

INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD

MARZO Y ABRIL

2013

1. Hechos relevantes

La demanda interanual de energía eléctrica peninsular en barras de central experimentó un nuevo descenso en los meses de marzo y abril, continuando así situada en los niveles alcanzados en el año 2006. Al igual que ocurriera en 2009, desde mediados de 2011 la reducción que está experimentando la demanda eléctrica peninsular es mayor que la sufrida por el PIB. No obstante, en los últimos meses las reducciones de demanda parecen acercarse a la de PIB, posiblemente porque las actividades más intensivas en consumo de energía ya habían resultado afectadas por la crisis en 2009.

La conjunción de elevada eolicidad e hidráulidad acontecida durante los meses de marzo y abril de 2013 modificó notablemente el reparto por tecnología de generación. Dichas tecnologías alcanzaron una cuota mensual conjunta en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) en el entorno del 50%, mientras que la participación térmica (carbones y ciclos combinados) se redujo al 3,4% en marzo y 1,8% en abril.

Estas particulares condiciones de generación dieron lugar a un notable descenso del precio medio del mercado diario durante los meses de estudio. El precio medio para el mes de marzo se redujo hasta los 25,92 €/MWh, mientras que en abril se contrajo aún más hasta los 18,17 €/MWh. La coincidencia de estas condiciones de generación con la fuerte caída de la demanda propia de la festividad de Semana Santa, dio lugar a la aparición de precios cero en numerosas horas del mercado diario, al punto de alcanzar un precio medio diario de 0 €/MWh para los días 29 de marzo y 1 de abril.

El reducido hueco térmico derivó en un incremento de la utilización de los servicios de ajuste del sistema, con un aumento del coste de restricciones en el entorno de los 2 €/MWh respecto a los meses anteriores. El sobrecoste añadido por los diferentes segmentos del mercado sobre el precio del mercado diario sufrió un fuerte incremento, acercándose a los 7,5 €/MWh (media de los servicios de ajuste de 3,2 €/MWh en 2011 y 4,6 €/MWh en 2012). Los principales responsables de dicho ascenso fueron las restricciones al programa diario base de funcionamiento, la reserva de potencia adicional a subir y las restricciones en tiempo real.

Si bien el número de centrales programadas diariamente por restricciones al PDBF se ha mantenido relativamente estable en los últimos meses, el descenso del precio en el mercado diario ha hecho que el sobrecoste de este segmento sobre este mercado se haya incrementado significativamente. Respecto al incremento del sobrecoste correspondiente al servicio de reserva de potencia adicional a subir, éste se debe a una mayor programación de potencia requerida a través de este segmento en este periodo y a un aumento del precio medio de este mercado. En cuanto al incremento del sobrecoste de la programación en el proceso de restricciones técnicas en tiempo real, éste se ha originado principalmente por el notable incremento de la energía requerida para la solución de restricciones en tiempo real a subir, fundamentalmente por insuficiente reserva a subir y restricciones zonales.

La banda secundaria también alcanzó precios muy elevados en momentos en los que el mercado diario contaba con pocas centrales térmicas acopladas. Adicionalmente, se han detectado ofertas en banda secundaria de la tecnología hidráulica muy elevadas. No obstante, teniendo en cuenta que durante este periodo se han registrado numerosos vertidos en prácticamente todas las cuencas hidráulicas, la posibilidad de proporcionar este servicio por parte de estas centrales podría haberse visto reducida significativamente.

Las horas equivalentes de funcionamiento de las centrales de ciclo combinado continuaron

descendiendo, situándose en el entorno de las 500 horas en el mes de abril. De igual manera, las horas equivalentes de funcionamiento, durante los meses de estudio, de las centrales de carbón no adscritas al mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro sufrieron un brusco descenso, en el entorno del 50%, cayendo por debajo de las 2.000 horas anuales, mientras que las centrales de carbón RGS prácticamente no resultaron programadas en este periodo. Tan sólo dos centrales de carbón adscritas a dicho mecanismo resultaron programadas en estos dos meses. El volumen producido entre enero y abril de 2013 asciende a 718 GWh, lo que supone el 3,6% del total establecido.

Similar a lo acontecido en los meses de enero y febrero y conforme a lo señalado en el pasado informe, la continuidad de la elevada generación eólica e hidráulica registrada hasta la fecha en el año 2013 podría estar limitando el posible impacto de las medidas fiscales introducidas en enero de este año sobre el precio del mercado en zona española, al reducirse muy significativamente la participación de las centrales térmicas en el mercado diario.

Continúa la tendencia iniciada el pasado mes de enero, a raíz del ascenso de los precios de las ofertas al mercado diario registrado en la zona española del MIBEL, consistente en la aparición de precio inferior en zona portuguesa en las horas de desacoplamiento. En el mes de abril, en el 100% de las horas de desacoplamiento el precio resultó superior en zona española.

Prosiguen las reducciones de capacidad llevadas a cabo antes del mercado diario en dirección ES→PT, alcanzando el 68% y 60% del total de las horas de los meses de marzo y abril respectivamente.

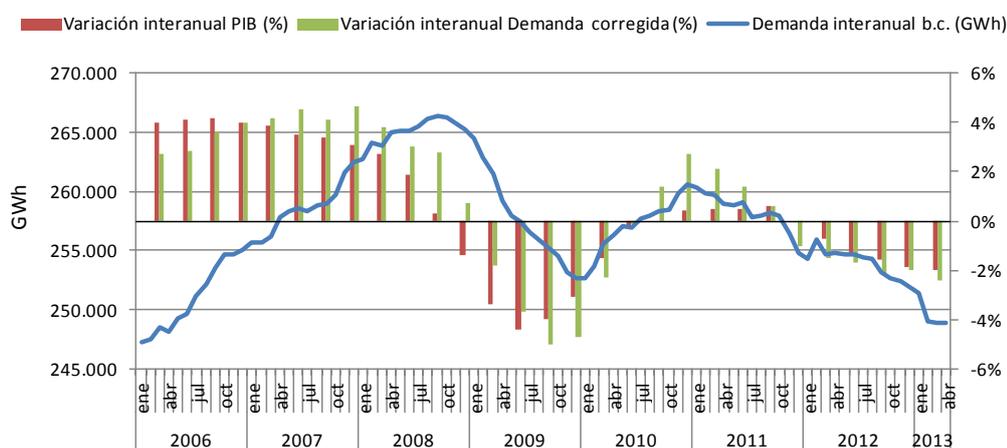
Los volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios representaron el 11% y 10% en marzo y abril respectivamente de la energía negociada en PDBF (14,9% y 11,7% en 2012), mientras que el incremento neto de generación fue del 3,9% y 3% respectivamente (5,7% y 4,7% en 2012). Estos porcentajes son inferiores a los alcanzados en 2012 como consecuencia de la reducida programación de las instalaciones de RGS en 2013 (y por tanto de las centrales que recuperan su programación en intradiarios tras ser retiradas en la fase de recuadro de RGS), así como por la menor participación en intradiarios del régimen especial con la entrada en vigor del Real Decreto ley 2/2013.

2. Demanda

La demanda interanual de energía eléctrica peninsular en barras de central experimentó un nuevo descenso en los meses de marzo y abril, continuando así situada en los niveles alcanzados en el año 2006.

Al igual que ocurriera en 2009, desde mediados de 2011 la reducción que está experimentando la demanda eléctrica peninsular es mayor que la sufrida por el PIB. No obstante, en los últimos meses las reducciones de demanda parecen acercarse a las reducciones del PIB, posiblemente porque las actividades más intensivas en consumo de energía ya habrían resultado afectadas por la crisis en 2009.

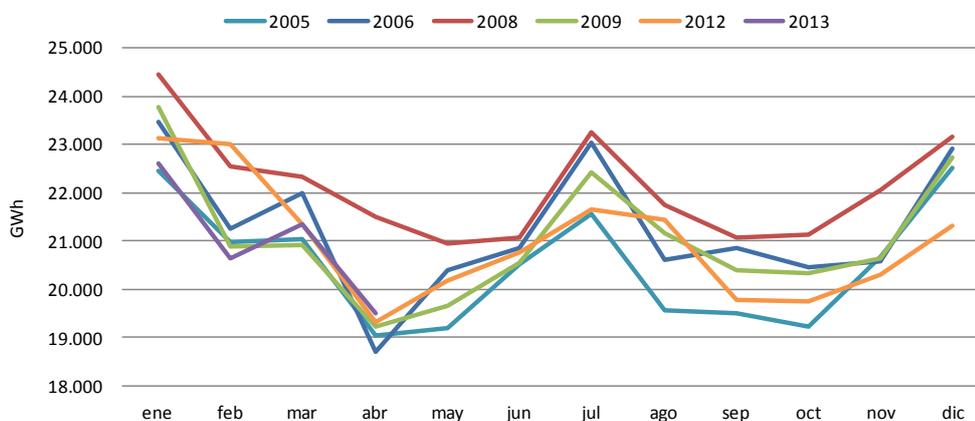
Gráfico 1 - Evolución de la demanda interanual peninsular en barras de central frente a variación interanual del PIB y demanda corregida (datos trimestrales).



El mes de marzo resultó ligeramente más frío de lo normal, con una temperatura media $0,1^{\circ}\text{C}$ inferior a la media del mes. Por el contrario, el mes de abril fue más cálido de lo habitual, con una temperatura media $0,5^{\circ}\text{C}$ superior a la media del mes.

La demanda mensual registrada en barras de central durante los meses de estudio fue muy similar a los mismos meses del año anterior. Para el mes de marzo, la demanda resultó un $0,1\%$ inferior al mismo mes del año 2012 ($-1,4\%$ en términos corregidos), mientras que para el mes de abril ésta registró un alza del $0,9\%$ (descenso del $2,1\%$ en términos corregidos).

Gráfico 2 - Demanda mensual peninsular en barras de central.

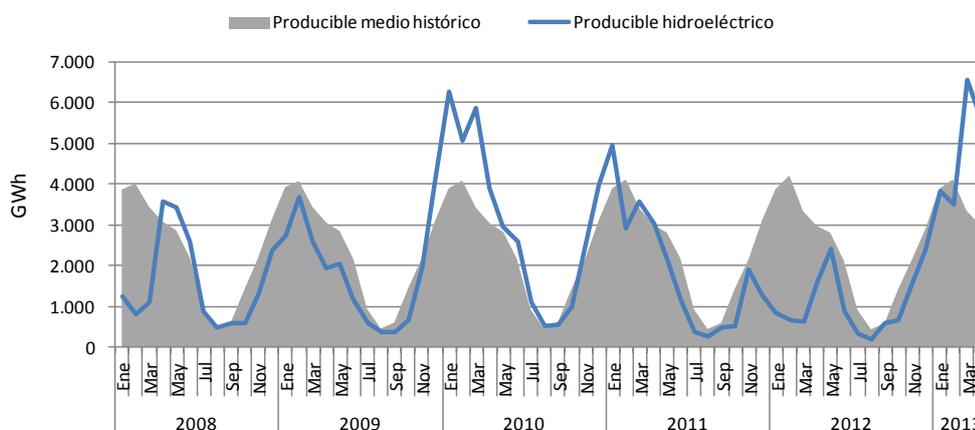


3. Oferta

Desde el punto de vista hidrológico, mientras que la precipitación media correspondiente al mes de abril se situó en los valores normales de dicho mes, **marzo resultó extremadamente lluvioso**, con una precipitación media mensual superior al triple del valor normal del mes, alcanzando 157 litros por metro cuadrado, convirtiéndose en **el mes de marzo más húmedo desde la existencia de registros** según datos de la Agencia Estatal de Meteorología.

De este modo, tras el mes de marzo, el nivel de agua embalsada se situó alrededor del 80% de la capacidad total del sistema, con varias cuencas hidrográficas por encima del 90% de su capacidad.

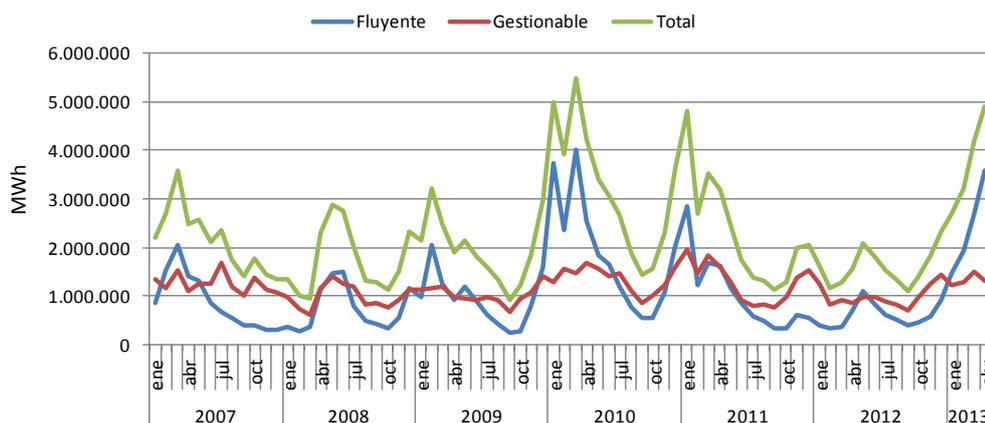
Gráfico 3 - Producible hidroeléctrico y valor medio histórico.



La generación de origen hidráulico continuó al alza durante los meses de estudio, incrementándose en torno al 50% respecto a los meses previos, obteniéndose en ambos meses, al igual que en los dos meses anteriores, una generación hidráulica fluyente superior a

la gestionable.

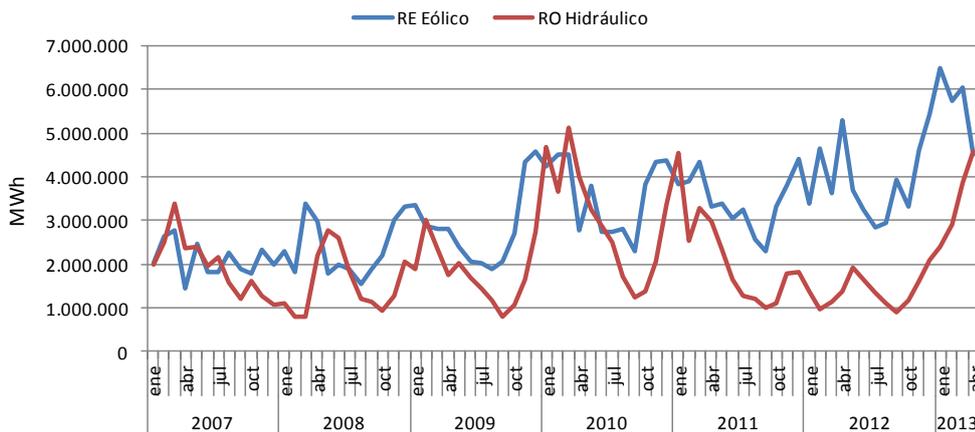
Gráfico 4 - Evolución mensual de la producción hidráulica en P48 (Hidráulica y Bombeo-Turbinación)*.



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

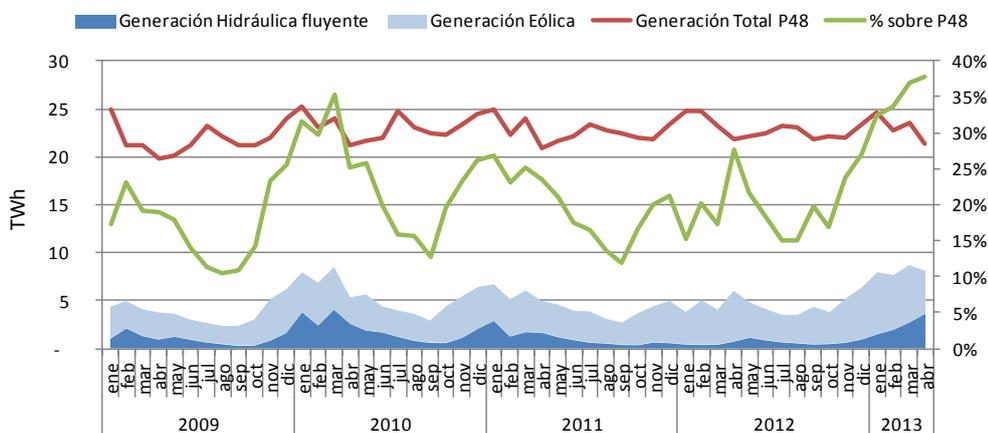
Aunque en menor medida que en los dos meses anteriores, en marzo y abril se registraron niveles muy elevados de generación eólica, lo que, sumado a la creciente generación de origen hidráulico, provocó una **drástica reducción del hueco térmico**.

Gráfico 5 - Evolución mensual de la generación eólica en régimen especial e hidráulica en régimen ordinario (P48).



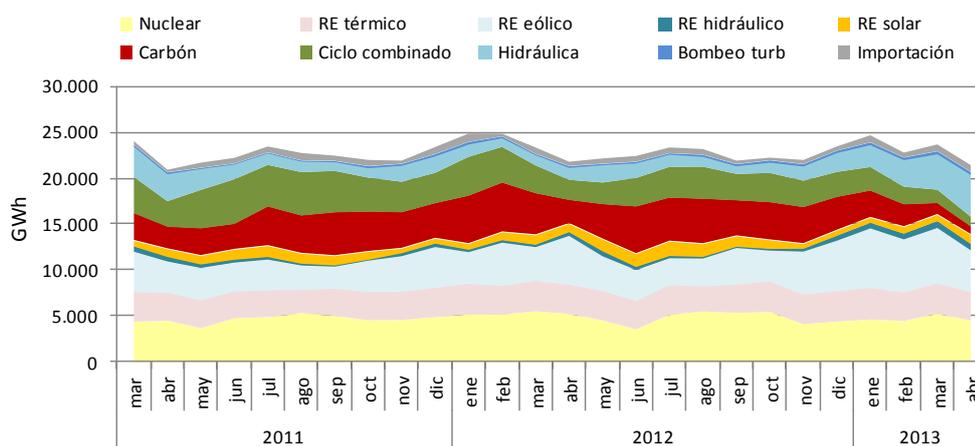
Esta situación provocó que el conjunto **de la generación eólica e hidráulica fluyente superara el 35% del total** de la energía aportada al sistema en P48 en el mes de marzo. La caída de la demanda en el mes de abril hizo que dicho porcentaje resultara ligeramente superior en este mes.

Gráfico 6 - Evolución mensual del acumulado de la generación hidráulica fluyente y eólica frente a generación total en P48.



Respecto a la **producción del resto de tecnologías**, similar a lo acontecido en los dos primeros meses del año, el reducido hueco térmico sumado a la menor demanda provocó fuertes caídas de la generación térmica. La producción en P48 de las plantas de carbón se redujo un 61% respecto a los dos meses anteriores, mientras que la de los ciclos combinados lo hizo un 44%. Las indisponibilidades de las centrales de generación registraron niveles muy reducidos, por debajo de los dos meses previos.

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



Atendiendo a la cuota de generación en P48 por tecnología, cabe reseñar que **la generación hidráulica en régimen ordinario resultó ser la tecnología con mayor cuota, con un 21,5%**, seguida de la generación eólica y la nuclear, ambas cercanas al 21%. Como se ha indicado previamente, el hueco térmico continuó su descenso, situándose en el 9% en el mes de abril.

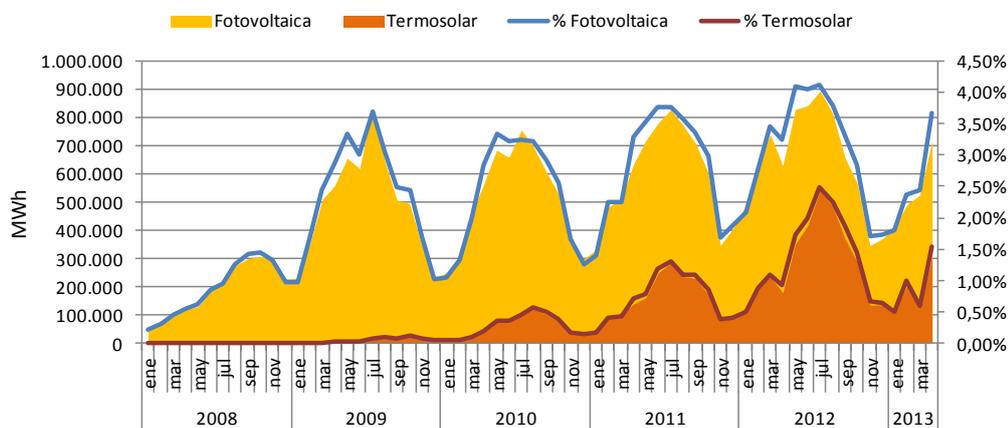
Cuadro 1 – Generación mensual por tecnología en P48 en zona española.

Año	Mes	Nuclear	RO 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%

El constante crecimiento de la potencia instalada de generación de origen solar en el último lustro, impulsada por el fuerte desarrollo de la tecnología solar termoelectrica en los últimos dos años, ha conllevado un importante incremento de la energía generada mediante esta tecnología. Actualmente se cuenta con una potencia fotovoltaica instalada cercana a los **4.600 MW aportada por más de 60.000 instalaciones**, mientras que la termoelectrica se aproxima a los **2.000 MW repartidos en 43 instalaciones**.

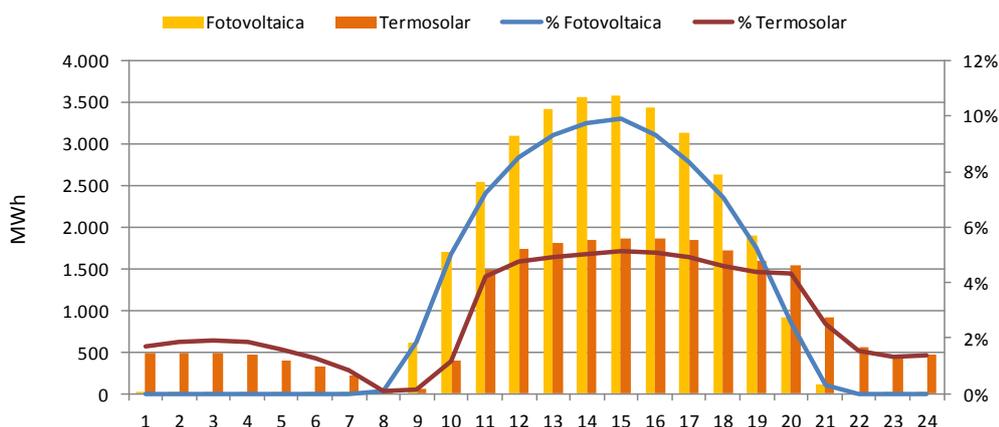
Esta potencia instalada permite que la generación solar llegue a cubrir entre un 2,5% y un 6,5% de la demanda mensual en barras de central, dependiendo del mes considerado.

Gráfico 8 - Evolución mensual de la producción de origen solar frente a porcentaje de cobertura de demanda en barras de central.



Tomando como ejemplo el día 18 de abril del presente año, uno de los días de mayor producción solar registrados hasta la fecha en 2013, se llegó a producir máximos horarios en el entorno de los 5.400 MWh, lo que supuso alrededor del **15% de la producción del total de las tecnologías**. La tecnología solar termoeléctrica permite la generación de energía almacenada con posterioridad a las horas de insolación, contribuyendo así al sistema durante la práctica totalidad del día, como se puede apreciar la siguiente gráfica.

Gráfico 9 – Generación horaria frente a cuota de generación. 18 Abril 2013.



Continuando con el funcionamiento del resto de tecnologías en P48, las **horas equivalentes de funcionamiento de las centrales de ciclo combinado prosiguieron su descenso**, situándose en el entorno de las 500 horas en el mes de abril.

De igual manera, las horas equivalentes de funcionamiento durante los meses de estudio de las **centrales de carbón** no adscritas al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro, sufrieron un brusco descenso, en el entorno del 50%, cayendo por

debajo de las 2.000 horas anuales, mientras que las **centrales de carbón RGS** prácticamente no resultaron programadas en este periodo.

Gráfico 10 - Evolución mensual de las horas equivalentes de funcionamiento anual de ciclos combinados.

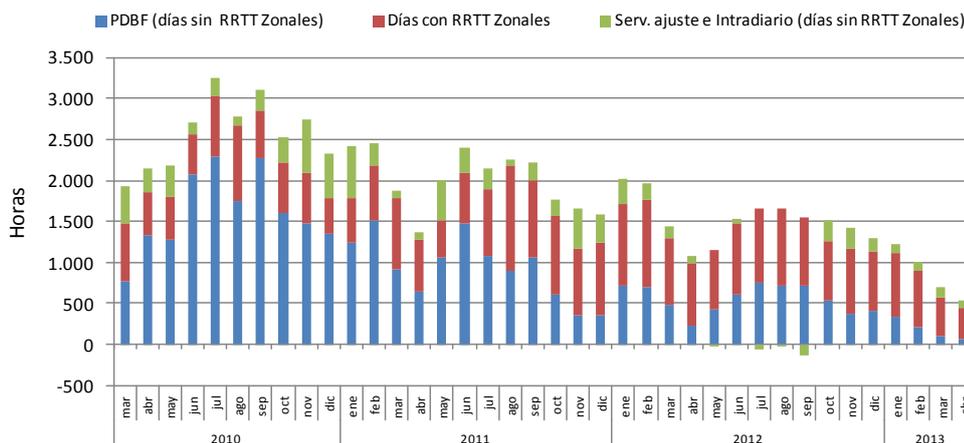
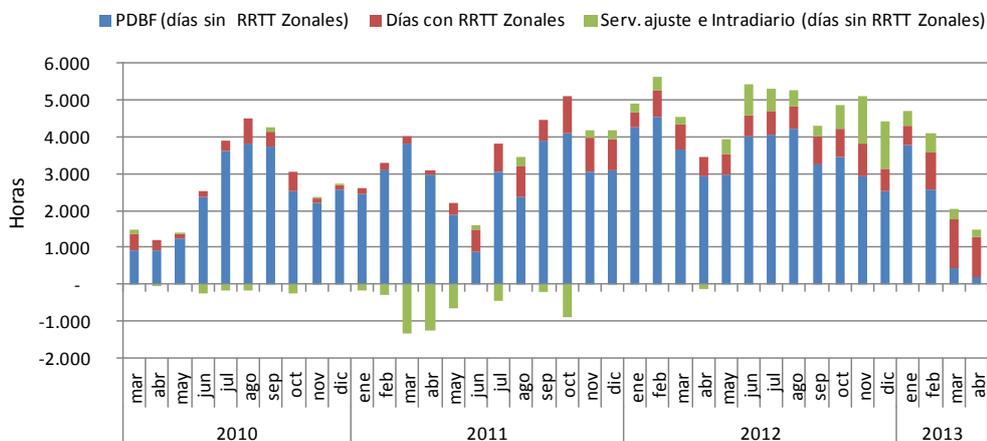


Gráfico 11 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de centrales de carbón no RGS.



