

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

## **ENERO Y FEBRERO**

## **2013**

## 1. Hechos relevantes

La demanda mensual en barras de central registrada en los **meses de enero y febrero de 2013** fue equiparable a la de los mismos meses del año 2005. Respecto al año 2012, ésta resultó un 2,3% y un 10% inferior en enero y febrero respectivamente, mientras que el descenso de la demanda corregida fue del 3,7% y 5,6% respectivamente.

Durante la primera quincena del año, se apreció un incremento significativo de los precios del mercado diario. Posteriormente, a partir de la segunda quincena del mes, coincidiendo con un incremento de la producción eólica e hidráulica, el precio medio se situó en niveles similares a los de diciembre de 2012.

Dado que algunos de los comportamientos registrados durante la primera quincena de enero no presentaron una justificación suficiente desde el lado de los cambios normativos introducidos el 1 de enero ni de la evolución de los costes, el Consejo de la CNE, en su sesión de 19 de febrero, acordó la apertura de un expediente informativo a los agentes implicados para conocer las causas que pudieran haber motivado tales comportamientos.

Atendiendo al porcentaje de cobertura de demanda por tecnología de generación, la generación eólica continuó al alza a partir de la primera quincena hasta representar el 26% y 25% en enero y febrero respectivamente, confirmándose por cuarto mes consecutivo como la tecnología con mayor contribución a la producción de energía total del sistema. La generación hidráulica en régimen ordinario ascendió hasta el 10% y 13% respectivamente. De este modo, el hueco térmico quedó reducido al entorno del 20%.

La elevada generación eólica e hidráulica registrada en los dos primeros meses del año ha limitado el posible impacto de las medidas fiscales introducidas en enero de 2013<sup>1</sup> sobre el precio del mercado en zona española, reduciéndose la participación de las centrales térmicas en el mercado diario al mantenerse el hueco térmico en niveles reducidos.

El pasado lunes 18 de febrero se publicó en el BOE 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, no recogiendo en sus precios el impacto de las medidas fiscales. Por tanto, hasta el día 19 de

---

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

febrero de 2013 no resultó de aplicación el proceso de Resolución de restricciones por garantía de suministro. Este hecho, sumado al reducido hueco térmico registrado desde entonces, provocó que las centrales RGS tuvieran un funcionamiento inferior al 10% de su capacidad, lo que supone la peor cifra registrada desde la entrada en funcionamiento de dicho mecanismo. El volumen producido durante los dos primeros meses del año por las centrales acogidas al mecanismo de restricciones por garantía de suministro (RGS) supone el 2,4% del total establecido, muy por debajo del 18,1% alcanzado en las mismas fechas del año anterior.

Desde el pasado día 1 de enero, el ascenso de los precios de las ofertas al mercado diario registrado en la zona española del MIBEL ha dado lugar a la inversión de la tendencia de precios entre ambas zonas, rompiendo con doce meses consecutivos durante los cuales, en las horas de desacoplamiento, el precio resultaba siempre inferior en zona española.

Durante enero y febrero, el acoplamiento del MIBEL alcanzó el 82%, con un 16% de horas de precio superior en zona española para el mes de enero y un 14% para febrero. Este nivel de acoplamiento resulta inferior a la media registrada en 2012 del 90%.

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

En consecuencia, desde la entrada en vigor de este Real Decreto-ley, se desincentivan los arbitrajes que venían realizando estas instalaciones en los mercados intradiarios, al ser sus ingresos fijos e independientes de su comportamiento en los mercados. De este modo, a partir de febrero, la energía negociada por el régimen especial, ha pasado a tener un saldo neto nulo en los mercados intradiarios, cuando hasta entonces, siempre había sido comprador. La generación eólica junto con la termosolar resultaron ser las tecnologías más afectadas por el Real Decreto-ley 2/2013 al presentar anteriormente un volumen mayor de energía en la opción b) del Real Decreto 661/2007, disminuyendo a mínimos el volumen de energía reducida en el mercado intradiario en el mes de febrero. Destaca, a diferencia de lo ocurrido en los meses anteriores, la gran aproximación entre los volúmenes de energía eólica programados en PDBF (mercado diario + bilaterales) y en P48.

Adicionalmente, las instalaciones acogidas a la opción a) del Real Decreto 661/2007, de acuerdo con lo establecido en este Real Decreto, no pueden participar en los servicios de ajuste de carácter potestativo. En consecuencia, si bien la participación del régimen especial en estos servicios no tenía un volumen representativo (1% del total de energía a subir en terciaria y gestión de desvíos en 2012), ha pasado a ser nula desde febrero de 2013.

La reducida programación de carbón RGS en este periodo, junto con la desaparición de los arbitrajes que venían realizando las instalaciones de régimen especial acogidas a la opción b) del Real Decreto 661/2007, ha motivado una reducción de la negociación en el mercado intradiario. En concreto, en este periodo, la generación se ha incrementado en este mercado un 3-4% mientras que en 2012, lo hizo cerca de un 6%. En parte motivado por este efecto, las diferencias existentes entre el precio del mercado diario y el intradiario se han reducido significativamente en este periodo frente a 2012 (pasando de 1,5-2 €/MWh en 2012 a 0,5-1 €/MWh en 2013).

El **mes de marzo de 2013** resultó ser el más lluvioso en España desde que en 1947 comenzaron a registrarse datos de las precipitaciones. Adicionalmente, la producción de origen eólico se incrementó el 60,6% frente al mismo periodo del año anterior, suponiendo el 27,7% de la producción total. Asimismo, en marzo, la generación procedente de fuentes de energía renovable alcanzó el 51,1%, porcentaje superior al registrado en el mismo mes del 2012, que fue del 28,8%. La suma de la generación eólica y la hidráulica fluyente supusieron cerca del 37% del total de la energía aportada al sistema en P48, superando así al porcentaje que representaron estas tecnologías en marzo de 2010.

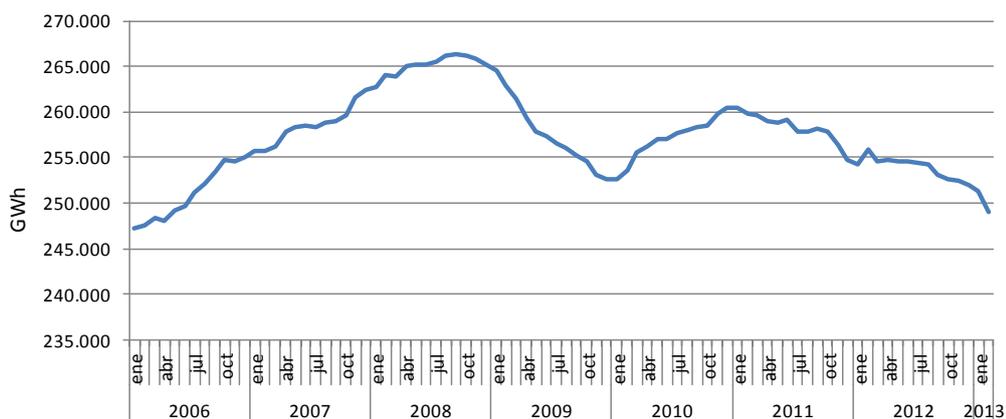
La elevada hidraulicidad sumada a una notable generación eólica y una fuerte caída de la demanda coincidente con el inicio de la festividad de Semana Santa, dieron lugar a la aparición de precios cero en numerosas horas del mercado diario, al punto de alcanzar un precio medio del mercado diario de 0 €/MWh para los días 29 de marzo y 1 de abril. El precio medio del mercado diario en marzo de 2013 ha sido de 25,92 €/MWh.

Durante el mes de marzo, ha sido necesario llevar a cabo reducciones significativas de la energía eólica así como de la energía nuclear, cuya programación fue reducida un 20% coincidiendo con dicho periodo festivo. Si bien el operador del sistema ha dado también órdenes de reducción a la cogeneración en este periodo, estas instalaciones no han seguido dichas órdenes, alegando poner en riesgo sus procesos productivos. La CNE está llevando a cabo un análisis sobre este comportamiento.

## 2. Demanda

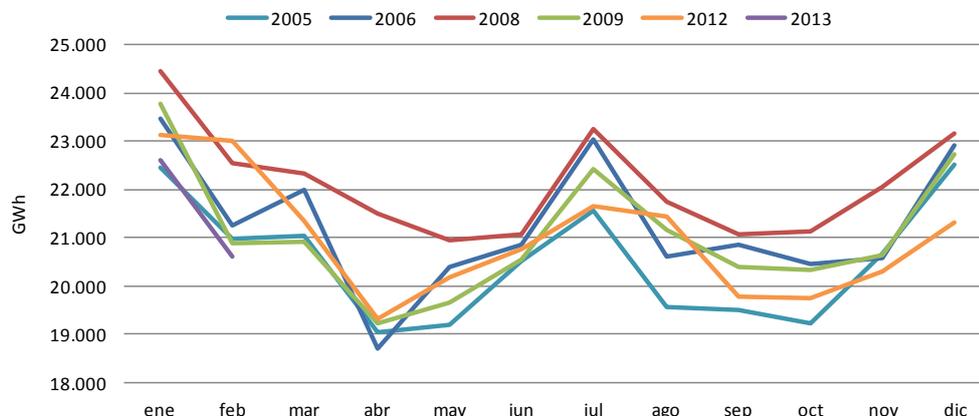
La demanda de energía eléctrica peninsular en barras de central continuó a la baja en los primeros meses de 2013. La demanda interanual alcanzada en febrero se encuentra en niveles de hace siete años.

Gráfico 1 - Evolución de la demanda interanual peninsular en barras de central.



La demanda mensual en barras de central registrada en los meses de enero y febrero de 2013 es equiparable a la de los mismos meses del año 2005, situándose por debajo de las cifras de 2009. Respecto al año 2012, ésta resulta un 2,3% y un 10% inferior en enero y febrero respectivamente. El descenso de la demanda corregida es del 3,7% y 5,6% respectivamente.

Gráfico 2 - Demanda mensual peninsular en barras de central.

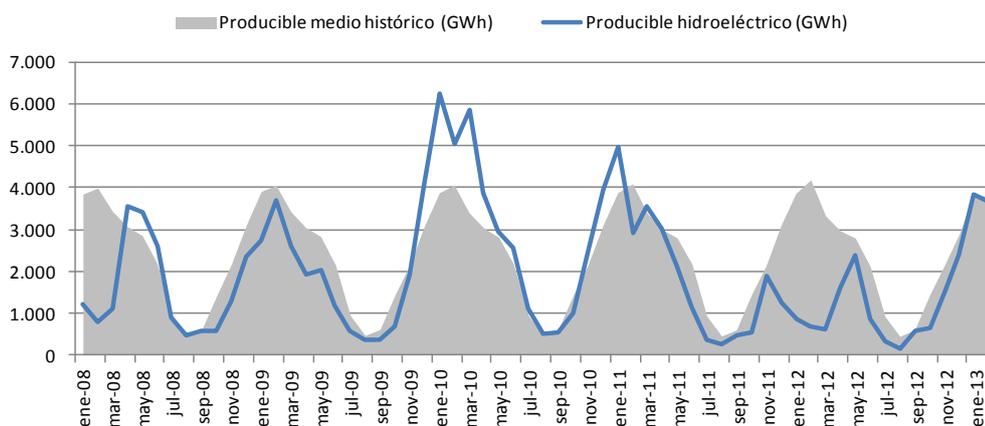


El mes de enero resultó más cálido de lo normal, con una temperatura media 1º C superior a la media del mes, mientras que febrero fue más frío de lo habitual, con una temperatura media 0,9º C inferior a la media del mes.

### 3. Oferta

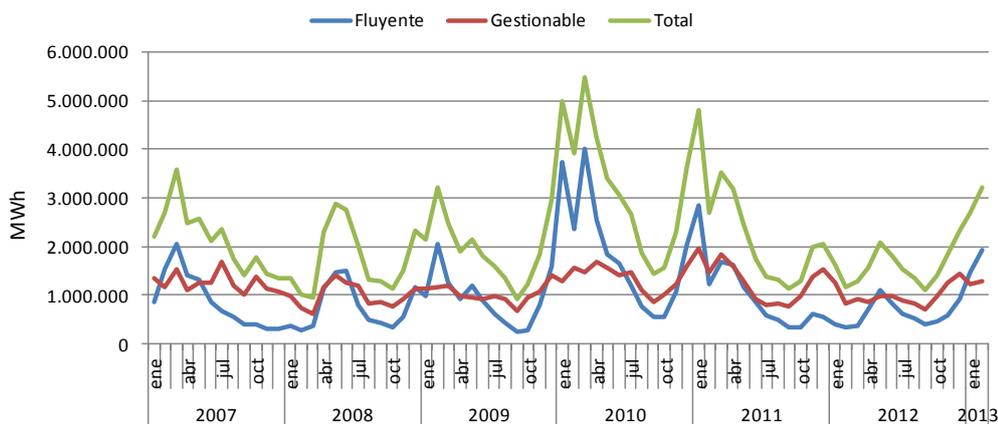
Desde el punto de vista hidrológico, ambos meses resultaron más húmedos de lo normal, con precipitaciones medias un 32% y 23% superiores a los valores normales respectivos. El índice mensual producible hidroeléctrico<sup>2</sup> de ambos meses se situó en valores próximos a uno.

Gráfico 3 - Producible hidroeléctrico y valor medio histórico.



Este hecho derivó en el alza de la generación de origen hidráulico en régimen ordinario durante los meses de estudio, en torno al 45% respecto a los dos meses previos. La generación hidráulica fluyente resultó superior a la gestionable en ambos meses.

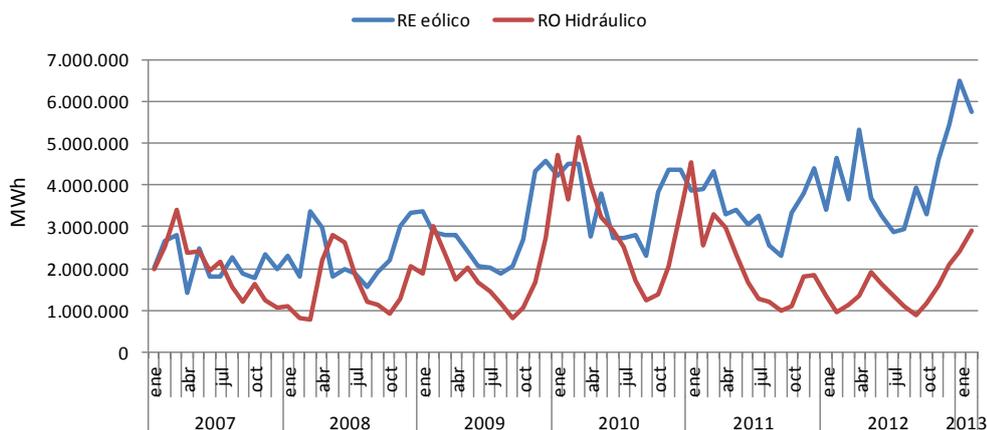
Gráfico 4 - Evolución mensual de la producción hidráulica en P48 (Hidráulica y Bombeo-Turbinación).



<sup>2</sup> Índice producible hidroeléctrico: Cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir, considerando las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado período de tiempo y una vez deducidas las detracciones de agua realizadas para riego o para otros usos distintos de la producción de energía eléctrica, con respecto a la cantidad media histórica registrada en ese mismo período. Índice producible: =1, año medio; <1, año seco; >1, año húmedo.

Junto al alza de la generación hidráulica, cabe resaltar el aumento de la generación eólica durante los meses de estudio, resultando un 22% superior a la registrada en noviembre y diciembre, meses en los que dicha producción fue notable.

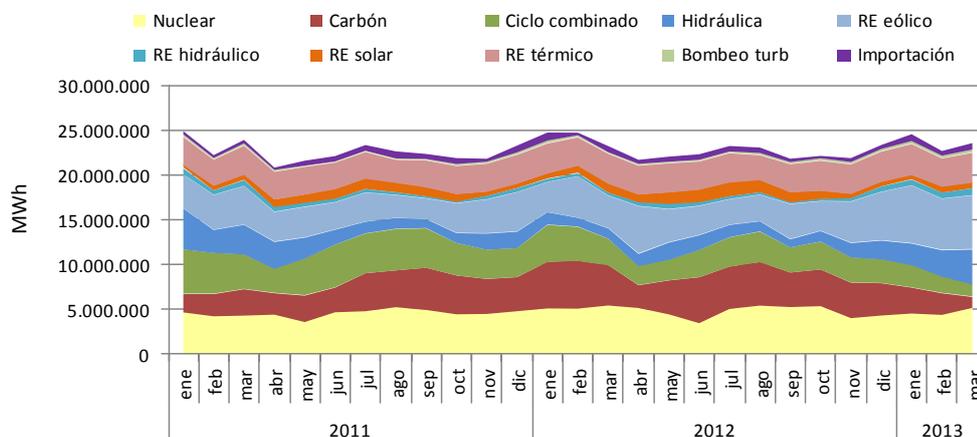
Gráfico 5 - Evolución mensual de la generación eólica en régimen especial e hidráulica en régimen ordinario (P48).



Comparando la situación de alta eolicidad e hidraulicidad acontecida durante los tres primeros meses del año con los mismos meses del año 2010, cabe reseñar el elevado porcentaje representado por la **suma de la generación eólica e hidráulica fluyente** sobre el total de la energía aportada al sistema en P48. Dicho porcentaje se encuentra de **media por encima del 30%**, superando el 35% en marzo de 2010 y rondando el 37% en el mismo mes de 2012.

Respecto a la **producción del resto de tecnologías**, cabe resaltar que la importante reducción del hueco térmico derivó en una caída de la generación de las plantas de carbón (30%) y de ciclo combinado (20%) respecto a los dos meses anteriores. Las indisponibilidades de dichas tecnologías registraron valores muy reducidos.

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



Atendiendo al porcentaje de cobertura de demanda por tecnología de generación, la **generación eólica continuó al alza hasta representar el 26% y 25% en enero y febrero respectivamente, confirmándose por cuarto mes consecutivo como la tecnología con mayor contribución a la producción de energía total del sistema.** La generación hidráulica en régimen ordinario ascendió hasta el 10% y 13% respectivamente. De este modo, el hueco térmico quedó reducido al entorno del 20%.

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

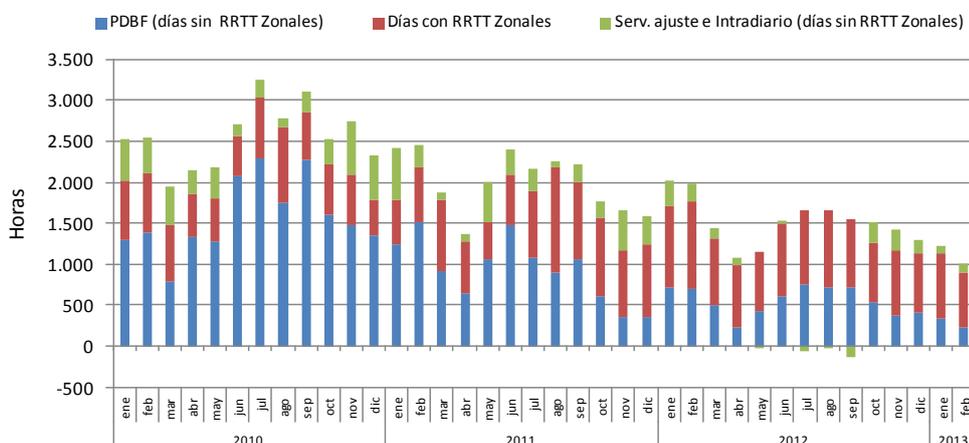
Años	FECHA	Nuclear	RO carbón	Carbon RGS	Ciclo Comb.	Hidraulica	RE eolico	RE hidraulico	RE solar	RE térmico	Bombeo turb	Importación
2010		21,3%	6,2%	1,7%	22,7%	12,9%	15,5%	2,4%	2,6%	12,4%	0,9%	1,3%
2011	ene	18,9%	5,5%	2,7%	20,2%	18,2%	15,4%	2,6%	1,5%	12,6%	1,0%	1,4%
	feb	19,2%	6,7%	4,4%	20,9%	11,5%	17,5%	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%

El reducido hueco térmico influyó sobre las **horas equivalentes de funcionamiento de las centrales de ciclo combinado**, que continuaron a la baja, situándose por debajo de las 1.000 horas en febrero. Este descenso es aún más relevante al tener en cuenta que habitualmente en los meses de enero y febrero se produce un repunte del funcionamiento de dichas centrales.

El pasado lunes 18 de febrero se publicó en el BOE 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. Por tanto, hasta el día 19 de febrero de 2013 no resultó de aplicación el proceso de Resolución de restricciones por garantía de suministro. Este hecho, sumado al reducido hueco térmico, provocó que **las horas anuales equivalentes de funcionamiento de las centrales RGS cayeran por debajo de las 1.000 horas**, lo que supone la peor cifra registrada desde la entrada en funcionamiento de dicho mecanismo.

Las horas equivalentes de funcionamiento durante los meses de estudio del resto de **centrales de carbón**, no adscritas al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro, también experimentaron una tendencia a la baja en su conjunto, aunque mantuvieron el nivel de las 4.000 horas anuales.

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



En el siguiente cuadro se muestra la evolución mensual del reparto del total de la **generación en P48** por grupo empresarial, no apreciándose cambios significativos en los últimos meses.

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

Años	FECHA	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%

## 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 la siguiente tabla.

**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

El pasado 1 de enero de 2013 entró en vigor la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Mediante esta Ley se regulan tres nuevos impuestos: el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica y el impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas; se crea un canon por utilización

de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica; se modifican los tipos impositivos establecidos para el gas natural y el carbón, suprimiéndose además las exenciones previstas para los productos energéticos utilizados en la producción de energía eléctrica y en la cogeneración de electricidad y calor útil.

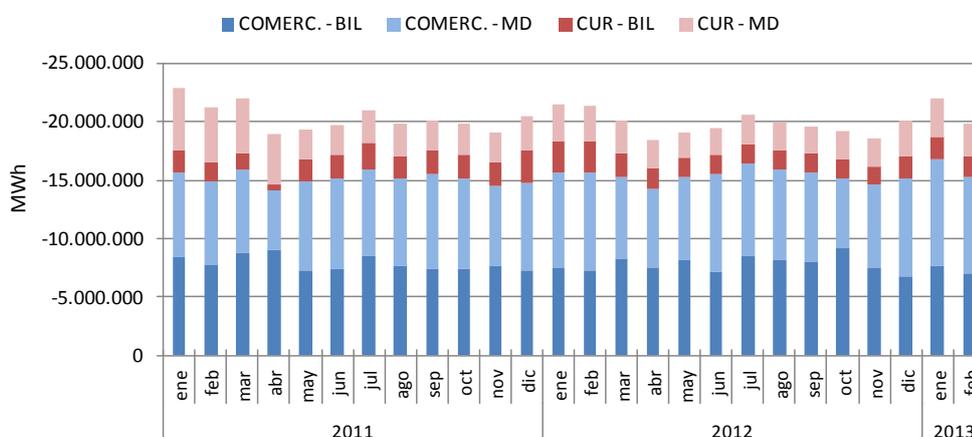
En consecuencia, a partir del 1 de enero de 2013 se produjo un cambio en la estrategia de oferta de los agentes generadores del sistema eléctrico español, esencialmente, en el sentido de incrementar sus precios de oferta. Este hecho se analizará más adelante en este mismo informe.

