	2,03%	1,94%	2,45%	13,81%	0,04%
	feb	21,71%	6,97%	1,61%	3,65%	28,76%	14,09%	1,39%	3,02%	1,80%	3,03%	13,92%	0,05%
	mar	24,39%	1,70%	0,22%	1,44%	30,50%	17,93%	1,18%	3,05%	1,79%	3,47%	14,27%	0,05%
	abr	22,29%	0,73%	0,19%	0,84%	26,06%	23,03%	1,91%	5,06%	1,48%	3,64%	14,73%	0,04%
	may	22,15%	4,89%	1,61%	2,75%	21,98%	16,10%	1,78%	6,52%	1,91%	3,94%	16,31%	0,06%
	jun	23,86%	4,32%	2,35%	4,08%	21,29%	13,87%	1,60%	7,84%	1,77%	3,43%	15,55%	0,06%
	jul	23,14%	11,54%	8,75%	7,80%	12,96%	9,54%	1,62%	7,79%	1,41%	2,32%	13,10%	0,04%
	ago	25,19%	11,19%	4,50%	8,92%	17,46%	8,50%	1,27%	7,87%	1,60%	1,99%	11,50%	0,02%

Similar a lo acontecido en España, el PDBF portugués experimentó un fuerte ascenso del hueco térmico, el cual alcanzó en ambos meses el 38%. Cabe reseñar el leve incremento del funcionamiento de las centrales de ciclo combinado en Portugal durante el mes de julio, las cuales alcanzaron una cuota del 5% (cuando en meses anteriores ésta llegó a registrar valores nulos), favorecidas por la caída de la hidráulica y la generación de régimen especial y el aumento de la demanda, como se verá posteriormente en este informe.

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

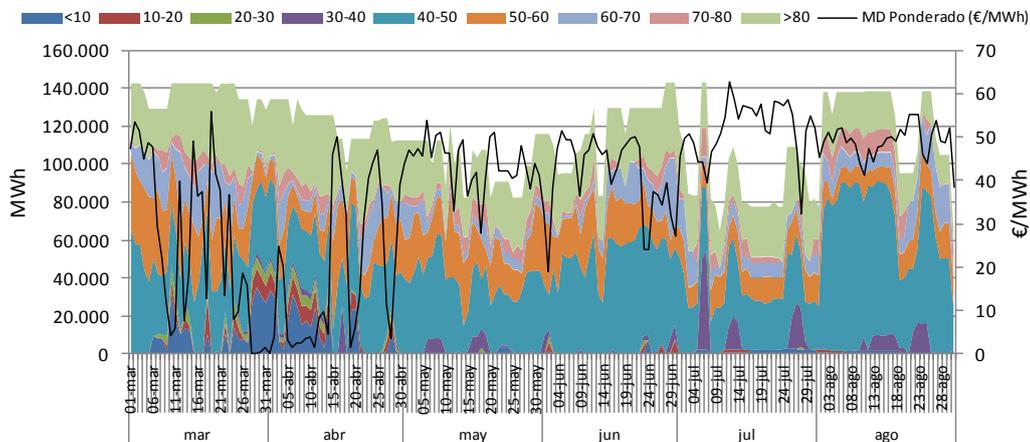


### 2.3.3 Análisis de ofertas

Como se ha comentado anteriormente, durante los meses de estudio se registró un incremento de los precios medios del mercado diario (51,16 €/MWh y 48,09 €/MWh en julio y agosto respectivamente), pudiéndose destacar el periodo comprendido entre el 12 y el 25 de julio, cuando en 10 de esos días se superó un precio medio diario de 55 €/MWh, con un máximo de 61,86 €/MWh el primer día de dicho periodo.

Analizando el precio de las ofertas al mercado diario por tecnología de producción, las centrales de carbón (excluidas aquellas adscritas al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro) no presentaron una variación significativa de precios respecto a los meses precedentes. Las importantes variaciones del volumen total ofertado que pueden apreciarse en el gráfico siguiente durante el mes de julio corresponden principalmente a la variación experimentada por energía negociada a través de contratos bilaterales.

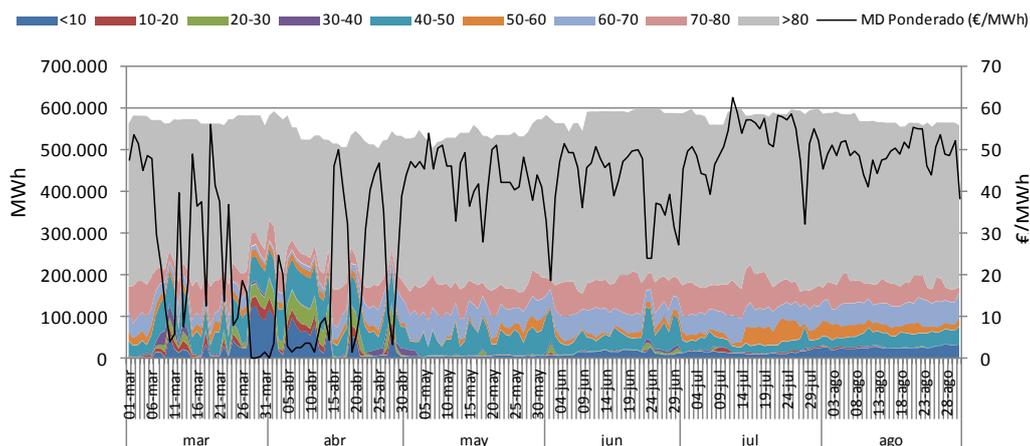
**Gráfico 13 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales de carbón no RGS.\***



(\*) 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.

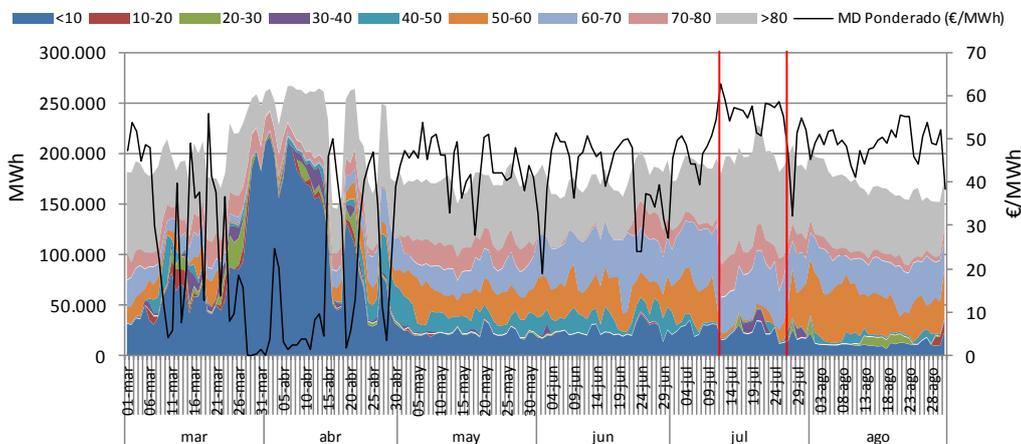
Si bien los ciclos combinados incrementaron ligeramente sus ofertas, reduciendo la banda entre 40-50 €/MWh, también aumentó el volumen de energía ofertado entre 50-60 €/MWh, reduciéndose la banda entre 60-70 €/MWh (principalmente en el mes de julio).

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



Por su parte, los precios de las ofertas de las centrales hidráulicas presentaron un fuerte incremento en dicho periodo (del 12 al 25 de julio), variando las ofertas de un volumen significativo de energía del entorno de los 50-60 €/MWh a los 60-70 €/MWh.

**Gráfico 15 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales hidráulicas en régimen ordinario.**



### 2.3.4 Análisis de costes

Las referencias de gas natural NBP y SWE evolucionaron de forma pareja desde los máximos mensuales alcanzados en marzo (38,00 €/MWh y 41,50 €/MWh respectivamente), presentando una tendencia descendente, registrando así unos valores medios en julio y agosto de 28,46 €/MWh y 33,56 €/MWh.

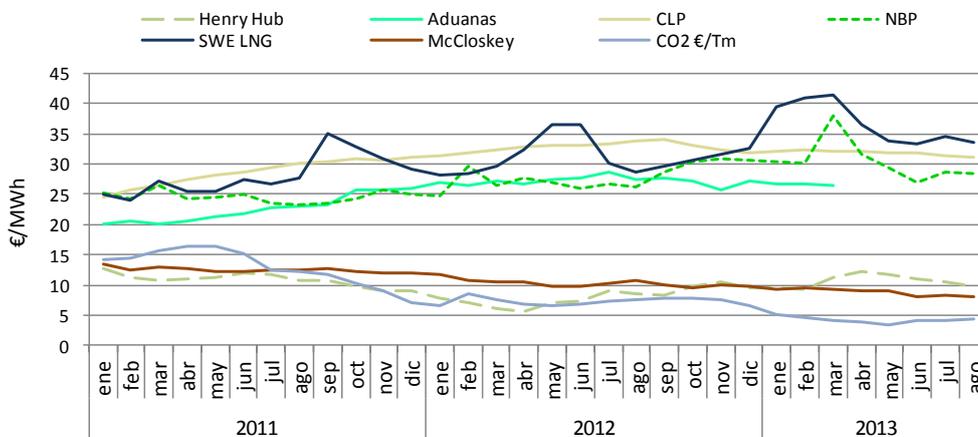
La referencia de largo plazo para los contratos de suministro de gas (CLP) indexada al precio del Barril de petróleo Brent, presentó leves variaciones en lo que va de año, manteniéndose estable en los últimos meses ligeramente por encima de los 31 €/MWh.

La referencia Henry Hub de Estados continuó su tendencia descendente, ayudada por el fortalecimiento del euro frente al dólar, alcanzando así un valor medio en agosto de 9,74 €/MWh.

La referencia de carbón McCloskey presentó cierta estabilidad en los últimos tres meses, manteniéndose situada en el entorno de los 8,2 €/MWh.

El precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, también se estabilizó en los últimos meses en el entorno de los 4,3 €/Tm.

**Gráfico 16 - Precios medios diarios de combustibles y CO2.**



### 2.3.5 El MIBEL y otros mercados europeos

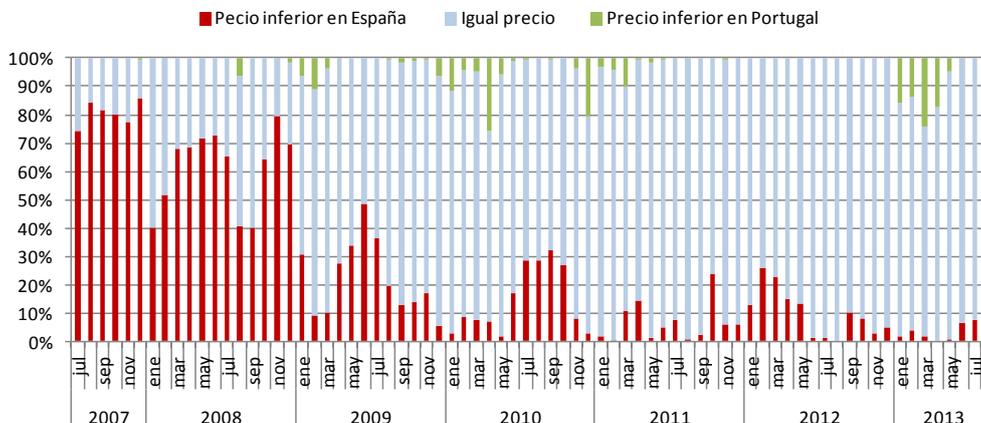
El precio medio mensual del mercado diario en zona española correspondiente a los meses de julio y agosto fue de 51,16 €/MWh y 48,09 €/MWh respectivamente, mientras que en zona portuguesa fue de 51,40 €/MWh y 48,12 €/MWh, confirmándose así la vuelta a la situación previa a los primeros meses de este año, registrándose de forma generalizada precios inferiores en zona española en las horas de desacoplamiento de mercados.

**Gráfico 17 – Separación de mercados: evolución horaria del spread de precios entre la zona española y portuguesa.**

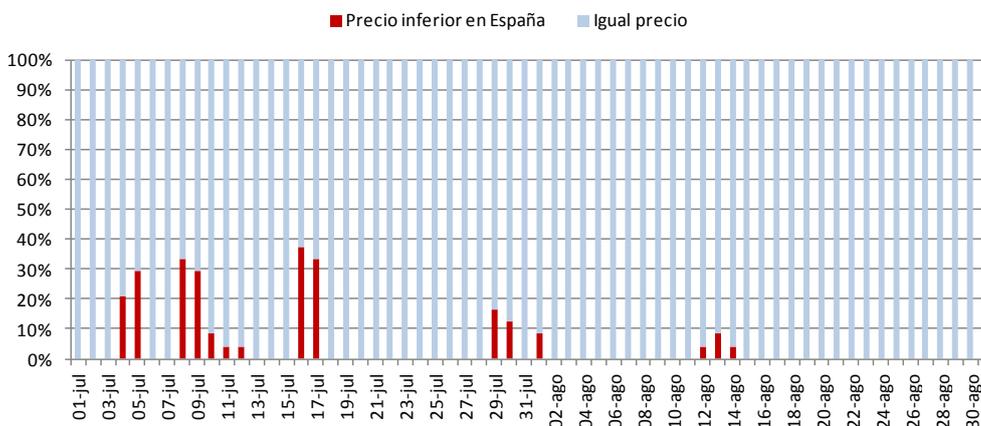
Año	Mes	Precio ES €/MWh	Precio PT €/MWh	Spread PT-ES €/MWh
2011	ene	41,52	41,60	0,08
	feb	48,03	47,91	-0,12
	mar	46,70	47,32	0,62
	abr	45,45	46,85	1,40
	may	48,90	49,02	0,12
	jun	50,00	50,64	0,64
	jul	50,82	51,15	0,34
	ago	53,53	53,60	0,07
	sep	58,47	58,56	0,09
	oct	57,46	59,22	1,76
	nov	48,38	49,10	0,72
	dic	50,07	50,66	0,59
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

El acoplamiento medio del MIBEL en julio y agosto fue del 93% y 99% respectivamente. En ambos meses, la totalidad de las horas de desacoplamiento se resolvieron con un precio inferior en zona española.

**Gráfico 18 - Separación de mercados: evolución mensual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal.**



**Gráfico 19 - Separación de mercados: evolución diaria del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior. Julio y Agosto 2013.**



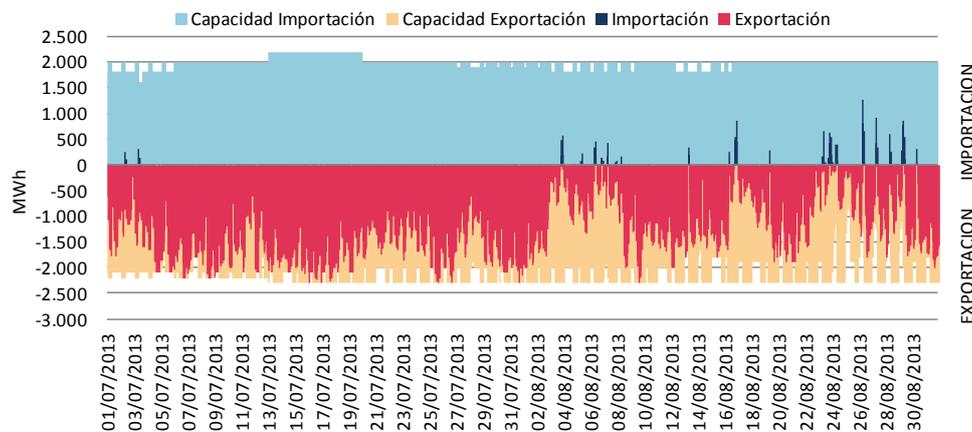
Durante los meses de julio y agosto se incrementó el uso de la interconexión con Portugal, en sentido exportador principalmente, con unas medias mensuales de utilización de la capacidad total de interconexión en este sentido del 68% y 43% respectivamente. La utilización en sentido importador fue muy reducida, con porcentajes prácticamente nulos en ambos meses. Los saldos netos mensuales respectivos en la interconexión resultaron exportadores por valor de 1.091 GWh y 659 GWh.

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

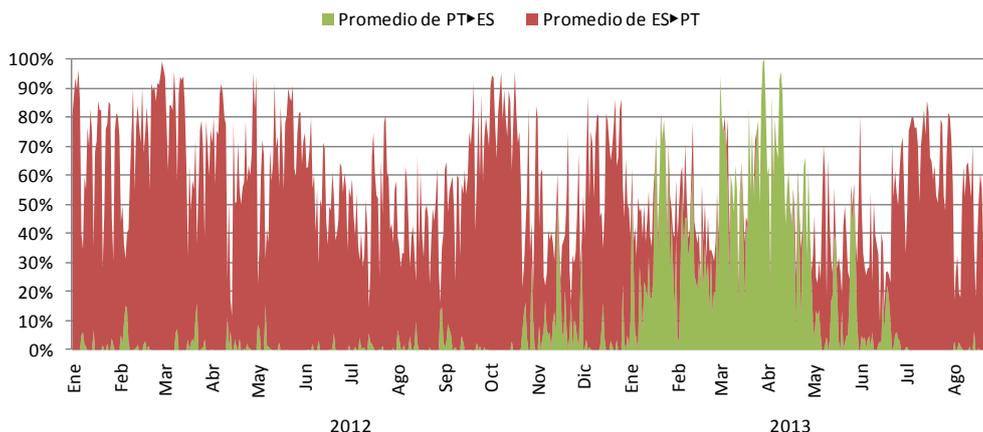
ES→PT en un 2% y 11% del total de horas de los meses de julio y agosto, representando una reducción total de 4 GW y 42,7 GW respectivamente. Dichos valores resultan muy inferiores a los registrados en meses previos, debido fundamentalmente al descenso de la eolicidad.

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

**Gráfico 20 - Capacidad y uso de interconexión España-Portugal (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Julio y Agosto 2013.**



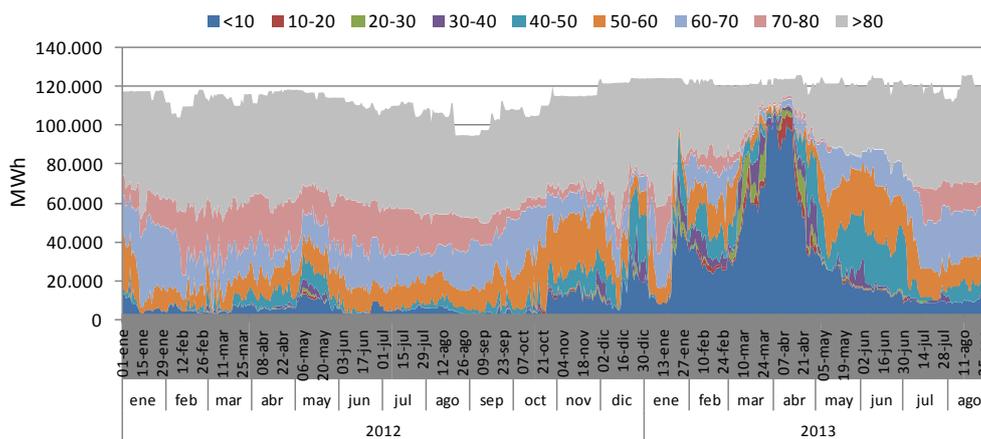
**Gráfico 21 - Porcentaje promedio diario de utilización de la interconexión España-Portugal por sentido de flujo.**



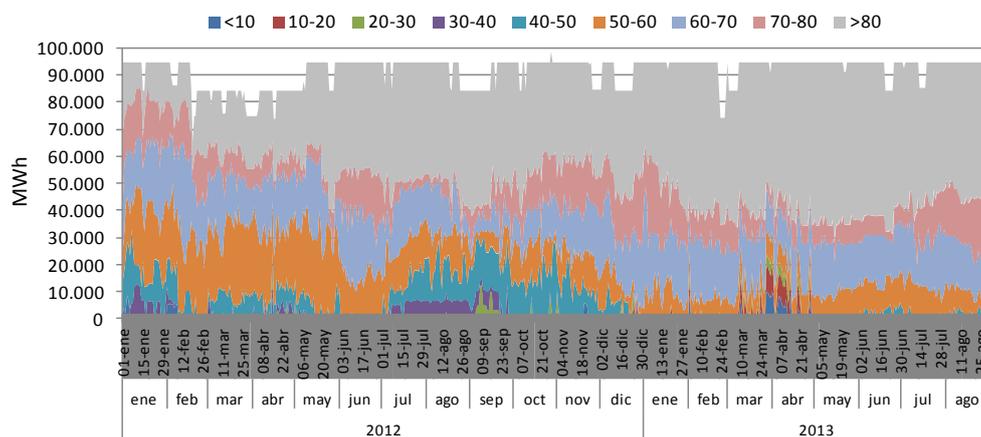
Atendiendo a las ofertas al mercado diario de las principales tecnologías en Portugal, se observó un encarecimiento de la oferta hidráulica, principalmente durante el mes de julio, lo que, sumado al alza de la demanda y la caída de la generación en régimen especial, podría haber dado pie a la mayor participación de los ciclos combinados en

dicho mes, como se comentaba anteriormente, si bien, éstos seguirían resultando menos competitivos que los españoles, lo que habría podido motivar el aumento de las exportaciones y del spread Portugal-España. Por su parte, las centrales de carbón no presentaron variación significativa en el precio de sus ofertas, resultando así despachada de forma diaria la práctica totalidad de la potencia ofertada.