En el siguiente cuadro se muestra la evolución mensual del reparto del total de la **generación en P48 por grupo empresarial**. Las particulares condiciones de generación acontecidas durante los meses de estudio derivaron en un aumento de la cuota de Iberdrola (por aumento de su generación hidráulica) así como de los pequeños generadores (por descenso de la generación térmica del resto de grandes generadores).

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

Años	Mes	END	IB	GN-UF	HC	EON	Otros
2010		19,8%	25,1%	13,6%	6,0%	4,5%	30,9%
2011	ene	20,9%	25,5%	13,7%	5,5%	4,3%	30,1%
	feb	21,8%	22,2%	14,8%	5,9%	4,0%	31,2%
	mar	25,3%	23,3%	12,6%	6,0%	3,7%	29,1%
	abr	26,4%	24,0%	11,0%	5,4%	2,1%	31,1%
	may	24,5%	22,9%	13,2%	4,9%	2,7%	31,9%
	jun	22,1%	20,3%	15,2%	5,4%	4,4%	32,7%
	jul	29,0%	18,5%	12,9%	5,0%	4,4%	30,2%
	ago	26,2%	19,0%	13,7%	6,0%	6,3%	28,9%
	sep	26,1%	19,2%	14,0%	6,6%	4,7%	29,5%
	oct	28,9%	17,2%	14,4%	6,6%	3,5%	29,4%
	nov	25,3%	20,4%	13,9%	5,9%	4,2%	30,3%
	dic	21,2%	22,1%	13,4%	5,9%	5,1%	32,2%
2012	ene	26,6%	18,7%	14,9%	5,9%	5,0%	29,0%
	feb	25,6%	18,4%	14,2%	6,5%	4,1%	31,3%
	mar	27,7%	18,9%	12,7%	5,8%	3,6%	31,3%
	abr	24,3%	20,3%	10,7%	6,4%	2,6%	35,6%
	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	25,0%	19,6%	13,5%	6,2%	3,2%	32,5%
	nov	22,5%	22,2%	12,6%	6,7%	2,2%	33,8%
	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%

4. Mercado

4.1. 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 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							
Enero	23.533.332	42,9	-0,05	2,3	1,2	7,1	53,4
Febrero	21.340.101	48,9	-0,03	1,3	0,9	7,0	58,0
Marzo	22.617.800	47,5	-0,05	1,8	1,0	5,7	55,9
Abril	19.103.449	46,2	-0,01	1,4	1,0	5,4	53,9
Mayo	20.099.458	49,5	-0,04	1,0	0,8	5,4	56,6
Junio	20.619.606	50,6	-0,05	1,0	0,8	6,4	58,7
Julio	21.753.435	51,4	-0,05	1,5	0,8	7,1	60,8
Agosto	21.406.002	54,1	-0,08	2,0	1,0	4,8	61,8
Septiembre	20.869.223	59,5	-0,06	2,1	1,3	5,6	68,3
Octubre	20.079.186	58,8	-0,03	2,9	1,9	5,4	69,0
Noviembre	20.510.186	50,1	-0,11	4,1	1,6	5,6	61,3
Diciembre	21.721.792	51,5	-0,15	3,7	1,3	7,0	63,3
2012							
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

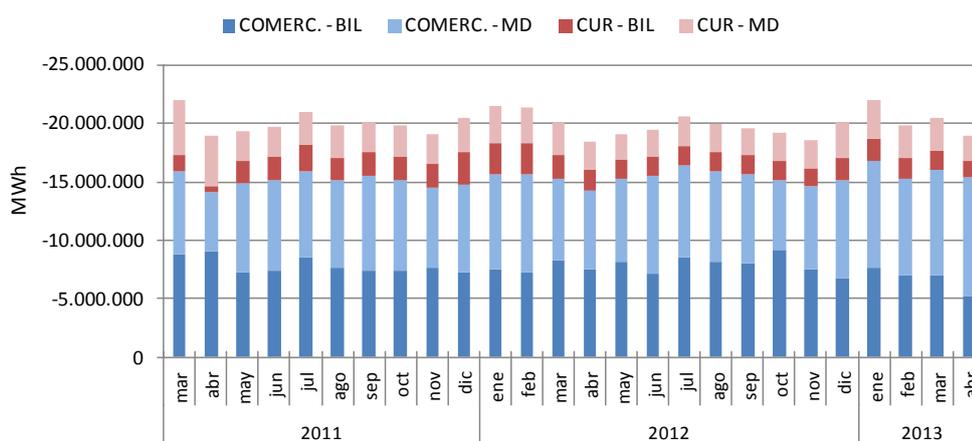
Cabe resaltar el incremento del coste de los servicios de ajuste sobre el precio final del mercado, con un aumento del coste de restricciones en el entorno de los 2 €/MWh. Posteriormente en este mismo informe se analizará dicho incremento.

Los precios horarios punta alcanzados durante ambos meses se mantuvieron en el entorno de los 90 €/MWh, mientras que se registraron **376 horas de precio cero**, lo que supone más de **una cuarta parte del total de las horas**.

4.2. Programa Diario Base de Funcionamiento

Desde el punto de vista de las compras, **la cuota de suministro en mercado libre continuó en ascenso durante ambos meses, hasta alcanzar el 80,9% en abril**, más de tres puntos porcentuales por encima de la cifra alcanzada el mismo mes del año anterior.

Gráfico 12 - 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**, se puede resaltar el aumento continuado de la cuota del conjunto de los grupos no ligados a los grupos energéticos tradicionales, que ascendió hasta el 12% en el conjunto de los cuatro primeros meses del año, frente a un 10% en esos mismos meses en 2012.

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

Año	Mes	END	IB	GNF	HC	EON	Otros	CUR
2011		25,5%	16,5%	11,6%	7,8%	1,3%	9,0%	28,4%
2011	ene	24,6%	17,0%	10,8%	6,9%	1,1%	8,1%	31,4%
	feb	24,5%	17,2%	11,0%	8,1%	1,3%	8,2%	29,7%
	mar	25,5%	17,9%	11,3%	7,5%	1,5%	9,0%	27,3%
	abr	26,3%	17,5%	11,3%	8,4%	1,5%	9,7%	25,3%
	may	28,3%	18,2%	11,1%	7,9%	1,5%	9,7%	23,4%
	jun	28,8%	18,5%	11,3%	7,9%	1,5%	9,2%	22,9%
	jul	28,2%	18,7%	11,3%	7,4%	1,5%	8,5%	24,4%
	ago	29,4%	18,5%	11,3%	6,7%	1,5%	8,8%	23,7%
	sep	29,0%	18,6%	11,4%	7,6%	1,5%	8,9%	23,0%
	oct	26,5%	19,0%	11,7%	8,0%	1,6%	9,3%	23,8%
	nov	27,2%	19,4%	11,4%	8,1%	1,7%	8,3%	23,9%
	dic	25,8%	19,7%	11,2%	6,9%	1,6%	6,8%	28,0%
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%

Desde **el punto de vista de las ventas en PDBF**, se aprecia un fuerte ascenso de Iberdrola en ambos meses, fundamentado en el fuerte impulso de su generación hidráulica así como en la recuperación de su generación nuclear frente a los dos meses previos. El resto de los principales grupos registran caídas, por la reducción de su generación térmica. Hidrocantábrico y E.On vieron caer fuertemente su generación mediante sus plantas de carbón mientras que para Endesa y Gas Natural Fenosa, tanto sus plantas de carbón como las de ciclo combinado registraron grandes descensos.

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		21,79%	25,54%	10,99%	5,45%	3,81%	32,42%
2011	abr	23,68%	25,88%	10,62%	4,56%	3,92%	31,34%
	may	24,54%	22,51%	11,57%	5,29%	3,81%	32,29%
	jun	25,70%	24,77%	8,55%	5,44%	3,16%	32,38%
	jul	25,73%	25,81%	7,62%	4,91%	1,46%	34,47%
	ago	23,95%	25,03%	8,17%	3,05%	2,11%	37,68%
	sep	21,99%	22,19%	10,83%	3,64%	3,75%	37,60%
	oct	28,52%	20,11%	9,68%	3,56%	2,85%	35,28%
	nov	26,89%	20,58%	9,05%	5,24%	4,73%	33,51%
	dic	27,67%	19,61%	9,86%	6,45%	3,40%	33,02%
	ene	32,24%	17,52%	8,89%	6,33%	2,48%	32,54%
	feb	27,11%	21,58%	8,62%	5,04%	2,57%	35,08%
	mar	22,07%	23,08%	9,12%	5,46%	3,24%	37,01%
2012	abr	30,18%	18,80%	10,40%	5,41%	3,10%	32,11%
	may	29,23%	17,90%	9,63%	5,82%	2,97%	34,44%
	jun	29,54%	19,54%	8,69%	4,65%	2,86%	34,72%
	jul	26,28%	20,76%	8,10%	5,28%	1,82%	37,77%
	ago	29,31%	18,61%	8,54%	4,08%	2,01%	37,44%
	sep	26,35%	17,14%	9,70%	5,69%	2,48%	38,63%
	oct	24,68%	18,02%	10,34%	5,66%	3,80%	37,50%
	nov	29,88%	18,22%	10,99%	5,34%	2,58%	33,00%
	dic	26,18%	19,73%	10,73%	5,45%	2,40%	35,51%
	ene	26,98%	21,52%	9,36%	5,02%	1,42%	35,70%
	nov	22,99%	23,83%	8,93%	5,52%	1,29%	37,44%
	dic	21,06%	22,17%	9,89%	6,24%	1,54%	39,09%
2013	ene	23,24%	20,80%	10,91%	6,10%	1,39%	37,56%
	feb	22,28%	23,24%	9,22%	6,16%	1,75%	37,36%
	mar	20,04%	27,32%	7,77%	5,33%	1,33%	38,21%
	abr	18,53%	29,00%	7,83%	4,36%	1,23%	39,07%

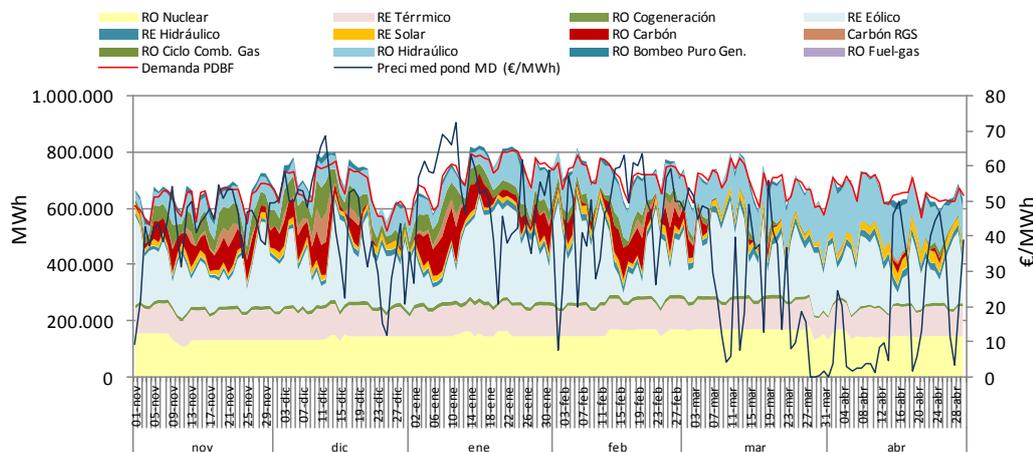
4.3. Análisis de las ofertas

La conjunción de elevada **eolicidad e hidraulicidad** acontecida durante los meses de marzo y abril de 2013 modificó notablemente el reparto por tecnología de generación. Dichas tecnologías alcanzaron una **cuota mensual conjunta en PDBF en el entorno del 50%**, mientras que la participación térmica (carbones y ciclos combinados) se redujo al 3,4% en marzo y 1,8% en abril.

Similar a lo acontecido en los meses de enero y febrero y conforme a lo señalado en el pasado informe, la continuidad de la elevada generación eólica e hidráulica registrada hasta la fecha en el año 2013 **podría estar limitando el posible impacto de las medidas fiscales** introducidas en enero de este año sobre el precio del mercado en zona española, al reducirse muy significativamente la participación de las centrales térmicas en el mercado diario.

Tal y como se aprecia en el gráfico siguiente, durante el periodo de estudio, y fundamentalmente durante el periodo festivo de Semana Santa, la programación en PDBF de tecnologías térmicas fue nula o muy reducida (2% en abril).

Gráfico 13 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona española.

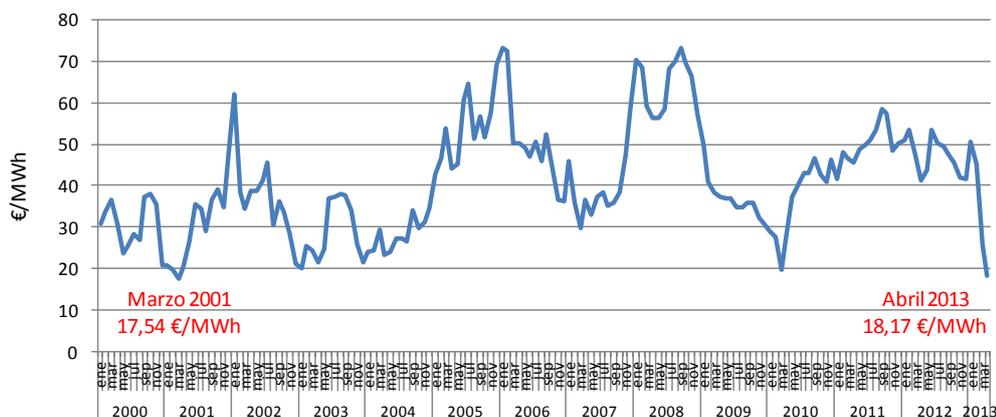


Cuadro 6 – Cuota de generación por tecnología en PDBF.

Año	Mes	Nuclear	RE Térmico	Cogeneración	RE Eólico	RE Hidráulico	RE Solar	Carbón no RGS	Carbón RGS	Ciclo Combinado Gas	Hidráulico	Bombeo Puro Generación	Fuel-gas
2012	nov	21,13%	15,38%	2,00%	26,76%	1,88%	2,70%	8,80%	1,77%	8,48%	8,79%	2,27%	0,05%
	dic	20,45%	14,31%	2,00%	28,75%	2,58%	2,80%	6,65%	2,80%	8,26%	9,64%	1,70%	0,05%
2013	ene	20,52%	13,81%	1,94%	30,14%	2,45%	2,03%	9,42%	1,22%	6,38%	10,42%	1,62%	0,04%
	feb	21,71%	13,92%	1,80%	28,76%	3,03%	3,02%	6,97%	1,61%	3,65%	14,09%	1,39%	0,05%
	mar	24,39%	14,27%	1,79%	30,50%	3,47%	3,05%	1,70%	0,22%	1,44%	17,93%	1,18%	0,05%
	abr	22,29%	14,73%	1,48%	26,06%	3,64%	5,06%	0,73%	0,19%	0,84%	23,03%	1,91%	0,04%

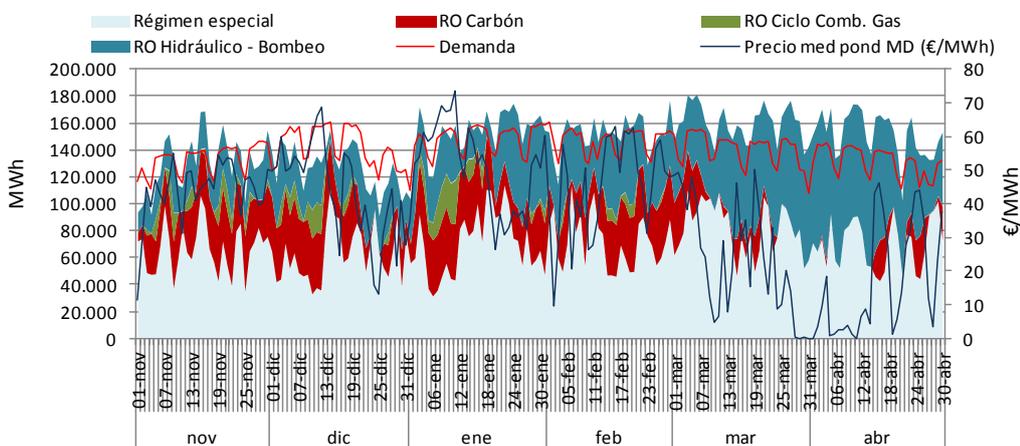
Las particulares condiciones de generación arriba mostradas dieron lugar a un **notable descenso del precio medio del mercado diario** durante los meses de estudio. El precio medio para el mes de marzo se redujo hasta los 25,92 €/MWh, mientras que en abril se contrajo aún más hasta los 18,17 €/MWh. Esta última resulta ser la media mensual más baja desde es el mes de marzo de 2001, cuando también se registró una elevada producción hidráulica.

Gráfico 14 – Precio medio mensual del mercado diario. Año 2000 – Abril 2013.



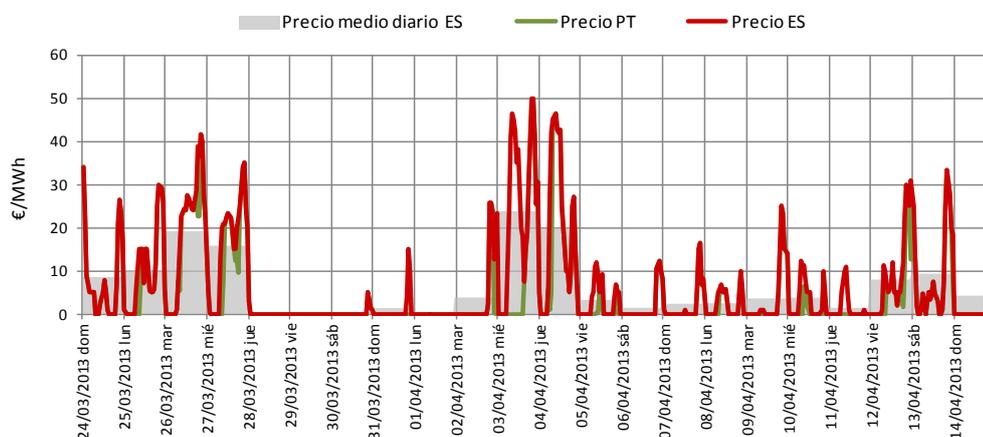
Analizando la composición del PDBF portugués durante los dos últimos meses, se puede observar que entre los días 27 de marzo y 14 de abril, ambos inclusive, tan sólo los días 3 y 4 de abril resultó casada energía de origen térmico (carbones o ciclos), **conformando la generación en régimen especial y la hidráulica el 100% de la generación en PDBF** el resto de los días.

Gráfico 15 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona portuguesa.



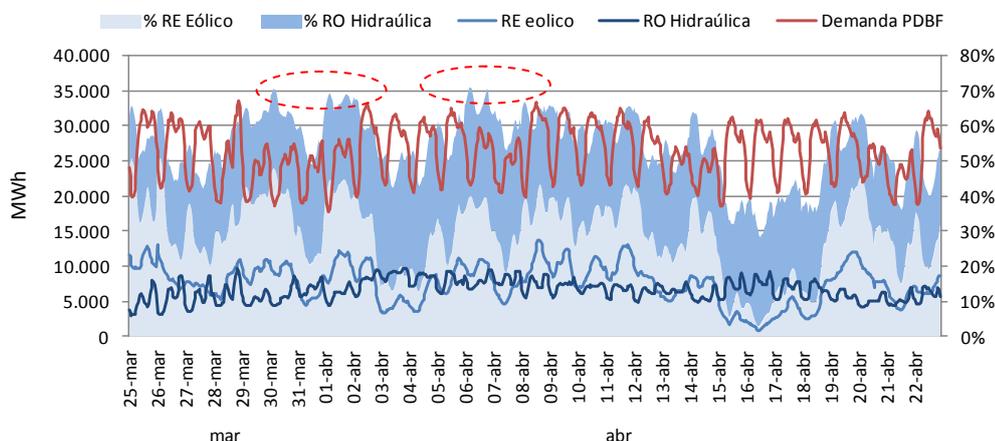
La coincidencia de estas condiciones de generación con la fuerte caída de la demanda propia de la festividad de Semana Santa, dio lugar a la aparición de precios cero en numerosas horas del mercado diario en zona española, al punto de alcanzar un **precio medio diario de 0 €/MWh** para los días 29 de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

Gráfico 16 – Evolución horaria del precio del mercado diario.



Analizando la composición de la generación en PDBF durante esos días, se puede observar que la suma de **la generación eólica y la hidráulica** (régimen ordinario) alcanzó **cuotas máximas horarias del 70% del PDBF**.

Gráfico 17 – Volumen de generación y cuota de generación eólica e hidráulica frente a demanda en PDBF.



Los días 29 y 30 de marzo y el 1 de abril ninguna central térmica (ciclos combinados y carbones) resultó casada en PDBF con posterioridad a la hora H.3.

En este periodo, el exceso de oferta a precio cero conllevó el **prorrato de la demanda de energía** entre las unidades ofertantes, lo que provocó que las centrales nucleares no casaran la totalidad de la energía ofertada al mercado diario. Éstas centrales completaron programa en otros segmentos del mercado, como el mercado intradiario o restricciones en tiempo real.

El día 29 de marzo (viernes Santo), debido a problemas de excedentes de generación no integrables en el sistema, con el objetivo de garantizar la reserva a bajar en el sistema, **el OS**

redujo la generación a las centrales nucleares, pasando de 7.101 MW a 5.964 MW (en torno a un 20%). Esta reducción fue mantenida hasta las 8:00 h del 2 de abril (martes de Pascua). La reducción de la producción nuclear fue la máxima posible sin que fuera calificada como un suceso notificable por el Consejo de Seguridad Nuclear y compatible con las limitaciones internas específicas en cada una de las plantas.

Adicionalmente, entre los días 28 de marzo y 2 de abril, la producción eólica fue reducida en tiempo real cerca de 300 GWh, con un máximo diario de 96 GWh, mientras que la solar termoeléctrica se redujo cerca de 8,5 GWh.

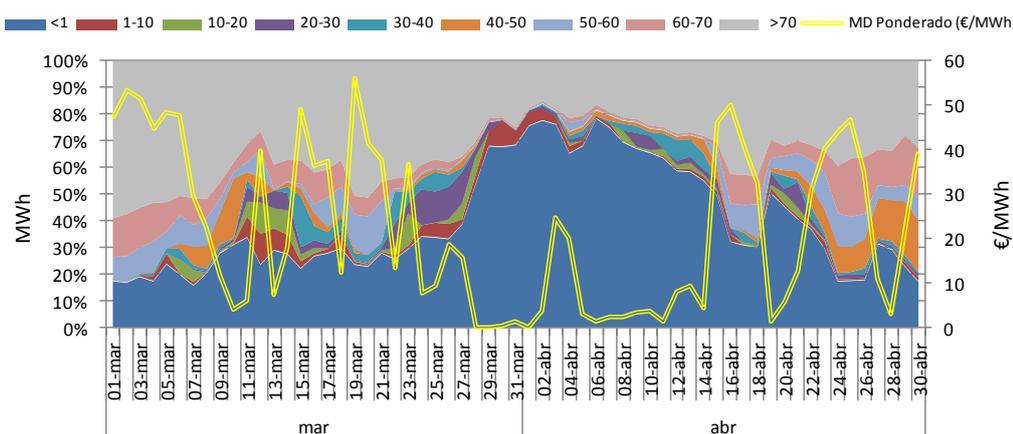
Los desacoplamientos acontecidos en el MIBEL durante estos días coincidieron con horas en las que se encontraba reducida la capacidad de importación ante solicitud de REN por elevada previsión eólica. En todas las horas en las que se produjo desacoplamiento entre ambos mercados el precio resultó superior en zona española.

Entre los días 28 de marzo y 2 de abril, no se registró importación de energía en la interconexión con Francia, saturándose ésta en sentido exportador. El precio medio del mercado francés durante esos días fue de 56,57 €/MWh.

A continuación se muestra la evolución de las ofertas de las tecnologías que dieron lugar a la formación de los bajos precios del mercado diario durante los meses de marzo y abril.

Observando en primer lugar las ofertas de las **centrales hidráulicas** en régimen ordinario, se aprecia que en los últimos días de marzo y la primera semana de abril, **en torno al 70% del volumen total ofertado lo fue a precio cero o muy cercano a cero**.

Gráfico 18 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales hidráulicas en régimen ordinario. *



(*) 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.

Asimismo, en los gráficos siguientes se aprecia cómo el precio de la oferta de la generación térmica al mercado diario también se vio considerablemente reducido durante esos días. Dicha reducción fue llevada a cabo por todos los principales grupos empresariales, en mayor o menor

medida.