Los **precios punta** alcanzados durante ambos meses se incrementaron respecto a meses anteriores, situándose en el entorno de los **90 €/MWh**. Se registraron **48 horas de precios cero** y **61 horas de precios menores o iguales a 1 €/MWh**, coincidiendo con horas valle de elevada generación eólica.

## 4.2. Programa Diario Base de Funcionamiento

Desde el punto de vista de las compras, **la cuota de suministro en mercado libre vuelve a situarse por encima del 76%** durante los meses de estudio, por encima del 73% registrado en los mismos meses del año anterior.

Gráfico 8 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.



Atendiendo a la cuota de **demanda en PDBF por grupo empresarial**, no se aprecian variaciones significativas en los últimos meses.

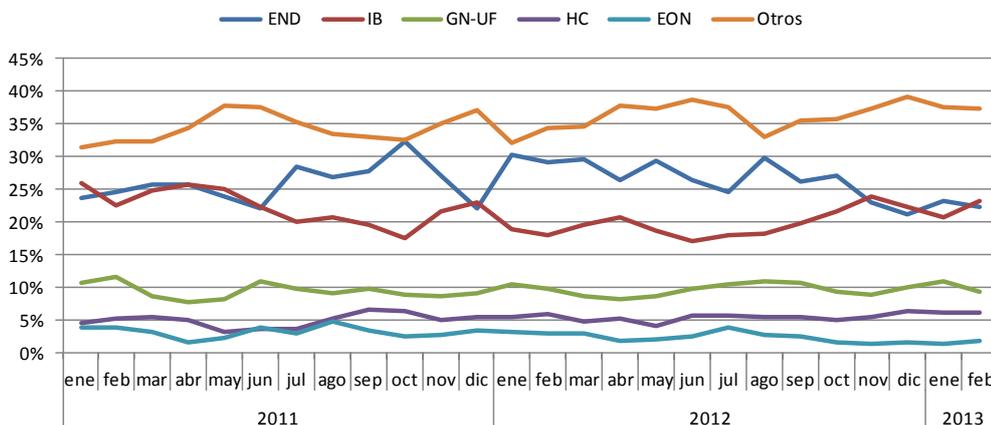
**Cuadro 4 – Demanda neta mensual por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española.**

Año	Mes	END	IB	GN-UF	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%

Desde el punto de vista de las ventas, tampoco se han producido variaciones significativas de la concentración empresarial en el Programa Diario Base de Funcionamiento respecto a los dos meses anteriores.

El continuado descenso de la aportación de las plantas de carbón de Endesa en los últimos meses hace que su cuota de generación en PDBF se mantenga por debajo del 25%, mientras que la elevada eolicidad e hidráulicidad mantiene la cuota de Iberdrola en niveles similares a los últimos meses del año anterior. La cuota de los generadores no asociados a los cinco grandes grupos se mantiene en niveles elevados sustentada por su elevada generación eólica.

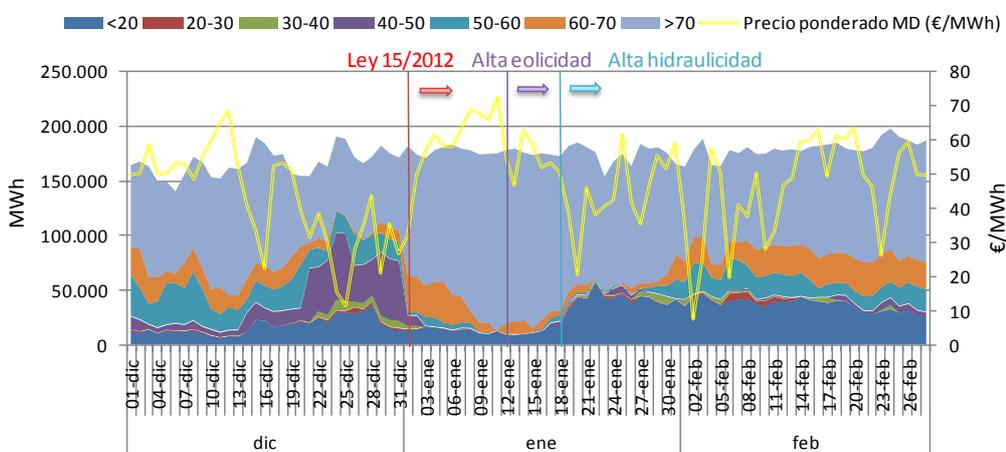
**Gráfico 9 - Generación neta mensual por empresa en PDBF (Mercado diario + bilateral) en zona española.**



### 4.3. Análisis de las ofertas

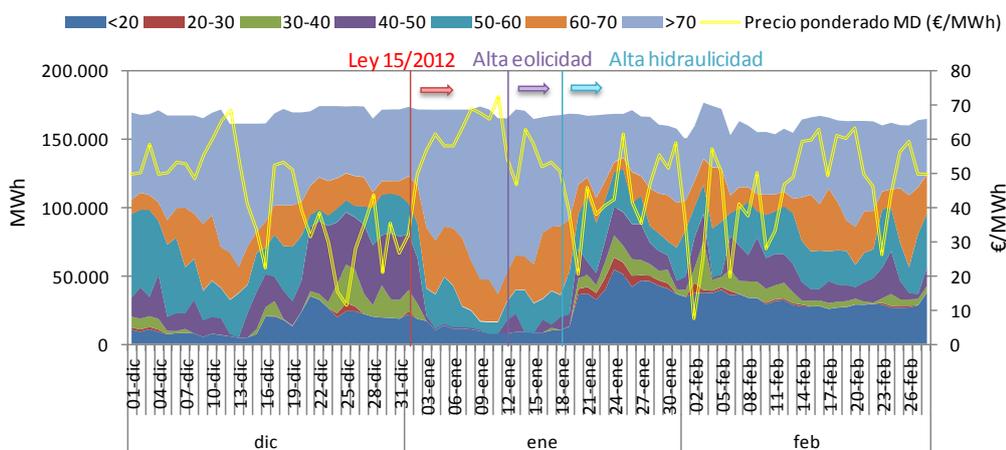
Como se concluyó en el avance del informe de supervisión correspondiente al mes de enero de 2013, el 1 de enero de este año se produjo un cambio en la estrategia de oferta por parte de los agentes generadores del sistema eléctrico español, esencialmente, en el sentido de incrementar sus precios de oferta y, como consecuencia, el precio resultante del mercado diario durante la primera quincena de enero 2013.

**Gráfico 10 - Distribución por intervalo de precio de la energía de unidades hidráulicas ofertada a mercado diario frente a precio medio ponderado del mercado diario\*.**

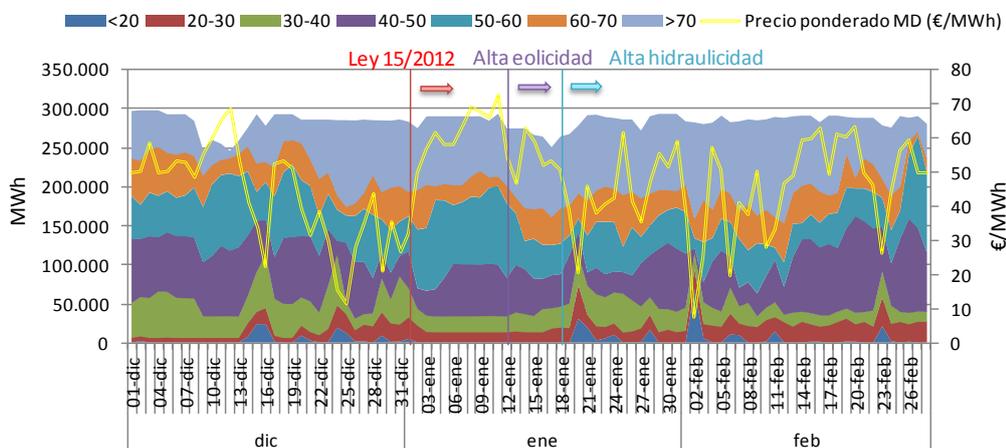


(\*) Valorando la energía de los bloques de ofertas inframarginales de acuerdo a la condición de ingresos mínimos en caso de que ésta suponga un importe superior.

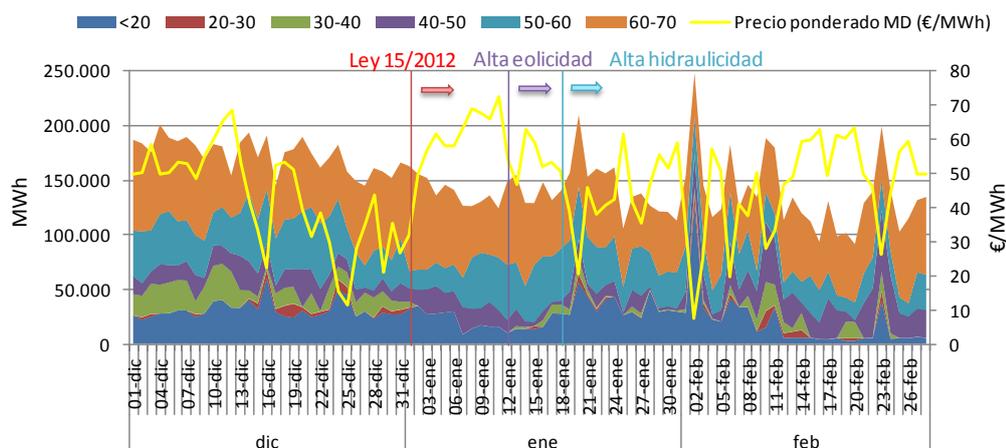
**Gráfico 11 - Distribución por intervalo de precio de la energía de unidades de bombeo-turbinación ofertada a mercado diario frente a precio medio ponderado del mercado diario.**



**Gráfico 12 - Distribución por intervalo de precio de la energía de unidades de carbón ofertada a mercado diario frente a precio medio ponderado del mercado diario.**



**Gráfico 13 - Distribución por intervalo de precio de la energía de unidades de ciclo combinado ofertada a mercado diario frente a precio medio ponderado del mercado diario.**



Nota: No se muestra el rango de más de 70€/MWh por simplificación

Parte de estos cambios podrían ser explicados por los siguientes motivos:

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

consecuente incremento de la energía fluyente, lo que propiciaría un alza de los precios de oferta de la hidráulica embalsada con el objetivo de no resultar casada y reservar el agua para periodos de precios más elevados.

- No existencia de planificación RGS, por lo que las centrales de carbón nacional ofertan a su coste total, superior al coste variable al que ofertan cuando existe planificación.

No obstante, los anteriores cambios no justifican la totalidad de los comportamientos registrados durante el mes de enero, por lo que el pasado 19 de febrero de 2013 el Consejo decidió la apertura de diversos expedientes solicitando justificación del aumento del precio de las ofertas presentadas al mercado diario a partir del 1 de enero de 2013.

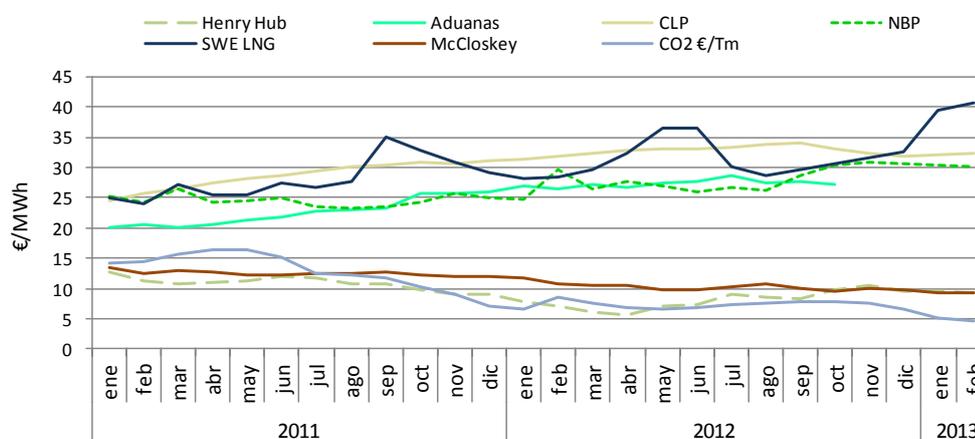
#### 4.4. Análisis de costes y precios del mercado diario

El precio medio de la referencia spot de gas natural **NBP** continuó estable durante los meses de estudio, en el entorno de los 30 €/MWh. La referencia de largo plazo repuntó levemente tras su descenso en meses anteriores, para situarse ligeramente por encima de los 32 €/MWh, impulsada por el ascenso de la cotización del Brent. La referencia de gas en la península ibérica (**GNL SWE**) experimentó un fuerte ascenso durante los meses de estudio, llegando a superar los 40 €/MWh, mientras que la referencia **Henry Hub** de Estados Unidos, tras el ligero ascenso experimentado en noviembre, evolucionó a la baja, situándose alrededor de 9,3 €/MWh.

Continúa la evolución descendente desde el pasado mes de octubre del precio del carbón (referencia **McCloskey**), al igual que sucede con la referencia de gas **Henry Hub**.

El precio de los **derechos de emisión** de CO2 continuó su tendencia a la baja, descendiendo hasta 4,6 €/tCO2 en enero. En el mercado de emisiones, el precio está viéndose influenciado por la propuesta de la Comisión Europea de retrasar la subasta de 900 millones de Emisiones a 2019 y 2020, 400 de ellos en 2013 ("backloading")

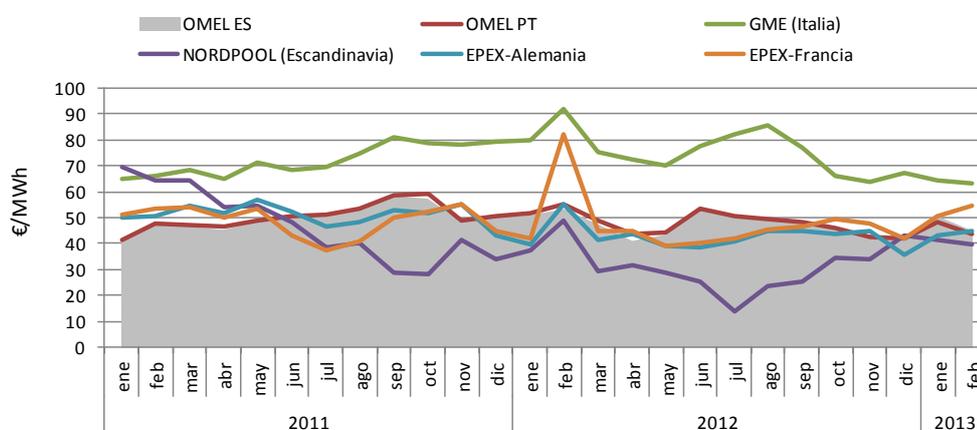
Gráfico 14 - Precios medios diarios de combustibles y CO2.



### 4.5. El MIBEL y otros mercados europeos

El precio del MIBEL experimentó un repunte durante los meses de estudio respecto a los últimos meses del año anterior. La media mensual de los índices francés y alemán registraron en el mes de febrero un ascenso del 26% y 30% respectivamente respecto al mes de diciembre de 2012, mientras que para el **GME** italiano y el **Nordpool** escandinavo ésta descendió un 6% y un 8% respectivamente.

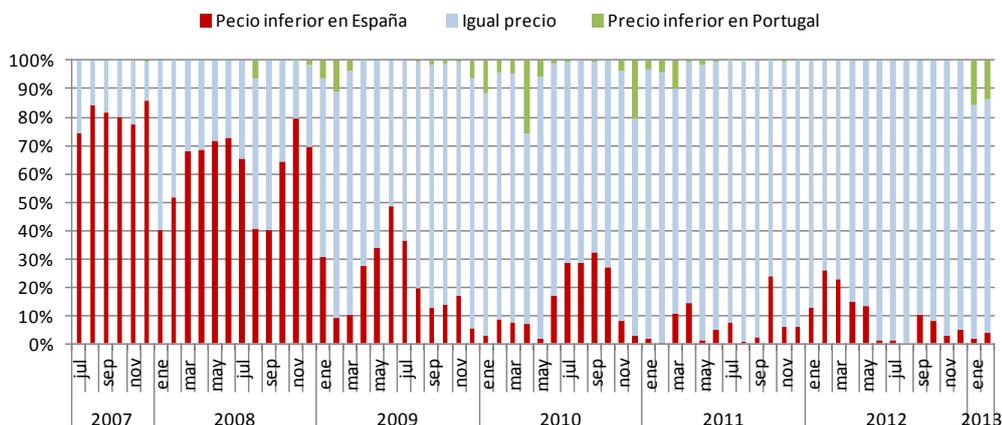
Gráfico 15 - Comparativa de precios medios mensuales OMEL con el resto de mercados europeos.



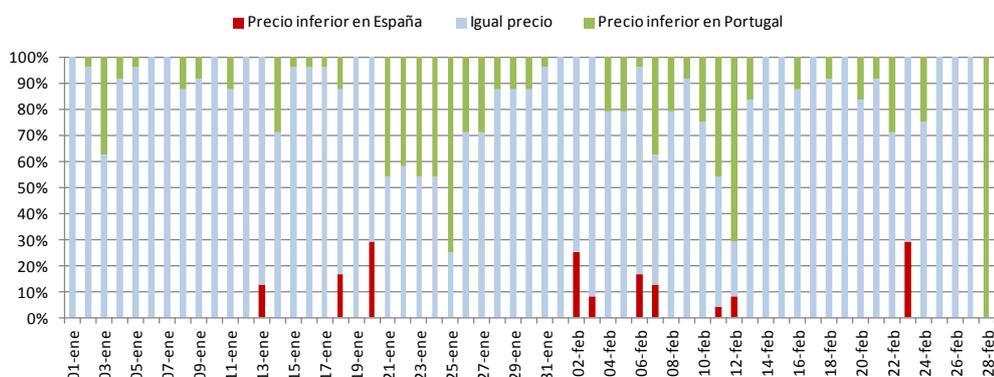
Desde el pasado día 1 de enero, el ascenso de los precios de las ofertas al mercado diario registrado en la zona española del MIBEL dio lugar a la **inversión de la tendencia de precios** entre ambas zonas, rompiendo con doce meses consecutivos durante los cuales, en las horas de desacoplamiento, el precio resultaba siempre inferior en zona española.

Durante enero y febrero, el acoplamiento del MIBEL fue del 82% para ambos meses, con un 16% de horas de precio superior en zona española para el mes de enero y un 14% para febrero. Estos valores de acoplamiento resultaron muy inferiores a los alcanzados en 2012 (90%).

Gráfico 16 - Separación de mercados: evolución mensual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal.



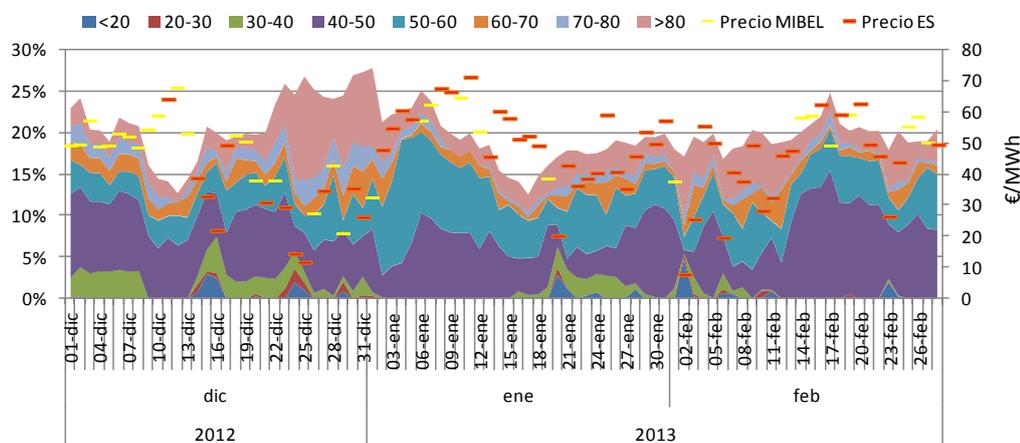
**Gráfico 17 - Separación de mercados: evolución diaria del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior. Enero y Febrero 2013.**



La elevada generación eólica e hidráulica registrada en lo que va de año está limitando el posible impacto de las medidas fiscales introducidas en enero de 2013 sobre el precio del mercado en zona española, reduciéndose la participación de las centrales térmicas en el mercado diario al mantenerse el hueco térmico en niveles reducidos.

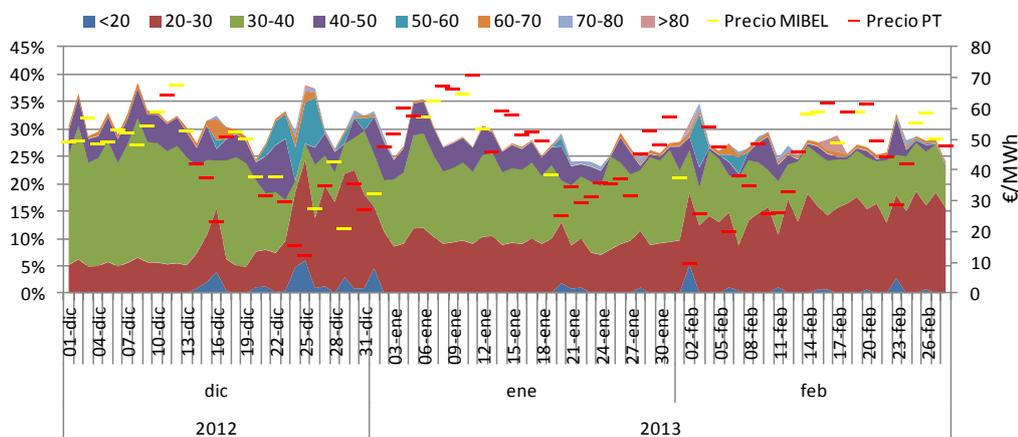
Atendiendo al precio de las ofertas de las centrales de carbón no RGS durante los tres últimos meses, se observa que, a partir de la entrada en vigor el 1 de enero de 2013 de la Ley 15/2012, mientras que en zona española se produjo un ascenso del precio de las mismas, desapareciendo la oferta a precios inferiores a 40 €/MWh y reduciéndose notablemente la oferta inferior a 50 €/MWh, en zona portuguesa sólo desapareció el escaso volumen de energía ofertado a precios inferiores a 20 €/MWh, mientras que el resto de la oferta permaneció invariable. Durante estos tres meses, la energía ofertada por las centrales de carbón no RGS supusieron en torno al 20% de la demanda en PDBF en zona española y alrededor del 30% de la demanda en zona portuguesa. A la vista de los precios ofertados, la práctica totalidad de la energía ofertada por las centrales de carbón en zona portuguesa resulta casada de forma habitual a diferencia de lo que ocurre en España, donde una parte no resulta casada.