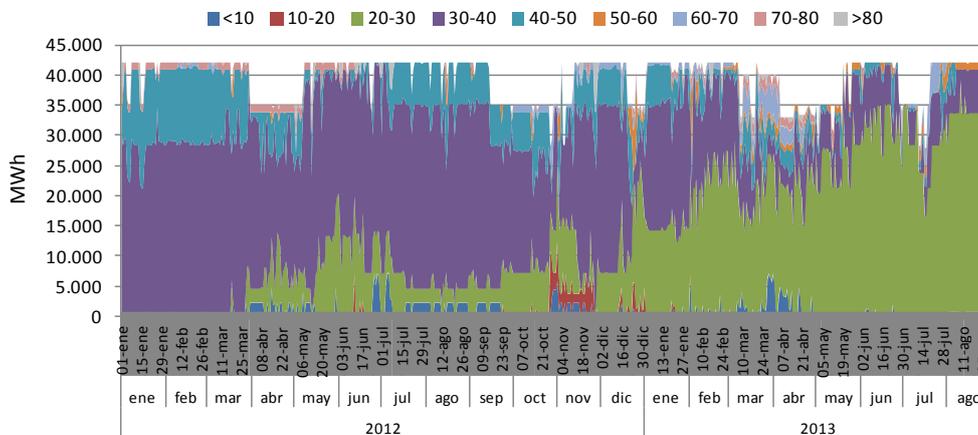
**Gráfico 22 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales hidráulicas de Portugal.**



**Gráfico 23 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales de ciclo combinado de Portugal.**

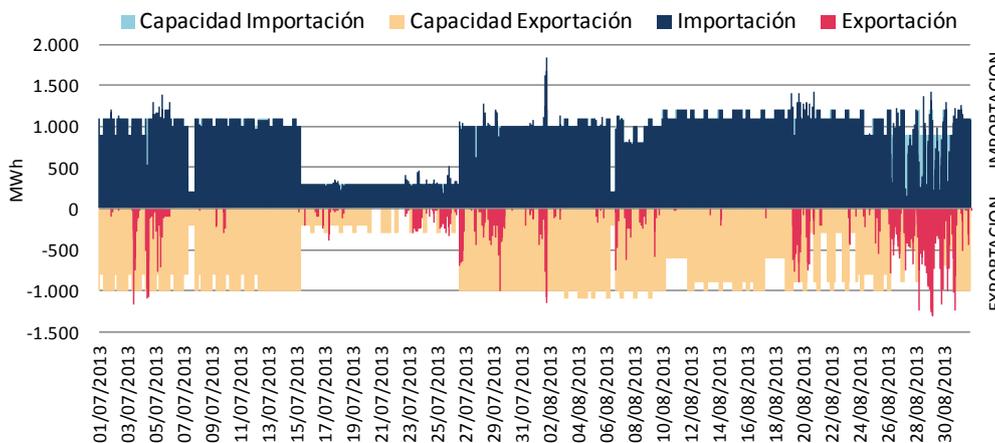


**Gráfico 24 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales de carbón de Portugal.**



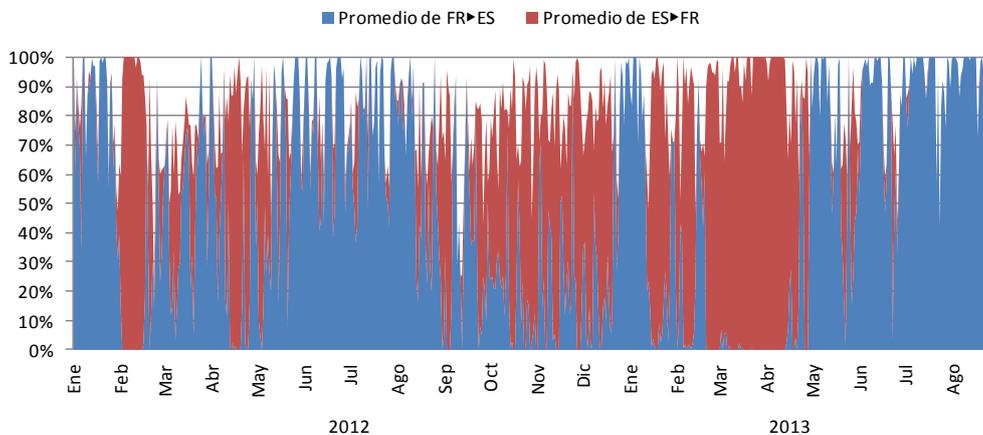
El precio medio mensual del mercado francés durante los meses de julio y agosto fue de 34,36 €/MWh y 35,18 €/MWh. Similar a lo acontecido en los meses de Julio y Agosto, el menor precio registrado en este mercado derivó en un uso intensivo de la interconexión en sentido importador, alcanzando unas cuotas de utilización en este sentido del 92% y 87% en julio y agosto respectivamente. Las cuotas de exportación resultaron muy reducidas, con valores respectivos del 1% y 4%. Esto se tradujo en unos saldos netos mensuales importadores de 520 GWh y 675 GWh respectivamente. El spread ES-FR fue de 17,05 €/MWh y 12,93 €/MWh en julio y agosto respectivamente, mientras que el resultado de las subastas mensuales explícitas en sentido FR→ES fue de 16 €/MW y de 16,84 €/MW en esos mismos meses.

**Gráfico 25 - Capacidad y uso de interconexión España-Francia (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Julio y Agosto 2013.**



Nota: Descargo programado 7 de julio, del 15 al 26 de julio, 6 y 29 de agosto.

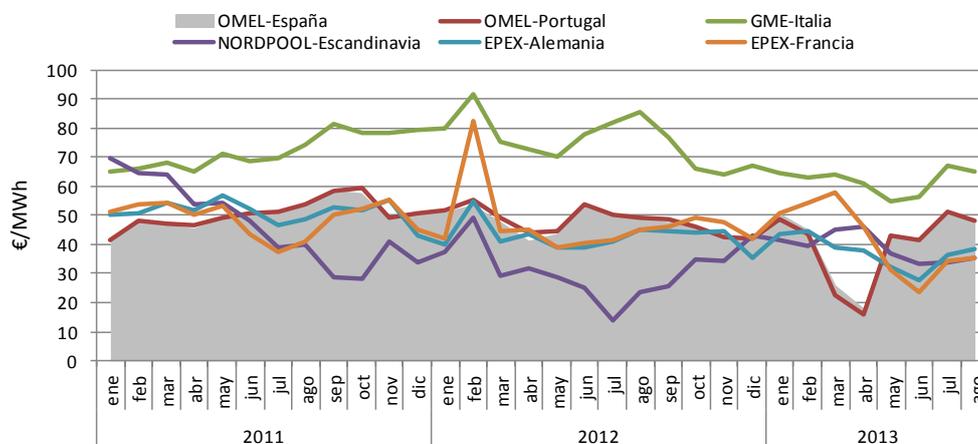
**Gráfico 26 - Porcentaje promedio diario de utilización de la interconexión España-Francia por sentido de flujo.**



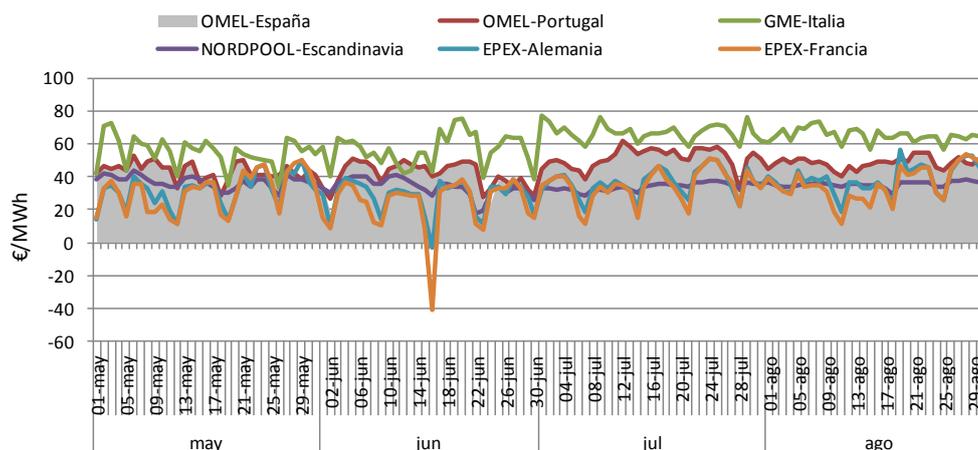
La supresión en la Ley 3/2013, de 4 de junio, de la restricción que impedía llevar a cabo importaciones de energía desde el sistema francés a los operadores dominantes (Endesa, Iberdrola, Gas natural Fenosa y EDP/Hidrocantábrico), dio lugar al inicio de dicha actividad por parte de todos estos operadores. No obstante, el volumen de energía importada por estos operadores dominantes respecto al volumen total importado resulta, por el momento, poco significativo (1% y 13% de las importaciones en julio y agosto respectivamente), posiblemente motivado por el elevado precio resultante en las subastas mensuales de capacidad, que en el caso de agosto fue significativamente superior al spread del precio ES-FR.

Durante los meses de estudio se registró un ascenso generalizado de las principales referencias europeas. Si bien, mientras que el mercado italiano reflejaba en el mes de agosto un ascenso similar al del MIBEL respecto al pasado mes de junio (16%), hasta un valor medio de 65,01 €/MWh, el Nordpool escandinavo presentó cierta estabilidad (35,40 €/MWh) y los EPEX alemán y francés experimentaron ascensos más significativos (37% y 50%), alcanzando así precios medios en agosto de 38,23 €/MWh y 35,18 €/MWh respectivamente. El precio del MIBEL se situó en los meses de estudio por encima de las referencias centroeuropeas en línea con lo sucedido en los meses estivales en años anteriores, favorecido por el efecto de la temperatura.

**Gráfico 27 - Comparativa de precios medios mensuales OMEL con el resto de mercados europeos.**



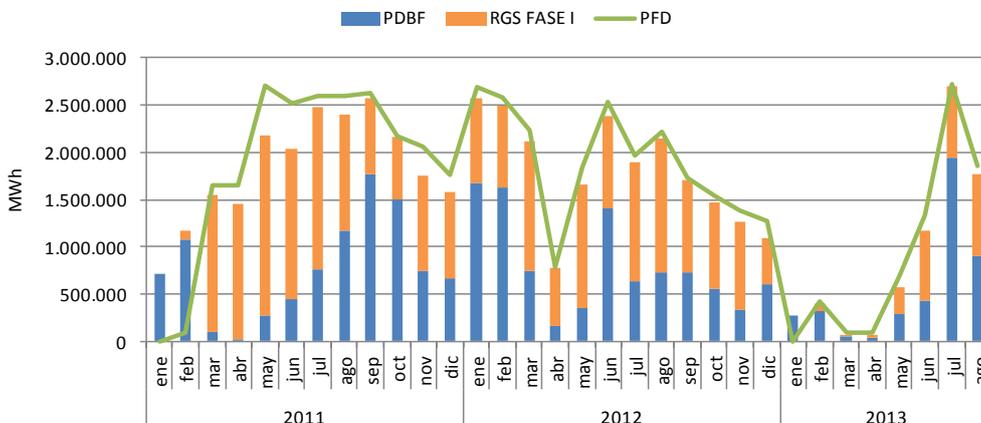
**Gráfico 28 - Comparativa de precios medios diarios OMEL con el resto de mercados europeos. Mayo – Agosto 2013.**



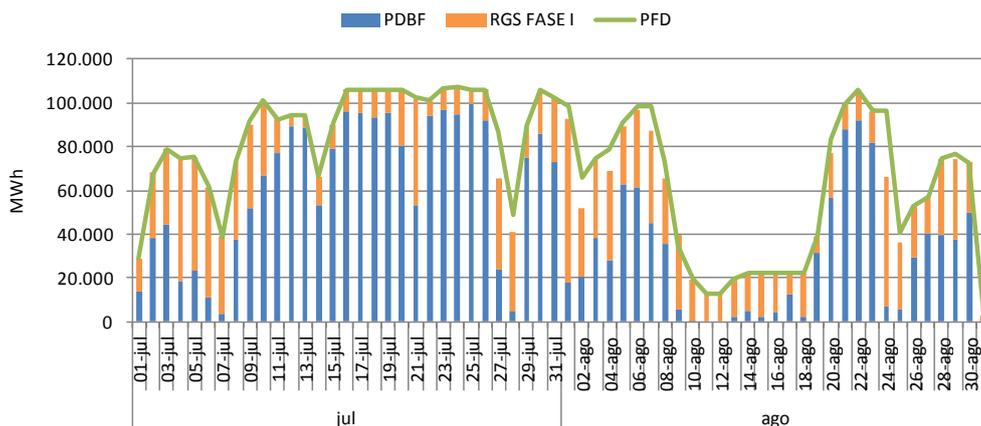
### 2.3.6 Restricciones por Garantía de Suministro

Conforme a la Resolución de 13 de febrero de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2013, el volumen máximo de producción quedó fijado en 20,054 TWh. El volumen producido entre enero y agosto de este año ascendió a 6,2 TWh (2,23 TWh hasta junio), lo que supone el 31% del total establecido. De acuerdo con el último plan de producción anual realizado por el OS en el mes de septiembre, está prevista la producción del 80% de los valores máximos anuales de producción establecidos para 2013 en la Resolución arriba mencionada.

**Gráfico 29 - Programación mensual en PDBF y en RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento.**



**Gráfico 30 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento. Julio y Agosto 2013.**

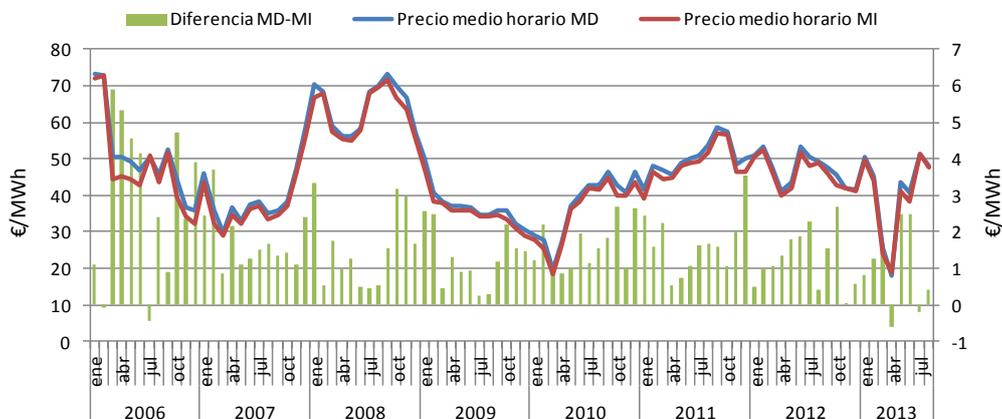


El coste correspondiente al proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro en los meses de julio y agosto fue de 56 M€ y 41 M€ respectivamente, ascendiendo así el coste acumulado a 31 de agosto de 2013 a 148 M€.

### 2.3.7 Mercado Intradiario

El precio medio horario del mercado intradiario fue de 51,36 €/MWh para el mes de julio y de 47,66 €/MWh para agosto, mientras que el precio medio aritmético del mercado diario fue de 51,16 €/MWh y 48,09 €/MWh respectivamente. De este modo, la diferencia entre ambos mercados (MD-MI) resultó inferior a la registrada en meses anteriores.

**Gráfico 31 - Evolución mensual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradía.**



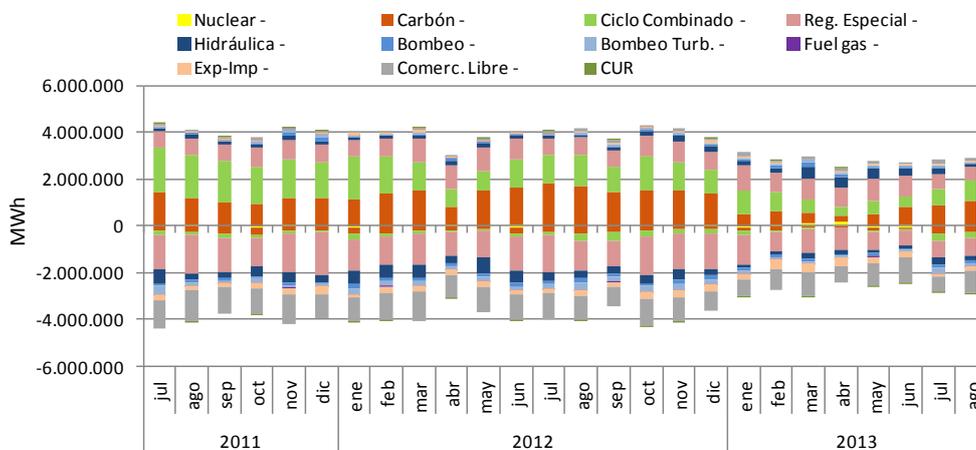
Los volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios representaron el 10,2% y 11,4% en julio y agosto (14,4% y 15,5% en 2012) respectivamente de la energía negociada en PDBF, mientras que el incremento neto de generación fue del 2,4% y 4,4% respectivamente (4,9% y 5,7% en 2012).

El aumento de programación de las centrales de carbón RGS conllevó el incremento de programación de las plantas de carbón no RGS en el mercado intradiario tras sufrir un mayor recuadre en el proceso de Resolución de restricciones por garantía de suministro, principalmente en el mes de agosto.

No obstante, este incremento de la generación se vio compensado en parte por el incremento de la energía a bajar en mercados intradiarios por los ciclos combinados, originado fundamentalmente por el aumento del número de ciclos combinados que, tras casar por debajo de mínimo técnico en mercado diario, no resultaron programados por restricciones y optaron por deshacer programa en estos mercados.

El volumen de energía negociada en mercados intradiarios continuó situado en niveles inferiores a los previos al Real Decreto ley 2/2013 (norma con la que todo el régimen especial pasa a ser suministrado a tarifa).