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

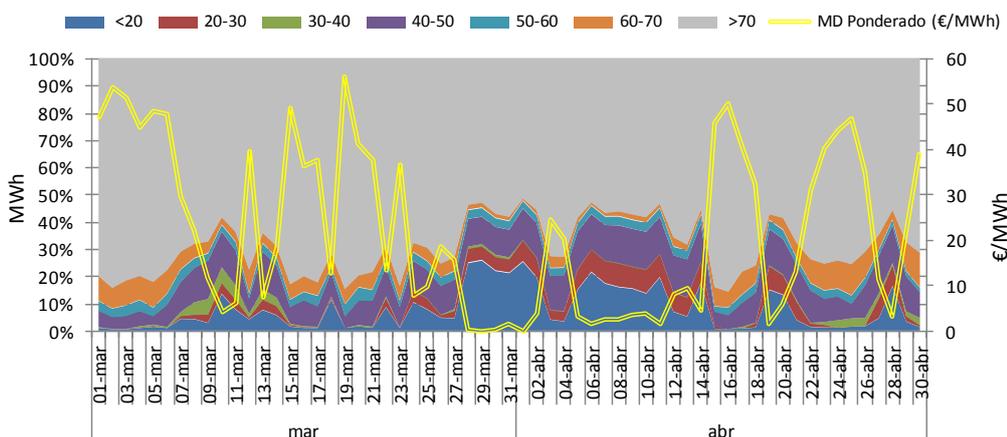
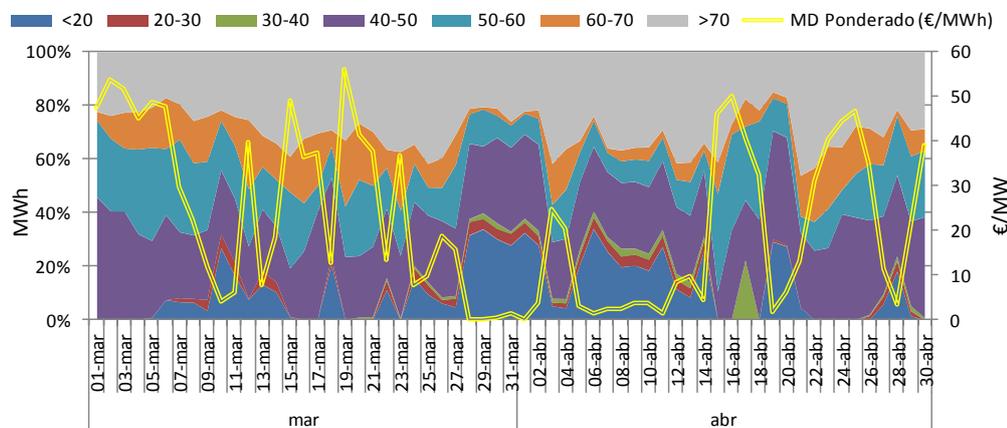
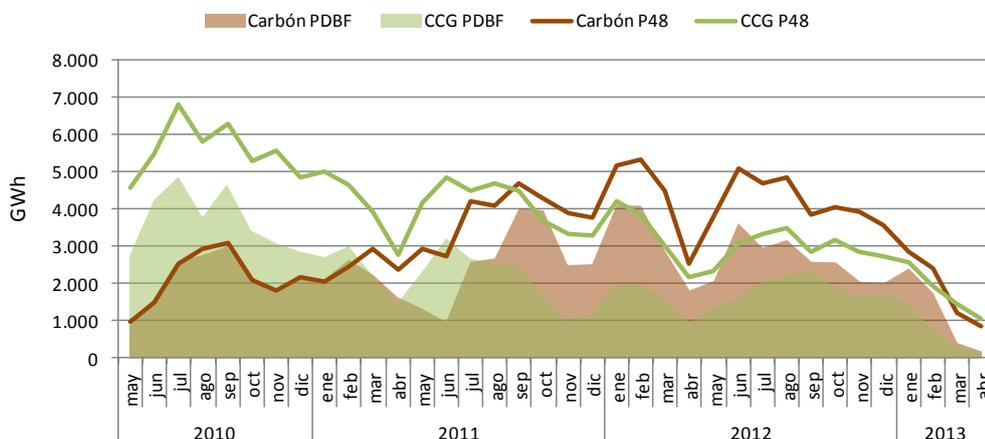


Gráfico 20 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales de carbón no RGS.



Pese a ello, el reducido hueco térmico limitó el funcionamiento de las plantas de carbón y ciclo combinado. Como se ha comentado antes, las **horas equivalentes de funcionamiento** de las centrales térmicas se redujeron notablemente, situándose en el mes de abril alrededor de las **2.000 horas para los carbones y 500 horas para los ciclos**. En ambos meses el volumen total de energía casada por los ciclos combinados en P48 superó al de las centrales de carbón no adscritas al mecanismo RGS, gracias a su participación en los servicios de ajuste, al poder aportar una mayor flexibilidad que las centrales de carbón.

Gráfico 21 – Evolución mensual de la energía casada por centrales de ciclo combinado y carbón no RGS en PDBF y P48.



Si se analiza esta caída de funcionamiento por grupo empresarial, se observa que Endesa y Gas Natural Fenosa son las empresas más afectadas atendiendo al volumen de energía casada. Adicionalmente, desde principios de año la generación en P48 de las centrales térmicas de Gas Natural Fenosa se ha situado por encima de las de Endesa.

Gráfico 22 – Evolución mensual de la energía térmica (carbónes no RGS + ciclos) casada en PDBF por grupo empresarial.

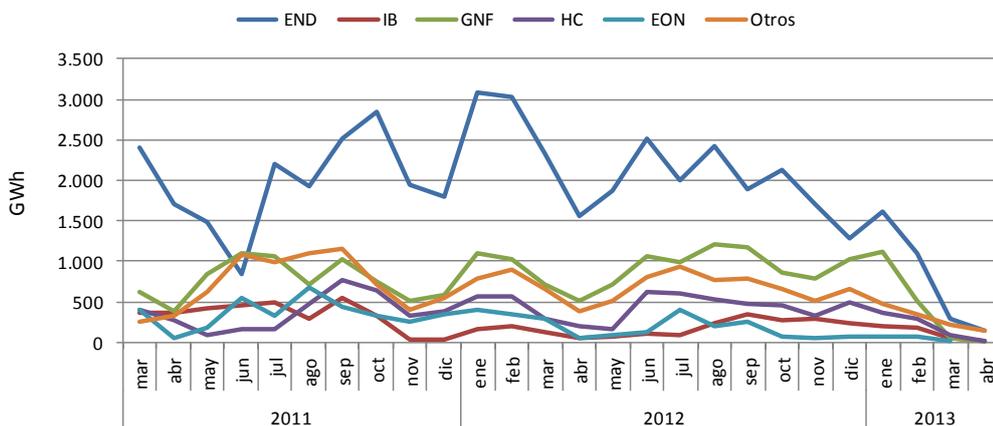
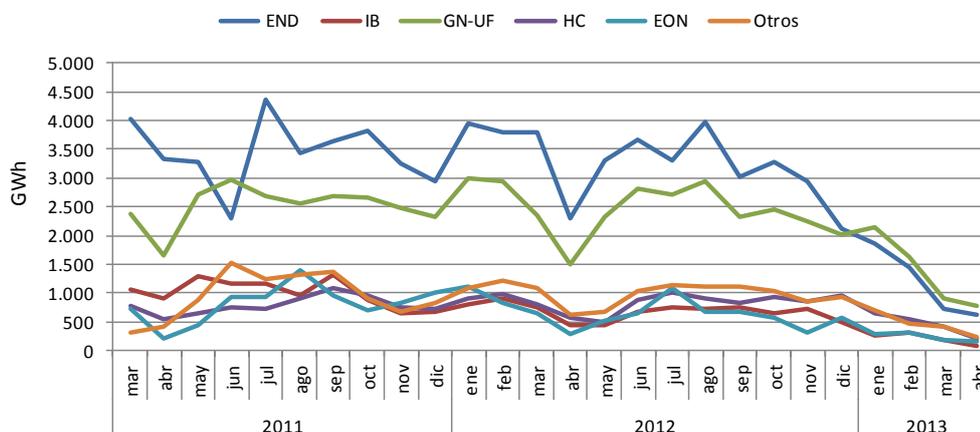


Gráfico 23 – Evolución mensual de la energía térmica (carbones no RGS + ciclos) casada en P48 por grupo empresarial.



4.4. Análisis de costes y precios del mercado diario

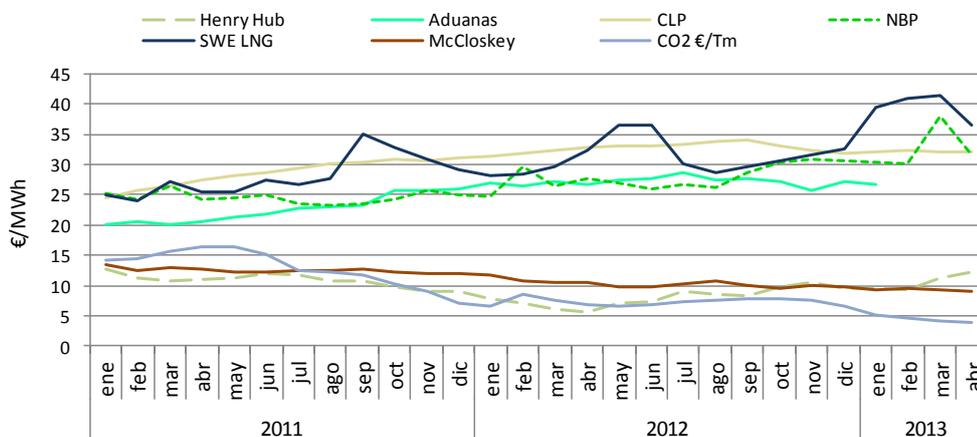
El precio medio de la referencia spot de gas natural **NBP** sufrió un fuerte repunte en el mes de marzo hasta los 38 €/MWh para relajarse posteriormente en el mes de abril hasta los 31,58 €/MWh. La referencia de largo plazo **CLP** se mantuvo estable, levemente por encima de los 32 €/MWh. La referencia de gas natural licuado en la península ibérica (**GNL SWE**) experimentó un fuerte descenso en abril, hasta los 36,64 €/MWh, tras alcanzar los 41,50 €/MWh el mes anterior.

La referencia **Henry Hub** de Estados Unidos evolucionó al alza durante ambos meses, ayudada por la suave apreciación del dólar frente al euro, alcanzando así los 12,14 €/MWh en abril, el valor más alto registrado desde enero de 2011.

La referencia de carbón **McCloskey** continuó su **tendencia bajista**, consolidando su situación por debajo de los 10 €/MWh. El precio medio de dicha referencia para el mes de abril se situó en 9,09 €/MWh.

El precio de los **derechos de emisión de CO2** prosigue su descenso hasta alcanzar los 3,91 €/Tm en abril.

Gráfico 24 - Precios medios diarios de combustibles y CO2.



4.5. El MIBEL y otros mercados europeos

El fuerte descenso del **MIBEL** en los meses de marzo y abril lo situó como **la menor de las principales referencias europeas en ambos meses**.

El precio medio mensual correspondiente al mes de abril para los índices francés y alemán reflejó un comportamiento similar, con descensos superiores al 15% respecto al precio medio de febrero, situándose en 45,94 €/MWh y 37,92 €/MWh respectivamente. Por su parte, el **Nordpool** escandinavo experimentó un ascenso cercano al 16% hasta los 45,91 €/MWh mientras que el **GME** italiano descendió un 3% hasta los 61,03 €/MWh.

Gráfico 25 - Comparativa de precios medios mensuales OMEL con el resto de mercados europeos.

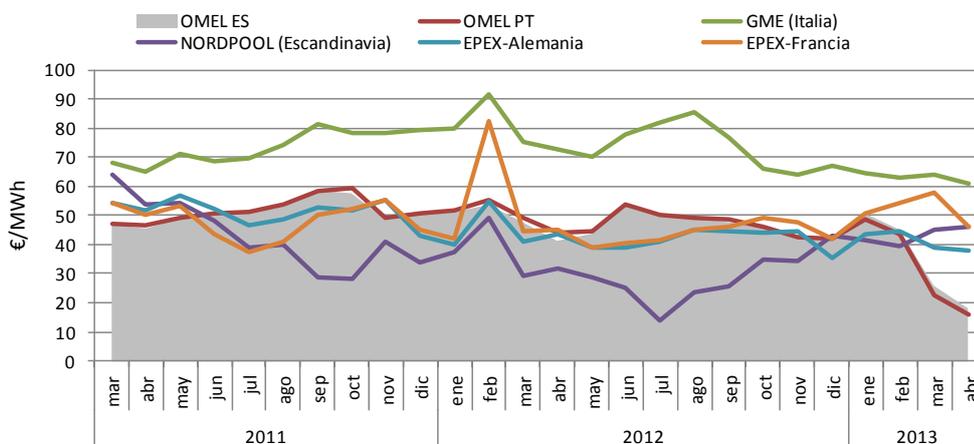
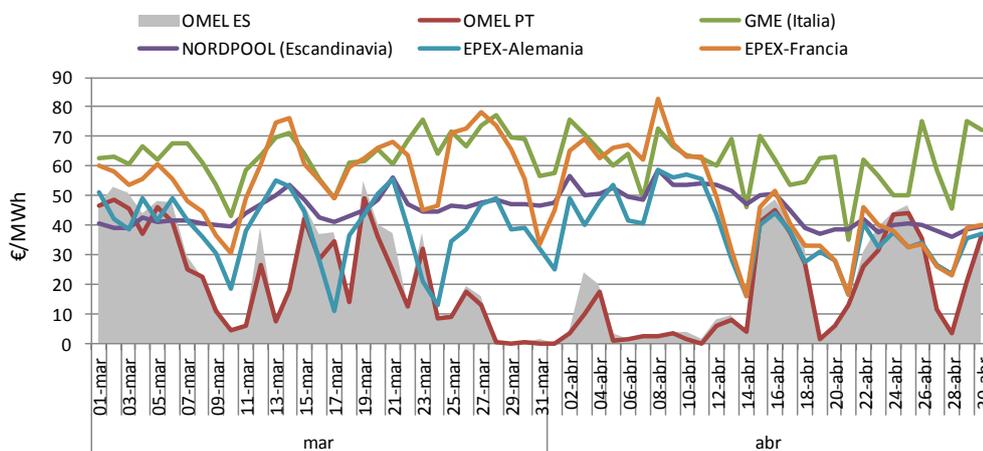


Gráfico 26 - Comparativa de precios medios diarios OMEL con el resto de mercados europeos. Marzo y Abril 2013.



La diferencia de precio existente entre el mercado español y el francés provocó que durante ambos meses la interconexión entre ambos países fuera utilizada mayoritariamente en sentido exportador. De este modo, en el mes de marzo **el 92,6% de la capacidad total de la interconexión fue utilizado en sentido España-Francia**, y tan sólo un 0,8% de la misma lo fue en sentido contrario. En el mes de abril el porcentaje se mantuvo en niveles elevados, aunque se redujo hasta el 78,5%.

Gráfico 27 - Capacidad y uso de interconexión España-Francia (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Marzo y Abril 2013.

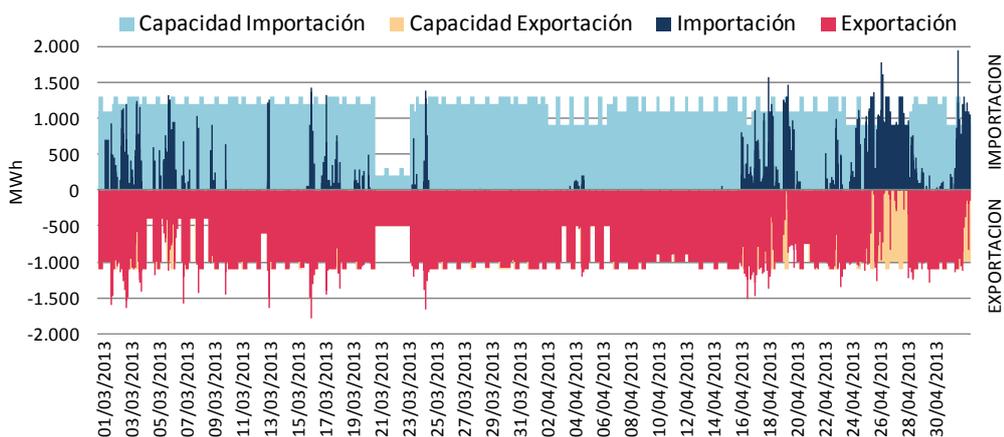
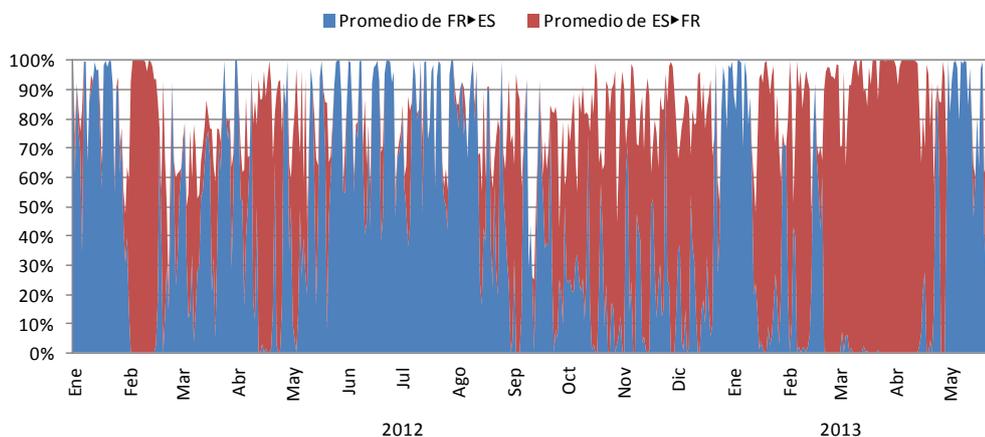


Gráfico 28 - Porcentaje promedio diario de utilización de la interconexión España-Francia por sentido de flujo.



Respecto a la interconexión con Portugal, ésta fue utilizada esencialmente en sentido **importador**, con un 60,4% de la capacidad total de la interconexión utilizada en este sentido en el mes de marzo, y un 56,5% en el mes de abril. En sentido exportador tan sólo fue utilizada un 3,7% y 2,5% del total respectivamente. **Hay que reseñar que, conforme a la aplicación de las reglas del mercado, las cuales establecen un prorrateo de la energía ofertada a precio cero entre los dos países en función de su saldo importador o exportador, se registraron importaciones de energía en la frontera con Portugal en horas de precio cero en ambas zonas.**

Gráfico 29 - Capacidad y uso de interconexión España-Portugal (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Marzo y Abril 2013.

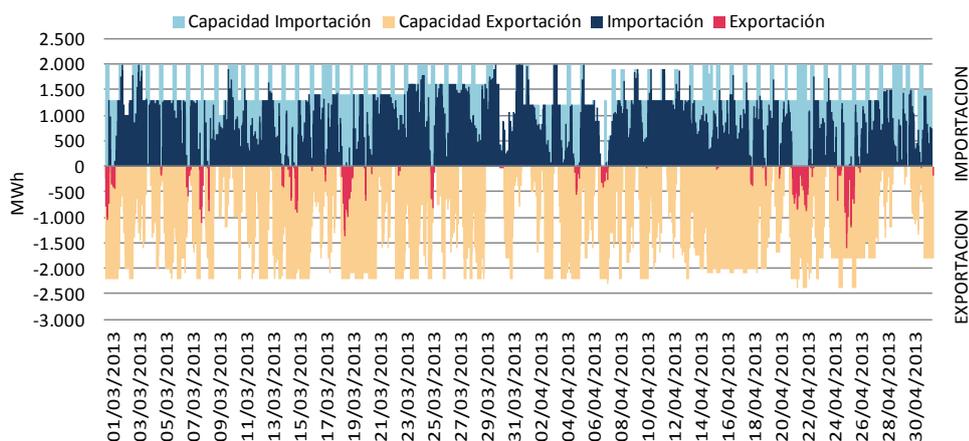
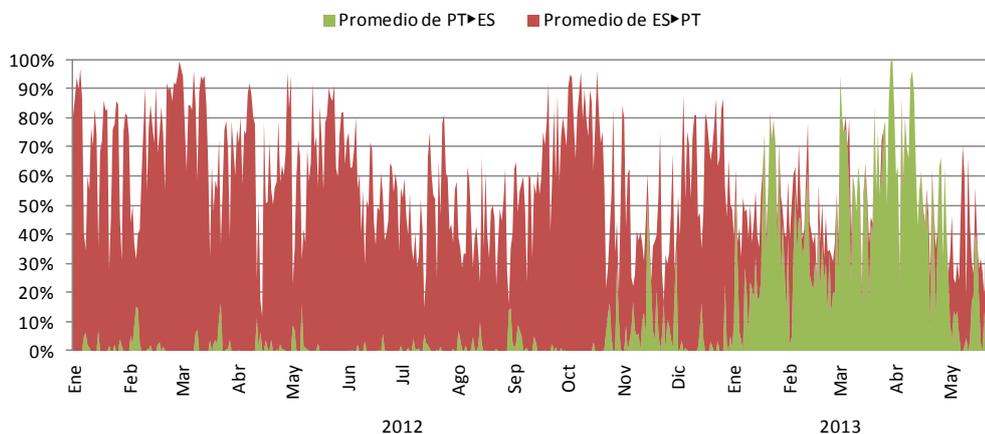


Gráfico 30 - Porcentaje promedio diario de utilización de la interconexión España-Portugal por sentido de flujo.



En el mes de marzo el acoplamiento del MIBEL fue del 74%, ascendiendo hasta el 83% en el mes de abril. Continúa la tendencia iniciada el pasado mes de enero, a raíz del ascenso de los precios de las ofertas al mercado diario registrado en la zona española del MIBEL, consistente en la aparición de precio inferior en zona portuguesa en las horas de desacoplamiento. En el mes de abril, en el 100% de las horas de desacoplamiento el precio resultó superior en zona española.

Gráfico 31 - Separación de mercados: evolución mensual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal.

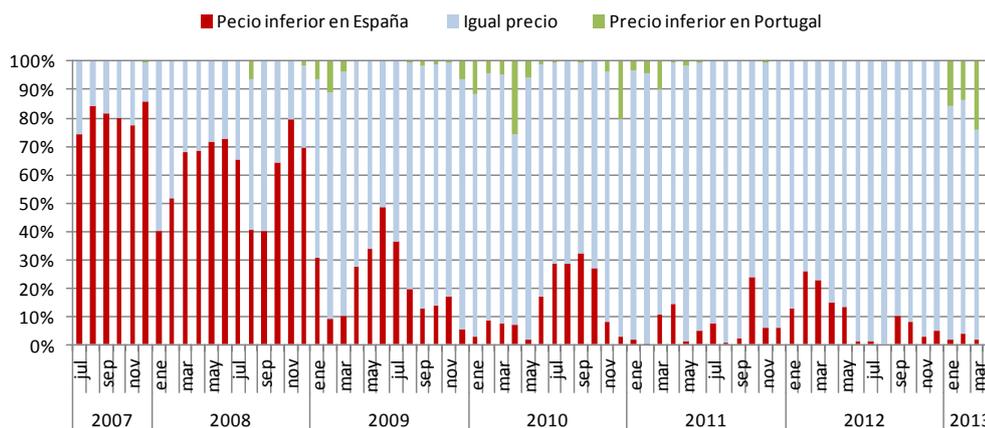
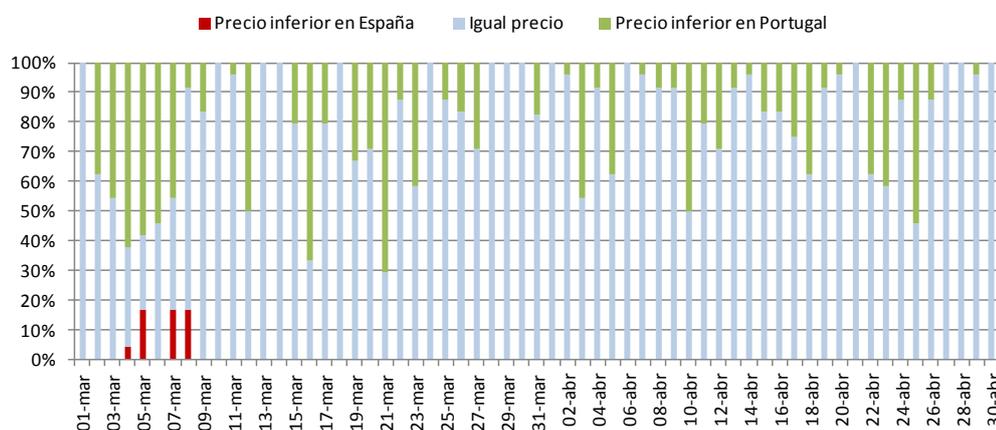


Gráfico 32 - Separación de mercados: evolución diaria del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior. Marzo y Abril 2013.



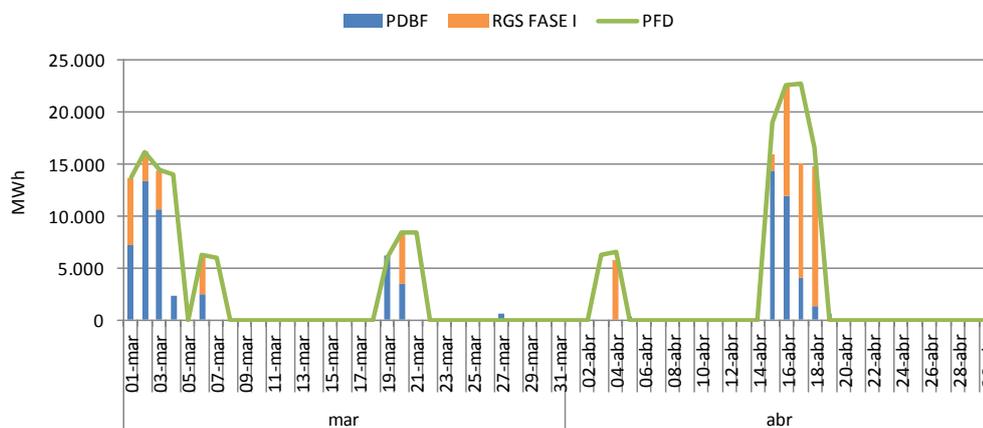
En cuanto a las **reducciones de capacidad de la interconexión con Portugal**, en respuesta a las solicitudes recibidas en razón de la seguridad del sistema eléctrico portugués, se redujo con anterioridad a la celebración del mercado diario la capacidad comercial de intercambio en la interconexión entre España y Portugal en dirección ES→PT **en un 68% y 60% del total de horas de los meses de marzo y abril**, representando una reducción total de 637 GW y 562 GW respectivamente.

Tras el mercado diario, en aquellas horas en las que se identificó en el PDVP una situación de insuficiente reserva de potencia a subir en el Sistema Eléctrico Peninsular Español, coincidiendo principalmente con la Semana Santa, el operador del sistema español procedió a **recudir el valor de capacidad en la interconexión IPE** en la dirección ES→PT, respetando los programas de intercambio establecidos, **en un 5% de las horas de ambos meses**, representando un ajuste total de 29 GW y 44 GW respectivamente.