**Gráfico 18 – Evolución diaria del porcentaje que representa la oferta de centrales de carbón no RGS sobre la energía casada diariamente en PDBF y precio del mercado para zona española\*.**



(\*) 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 19 – Evolución diaria del porcentaje que representa la oferta de centrales de carbón sobre la energía casada diariamente en PDBF y precio del mercado para zona portuguesa.**



Para el caso de las ofertas de las centrales de ciclo combinado, ambas zonas registraron un incremento de las ofertas al mercado diario. El total de la energía ofertada por las centrales de ciclo combinado en zona española supone alrededor del 80% de la demanda en PDBF, mientras que en zona portuguesa este porcentaje desciende al 60%, siendo el porcentaje de energía ofertada a precios en el entorno o por debajo del precio marginal del mercado muy reducido en ambas zonas (en el entorno del 10%).

**Gráfico 20 – Evolución diaria del porcentaje que representa la oferta de centrales de ciclo combinado sobre la energía casada diariamente en PDBF y precio del mercado para zona española.**

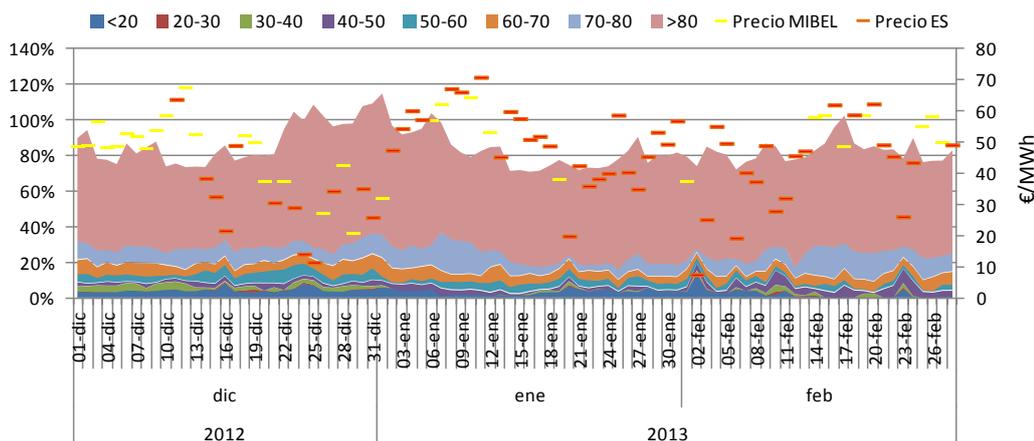
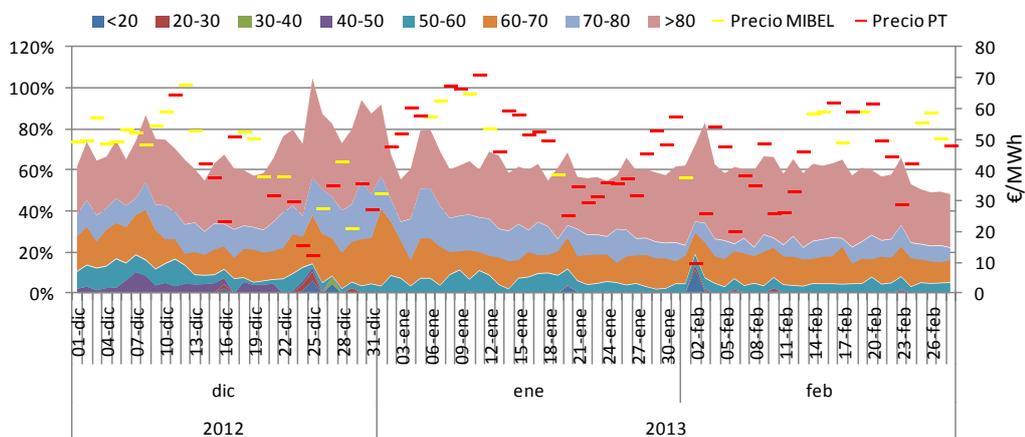


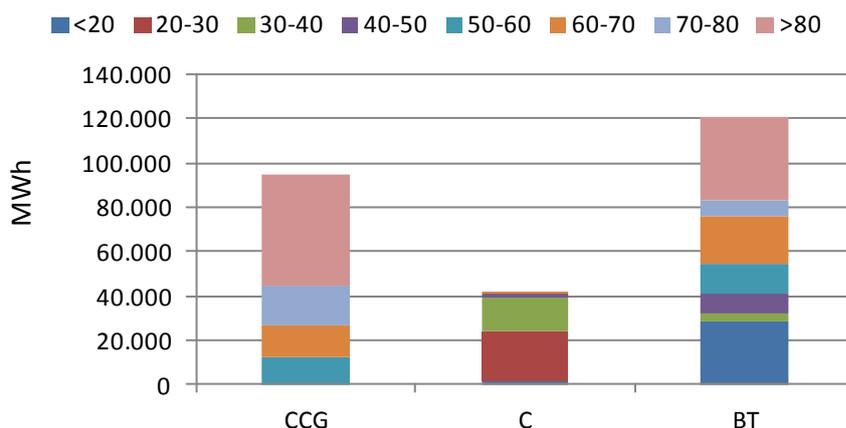
Gráfico 21 – Evolución diaria del porcentaje que representa la oferta de centrales de ciclo combinado sobre la energía casada diariamente en PDBF y precio del mercado para zona portuguesa.



En líneas generales, cabe reseñar la mayor variabilidad de las ofertas de ambas tecnologías en el mercado español, con mayor frecuencia de variación y mayor amplitud de precio, lo que resulta lógico teniendo en cuenta el mayor número de agentes y de centrales. Por el contrario, la oferta en zona portuguesa resulta más constante.

Si se analiza el orden de mérito en el proceso de casación de ofertas al mercado diario en zona portuguesa, tras el régimen especial, se encuentra la tecnología hidráulica fluyente, seguida del carbón y por último la hidráulica de bombeo junto a los ciclos combinados.

Gráfico 22 – Ejemplo de energía ofertada al mercado diario en zona portuguesa\*. Día 20 febrero 2013.



(\*) La tecnología Bombeo-Turbinación "BT" incluye toda la generación de origen hidráulico.

Todo ello derivó en un **cambio en el saldo de la interconexión con Portugal, que pasó a ser importador**, hecho que no acontecía desde mayo de 2011.

En cuanto a las reducciones de capacidad de la interconexión con Portugal, 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 28% y 32% del total de

horas de los meses de enero y febrero, representando una reducción total de 233 GW y 227 GW respectivamente.

Tras el mercado diario, hasta el 19 de febrero, 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, se procedió a ajustar el valor de capacidad en la interconexión IPE en la dirección ES→PT, respetando los programas de intercambio establecidos, en un 29% y 19% de las horas de cada mes, representando un ajuste total de 320 GW y 213 GW respectivamente. Desde el 19/02/2013, tras la implantación de mejoras llevadas a cabo por el Operador del Sistema en los procesos de determinación de las previsiones de entregas de producción eólica y solar, y de las previsiones de demanda y de indisponibilidades sobrevenidas del equipo térmico, así como de los algoritmos de cálculo de las reservas de potencia requeridas en el sistema español, ha dejado de ser necesaria la aplicación de estos ajustes de la capacidad de intercambio tras el mercado diario.

El saldo neto en la frontera con **Francia** resultó importador en el mes de enero, y recuperó el saldo exportador en febrero.

Con respecto a la interconexión con **Marruecos**, como es habitual, el saldo resultó netamente exportador.

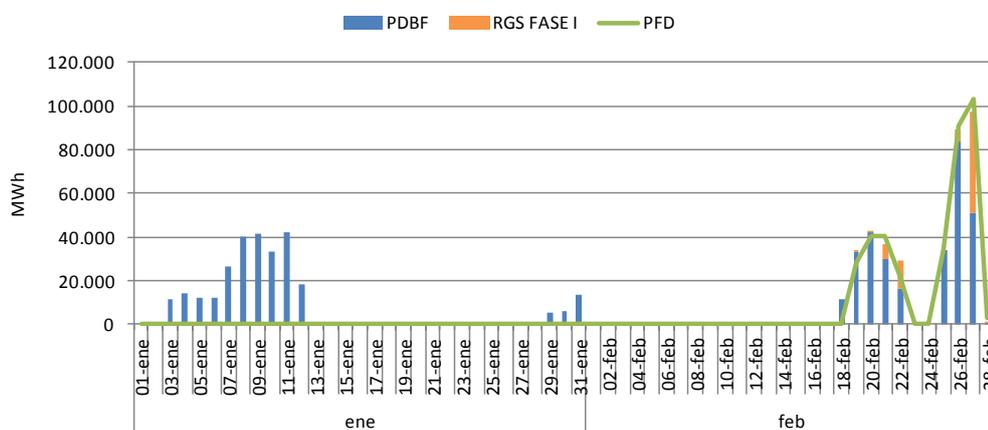
#### 4.6. Restricciones por garantía de suministro

El pasado lunes 18 de febrero se publicó en el BOE 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. Por tanto, a partir de la programación del pasado martes 19 de febrero de 2013 se volvió a aplicar el proceso de Restricciones por Garantía de Suministro, no habiendo sido programada ninguna central previamente en 2013 mediante dicho mecanismo. Los costes variables establecidos en la mencionada resolución no estarían teniendo en cuenta el impacto fiscal de la Ley 15/2012 las centrales RGS.

Posteriormente, la Resolución de 20 de marzo de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se modifica la de 13 de febrero de 2013, 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, establece que, las cantidades a adquirir por las empresas titulares de las centrales térmicas a las empresas mineras y al Almacén Estratégico Temporal de Carbón, se realizarán con entregas mensuales. De acuerdo con la exposición de motivos de la mencionada resolución, el objetivo de esta modificación es “asegurar un adecuado funcionamiento del proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro que permita absorber a un ritmo adecuado la producción de carbón autóctono y mantener una programación continuada y sin interrupciones que puedan condicionar de forma decisiva la marcha del mercado de generación eléctrica”.

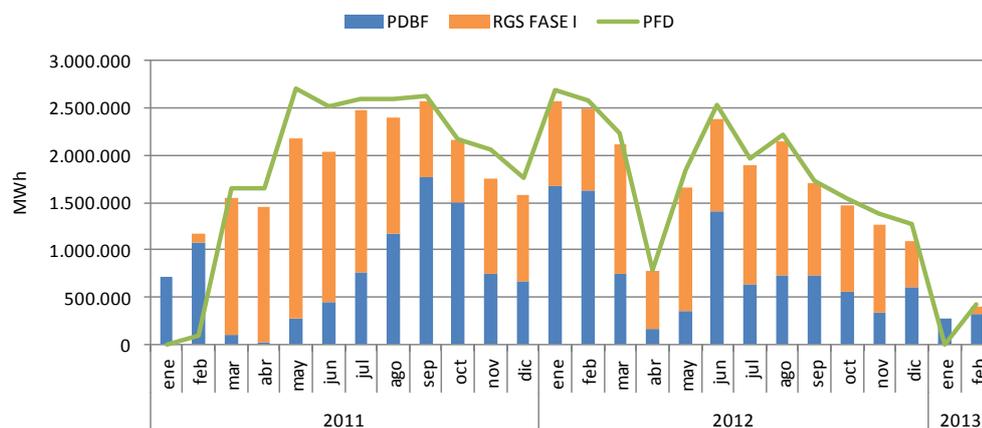
De este modo, la falta de programación de RGS hasta el 19 de febrero, sumada al reducido hueco térmico generalizado a partir de entonces, provocaron una **muy baja programación de las centrales RGS** en todos los segmentos.

Gráfico 23 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento. Noviembre y Diciembre 2012.



Conforme a la resolución arriba mencionada, para el año 2013, el volumen máximo de producción queda fijado en 20,054 TWh, inferior a los 22,2 TWh<sup>3</sup> correspondientes al año 2012. El volumen producido durante los dos primeros meses del año supone el **2,4% del total** establecido, muy por debajo del 18,1% alcanzado en las mismas fechas del año anterior.

Gráfico 24 - Programación mensual en PDBF y en RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento.



El coste acumulado a 28 de febrero de 2013 correspondiente al proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro asciende a **5,36 M€**.

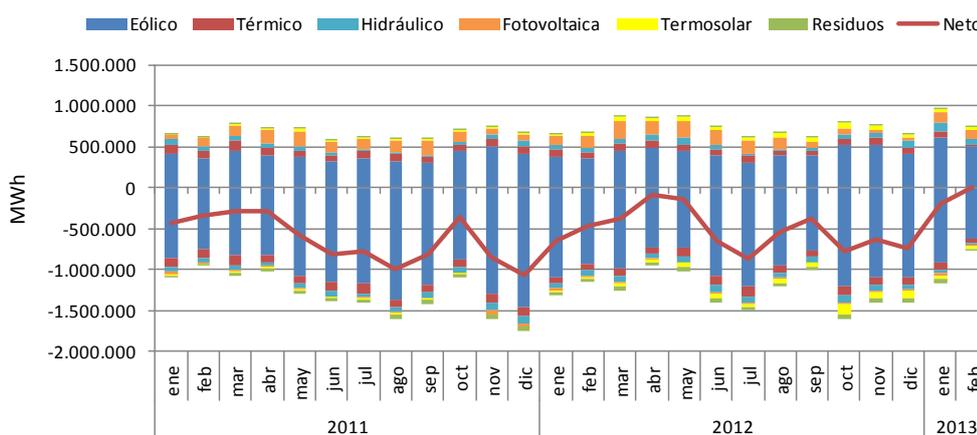
<sup>3</sup> Por medio del R.D.L. 13/2012, el volumen máximo previsto para el año 2012 en la Resolución de 30 de diciembre de 2011, fue reducido un 10%.

### 4.7. Mercado intradiario

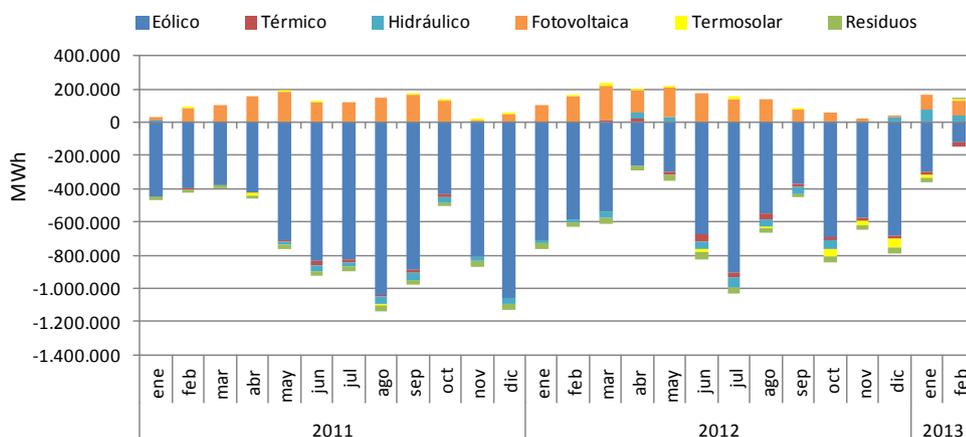
Con la entrada en vigor del Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, se eliminó la prima prevista para aquellas instalaciones de régimen especial que vendían la energía producida en el mercado, pasando a percibir una tarifa regulada por la electricidad cedida al sistema. De este modo, se desincentivan los arbitrajes que venían realizando las instalaciones de régimen especial que se encontraban en la opción de mercado (opción b) del RD 661/2007) en los mercados intradiarios. Adicionalmente, desde entonces, estas instalaciones tampoco pueden participar en la fase 2 de restricciones, si bien su participación en este segmento no ha sido muy significativa.

En el siguiente gráfico se puede apreciar la reducción del arbitraje intradiario del régimen especial, llegando a alcanzarse en el mes de febrero un saldo neto en este mercado cercano a cero, a diferencia de los meses previos, donde el saldo siempre resultaba comprador.

**Gráfico 25 – Evolución mensual de la energía de régimen especial casada en mercado intradiario por tecnología.**

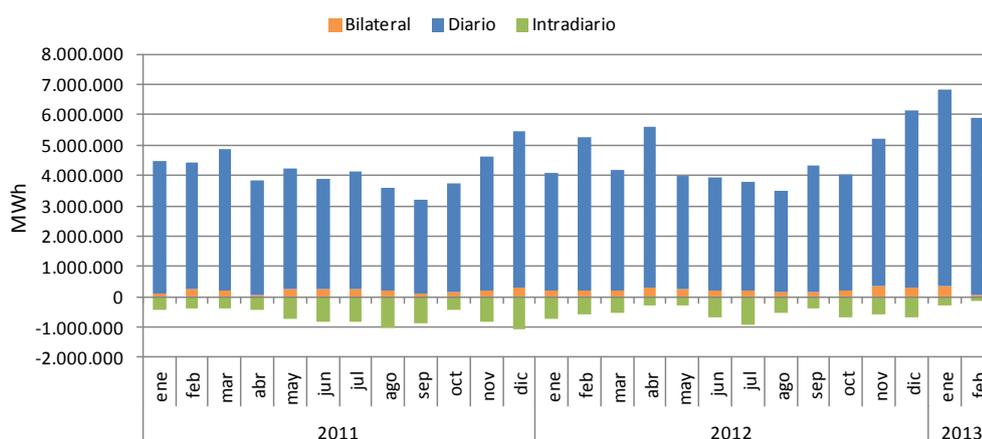


**Gráfico 26 – Evolución mensual de la energía neta de régimen especial casada en mercado intradiario por tecnología.**



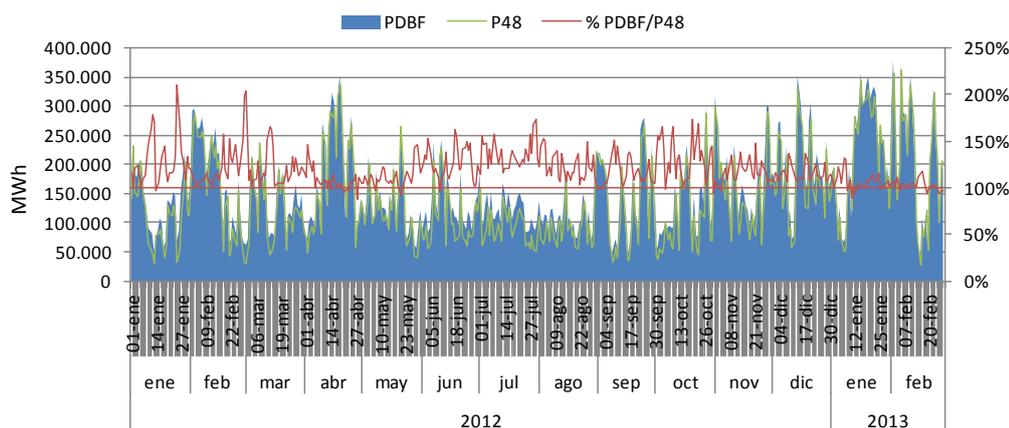
De este modo, la generación eólica junto con la termosolar, al contar previamente a la publicación de este Real Decreto-ley 2/2013 con una mayor participación en la opción de mercado (opción b del Real Decreto 661/2007), resultaron ser las tecnologías más afectadas por este Real Decreto-ley, disminuyendo a mínimos el volumen de energía reducida en el mercado intradiario en el mes de febrero.

**Gráfico 27 – Evolución mensual de energía eólica casada por segmentos.**



En consecuencia, la reducción del arbitraje en el mercado intradiario derivó en una **aproximación entre los volúmenes de energía eólica programados en PDBF y P48.**

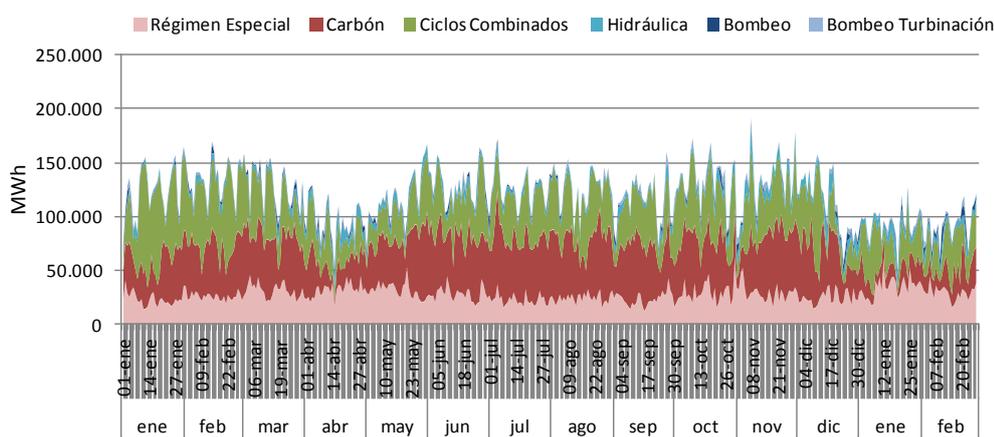
**Gráfico 28 – Evolución diaria de la programación eólica en PDBF vs P48.**



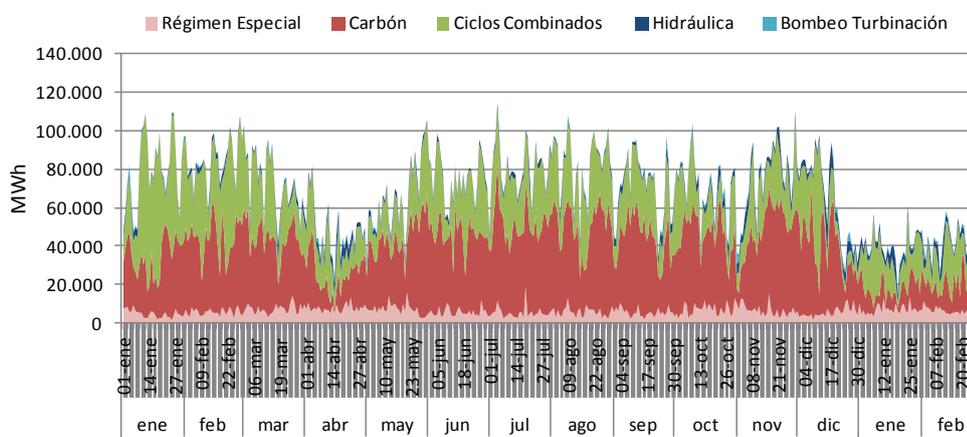
Adicionalmente, la participación de las centrales de **carbón de importación** en los mercados intradiarios resultó menor a periodos anteriores, como consecuencia de la reducida programación de centrales RGS en enero y febrero, y por tanto, por la menor reducción de sus programas en la fase de recuadro de RGS (desde la puesta en marcha de RGS las centrales de carbón no adscritas a dicho mecanismo veían reducida su programación sistemáticamente tras el PDBF para permitir la programación de las centrales de RGS, incrementando

posteriormente su programación en los mercados intradiarios).