**Gráfico 32 - Evolución mensual de las compras y ventas en intradiario por tecnología.**

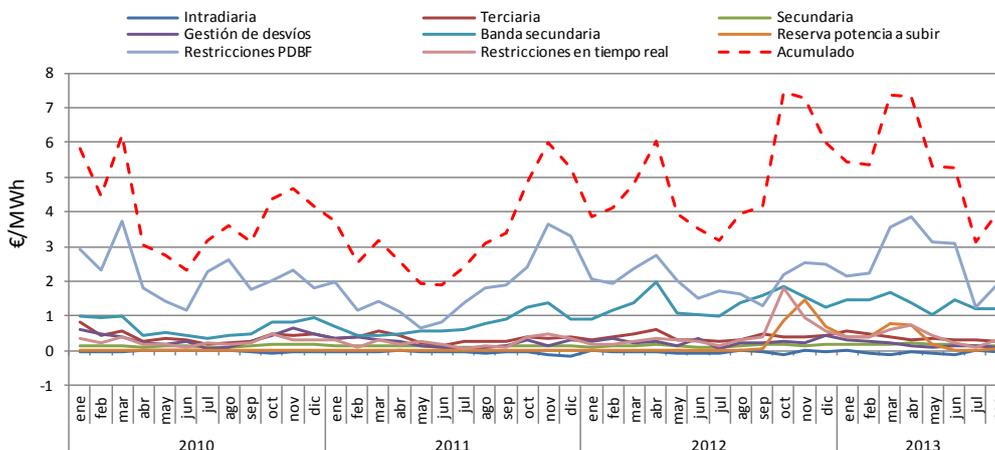


### 2.3.8 Servicios de ajuste del sistema

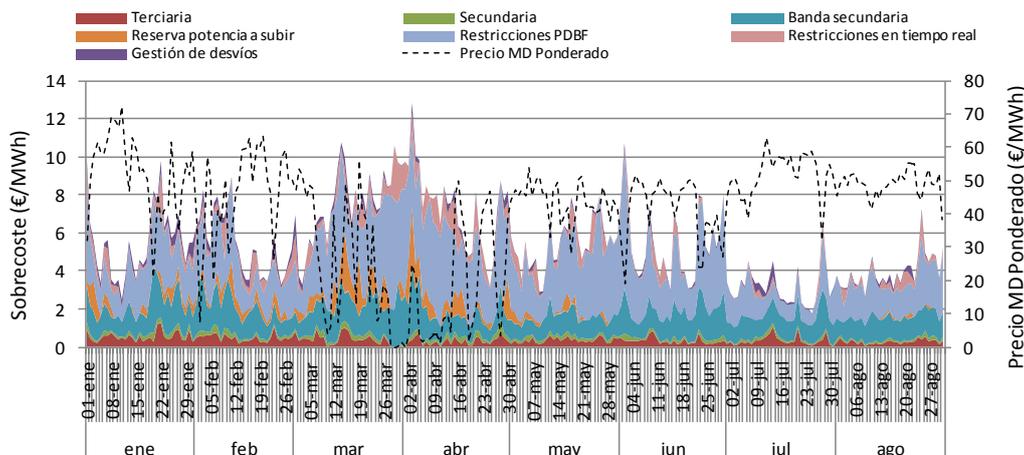
La energía total utilizada en los servicios de ajuste del sistema durante los meses de julio y agosto resultó un tercio inferior a la requerida en el mes de junio, representando un 4,8% y 5,4% respectivamente de la demanda final, correspondiendo la mayor parte a la regulación terciaria (41% y 36%) y secundaria (20% y 22%).

El sobrecoste añadido por los diferentes segmentos del mercado sobre el precio del mercado diario continuó descendiendo durante los meses de estudio en relación a los valores máximos alcanzados en marzo y abril, registrando unos valores medios mensuales de 3,15 €/MWh y 3,95 €/MWh en julio y agosto respectivamente. Como puede apreciarse en la siguiente gráfica, el principal motivo del descenso respecto a los meses anteriores fue la reducción del sobrecoste derivado de restricciones al PDBF.

**Gráfico 33 – Promedio mensual de sobrecoste ponderado por segmento de generación sobre precio del mercado diario.**



**Gráfico 34 – Promedio diario acumulado de sobrecoste ponderado de servicios de ajuste sobre precio del mercado diario. Enero – Agosto 2013.**

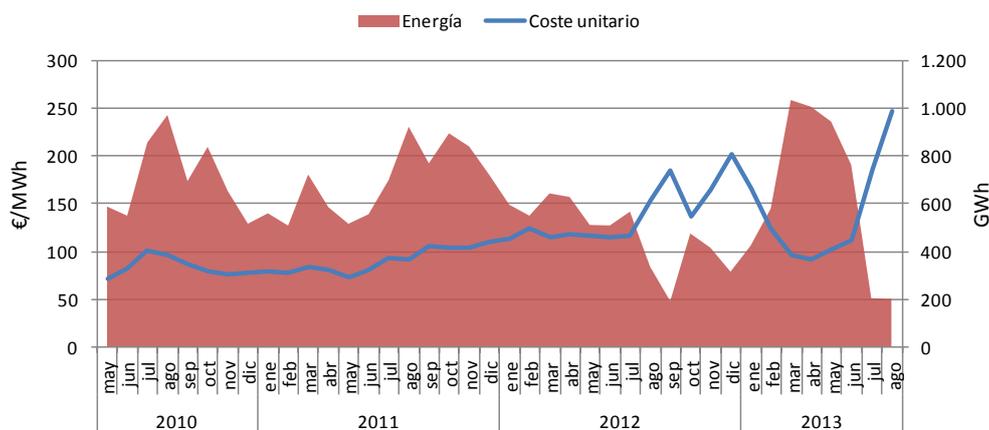


El coste mensual del proceso de resolución de restricciones técnicas al PDBF en julio y agosto ascendió a 27,4M€ y 38,6 M€ respectivamente. En el mes de julio, el 91% de la energía programada por restricciones a subir correspondió a la resolución de restricciones en la red de transporte, localizadas principalmente en la zona de Levante Norte (33%), mientras que en el mes de agosto este porcentaje descendió al 79%, estando éstas localizadas mayoritariamente en la zona de Campo de Gibraltar (30%).

El precio medio ponderado mensual que se registró en la Fase I a subir de restricciones técnicas durante los meses de julio y agosto fue de 186,85 €/MWh y 246,60 €/MWh respectivamente, los valores más altos alcanzados en lo que va de año, como consecuencia del incremento de centrales programadas en PDBF ligeramente por debajo de su mínimo técnico durante este periodo (durante el mes de

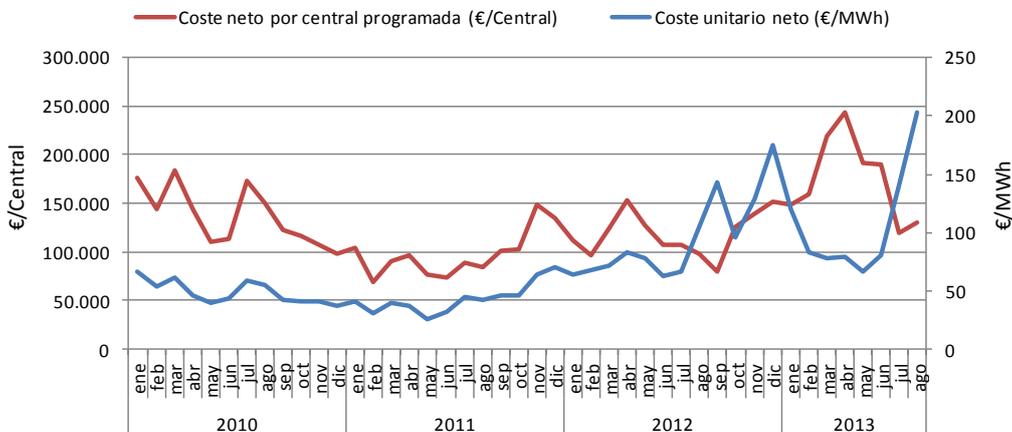
julio éstas centrales fueron programadas de forma habitual en el PBDF con un volumen de energía 5 MWh por debajo de su mínimo técnico, para pasar a 1 ó 2 MWh por debajo de su mínimo técnico en el mes de agosto, siendo común la aparición de precios superiores a los 10.000 €/MWh en el proceso de restricciones técnicas). En consecuencia el volumen de energía programada en restricciones se redujo significativamente, tal y como se puede apreciar en el gráfico siguiente.

**Gráfico 35 – Evolución mensual del coste de restricciones técnicas a subir (transporte y distribución) frente a energía asociada al proceso.**



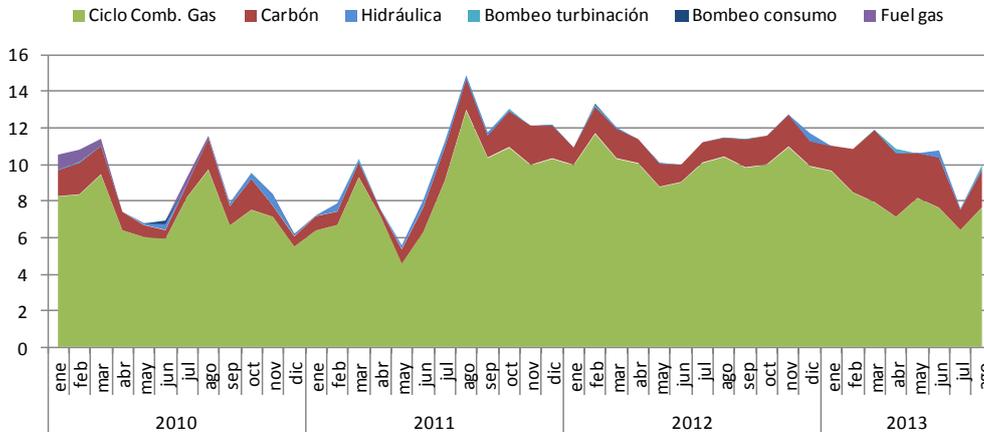
No obstante, el coste neto por central programada por restricciones técnicas continuó reduciéndose, situándose en el entorno de 125.000 €/central, favorecido por el descenso del número medio de centrales programadas diariamente en el proceso de resolución de restricciones técnicas en los meses de estudio, principalmente en el mes de julio, cuando cayó por debajo de las 8 centrales/día.

**Gráfico 36 – Evolución mensual del coste neto unitario de restricciones técnicas (transporte y distribución) frente coste por unidad de generación.**



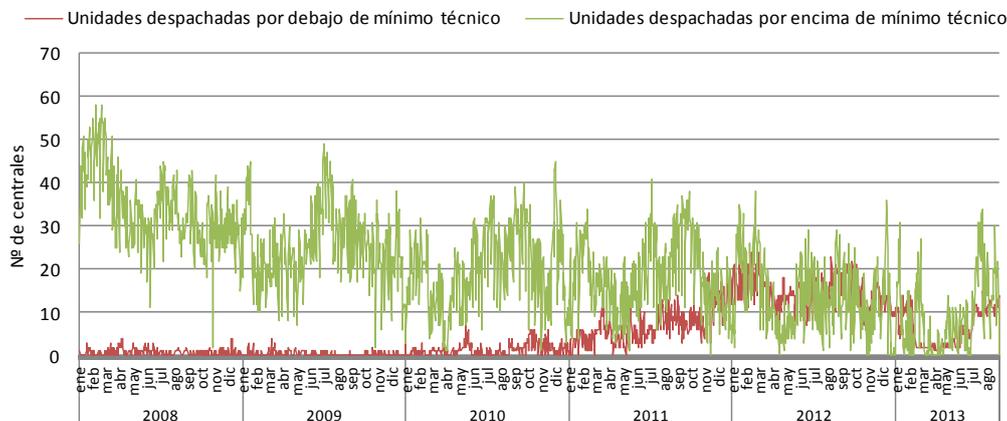
Nota: El coste se ha calculado descontando al importe pagado en RT1 el volumen de energía programado en RT1 valorado al precio medio de RT2 a bajar en ese día.

**Gráfico 37 – Promedio mensual del número de centrales programadas diariamente por restricciones técnicas (transporte y distribución) por tecnología.**

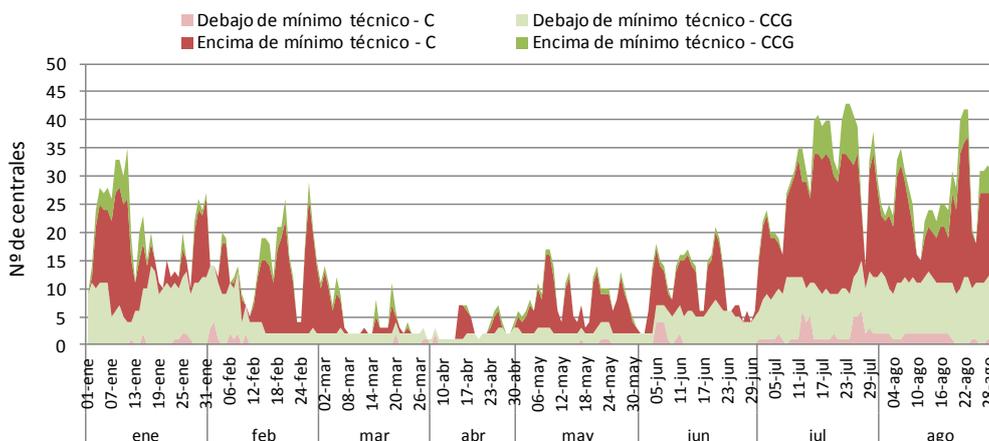


Conforme a lo comentado anteriormente, el alza del hueco térmico y el consiguiente incremento del número de centrales térmicas acopladas en el sistema favorecieron una menor programación de centrales en el proceso de restricciones técnicas. En las siguientes gráficas se muestra la evolución del número de centrales térmicas programadas diariamente en PDBF (más de tres horas al día) por encima y debajo de su mínimo técnico.

**Gráfico 38 – Evolución del número de centrales térmicas (carbón y ciclos combinados) programadas diariamente en PDBF.**

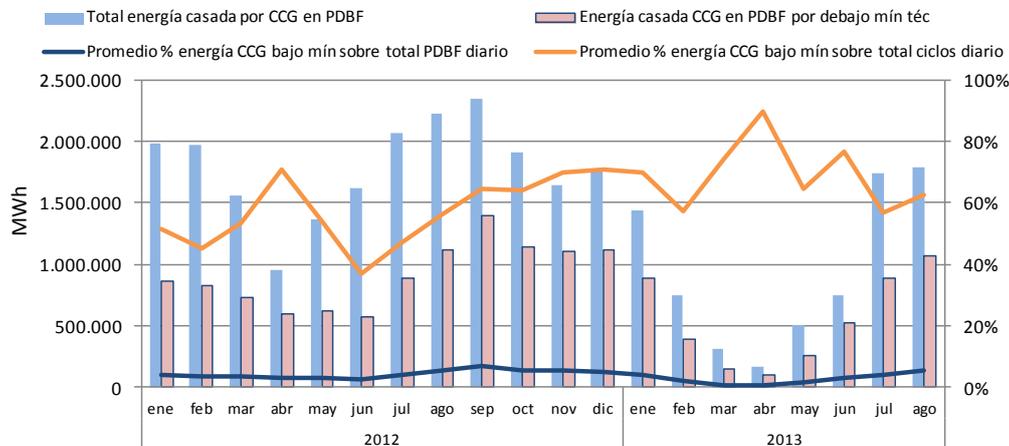


**Gráfico 39 – Evolución del número de centrales térmicas (carbón y ciclos combinados) programadas diariamente en PDBF. Año 2013.**



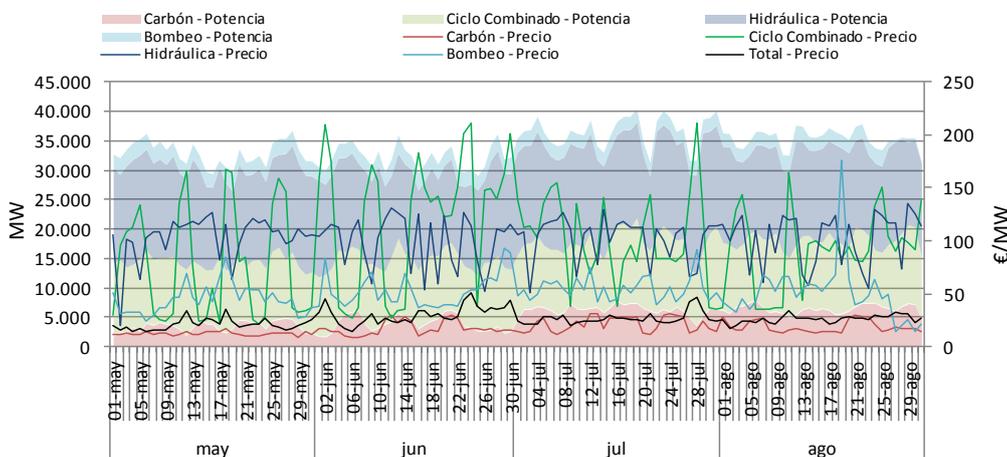
Atendiendo al volumen de energía programada por las unidades de ciclo combinado arriba mostradas, la media mensual del porcentaje que la energía casada por debajo de mínimo técnico en PDBF representa respecto al total de la energía casada en PDBF diariamente por esta tecnología descendió hasta el entorno del 60% en julio y agosto.

**Gráfico 40 – Promedio mensual de la casación diaria de energía de CCG por debajo de mínimo técnico.**



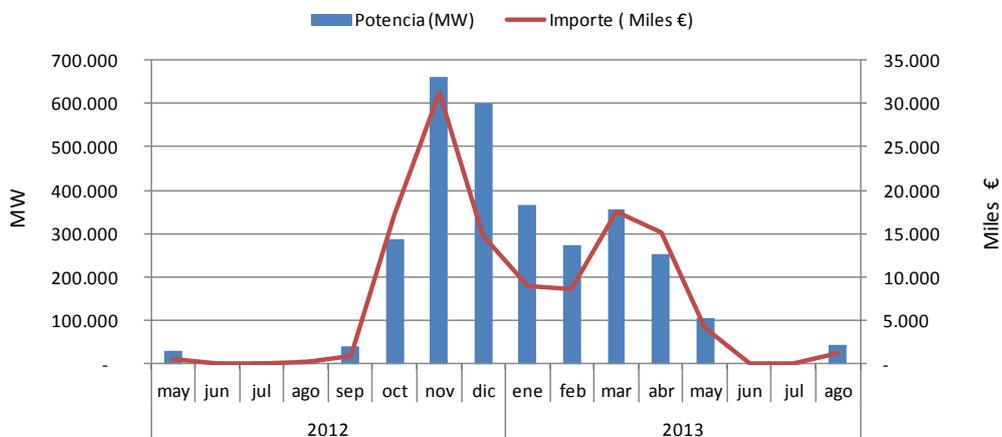
Por su parte, el precio medio de la Banda secundaria en los meses de julio y agosto se situó en 26,83 €/MW y 26,29 €/MW respectivamente, frente a los 20,78 €/MW y 30,35 €/MW de Julio y Agosto. En ambos meses la tecnología con mayor reserva de regulación secundaria asignada resultó ser la hidráulica, seguida del ciclo combinado.

**Gráfico 41 - Evolución diaria de la oferta de potencia a banda de secundaria. Mayo - Agosto 2013.**



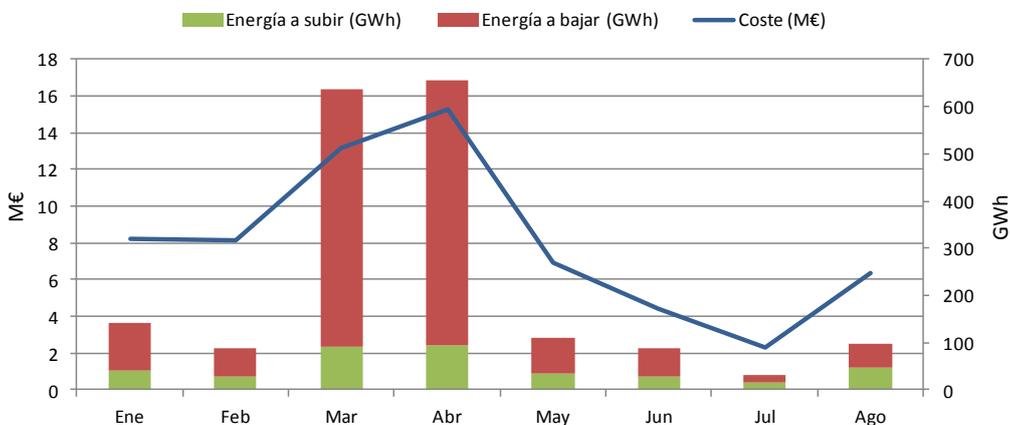
Con respecto al mecanismo de Reserva de potencia adicional a subir, continuó la reducida programación de reserva iniciada desde el mes de junio, motivada por la existencia de un mayor hueco térmico desde entonces. El precio medio mensual de la potencia asignada mediante dicho mecanismo se situó en 10 €/MW y 26,4 €/MW en julio y agosto, respectivamente.