4.6. Restricciones por garantía de suministro

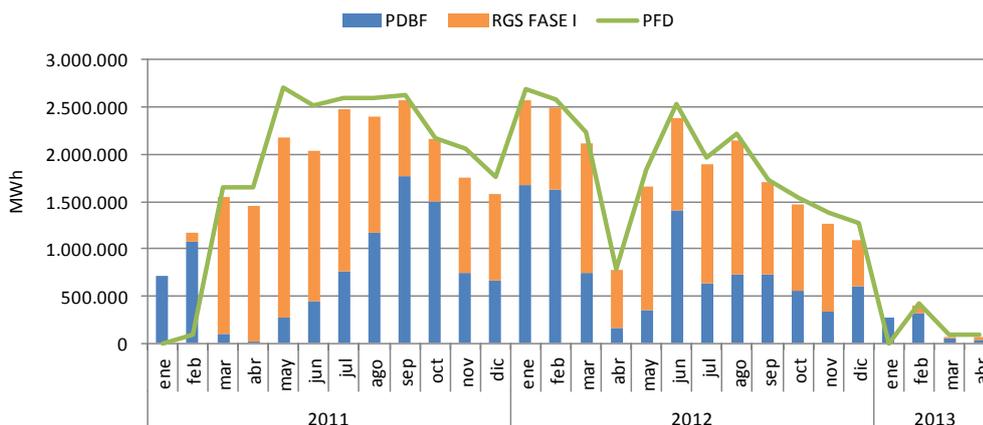
El reducido hueco térmico de estos dos meses provocó que la programación mediante RGS resultara aún inferior a la de los dos primeros meses del año. **Tan sólo dos centrales de carbón adscritas a dicho mecanismo resultaron programadas en este periodo.**

Gráfico 33 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento. Marzo y Abril 2013.



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 queda fijado en 20,054 TWh, inferior a los 22,2 TWh¹ correspondientes al año 2012. **El volumen producido entre enero y abril asciende a 718 GWh, lo que supone el 3,6% del total establecido.** De acuerdo con el último plan de producción anual realizado por el OS, únicamente está prevista la producción del 97% de los valores máximos anuales de producción establecidos para 2013 en la Resolución arriba mencionada.

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



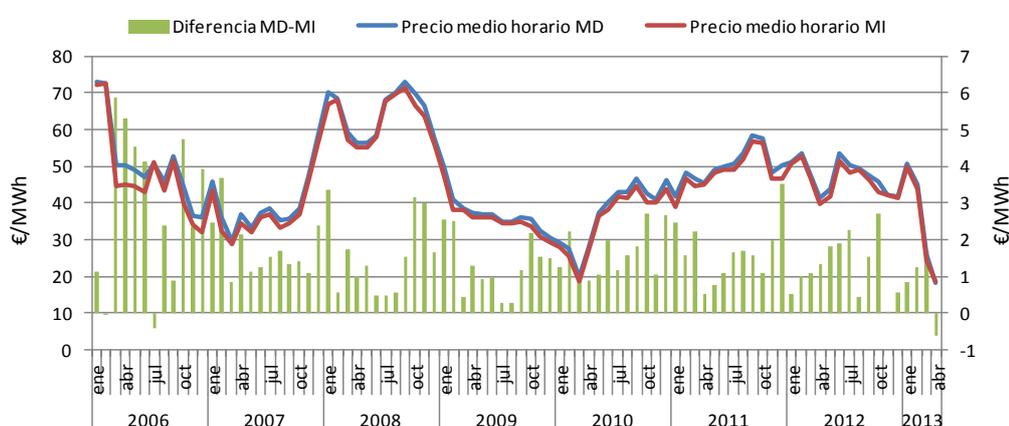
¹ Por medio del R.D.L. 13/2012, el volumen máximo previsto para el año 2012 en la Resolución de 30 de diciembre de 2011, fue reducido un 10%.

El coste acumulado a 30 de abril de 2013 correspondiente al proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro asciende a 7,54 M€.

4.7. Mercado intradiario

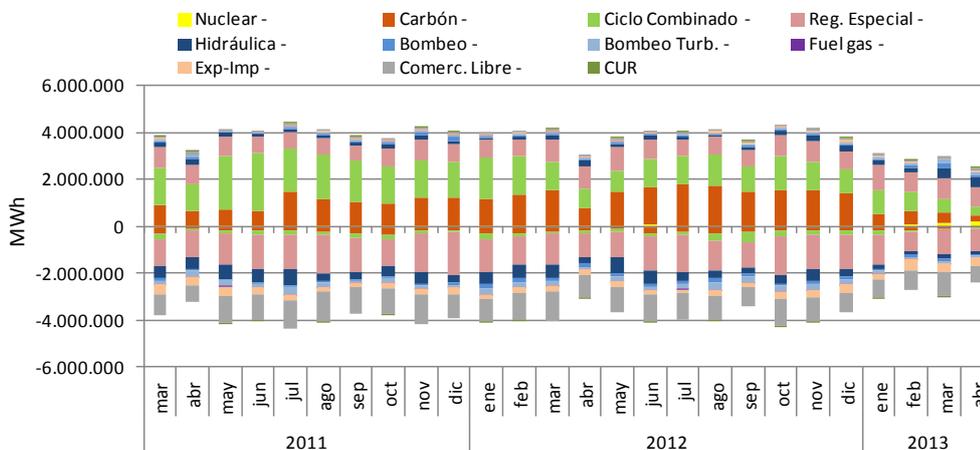
El precio medio horario del mercado intradiario fue de 24,23 €/MWh para el mes de marzo y de 18,78 €/MWh para abril, mientras que el precio medio aritmético del mercado diario fue de 25,92 €/MWh y 18,17 €/MWh respectivamente. De este modo, el precio medio horario del mercado intradiario correspondiente al mes de abril resultó superior al del mercado diario (0,61 €/MWh), hecho que no sucedía desde julio de 2006.

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



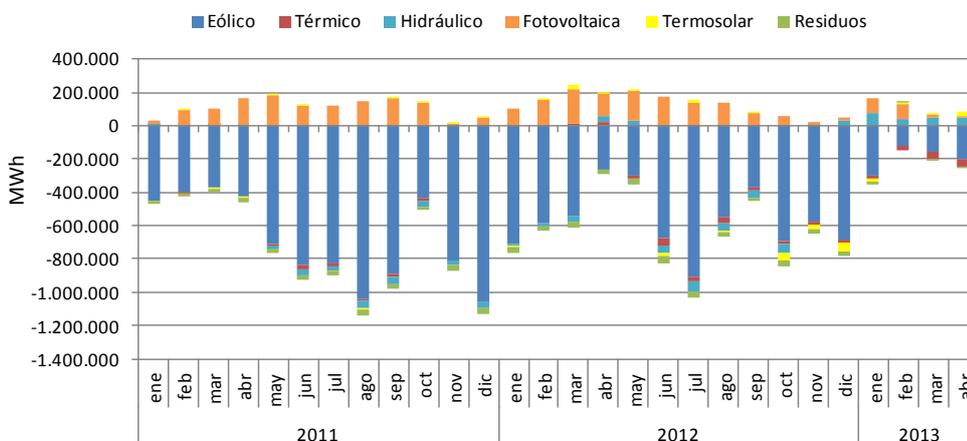
Los volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios representaron el 11% y 10% en marzo y abril respectivamente de la energía negociada en PDBF (14,9% y 11,7% en 2012), mientras que el incremento neto de generación fue del 3,9% y 3% respectivamente (5,7% y 4,7% en 2012). Estos porcentajes son inferiores a los alcanzados en 2012 como consecuencia de la reducida programación de las instalaciones de RGS en este periodo (y por tanto de las centrales que recuperan su programación tras ser retiradas en la fase de recuadre de RGS) así como por la menor participación en intradiarios del régimen especial con la entrada en vigor del Real Decreto ley 2/2013. Cabe reseñar el incremento significativo de la participación de la tecnología nuclear en este segmento tras las reducciones sufridas en periodos de precios cero.

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



Como se expuso en el informe anterior, la entrada en vigor del Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, suprimió la prima prevista para aquellas instalaciones de régimen especial que vendieran la energía producida en el mercado, pasando a percibir una tarifa regulada por la electricidad cedida al sistema, desincentivándose así los arbitrajes en los mercados intradiarios que venían realizando las instalaciones de régimen especial que se encontraban en la opción de mercado (opción b) del RD 661/2007). El impacto de este Real Decreto se puede apreciar en el siguiente gráfico, donde se aprecia el claro descenso de la energía reducida en el mercado intradiario por parte de la tecnología eólica y el cambio experimentado por la termosolar, la cual ha pasado a tener un saldo neto generador.

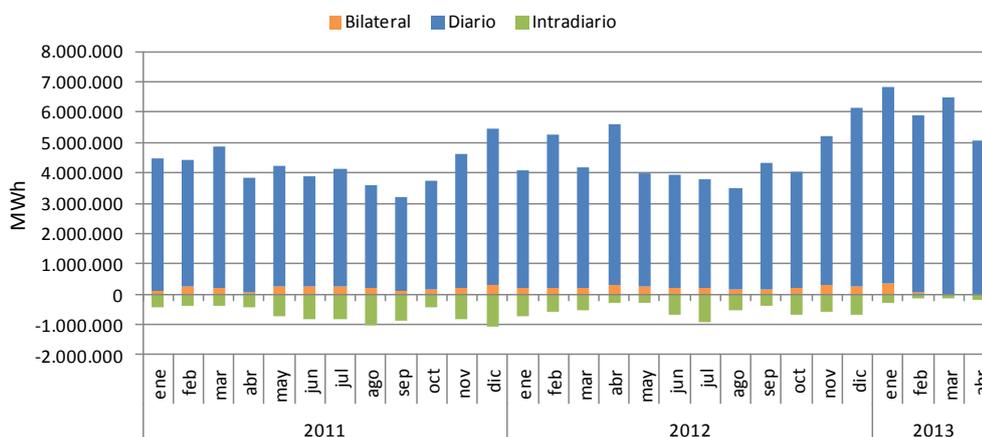
Gráfico 37 - Evolución mensual de la energía neta de régimen especial casada en mercado intradiario por tecnología.



Como consecuencia de la entrada en vigor del Real Decreto-ley 2/2013, la imposibilidad de venta de la generación eólica mediante contratos bilaterales ha hecho que ésta sea trasladada

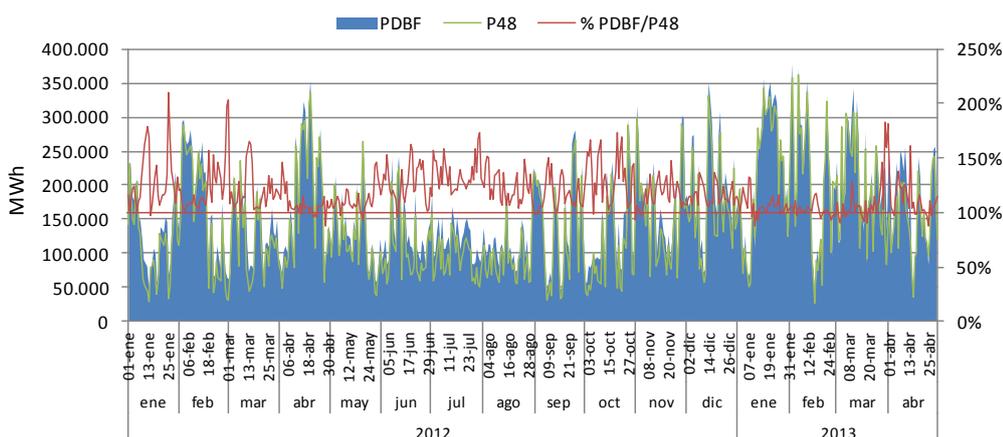
al mercado diario.

Gráfico 38 – Evolución mensual de energía eólica casada por segmentos.



Como ya se pudo apreciar en el último informe, la reducción del arbitraje en el mercado intradiario derivó en una **aproximación entre los volúmenes de energía eólica programados en PDBF y P48**. Si bien se aprecia un incremento del diferencial entre ambos programas en el periodo de Semana Santa, éste se debe a los vertidos registrados en ese periodo por esta tecnología.

Gráfico 39 – Evolución diaria de la programación eólica en PDBF vs P48.

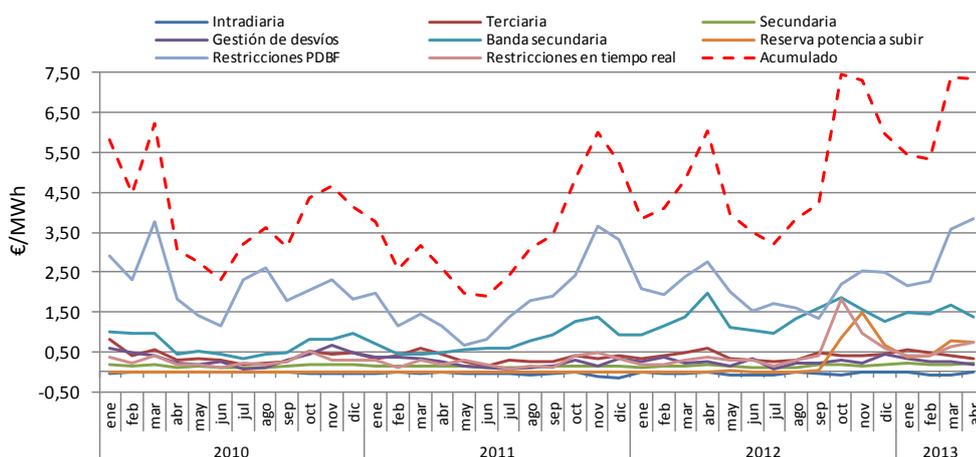


4.8. Servicios de Ajuste del Sistema

El sobrecoste añadido por los diferentes segmentos del mercado sobre el precio del mercado diario sufrió un **fuerte incremento en los meses de marzo y abril, acercándose a los 7,5 €/MWh**, situándose así en el entorno de las cifras alcanzadas en los pasados meses de octubre y noviembre. Los principales responsables de dicho ascenso fueron las **restricciones**

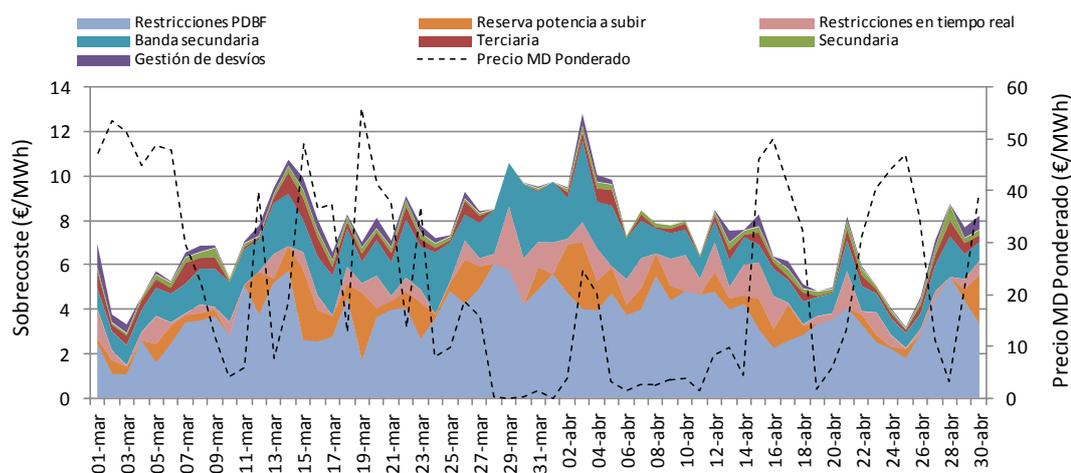
al programa diario base de funcionamiento, la reserva de potencia adicional a subir y las restricciones en tiempo real.

Gráfico 40 – Promedio mensual de sobrecoste ponderado por segmento de generación sobre precio del mercado diario.



Centrándose en el sobrecoste diario de los servicios de ajuste durante los meses de marzo y abril, puede apreciarse que, durante los días de precios más bajos, el principal incremento de sobrecostes estuvo originado por las restricciones al PDBF y en tiempo real. En este periodo llegó a registrarse un **sobrecoste diario medio de los sobrecostes de los servicios de ajuste cercano a 13 €/MWh.**

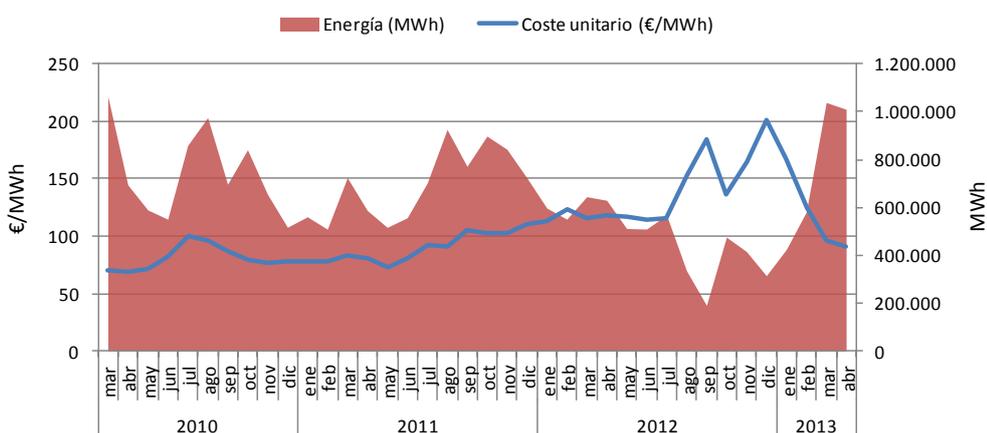
Gráfico 41 – Promedio diario acumulado de sobrecoste ponderado de servicios de ajuste sobre precio del mercado diario.



El precio medio mensual que se registró en la **Fase I a subir de restricciones técnicas** durante los meses de marzo y abril fue de 96,75 €/MWh y 90,72 €/MWh respectivamente, los valores más bajos registrados desde agosto de 2011. Este descenso del precio medio es consecuencia de que la energía correspondiente a centrales despachadas por debajo de

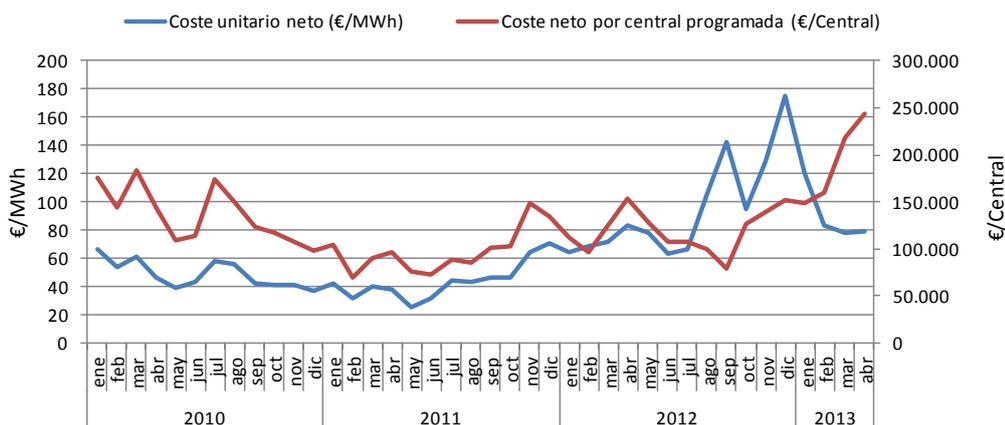
mínimo técnico se redujo significativamente en este periodo.

Gráfico 42 – Evolución mensual del coste de restricciones técnicas a subir (transporte y distribución) frente a energía asociada al proceso.



El coste neto por central programada por restricciones técnicas se incrementó notablemente durante los meses de estudio, pasando de 150.000 €/central a finales de 2012 a cerca de 250.000 €/central en abril.

Gráfico 43 – 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 programada en RT1 valorado al precio medio de RT2 a bajar en ese día.

Si bien el coste neto por central se vio incrementado considerablemente en marzo y abril, el número de centrales programadas diariamente por restricciones al PDBF se ha mantenido relativamente estable en los últimos meses. El descenso de ingresos de las centrales térmicas, originado por su reducido funcionamiento en PDBF (lo que les haría buscar mayores ingresos en otros segmentos del mercado), sumado al incremento del volumen de energía programada por restricciones, provocado por el reducido número de centrales térmicas acopladas tras el

PDBF por causa de la alta producción de origen renovable, serían los motivos que originaron este alza del coste neto por central.

Gráfico 44 – Promedio mensual del número de centrales programadas diariamente por restricciones técnicas (transporte y distribución) por tecnología.

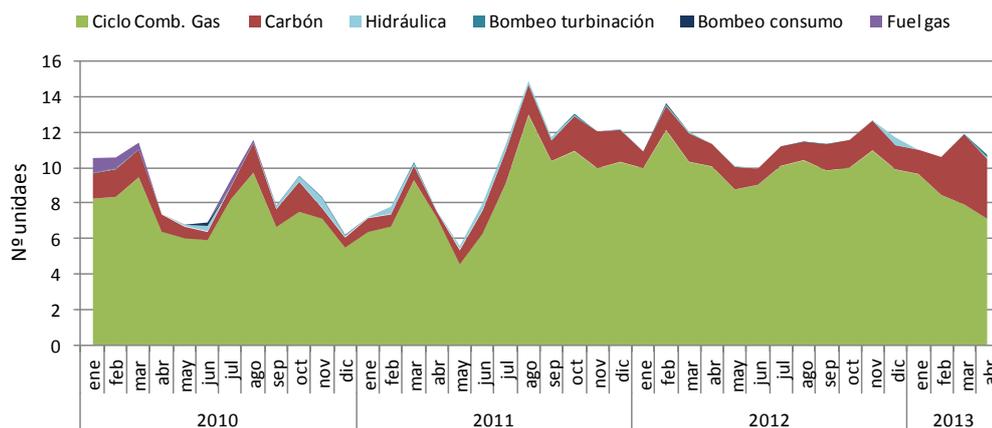
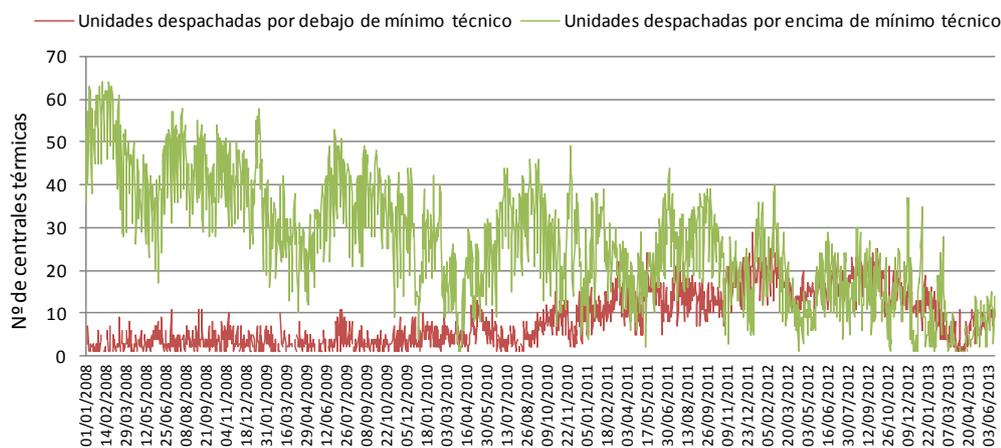


Gráfico 45 – Evolución del número de centrales térmicas (carbón y ciclos combinados) casadas diariamente en PDBF.



En estos dos meses, el descenso del funcionamiento de los ciclos combinados conllevó un aumento de la media del porcentaje que la energía casada por dicha tecnología por debajo de su mínimo técnico en PDBF representa respecto al total de su energía casada en PDBF diariamente.

De este modo, en el mes de abril se obtuvo una media del 90%, totalizándose 24 días en los que el 100% de la energía casada por los ciclos combinados en PDBF lo fue por debajo de su mínimo técnico.

Gráfico 46 – Promedio mensual de la casación diaria de energía de CCG por debajo de mínimo técnico.

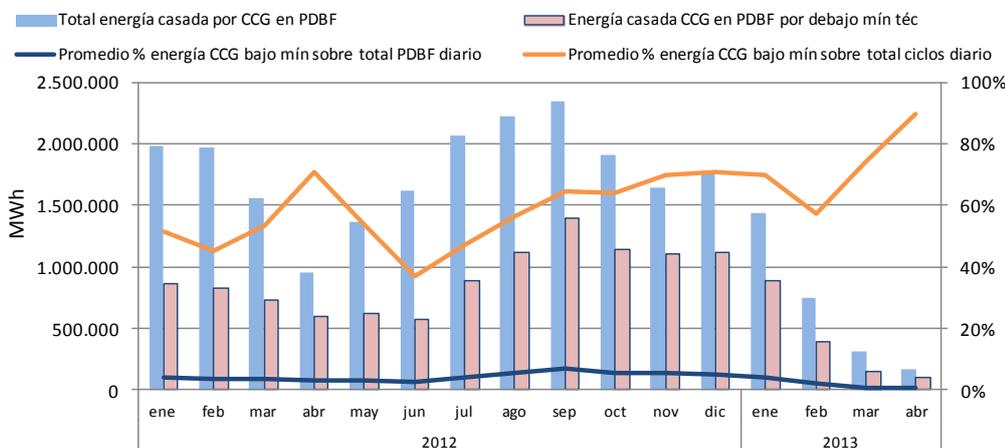
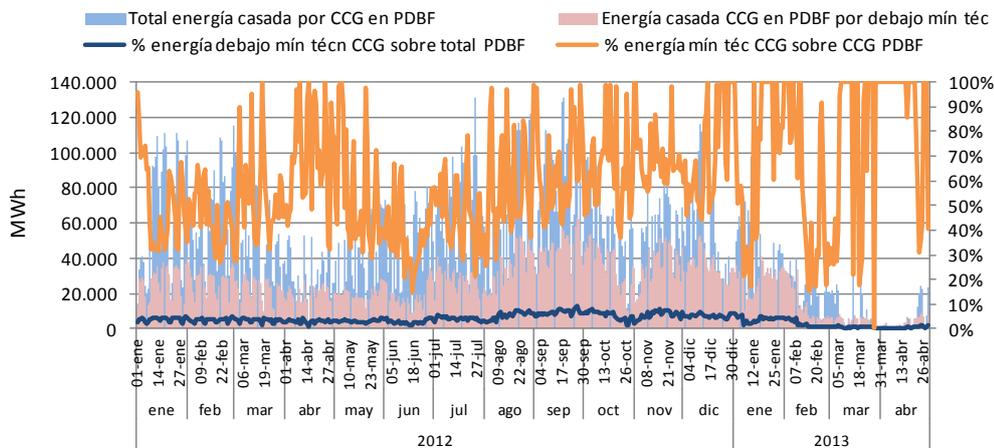
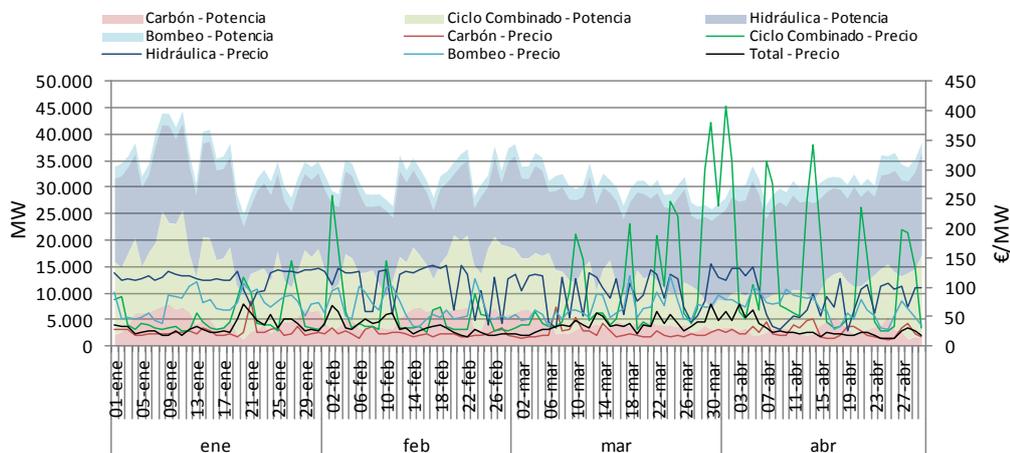


Gráfico 47 – Energía casada diariamente por los CCG por debajo de mínimo técnico.