**Gráfico 29 – Evolución diaria de la programación de energía a subir casada en Mercado Intradiario por tecnología.**

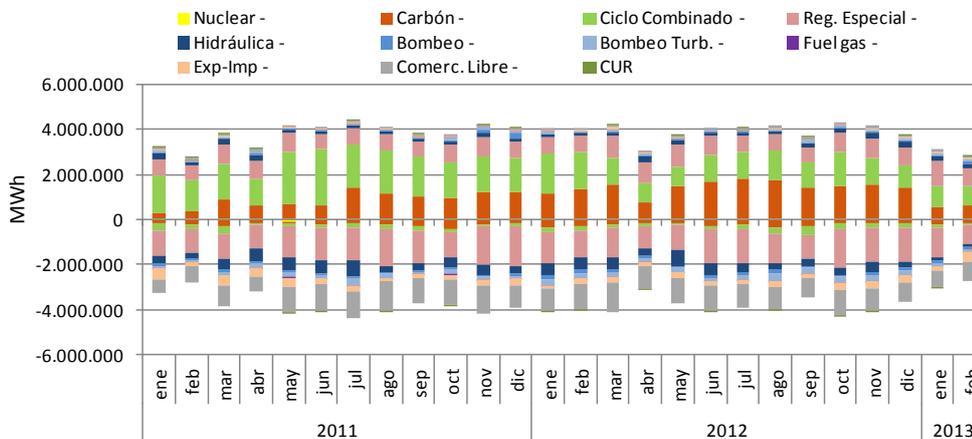


**Gráfico 30 – Evolución diaria de la programación de energía a subir casada en la primera sesión del Mercado Intradiario por tecnología.**



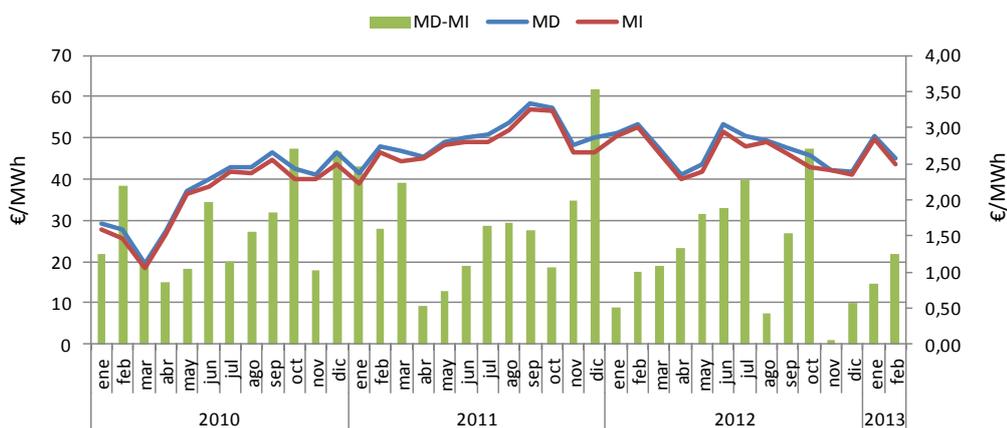
Los volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios representaron el 11% de la energía negociada en PDBF en ambos meses, enero y febrero, mientras que el incremento neto de generación fue del 3% y 4% respectivamente, cercano al 6% de media del año anterior.

Gráfico 31 - Evolución mensual de las compras y ventas en intradiario por tecnología.



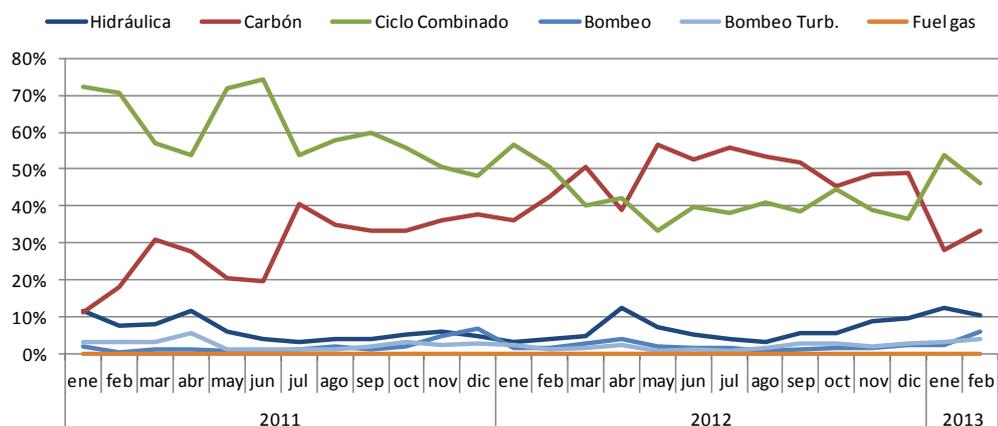
El precio medio horario del mercado intradiario fue de 49,67 €/MWh para el mes de enero y de 43,79 €/MWh para febrero, mientras que el precio medio aritmético del mercado diario fue de 50,50 €/MWh y 45,06 €/MWh respectivamente. Tal y como puede verse en el gráfico, se ha reducido significativamente la diferencia existente entre el precio del mercado diario y del intradiario durante los últimos meses, motivado en parte, por la reducción de los arbitrajes y la menor programación del carbón RGS.

Gráfico 32 - Evolución mensual del precio medio horario de los mercados diario e intradiario.



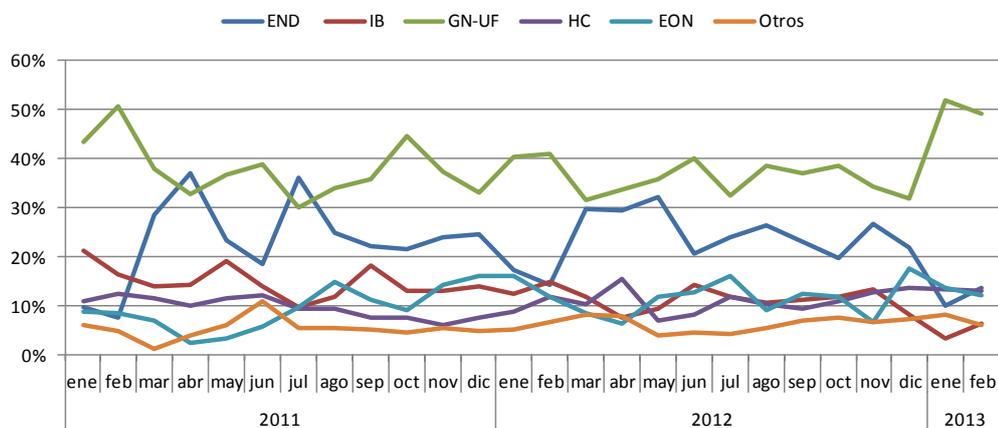
Durante los meses de enero y febrero, la tecnología de **ciclo combinado** se convirtió en la tecnología con mayor participación en el segmento del mercado intradiario, **superando a la tecnología del carbón**, hecho que no se registraba desde el mes de febrero de 2012.

**Gráfico 33 – Cuota de participación en mercado intradiario por tecnología (excepto régimen especial).**



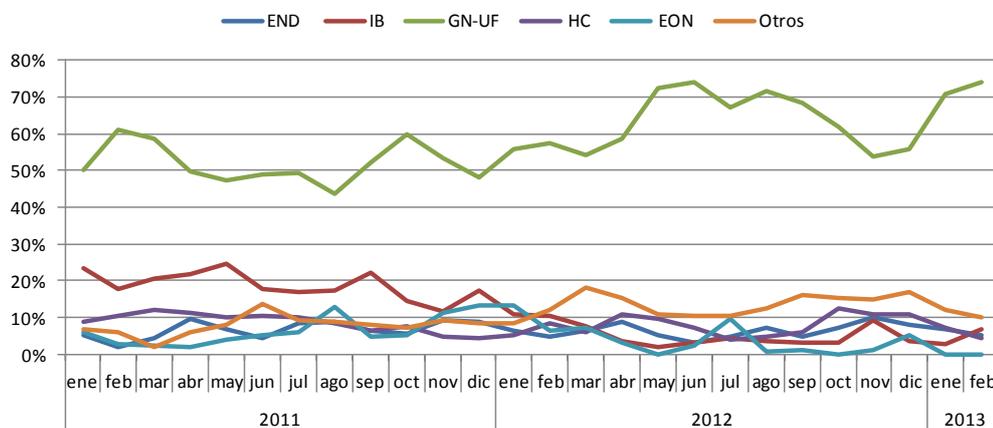
Si se analiza la participación por empresa en estas dos tecnologías en el mercado intradiario, se aprecia una alta concentración de mercado, ostentando Gas Natural Fenosa una cuota entorno al 50% del total.

**Gráfico 34 – Cuota de participación de energía a subir de ciclos combinados y carbones en mercado intradiario por grupo empresarial.**



Siendo la tecnología de ciclo combinado, por volumen de energía casada y precio de oferta, la tecnología más determinante en la fijación del precio marginal del mercado intradiario, Gas Natural Fenosa resulta ser el grupo empresarial con mayor cuota de energía casada en este segmento con esta tecnología, llegando a rondar el 75% del total en el mes de febrero. Esta alta participación en los mercados intradiarios de Gas Natural Fenosa responde a la fuerte presencia de los ciclos combinados de esta empresa en los servicios de ajuste del sistema (principalmente restricciones técnicas al PBDf), lo que provoca que estas centrales acudan al mercado intradiario a completar su programación.

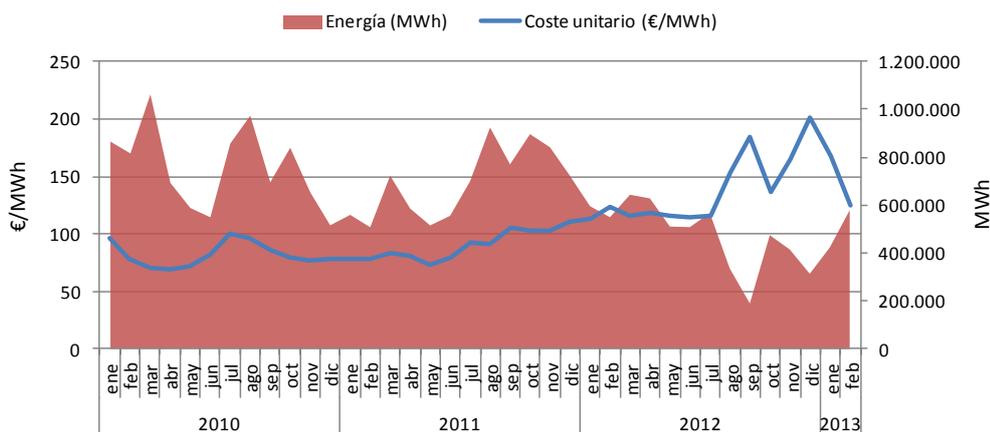
Gráfico 35 – Cuota de participación de energía a subir de ciclos combinados en mercado intradiario por grupo empresarial.



#### 4.8. Servicios de Ajuste del Sistema

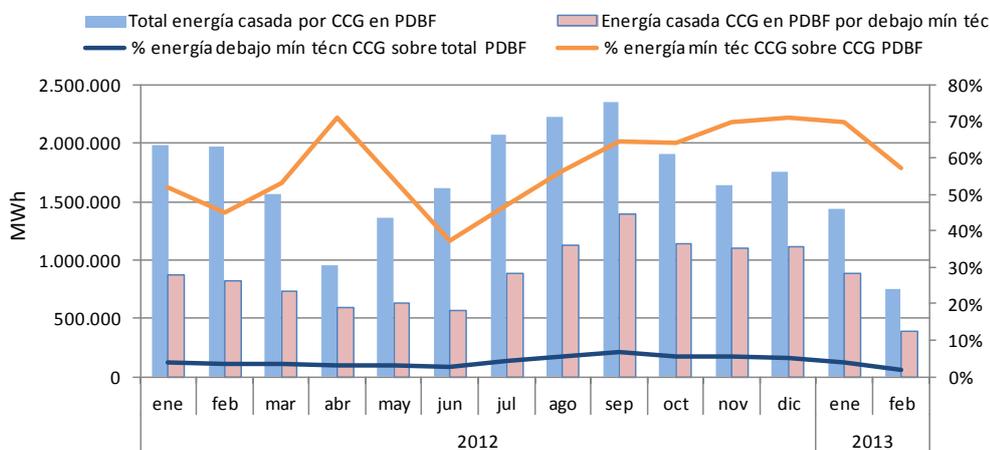
El precio medio mensual que se registró en la **Fase I a subir de restricciones técnicas** durante los meses de enero y febrero fue de 167 €/MWh y 124 €/MWh respectivamente, lo que refleja una tendencia descendente respecto a los últimos meses del año anterior, asociado a un aumento de la energía asignada.

Gráfico 36 – Evolución mensual del coste de restricciones técnicas a subir (transporte y distribución) frente a energía asociada al proceso..

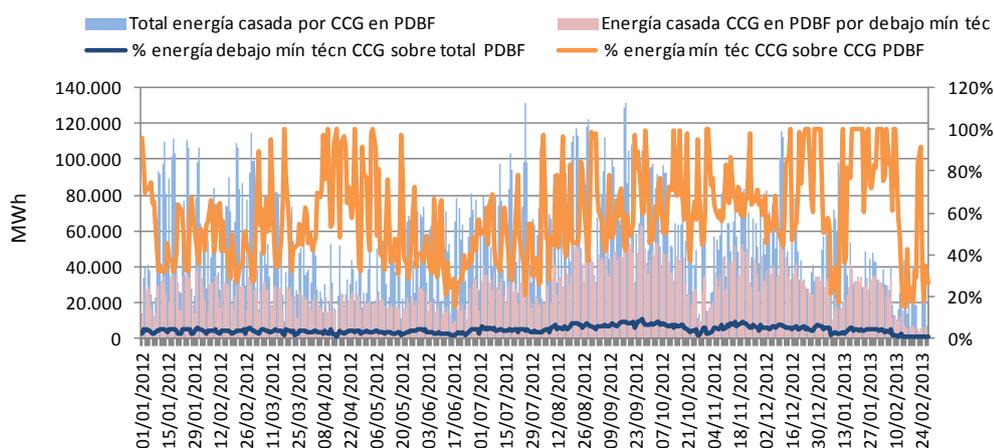


Desde principios de año se aprecia un descenso de la energía casada por los ciclos combinados por debajo de su mínimo técnico en PDBF. Mientras que en el mes de enero el porcentaje que dicha energía representó sobre el total de la energía casada por los ciclos combinados en PDBF se mantuvo en niveles de meses anteriores, en el entorno del 70%, en el mes de febrero éste descendió por debajo del 60%.

**Gráfico 37 – Energía casada mensualmente por los CCG por debajo de mínimo técnico.**

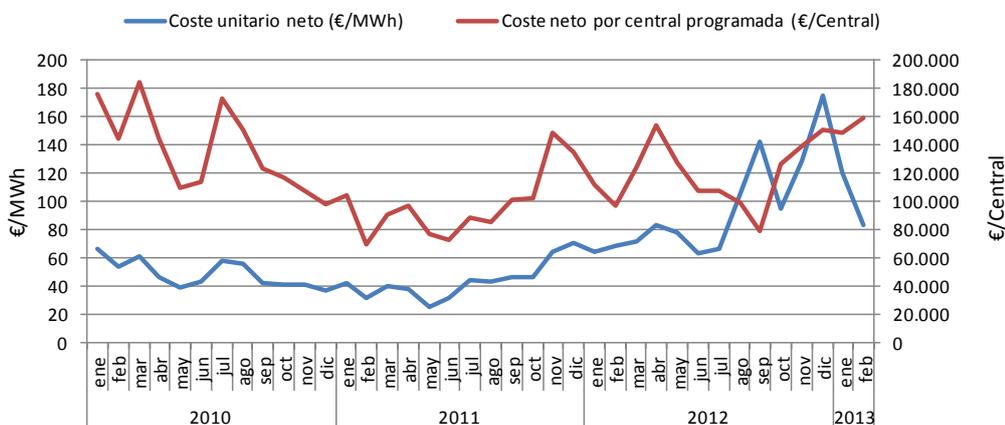


**Gráfico 38 – Energía casada diariamente por los CCG por debajo de mínimo técnico.**



En este contexto, durante los meses de estudio, se registró un fuerte descenso del coste neto unitario de restricciones técnicas, acompañado de un leve repunte del coste por central en el mes de febrero.

**Gráfico 39 – Evolución mensual del coste neto unitario de restricciones técnicas (transporte y distribución) frente coste por unidad de generación.**

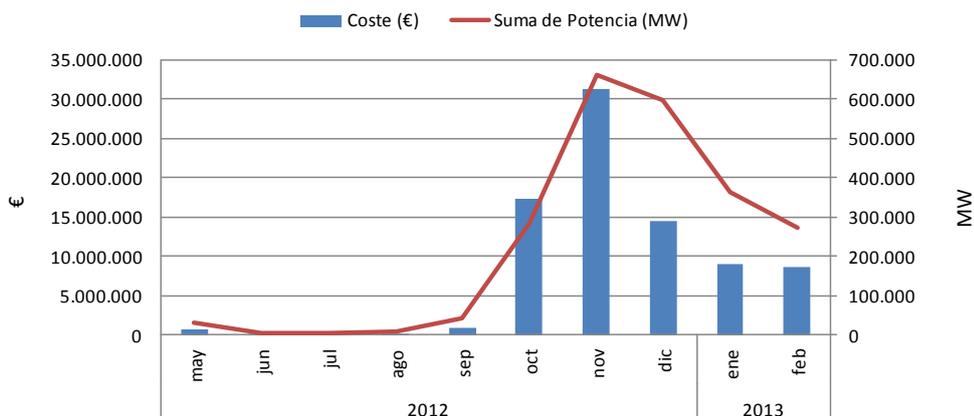


Nota: El coste se ha calculado descontando al importe pagado en RT1 el volumen de energía programado en RT1 valorado al precio medio de RT2 a bajar en ese día.

El precio medio de la **Banda secundaria** se incrementó durante los dos primeros meses del año, alcanzando valores de 32,42 €/MW y 32,67 €/MW en enero y febrero respectivamente, impulsado por la reducción del hueco térmico.

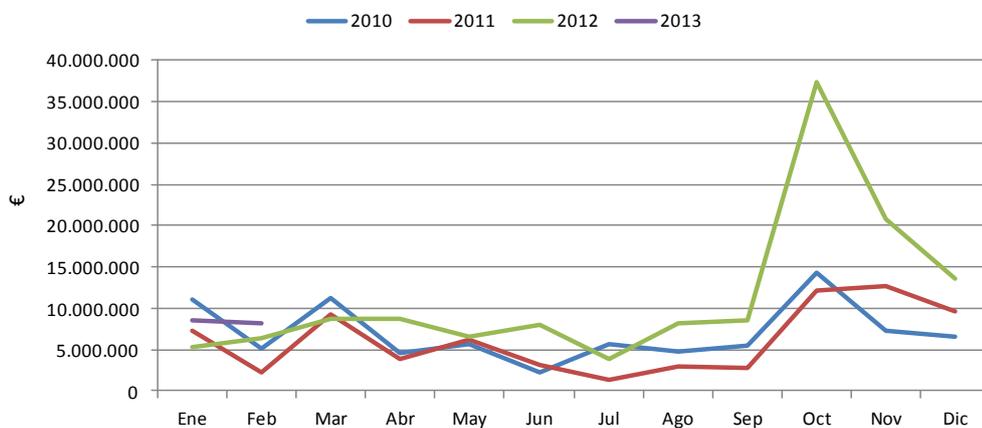
El coste del mecanismo de **Reserva de potencia adicional a subir** continuó su tendencia a la baja, situándose ambos meses por debajo de los 9 M€, al igual que el volumen de potencia requerido.

**Gráfico 40 - Evolución mensual de la asignación de reserva de potencia adicional a subir.**



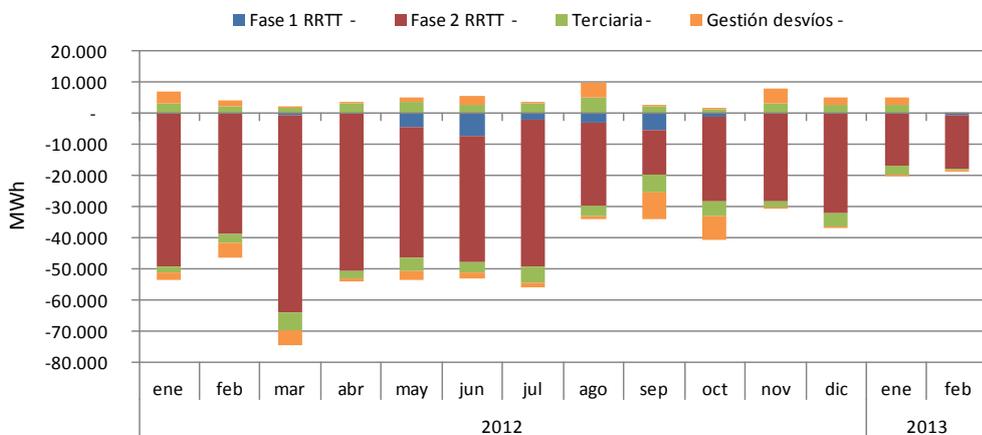
Tras los elevados costes registrados los últimos meses del año pasado en concepto de restricciones técnicas en tiempo real, éstos se moderaron durante los dos primeros meses de este año, situándose en valores similares a años anteriores.

Gráfico 41 - Evolución mensual del coste del proceso de resolución de restricciones técnicas en tiempo real.



De acuerdo con el Real Decreto 661/2007, las instalaciones de régimen especial que hayan elegido la opción b del artículo 24.1 podrán participar en los mercados asociados a los servicios de ajuste del sistema de **carácter potestativo**. Con la entrada en vigor del Real Decreto-ley 2/2013, la práctica totalidad de las instalaciones han pasado a la opción a) del mencionado Real Decreto. En consecuencia, estas instalaciones han dejado de **participar en los servicios de ajuste del sistema de terciaria y gestión de desvíos**. Del total de dicha energía a subir en los servicios de terciaria y gestión de desvíos, en torno al 1% resultaba aportada por el régimen especial (de origen hidráulico en su totalidad) en 2012. Por el contrario, si siguen participando estas instalaciones en el segmento de recuadre de las restricciones técnicas al PDBF (Fase 2 RRTT), al no ser este segmento potestativo (además siguen participando algunas instalaciones que han optado por la opción b).