**Gráfico 42 - Evolución mensual de la asignación de reserva de potencia adicional a subir.**



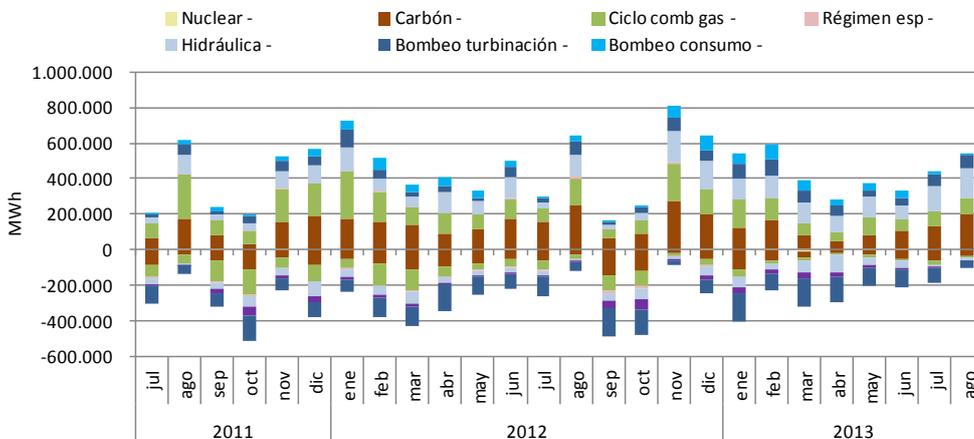
En cuanto al proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, la energía total programada en julio ascendió a 30 GWh con un coste para el sistema de 2,3 M€, muy por debajo de la del mes de agosto, 97 GWh, por un total de 6,4 M€.

**Gráfico 43 - Evolución mensual de la asignación de energía y coste de restricciones técnicas en tiempo real. Año 2013.**



El volumen de energía a subir empleada en los procesos de regulación terciaria y de gestión de desvíos resultó muy superior a la de los meses anteriores (destacando el crecimiento de las tecnologías hidráulica y del carbón), mientras que la energía a bajar en ambos procesos se redujo considerablemente.

**Gráfico 44 - Energía mensual de regulación terciaria y gestión de desvíos por tecnologías.**

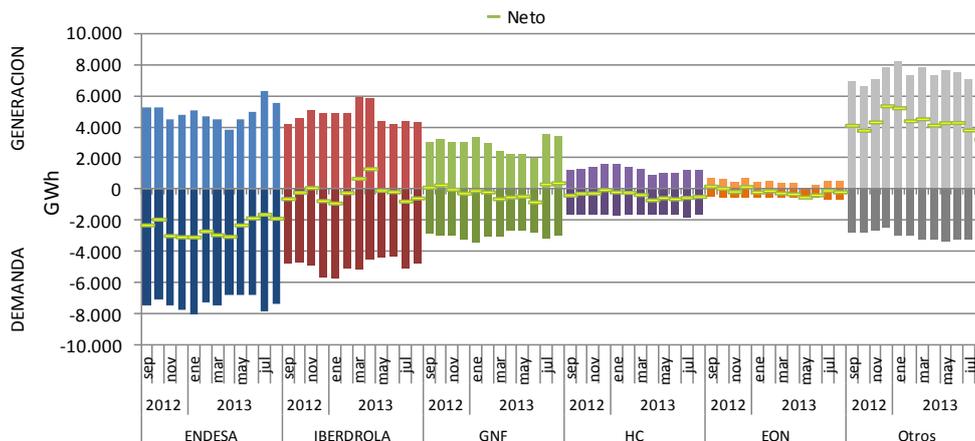


El precio medio mensual en julio y agosto de los desvíos a subir fue de 45,02 €/MWh y 43,07 €/MWh respectivamente, mientras que a bajar fue de 57,76 €/MWh y 53,85 €/MWh.

## 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 45 – Evolución mensual de compras y ventas y saldo neto por agente.**



Endesa vio fuertemente incrementada su generación mediante plantas de carbón, reduciendo en menor medida su generación hidráulica, presentando su saldo neto cierta estabilidad respecto a meses previos.

El aumento de la demanda de Iberdrola junto a una generación que presentó pocas variaciones (el descenso de régimen especial resultó compensado por el alza de sus centrales nucleares y de carbón), provocó una deriva compradora en su saldo neto.

Gas Natural Fenosa experimentó una fuerte recuperación de su saldo neto gracias al fuerte impulso de sus centrales térmicas (tanto ciclos como carbones) así como de su generación nuclear.

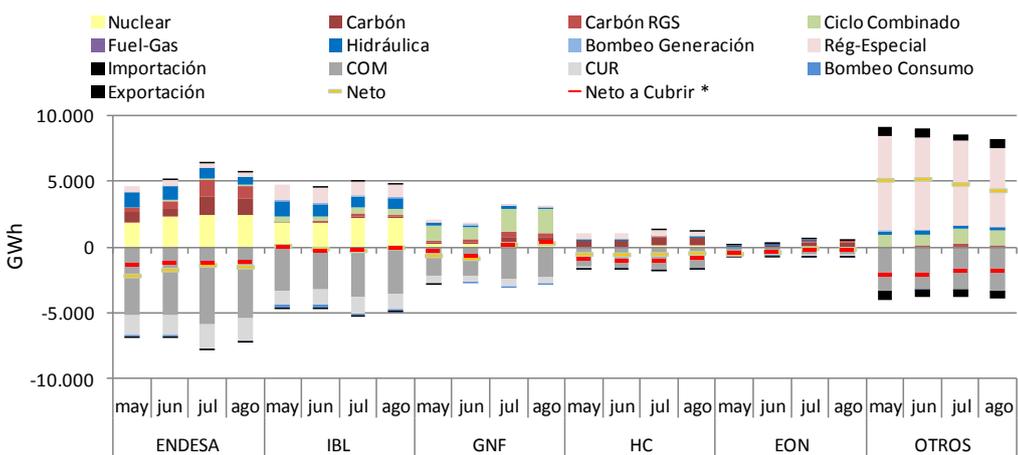
El saldo neto de Hidrocantábrico presentó pocas variaciones respecto a los dos meses previos, si bien cabe destacar la recuperación de su generación nuclear y el fuerte alza de sus centrales de carbón.

E.On evolucionó hacia una posición menos compradora, impulsada por el funcionamiento de sus centrales de carbón.

La posición neta de los grupos no ligados a los grupos energéticos tradicionales evolucionó en sentido comprador por la caída de su régimen especial y su generación hidráulica.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución del saldo neto de compras y ventas por agente y tecnología.

**Gráfico 46 - Saldo neto de compras y ventas por agente y tecnología. Mayo-Agosto 2013.**

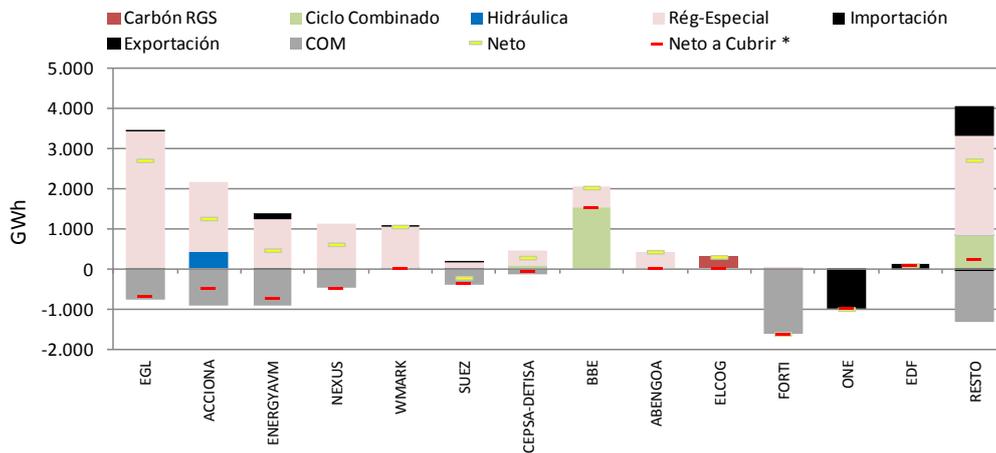


\* Nota: "Neto a Cubrir" excluye del saldo la generación en Régimen especial, RGS y CUR, cuya producción ya está cubierta por su retribución regulada.

El gráfico siguiente muestra el saldo neto de los agentes no ligados a empresas energéticas tradicionales, donde se puede apreciar que en su mayor parte, llevan a

cabo tanto actividades de comercialización como de representación del régimen especial.

**Gráfico 47 - Saldo neto de compras y ventas por agente (desagregación de Otros) y tecnología. Julio y Agosto 2013.**



\* Nota: "Neto a Cubrir" excluye del saldo la generación en Régimen especial, RGS y CUR, cuya producción ya está cubierta por su retribución regulada.

### 3 ANEXO II - GRÁFICAS

#### 3.1 ESTADO GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

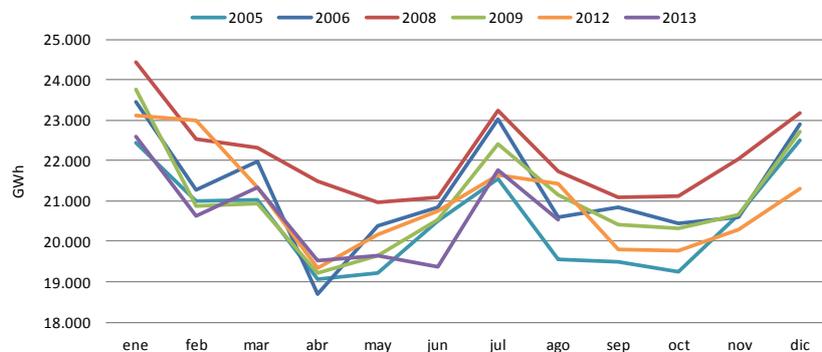
##### 3.1.1 Demanda

**Gráfico 48 - Evolución interanual de la demanda.**



Fuente: REE

**Gráfico 49 - Evolución mensual de la demanda.**

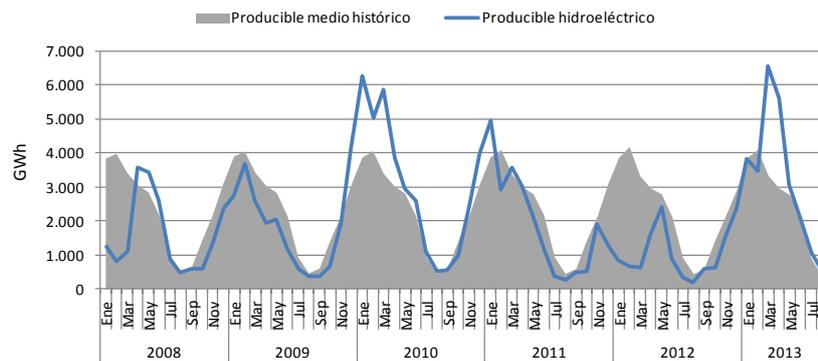


Fuente: REE

### 3.1.2 Oferta

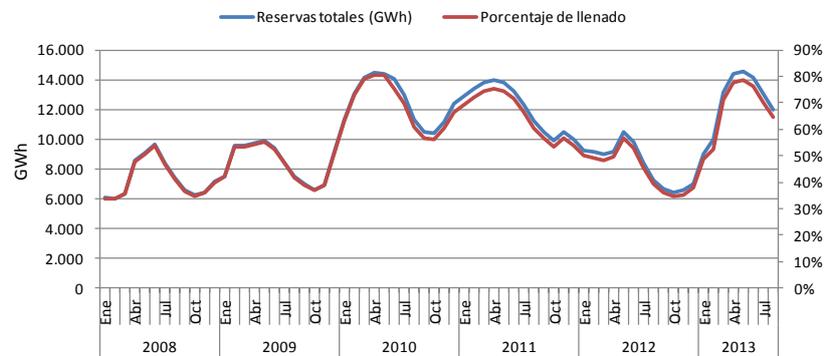
#### Estado del sistema hidráulico

**Grafico 50 - Producible hidroeléctrico y valor medio histórico.**



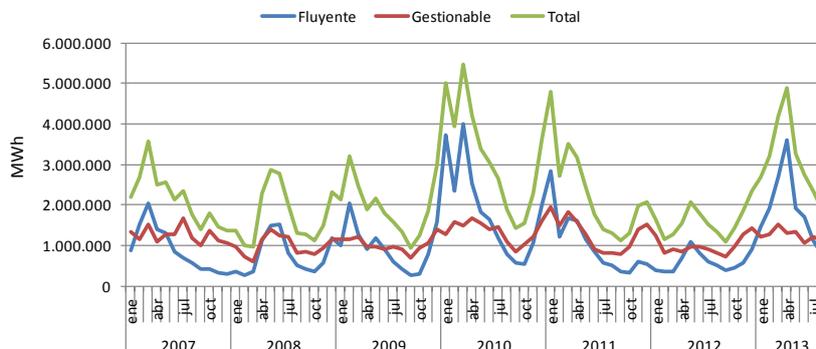
Fuente: REE

**Gráfico 51 - Nivel de reservas totales de los embalses con aprovechamiento hidráulico.**



Fuente: REE

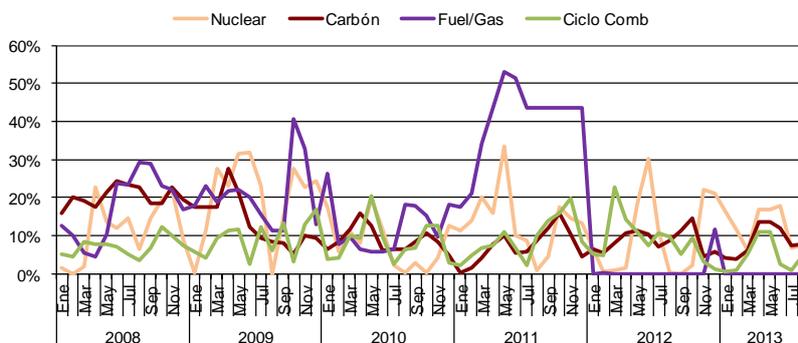
**Gráfico 52 – Evolución mensual de la generación hidráulica en P48 (Hidráulica y Bombeo-Turbinación)\*.**



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

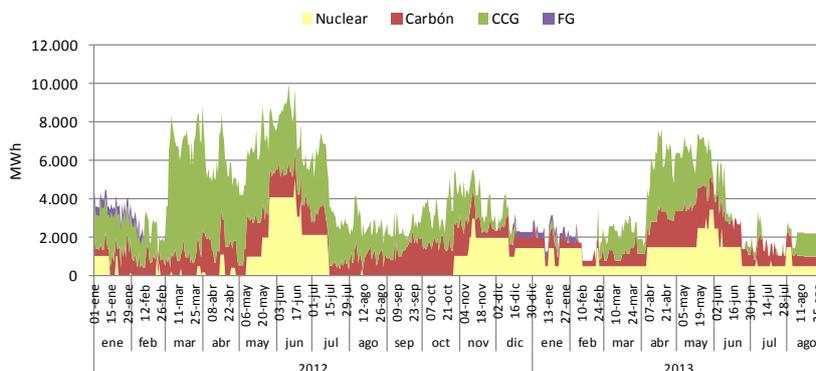
## Disponibilidad del parque generador

**Gráfico 53 - Evolución de la indisponibilidad media mensual del equipo térmico por tecnología.**



Fuente: REE

**Gráfico 54 - Evolución diaria de la indisponibilidad del equipo térmico.**



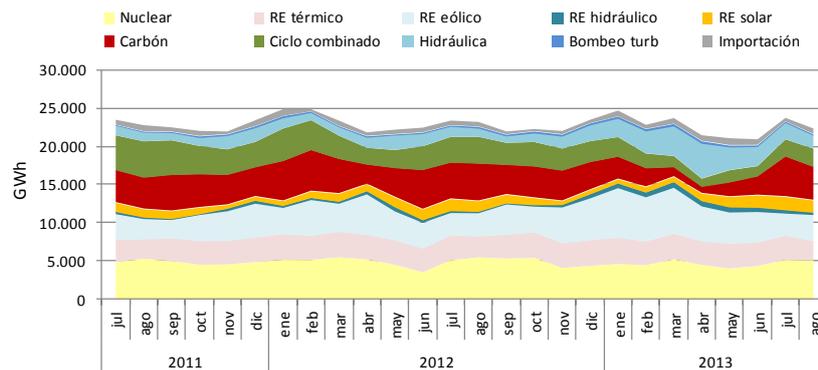
Fuente: SGIME (CNE)

### 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 55 - Evolución mensual de la producción por tecnologías (P48).**



Fuente SGIME (CNE)

**Cuadro 7 - Evolución mensual de la producción por tecnologías (P48).**

Año	Mes	Nuclear	Carbón	Carbón RGS	Ciclo Comb.	Hidráulica	RE eólico	RE hidráulico	RE solar	RE térmico	Bombeo turb	Importación
2010		21,3%	6,2%	1,7%	22,7%	12,9%	15,5%	2,4%	2,6%	12,4%	0,9%	1,3%
2011	ene	18,9%	5,5%	2,7%	20,2%	18,2%	15,4%	2,6%	1,5%	12,6%	1,0%	1,4%
	feb	19,2%	6,7%	4,4%	20,9%	11,5%	17,5%	2,2%	2,4%	13,2%	0,7%	1,4%
	mar	18,2%	6,2%	6,0%	16,4%	13,8%	18,1%	2,6%	2,6%	13,7%	0,9%	1,6%
	abr	21,3%	4,7%	6,7%	13,3%	14,3%	15,9%	2,8%	4,0%	14,9%	0,9%	1,2%
	may	16,8%	4,0%	9,5%	19,3%	10,8%	15,7%	2,2%	4,3%	14,4%	0,5%	2,5%
	jun	21,3%	3,8%	8,5%	21,9%	7,5%	13,7%	1,8%	4,9%	13,5%	0,4%	2,7%
	jul	20,7%	7,9%	10,1%	19,3%	5,5%	13,9%	1,6%	5,1%	12,8%	0,4%	2,7%
	ago	23,3%	8,4%	9,5%	20,7%	5,2%	11,3%	1,3%	4,8%	11,4%	0,5%	3,4%
	sep	22,2%	10,2%	10,7%	20,1%	4,4%	10,3%	1,0%	4,6%	13,5%	0,6%	2,5%
	oct	20,5%	10,5%	9,1%	16,8%	5,0%	15,1%	0,8%	3,9%	14,4%	0,9%	3,0%
	nov	20,7%	10,2%	7,5%	15,2%	8,2%	17,3%	1,8%	2,2%	14,4%	0,9%	1,5%
	dic	20,7%	9,9%	6,3%	14,1%	7,8%	18,9%	1,9%	2,3%	13,9%	1,0%	3,2%
2012	ene	20,8%	10,9%	10,0%	17,0%	5,5%	13,7%	1,3%	2,5%	13,6%	1,1%	3,6%
	feb	20,7%	11,8%	9,7%	15,6%	3,9%	18,8%	1,3%	3,4%	12,9%	0,8%	1,1%
	mar	23,5%	10,8%	8,4%	13,0%	4,9%	15,6%	1,3%	4,4%	14,4%	0,6%	2,9%
	abr	23,9%	8,2%	3,4%	10,0%	6,3%	24,4%	2,1%	4,1%	14,8%	0,8%	2,0%
	may	20,3%	9,9%	7,1%	10,6%	8,7%	16,7%	2,8%	5,8%	14,8%	0,6%	2,5%
	jun	15,7%	13,0%	9,8%	13,8%	7,3%	14,5%	1,9%	6,3%	14,2%	0,7%	2,7%
	jul	21,9%	12,6%	7,6%	14,3%	5,8%	12,3%	1,4%	6,7%	14,1%	0,7%	2,6%
	ago	23,6%	12,6%	8,4%	15,0%	4,8%	12,8%	1,1%	6,0%	12,1%	0,9%	2,6%
	sep	24,2%	10,5%	7,0%	13,1%	4,1%	18,0%	0,9%	5,2%	14,4%	1,0%	1,7%
	oct	24,3%	12,2%	6,1%	14,3%	5,3%	14,9%	1,1%	4,2%	15,2%	1,1%	1,2%
	nov	18,6%	12,5%	5,5%	13,1%	7,3%	21,0%	1,7%	2,3%	15,0%	1,1%	2,0%
	dic	18,6%	10,5%	4,8%	11,6%	8,9%	23,2%	2,5%	2,4%	14,5%	1,1%	1,9%
2013	ene	18,6%	10,6%	1,1%	10,4%	9,8%	26,4%	2,6%	2,2%	14,2%	1,2%	3,1%
	feb	19,5%	9,0%	1,5%	8,4%	12,9%	25,3%	2,9%	3,1%	13,9%	1,2%	2,2%
	mar	22,1%	4,8%	0,3%	6,2%	16,4%	25,6%	3,3%	2,8%	14,2%	1,3%	3,1%
	abr	20,9%	3,7%	0,3%	5,0%	21,5%	21,0%	3,5%	4,6%	14,8%	1,5%	3,3%
	may	19,1%	6,4%	2,4%	7,6%	14,4%	19,1%	3,6%	6,5%	15,6%	1,1%	4,2%
	jun	20,8%	6,4%	5,2%	6,5%	12,2%	18,8%	3,1%	7,7%	14,9%	1,0%	3,4%
	jul	21,8%	11,2%	10,8%	9,4%	9,2%	12,0%	2,2%	7,4%	13,5%	0,8%	1,9%
	ago	22,7%	12,0%	7,4%	10,7%	7,8%	15,0%	1,8%	7,2%	11,6%	0,7%	3,1%