El precio medio de la **Banda secundaria** ascendió en el mes de marzo hasta 36,43 €/MW para volver a descender en abril hasta los 28,52 €/MW. El precio medio diario de las ofertas de los ciclos combinados llegó a superar los 400 €/MW con puntas horarias por encima de 1.000 €/MW. Estos precios elevados tuvieron lugar en momentos de precios muy bajos en el mercado diario con pocas centrales térmicas acopladas.

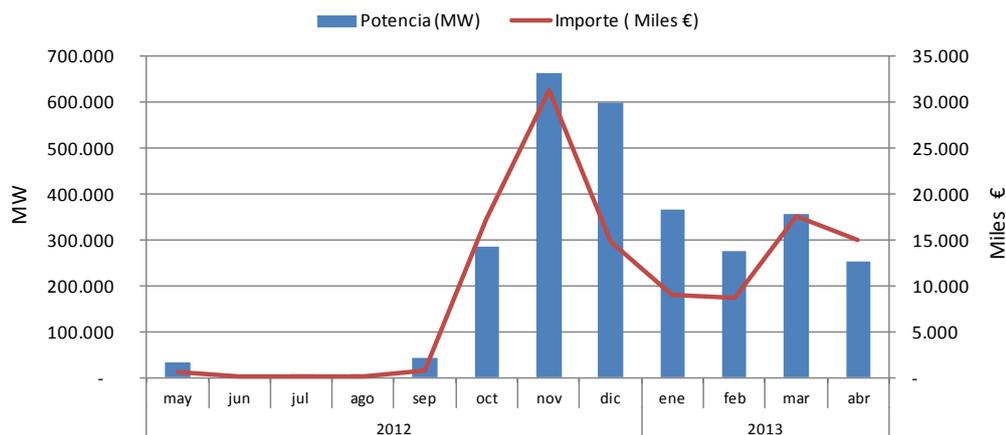
Gráfico 48 - Evolución diaria de la oferta de potencia a banda de secundaria. Enero - Abril 2013.



Por una parte, se han detectado ofertas en banda secundaria de la tecnología hidráulica muy elevadas. No obstante, teniendo en cuenta que durante este periodo se han registrado numerosos vertidos hidráulicos exigidos por las Confederaciones Hidrográficas, la posibilidad de proporcionar este servicio por parte de estas centrales se ha reducido significativamente.

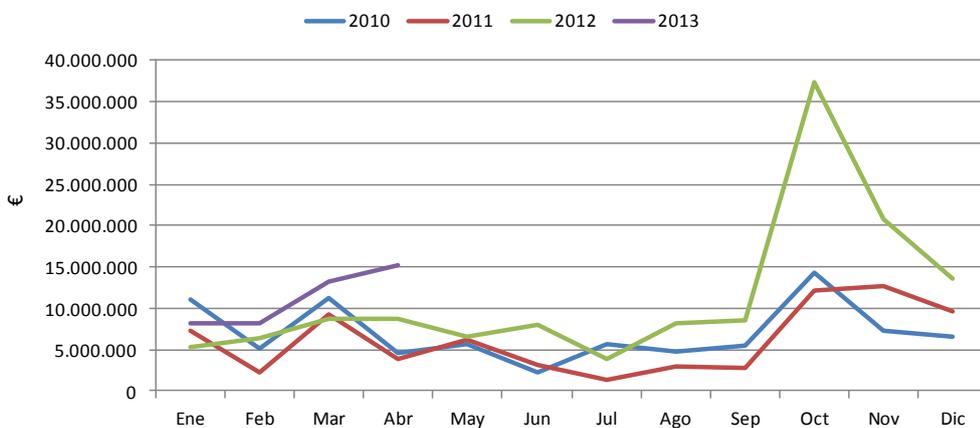
El coste del mecanismo de **Reserva de potencia adicional a subir** experimentó un repunte en ambos meses respecto a los meses previos, hasta los 17,5 M€ en el mes de marzo y 15 M€ en abril.

Gráfico 49 - Evolución mensual de la asignación de reserva de potencia adicional a subir.



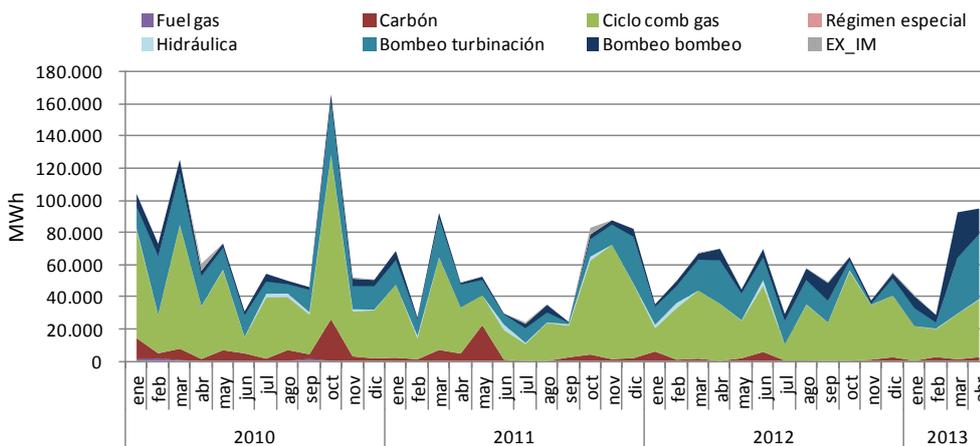
Los costes asociados al servicio de de **restricciones técnicas en tiempo real** también se vieron incrementados notablemente en éstos dos meses, llegando a superar los 15 M€ en el mes de abril.

Gráfico 50 - Evolución mensual del coste del proceso de resolución de restricciones técnicas en tiempo real.



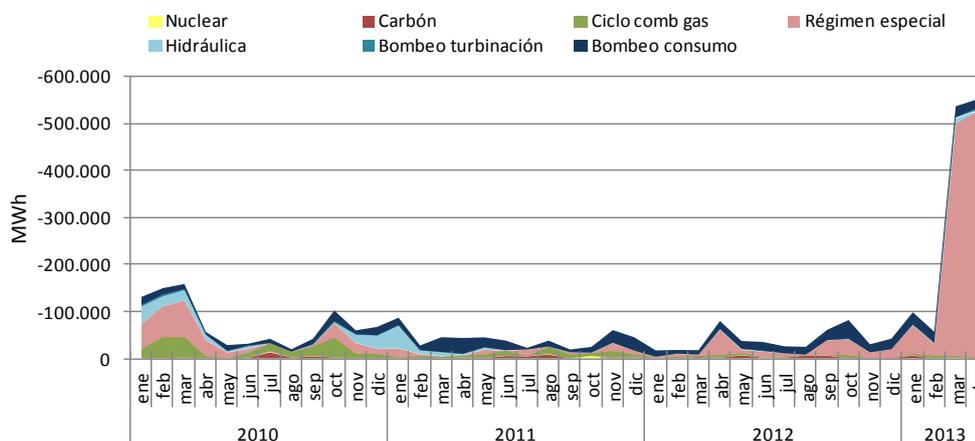
Este aumento del coste está originado en el notable incremento de la energía requerida para la solución de restricciones en tiempo real a subir, con una fuerte participación de las tecnologías hidráulicas de bombeo, superándose en ambos meses los 90 GWh, frente a los 29 GWh del mes de febrero. Los días en los que la solución de restricciones técnicas en tiempo real requirió aplicar limitaciones de programa superiores a 10 GWh coincidieron con aquellos en los que el precio del mercado diario fue igual a 0 €/MWh en la mayoría de las horas. Cabe destacar así el día 29 de marzo, cuando fue preciso redespachar 150 GWh de energía a bajar en tiempo real, con un precio del mercado diario fue igual a 0 €/MWh en las 24 horas del día.

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



También se registró un fuerte incremento del volumen de energía utilizada en concepto de resolución de restricciones en tiempo real a bajar, superando los 500 GWh mensuales, llegando a representar el régimen especial hasta el 95% del total. El coste medio mensual se situó en el entorno de los 1,5 €/MWh, un precio diez veces inferior a meses anteriores.

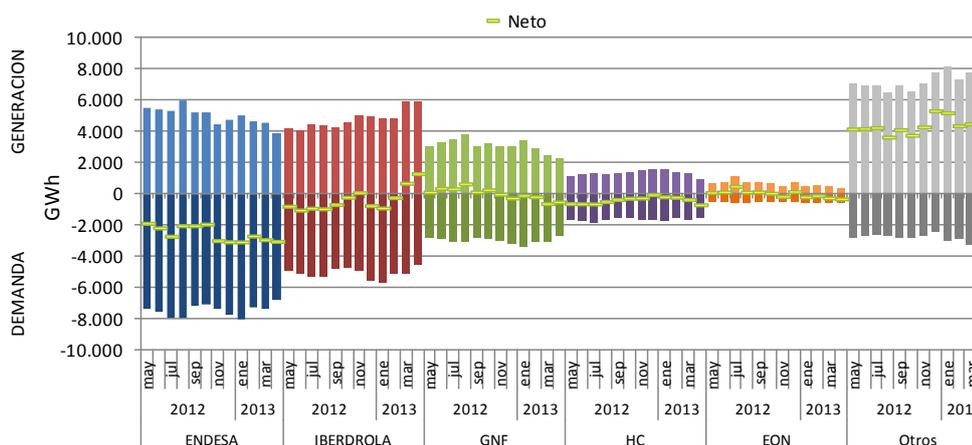
Gráfico 52 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a bajar.



5. Balance empresarial

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

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



El declive de la generación térmica (ciclos y carbones) provocó que, **a excepción de Iberdrola, el resto de grandes grupos vieran su saldo neto crecer en el sentido de la demanda** respecto a los meses anteriores. Todo ello en un **contexto generalizado de caída de la demanda**, con excepción de los grupos no ligados a los grupos energéticos tradicionales.

El saldo neto de **Endesa** continuó estable durante los meses de estudio. El descenso de su generación térmica, principalmente de sus centrales de carbón no RGS, resultó compensado

por el alza de su generación eólica e hidráulica.

Iberdrola arrojó un saldo neto positivo en ambos meses, impulsado por un fuerte aumento de su generación hidráulica así como la recuperación de su generación nuclear.

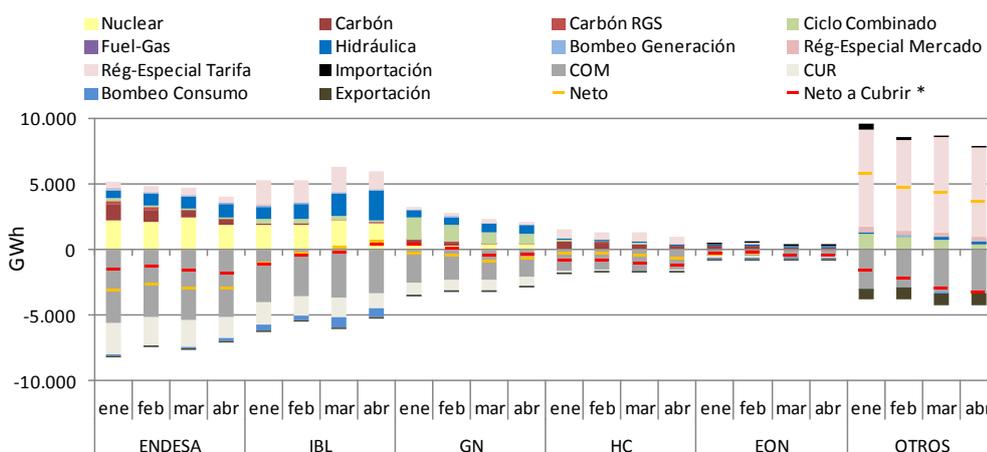
Gas Natural Fenosa vio muy reducida su producción térmica, principalmente la de sus ciclos combinados. El alza de su generación hidráulica no fue suficiente para compensar dicho descenso, ahondando así en su posición neta compradora.

Hidrocantábrico y **E.On** también vieron incrementarse su posición netamente compradora, sufriendo una fuerte caída de la generación de sus centrales de carbón no RGS.

El conjunto de **los grupos no ligados a los grupos energéticos tradicionales** experimentó un aumento de su demanda en ambos meses, en contraposición al resto de grandes grupos.

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

Gráfico 54 - Saldo neto de compras y ventas por agente y tecnología. Enero-Abril 2013.



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

ANEXO I

MARZO Y ABRIL

2013

**Gráficas - Informe de supervisión del mercado peninsular
mayorista al contado de electricidad**

INDICE

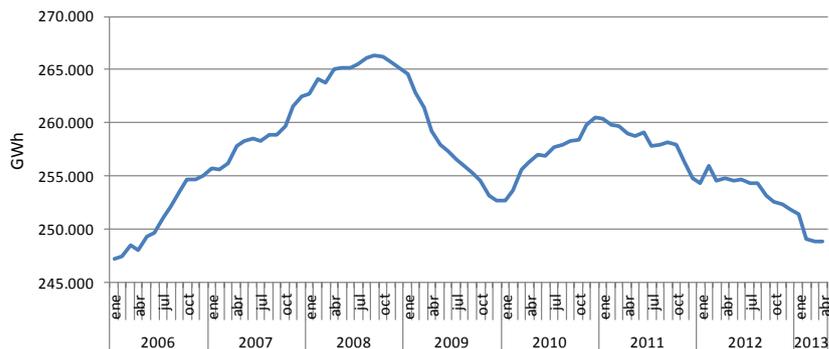
1.	ESTADO GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	4
1.1.	Demanda.....	4
1.2.	Oferta.....	5
2.	ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS.....	7
2.1.	Cobertura de la demanda por tecnologías y mercados.....	7
2.1.1.	Distribución de la producción.....	7
2.1.2.	Distribución de la demanda.....	11
2.2.	Balance empresarial.....	11
2.3.	Precio Horario Final de la Demanda Nacional.....	13
2.4.	Sobrecoste por segmento de generación.....	14
2.5.	Mercado Diario y Contratación Bilateral.....	14
2.5.1.	Energías.....	14
2.5.2.	Concentración empresarial.....	18
2.5.3.	Análisis de precios.....	19
2.5.3.1.	Precios del MIBEL.....	19
2.5.3.2.	Precios de combustibles y CO2 y costes estimados de producción por tecnología ²⁰	
2.5.3.3.	Tecnología Marginal y Estudio de la Concentración de la Oferta Remanente ²⁰	
2.5.3.4.	Precios en los Mercados Europeos.....	23
2.5.4.	Ofertas al mercado diario.....	24
2.5.5.	Acoplamiento del MIBEL.....	25
2.6.	Desvío de demanda en el mercado.....	27
2.7.	Mercado Intradiario.....	29
2.7.1.	Energías.....	29
2.7.2.	Concentración empresarial.....	30
2.7.3.	Análisis de Precios.....	30

2.8. Mercados de Servicios de Ajuste.....	33
2.8.1. Banda de Regulación Secundaria.....	33
2.8.1.1. Tecnologías.....	33
2.8.1.2. Concentración Empresarial.....	33
2.8.1.3. Análisis de precios.....	34
2.8.2. Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria	34
2.8.2.1. Energías	34
2.8.3. Resolución de Restricciones Técnicas al PBF: fase 1	35
2.8.3.1. Energías	35
2.8.3.2. Motivos de programación por restricciones.....	36
2.8.3.3. Análisis de precios.....	36
2.8.4. Restricciones técnicas al PBF: fase 2.....	38
2.8.4.1. Energías	38
2.8.5. Restricciones en Tiempo Real	39
2.8.6. Solución de Restricciones por Garantía de Suministro	39

1. ESTADO GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

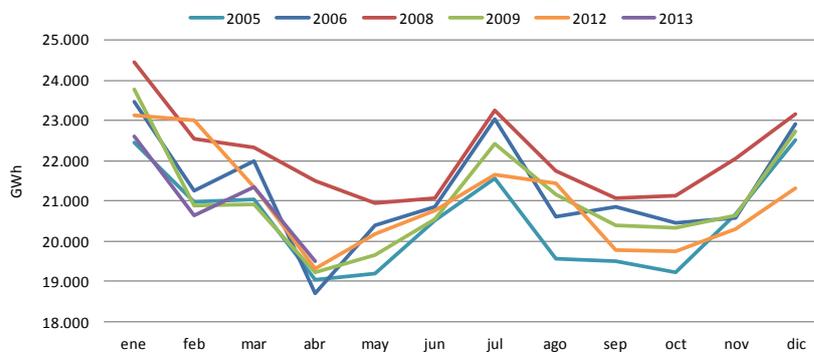
1.1. Demanda

Gráfico 1 - Evolución interanual de la demanda.



Fuente: REE

Gráfico 2 - Evolución mensual de la demanda.

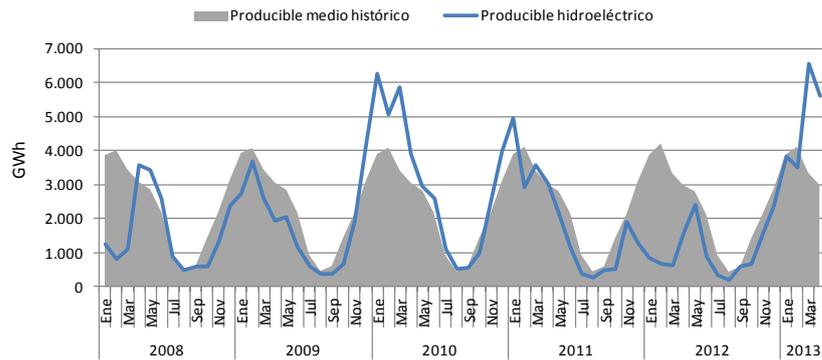


Fuente: REE

1.2. Oferta

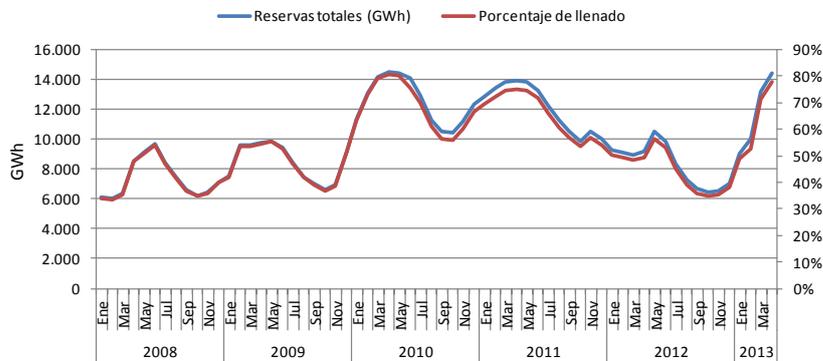
Estado del sistema hidráulico

Gráfico 3 - Producible hidroeléctrico y valor medio histórico.



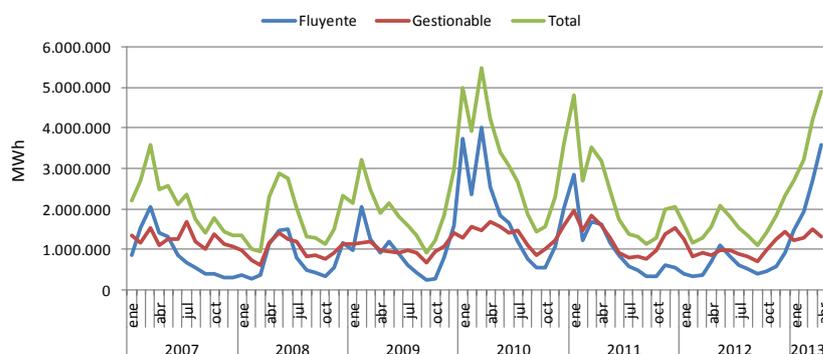
Fuente: REE

Gráfico 4 - Nivel de reservas totales de los embalses con aprovechamiento hidráulico.



Fuente: REE

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

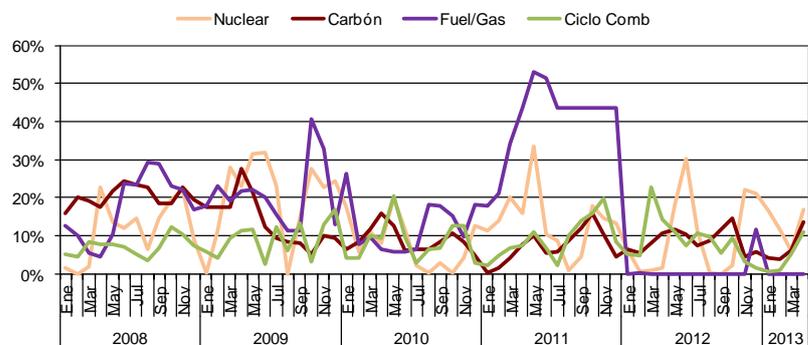


(*) Producción hidráulica fluyente diaria estimada conforme a una producción constante durante las 24 horas equivalente a la producción mínima horaria de ese día.

Fuente: REE

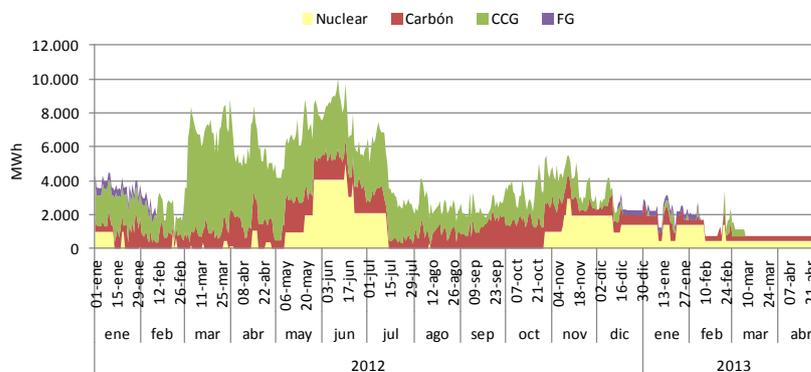
Disponibilidad del parque generador

Gráfico 6 - Evolución de la indisponibilidad media mensual del equipo térmico por tecnología.



Fuente: REE

Gráfico 7 - Evolución diaria de la indisponibilidad del equipo térmico.



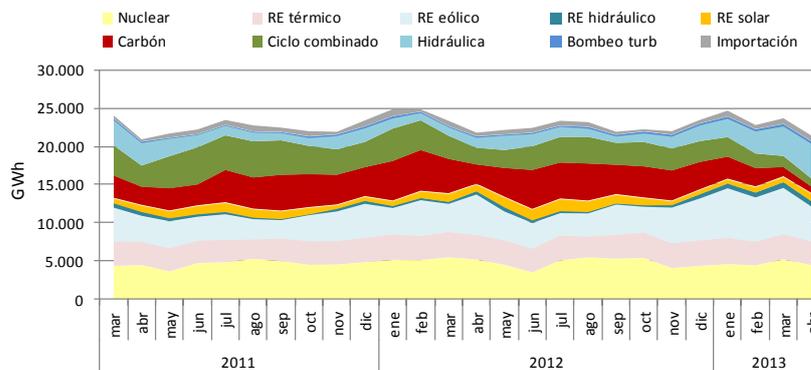
Fuente: SGIME (CNE)

2. ANALISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS

2.1. Cobertura de la demanda por tecnologías y mercados

2.1.1. Distribución de la producción

Gráfico 8 - Evolución mensual de la producción por tecnologías (P48).



Fuente SGIME (CNE)

SUPERVISIÓN MERCADO ELÉCTRICO

Cuadro 1 - Evolución mensual de la producción por tecnologías (P48).

Año	Mes	Nuclear	RO 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%

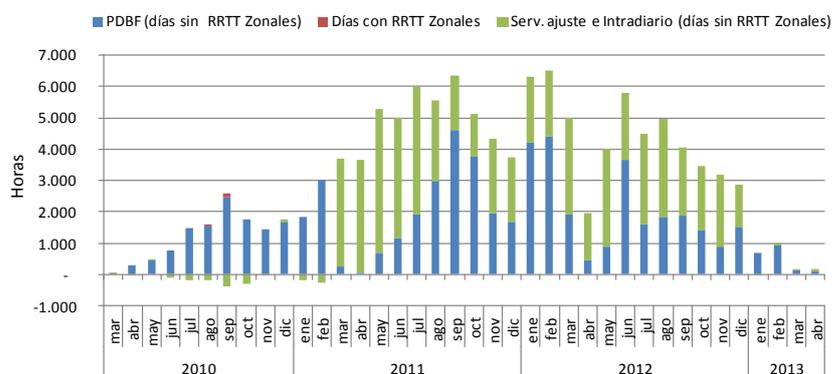
Fuente: SGIME (CNE)

Cuadro 2 – Evolución mensual de la producción por empresa (P48).