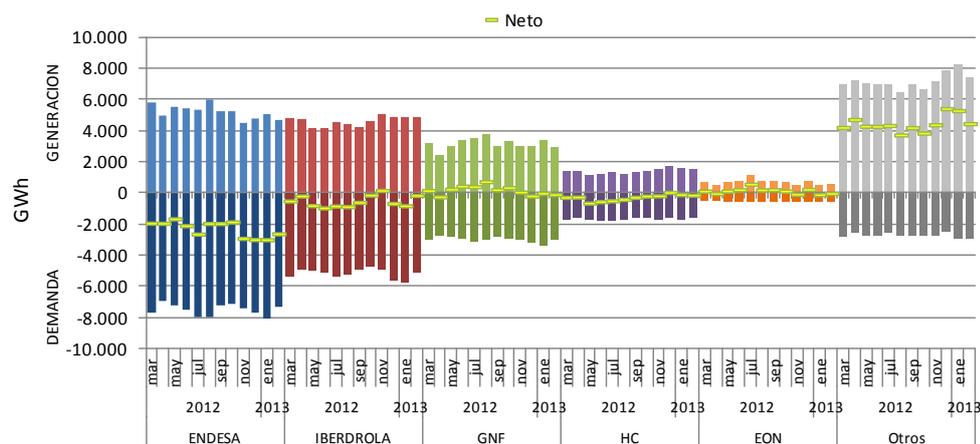
Gráfico 42 - Energía mensual del Régimen Especial en servicios de ajuste.



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



El saldo neto de **Endesa** se mantuvo estable en el mes de enero, con incrementos equivalentes de generación y consumo. En ese mes, la caída de la generación de sus centrales de carbón RGS fue compensada por el ascenso de sus plantas de carbón no RGS. En el mes de febrero, se produjo un importante descenso de éstas últimas, aunque la fuerte caída de su demanda suavizó su posición compradora, manteniéndose aún lejos de los niveles alcanzados durante la mayor parte del año pasado.

**Iberdrola** presentó unos niveles de generación similares a los del mes de diciembre, con una fuerte generación hidráulica y eólica. Al igual que Endesa, la caída de su demanda en febrero suavizó su posición neta compradora.

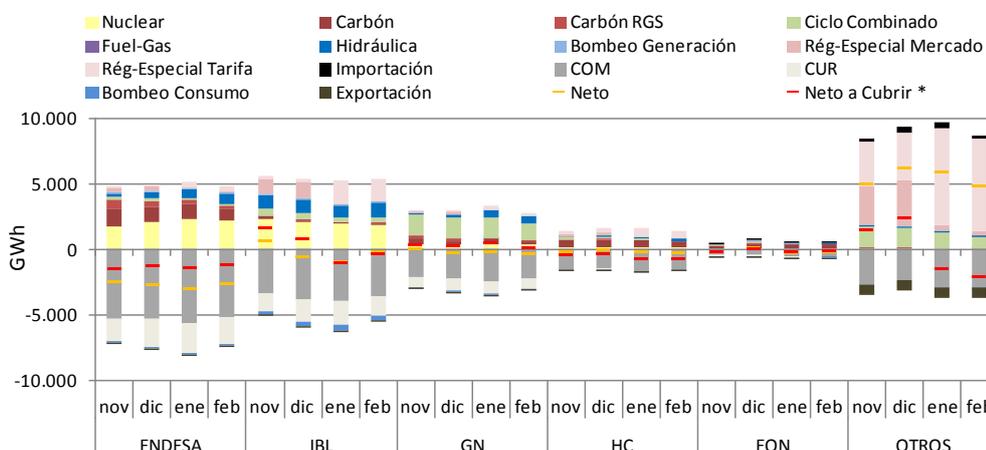
**Gas Natural Fenosa** incrementó fuertemente su generación hidráulica durante ambos meses, compensando el descenso de sus centrales de carbón, pero manteniendo una posición neta levemente compradora. Se apreció un repunte de su generación en el mes de enero sustentado en un mayor funcionamiento de sus ciclos combinados.

Tanto **Hidrocarbónico** como **E.On** presentaron una posición netamente compradora durante ambos meses, con un descenso importante de la generación de sus centrales de carbón RGS, pese a un fuerte aumento de su generación hidráulica.

Respecto al resto de los **grupos no convencionales**, cabe destacar la fuerte generación eólica registrada durante ambos meses, principalmente en enero.

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

Gráfico 44 - Saldo neto de compras y ventas por agente y tecnología. Noviembre-Febrero.



\* 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.

## 6. Avance Marzo-Abril 2013

El mes de marzo de 2013 resultó ser el más lluvioso en España desde que en 1947 comenzaron a registrarse datos de las precipitaciones, con 157 litros por metro cuadrado, situándose el valor normal para este periodo en 46 litros por metro cuadrado, según datos de la Agencia Estatal de Meteorología.

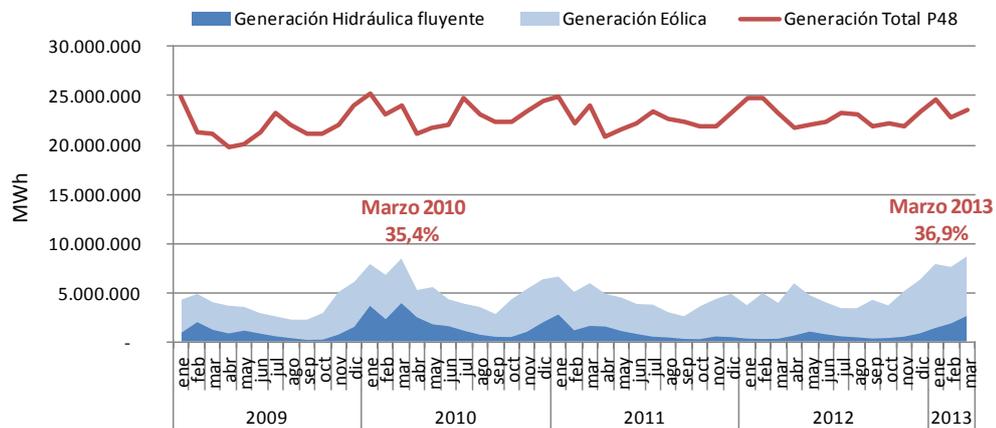
De este modo, tras el mes de marzo, el nivel de agua embalsada supone alrededor del 80% de la capacidad total del sistema, con varias cuencas hidrográficas por encima del 90% de su capacidad.

En el mes de marzo, la producción de origen eólico se incrementó el 60,6% frente al mismo periodo del año anterior, y supuso el 27,7% de la producción total.

Asimismo, en marzo, la generación procedente de fuentes de energía renovable supuso el 51,1%, porcentaje superior al registrado en el mismo mes del 2012, que fue del 28,8%.

De este modo, la generación hidráulica en régimen ordinario, la generación hidráulica en régimen especial y la eólica se incrementaron un 150%, un 112% y un 40% en el periodo enero-marzo 2013 con respecto al mismo periodo del año anterior, respectivamente.

Gráfico 45 - Evolución mensual del acumulado de la generación hidráulica fluyente y eólica frente a generación total en P48.



Durante el mes de marzo de 2013, la suma de la generación eólica y la hidráulica fluyente supusieron cerca del 37% del total de la energía aportada al sistema en P48, superando así al porcentaje que representaron estas tecnologías en marzo de 2010.

La elevada hidraulicidad sumada a una notable generación eólica y una fuerte caída de la demanda coincidente con el inicio de la festividad de Semana Santa, dieron lugar a la aparición de precios cero en numerosas horas del mercado diario, al punto de alcanzar un precio medio del mercado diario de 0 €/MWh para los días 29 de marzo y 1 de abril.

Gráfico 46 – Composición horaria de la generación en PDBF. 28 Marzo - 3 Abril.

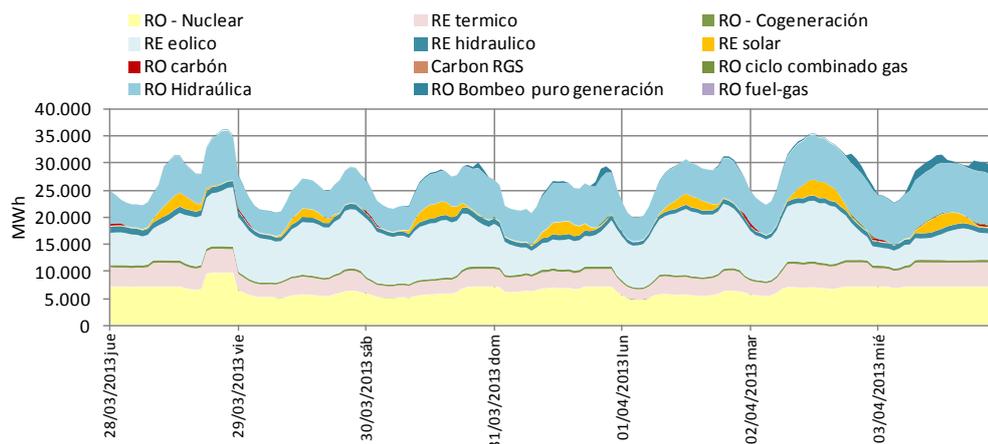
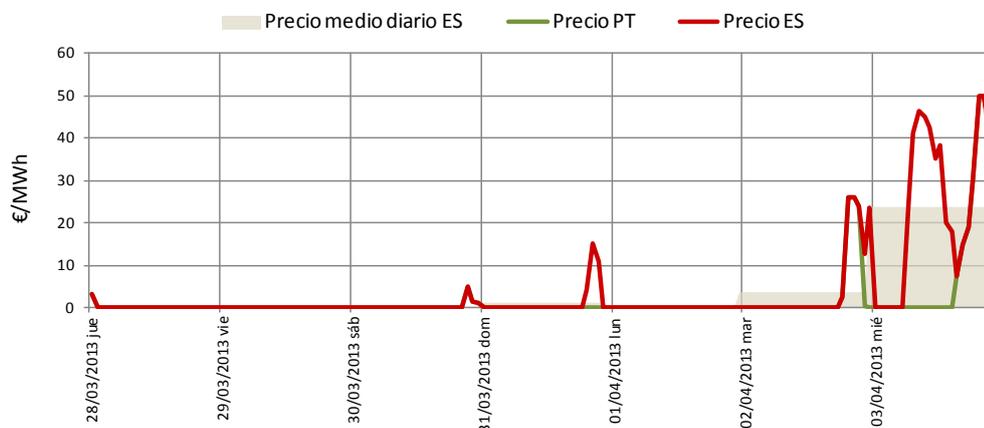


Gráfico 47 – Precio horaria del mercado diario. 28 Marzo - 3 Abril.



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.

Gráfico 48 – Generación horaria en PDBF. 28 Marzo - 3 Abril.



Durante estos días, el exceso de oferta a precio cero conllevó el **prorrateo 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. Estas centrales completaron programa en otros segmentos del mercado, como el mercado intradiario o restricciones en tiempo real.

El día 29 de marzo (viernes de Semana Santa), 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 el 2 de abril (martes de Semana Santa).

Adicionalmente, durante esos días, la producción eólica fue reducida en tiempo real cerca de 300 GWh, con un máximo diario de 95 GWh.

Los desacoplamientos acontecidos en el MIBEL durante estos días coincidieron con horas en las que se encontraba reducida la capacidad de importación 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.

# **ANEXO I**

## **ENERO Y FEBRERO 2013**

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

## INDICE

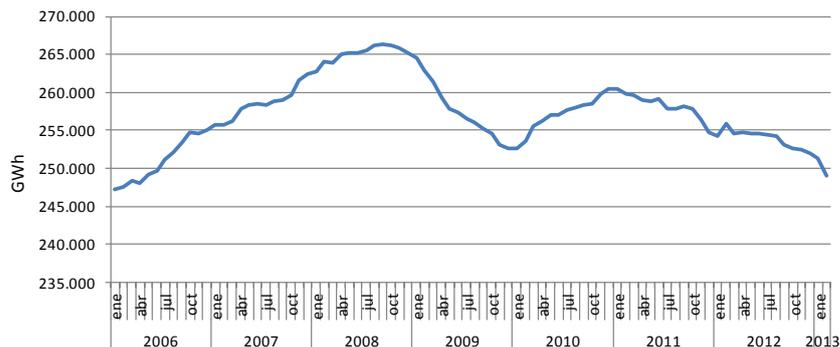
1.	ESTADO GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	4
1.1.	Demanda.....	4
1.2.	Oferta.....	5
2.	ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS.....	7
2.1.	Cobertura de la demanda por tecnologías y mercados.....	7
2.1.1.	Distribución de la producción.....	7
2.1.2.	Distribución de la demanda.....	10
2.2.	Balance empresarial.....	10
2.3.	Mercado Diario y Contratación Bilateral.....	13
2.3.1.	Energías.....	13
2.3.2.	Concentración empresarial.....	16
2.3.3.	Análisis de precios.....	17
2.3.3.1.	Precios del MIBEL.....	17
2.3.3.2.	Precios de combustibles y CO2 y costes estimados de producción por tecnología 18	
2.3.3.3.	Tecnología Marginal y Estudio de la Concentración de la Oferta Remanente 18	
2.3.3.4.	Precios en los Mercados Europeos.....	21
2.3.4.	Ofertas al mercado diario.....	22
2.3.5.	Acoplamiento del MIBEL.....	23
2.4.	Desvío de demanda en el mercado.....	25
2.5.	Mercado Intradiario.....	27
2.5.1.	Energías.....	27
2.5.2.	Concentración empresarial.....	28
2.5.3.	Análisis de Precios.....	28
2.6.	Mercados de Servicios de Ajuste.....	30
2.6.1.	Banda de Regulación Secundaria.....	30

2.6.1.1.	Tecnologías.....	30
2.6.1.2.	Concentración Empresarial.....	31
2.6.1.3.	Análisis de precios.....	31
2.6.2.	Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria .....	32
2.6.2.1.	Energías .....	32
2.6.3.	Resolución de Restricciones Técnicas al PBF: fase 1 .....	33
2.6.3.1.	Energías .....	33
2.6.3.2.	Motivos de programación por restricciones.....	34
2.6.3.3.	Análisis de precios.....	34
2.6.4.	Restricciones técnicas al PBF: fase 2.....	36
2.6.4.1.	Energías .....	36
2.6.5.	Restricciones en Tiempo Real .....	37
2.6.6.	Solución de Restricciones por Garantía de Suministro .....	37

# 1. ESTADO GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

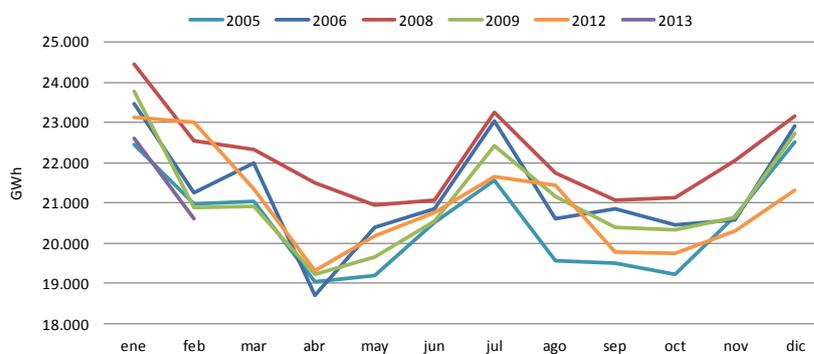
## 1.1. Demanda

Gráfico 1 - Evolución interanual de la demanda.



Fuente: REE

Gráfico 2 - Evolución mensual de la demanda.

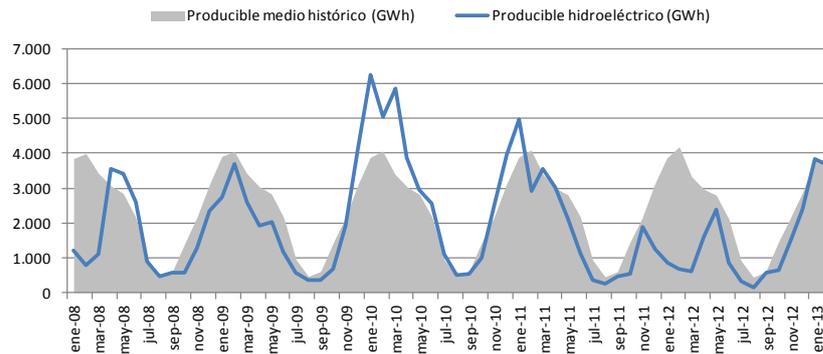


Fuente: REE

1.2. Oferta

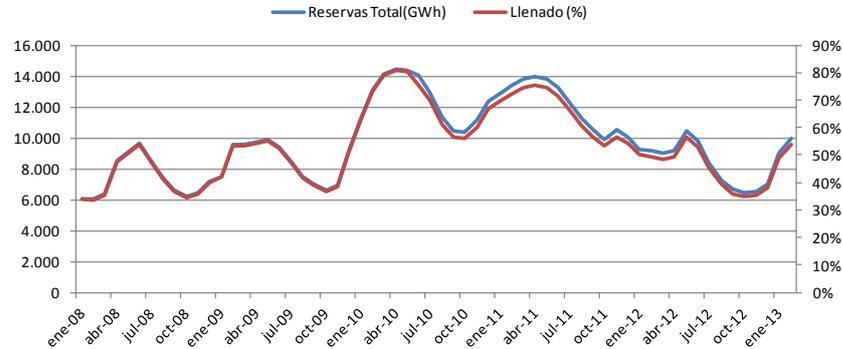
Estado del sistema hidráulico

Gráfico 3 - Producible hidroeléctrico y valor medio histórico.



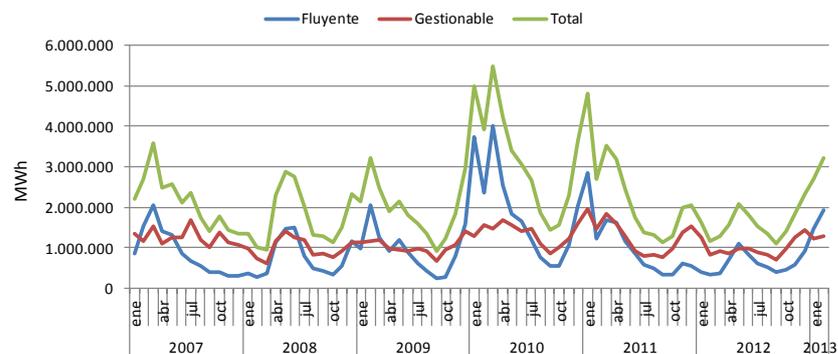
Fuente: REE

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



Fuente: REE

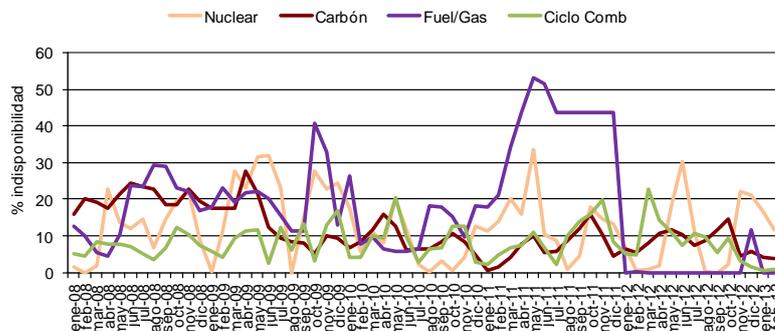
Gráfico 5 - Evolución mensual de la generación hidráulica en P48.



Fuente: REE

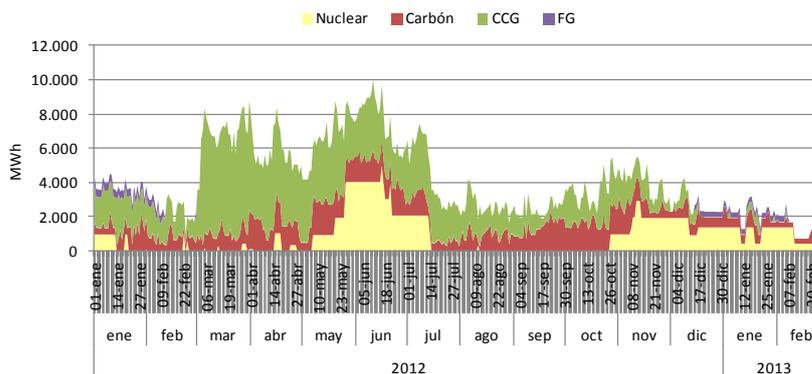
## Disponibilidad del parque generador

**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.**



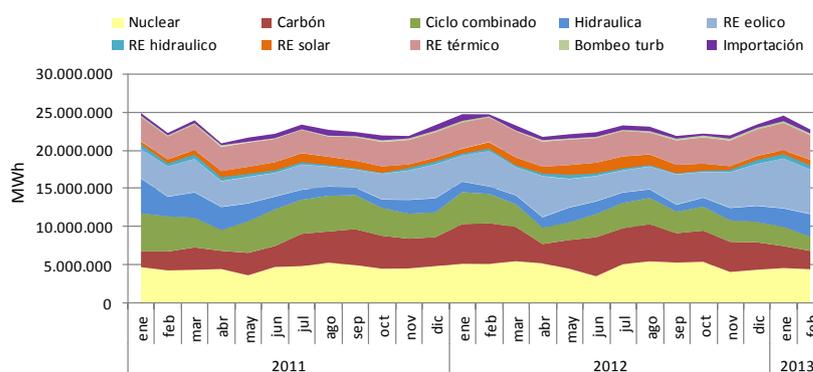
Fuente: SGIME (CNE)

## 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)

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

Años	FECHA	Nuclear	RO carbón	Carbon RGS	Ciclo Comb.	Hidráulica	RE eólico	RE hidroeléctrico	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%

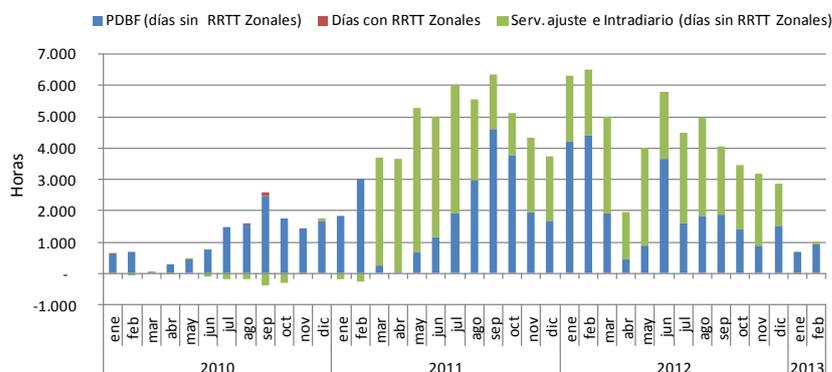
Fuente: CNE

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

Años	FECHA	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%

Fuente: 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)



## 2.1.2. Distribución de la demanda

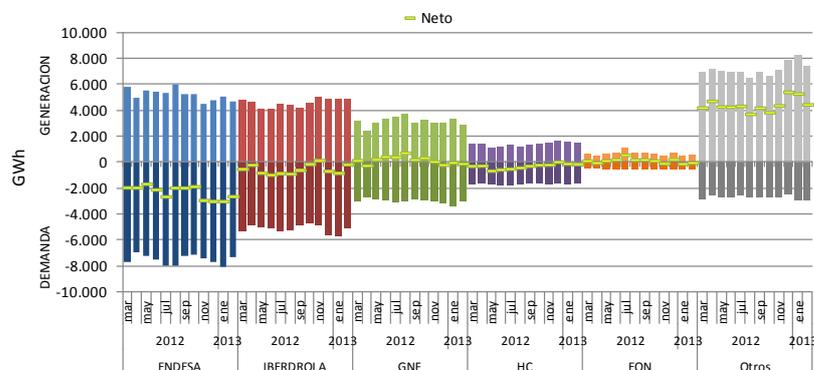
Cuadro 3 - Evolución mensual de la demanda por empresa (P48).