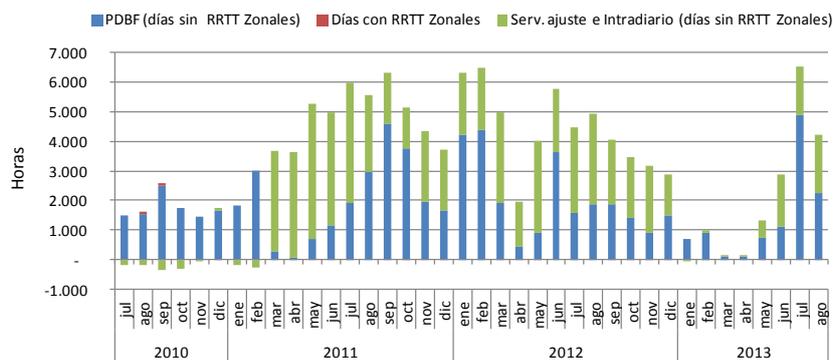
Fuente: CNE

**Cuadro 8 – Evolución mensual de la producción por empresa (P48).**

Años	Mes	END	IB	GN-UF	HC	EON	Otros
2011	jul	29,0%	18,5%	12,9%	5,0%	4,4%	30,2%
	ago	26,1%	19,0%	13,7%	6,0%	6,3%	28,9%
	sep	26,1%	19,2%	14,0%	6,5%	4,7%	29,6%
	oct	28,9%	17,2%	14,3%	6,6%	3,5%	29,5%
	nov	25,3%	20,4%	13,9%	5,9%	4,2%	30,4%
	dic	21,2%	22,1%	13,4%	5,9%	5,1%	32,3%
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%
	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%

Fuente: CNE

**Gráfico 56 - 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 SGIME (CNE)



### 3.2.1.2 Distribución de la demanda

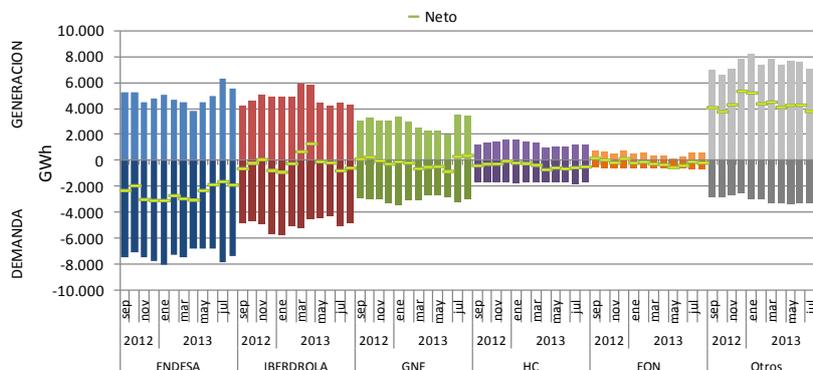
**Cuadro 9 - Evolución mensual de la demanda por empresa (P48).**

Años	Mes	Comercializador Libre						
		CUR	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	ene	30,7%	23,6%	16,6%	10,6%	6,8%	1,1%	10,5%
	feb	28,8%	23,5%	16,8%	10,7%	7,8%	1,3%	11,2%
	mar	26,3%	24,3%	17,2%	10,9%	7,7%	1,4%	12,1%
	abr	24,4%	25,0%	16,9%	11,1%	8,3%	1,5%	12,9%
	may	22,2%	26,5%	17,3%	11,2%	8,4%	1,5%	13,0%
	jun	21,7%	26,9%	17,5%	11,3%	8,5%	1,4%	12,6%
	jul	23,1%	26,9%	17,8%	11,2%	7,8%	1,4%	11,7%
	ago	22,4%	27,3%	17,5%	11,3%	7,4%	1,5%	12,6%
	sep	21,9%	27,2%	17,7%	11,3%	7,6%	1,5%	12,7%
	oct	22,6%	25,8%	18,1%	11,3%	7,7%	1,6%	13,0%
	nov	22,5%	25,9%	18,3%	11,2%	7,9%	1,6%	12,6%
	dic	26,7%	24,2%	18,8%	11,1%	6,9%	1,5%	10,7%
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%

Fuente: CNE

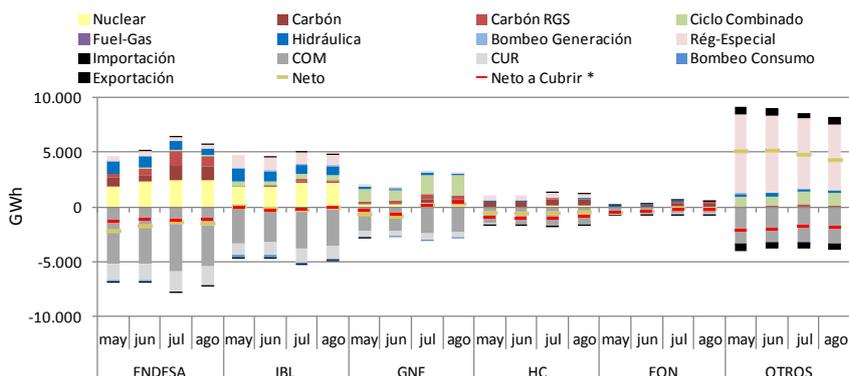
### 3.2.2 Balance empresarial

**Gráfico 59 - Evolución mensual de compras y ventas y saldo neto por agente.**



Fuente SGIME (CNE)

**Gráfico 60 - Saldo neto de energía por agente y tecnología. Mayo – Agosto 2013.**



Fuente SGIME (CNE)

### 3.2.3 Precio Horario Final de la Demanda Nacional

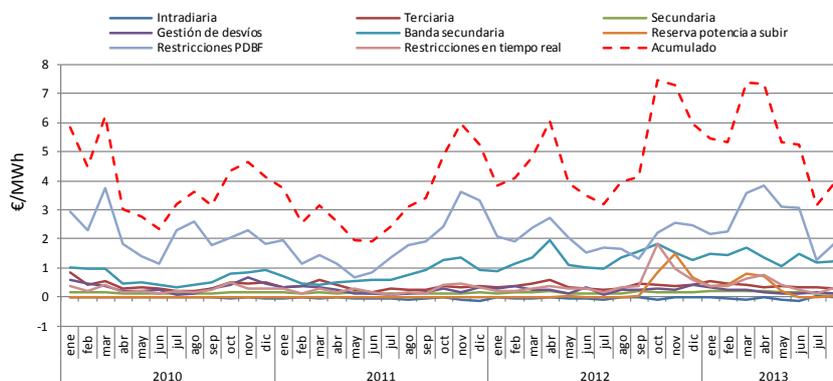
**Cuadro 10 - Precio horario final de la demanda nacional (distribuidores/comercializadores de último recurso + comercializadores en mercado libre + consumidores directos a mercado libre).**

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
<b>2012</b>							
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
<b>2013</b>							
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

Fuente: CNE

### 3.2.4 Sobrecoste por segmento de generación

**Gráfico 61 - Promedio mensual de sobrecoste ponderado por segmento de generación sobre precio del mercado diario.**

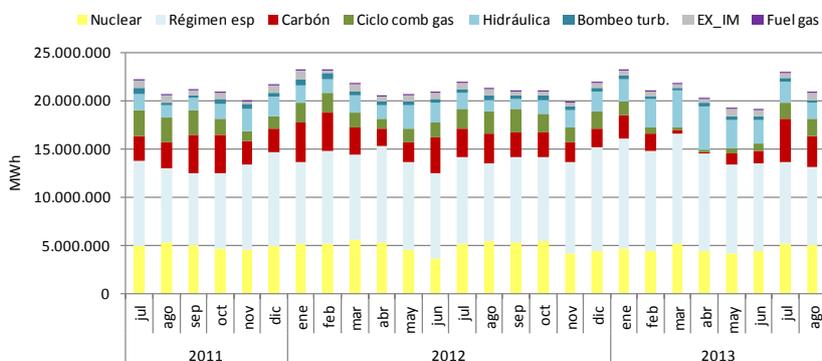


Fuente SGIME (CNE)

### 3.2.5 Mercado Diario y Contratación Bilateral

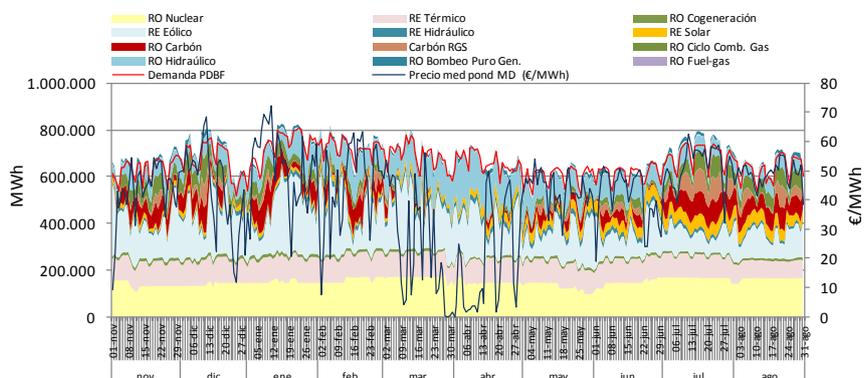
#### 3.2.5.1 Energías

**Gráfico 62 - Evolución del despacho en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.**



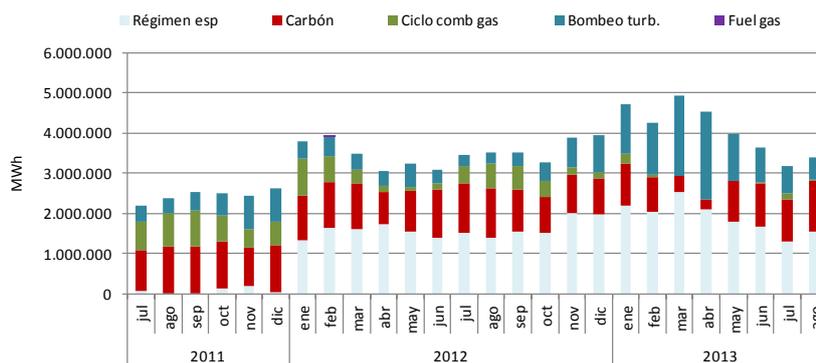
Fuente SGIME (CNE)

**Gráfico 63 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona española. Noviembre 2012 – Agosto 2013.**



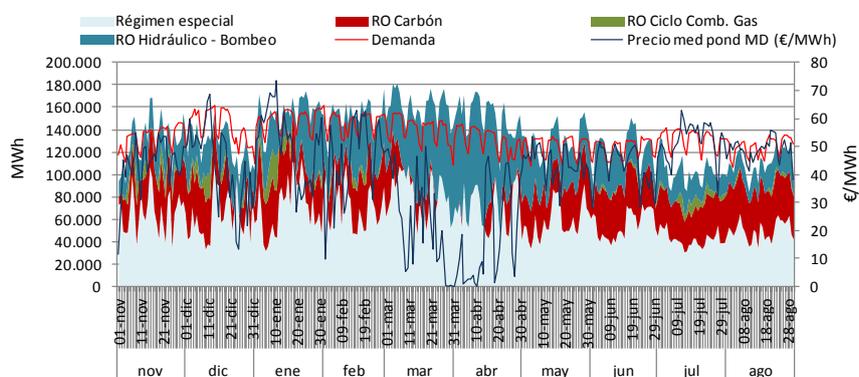
Fuente SGIME (CNE)

**Gráfico 64 - Evolución del despacho en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona portuguesa.**



Fuente SGIME (CNE)

**Gráfico 65 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona portuguesa. Noviembre 2012 – Agosto 2013.**



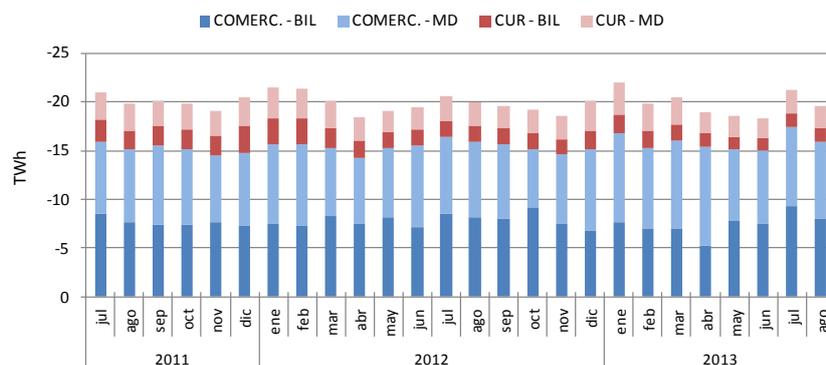
Fuente SGIME (CNE)

**Cuadro 11 - Evolución mensual de la generación por empresa (PDBF).**

Años	Mes	END	IB	GN-UF	HC	EON	Otros
2011	jul	28,5%	20,1%	9,7%	3,6%	2,8%	35,3%
	ago	26,9%	20,6%	9,1%	5,2%	4,7%	33,5%
	sep	27,7%	19,6%	9,9%	6,5%	3,4%	33,0%
	oct	32,2%	17,5%	8,9%	6,3%	2,5%	32,5%
	nov	27,1%	21,6%	8,6%	5,0%	2,6%	35,1%
	dic	22,1%	23,1%	9,1%	5,5%	3,2%	37,0%
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%

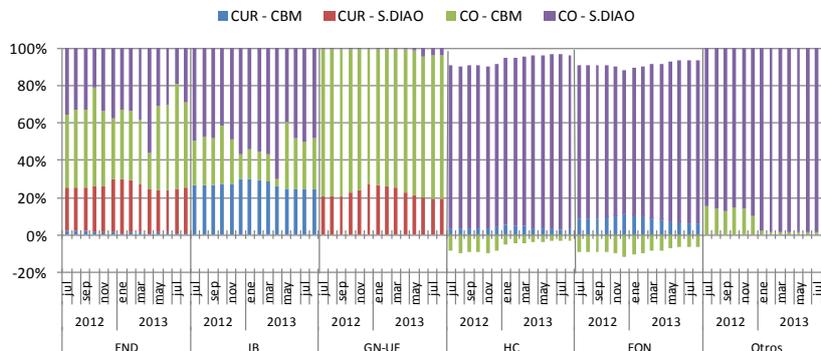
Fuente SGIME (CNE)

**Gráfico 66 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.**



Fuente SGIME (CNE)

**Gráfico 67 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española por empresa.**



Fuente SGIME (CNE)

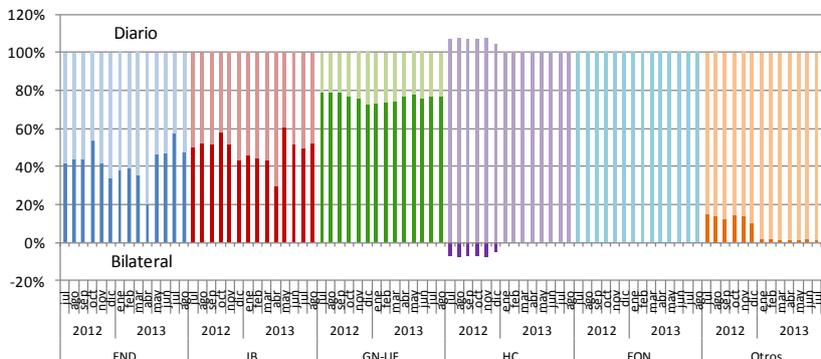
HC y E.On: Sus comercializadoras libres compran en mercado diario para vender a sus respectivas comercializadoras de último recurso en bilateral.