Años	Mes	END	IB	GN-UF	HC	EON	Otros
2010		19,8%	25,1%	13,6%	6,0%	4,5%	30,9%
2011	ene	20,9%	25,5%	13,7%	5,5%	4,3%	30,1%
	feb	21,8%	22,2%	14,8%	5,9%	4,0%	31,2%
	mar	25,3%	23,3%	12,6%	6,0%	3,7%	29,1%
	abr	26,4%	24,0%	11,0%	5,4%	2,1%	31,1%
	may	24,5%	22,9%	13,2%	4,9%	2,7%	31,9%
	jun	22,1%	20,3%	15,2%	5,4%	4,4%	32,7%
	jul	29,0%	18,5%	12,9%	5,0%	4,4%	30,2%
	ago	26,2%	19,0%	13,7%	6,0%	6,3%	28,9%
	sep	26,1%	19,2%	14,0%	6,6%	4,7%	29,5%
	oct	28,9%	17,2%	14,4%	6,6%	3,5%	29,4%
	nov	25,3%	20,4%	13,9%	5,9%	4,2%	30,3%
	dic	21,2%	22,1%	13,4%	5,9%	5,1%	32,2%
2012	ene	26,6%	18,7%	14,9%	5,9%	5,0%	29,0%
	feb	25,6%	18,4%	14,2%	6,5%	4,1%	31,3%
	mar	27,7%	18,9%	12,7%	5,8%	3,6%	31,3%
	abr	24,3%	20,3%	10,7%	6,4%	2,6%	35,6%
	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	25,0%	19,6%	13,5%	6,2%	3,2%	32,5%
	nov	22,5%	22,2%	12,6%	6,7%	2,2%	33,8%
	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%

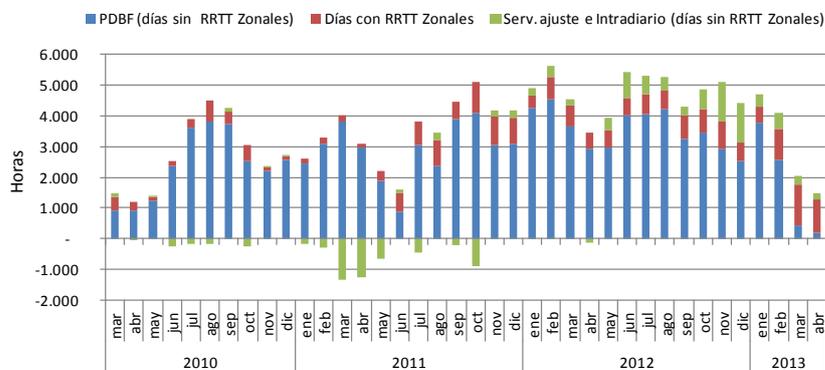
Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 9 - 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).



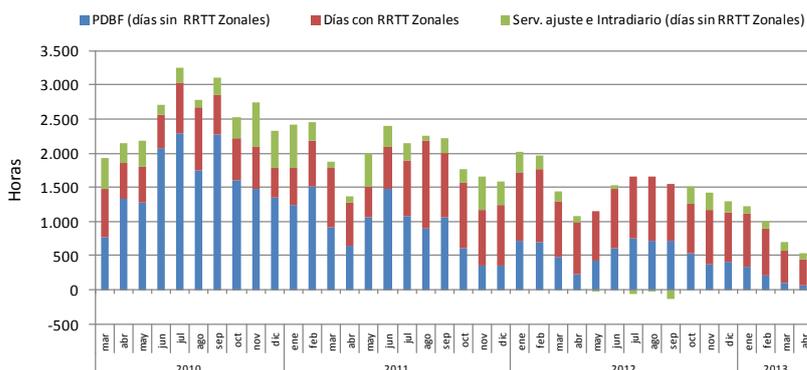
Fuente SGIME (CNE)

Gráfico 10 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de centrales de carbón no RGS.



Fuente SGIME (CNE)

Gráfico 11 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de ciclos combinados.



Fuente SGIME (CNE)

2.1.2. Distribución de la demanda

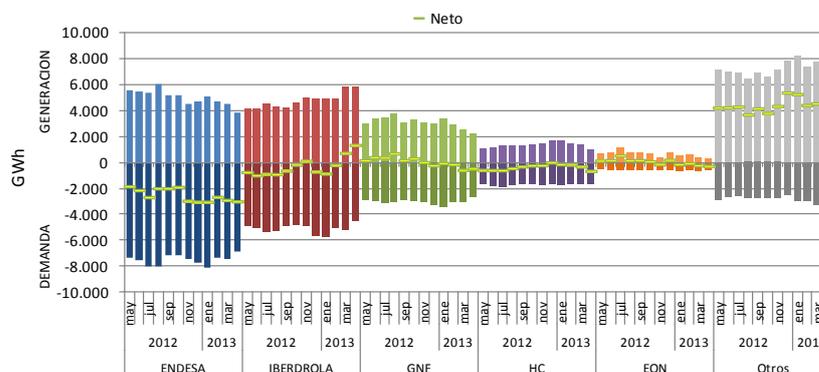
Cuadro 3 - Evolución mensual de la demanda por empresa (P48).

Años	FECHA	CUR	Comercializador Libre					OTROS
			ENDESA	IBERDROLA	GAS NATURAL	HC	E.ON	
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%

Fuente: CNE

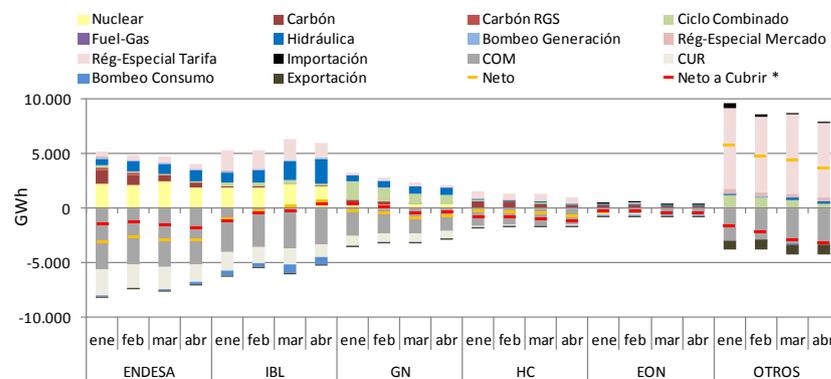
2.2. Balance empresarial

Gráfico 12 - Evolución mensual de compras y ventas y saldo neto por agente.



Fuente SGIME (CNE)

Gráfico 13 - Saldo neto de energía por agente y tecnología. Enero – Abril 2013.



Fuente SGIME (CNE)

2.3. Precio Horario Final de la Demanda Nacional

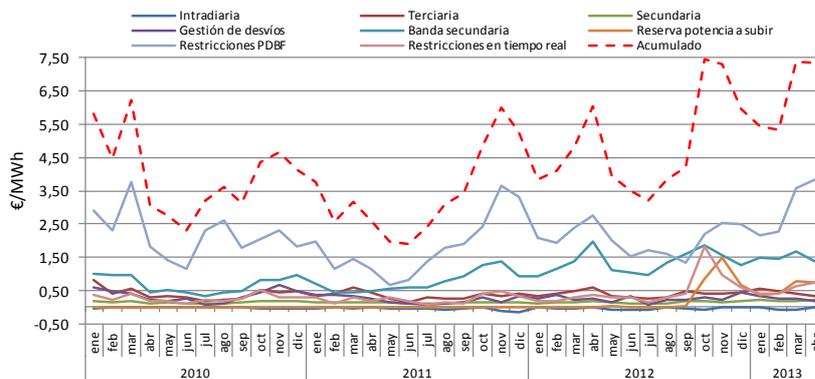
Cuadro 4 - Precio horario final demanda nacional (distribuidores/comercializadores de último recurso + comercializadores en mercado libre + consumidores directos a mercado libre).

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							
Enero	23.533.332	42,9	-0,05	2,3	1,2	7,1	53,4
Febrero	21.340.101	48,9	-0,03	1,3	0,9	7,0	58,0
Marzo	22.617.800	47,5	-0,05	1,8	1,0	5,7	55,9
Abril	19.103.449	46,2	-0,01	1,4	1,0	5,4	53,9
Mayo	20.099.458	49,5	-0,04	1,0	0,8	5,4	56,6
Junio	20.619.606	50,6	-0,05	1,0	0,8	6,4	58,7
Julio	21.753.435	51,4	-0,05	1,5	0,8	7,1	60,8
Agosto	21.406.002	54,1	-0,08	2,0	1,0	4,8	61,8
Septiembre	20.869.223	59,5	-0,06	2,1	1,3	5,6	68,3
Octubre	20.079.186	58,8	-0,03	2,9	1,9	5,4	69,0
Noviembre	20.510.186	50,1	-0,11	4,1	1,6	5,6	61,3
Diciembre	21.721.792	51,5	-0,15	3,7	1,3	7,0	63,3
2012							
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

Fuente: CNE

2.4. Sobrecoste por segmento de generación

Gráfico 14 - Promedio mensual de sobrecoste ponderado por segmento de generación sobre precio del mercado diario.

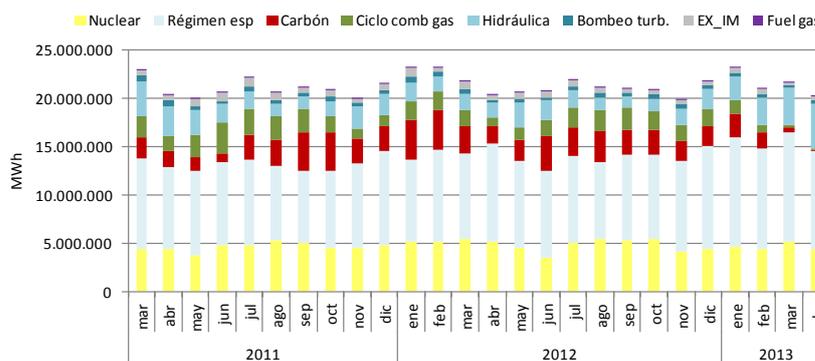


Fuente SGIME (CNE)

2.5. Mercado Diario y Contratación Bilateral

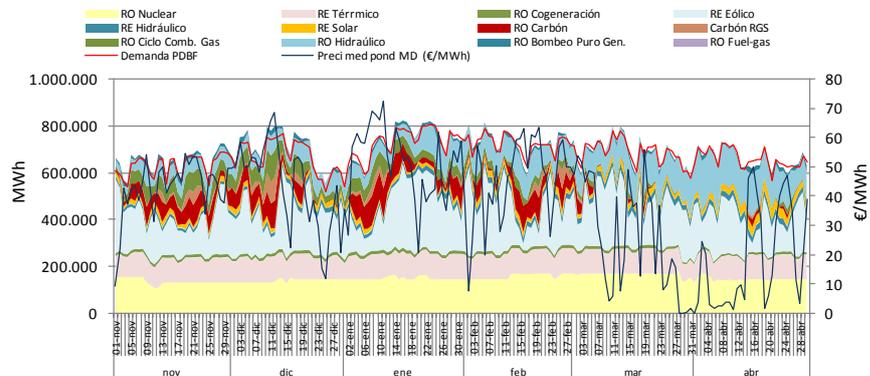
2.5.1. Energías

Gráfico 15 - Evolución del despacho en PDBF (mercado diario + bilateral). Zona española.



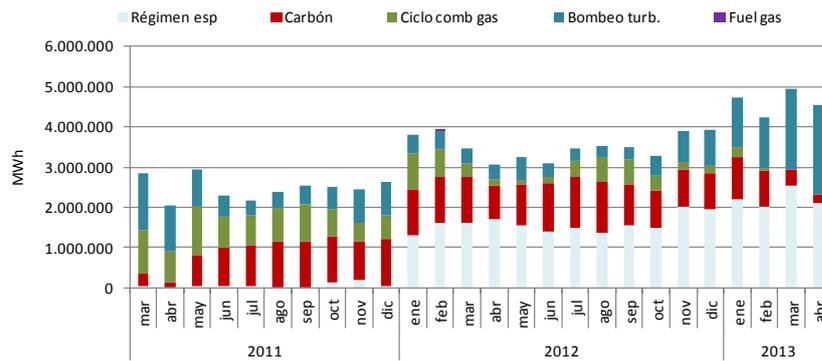
Fuente SGIME (CNE)

Gráfico 16 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona española.



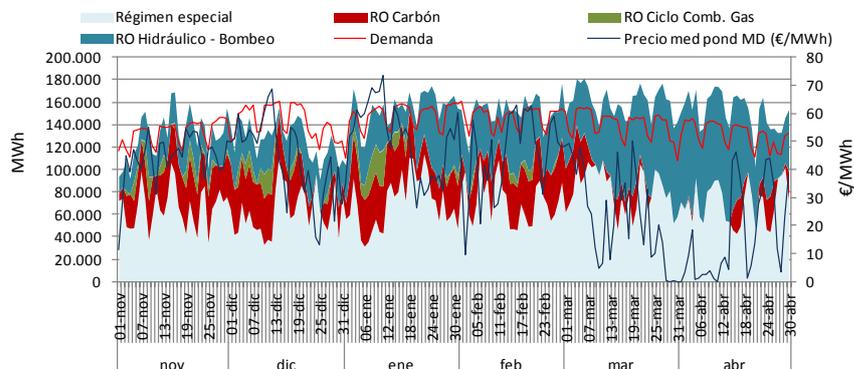
Fuente SGIME (CNE)

Gráfico 17 - Evolución del despacho en PDBF (mercado diario + bilateral). Zona portuguesa.



Fuente SGIME (CNE)

Gráfico 18 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona portuguesa.



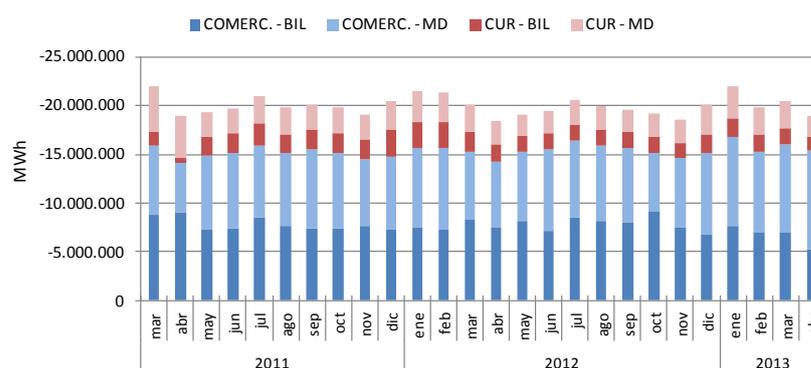
Fuente SGIME (CNE)

Cuadro 5 - Evolución mensual de la generación por empresa (PDBF).

Años	Mes	END	IB	GN-UF	HC	EON	Otros
2011		21,79%	25,54%	10,99%	5,45%	3,81%	32,42%
2011	abr	23,68%	25,88%	10,62%	4,56%	3,92%	31,34%
	may	24,54%	22,51%	11,57%	5,29%	3,81%	32,29%
	jun	25,70%	24,77%	8,55%	5,44%	3,16%	32,38%
	jul	25,73%	25,81%	7,62%	4,91%	1,46%	34,47%
	ago	23,95%	25,03%	8,17%	3,05%	2,11%	37,68%
	sep	21,99%	22,19%	10,83%	3,64%	3,75%	37,60%
	oct	28,52%	20,11%	9,68%	3,56%	2,85%	35,28%
	nov	26,89%	20,58%	9,05%	5,24%	4,73%	33,51%
	dic	27,67%	19,61%	9,86%	6,45%	3,40%	33,02%
	ene	32,24%	17,52%	8,89%	6,33%	2,48%	32,54%
	feb	27,11%	21,58%	8,62%	5,04%	2,57%	35,08%
	mar	22,07%	23,08%	9,12%	5,46%	3,24%	37,01%
2012	abr	30,18%	18,80%	10,40%	5,41%	3,10%	32,11%
	may	29,23%	17,90%	9,63%	5,82%	2,97%	34,44%
	jun	29,54%	19,54%	8,69%	4,65%	2,86%	34,72%
	jul	26,28%	20,76%	8,10%	5,28%	1,82%	37,77%
	ago	29,31%	18,61%	8,54%	4,08%	2,01%	37,44%
	sep	26,35%	17,14%	9,70%	5,69%	2,48%	38,63%
	oct	24,68%	18,02%	10,34%	5,66%	3,80%	37,50%
	nov	29,88%	18,22%	10,99%	5,34%	2,58%	33,00%
	dic	26,18%	19,73%	10,73%	5,45%	2,40%	35,51%
	ene	26,98%	21,52%	9,36%	5,02%	1,42%	35,70%
	nov	22,99%	23,83%	8,93%	5,52%	1,29%	37,44%
	dic	21,06%	22,17%	9,89%	6,24%	1,54%	39,09%
2013	ene	23,24%	20,80%	10,91%	6,10%	1,39%	37,56%
	feb	22,28%	23,24%	9,22%	6,16%	1,75%	37,36%
	mar	20,04%	27,32%	7,77%	5,33%	1,33%	38,21%
	abr	18,53%	29,00%	7,83%	4,36%	1,23%	39,07%

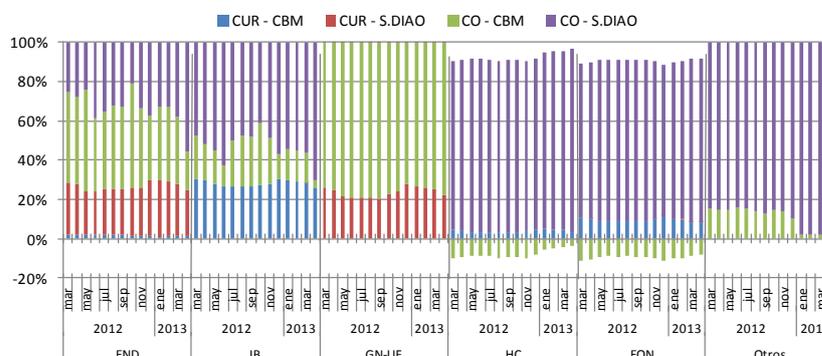
Fuente SGIME (CNE)

Gráfico 19 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.



Fuente SGIME (CNE)

Gráfico 20 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española por empresa.



Fuente SGIME (CNE)

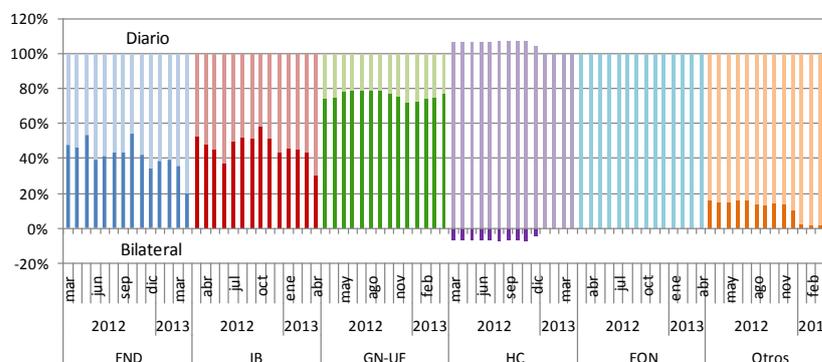
HC y E.On: Sus comercializadoras libren compran en mercado diario para vender a sus respectivas comercializadoras de último recurso en bilateral.

Cuadro 6 - Composición de la demanda en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española. Marzo y Abril 2013.

COMERCIALIZACION	BILATERAL	M. DIARIO	PDBF
CUR	7,9%	12,7%	20,5%
END	9,9%	17,1%	27,0%
IB	2,4%	15,6%	18,0%
GN-UF	11,1%	0,0%	11,2%
HC	-0,3%	7,5%	7,1%
EON	-0,3%	3,1%	2,8%
Otros	0,2%	13,2%	13,4%
TOTAL	30,9%	69,1%	100,0%

Fuente: CNE

Gráfico 21 - Evolución del reparto de la demanda total (CUR + Comercializadores libres) en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.

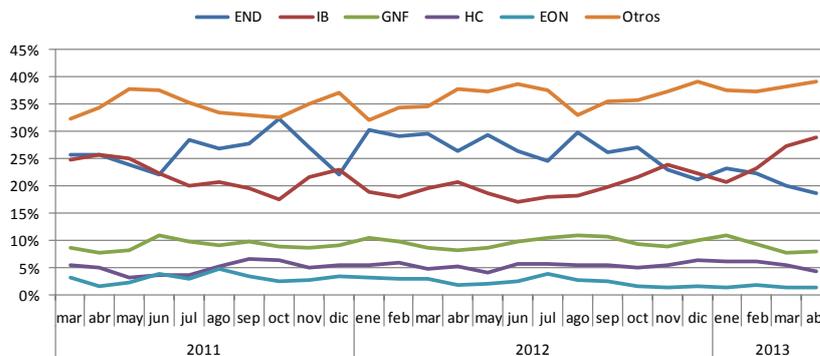


Fuente SGIME (CNE)

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

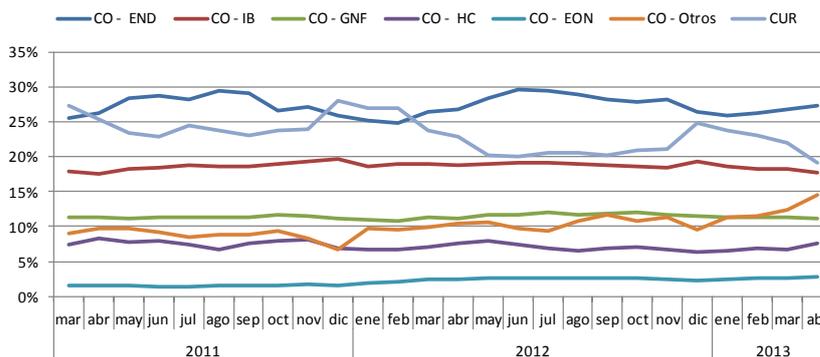
2.5.2. Concentración empresarial

Gráfico 22 - Cuotas por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española (Generación).



Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 23 - Cuotas por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española (Demanda)

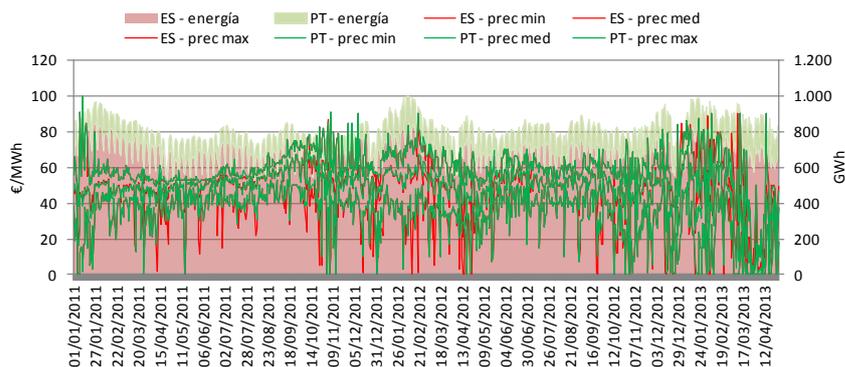


Fuente: SGIME (CNE)

2.5.3. Análisis de precios

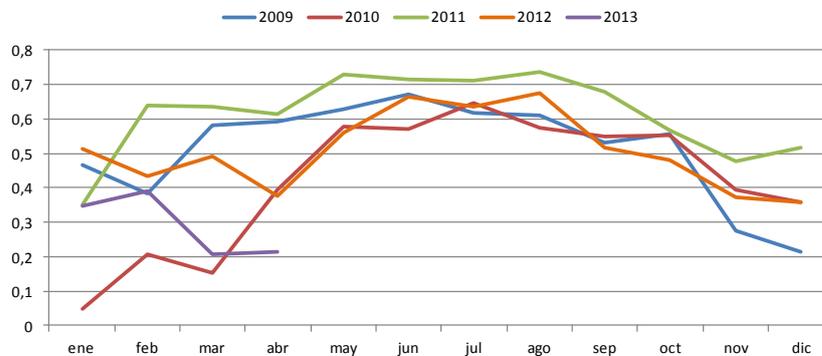
2.5.3.1. Precios del MIBEL

Gráfico 24 - 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)

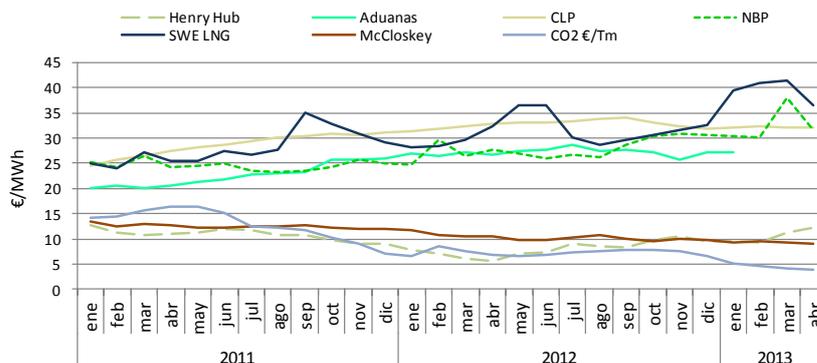
Gráfico 25 - Evolución de la relación en media mensual entre precio mínimo y precio máximo del mercado diario.



Fuente: SGIME (CNE)

2.5.3.2. Precios de combustibles y CO2 y costes estimados de producción por tecnología

Gráfico 26 - Precios medios diarios de combustibles y CO2.

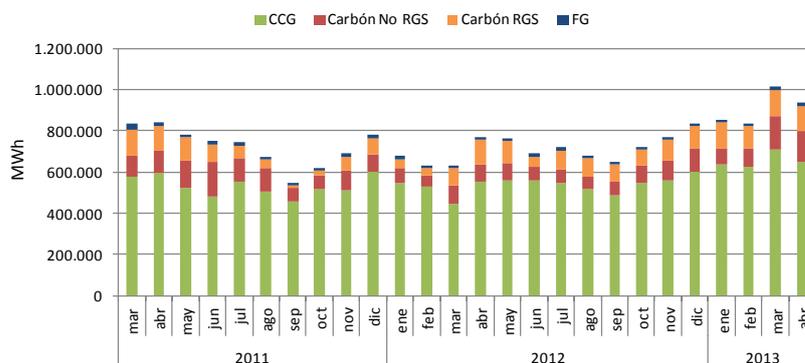


Fuente:
 Valores de gas natural referidos a su PCI (Poder calorífico inferior). Tasa de conversión gas (PCI) = Gas (PCS)/0,9.
 Valores de cotización en el National Balancing Point obtenidos de Paws.
 Valores de cotización en Henry Hub obtenidos de Ycharts.
 Valores de carbón CIF ARA referidos a su PCI (valor de publicación de Reuters).
 Valores de Fuel Oil CIF, 1% contenido en sulfuro, referidos al mercado Mediterráneo, obtenido de Paws.
 Valores de derechos de emisión de CO2 obtenidos de SendeCO2.