Años	FECHA	Comercializador Libre						
		CUR	ENDESA	IBERDROLA	GAS NATURAL	HC	E.ON	OTROS
2010		29,7%	23,5%	15,8%	11,2%	7,4%	1,2%	11,1%
2011	ene	30,7%	23,6%	16,6%	10,6%	6,8%	1,1%	10,5%
	feb	28,8%	23,5%	16,8%	10,7%	7,8%	1,3%	11,2%
	mar	26,3%	24,3%	17,2%	10,9%	7,7%	1,4%	12,1%
	abr	24,4%	25,0%	16,9%	11,1%	8,3%	1,5%	12,9%
	may	22,2%	26,5%	17,3%	11,2%	8,4%	1,5%	13,0%
	jun	21,7%	26,9%	17,5%	11,3%	8,5%	1,4%	12,6%
	jul	23,1%	26,9%	17,8%	11,2%	7,8%	1,4%	11,7%
	ago	22,4%	27,3%	17,5%	11,3%	7,4%	1,5%	12,6%
	sep	21,9%	27,2%	17,7%	11,3%	7,6%	1,5%	12,7%
	oct	22,6%	25,8%	18,1%	11,3%	7,7%	1,6%	13,0%
	nov	22,5%	25,9%	18,3%	11,2%	7,9%	1,6%	12,6%
	dic	26,7%	24,2%	18,8%	11,1%	6,9%	1,5%	10,7%
2012	ene	25,9%	24,5%	17,8%	10,8%	6,9%	1,9%	12,3%
	feb	25,6%	24,3%	18,2%	10,5%	7,1%	2,0%	12,4%
	mar	22,4%	25,3%	17,9%	11,0%	7,3%	2,3%	13,9%
	abr	21,7%	25,6%	17,9%	10,7%	7,6%	2,3%	14,2%
	may	19,1%	27,0%	18,0%	11,0%	7,8%	2,4%	14,7%
	jun	18,9%	27,5%	18,1%	11,3%	7,8%	2,4%	13,9%
	jul	19,6%	27,5%	18,2%	11,5%	7,9%	2,4%	12,9%
	ago	19,5%	27,6%	18,2%	11,4%	7,0%	2,5%	13,8%
	sep	19,3%	26,8%	18,0%	11,5%	7,1%	2,5%	14,7%
	oct	19,9%	26,3%	17,5%	11,6%	7,2%	2,5%	15,0%
	nov	20,1%	26,8%	17,5%	11,3%	7,4%	2,3%	14,7%
	dic	23,7%	25,1%	18,5%	11,1%	6,8%	2,2%	12,6%
2013	ene	23,2%	24,5%	17,8%	11,1%	6,7%	2,4%	14,3%
	feb	22,1%	24,6%	17,5%	11,0%	6,8%	2,6%	15,3%

Fuente: CNE

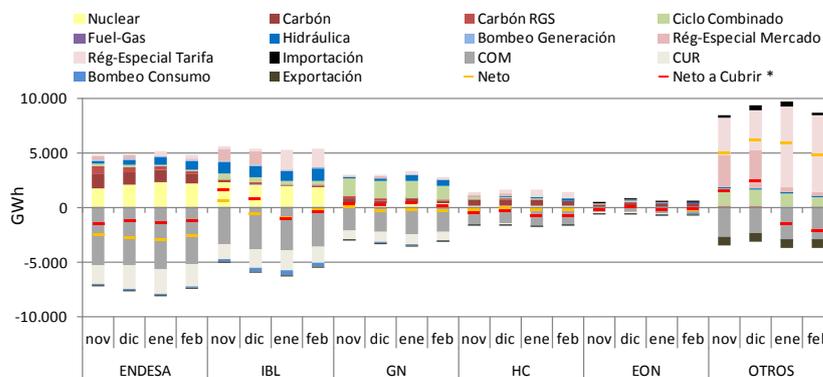
## 2.2. Balance empresarial

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. Noviembre 2012 – Febrero 2013.**



Fuente SGIME (CNE)

### 2.2.1. 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).**

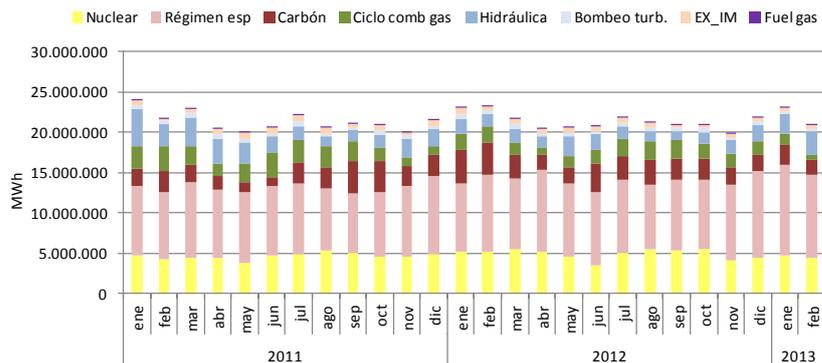
Año	Energía final MWh	Mercado diario €/MWh	Mercado intradiario €/MWh	Restricciones €/MWh	Procesos OS €/MWh	Garantía potencia Pagos capacidad €/MWh	Total €/MWh
2007	256.414.187	41,1	0,00	1,3	0,9	3,9	47,3
2008	263.404.753	65,9	0,00	1,7	1,0	1,1	69,7
2009	252.617.641	38,1	-0,02	1,8	0,9	1,9	42,6
2010	258.735.248	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

Fuente: CNE

## 2.3. Mercado Diario y Contratación Bilateral

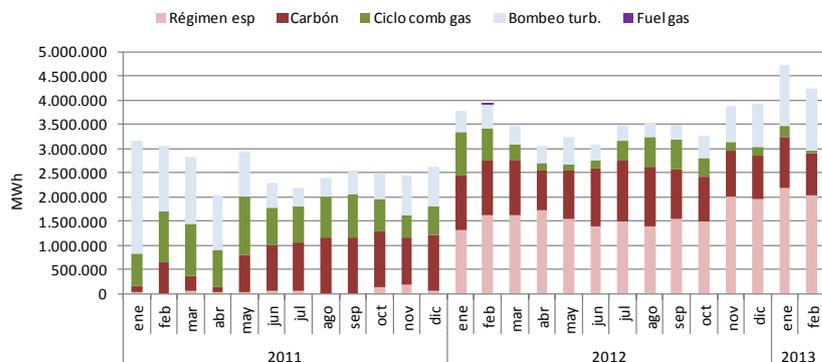
### 2.3.1. Energías

Gráfico 14 - Evolución del despacho en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.



Fuente SGIME (CNE)

Gráfico 15 - Evolución del despacho en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona portuguesa.



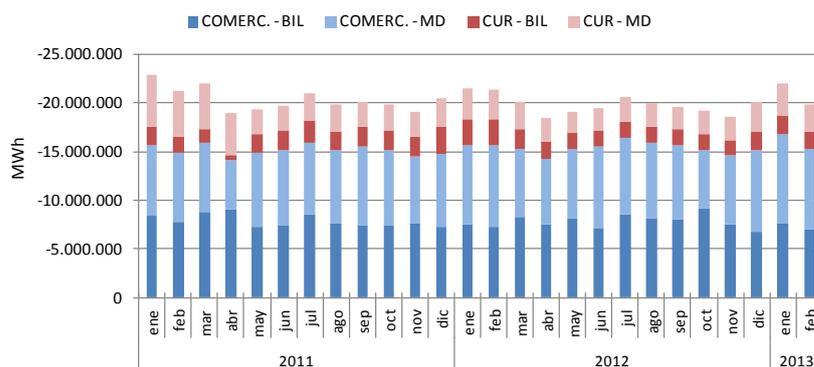
Fuente SGIME (CNE)

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

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

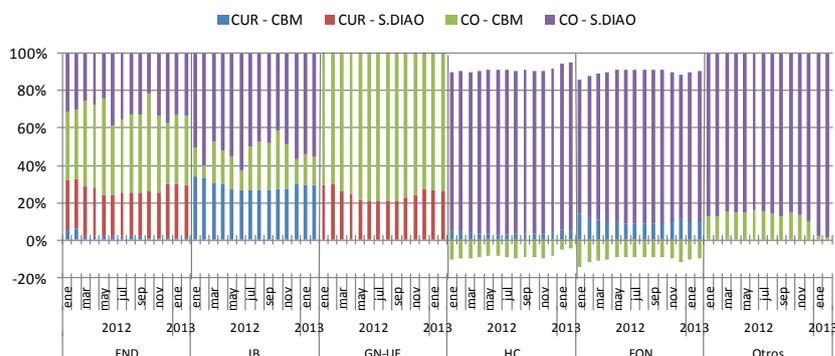
Fuente SGIME (CNE)

**Gráfico 16 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.**



Fuente SGIME (CNE)

**Gráfico 17 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española por empresa.**



Fuente SGIME (CNE)

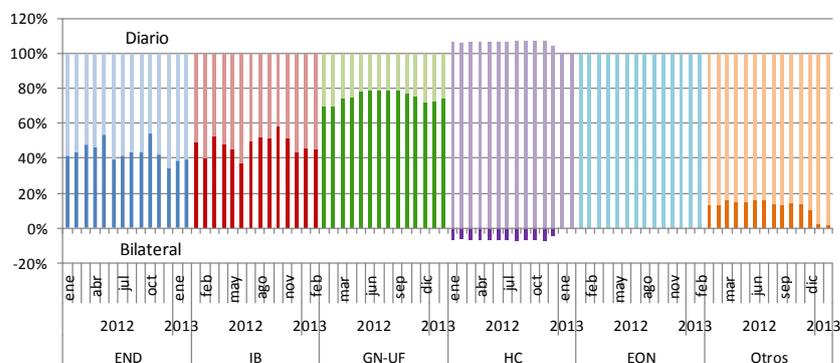
HC y E.On: Sus comercializadoras libren compran en mercado diario para vender a sus respectivas comercializadoras de último recurso en bilateral.

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

COMERCIALIZACION	BILATERAL	M. DIARIO	PDBF
CUR	8,9%	14,5%	<b>23,5%</b>
END	13,8%	12,3%	<b>26,1%</b>
IB	4,1%	14,3%	<b>18,5%</b>
GN-UF	11,3%	0,0%	<b>11,4%</b>
HC	-0,4%	7,0%	<b>6,7%</b>
EON	-0,4%	3,0%	<b>2,6%</b>
Otros	0,2%	11,2%	<b>11,4%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>37,7%</b>	<b>62,3%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNE

**Gráfico 18 - Evolución del reparto de la demanda total (CUR + Comercializadores libres) en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.**

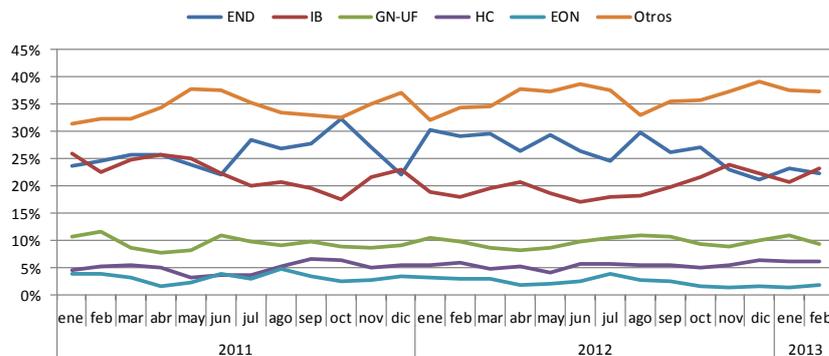


Fuente SGIME (CNE)

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

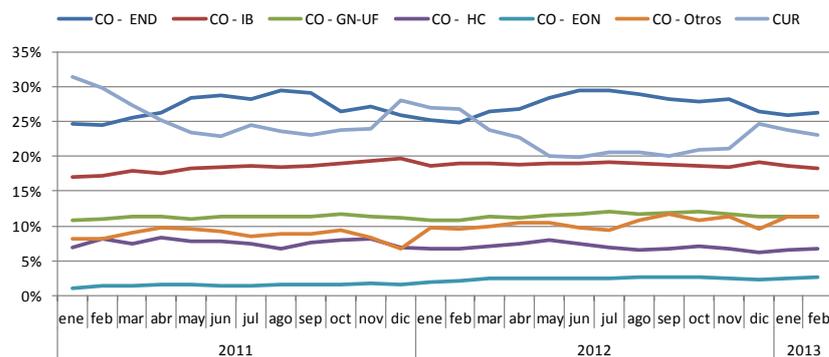
### 2.3.2. Concentración empresarial

Gráfico 19 - Cuotas por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española (Generación).



Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 20 - Cuotas por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española (Demanda)

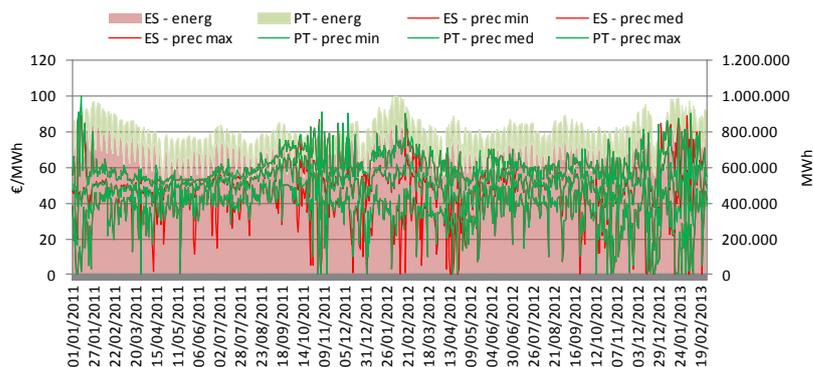


Fuente: SGIME (CNE)

### 2.3.3. Análisis de precios

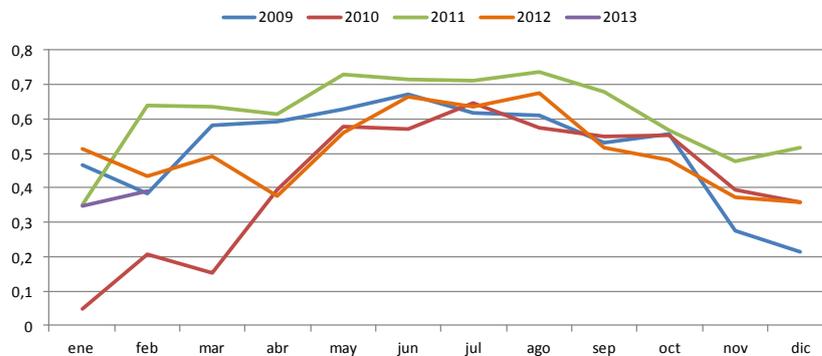
#### 2.3.3.1. Precios del MIBEL

**Gráfico 21 - 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)

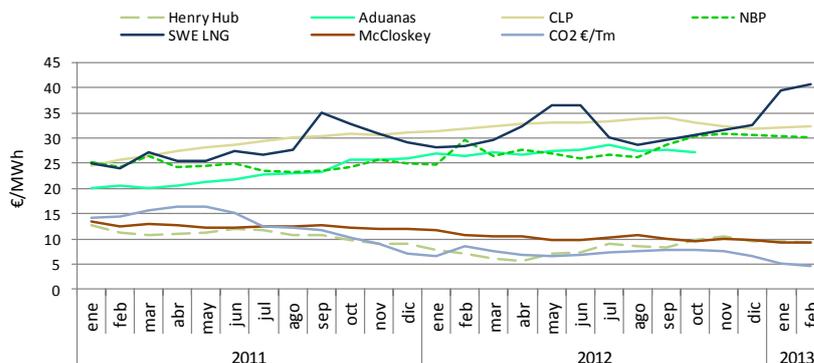
**Gráfico 22 - Evolución de la relación en media mensual entre precio mínimo y precio máximo del mercado diario.**



Fuente: SGIME (CNE)

**2.3.3.2. Precios de combustibles y CO2 y costes estimados de producción por tecnología**

**Gráfico 23 - Precios medios diarios de combustibles y CO2.**

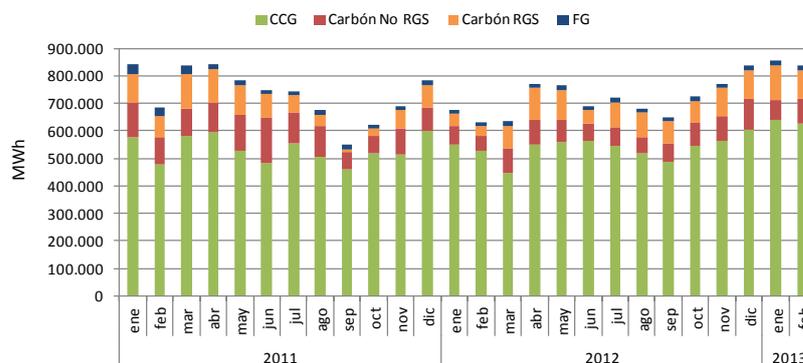


Fuente:  
 Valores de gas natural referidos a su PCI (Poder calorífico inferior). Tasa de conversión gas (PCI) = Gas (PCS)/0,9.  
 Valores de cotización en el National Balancing Point obtenidos de Paws.  
 Valores de cotización en Henry Hub obtenidos de Ycharts.  
 Valores de carbón CIF ARA referidos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

**2.3.3.3. Tecnología Marginal y Estudio de la Concentración de la Oferta Remanente**

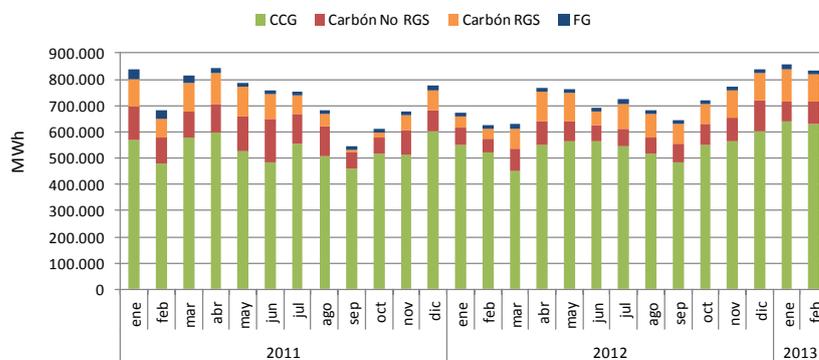
**Tecnologías en la oferta remanente**

**Gráfico 24 - Oferta remanente en la hora 13 (PDBF).**



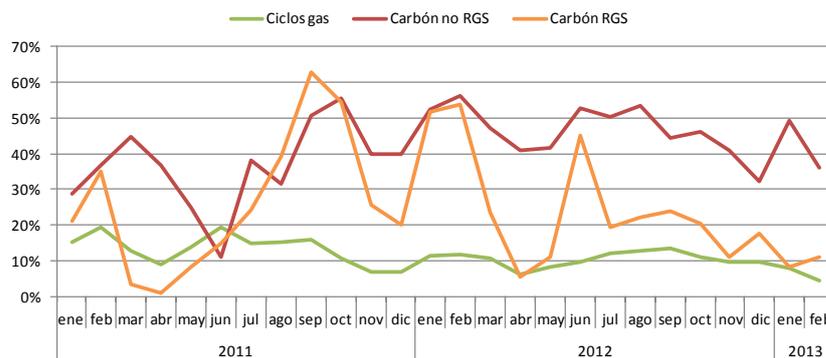
Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 25 - Oferta remanente en la hora 22 (PDBF).



Fuente: SGIME (CNE)

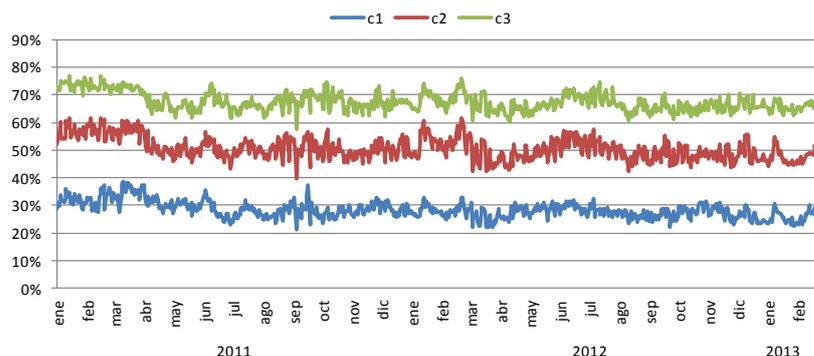
Gráfico 26 - Evolución del nivel de utilización de la potencia disponible de ciclos de gas y carbón (PDBF).



Fuente: SGIME (CNE)

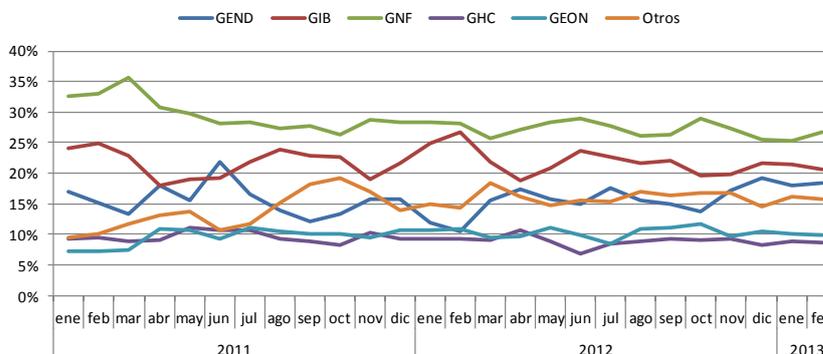
Concentración de la oferta remanente

Gráfico 27 - 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.