**Cuadro 12 - Composición de la demanda en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española. Julio y Agosto 2013.**

COMERCIALIZACION	BILATERAL	M. DIARIO	PDBF
CUR	6,8%	11,6%	<b>18,4%</b>
END	19,1%	8,7%	<b>27,8%</b>
IB	6,3%	11,8%	<b>18,1%</b>
GN-UF	11,4%	0,6%	<b>11,9%</b>
HC	-0,3%	7,5%	<b>7,3%</b>
EON	-0,2%	3,1%	<b>2,9%</b>
Otros	0,2%	13,4%	<b>13,6%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>43,3%</b>	<b>56,7%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNE

**Gráfico 68 - Evolución del reparto de la demanda total (CUR + Comercializadores libres) en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.**

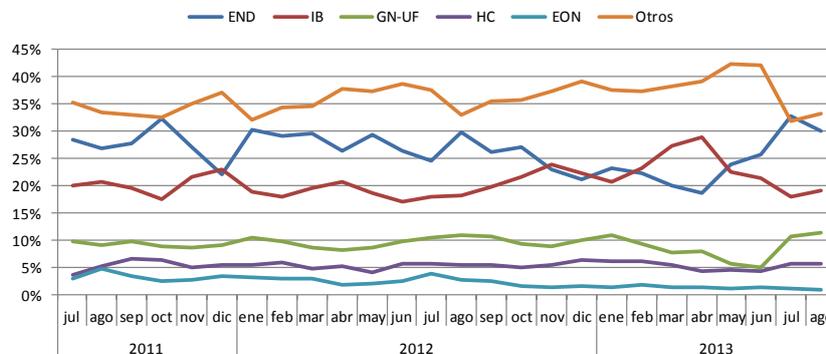


Fuente SGIME (CNE)

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

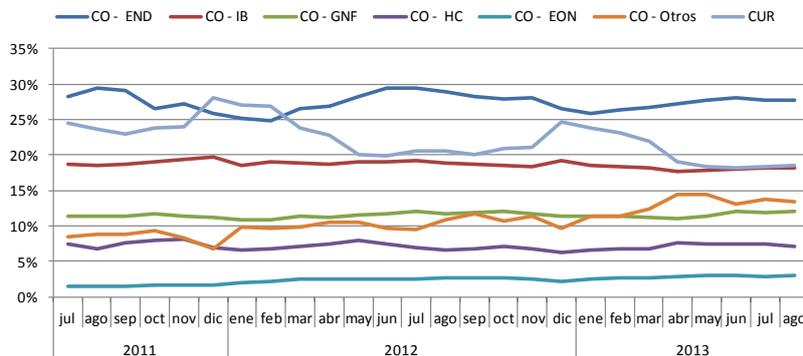
### 3.2.5.2 Concentración empresarial

**Gráfico 69 - Cuotas por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española (Generación).**



Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 70 - Cuotas por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española (Demanda).**

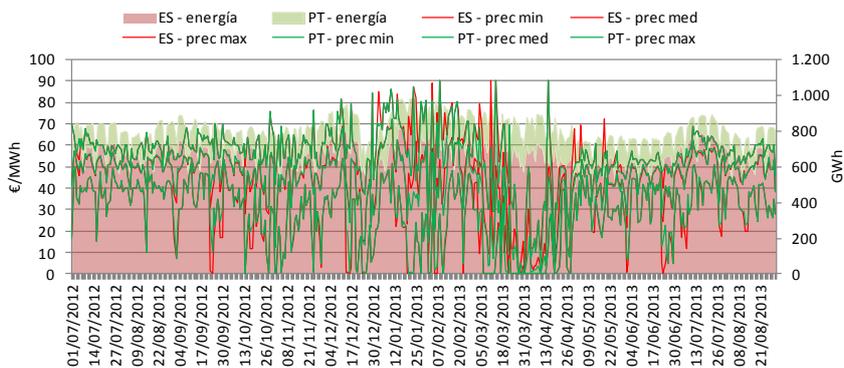


Fuente: SGIME (CNE)

### 3.2.5.3 Análisis de precios

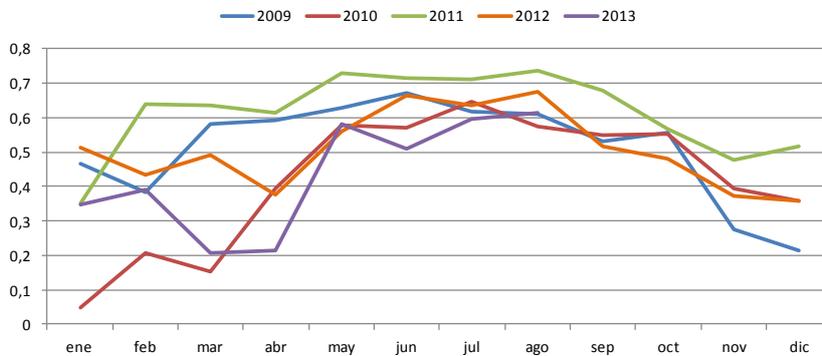
#### 3.2.5.3.1 Precios del MIBEL

**Gráfico 71 - Precios Máximo, Medio, Mínimo del Mercado Diario y Energía diaria del PDBF (bilaterales + mercado diario) en zona de precio española y portuguesa.**



Fuente: SGIME (CNE)

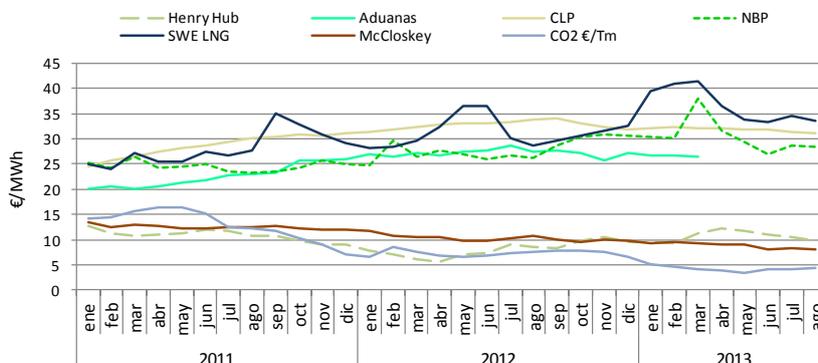
**Gráfico 72 - Evolución de la relación en media mensual entre precio mínimo y precio máximo del mercado diario.**



Fuente: SGIME (CNE)

### 3.2.5.3.2 Precios de combustibles y CO2

**Gráfico 73 - Precios medios diarios de combustibles y CO2.**

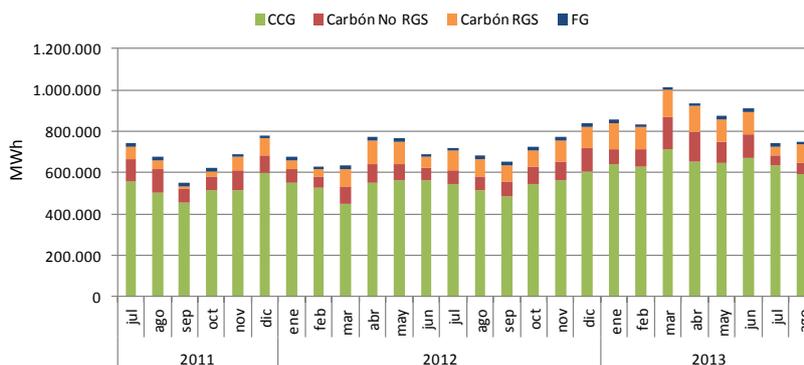


Fuente:  
 Valores de gas natural referidos a su PCI (Poder calorífico inferior). Tasa de conversión gas (PCI) = Gas (PCS)/0,9.  
 Valores de cotización en el National Balancing Point obtenidos de Paws.  
 Valores de cotización en Henry Hub obtenidos de Ycharts.  
 Valores de carbón CIF ARA referidos 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

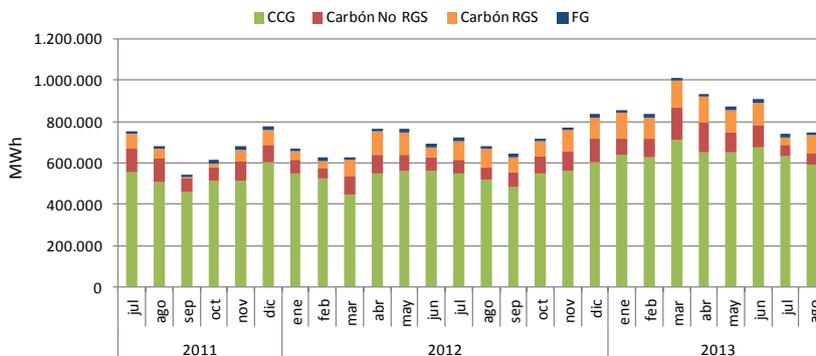
#### Tecnologías en la oferta remanente

**Gráfico 74 - Oferta remanente en la hora 13 (PDBF).**



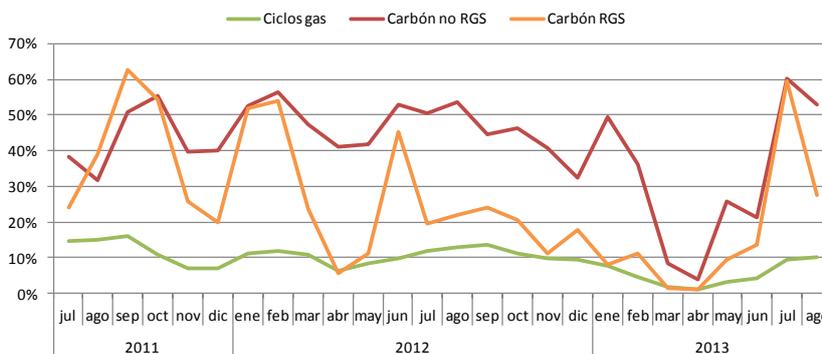
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 75 - Oferta remanente en la hora 22 (PDBF).**



Fuente: SGIME (CNE)

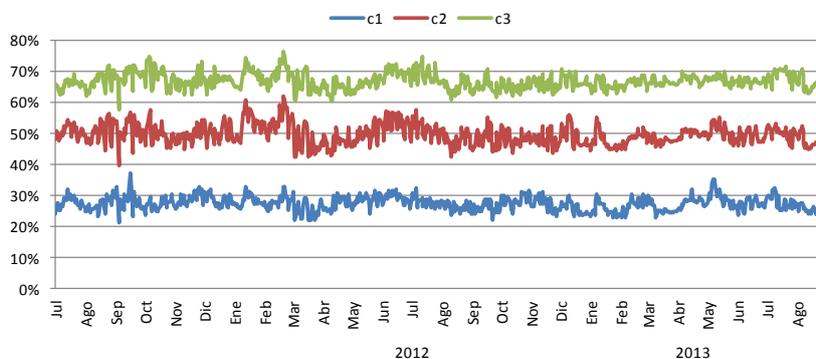
**Gráfico 76 - Evolución del nivel de utilización de la potencia disponible de ciclos de gas y carbón (PDBF).**



Fuente: SGIME (CNE)

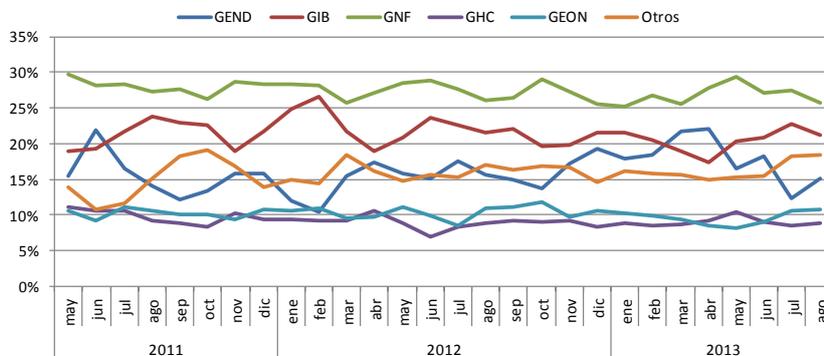
### Concentración de la oferta remanente

**Gráfico 77 - 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.**



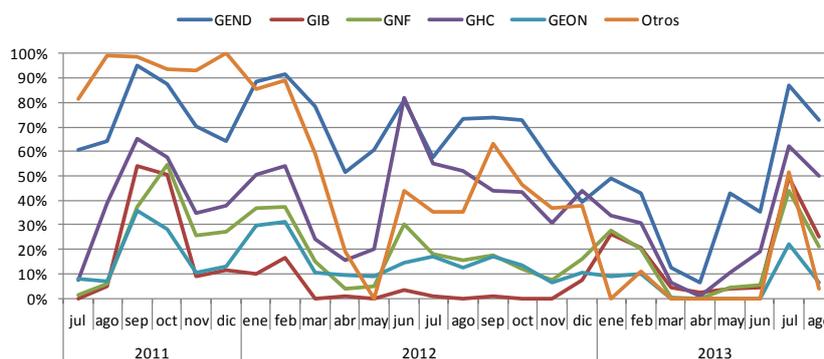
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 78 - Concentración por agentes de la oferta remanente de la tecnología marginal (carbones y ciclos combinados de gas) en zona española hora 22.**



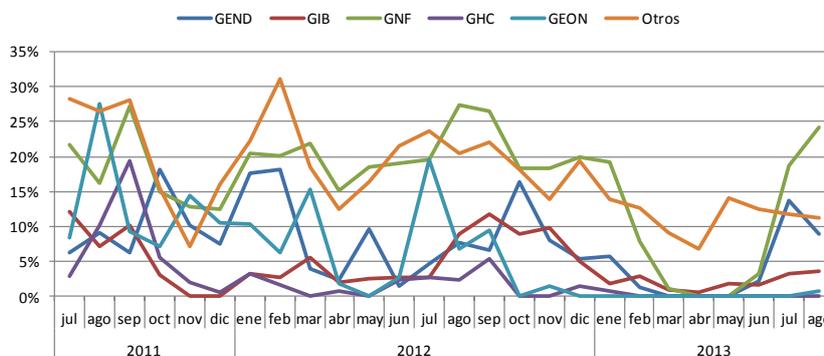
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 79 - Potencia de centrales de carbón despachada en PDBF frente a potencia disponible por agentes en zona española hora 22.**



Fuente: SGIME (CNE)

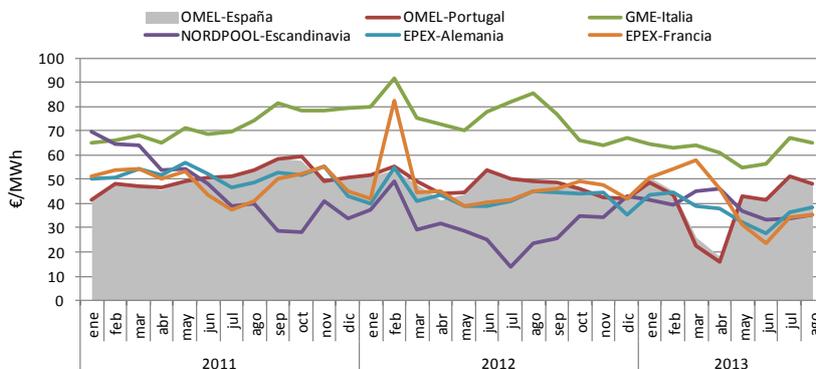
**Gráfico 80 - Potencia de ciclos combinados de gas despachada en PDBF frente a potencia disponible por agentes en zona española hora 22.**



Fuente: SGIME (CNE)

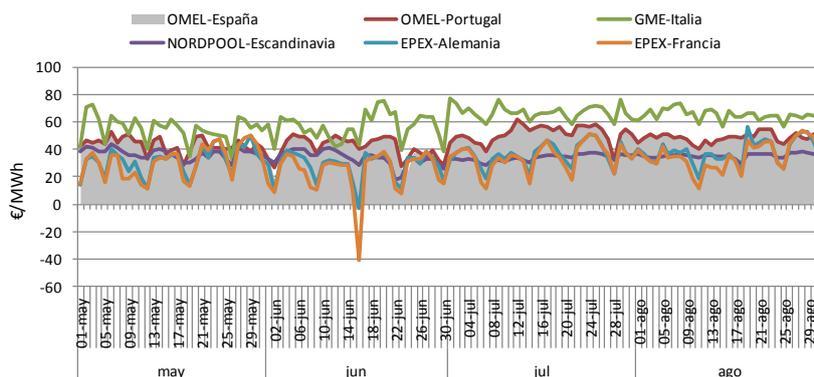
### 3.2.5.3.4 Precios en los Mercados Europeos

**Gráfico 81 - Comparativa de precios medios mensuales OMEL con el resto de mercados europeos.**



Fuente: OMEL

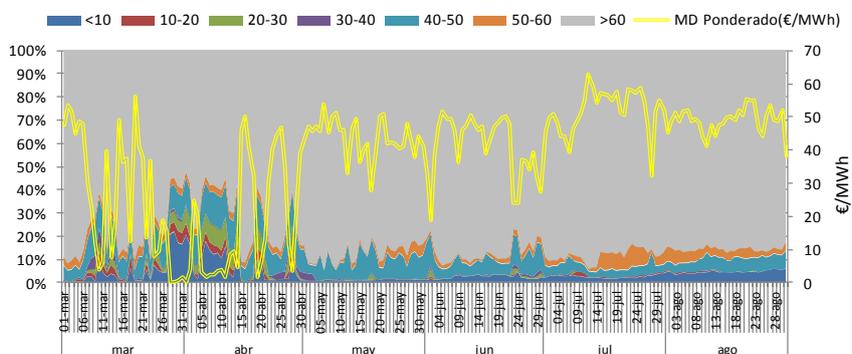
**Gráfico 82 - Comparativa de precios medios diarios OMEL con el resto de mercados europeos. Mayo - Agosto 2013.**



Fuente: OMEL

### 3.2.5.4 Ofertas al mercado diario

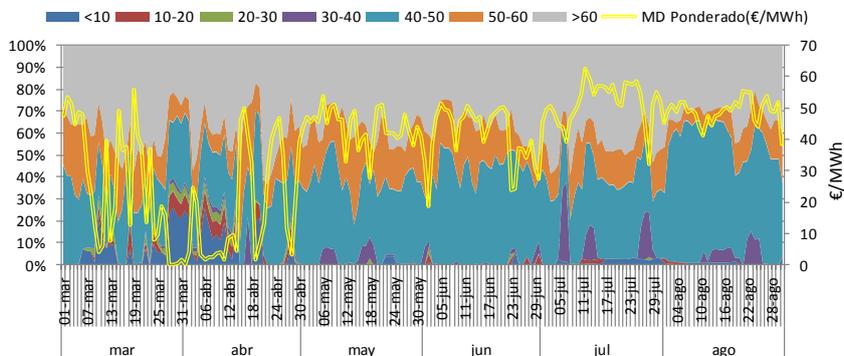
**Gráfico 83 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por los ciclos combinados frente a precio medio ponderado del mercado diario.\* Marzo - Agosto 2013.**



Fuente: SGIME (CNE)

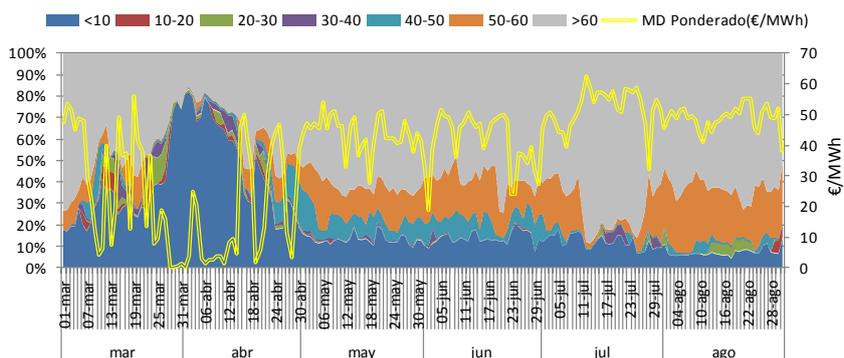
(\*) Valorando la energía de los bloques de ofertas inframarginales de acuerdo a la condición de ingresos mínimos en caso de que ésta suponga un importe superior.