2.5.3.3. Tecnología Marginal y Estudio de la Concentración de la Oferta Remanente

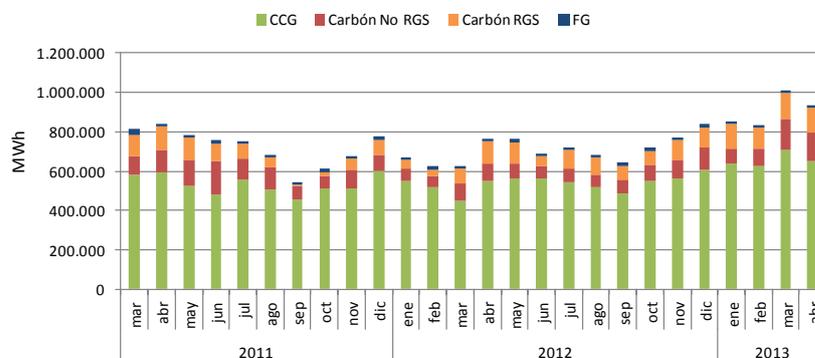
Tecnologías en la oferta remanente

Gráfico 27 - Oferta remanente en la hora 13 (PDBF).



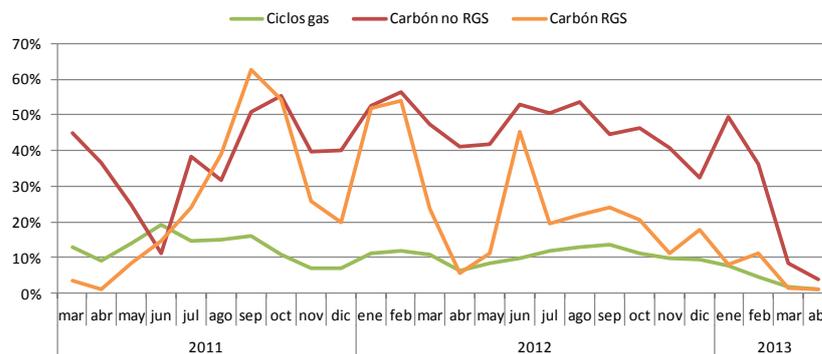
Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 28 - Oferta remanente en la hora 22 (PDBF).



Fuente: SGIME (CNE)

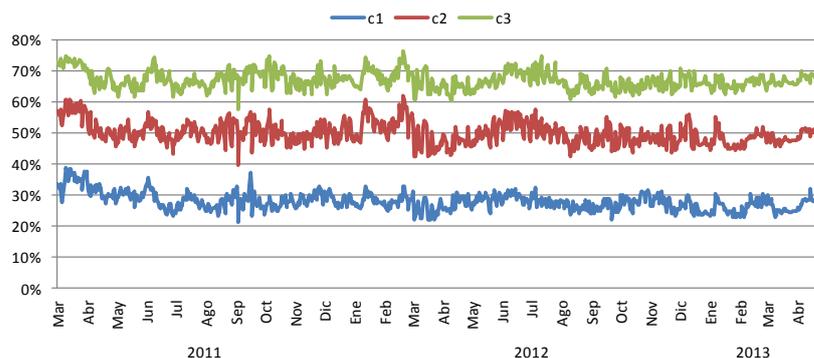
Gráfico 29 - Evolución del nivel de utilización de la potencia disponible de ciclos de gas y carbón (PDBF).



Fuente: SGIME (CNE)

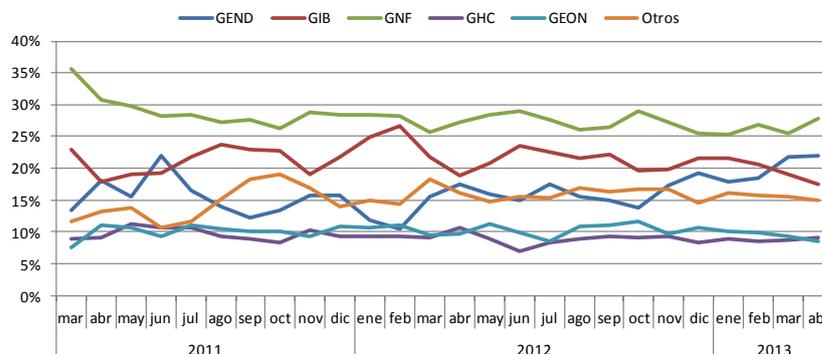
Concentración de la oferta remanente

Gráfico 30 - Concentración de la oferta remanente de la tecnología marginal (Ciclos+Carbón) hora 22, donde Ci 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.



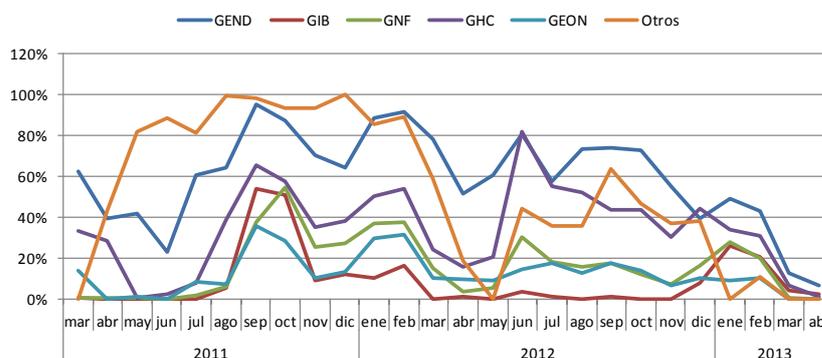
Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 31 - Concentración por agentes de la oferta remanente de la tecnología marginal (carbones y ciclos combinados de gas) en zona española hora 22.



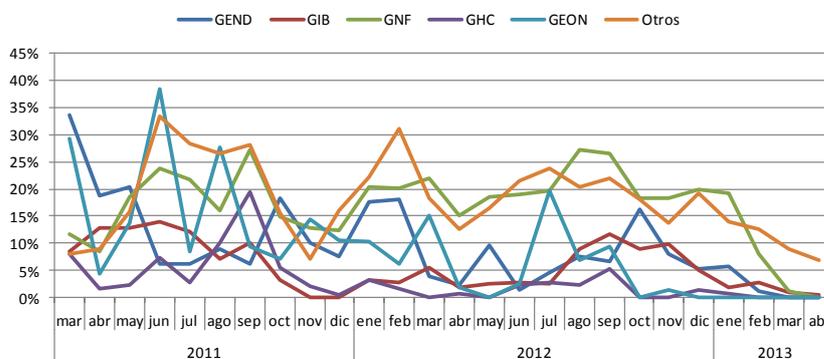
Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 32 - Potencia de centrales de carbón despachada en PDBF frente a potencia disponible por agentes en zona española hora 22.



Fuente: SGIME (CNE)

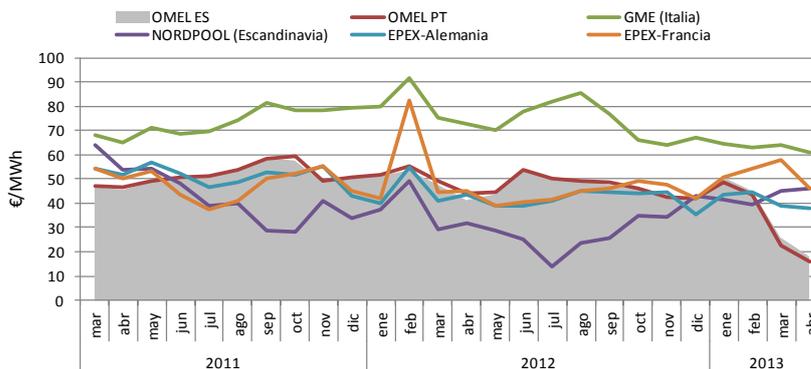
Gráfico 33 - Potencia de ciclos combinados de gas despachada en PDBF frente a potencia disponible por agentes en zona española hora 22.



Fuente: SGIME (CNE)

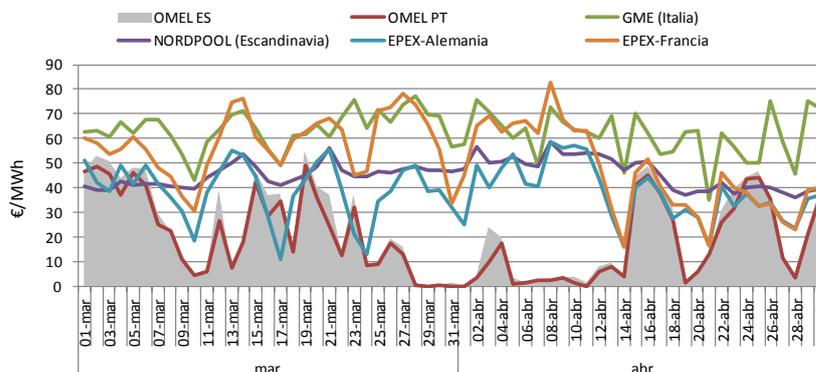
2.5.3.4. Precios en los Mercados Europeos

Gráfico 34 - Comparativa de precios medios mensuales OMEL con el resto de mercados europeos.



Fuente: OMEL

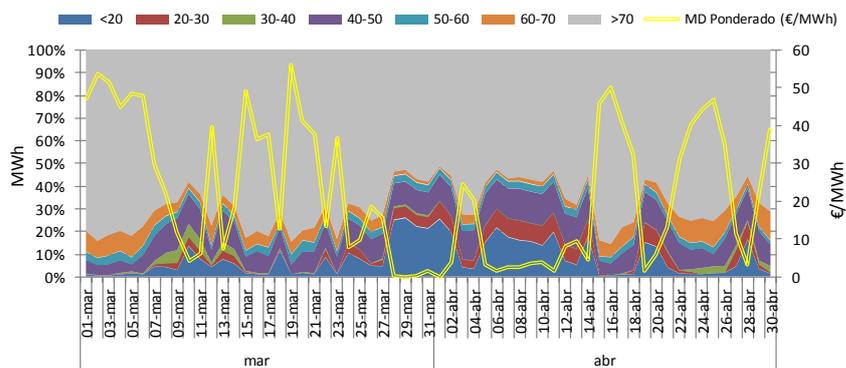
Gráfico 35 - Comparativa de precios medios diarios OMEL con el resto de mercados europeos. Marzo y Abril 2013.



Fuente: OMEL

2.5.4. Ofertas al mercado diario

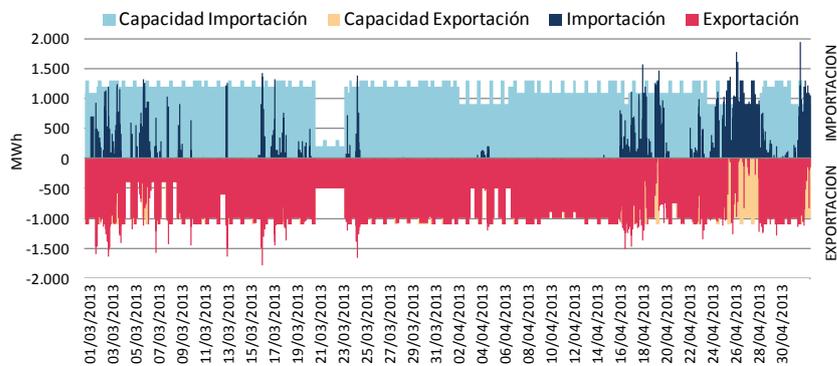
Gráfico 36 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por los ciclos combinados.*



Fuente: SGIME (CNE)

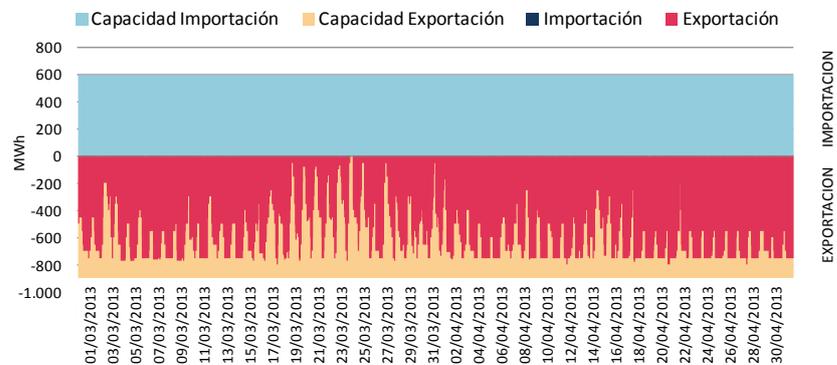
(*) Valorando la energía de los bloques de ofertas inframarginales de acuerdo a la condición de ingresos mínimos en caso de que ésta suponga un importe superior.

Gráfico 37 - Capacidad y uso de interconexión España-Francia (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Marzo y Abril 2013.



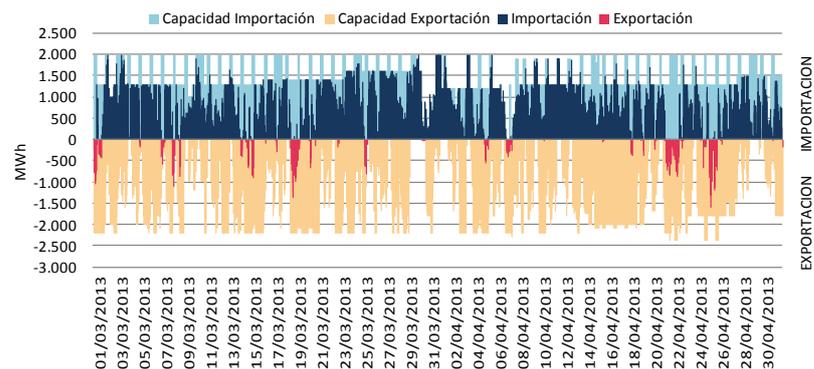
Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 38 - Capacidad y uso de interconexión España-Marruecos (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Marzo y Abril 2013.



Fuente: SGIME (CNE)

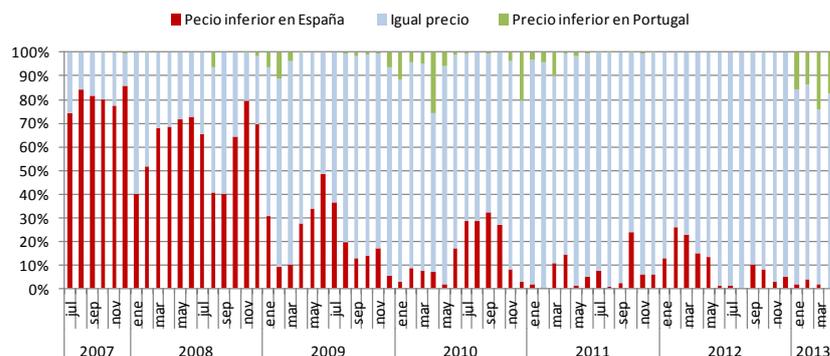
Gráfico 39 - Capacidad y uso de interconexión España-Portugal (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Marzo y Abril 2013.



Fuente: SGIME (CNE)

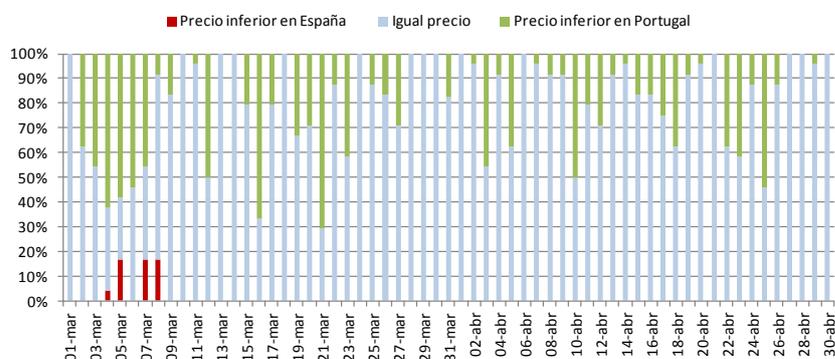
2.5.5. Acoplamiento del MIBEL

Gráfico 40 - Separación de mercados: evolución mensual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior.



Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 41 - Separación de mercados: evolución diaria del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior. Marzo y Abril 2013.



Fuente: SGIME (CNE)

Cuadro 7 - Separación de mercados: evolución horaria del spread de precios entre la zona española y portuguesa.

Año	Mes	Spread medio €/MWh
2007		-13,04
2008		5,55
2009		0,67
2010		0,32
2011		0,53
2012	ene	0,88
	feb	1,78
	mar	1,56
	abr	2,77
	may	0,94
	jun	0,03
	jul	0,06
	ago	0,00
	sep	0,90
	oct	0,46
	nov	0,32
	dic	0,45
2013	ene	-1,97
	feb	-1,31
	mar	-3,10
	abr	-2,08

Fuente: SGIME (CNE)

2.6. Desvío de demanda en el mercado

Cuadro 8 - Programa final diario frente a PDBF de la generación en zona española por grupo empresarial. Marzo y Abril 2013.

	ENDESA	IBERDROLA	GAS NATURAL	HC	E.ON	EGL	ACCIONA	OTROS	Total
PDBF	19,97%	28,46%	7,08%	4,69%	1,13%	10,96%	7,82%	19,88%	100%
P48	20,58%	27,74%	10,36%	5,16%	1,56%	9,81%	6,71%	18,09%	100%

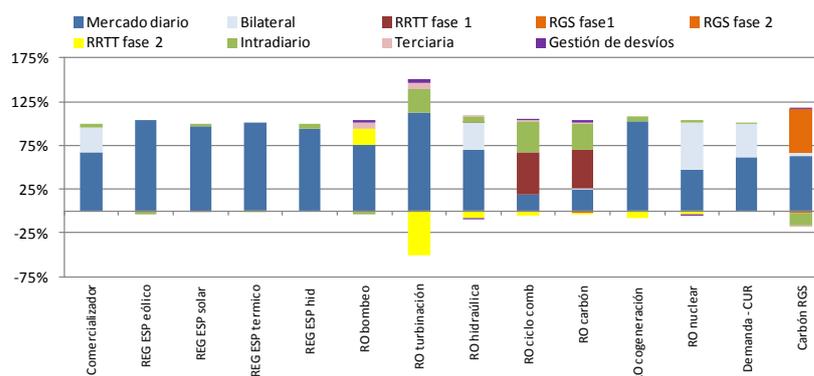
Fuente: SGIME (CNE)

Cuadro 9 - Programa final diario frente a PDBF de la generación en zona española por tecnología. Marzo y Abril 2013.

	Nuclear	Carbón	Ciclo comb.	Hidr.	RE Eólico	RE Hidr.	RE Solar	RE Termic.	Bombeo Turb.	Importac.	Fuel-gas	Total
PDBF	22,33%	1,37%	1,10%	19,47%	27,09%	3,40%	3,84%	15,41%	1,46%	4,31%	0,04%	100%
P48	21,50%	4,56%	5,62%	18,82%	23,42%	3,38%	3,65%	14,48%	1,39%	3,17%	0,00%	100%

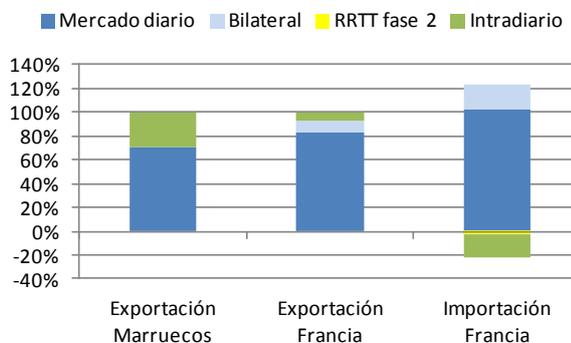
Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 42 - Peso de cada uno de los segmentos en el programa de cada tecnología. Marzo y Abril 2013.



Fuente: SGIME (CNE)

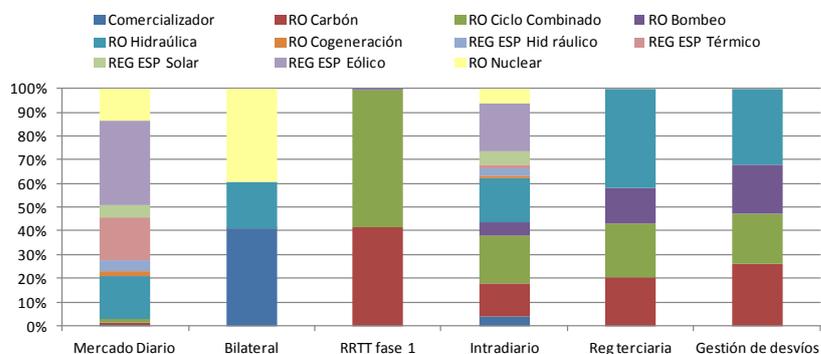
Gráfico 43 - Peso de cada uno de los segmentos en las interconexiones. Marzo y Abril 2013.



Fuente: SGIME (CNE)

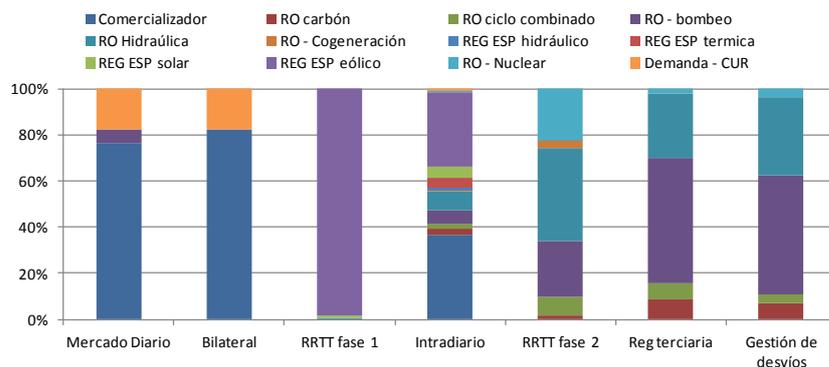
SUPERVISIÓN MERCADO ELÉCTRICO

Gráfico 44 - Peso de cada una de las tecnologías en cada segmento – energías a subir (ventas). Marzo y Abril 2013.



Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 45 - Peso de cada una de las tecnologías en cada segmento – energías a bajar (compras). Marzo y Abril 2013.

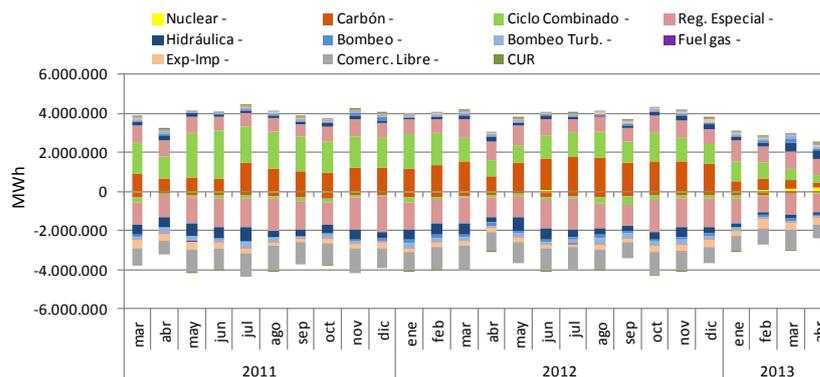


Fuente: SGIME (CNE)

2.7. Mercado Intradiario

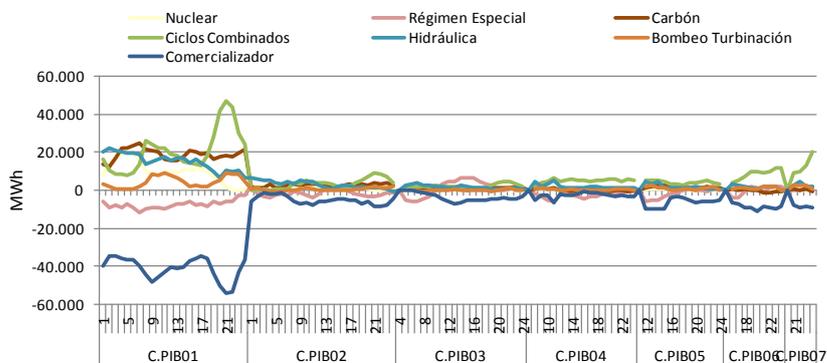
2.7.1. Energías

Gráfico 46 - Evolución mensual de las compras y ventas en intradiario por tecnología.



Fuente SGIME (CNE)

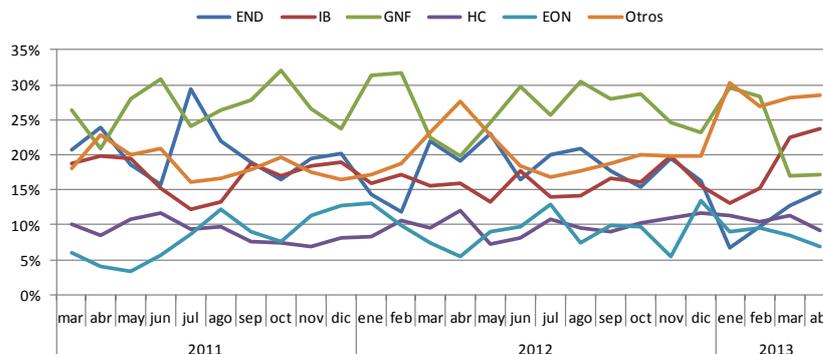
Gráfico 47 - Valores medios horarios del programa neto de cada tecnología en cada una de las sesiones del mercado intradiario. Marzo y Abril 2013.



Fuente SGIME (CNE)

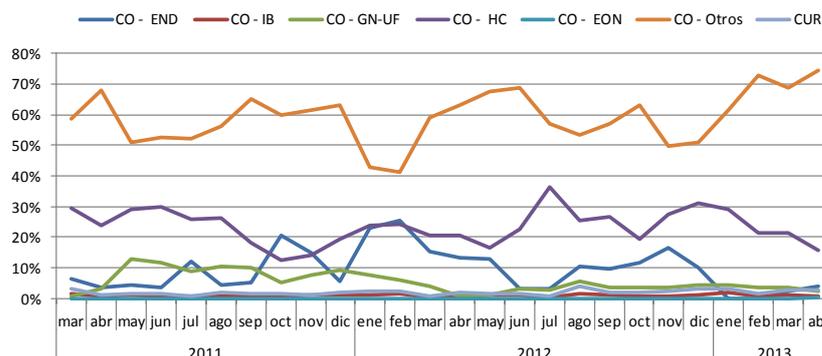
2.7.2. Concentración empresarial

Gráfico 48 - Cuotas de ventas en intradiario.



Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 49 - Cuotas de compras en intradiario.



Fuente: SGIME (CNE)

2.7.3. Análisis de Precios

Gráfico 50 - Evolución mensual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradiario.