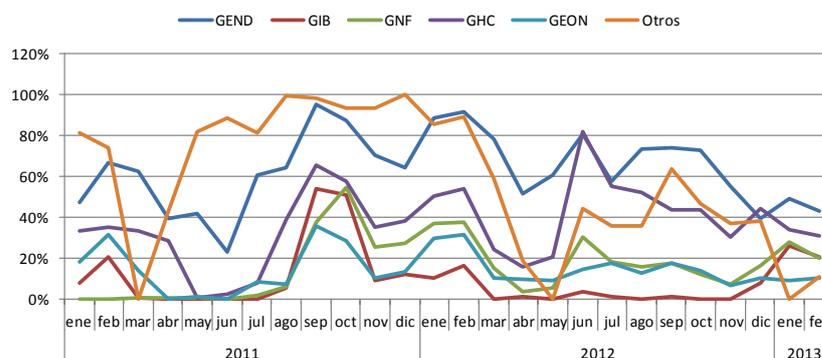
Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 28 - Concentración por agentes de la oferta remanente de la tecnología marginal (Carbones y ciclos combinados de gas) en zona española hora 22.



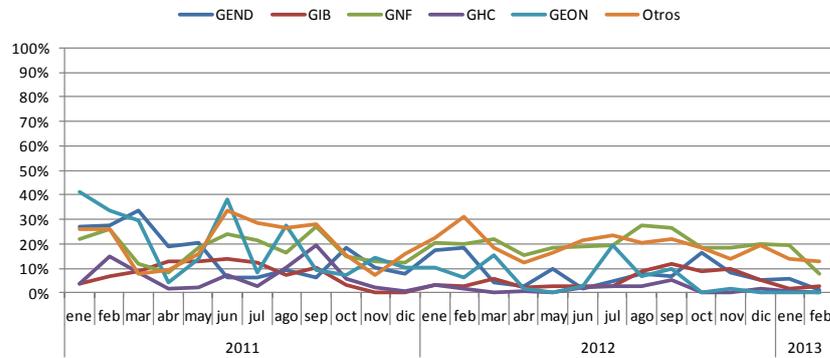
Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 29 - Potencia de centrales de carbón despachada en PDBF frente a potencia disponible por agentes en zona española hora 22.



Fuente: SGIME (CNE)

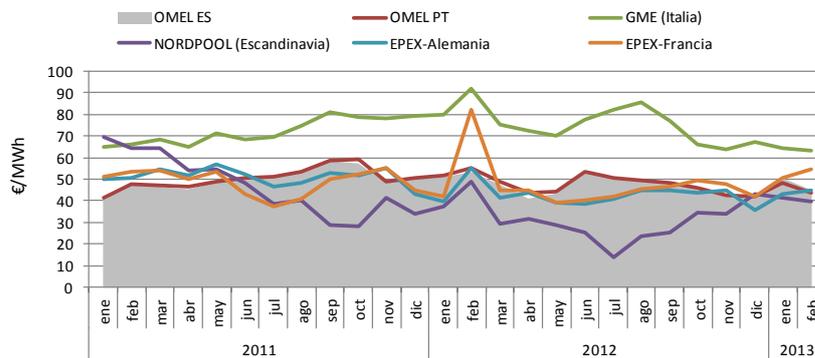
**Gráfico 30 - Potencia de ciclos combinados de gas despachada en PDBF frente a potencia disponible por agentes en zona española hora 22.**



Fuente: SGIME (CNE)

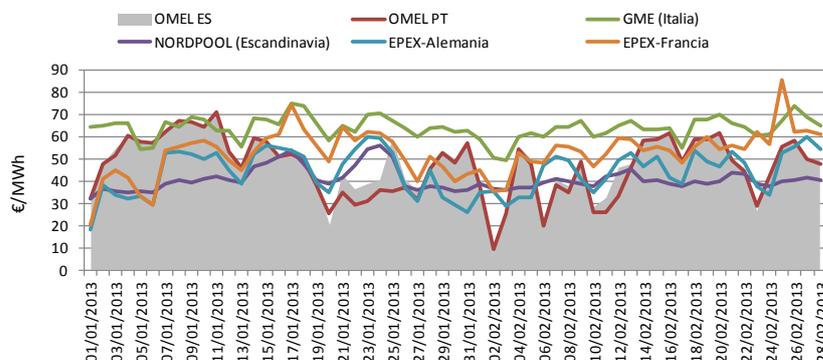
### 2.3.3.4. Precios en los Mercados Europeos

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



Fuente: OMEL

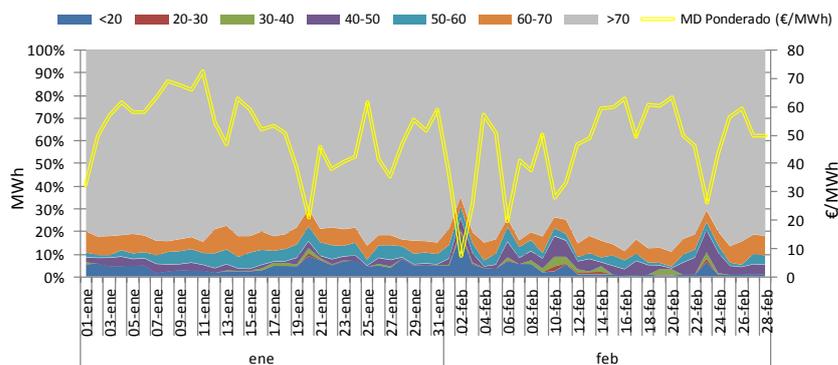
**Gráfico 32 - Comparativa de precios medios diarios OMEL con el resto de mercados europeos. Enero y Febrero 2013.**



Fuente: OMEL

### 2.3.4. Ofertas al mercado diario

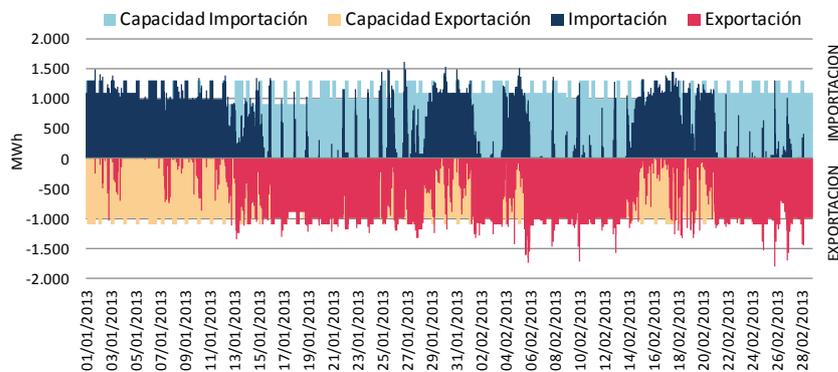
Gráfico 33 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por los ciclos combinados.\*



Fuente: SGIME (CNE)

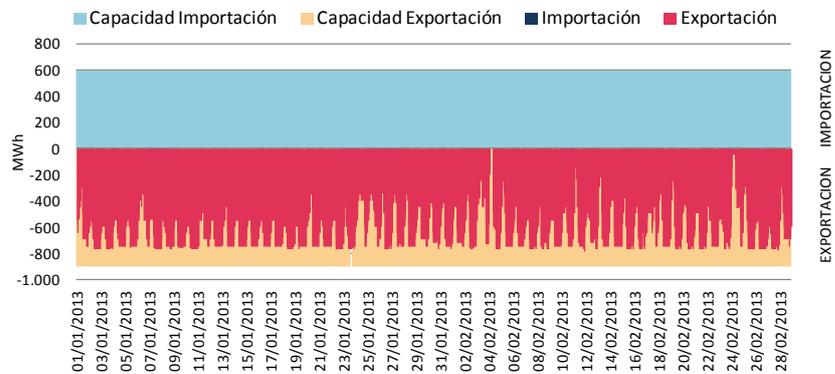
(\*) Valorando la energía de los bloques de ofertas inframarginales de acuerdo a la condición de ingresos mínimos en caso de que ésta suponga un importe superior.

Gráfico 34 - Capacidad y uso de interconexión España-Francia (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Enero y Febrero 2013.



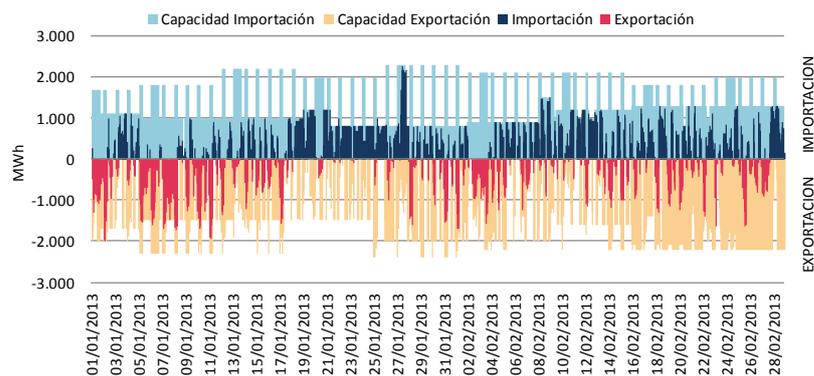
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 35 - Capacidad y uso de interconexión España-Marruecos (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Enero y Febrero 2013.**



Fuente: SGIME (CNE)

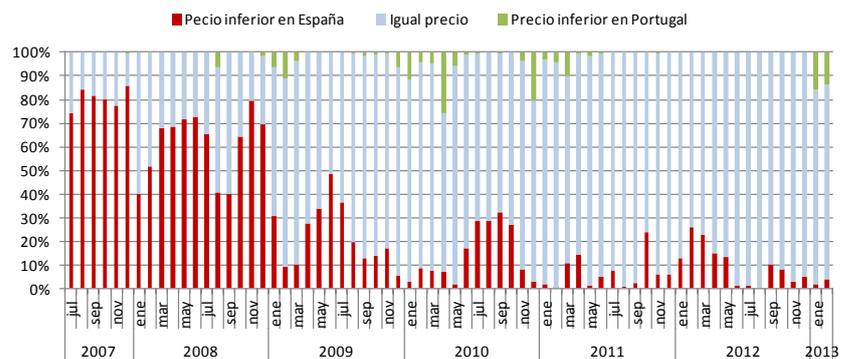
**Gráfico 36 - Capacidad y uso de interconexión España-Portugal (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Enero y Febrero 2013.**



Fuente: SGIME (CNE)

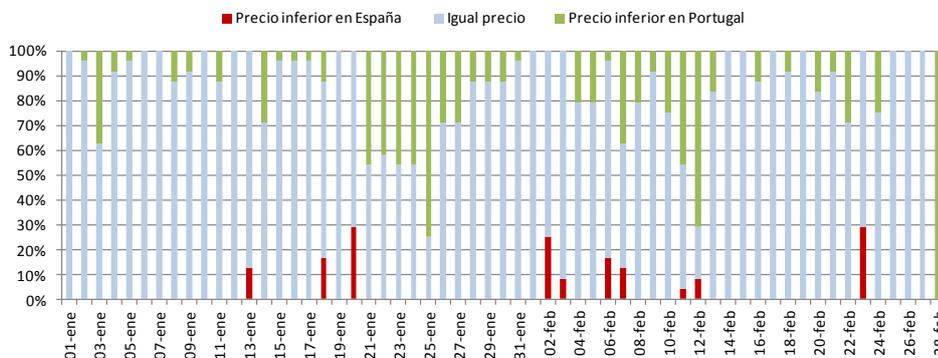
### 2.3.5. Acoplamiento del MIBEL

**Gráfico 37 - Separación de mercados: evolución mensual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior.**



Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 38 - Separación de mercados: evolución diaria del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior. Enero y Febrero 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

Fuente: SGIME (CNE)

## 2.4. Desvío de demanda en el mercado

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

	ENDESA	IBERDROLA	GAS NATURAL	HC	E.ON	EGL	ACCIONA	OTROS	Total
<b>PDBF</b>	21,63%	22,62%	9,47%	5,75%	1,26%	11,05%	7,60%	20,62%	100%
<b>P48</b>	20,30%	22,14%	13,14%	6,37%	1,96%	9,93%	6,81%	19,36%	100%

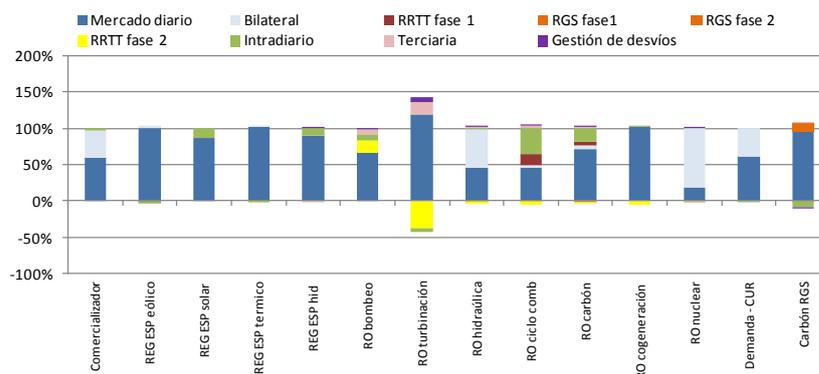
Fuente: SGIME (CNE)

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

	Nuclear	Carbón	Ciclo comb.	Hidr.	RE Eólico	RE Hidr.	RE Solar	RE Termic.	Bombeo Turb.	Importac.	Fuel-gas	Total
<b>PDBF</b>	20,33%	9,31%	4,91%	11,73%	28,43%	2,63%	2,41%	15,17%	1,46%	3,56%	0,04%	100%
<b>P48</b>	19,04%	11,13%	9,45%	11,27%	25,85%	2,73%	2,62%	14,05%	1,17%	2,67%	0,00%	100%

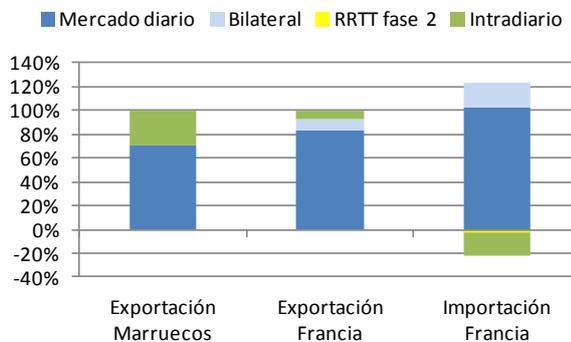
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 39 - Peso de cada uno de los segmentos en el programa de cada tecnología. Enero y Febrero 2013.**



Fuente: SGIME (CNE)

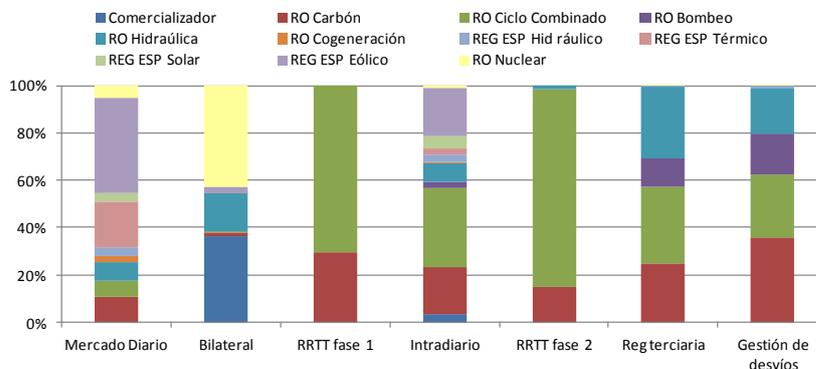
**Gráfico 40 - Peso de cada uno de los segmentos en las interconexiones. Enero y Febrero 2013.**



Fuente: SGIME (CNE)

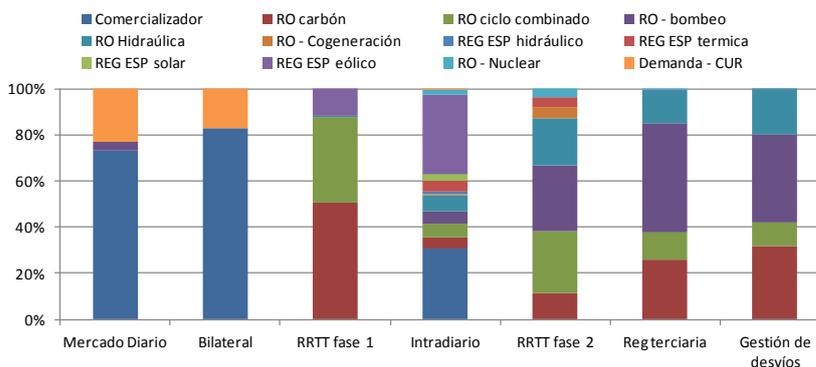
# SUPERVISIÓN MERCADO ELÉCTRICO

**Gráfico 41 - Peso de cada una de las tecnologías en cada segmento – energías a subir (ventas). Enero y Febrero 2013.**



Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 42 - Peso de cada una de las tecnologías en cada segmento – energías a bajar (compras). Enero y Febrero 2013.**

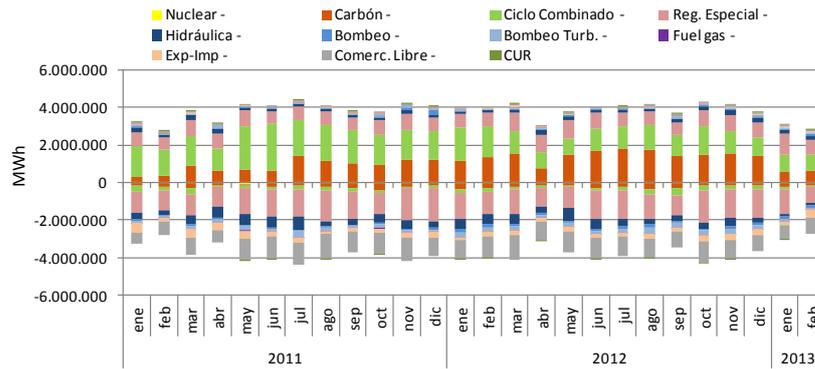


Fuente: SGIME (CNE)

## 2.5. Mercado Intradiario

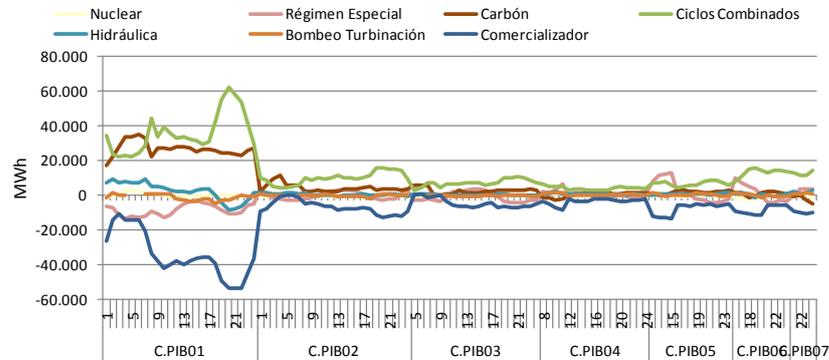
### 2.5.1. Energías

Gráfico 43 - Evolución mensual de las compras y ventas en intradiario por tecnología.



Fuente SGIME (CNE)

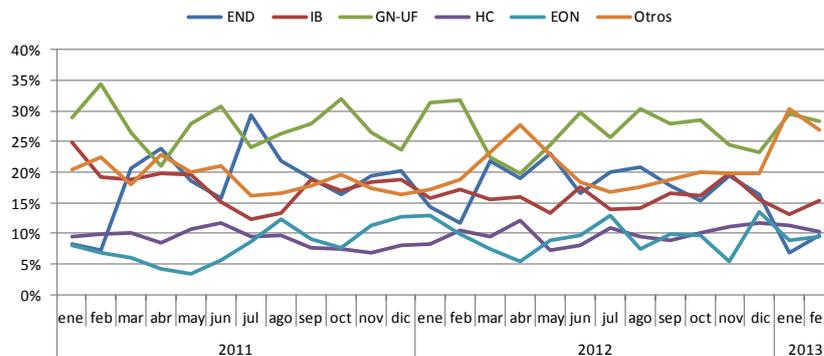
Gráfico 44 - Valores medios horarios del programa neto de cada tecnología en cada una de las sesiones del mercado intradiario. Enero y Febrero 2013.



Fuente SGIME (CNE)

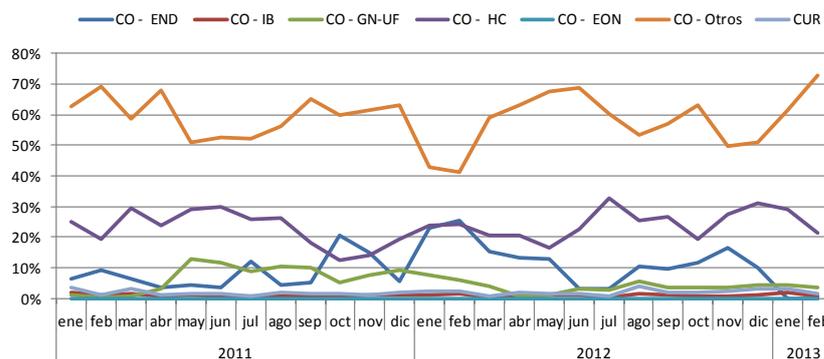
### 2.5.2. Concentración empresarial

Gráfico 45 - Cuotas de ventas en intradiario.



Fuente: SGIME (CNE)

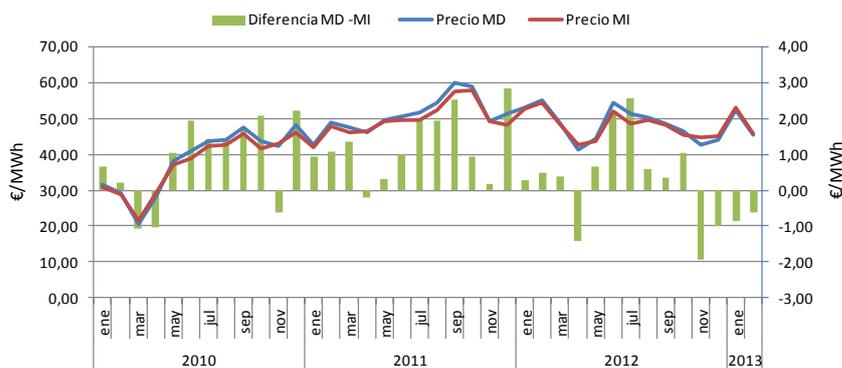
Gráfico 46 - Cuotas de compras en intradiario.



Fuente: SGIME (CNE)

### 2.5.3. Análisis de Precios

Gráfico 47 - Evolución del promedio mensual del precio medio ponderado en los mercados Diario e Intradía en zona española.



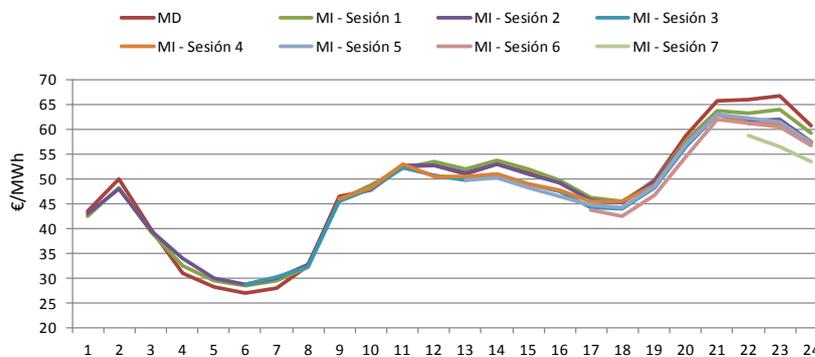
Fuente: SGIME (CNE)

**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
	ene	42,77	41,83	0,94
2011	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

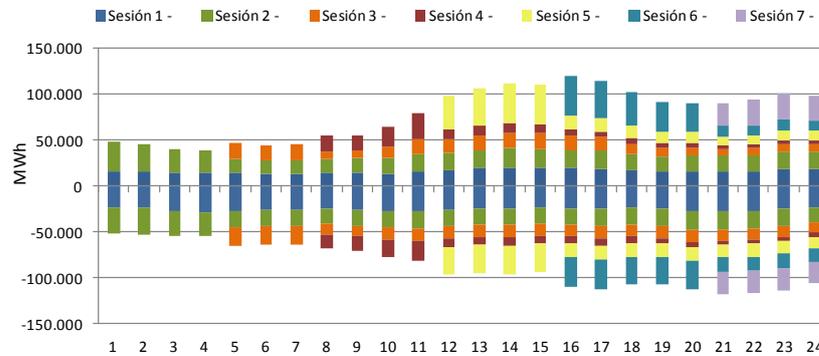
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 48 - Precios medios del mercado intradía para cada sesión. Enero y Febrero 2013.**



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

**Gráfico 49 - Energía horaria negociada por el régimen especial en cada una de las sesiones del mercado intradiario. Enero y Febrero 2013.**



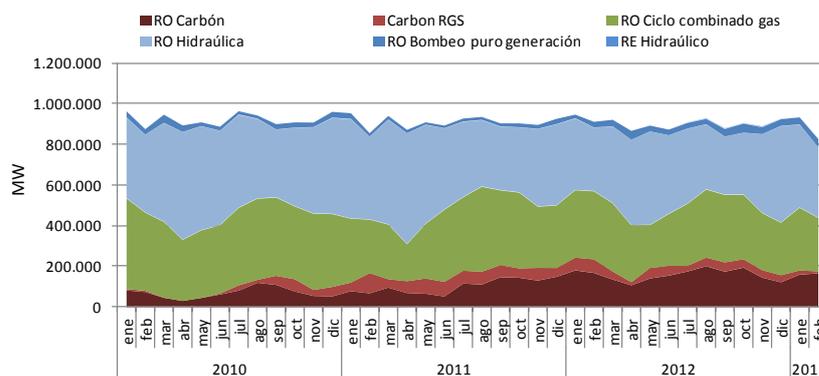
Fuente: SGIME (CNE)

## 2.6. Mercados de Servicios de Ajuste

### 2.6.1. Banda de Regulación Secundaria

#### 2.6.1.1. Tecnologías

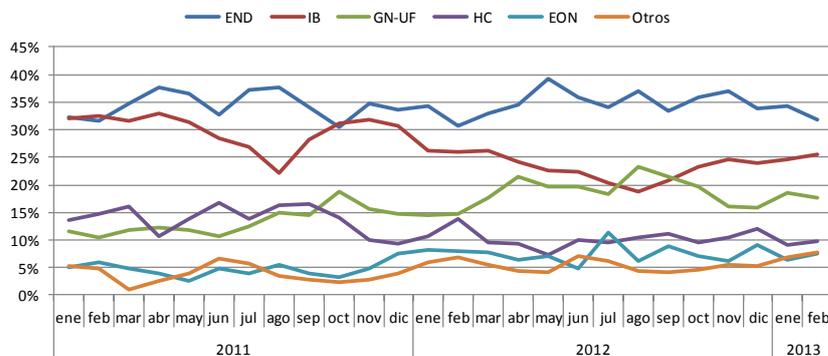
**Gráfico 50 - Evolución mensual de la participación de las tecnologías en la banda de secundaria.**



Fuente: SGIME (CNE)

2.6.1.2. Concentración Empresarial

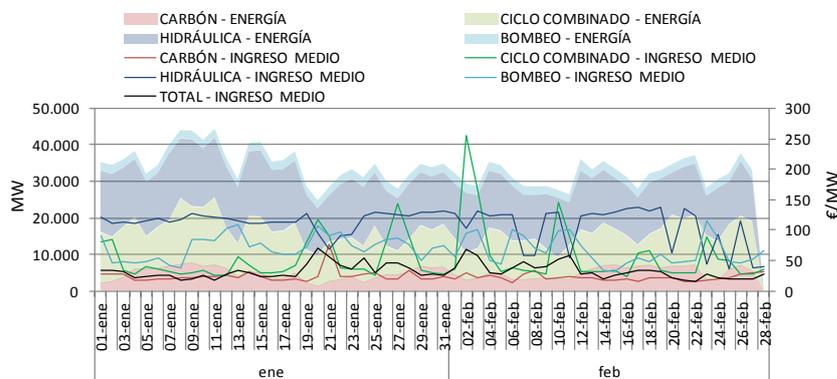
Gráfico 51 - Asignación de banda por grupo empresarial.



Fuente SGIME (CNE)

2.6.1.3. Análisis de precios

Gráfico 52 - Evolución horaria de potencia ofertada a banda de secundaria y precio marginal de banda secundaria. Enero y Febrero 2013.

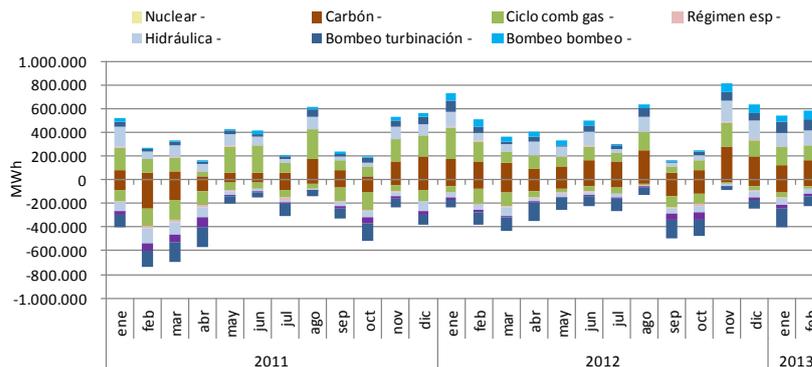


Fuente: SGIME (CNE)

## 2.6.2. Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria

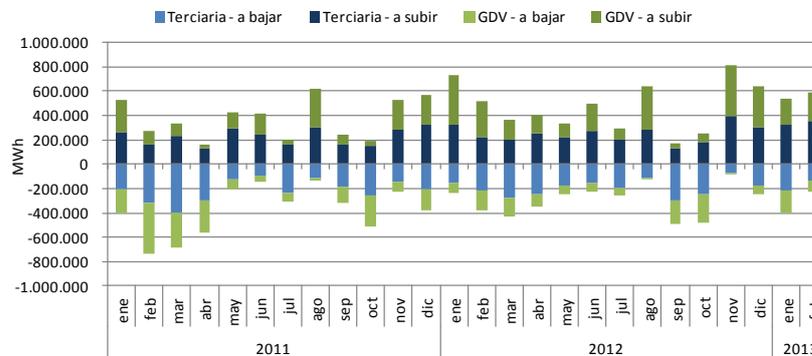
### 2.6.2.1. Energías

Gráfico 53 - Energía mensual de regulación terciaria y gestión de desvíos por tecnologías.



Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 54 - Energía mensual de gestión de desvíos y regulación terciaria.

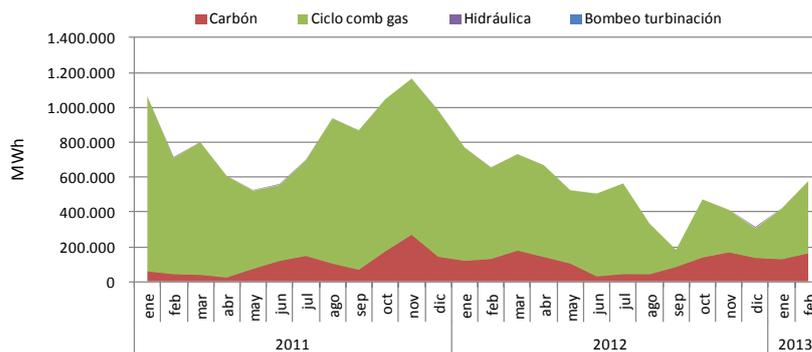


Fuente: SGIME (CNE)

2.6.3. Resolución de Restricciones Técnicas al PBF: fase 1

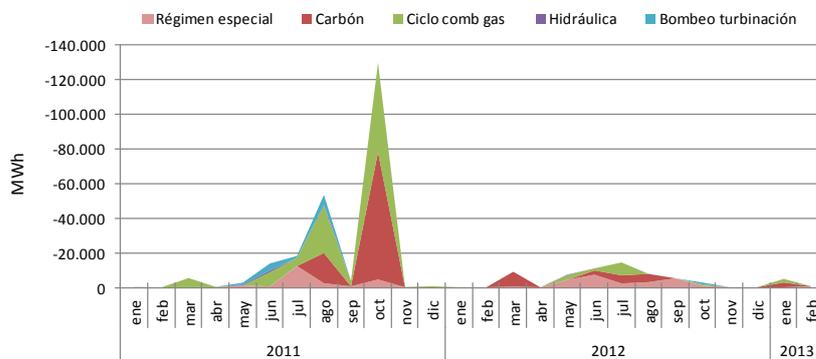
2.6.3.1. Energías

Gráfico 55 - Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento – Fase 1 a subir.



Fuente: CNE (SGIME).

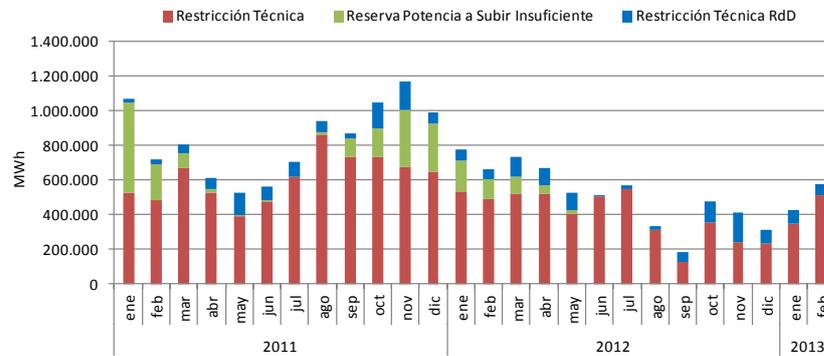
Gráfico 56 - Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento – Fase 1 a bajar.



Fuente: SGIME (CNE)

2.6.3.2. *Motivos de programación por restricciones*

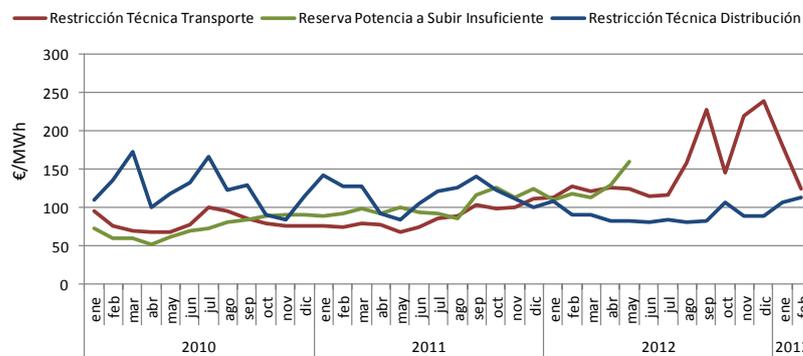
Gráfico 57 - Tipo de redespacho de las restricciones técnicas - Fase 1 a subir.



Fuente: SGIME (CNE)

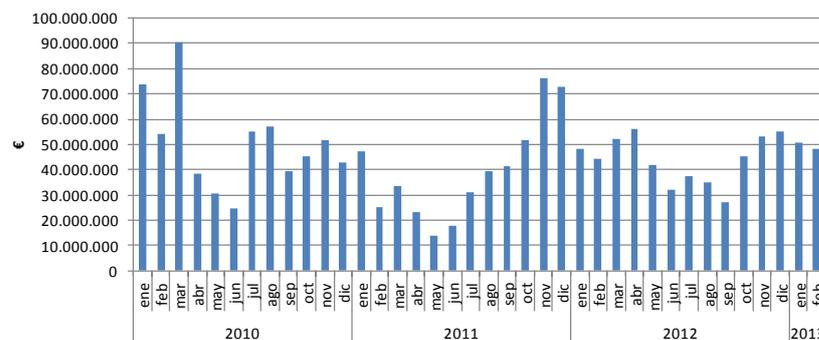
2.6.3.3. *Análisis de precios*

Gráfico 58 - Evolución mensual del precio medio ponderado en restricciones técnicas a subir en la red de transporte, distribución y por insuficiente reserva a subir.



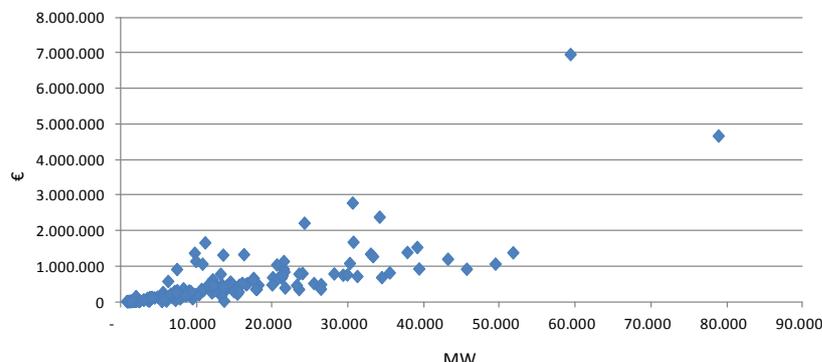
Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 59 - Coste mensual de restricciones técnicas al programa base de funcionamiento (fase 1 y 2).



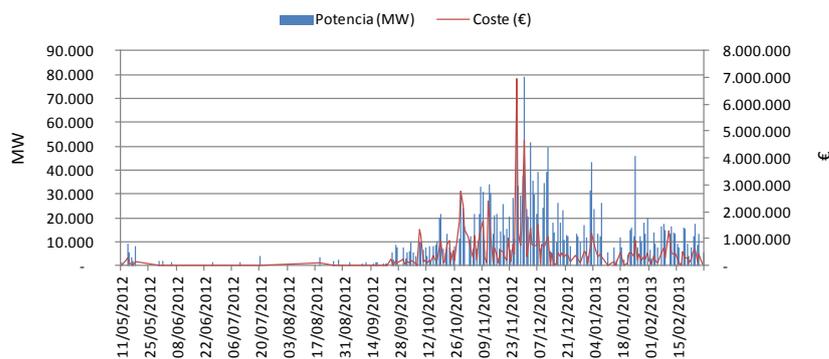
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 60 – Distribución de potencia y coste de asignación diaria de reserva de potencia adicional a subir.**



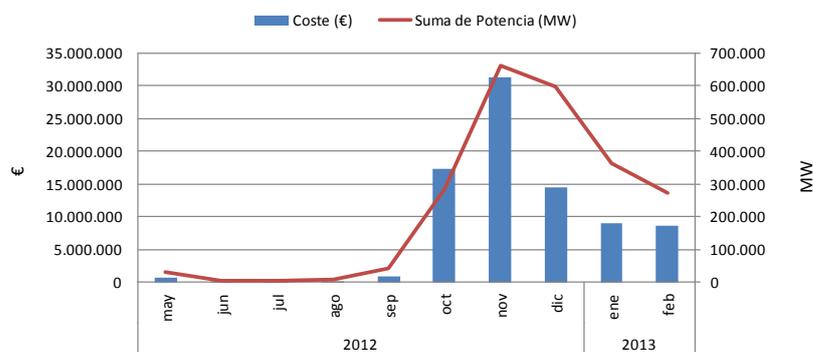
Fuente: REE

**Gráfico 61 – Evolución diaria de potencia y coste de asignación de reserva de potencia adicional a subir.**



Fuente: REE

**Gráfico 62 – Evolución mensual de la potencia y del coste de asignación de reserva de potencia adicional a subir.**

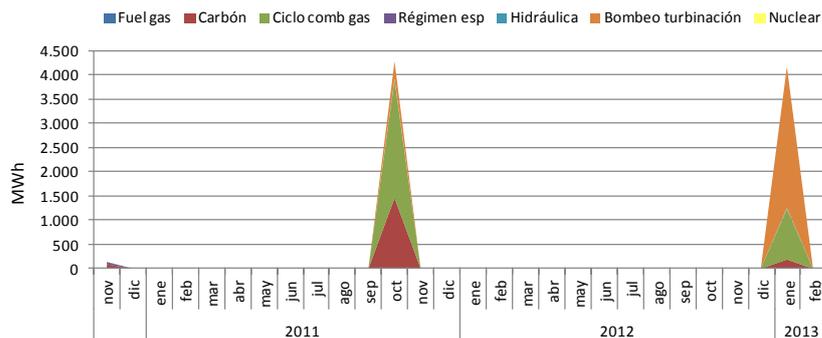


Fuente: REE

## 2.6.4. Restricciones técnicas al PBF: fase 2

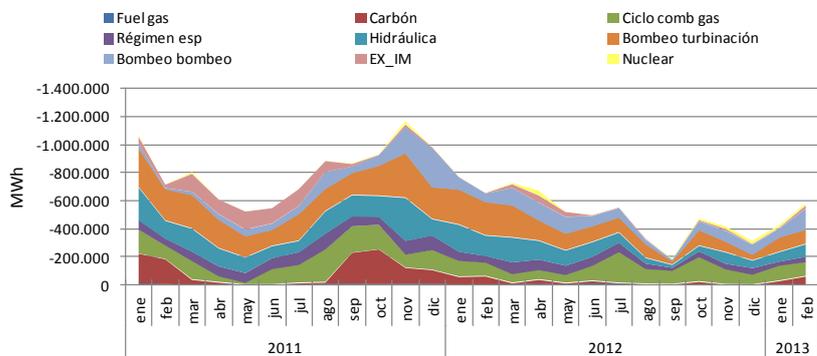
### 2.6.4.1. Energías

Gráfico 63 - Energías restricciones técnicas - Fase 2 a subir.



Fuente: SGIME (CNE)

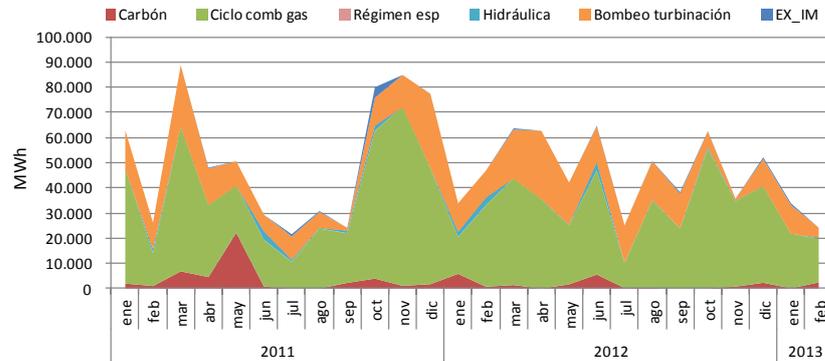
Gráfico 64 - Energías restricciones técnicas - Fase 2 a bajar.



Fuente: SGIME (CNE)

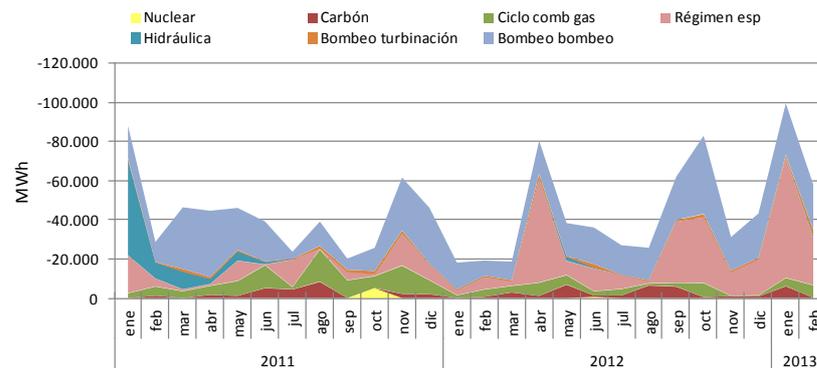
### 2.6.5. Restricciones en Tiempo Real

Gráfico 65 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a subir.



Fuente: SGIME (CNE)

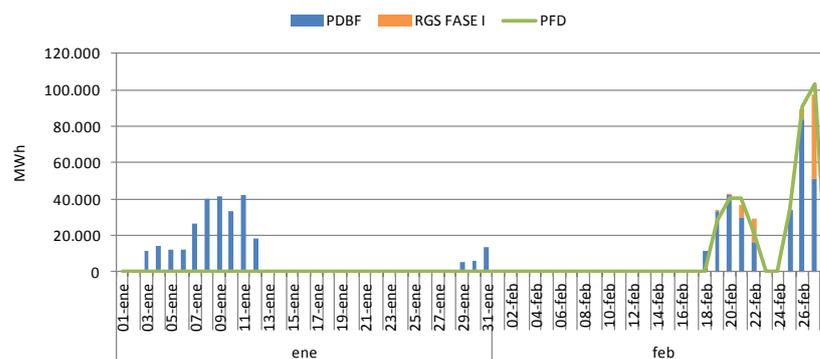
Gráfico 66 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a bajar.



Fuente: SGIME (CNE)

### 2.6.6. Solución de Restricciones por Garantía de Suministro

Gráfico 67 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento. Enero y Febrero 2013.



Fuente: CNE (SGIME)