**Gráfico 84 - 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.\* Marzo - Agosto 2013.**



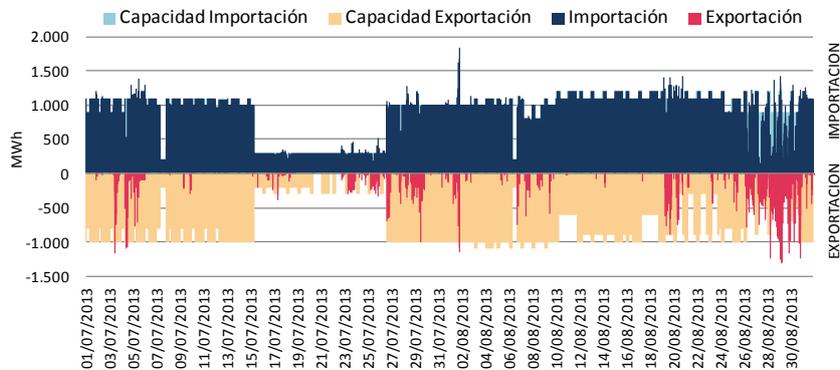
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 85 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales hidráulicas en R.O. frente a precio medio ponderado del mercado diario.\* Marzo - Agosto 2013.**



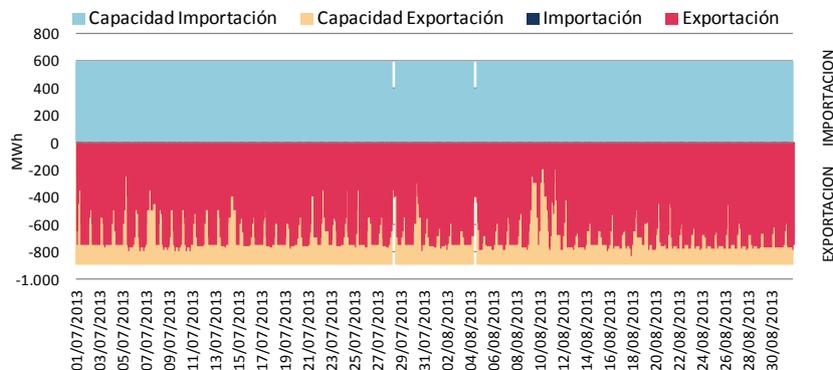
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 86 - Capacidad y uso de interconexión España-Francia (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Julio y Agosto 2013.**



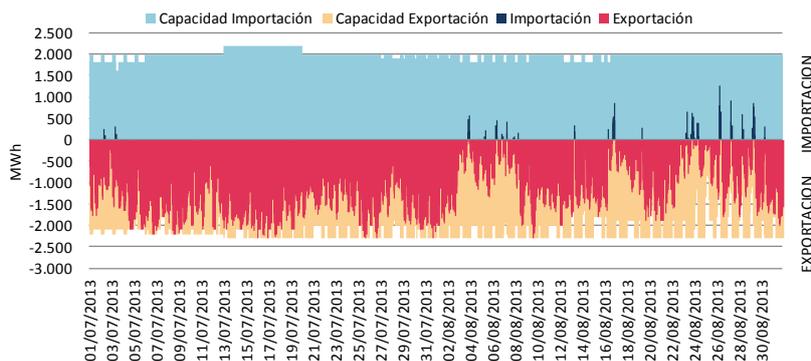
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 87 - Capacidad y uso de interconexión España-Marruecos (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Julio y Agosto 2013.**



Fuente: SGIME (CNE)

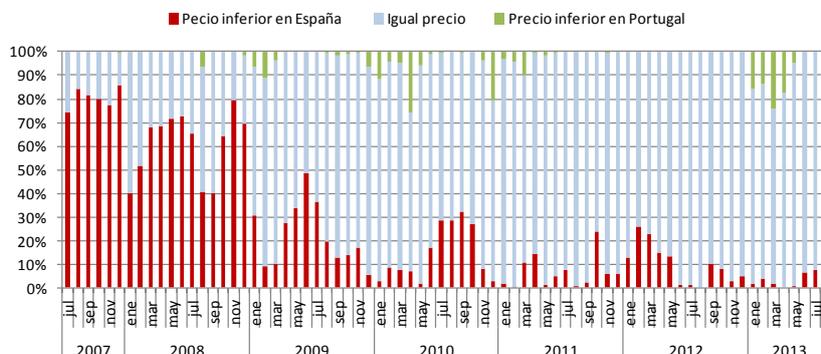
**Gráfico 88 - Capacidad y uso de interconexión España-Portugal (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Julio y Agosto 2013.**



Fuente: SGIME (CNE)

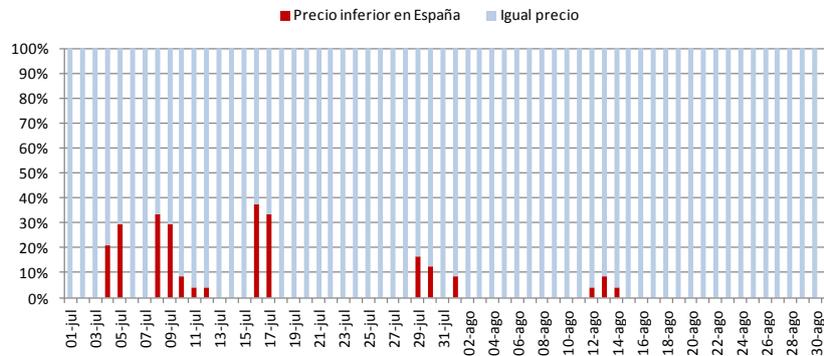
### 3.2.5.5 Acoplamiento del MIBEL

**Gráfico 89 - Separación de mercados: evolución mensual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior.**



Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 90 - Separación de mercados: evolución diaria del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior. Julio y Agosto 2013.**



Fuente: SGIME (CNE)

**Cuadro 13 - 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	ene	41,52	41,60	0,08
	feb	48,03	47,91	-0,12
	mar	46,70	47,32	0,62
	abr	45,45	46,85	1,40
	may	48,90	49,02	0,12
	jun	50,00	50,64	0,64
	jul	50,82	51,15	0,34
	ago	53,53	53,60	0,07
	sep	58,47	58,56	0,09
	oct	57,46	59,22	1,76
	nov	48,38	49,10	0,72
	dic	50,07	50,66	0,59
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

Fuente: SGIME (CNE)

### 3.2.6 Desvío de demanda en el mercado

**Cuadro 14 - Programa final diario frente a PDBF de la generación en zona española por grupo empresarial. Julio y Agosto 2013.**

	ENDESA	IBERDROLA	GAS NATURAL	HC	E.ON	EGL	ACCIONA	OTROS	Total
<b>PDBF</b>	31,81%	19,58%	9,82%	5,42%	0,96%	8,08%	5,32%	19,01%	100%
<b>P48</b>	27,05%	20,45%	14,49%	5,44%	2,51%	7,65%	4,84%	17,58%	100%

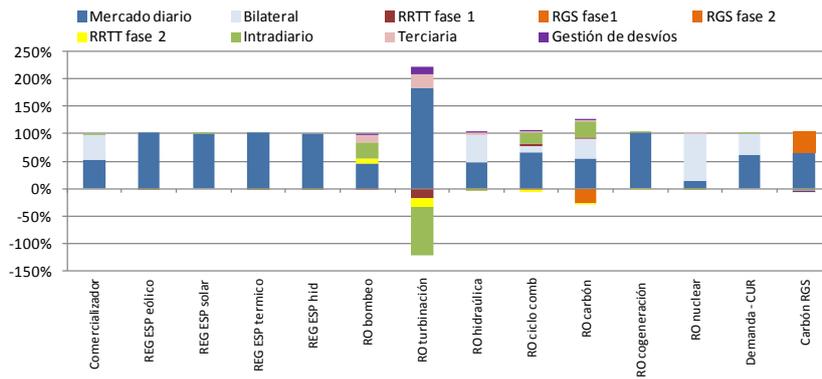
Fuente: SGIME (CNE)

**Cuadro 15 - Programa final diario frente a PDBF de la generación en zona española por tecnología. Julio y Agosto 2013.**

	Nuclear	Carbón	Ciclo comb.	Hidr.	RE Eólico	RE Hidr.	RE Solar	RE Termic.	Bombeo Turb.	Importac.	Fuel-gas	Total
<b>PDBF</b>	23,45%	17,62%	8,10%	8,81%	14,68%	2,11%	7,61%	13,46%	1,42%	2,63%	0,03%	100%
<b>P48</b>	22,21%	20,74%	10,01%	8,52%	13,45%	1,98%	7,30%	12,55%	0,73%	2,50%	0,00%	100%

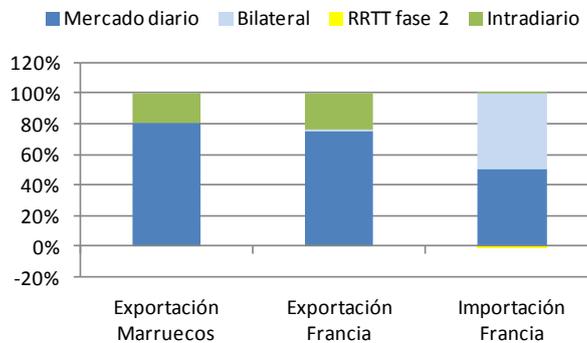
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 91 - Peso de cada uno de los segmentos en el programa de cada tecnología. Julio y Agosto 2013.**



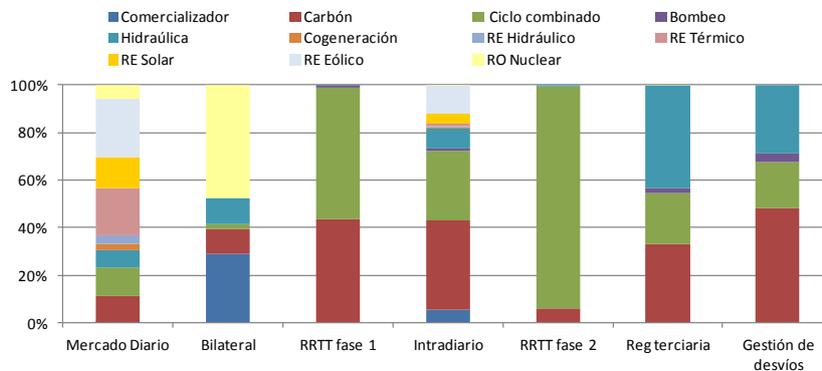
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 92 - Peso de cada uno de los segmentos en las interconexiones. Julio y Agosto 2013.**



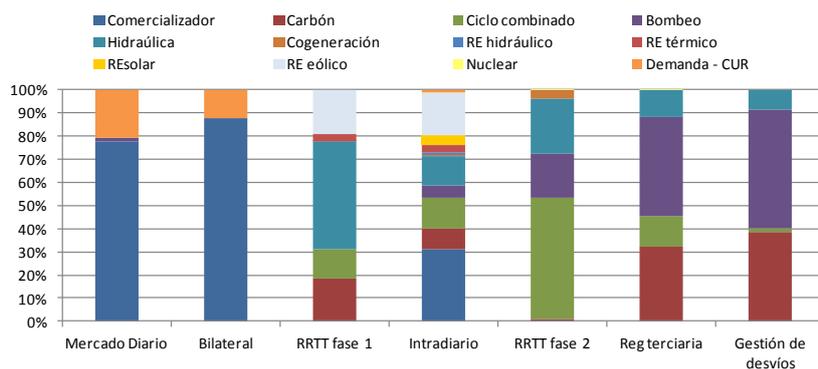
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 93 - Peso de cada una de las tecnologías en cada segmento – energías a subir (ventas). Julio y Agosto 2013.**



Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 94 - Peso de cada una de las tecnologías en cada segmento – energías a bajar (compras). Julio y Agosto 2013.**

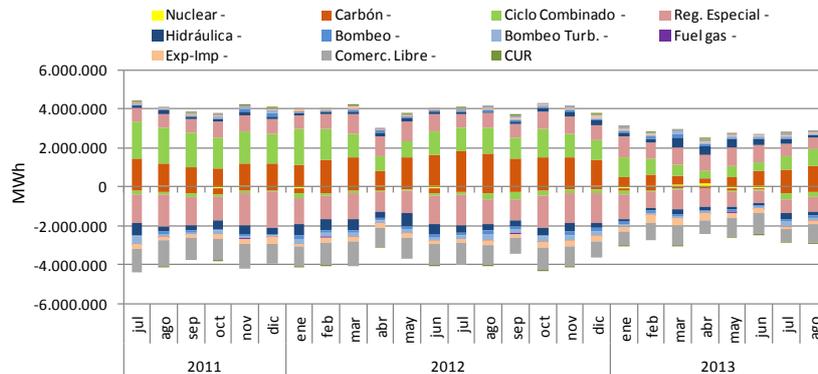


Fuente: SGIME (CNE)

### 3.2.7 Mercado Intradiario

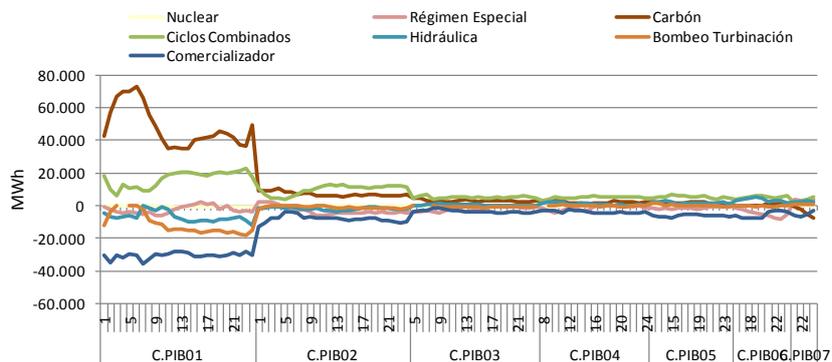
#### 3.2.7.1 Energías

**Gráfico 95 - Evolución mensual de las compras y ventas en intradiario por tecnología.**



Fuente SGIME (CNE)

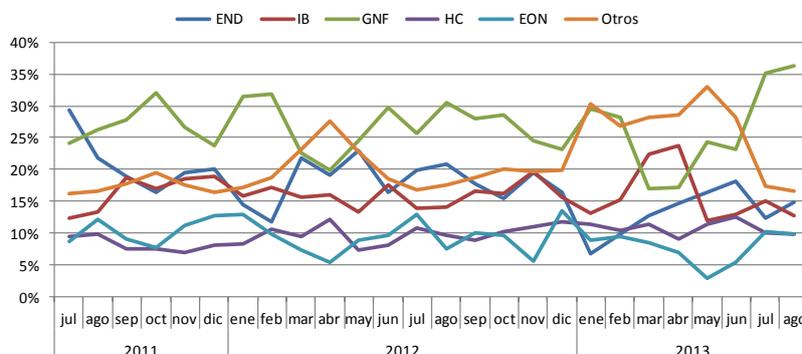
**Gráfico 96 - Valores medios horarios del programa neto de cada tecnología en cada una de las sesiones del mercado intradiario. Julio y Agosto 2013.**



Fuente SGIME (CNE)

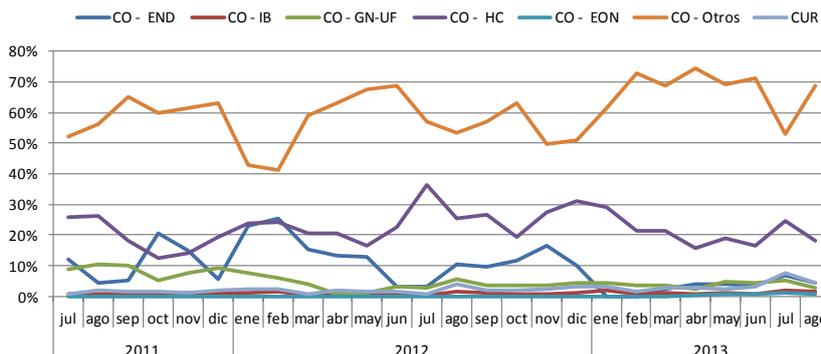
### 3.2.7.2 Concentración empresarial

**Gráfico 97 - Cuotas de ventas en intradiario.**



Fuente: SGIME (CNE)

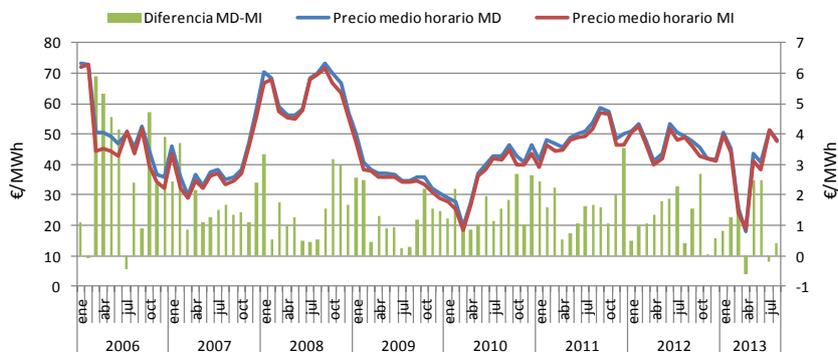
**Gráfico 98 - Cuotas de compras en intradiario.**



Fuente: SGIME (CNE)

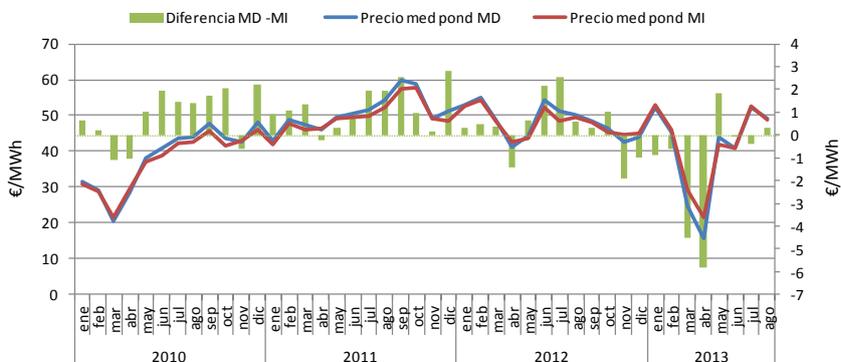
### 3.2.7.3 Análisis de Precios

**Gráfico 99 - Evolución mensual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradía.**



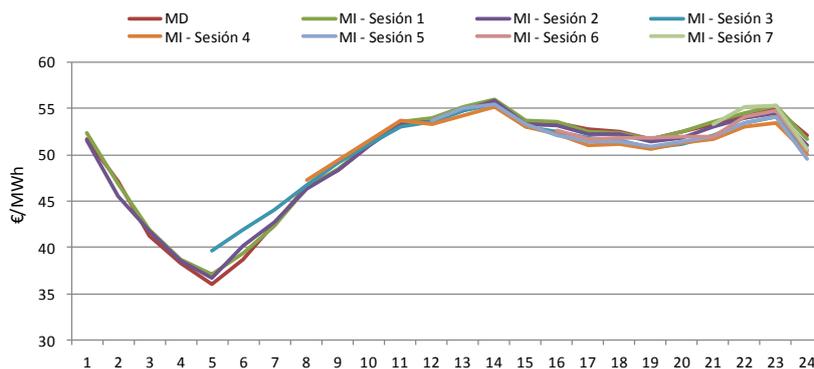
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 100 - Evolución del promedio mensual del precio medio ponderado en los mercados Diario e Intradía en zona española.**



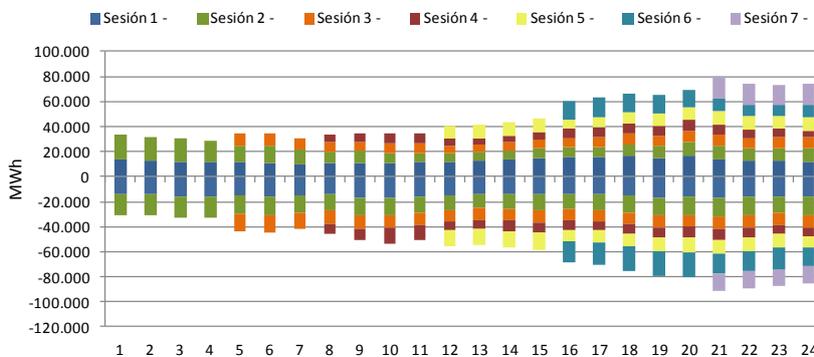
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 101 - Precios medios del mercado intradía para cada sesión. Julio y Agosto 2013.**



Nota: la sesión 7 se corresponde con la sesión 1 del mismo día.  
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 102 - Energía horaria negociada por el régimen especial en cada una de las sesiones del mercado intradía. Julio y Agosto 2013.**



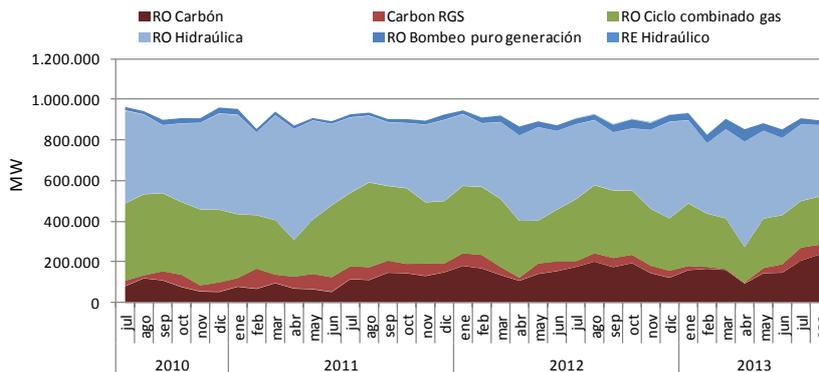
Fuente: SGIME (CNE)