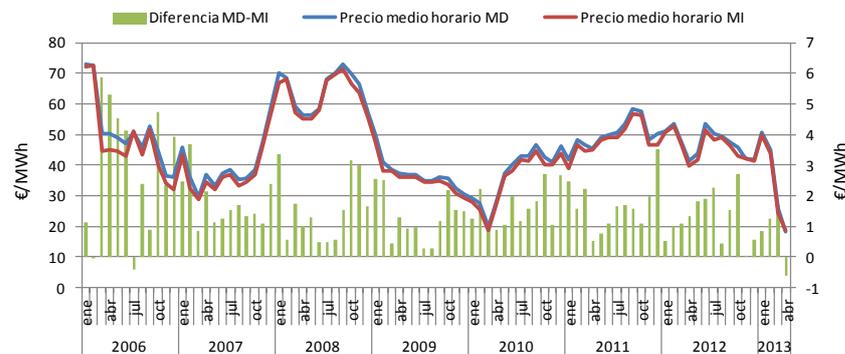
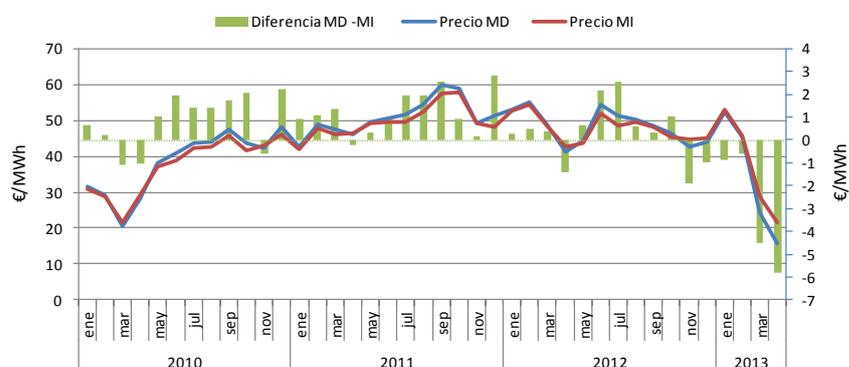


Gráfico 51 - Evolución del promedio mensual del precio medio ponderado en los mercados Diario e Intradía en zona española.



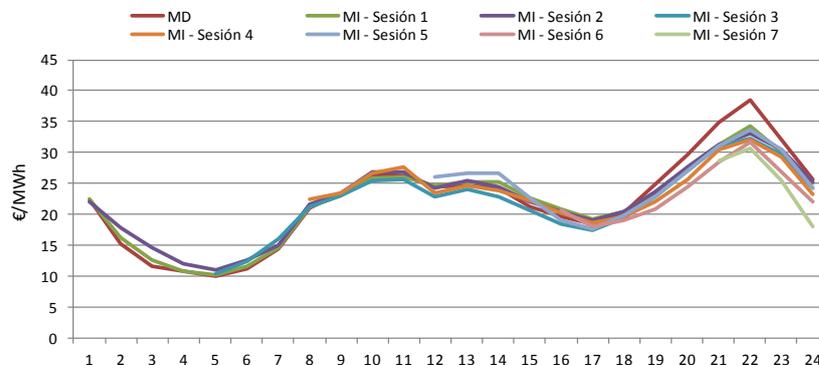
Fuente: SGIME (CNE)

Cuadro 10 - Evolución y diferencia del promedio mensual del precio medio ponderado en los mercados Diario e Intradía en zona española.

Año	Mes	Precio MD	Precio MI	Diferencia MD - MI
2010	dic	38,00	37,38	0,63
2011	ene	42,77	41,83	0,94
	feb	48,80	47,72	1,08
	mar	47,44	46,09	1,35
	abr	46,17	46,38	-0,21
	may	49,43	49,13	0,30
	jun	50,54	49,55	0,99
	jul	51,63	49,67	1,96
	ago	54,21	52,28	1,93
	sep	59,88	57,36	2,52
	oct	58,76	57,82	0,94
	nov	49,28	49,11	0,17
	dic	51,11	48,29	2,82
2012	ene	52,83	52,54	0,29
	feb	54,87	54,39	0,48
	mar	48,72	48,32	0,39
	abr	41,06	42,49	-1,43
	may	44,32	43,68	0,65
	jun	54,25	52,10	2,15
	jul	51,15	48,59	2,56
	ago	50,17	49,59	0,58
	sep	48,47	48,14	0,34
	oct	46,27	45,24	1,03
	nov	42,73	44,66	-1,93
	dic	44,00	45,00	-1,00

Fuente: SGIME (CNE)

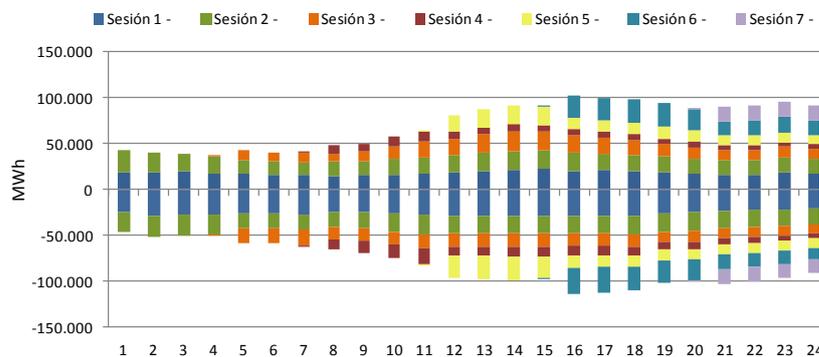
Gráfico 52 - Precios medios del mercado intradiario para cada sesión. Marzo y Abril 2013.



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

Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 53 - Energía horaria negociada por el régimen especial en cada una de las sesiones del mercado intradiario. Marzo y Abril 2013.



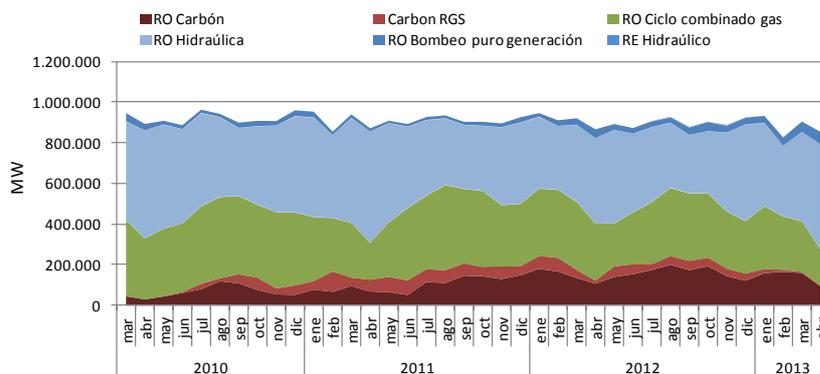
Fuente: SGIME (CNE)

2.8. Mercados de Servicios de Ajuste

2.8.1. Banda de Regulación Secundaria

2.8.1.1. Tecnologías

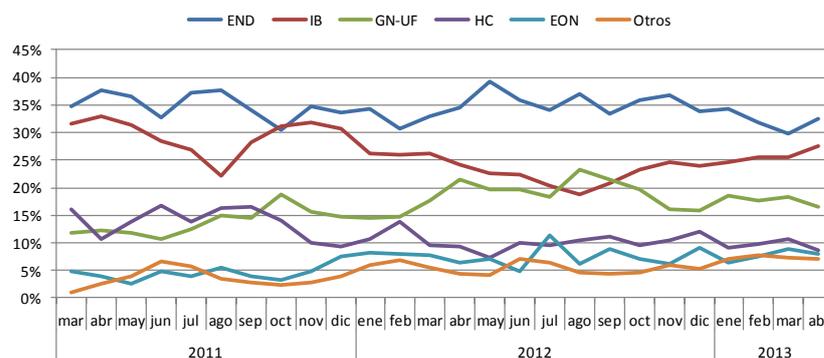
Gráfico 54 - Evolución mensual de la participación de las tecnologías en la banda de secundaria.



Fuente: SGIME (CNE)

2.8.1.2. Concentración Empresarial

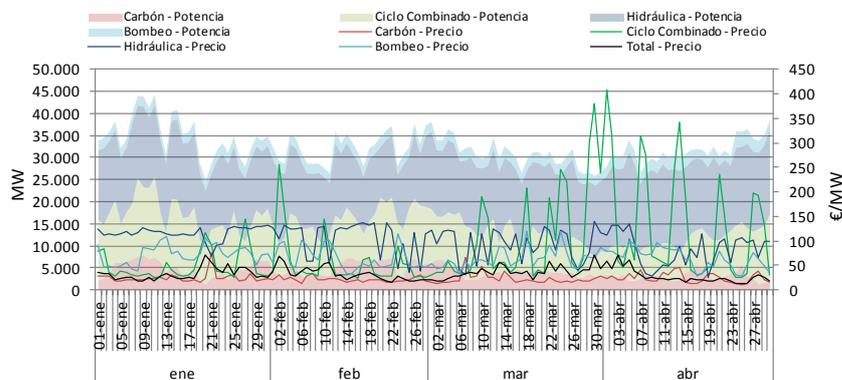
Gráfico 55 - Asignación de banda por grupo empresarial.



Fuente SGIME (CNE)

2.8.1.3. Análisis de precios

Gráfico 56 - Evolución diaria de la oferta de potencia a banda de secundaria. Enero - Abril 2013.

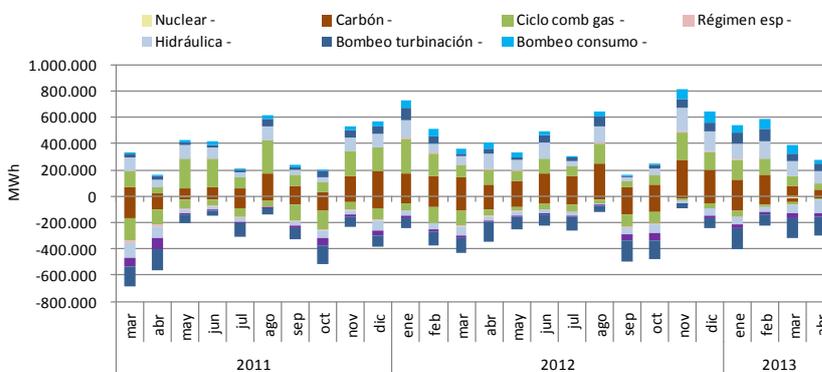


Fuente: SGIME (CNE)

2.8.2. Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria

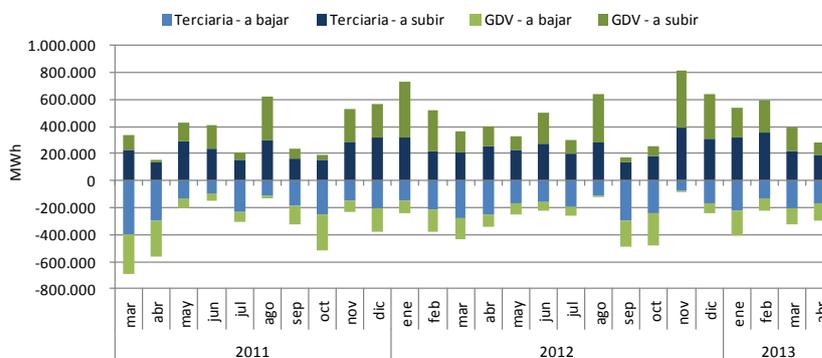
2.8.2.1. Energías

Gráfico 57 - Energía mensual de regulación terciaria y gestión de desvíos por tecnologías.



Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 58 - Energía mensual de gestión de desvíos y regulación terciaria.

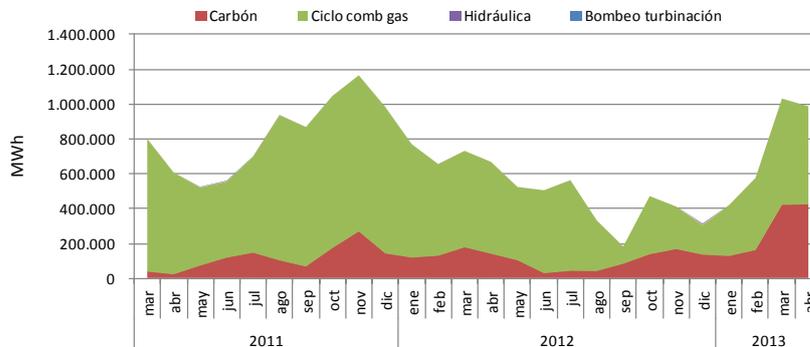


Fuente: SGIME (CNE)

2.8.3. Resolución de Restricciones Técnicas al PBF: fase 1

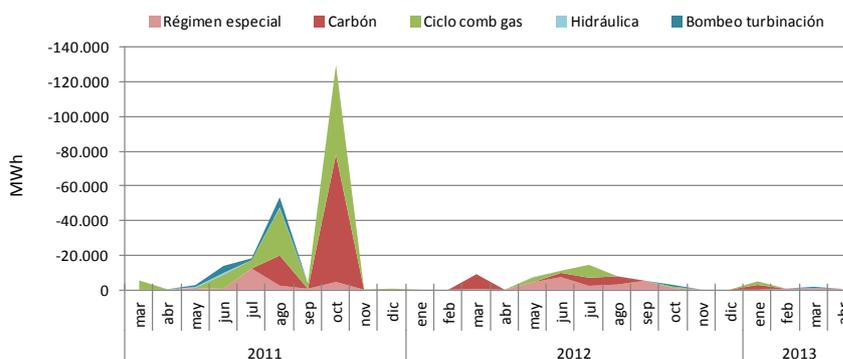
2.8.3.1. Energías

Gráfico 59 - Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento – Fase 1 a subir.



Fuente: CNE (SGIME).

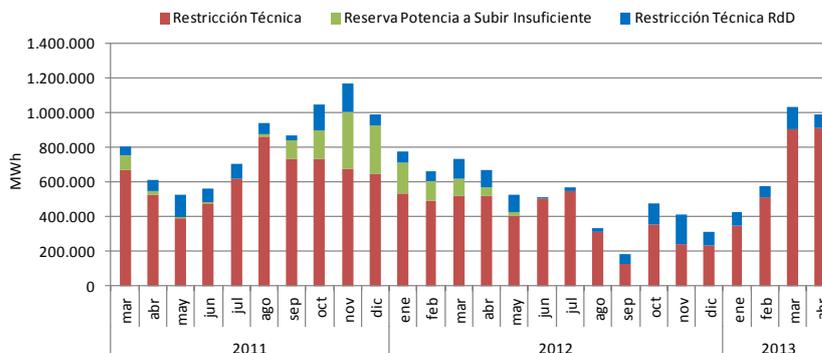
Gráfico 60 - Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento – Fase 1 a bajar.



Fuente: SGIME (CNE)

2.8.3.2. *Motivos de programación por restricciones*

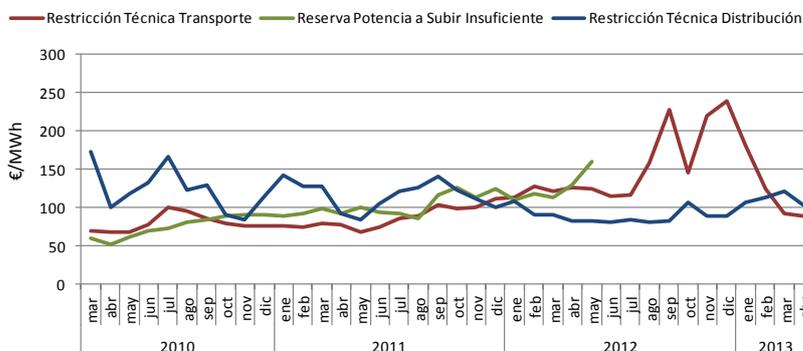
Gráfico 61 - Tipo de redespacho de las restricciones técnicas - Fase 1 a subir.



Fuente: SGIME (CNE)

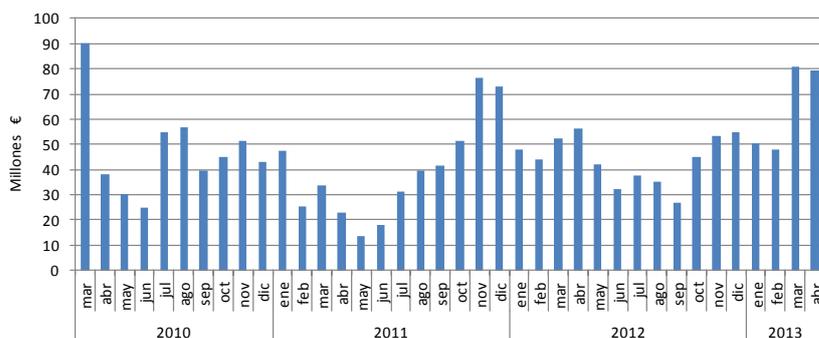
2.8.3.3. *Análisis de precios*

Gráfico 62 - Evolución mensual del precio medio ponderado en restricciones técnicas a subir en la red de transporte, distribución y por insuficiente reserva a subir.



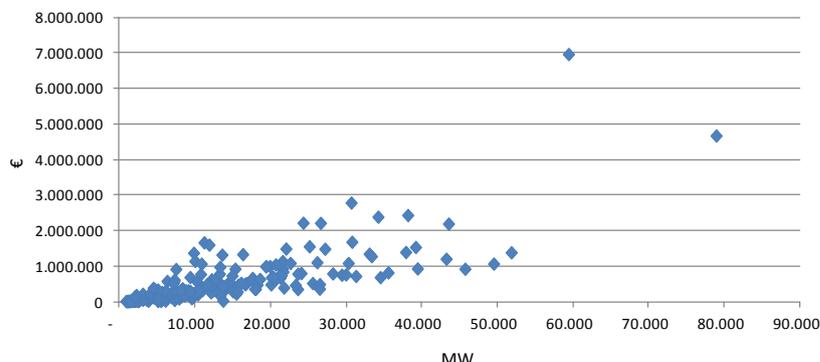
Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 63 - Coste mensual de restricciones técnicas al programa base de funcionamiento (fase 1 y 2).



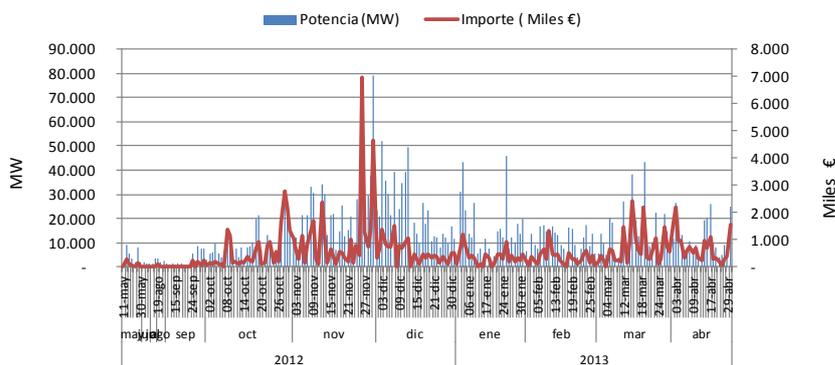
Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 64 – Distribución de potencia y coste de asignación diaria de reserva de potencia adicional a subir.



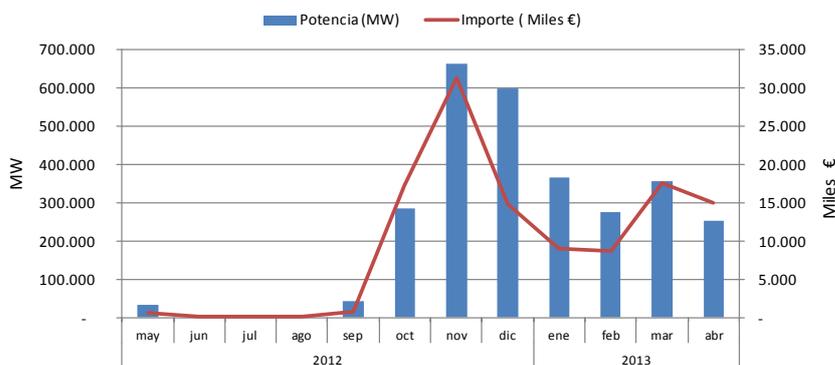
Fuente:SGIME (CNE)

Gráfico 65 – Evolución diaria de potencia y coste de asignación de reserva de potencia adicional a subir.



Fuente: REE

Gráfico 66 – Evolución mensual de la potencia y del coste de asignación de reserva de potencia adicional a subir.

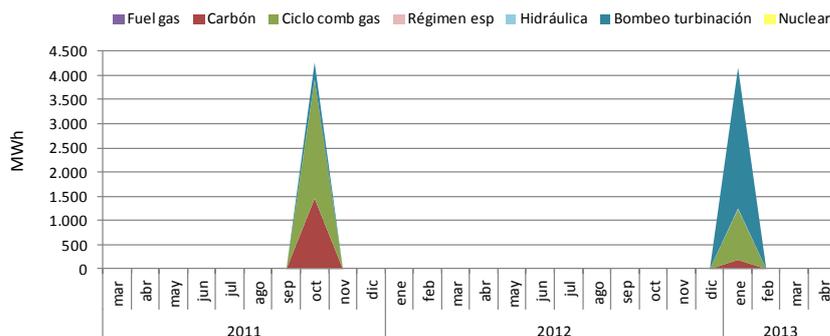


Fuente: REE

2.8.4. Restricciones técnicas al PBF: fase 2

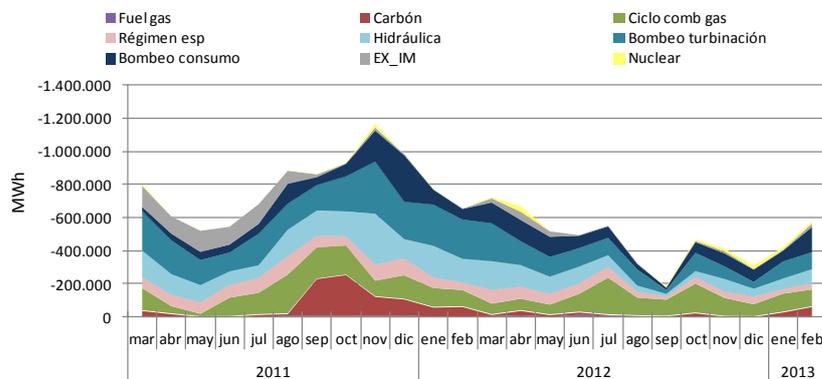
2.8.4.1. Energías

Gráfico 67 - Energías restricciones técnicas - Fase 2 a subir.



Fuente: SGIME (CNE)

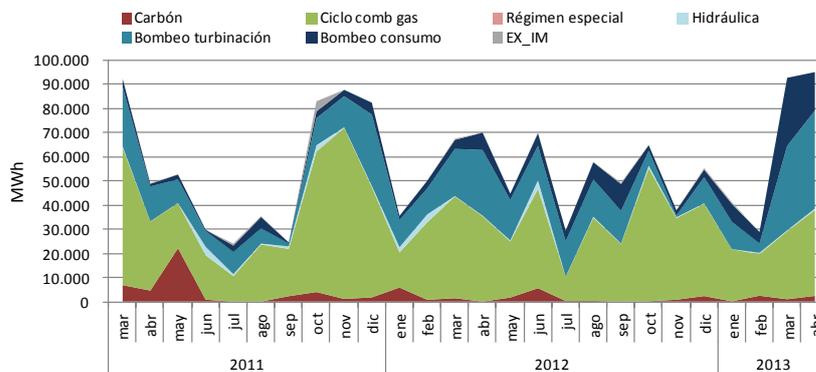
Gráfico 68 - Energías restricciones técnicas - Fase 2 a bajar.



Fuente: SGIME (CNE)

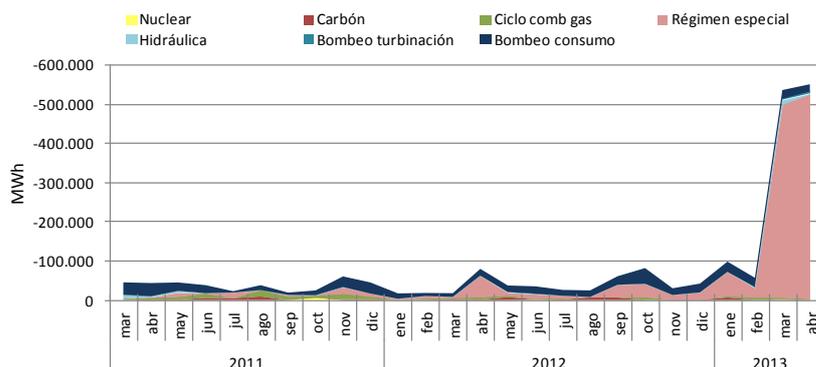
2.8.5. Restricciones en Tiempo Real

Gráfico 69 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a subir.



Fuente: SGIME (CNE)

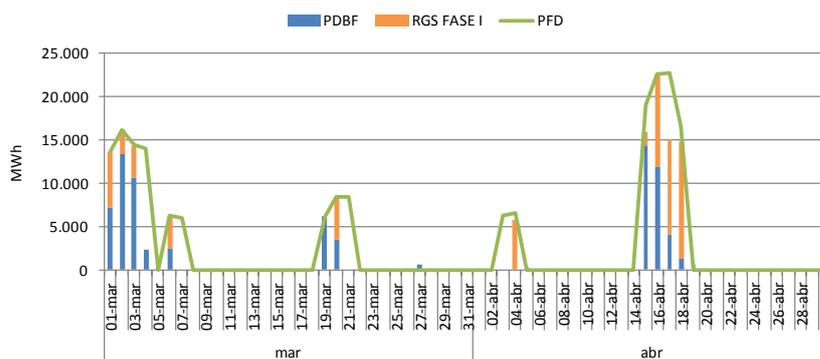
Gráfico 70 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a bajar.



Fuente: SGIME (CNE)

2.8.6. Solución de Restricciones por Garantía de Suministro

Gráfico 71 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento. Marzo y Abril 2013.



Fuente: CNE (SGIME)

ANEXO II

MARZO Y ABRIL 2013

Centrales de carbón y ciclo combinado y sus códigos

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	PUENTES GARCIA RODRIGUEZ 5
PVENT1	C.T.C.C.PLANA DE VENT (GRUPO 1)
PVENT2	C.T.C.C.PLANA DE VENT (GRUPO 2)

SAGU1	CC SAGUNTO GRUPO 1
SAGU2	CC SAGUNTO GRUPO 2
SAGU3	SAGUNTO 3
SBO3	SABON 3
SRI4R	SOTO RIBERA 4 REPRESENTADO
SRI5R	CC SOTO RIBERA 5 REPR
SROQ1	SAN ROQUE 1
SROQ2	CICLO COMBINADO SAN ROQUE ENDESA
STC4R	SANTURCE 4
TAPOWER	CICLO COMBINADO TARRAGONA POWER
TARRAG	CICLO COMBINADO TARRAGONA