### 3.2.8 Mercados de Servicios de Ajuste

#### 3.2.8.1 Banda de Regulación Secundaria

##### 3.2.8.1.1 Tecnologías

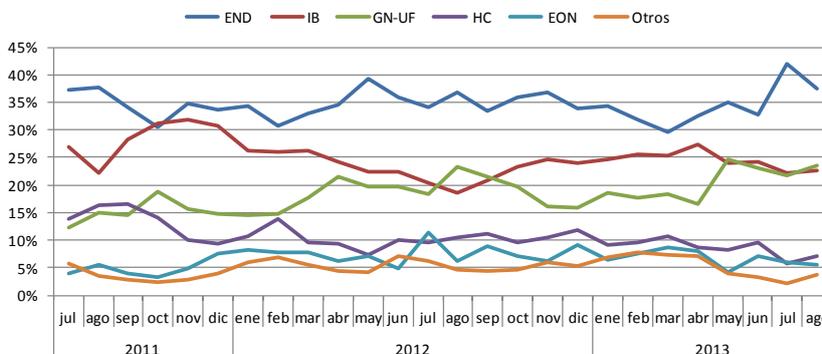
**Gráfico 103 - Evolución mensual de la participación de las tecnologías en la banda de secundaria.**



Fuente: SGIME (CNE)

##### 3.2.8.1.2 Concentración Empresarial

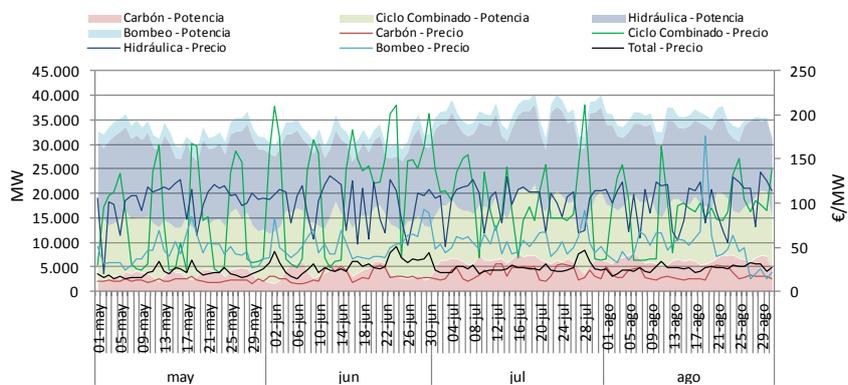
**Gráfico 104 - Asignación de banda por grupo empresarial.**



Fuente SGIME (CNE)

### 3.2.8.1.3 Análisis de precios

**Gráfico 105 - Evolución diaria de la oferta de potencia a banda de secundaria. Mayo - Agosto 2013.**

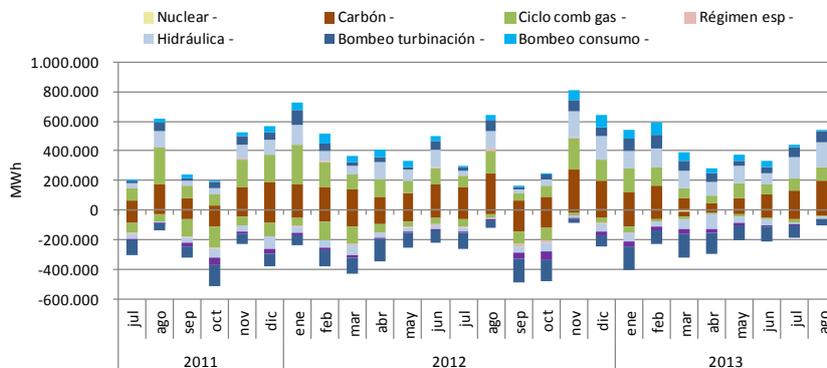


Fuente: SGIME (CNE)

### 3.2.8.2 Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria

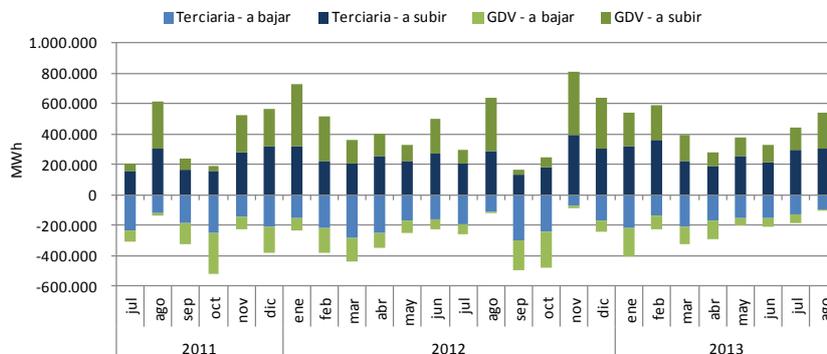
#### 3.2.8.2.1 Energías

**Gráfico 106 - Energía mensual de regulación terciaria y gestión de desvíos por tecnologías.**



Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 107 - Energía mensual de gestión de desvíos y regulación terciaria.**

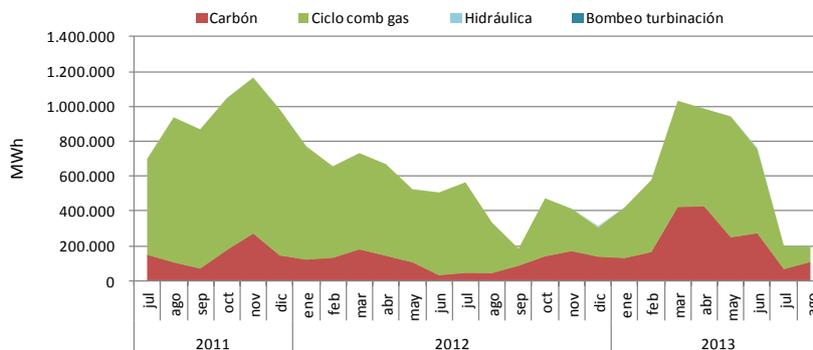


Fuente: SGIME (CNE)

### 3.2.8.3 Resolución de Restricciones Técnicas al PDBF: fase 1

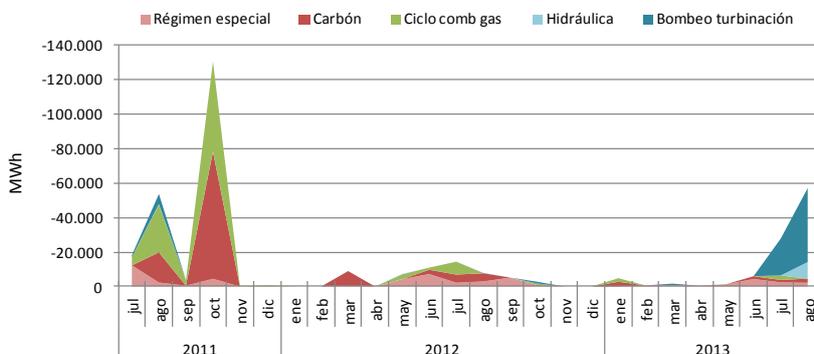
#### 3.2.8.3.1 Energías

**Gráfico 108 - Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento – Fase 1 a subir.**



Fuente: CNE (SGIME).

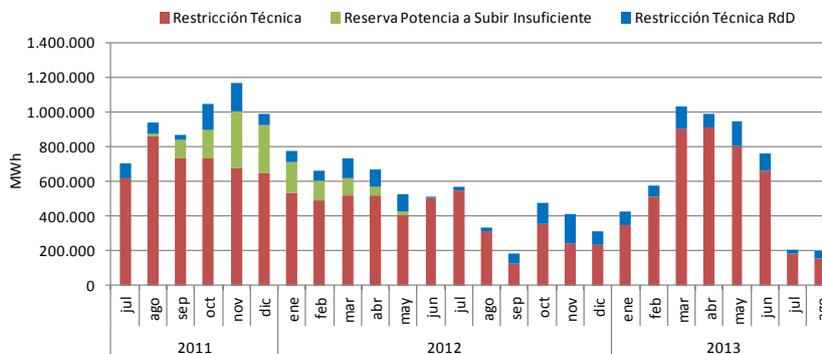
**Gráfico 109 - Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento – Fase 1 a bajar.**



Fuente: SGIME (CNE)

### 3.2.8.3.2 Motivos de programación

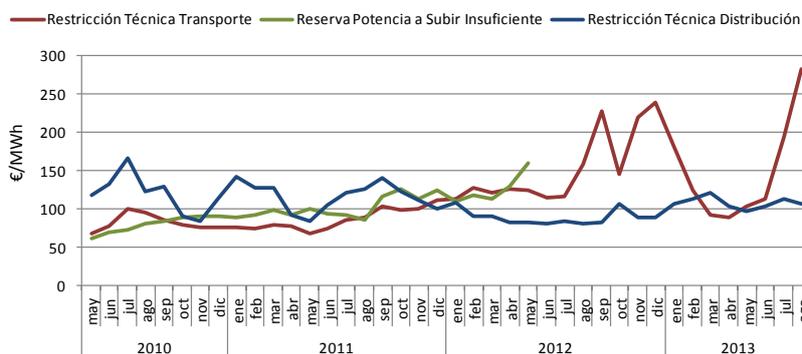
**Gráfico 110 - Tipo de redespacho de las restricciones técnicas - Fase 1 a subir.**



Fuente: SGIME (CNE)

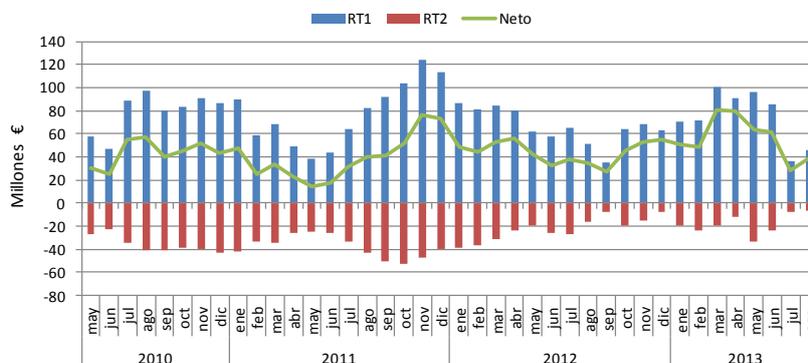
### 3.2.8.3.3 Análisis de precios

**Gráfico 111 - Evolución mensual del precio medio ponderado en restricciones técnicas a subir en la red de transporte, distribución y por insuficiente reserva a subir.**



Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 112 - Coste mensual de restricciones técnicas al programa base de funcionamiento (fase 1 y 2).**

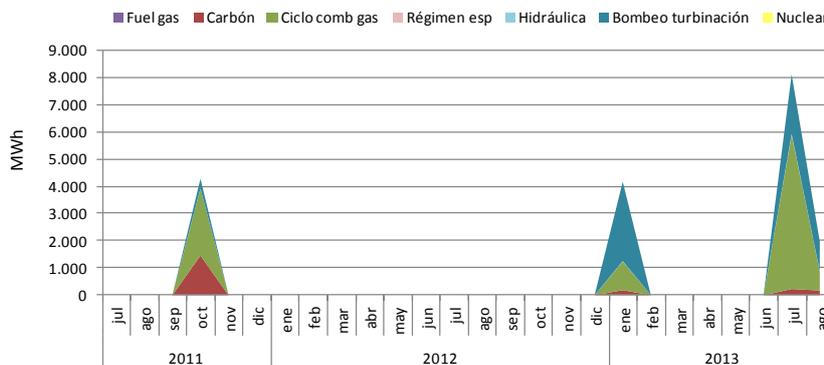


Fuente: SGIME (CNE)

### 3.2.8.4 Restricciones técnicas al PDBF: fase 2

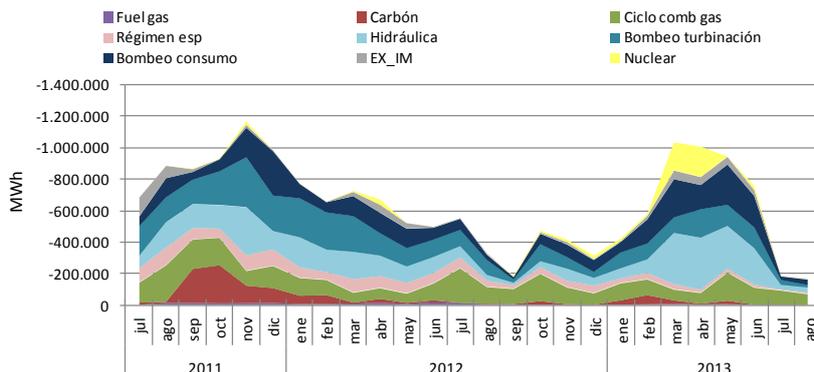
#### 3.2.8.4.1 Energías

**Gráfico 113 - Energías restricciones técnicas - Fase 2 a subir.**



Fuente: SGIME (CNE)

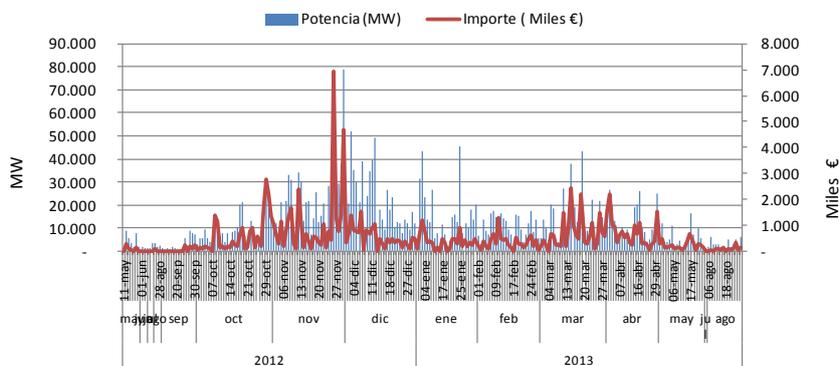
**Gráfico 114 - Energías restricciones técnicas - Fase 2 a bajar.**



Fuente: SGIME (CNE)

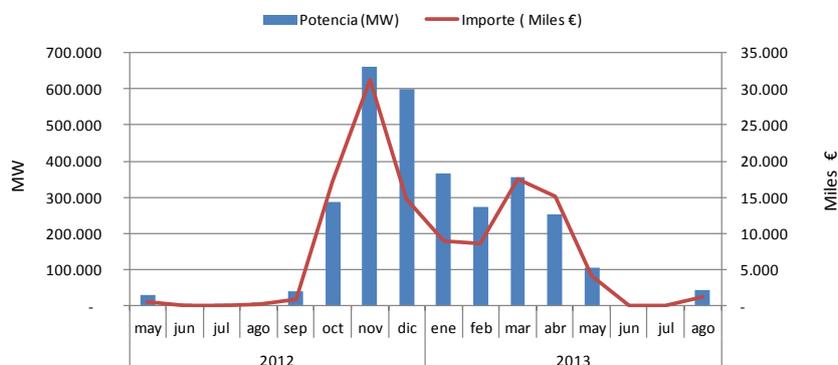
### 3.2.8.5 Reserva de potencia adicional a subir

**Gráfico 115 – Evolución diaria de potencia y coste de reserva de potencia adicional a subir.**



Fuente: REE

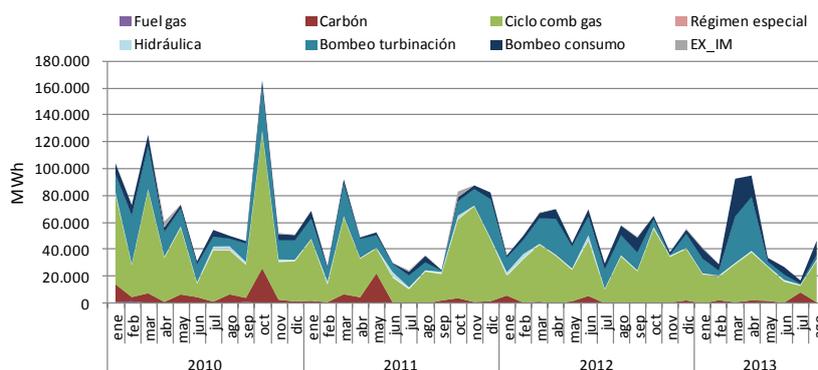
**Gráfico 116 – Evolución mensual de la potencia y del coste de asignación de reserva de potencia adicional a subir.**



Fuente: REE

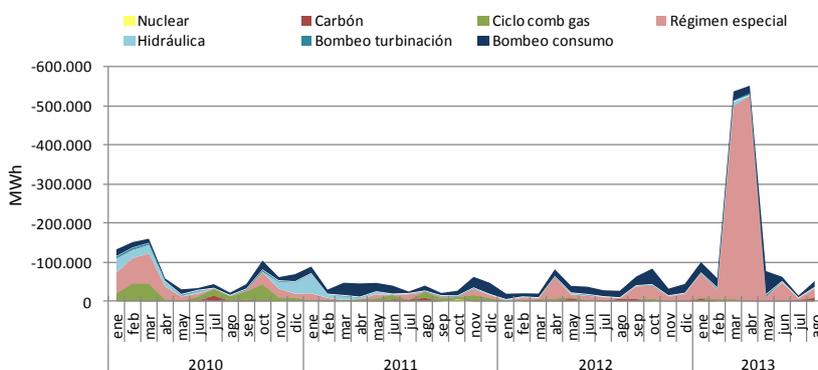
### 3.2.8.6 Restricciones en Tiempo Real

**Gráfico 117 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a subir.**



Fuente: SGIME (CNE)

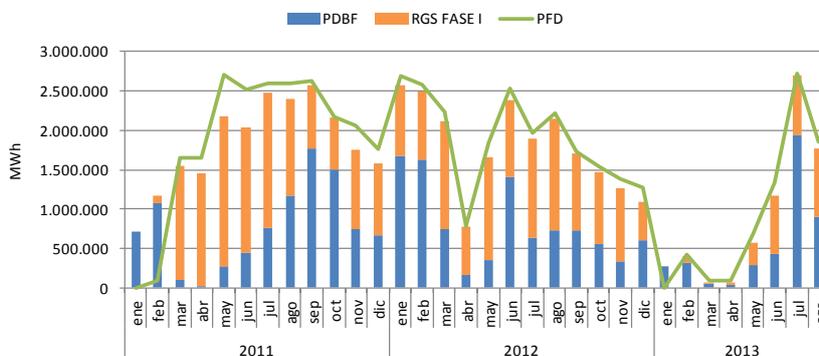
**Gráfico 118 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a bajar.**



Fuente: SGIME (CNE)

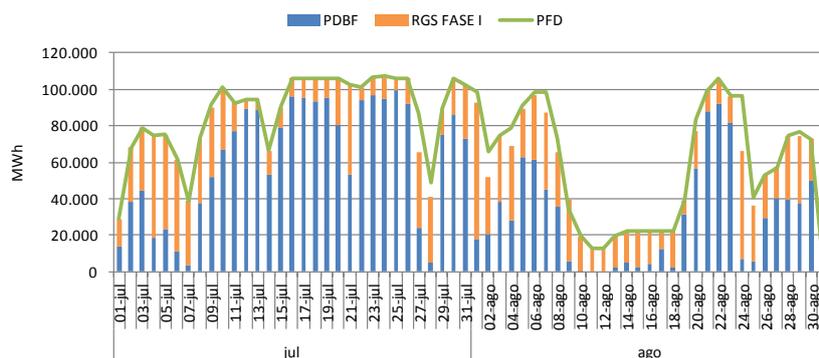
### 3.2.8.7 Solución de Restricciones por Garantía de Suministro

**Gráfico 119 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento.**



Fuente: CNE (SGIME)

**Gráfico 120 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento. Julio y Agosto 2013.**



Fuente: CNE (SGIME)

#### 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
ESCCC1	CICLO COMBINADO ESCOMBRERAS 1 EL FANGAL / AES
ESCCC2	CICLO COMBINADO ESCOMBRERAS 2 EL FANGAL/ AES
ESCCC3	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	PUESTES 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



COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA