

INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD

**NOVIEMBRE Y DICIEMBRE 2012
Y AVANCE ENERO 2013**

1. Hechos relevantes

La demanda de energía eléctrica peninsular en barras de central correspondiente al año 2012 experimentó un descenso en torno al -1,4% respecto al año anterior, situándose en niveles de 2006. Teniendo en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas, dicho descenso sería del -1,8%, cifra superior al descenso experimentado por el PIB del país en el conjunto del año 2012, que se estima en un -1,37%.

Los meses de estudio se caracterizaron por una elevada eolicidad (ascenso de la generación eólica en torno al 39% respecto a los dos meses anteriores), lo que favoreció el descenso del precio del mercado diario (el precio medio aritmético para noviembre y diciembre fue de 42,07 €/MWh y 41,73 €/MWh respectivamente), continuando así su tendencia a la baja iniciada el mes de julio. La tecnología eólica fue la de mayor contribución a la producción total de energía del sistema durante ambos meses.

Respecto a las tecnologías de generación, cabe reseñar la elevada indisponibilidad nuclear durante los meses de estudio, destacando las paradas de dos centrales nucleares. La totalidad de la producción hidráulica continuó al alza durante ambos meses (incremento del 80% de la generación hidráulica en régimen ordinario), situándose por encima de los valores alcanzados el año 2011, hecho posiblemente orientado a evitar el impacto fiscal de la Ley 15/2012 sobre la producción con el agua embalsada.

La reducción del hueco térmico conllevó el descenso continuado de las horas equivalentes de funcionamiento de las centrales de ciclo combinado, hasta situarse en el entorno de las 1.300 horas en diciembre, de las cuales, menos de 500 fueron programadas en el PDBF, correspondiendo la mayor parte del resto de las horas a la resolución de restricciones técnicas.

El descenso continuado del precio del carbón y de los derechos de emisión de CO₂, sumados al alza de las referencias de gas natural durante el año 2012, provocó una importante brecha a final de año entre los costes estimados de generación de las plantas de carbón y los de las centrales de ciclo combinado. De este modo, se observa que, especialmente desde octubre de 2011, el precio medio ponderado del mercado diario dejó de asemejarse al coste estimado de generación de los ciclos combinados para hacerlo al de las centrales de carbón.

Se aprecian importantes niveles de concentración del mercado en las tecnologías del carbón y los ciclos combinados. En PDBF, Endesa registra alrededor del 50% de las ventas de estas tecnologías, seguido posteriormente por Gas Natural Fenosa, con una cuota en el entorno del 20%. En P48, las cuotas de generación de ciclos y carbones alcanzadas por Endesa y Gas Natural se equiparan, alcanzando de manera conjunta el 65% del total generado por este tipo de centrales, mientras que el resto de los agentes presenta una cuota inferior al 10%. Estos elevados niveles de concentración se fundamentan en los bajos niveles de funcionamiento de los ciclos combinados de todos los agentes, salvo los correspondientes a Gas Natural Fenosa.

El precio del MIBEL se situó en el entorno del resto de referencias europeas, las cuales continuaron convergiendo, terminando el año 2012 alrededor de los 40 €/MWh (a excepción del mercado italiano).

Se incrementaron los niveles de acoplamiento del MIBEL durante los meses de estudio (97% y 95% respectivamente), tras los bajos valores registrados en septiembre y octubre (90% y 92% respectivamente), los cuales fueron originados esencialmente por las reducciones de la capacidad de interconexión con Portugal, solicitadas por REN, por motivos de seguridad en la

red. Durante los meses de noviembre y diciembre, por seguridad del sistema eléctrico portugués, se redujo, con anterioridad a la celebración del mercado diario, la capacidad comercial de intercambio en la interconexión entre España y Portugal en dirección ES→PT un 41% y un 22% del total de horas del mes respectivamente, representando una reducción total de 273.460 MW y 158.700 MW.

En el año 2012, el volumen de quemado correspondiente a las centrales de carbón adscritas al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro alcanzó el 87% del volumen máximo establecido (22,2 TWh), mientras que en el año 2011 se alcanzó el 78,7%, siendo el volumen máximo establecido para ese año de 23,3 TWh.

Durante la segunda mitad de noviembre y la primera de diciembre, se registró un fuerte descenso de la energía asignada en la Fase I de restricciones al PDBF, con un consecuente incremento del coste unitario de la energía, resultado del mecanismo de oferta por debajo de mínimo técnico llevado a cabo por los ciclos combinados. De esta manera, el precio medio mensual que se registró en la Fase I se incrementó durante los meses de estudio, marcando valores de 165 €/MWh en noviembre y 201 €/MWh en diciembre. El coste mensual neto de las Fases I y II de restricciones al PDBF se saldó con ligeros incrementos durante ambos meses.

El porcentaje del volumen de energía casada en PDBF por los ciclos combinados por debajo de mínimo técnico sobre el total de la energía casada por los mismos en PDBF ha ido ascendiendo paulatinamente desde el mes de julio, hasta situarse en el entorno del 70% en los últimos meses del año 2012. Si se calcula este porcentaje sobre la totalidad de la energía casada por todas las tecnologías en PDBF, se observa que representa un 5% del total.

Durante los meses de octubre y noviembre se registró un incremento significativo del coste del mecanismo de resolución de restricciones técnicas en tiempo real para aportar reserva de potencia a subir. A la vista de las ofertas realizadas a dicho segmento durante los años 2011 y 2012 por parte de los ciclos combinados, se registró un notable incremento de precios, acuciándose durante el último cuarto del año 2012.

Tras el elevado coste del mecanismo de Reserva de potencia adicional a subir registrado en noviembre (30 millones de euros), éste experimentó un notable descenso en diciembre (15 millones de euros). El coste se redujo a la mitad con una asignación de potencia ligeramente inferior. Esta reducción de costes podría explicarse por un cambio en el mecanismo de oferta por parte de los generadores, evitando en lo posible condiciones tipo “todo o nada”.

En el año **2012, el volumen de producción procedente de estas plantas alcanzó el 87% del volumen máximo establecido** (22,2 TWh¹), mientras que en el año 2011 se alcanzó el 78,7%, siendo el volumen máximo establecido para ese año de 23,3 TWh. Únicamente una planta de las incluidas en este mecanismo, ha alcanzado el volumen máximo previsto.

Como avance de enero de 2013, cabe citar que, a diferencia de lo ocurrido en años anteriores, el precio medio aritmético mensual del mercado diario en zona española ha estado por encima del precio en zona portuguesa, resultando un spread mensual de -1,97€/MWh (precio PT -

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

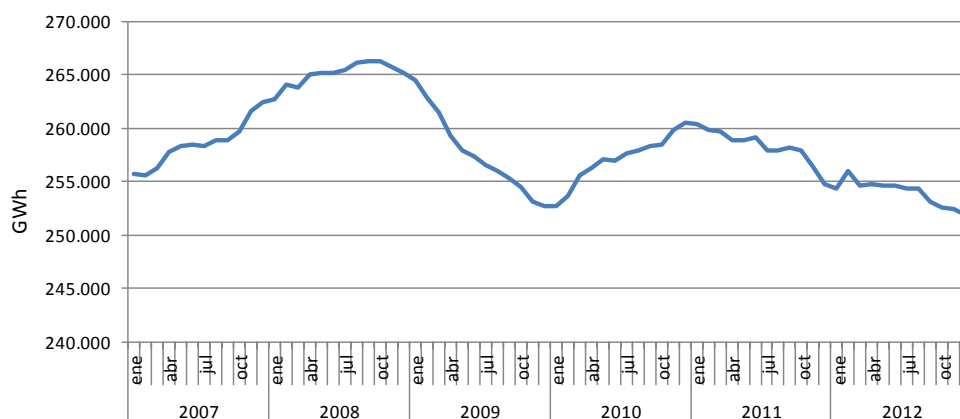
Precio ES). Este precio inferior en Portugal es especialmente significativo durante la segunda quincena de enero, donde se alcanzan diferencias en algunas horas de unos -50€/MWh.

Como consecuencia de la diferencia de precios España-Portugal, se invierte el sentido de uso de la interconexión, pasando España a importar desde Portugal, esencialmente, en las horas llano y punta.

2. Demanda

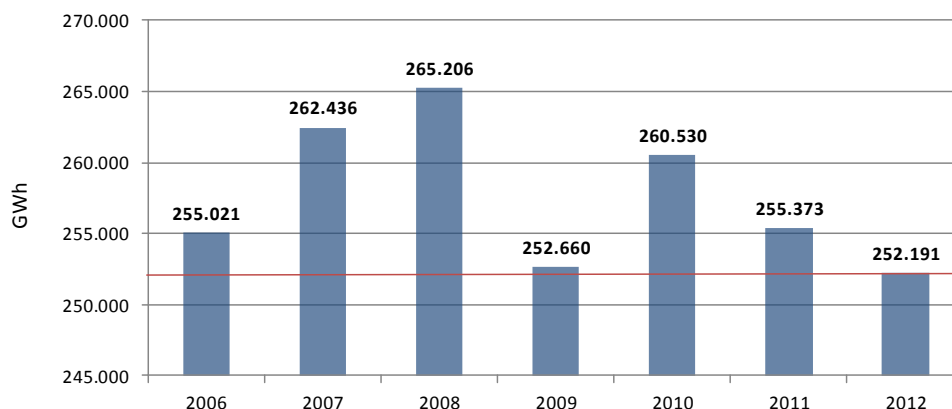
La demanda de energía eléctrica peninsular en barras de central correspondiente al año 2012 experimentó un descenso en torno al -1,4% respecto al año anterior. Teniendo en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas, dicho descenso sería del -1,8%, superior al descenso experimentado por el PIB del país en el conjunto del año 2012, que se estima en un -1,37% (según datos adelantados en el momento de la publicación de este informe).

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



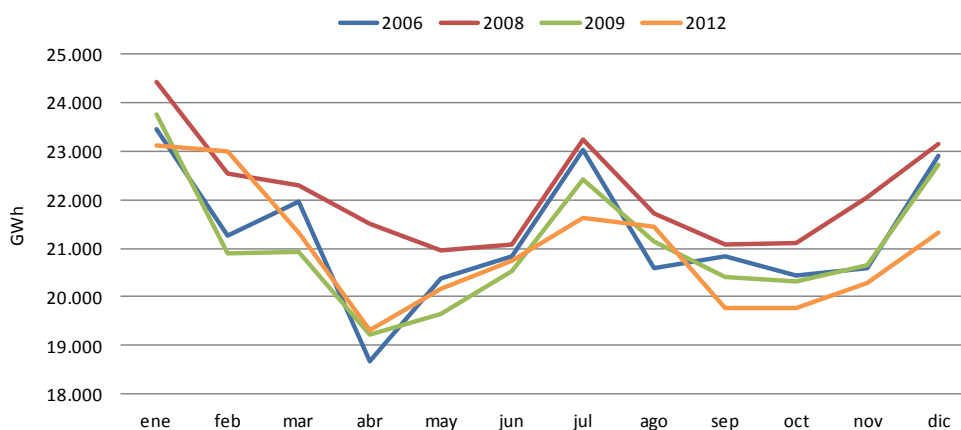
De este modo, el año 2012 registró valores ligeramente inferiores a los del año 2009, y notablemente inferiores a los del 2006, aunque por encima de los correspondientes al año 2005.

Gráfico 2 - Demanda peninsular en barras de central. Acumulado anual Enero-Octubre.



Durante el último cuatrimestre del pasado año 2012, los valores mensuales de demanda se situaron por debajo de los registrados los últimos años. La demanda en barras de central correspondiente a los meses de noviembre y diciembre de 2012 fue un 1.2% y 2.2% inferior respectivamente a la de los mismos meses del año 2011.

Gráfico 3 - Demanda mensual peninsular en barras de central.



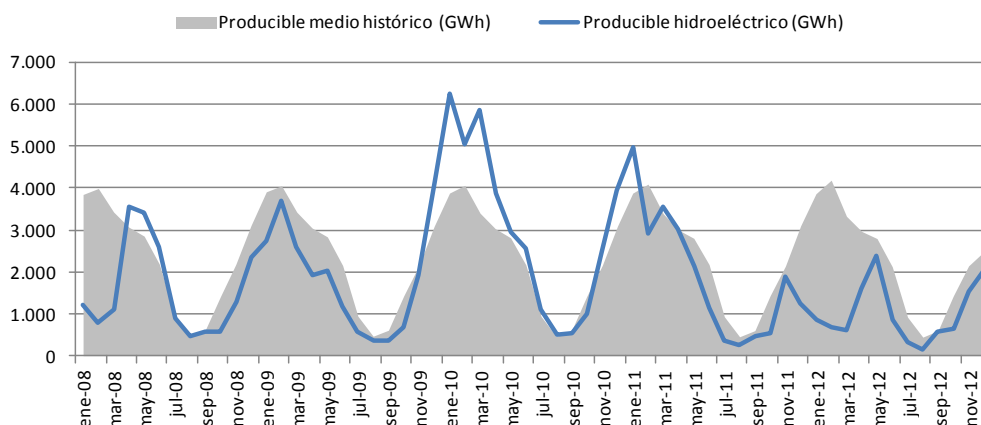
Noviembre resultó ligeramente más cálido de lo normal (temperatura media de 11,0° C) al igual que diciembre (temperatura media de 8,4° C).

3. Oferta

Desde el punto de vista hidrológico, el mes de noviembre resultó muy húmedo, con una precipitación media un 50% superior a la normal, mientras que diciembre fue seco en general, con una precipitación media un 42% inferior a la normal. Todo ello, junto con las bajas

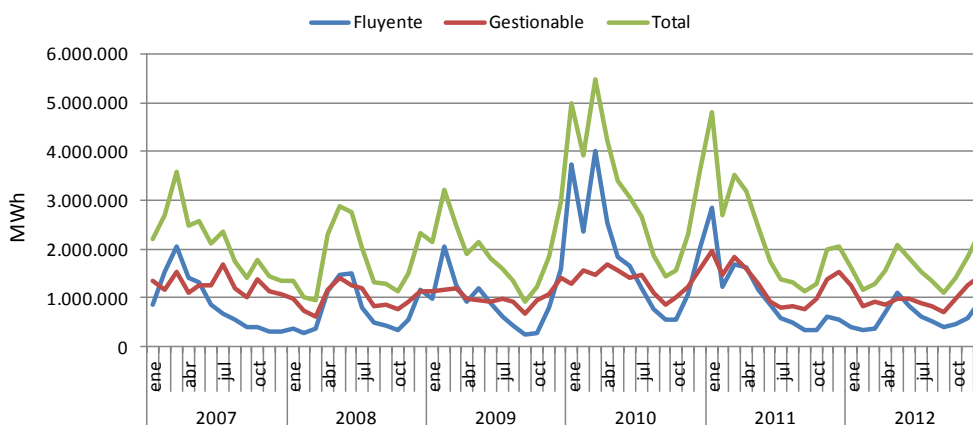
precipitaciones registradas en el resto del año, hicieron que la media anual del índice mensual producible hidroeléctrico² correspondiente al año 2012 se situara en 0.4.

Gráfico 4 - Producible hidroeléctrico y valor medio histórico.



La totalidad de la producción hidráulica continuó al alza durante los meses de estudio, situándose por encima de los valores alcanzados el año 2011, posiblemente orientados a evitar el impacto fiscal de la Ley 15/2012 sobre la producción con agua embalsada.

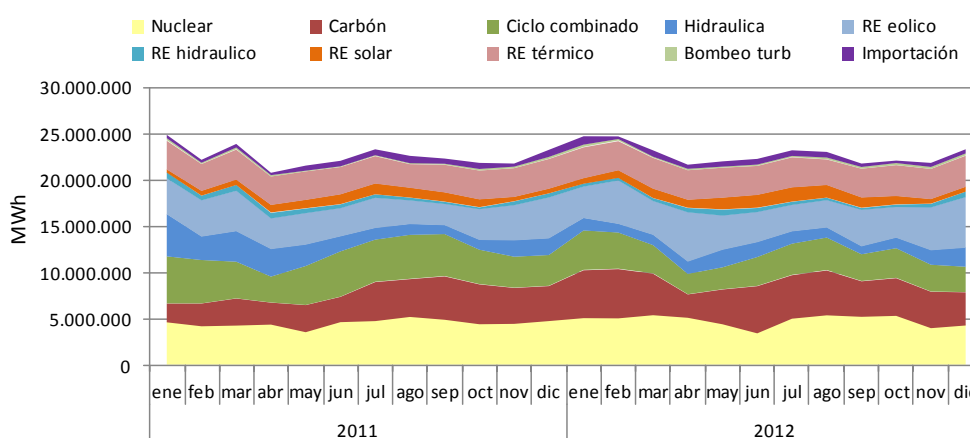
Gráfico 5 - Evolución mensual de la producción hidráulica en P48 (Hidráulica y Bombeo-Turbinación).



² 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.

Respecto a la **producción del resto de tecnologías**, los meses de noviembre y diciembre se caracterizaron por la elevada indisponibilidad nuclear, destacando las paradas de dos centrales nucleares, lo que derivó en un descenso de la generación nuclear del 21% respecto a los dos meses anteriores, así como por la elevada eolicidad, que provocó un ascenso de la generación eólica del 39% respecto a estos mismos meses. También es reseñable, como se ha comentado anteriormente, el alza de la generación hidráulica, incrementándose alrededor del 80% en régimen ordinario y doblándose en régimen especial, respecto a los dos meses anteriores. Pese al alza de la demanda, los incrementos de generación eólica e hidráulica conllevaron un descenso de la generación de la tecnología del carbón (-5%) y de los ciclos combinados (-7%).

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



Atendiendo al porcentaje de cobertura de demanda por tecnología de generación, las indisponibilidades nucleares conllevaron un descenso de la cuota de la tecnología nuclear hasta el 18,6% del total en ambos meses, mientras que **la generación eólica ascendió hasta el 21% y 23% en noviembre y diciembre respectivamente, siendo ambos meses la tecnología con mayor contribución a la producción de energía total del sistema.** La generación hidráulica en régimen ordinario ascendió hasta el 8,9% en diciembre, mientras que en régimen especial lo hizo hasta el 2,5% ese mismo mes.

Todo ello, permitió que **las energías renovables cubrieran en torno al 30% de la demanda eléctrica en 2012**, con una especial contribución de la generación eólica y termosolar, así como una reducida producción hidráulica (participación de las renovables en 2011 del 33%).

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

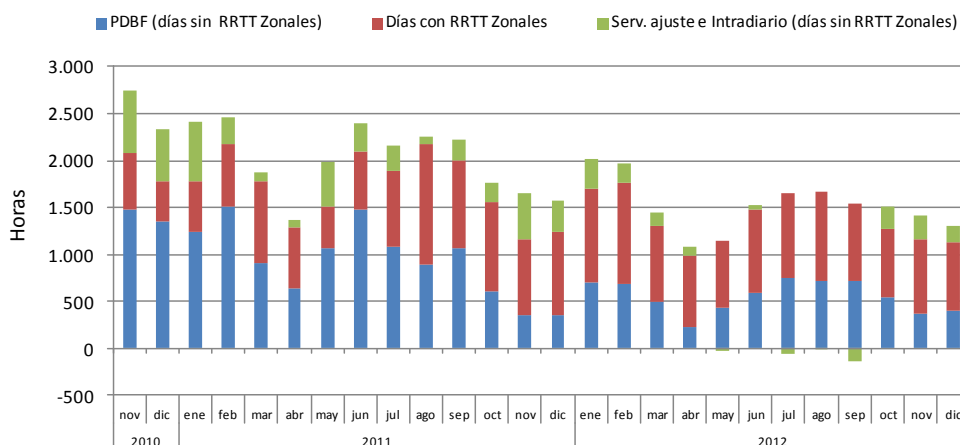
Años	FECHA	Nuclear	RO carbón	Carbon RGS	Ciclo Comb.	Hidraulica	RE eolico	RE hidraulico	RE solar	RE térmico	Bombeo turb	Importación
2010		21,3%	6,2%	1,7%	22,7%	12,9%	15,5%	2,4%	2,6%	12,4%	0,9%	1,3%
2011	ene	18,9%	5,5%	2,7%	20,2%	18,2%	15,4%	2,6%	1,5%	12,6%	1,0%	1,4%
	feb	19,2%	6,7%	4,4%	20,9%	11,5%	17,5%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

Las **horas equivalentes de funcionamiento de las centrales de ciclo combinado**, afectadas por la reducción del hueco térmico, continuaron descendiendo hasta situarse en el entorno de las 1.300 horas en diciembre, de las cuales, menos de 500 fueron programadas en el PDBF, orientadas la mayor parte del resto de las horas a la resolución de restricciones técnicas.

Las **centrales programables por garantía de suministro** también vieron reducidas sus horas equivalentes de funcionamiento, no llegando a alcanzar las 2.900 horas en el último mes del año.

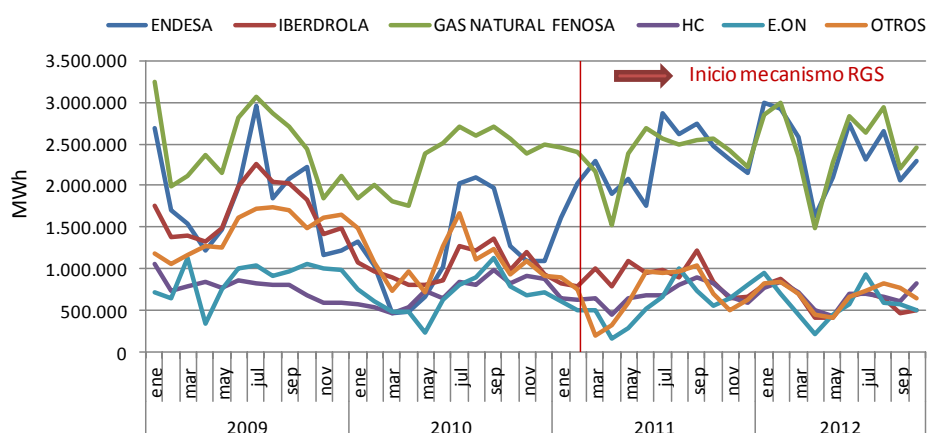
Las horas de funcionamiento equivalentes durante los meses de estudio del resto de **centrales de carbón**, no adscritas al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro, presentaron un comportamiento dispar. Mientras que en el mes de noviembre se superaron las 5.100 horas, en diciembre se estuvo en el entorno de las 4.400 horas. Se constató un incremento notable del funcionamiento de dichas centrales en los procesos de restricciones técnicas al PDBF.

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



Desde la entrada en funcionamiento del mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro, **la cuota de generación de ciclos y carbones en P48 alcanzada por Endesa y Gas Natural de manera conjunta se mantiene en el entorno del 65% del total** generado por este tipo de centrales, mientras que el resto de los agentes presentan una cuota inferior al 10%. Estas cifras destacan al compararlas con la situación de 2009 o 2010, cuando era necesario sumar la producción de Endesa, Gas Natural e Iberdrola para alcanzar una cuota similar, lo que supone un empeoramiento en los índices de concentración. Si se descartan las centrales acogidas al mecanismo de RGS desde 2011, cuya forma de ofertar está regulada, la cuota conjunta de Endesa y Gas Natural Fenosa sigue situándose en el entorno del 65%, aunque destaca el notable porcentaje que presenta la empresa de mayor cuota, esto es, Gas Natural Fenosa, cercana al 40%.

Gráfico 8 – Evolución mensual de la generación en P48 por grupo empresarial de centrales de todas las centrales de carbón y ciclos combinados.



En el siguiente cuadro se muestra la evolución mensual del reparto del total de la **generación en P48** por grupo empresarial. Cabe destacar el descenso de cuota de Endesa, motivado por la reducción de su generación nuclear y sus carbones durante los meses de estudio, mientras que Iberdrola la incrementó, gracias a su mayor producción hidráulica y de régimen especial.

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%

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

El alza de la eolicidad y la hidráulica favoreció el **descenso del precio medio del mercado diario**, continuando así su tendencia a la baja iniciada el mes de julio. Por su parte, el mercado intradiario tuvo un efecto nulo sobre el precio final de la energía en noviembre, mientras que en diciembre la influencia fue ligeramente a la baja.

El sobrecoste del proceso de restricciones así como el de otros procesos del OS sobre el precio final del mercado se vio mitigado por el aumento de la demanda, mientras que se acentuó por el descenso del precio del mercado diario. Con posterioridad en este mismo informe se analizarán las variaciones de estos dos valores en el periodo de estudio.

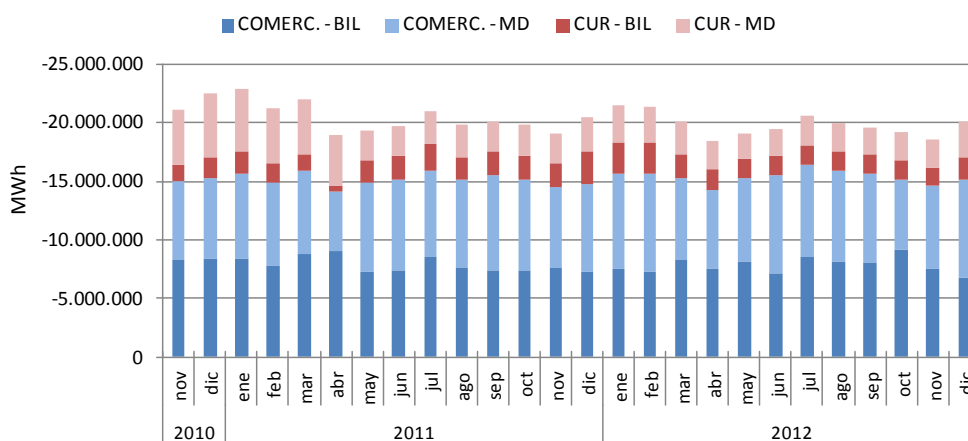
Los precios punta alcanzados durante ambos meses se incrementaron respecto a meses anteriores, situándose en el entorno de los **80 €/MWh**. Se registraron **21 horas de precios cero** y **47 horas de precios menores o iguales a 1€/MWh**, coincidiendo con horas valle de

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 descendió en los meses de estudio, situándose en el 75,3% en el mes de diciembre, siguiendo así con el comportamiento estacional propio de esta variable. Pese a ello, los valores registrados siguen siendo superiores a los de años anteriores (67,8% y 72% para el mes de diciembre de 2010 y 2011 respectivamente).

Gráfico 9 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.



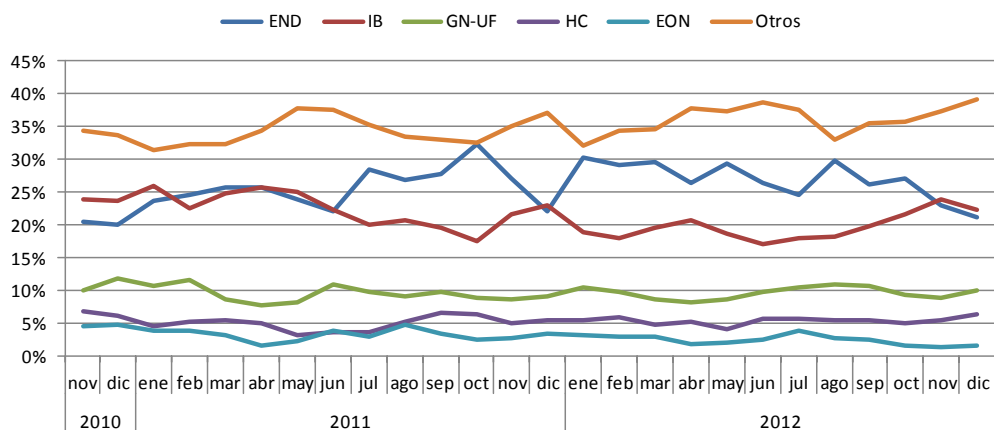
Analizando la **demanda en PDBF por grupo empresarial**, cabe destacar el alza experimentada por la comercializadora libre de **E.On** durante el año 2012, pese a un leve descenso estacional sufrido en los dos últimos meses del año.

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
2010		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%

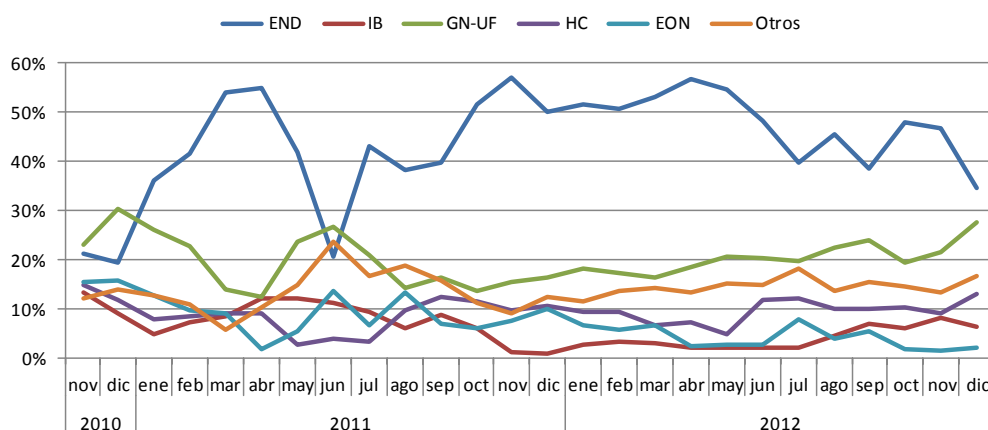
Desde el punto de vista de las ventas, analizando la concentración empresarial en el Programa Diario Base de Funcionamiento, cabe resaltar el **alza de Iberdrola** y los generadores no asociados a los cinco grandes grupos, sustentadas en el incremento de la eolicidad y la hidráulica, similar a lo acontecido en los dos meses anteriores. Las indisponibilidades nucleares y el menor funcionamiento de sus centrales de carbón, provocaron que **Endesa** **viera reducida su cuota** hasta el 21%.

Gráfico 10 - Generación neta mensual por empresa en PDBF (Mercado diario + bilateral) en zona española.



Centrándose en **la generación de las plantas de carbón y centrales de ciclo combinado**, se puede observar que, como se ha comentado anteriormente, mientras que la generación en P48 de este tipo de centrales se movió en niveles similares para Endesa y Gas Natural Fenosa, en PDBF la generación de este último resultó muy inferior a la de Endesa. Ello es debido al importante volumen de energía asignada a las centrales de Gas Natural Fenosa en procesos posteriores al PDBF (fundamentalmente en el proceso de resolución de restricciones técnicas), eminentemente a sus centrales de ciclo combinado. En el gráfico siguiente puede observarse la **fuerte concentración que presenta el PDBF** en la actualidad, en cuanto a las tecnologías de carbón y ciclos combinados se refiere, registrando **Endesa alrededor del 50% de las ventas** de estas tecnologías, seguido posteriormente por Gas Natural Fenosa con una cuota en el entorno del 20%. Si no se considera el carbón RGS, que cuenta con una retribución regulada, las cuotas anteriores no cambian significativamente, lo que supone un empeoramiento en los índices de concentración del PDBF.

Gráfico 11 – Evolución mensual de la generación en PDBF (Mercado diario + bilateral) por grupo empresarial de todas las centrales de carbón y ciclos combinados.



4.3. Análisis de las ofertas

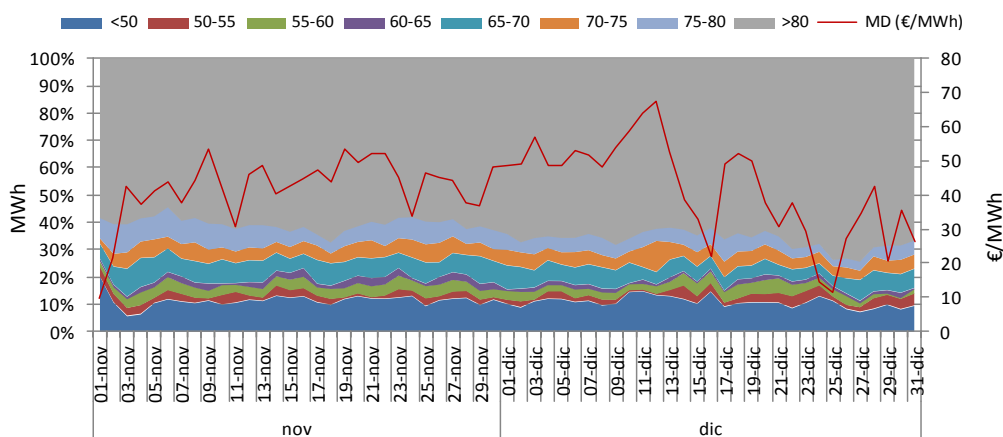
Pese al descenso del precio medio del mercado diario durante los meses de noviembre y diciembre, analizando las **ofertas realizadas por los ciclos combinados** durante estos dos meses, se apreció una reducción del volumen de energía ofertada a precios inferiores a 50 €/MWh respecto a meses anteriores (el precio medio del mercado diario para noviembre y diciembre fue de 42,07 €/MWh y 41,73 €/MWh respectivamente).

Cuadro 5 – Peso de la energía mensual ofertada por los ciclos combinados por intervalo de precio (€/MWh).

Mes	<50	50-55	55-60	60-65	65-70	70-75	75-80	>80
Marzo	10,9%	2,6%	4,3%	6,5%	7,4%	7,0%	3,8%	57,4%
Abril	9,4%	2,1%	2,9%	5,4%	7,4%	7,5%	9,5%	55,8%
Mayo	9,6%	3,7%	2,5%	4,4%	6,3%	5,6%	9,4%	58,4%
Junio	7,5%	3,7%	4,3%	7,8%	6,7%	4,1%	10,0%	55,9%
Julio	10,4%	4,9%	6,6%	7,1%	3,8%	3,6%	6,6%	57,0%
Agosto	10,5%	7,1%	4,6%	6,5%	4,4%	4,2%	4,7%	58,0%
Septiembre	12,9%	4,3%	5,6%	5,3%	3,6%	3,9%	6,1%	58,3%
Octubre	10,8%	4,4%	4,2%	4,1%	4,9%	4,0%	6,5%	61,1%
Noviembre	11,2%	2,3%	3,9%	2,0%	7,3%	5,0%	7,7%	60,7%
Diciembre	10,6%	2,5%	3,3%	1,2%	5,8%	5,0%	5,1%	66,5%

Continuó el aumento del volumen de energía ofertado a precios superiores a 80 €/MWh, llegando a representar dos terceras partes del total de la energía ofertada, quedando de este modo excluida del mercado diario.

Gráfico 12 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por los ciclos combinados frente a precio medio de mercado diario.



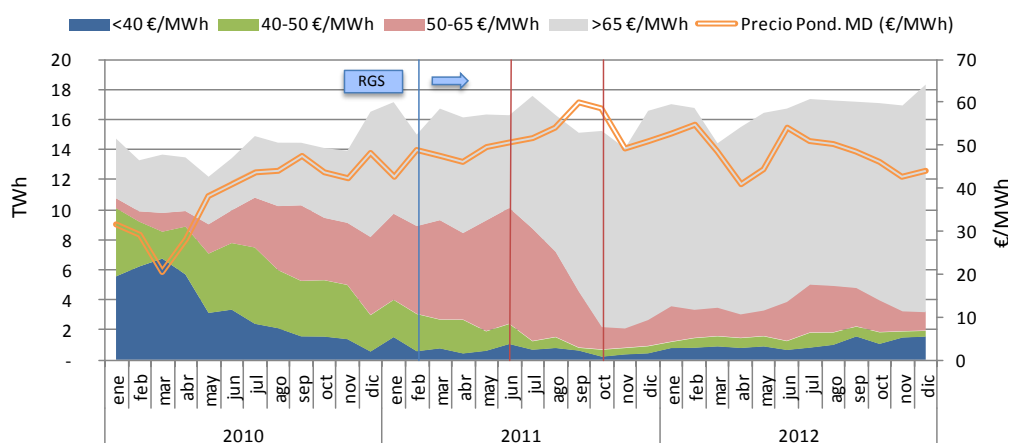
(*) Valorando la energía de los bloques de ofertas inframarginales de acuerdo a la condición de ingresos mínimos en caso de que ésta suponga un importe superior.

Este escenario de ofertas de los ciclos al mercado diario viene teniendo lugar **desde hace más de un año**, mientras que se registra una mayor participación de las plantas de carbón, ya sea porque son programadas por el operador del sistema en concepto de restricciones por garantía de suministro (desde febrero de 2011), ya sea porque presentan ofertas más competitivas (plantas no RGS). Este incremento de ofertas de los ciclos coincide además con un paulatino incremento del precio de las referencias de gas, que sitúan el coste estimado de generación de esta tecnología a final de año en el entorno de 65 €/MWh.

Realizando el estudio de las ofertas al mercado diario de los ciclos combinados durante los últimos tres años, se puede observar que éstas se han encarecido progresivamente, de tal forma que, mientras que a **principios de 2010 el 45% de la energía ofertada por los ciclos**

combinados lo era a un precio inferior al marginal, a finales de 2012 este porcentaje se encuentra en el entorno del 10%. Todo ello, en un contexto de descenso continuado de la demanda, y de mayor competitividad de las centrales de carbón, parece confirmar el aumento de la flexibilidad de las cláusulas de los contratos de suministro de gas de las generadoras.

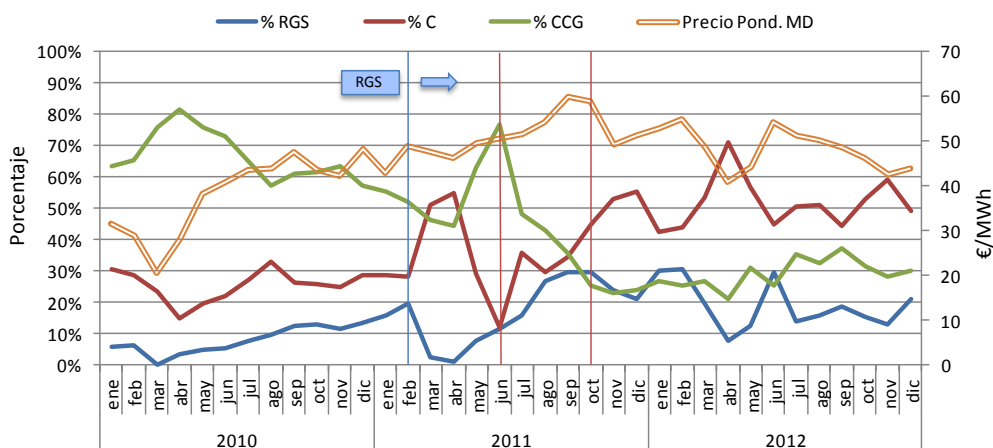
Gráfico 13 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por los ciclos combinados frente a precio medio ponderado de mercado diario.



Analizando más en detalle estas ofertas, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- La entrada en funcionamiento del mecanismo de **Resolución de restricciones por garantía de suministro (RGS)**, que tuvo lugar en febrero de 2011, no conllevó una variación significativa del precio de las ofertas de los ciclos combinados.
- En junio de 2011 se registró el inicio de un incremento acelerado del precio de las ofertas, coincidiendo con el incremento de la demanda de gas en Japón, como consecuencia del terremoto de **marzo de 2011**, lo que motivó un incremento en el precio de las transacciones registradas en la península ibérica, **alternándose a partir de ese mes el orden de mérito entre el carbón y el gas**.
- Desde mediados de 2011, el precio del carbón junto con la cotización del precio de los derechos de CO₂, comenzaron un descenso continuado que provocó un **desplazamiento mayor de los ciclos combinados en el orden de mérito**, dificultando aún más su despacho en el mercado diario.

Gráfico 14 – Evolución del peso relativo de carbones y ciclos combinados en el programa PDBF frente a precio medio ponderado del Mercado Diario.



De este modo, se observó que **el precio medio ponderado del mercado diario dejó de asemejarse al coste estimado de generación de los ciclos combinados para hacerlo al de las centrales de carbón, especialmente desde octubre de 2011.**

En conclusión se puede afirmar **que el desplazamiento de los ciclos combinados en favor de las centrales de carbón se vio fuertemente sustentado en la inversión de precios de las materias primas** (alza del gas natural frente a descenso del carbón y derechos de emisión de CO₂), si bien, otros factores como el exceso de potencia instalada, el descenso de la demanda o la aparición del mecanismo RGS, no favorecieron el funcionamiento de este tipo de centrales.

4.4. Análisis de costes y precios del mercado diario

El precio medio de la **referencia spot de gas natural NBP se mantuvo estable en el entorno de los 30,5 €/MWh** alcanzados en el mes de octubre. La **referencia de largo plazo continuó el descenso iniciado en el mes de octubre, tras dos años de ascenso**, situándose por debajo de los 32 €/MWh, sustentándose en la apreciación del euro frente al dólar y el descenso de la cotización del Brent acontecida en los últimos meses. La referencia de gas en la península ibérica (**GNL SWE**) mantuvo su tendencia al alza iniciada en septiembre, alejándose levemente de la referencia NBP, llegando a alcanzar los 32,5 €/MWh. **La referencia Henry Hub de Estados Unidos, tras un leve ascenso en noviembre, cerró el año en los mismos niveles de octubre, por debajo de los 10 €/MWh.**

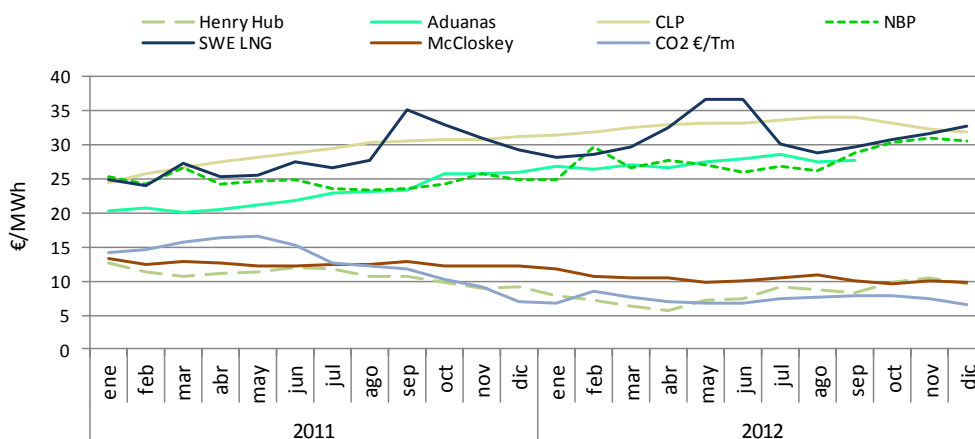
El precio de la referencia de carbón McCloskey, ascendió levemente en noviembre hasta alcanzar los 10 €/MWh, para volver a descender ligeramente en diciembre.

El precio de los derechos de emisión de CO₂ evolucionó a la baja, registrando un valor de 6,6 €/tCO₂ en diciembre. Durante el mes de noviembre y diciembre se celebraron las denominadas subastas tempranas de derechos de emisión, que se llevan a cabo antes del inicio del tercer periodo de comercio de derechos de emisión, celebrándose en la plataforma común transitoria adjudicada a la entidad alemana EEX (European Energy Exchange). Estas

subastas cerraron a un precio de entre 6 y 8 €/derecho.

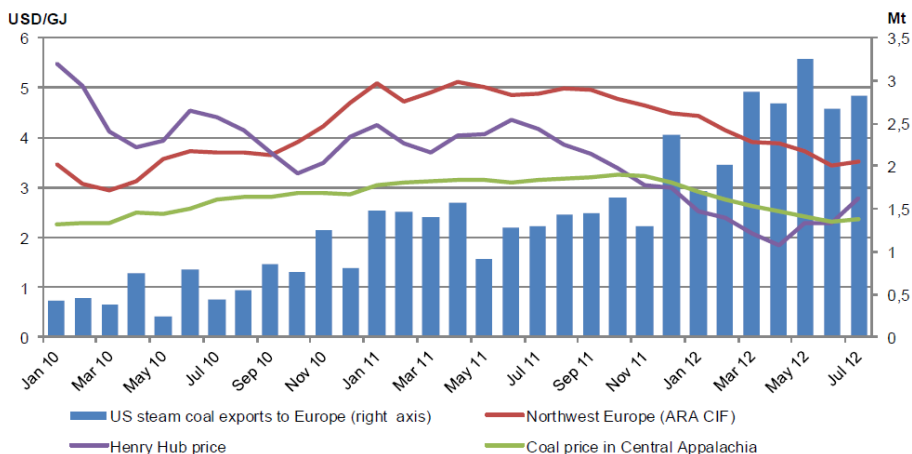
La Comisión Europea publicó una propuesta de retirar 900 millones de permisos del sistema europeo de comercio de emisión (EU-ETS): 400 millones en 2013, 300 millones en 2014 y 200 en 2015, con la intención de que sean reinyectados en 2019 y 2020. Esta medida pretende paliar el superávit existente de 1.500 millones de permisos, con el fin de que sus precios aumenten para incentivar la inversión en tecnologías limpias. Para estimular dicha inversión se necesitaría que los precios alcancen los 20 euros. En enero de 2013, los derechos están cotizando por debajo de 4 €/tCO2.

Gráfico 15 - Precios medios diarios de combustibles y CO2.



El incremento continuado de la producción de gas natural por parte de Estados Unidos, derivado de la expansión de la tecnología de extracción de **shale gas**, con el objetivo de alcanzar la independencia energética en un futuro a medio plazo, derivó en el **incremento de sus exportaciones de carbón hacia Europa**.

Gráfico 16 – Evolución de exportaciones de carbón de EE.UU. a Europa frente a índices de referencia.



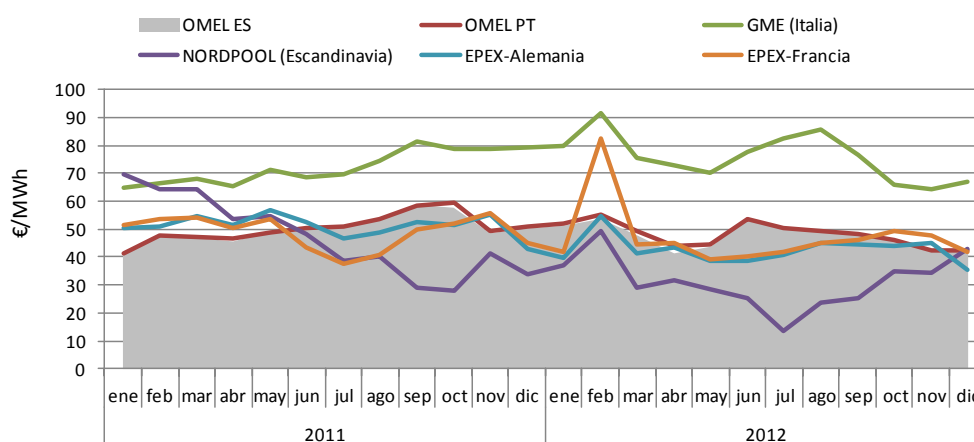
Fuente: AIE

4.5. El MIBEL y otros mercados europeos

El precio del MIBEL se situó en el entorno del resto de referencias europeas, a excepción del mercado italiano, las cuales continuaron convergiendo, terminando el año 2012 alrededor de los 40 €/MWh.

Cabe resaltar el registro de precios medios diarios negativos en el mercado alemán los días 25 y 26 de diciembre, con valores de -56,87 €/MWh y -45,77 €/MWh respectivamente.

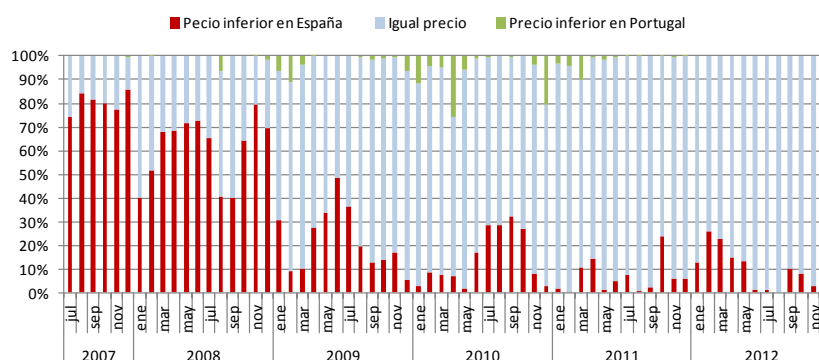
Gráfico 17 - Comparativa de precios medios mensuales OMEL con el resto de mercados europeos.



Se incrementaron los niveles de **acoplamiento del MIBEL durante los meses de estudio (97% y 95% respectivamente)**, tras los bajos valores registrados en septiembre y octubre (90% y 92% respectivamente), los cuales fueron originados esencialmente por las reducciones de la capacidad de interconexión con Portugal, solicitadas por REN, por motivos de seguridad en la red. Durante los meses de noviembre y diciembre, en respuesta a las solicitudes recibidas a razón de la seguridad del sistema eléctrico portugués, se redujo, con anterioridad a la celebración del mercado diario, la capacidad comercial de intercambio en la interconexión entre España y Portugal en dirección ES→PT **un 41% y un 22% del total de horas del mes respectivamente**, representando una reducción total de 273.460 MW y 158.700 MW.

Tras el mercado diario, en aquellas horas en las que se identificó en el PDVP una situación de insuficiente reserva de potencia a subir en el Sistema Eléctrico Peninsular Español, el OS español (REE) procedió a **ajustar el valor de capacidad en la interconexión E-P** en la dirección ES→PT, siempre con respeto de los programas de intercambio establecidos, **en un 42% de las horas del mes en noviembre y un 33% en diciembre**, representando un ajuste total de 529.444 MW y 330.145 MW respectivamente.

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



El saldo neto en la interconexión continuó arrojando un saldo netamente **exportador en sentido España→Portugal**, con constantes reducciones en la interconexión, principalmente en sentido exportador.

Por tercer mes consecutivo, **el saldo neto en la frontera con Francia resultó exportador**, ayudado por el elevado precio del mercado francés.

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

4.6. Restricciones por garantía de suministro

Como se comentó en el informe anterior, las centrales de carbón adscritas al RD 134/2010 carecieron de programación en el Plan de Funcionamiento Diario entre el día 27 de octubre y 4 de noviembre, ambos inclusive, así como los días 24 y 25 de diciembre. La escasa demanda propia de los últimos días del año dio lugar a programas diarios de funcionamiento con bajos volúmenes de energía. De este modo, en el año **2012, el volumen de producción procedente de estas plantas alcanzó el 87% del volumen máximo establecido (22,2 TWh³)**, mientras que en el año 2011 se alcanzó el 78,7%, siendo el volumen máximo establecido para ese año de 23,3 TWh.

³ 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%.

Gráfico 19 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento. Noviembre y Diciembre 2012.

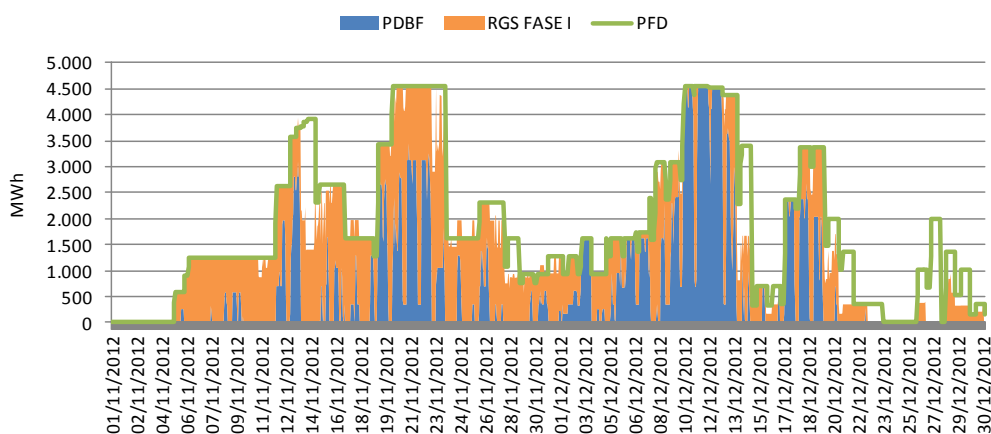
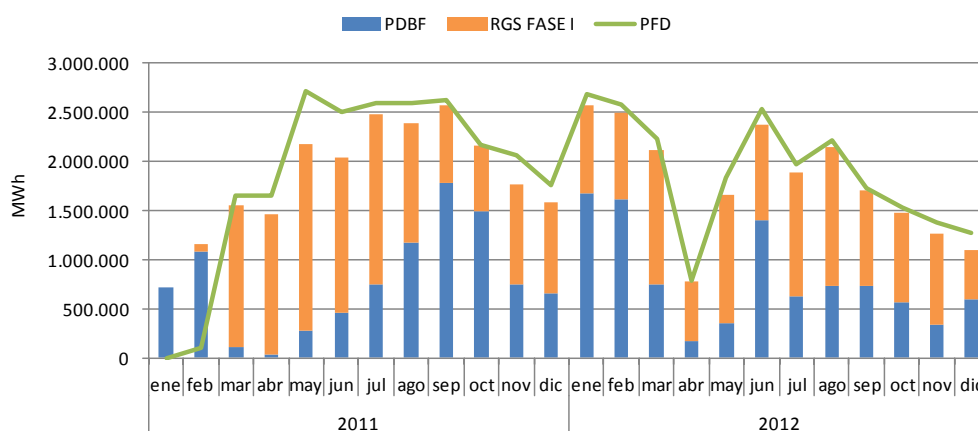


Gráfico 20 - Programación mensual en PDBF y en RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento.



Únicamente una central ha superado el volumen máximo establecido para 2012. Tras alcanzar el objetivo de producción anual a mediados del mes de diciembre, dejó de ser incluida en el plan de funcionamiento diario. No obstante, continuó produciendo electricidad fuera de dicho plan, recibiendo la retribución del mercado, cuestión que resulta acorde a la normativa.

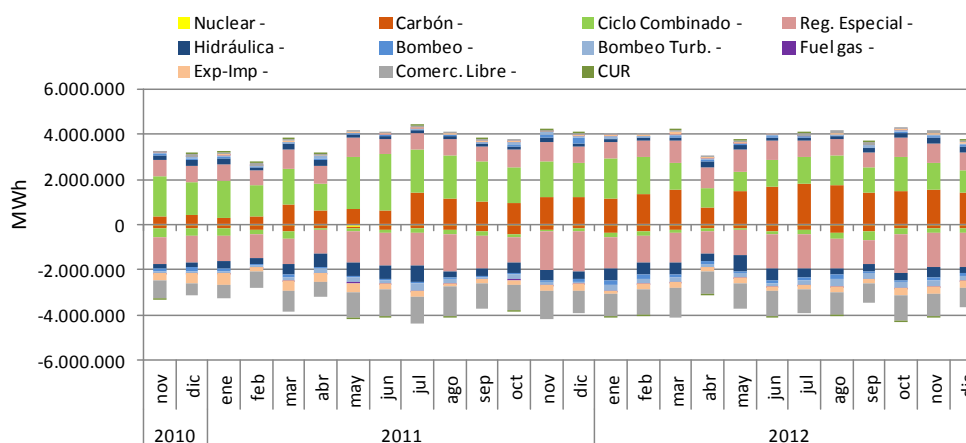
El coste provisional, a espera de la liquidación definitiva, del proceso de Resolución de Restricciones por Garantía de Suministro para el año 2012 fue de **519 millones de euros** (superior al de 2011, de 394 M€, fundamentalmente por ser el precio del mercado inferior al de 2011).

4.7. Mercado intradiario

El **precio medio aritmético del mercado intradiario** fue de 42,02 €/MWh para el mes de noviembre y de 41,16 €/MWh para diciembre, mientras que el **precio medio aritmético del mercado diario** fue de 42,07 €/MWh y 41,73 €/MWh respectivamente.

Los **volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios** representaron el 17% y 14% de la energía negociada en PDBF en los meses de noviembre y diciembre, siendo el incremento neto de generación del 6% y 4% respectivamente.

Gráfico 21 - Evolución mensual de las compras y ventas en intradiario por tecnología.



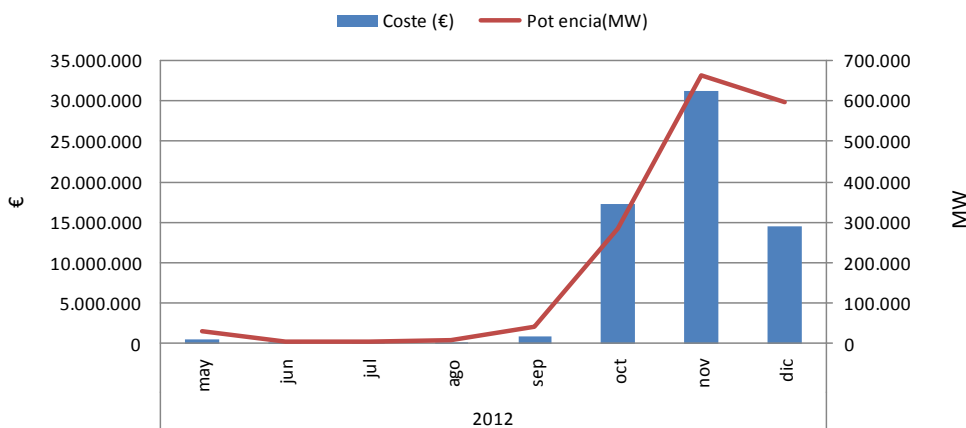
Continúa existiendo un grupo de pequeñas comercializadoras que adquieren un volumen significativo de sus compras de energía en los mercados intradiarios.

4.8. Servicios de Ajuste del Sistema

El **precio medio de la banda secundaria se redujo durante los meses de estudio, alcanzando los 26,42 €/MW en el mes de diciembre**, gracias a la existencia de un mayor número de centrales casadas ante el aumento de la demanda.

El coste del mecanismo de **Reserva de potencia adicional a subir disminuyó en el mes de diciembre**, tras superar los 30 millones de euros en noviembre. El coste se redujo a la mitad con una asignación de potencia ligeramente inferior. Estos datos explicarían en parte las variaciones del sobrecoste derivado de "Otros procesos del OS" sobre el precio final de la energía.

Gráfico 22 - Evolución mensual de la asignación de reserva de potencia adicional a subir.

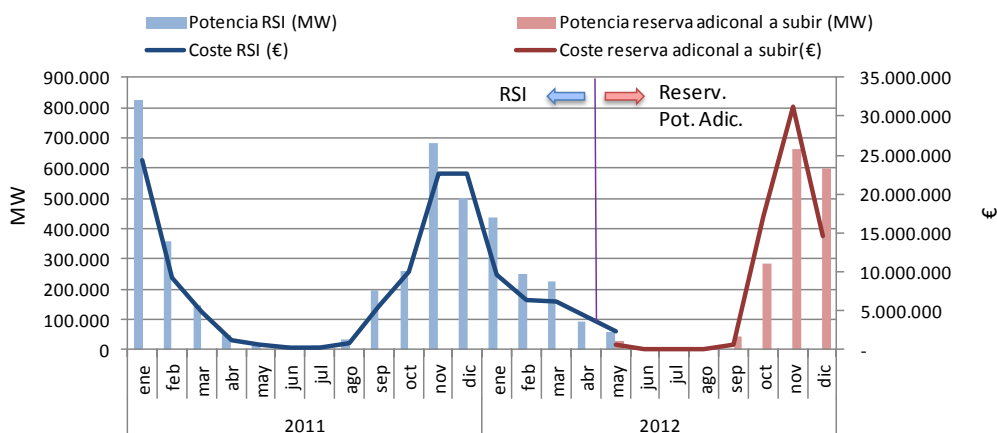


Este descenso ha podido ser motivado por la forma de ofertar por parte de los generadores, al reducirse la utilización de las **condiciones tipo "todo o nada"** con distintos precios horarios.

Con todo ello, las ofertas que anteriormente se desechaban en el algoritmo de casación pasarían a mantenerse en el proceso, consiguiendo menores precios por MW asignado.

De este modo, si se realiza una comparación similar a la del pasado informe correspondiente a los meses de septiembre y octubre 2012, entre el coste del actual mecanismo de Reserva de potencia adicional a subir y el antiguo de Reserva de potencia insuficiente (RSI), se aprecia que para el mes de diciembre, con un volumen de potencia asignada superior al del mismo mes del año 2011, el coste resultó notablemente inferior.

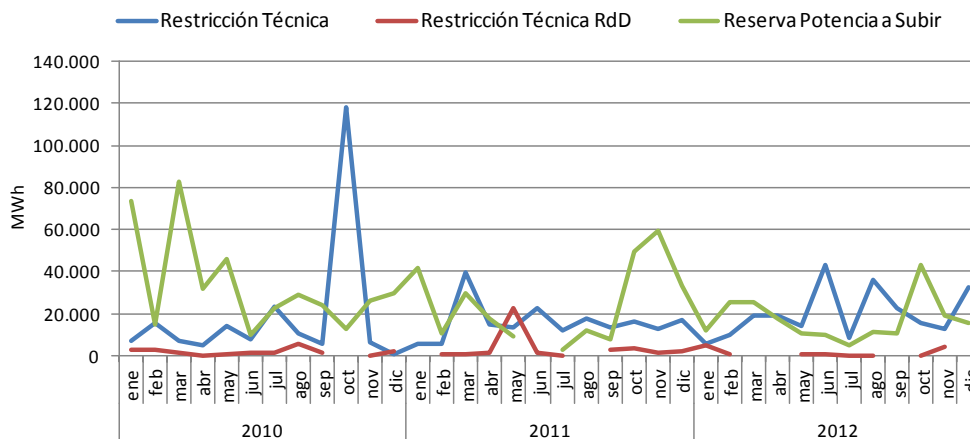
Gráfico 23 – Comparación de mecanismos RSI y Reserva de potencia adicional a subir.



Analizando la programación **por restricciones técnicas en tiempo real**, se puede observar que, si bien el requerimiento de este servicio no ha sido más elevado en estos últimos meses con respecto a otros períodos anteriores, como los meses de marzo y abril de 2010 o los de

octubre y noviembre de 2011, sí lo ha sido respecto a meses inmediatamente anteriores.

Gráfico 24 – Evolución mensual de la energía programada por Restricciones en tiempo real.



Nota: para los meses anteriores a mayo de 2012, se ha calculado el volumen programado de potencia a subir a partir de la potencia de reserva que aportan las centrales que se programaban mediante restricciones al PDBF por insuficiente reserva a subir.

Sin embargo, el importe, especialmente por insuficiente reserva a subir, resultó notablemente más elevado. Así, en el mes de octubre de 2012 se facturó unos 33 M€ por la energía a subir en este segmento, frente a los 11 M€ en noviembre de 2011, siendo el **coste unitario mucho más elevado que en períodos anteriores.**

Gráfico 25 – Evolución mensual del importe de Restricciones en tiempo real.

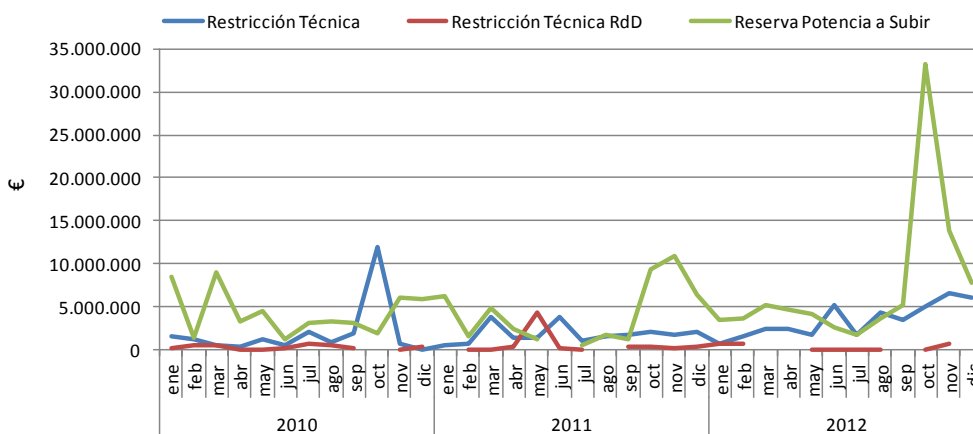
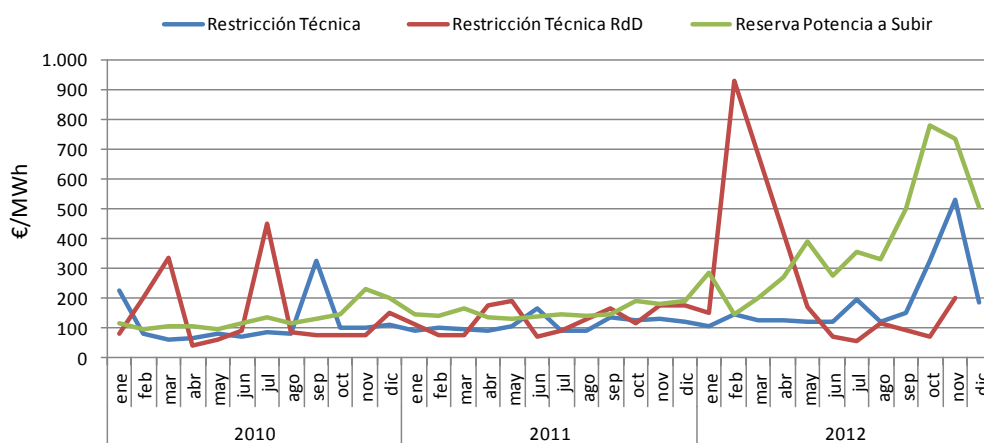
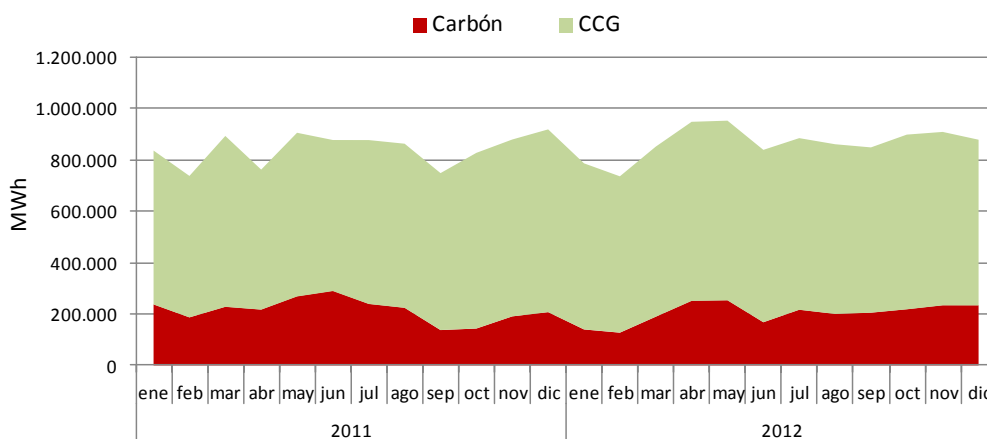


Gráfico 26 – Evolución mensual del coste unitario de Restricciones en tiempo real.



El gráfico siguiente muestra que **el volumen de energía ofertada** al proceso de Restricciones técnicas en tiempo real por insuficiente reserva a subir por las centrales de ciclo combinado y carbón **no ha experimentado una variación significativa en los meses de estudio**. Hay que recordar que el objetivo de este proceso es acoplar centrales térmicas para que aporten reserva.

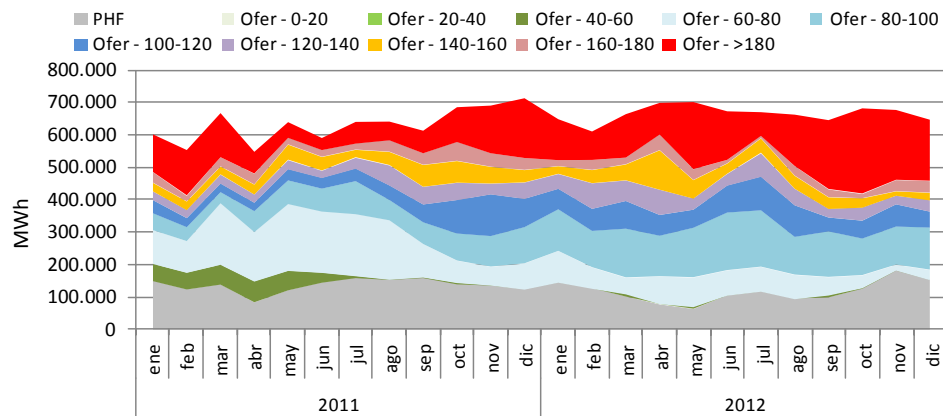
Gráfico 27 – Volumen de energía ofertado a Restricciones en tiempo real del conjunto de ciclos combinados y carbones. 2011-2012.



Analizando la evolución de las ofertas al segmento de Restricciones técnicas en tiempo real durante los años 2011 y 2012 por parte de los ciclos combinados⁴, se observa un **notable incremento de precios, acuciándose durante el último cuarto del año 2012**.

⁴ Puesto que las ofertas de ciclo combinado, además de representar un mayor volumen a efectos de ser llamadas en tiempo real, son más relevantes por presentar unos tiempos de arranque más reducidos que las centrales de carbón, se procede a centrar el análisis en dicha tecnología.

Gráfico 28 – Ofertas a Restricciones en tiempo real del conjunto de ciclos combinados. 2011-2012.



Nota: Las ofertas correspondientes a centrales que en el día estaban casadas en el programa horario final PHF correspondiente a la primera sesión de intradiario o han sido escogidas en el mecanismo de reserva de potencia a subir, se muestran en color gris oscuro.

En los gráficos que muestran las ofertas a restricciones en tiempo real se muestra la energía ofertada en la hora 21, elegida como hora más relevante para este estudio.

De este modo, el aumento de la energía asignada por restricciones en tiempo real, resaltando el mes de octubre, junto con el citado incremento del precio de las ofertas, explicaría el **alza de la componente de “Restricciones” sobre el coste final de la energía desde septiembre.**

Desde el pasado mes de agosto se ha vuelto habitual el método de ofertar al mercado diario llevado a cabo por un gran número de centrales de ciclo combinado, consistente en **ofertar levemente por debajo de su mínimo técnico**. Esta diferencia entre el volumen de energía casado y el mínimo técnico puede variar entre algunas decenas de megavatios y 1 MWh. Según la variabilidad de esta horquilla, tanto la energía asignada en la Fase I de restricciones al PDBF (incluye energía asignada necesaria para llegar a alcanzar el mínimo técnico) como el precio unitario pagado por la misma, varían de forma significativa.

En el siguiente gráfico se muestra el volumen de energía casada en PDBF por los ciclos combinados por debajo de mínimo técnico durante el último año. Se puede apreciar que, si bien el volumen total de energía oscila en función de diversos factores, se viene programando un volumen total mensual en el entorno de **1 TWh/mes**, correspondientes a un máximo horario de 2.000-3.000 MW durante unas 12 horas o más al día. El porcentaje que dicho volumen de energía representa sobre el total de la energía casada por los ciclos en PDBF ha ido **ascendiendo paulatinamente hasta situarse en el entorno del 70%, llegando a representar incluso en algunos días el 100% de la energía casada en PBF de ciclos combinados. Si bien el volumen de esta energía representa un porcentaje reducido sobre el total de la energía casada por todas las tecnologías en PDBF (un 5%), no se puede descartar que este comportamiento esté afectando a la baja el precio del mercado diario al desplazar la casación de centrales más caras.**

Gráfico 29 – Energía casada mensualmente por los CCG por debajo de mínimo técnico. Año 2012.

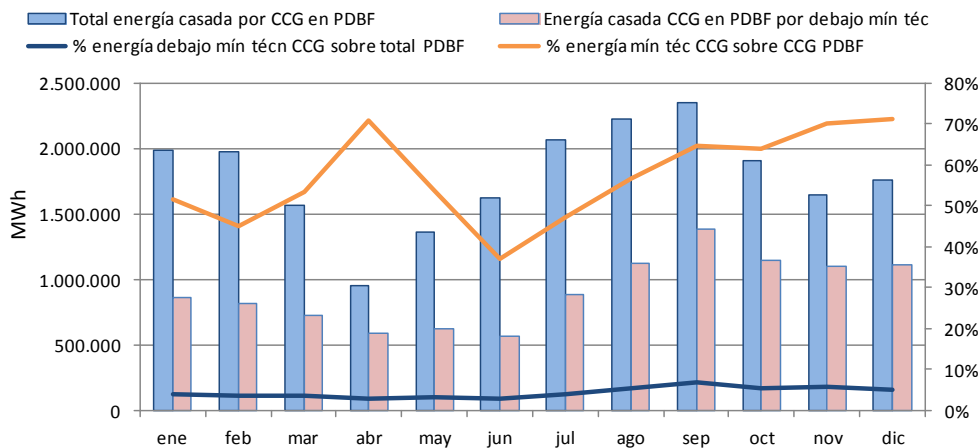
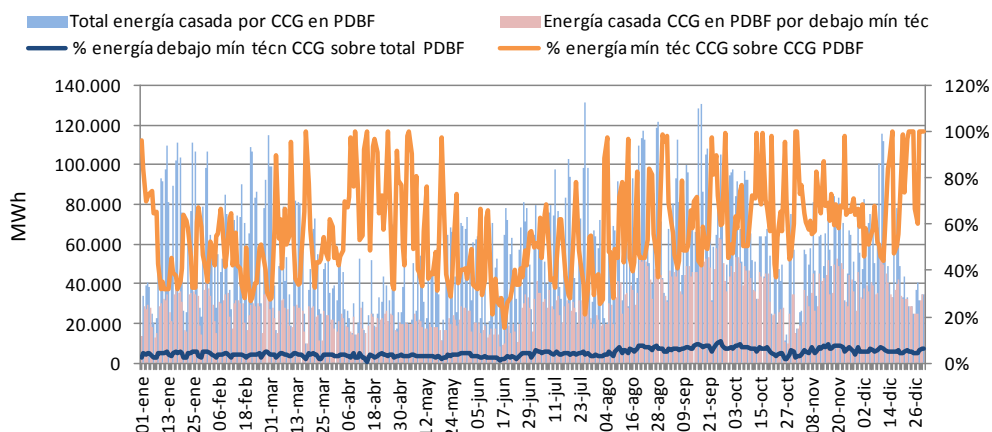
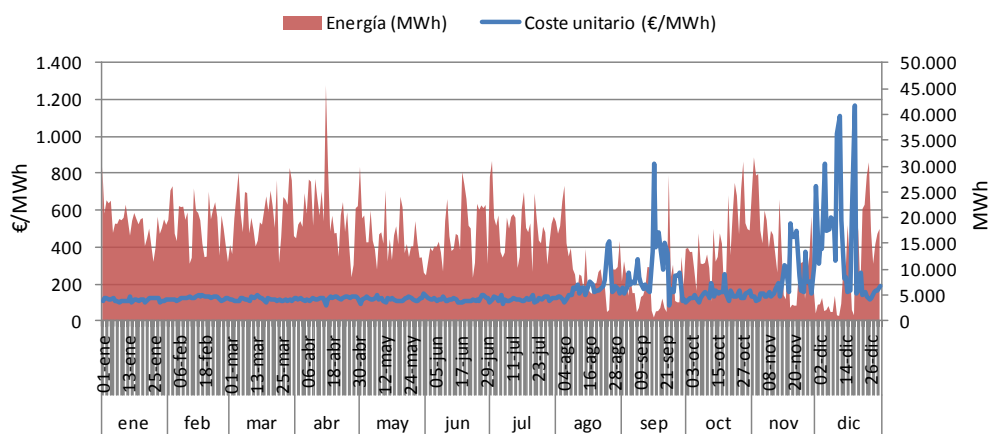


Gráfico 30 – Energía casada diariamente por los CCG por debajo de mínimo técnico. Año 2012.



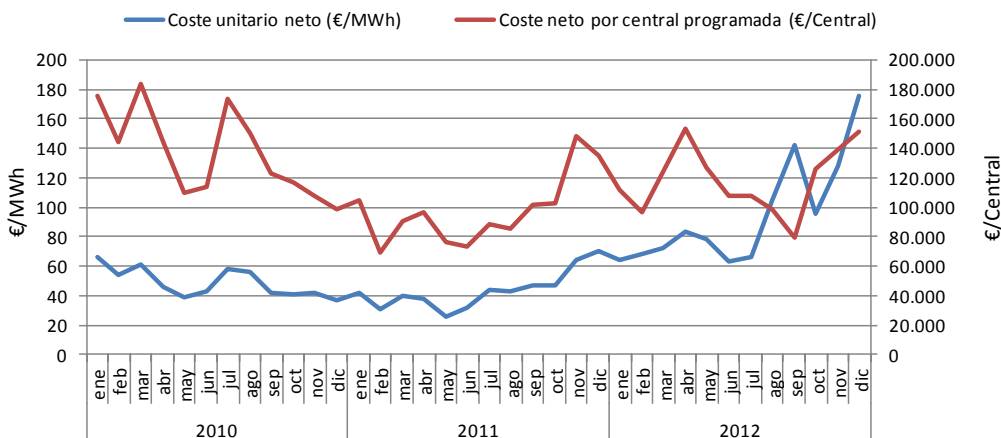
Durante la segunda mitad de noviembre y la primera de diciembre, se registró un **fuerte descenso de la energía asignada por central en la Fase I de restricciones al PDBF, con un consecuente incremento del coste unitario de la energía**. De esta manera, el precio medio mensual que se registró en la Fase I se incrementó durante los meses de estudio, alcanzando valores de 165 €/MWh en noviembre y 201 €/MWh en diciembre.

Gráfico 31 – Evolución diaria del coste de restricciones técnicas a subir (transporte y distribución) frente a energía asociada al proceso. Año 2012.



Con todo ello, manteniéndose estable el número de centrales que son llamadas por restricciones, se incrementó el coste unitario por central, manteniéndose éste por debajo de valores registrados en los últimos años.

Gráfico 32 – Evolución mensual del coste neto unitario de restricciones técnicas (transporte y distribución) frente coste por unidad de generación.

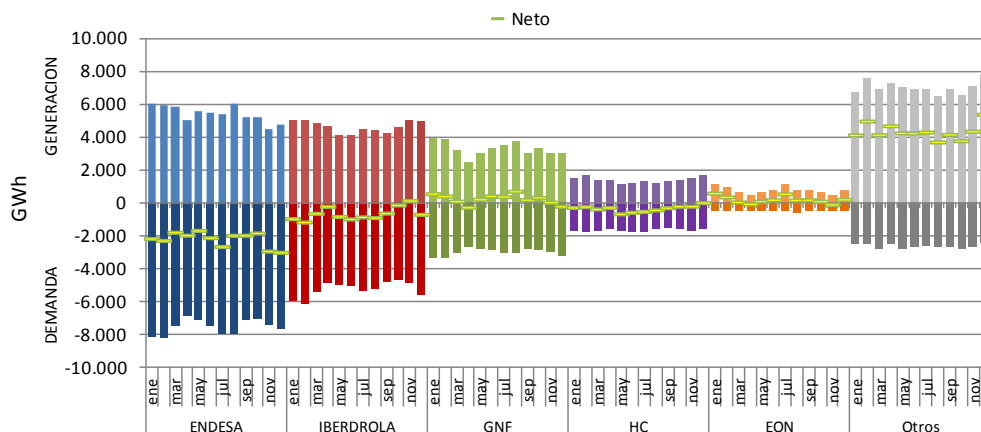


Nota: El coste se ha calculado descontando al importe pagado en RT1 el volumen de energía programado en RT1 valorado al precio medio de RT2 a bajar en ese día.

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



La reducción de la generación térmica de **Endesa**, sumada al aumento de su demanda, hicieron que su saldo neto en los meses de estudio incrementara sustancialmente su carácter comprador, en comparación con la posición neta de meses anteriores.

Iberdrola, que vio impulsada su generación gracias a sus centrales hidráulicas y la elevada eolicidad, registró un saldo neto positivo en el mes de noviembre, pero su fuerte demanda en el último mes del año hizo que pasara a colocarse en posición compradora.

La caída de funcionamiento de los ciclos combinados de **Gas Natural Fenosa** arrastró a la empresa a una posición netamente compradora a finales de año, con una demanda ligeramente creciente.

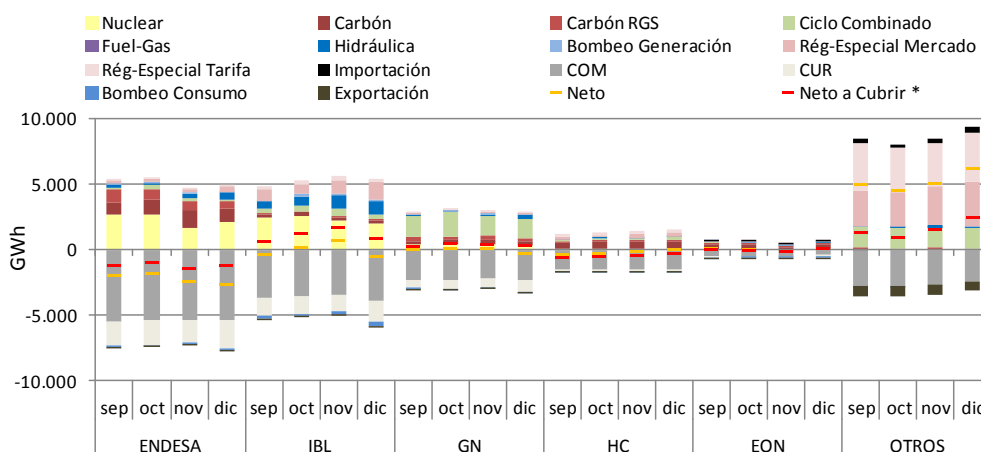
Hidrocantábrico, por su parte, con un descenso de la demanda en diciembre debido posiblemente al notable peso en su cartera de clientes industriales, y ayudado por el repunte de su generación eólica, cerró el año con un mes de saldo positivo.

Durante los meses de estudio **E.On** vio descender ligeramente su demanda, pero la fuerte caída de producción de sus plantas de carbón en noviembre la llevó ese mes a presentar un saldo netamente comprador.

Respecto al resto de los **grupos no convencionales**, el fuerte incremento de la generación eólica sumado al descenso de la demanda (principalmente en diciembre y por parte de los comercializadores libres), hicieron aumentar su saldo neto comprador.

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

Gráfico 34 - Saldo neto de compras y ventas por agente y tecnología. Septiembre-Diciembre.



* 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 Enero 2013

El precio medio aritmético del mercado diario en la zona española ha sido en enero de 2013 de 50,50 €/MWh, un 21% superior al de diciembre de 2012 (41,73 €/MWh). Este incremento de precio se produce bruscamente en los primeros días de 2013, tanto en valor medio como mínimo y máximo. Posteriormente, en la segunda quincena del mes, coincidiendo con un incremento de la producción eólica, el precio medio y mínimo recupera valores similares a diciembre, e incluso inferiores, sin embargo, el precio máximo se mantiene en valores elevados.

Por otra parte, a diferencia de lo ocurrido en años anteriores, el precio medio aritmético mensual del mercado diario en zona española ha estado por encima del precio en zona portuguesa, resultando un spread mensual de -1,97 €/MWh (precio PT -Precio ES). Este precio inferior en Portugal es especialmente significativo durante la segunda quincena de enero, donde se alcanzan diferencias en algunas horas de unos -50 €/MWh.

Aunque el precio medio del mercado diario también se incrementa en Portugal en enero de 2013 respecto a diciembre de 2012 (+6,35 €/MWh; +15%), no lo hace tanto como en España (+8,77 €/MWh; +21%), especialmente en las horas punta, en las que se produce desacoplamiento con precio superior en España.

Como consecuencia de la diferencia de precios España-Portugal, se invierte el sentido de uso de la interconexión, pasando España a importar desde Portugal, esencialmente, en las horas llano y punta.

En contraste con los precios en otros mercados europeos, se observa que el precio MIBEL ha estado durante la primera quincena del mes de enero de 2013 por encima de los mercados centroeuropeos entre unos 10-30 €/MWh, mientras en la segunda quincena del mes, coincidiendo con el incremento de la producción eólica en la península (que reduce los precios MIBEL) y la entrada de una ola de frío en la Europa continental (que eleva el precio en la mayor

parte del resto de mercados), ha llegado a situarse por debajo. En los últimos días del mes de enero el precio de este mercado vuelve a situarse por encima de otros mercados europeos.

Finalmente, el precio spot con carga base durante el mes de enero, 50,50 €/MWh, ha sido un 6,8% inferior al precio de la subasta CESUR-21 (54,18 €/MWh) vigente para todo el primer trimestre de 2013. En el caso de las horas puntas, el precio spot medio durante el mes de enero se ha situado en 60,36 €/MWh, un 1,3% por debajo del precio del contrato punta de la CESUR-21 (61,15 €/MWh).

Factores que pueden haber influido en el incremento de precio en el mercado diario, en particular durante la primera quincena de enero de 2013

Algunos de los factores que han podido influir en el incremento del precio del mercado diario responden a factores estacionales como la evolución de la demanda, la eolicidad o la hidráulica, pero otros responden a cambios en las ofertas de compra y venta efectuadas por los agentes:

- Incremento de la demanda en PDBF. La energía casada en el PDBF se ha incrementado un 8,6% en enero 2013 respecto a diciembre 2012, motivado tanto por el incremento de la demanda final como por un mayor ajuste registrado en enero entre el PDBF y el P48. Este incremento de la demanda coincide en los primeros días de enero de 2013 con una reducción de la producción eólica, lo que obliga a despachar en mercado diario centrales térmicas de carbón y ciclo combinado, más caras que las despachadas en las últimas semanas de diciembre.
- Incremento en el precio de las ofertas de compra a coste de oportunidad vinculadas a contratos bilaterales asociados a centrales nucleares (unos 21 €/MWh). El efecto de esta actuación sobre la formación de precio en el mercado diario habría sido un incremento del precio de casación en las horas en que dicho precio quedara por debajo de estas ofertas, esencialmente horas valle. En concreto, esta actuación ha tenido impacto en el entorno de 2-4 horas los días 1, 2, 13, 17, 18 y del 19 al 24 de enero, donde el precio en alguna hora del valle ha casado en el entorno de 20. Destaca el domingo 20 de enero, en el que estas ofertas podrían haber condicionado el precio en hasta 8 horas, incluida la punta de la mañana.
- Incremento brusco de los precios en las ofertas de venta de energía, de casi todos los agentes y tecnologías, a partir del 1 de enero de 2013. Estos incrementos varían según periodo, agente y tecnología entre 10 y 60€/MWh; aunque en valor medio podría establecerse en unos 20 €/MWh.

Las posibles causas observadas, que podrían haber motivado este incremento, son fundamentalmente, las siguientes:

- Desde el 1 de enero de 2013, no existe programación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro ante la falta de publicación de la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía mediante la que se ha de establecer el volumen máximo de producción para 2013. En consecuencia, la mayor parte de las centrales acogidas a este mecanismo dejan de resultar despachadas en el mercado diario a su coste variable, ya que ofertan al precio total de su retribución regulada (fijo + variable), resultando casadas en su lugar, centrales más caras.

- La 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, suponiendo un incremento en sus costes de generación.
- Como caso particular del punto anterior, el incremento de producción hidráulica en los últimos meses de 2012, para evitar el impacto fiscal de la producción con agua embalsada, reduciéndola significativamente en enero incrementándose sus ofertas entre 20 y 30 €/MWh.
- En la primera quincena de enero, se redujo apreciablemente con respecto a diciembre el volumen de ciclos combinados que fueron despachados en PDBF por debajo de mínimo técnico, lo que pudo contribuir al despacho de centrales más caras.

Causas que podrían estar motivando el desacoplamiento en el MIBEL, en particular en la segunda quincena de enero de 2013

Respecto al desacoplamiento con Portugal y los precios punta más elevados en España, se han identificado las siguientes posibles causas.

Reducción de la capacidad en la interconexión. Se produce una minoración de la capacidad comercial de importación, la cual era de 1.500MW a principios de diciembre mientras que en la segunda quincena de enero es de apenas 800MW. Al reducirse la capacidad, la interconexión se satura más fácilmente, provocando la separación de los mercados, la casación individual y la diferencia de precios.

Esta reducción de capacidad la lleva a cabo REE con antelación (horizonte semanal) y se debe a la configuración de las redes española y portuguesa y la ubicación de los núcleos de generación y demanda. Éstos provocan que deba existir necesariamente un flujo exportador de España a Portugal a través de las interconexiones de las zonas Galicia y Tajo, que no puede invertirse, y que por tanto, las importaciones hacia España tengan que fluir necesariamente por la zona sur de Portugal. Así, cuando el sentido del flujo resulta importador (hacia España), la capacidad queda muy limitada porque las líneas del sur han de transportar el flujo resultante de la programación en la interconexión más las entradas por el norte y el centro de Portugal.

Diferencias en el mix de generación: mayor hueco térmico en la zona española. El mayor precio horario en España es especialmente relevante entre el 20 y el 27 de enero, y se produce esencialmente en las horas punta de mayor demanda. Este periodo coincide con un cambio en las tecnologías de producción, especialmente en el sistema portugués, en el que se produce un aumento considerable de la producción hidráulica (manteniéndose alta la eólica), que minora considerablemente el hueco térmico.

Diferencias en las curvas de oferta de generación. Por una parte, no se observa en el sistema portugués la misma elevación en el precio de las ofertas que se aprecia en el sistema español a partir del 1 de enero. Y por otra parte, a partir del día 20 de enero (justo cuando empieza a desacoplar el MIBEL, con mayores precios en la zona española), se produce en el sistema portugués un aumento de la energía ofertada a precio bajo (0-20 €/MWh) de tipo hidráulico considerablemente superior al registrado en el lado español.

A este respecto hay que indicar que las UGHs que ofertan a precio bajo en España en este

periodo se encuentran en la zona noroeste del país (Miño, Sil, Hidrocantábrico, Viesgo), las más próximas a Portugal, por tanto, las más condicionadas por el temporal que afectó al Norte de la Península en las últimas semanas de enero.

ANEXO I

NOVIEMBRE Y DICIEMBRE 2012

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

INDICE

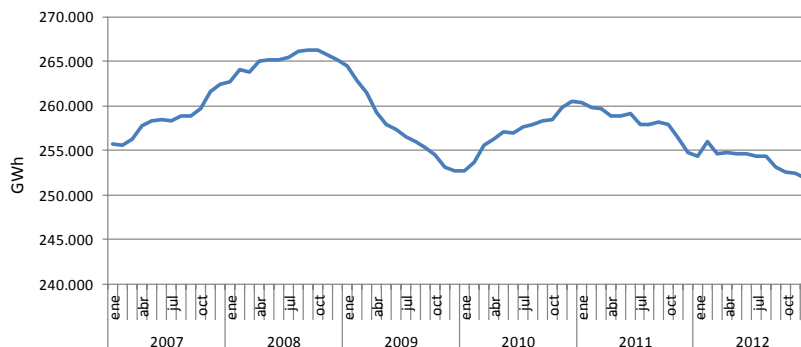
1.	ESTADO GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	4
1.1.	Demanda.....	4
1.2.	Oferta.....	5
2.	ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS.....	7
2.1.	Cobertura de la demanda por tecnologías y mercados.....	7
2.1.1.	Distribución de la producción.....	7
2.1.2.	Distribución de la demanda.....	10
2.2.	Balance empresarial.....	10
2.3.	Mercado Diario y Contratación Bilateral.....	12
2.3.1.	Energías.....	12
2.3.2.	Concentración empresarial.....	15
2.3.3.	Análisis de precios.....	16
2.3.3.1.	Precios del MIBEL.....	16
2.3.3.2.	Tecnología Marginal y Estudio de la Concentración de la Oferta Remanente 17	
2.3.3.3.	Precios en los Mercados Europeos.....	20
2.3.4.	Ofertas al mercado diario.....	21
2.3.5.	Acoplamiento del MIBEL.....	22
2.4.	Desvío de demanda en el mercado.....	24
2.5.	Mercado Intradiario.....	25
2.5.1.	Energías.....	25
2.5.2.	Concentración empresarial.....	26
2.5.3.	Análisis de Precios.....	27
2.6.	Mercados de Servicios de Ajuste.....	29
2.6.1.	Banda de Regulación Secundaria.....	29
2.6.1.1.	Tecnologías.....	29

2.6.1.2.	Concentración Empresarial.....	29
2.6.1.3.	Análisis de precios.....	30
2.6.2.	Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria	30
2.6.2.1.	Energías.....	30
2.6.3.	Resolución de Restricciones Técnicas al PBF: fase 1	31
2.6.3.1.	Energías.....	31
2.6.3.2.	Motivos de programación por restricciones.....	32
2.6.3.3.	Análisis de precios.....	32
2.6.4.	Restricciones técnicas al PBF: fase 2.....	34
2.6.4.1.	Energías.....	34
2.6.5.	Restricciones en Tiempo Real	35
2.6.6.	Solución de Restricciones por Garantía de Suministro	35

1. ESTADO GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

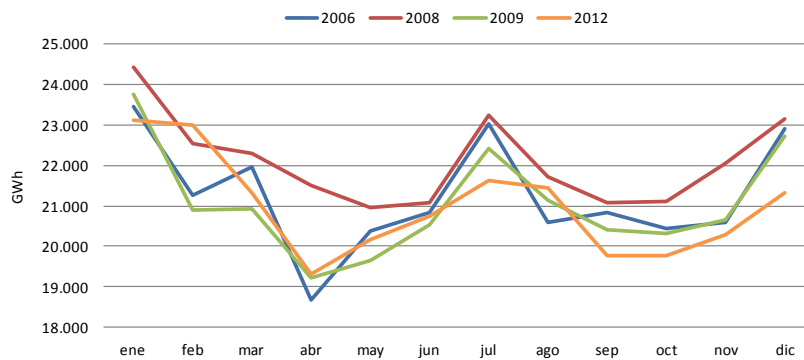
1.1. Demanda

Gráfico 1 - Evolución interanual de la demanda.



Fuente: REE

Gráfico 2 - Evolución mensual de la demanda.

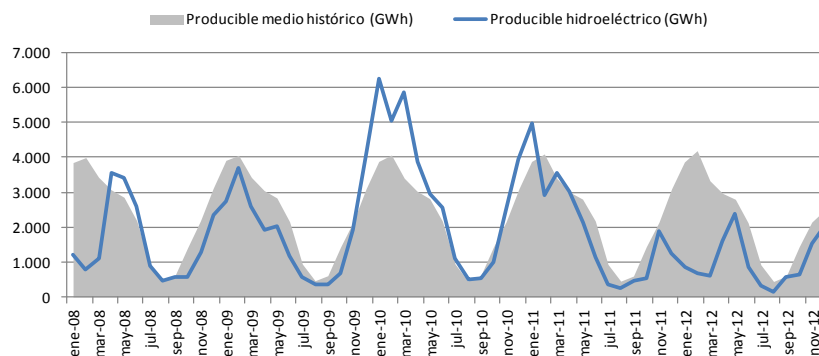


Fuente: REE

1.2. Oferta

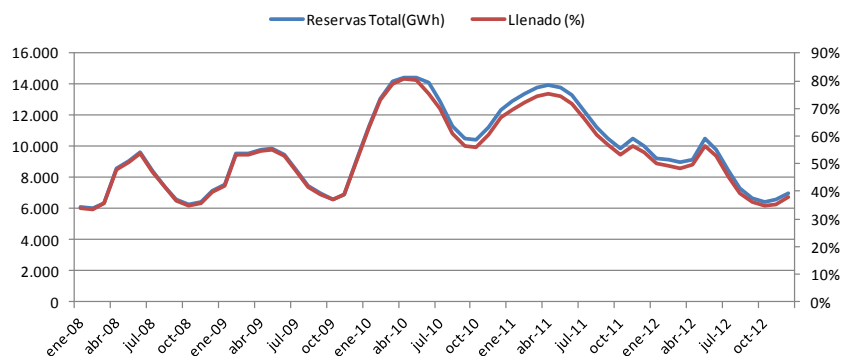
Estado del sistema hidráulico

Gráfico 3 - Producible hidroeléctrico y valor medio histórico.



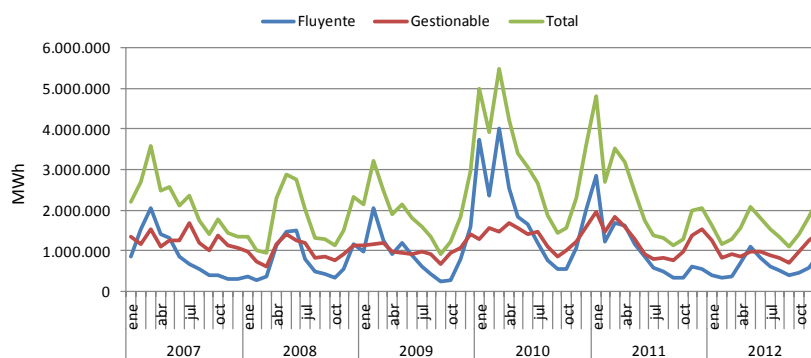
Fuente: REE

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



Fuente: REE

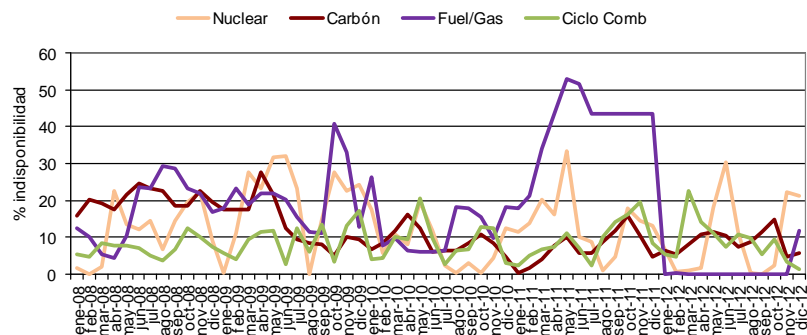
Gráfico 5 - Evolución mensual de la generación hidráulica en P48.



Fuente: REE

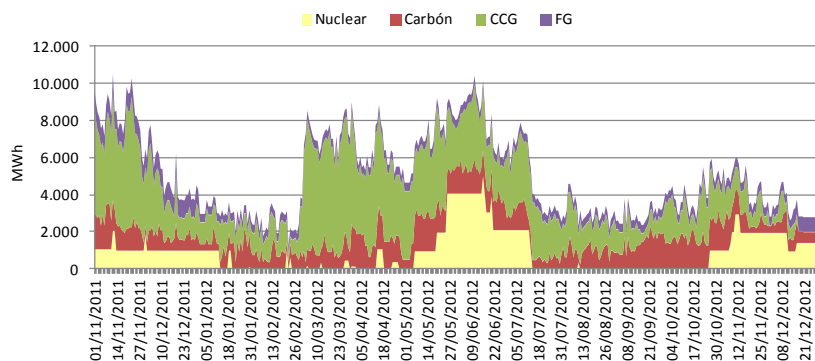
Disponibilidad del parque generador

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.



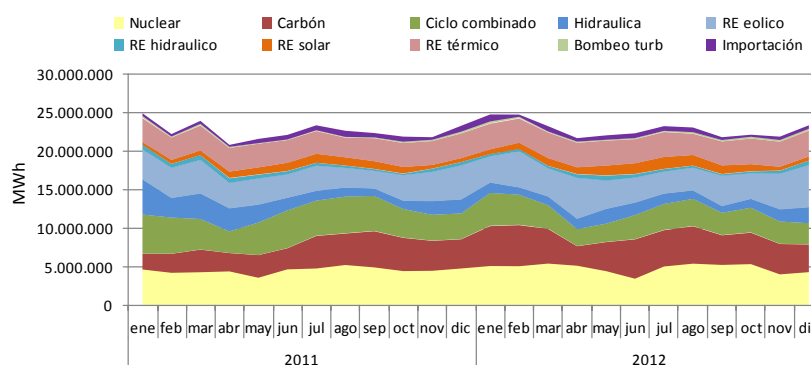
Fuente: SGIME (CNE)

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%

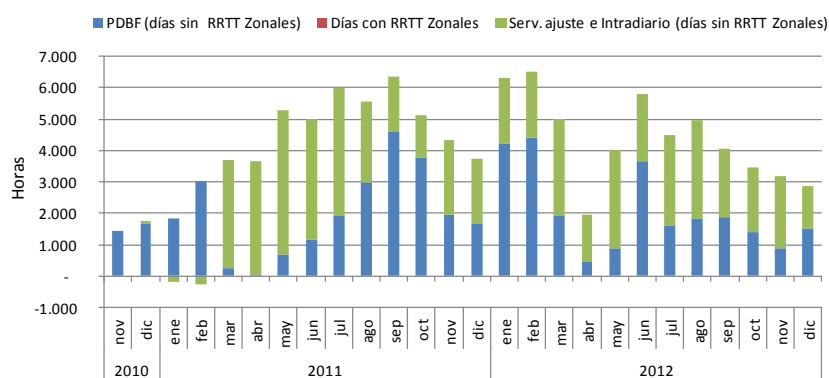
Fuente: CNE

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%

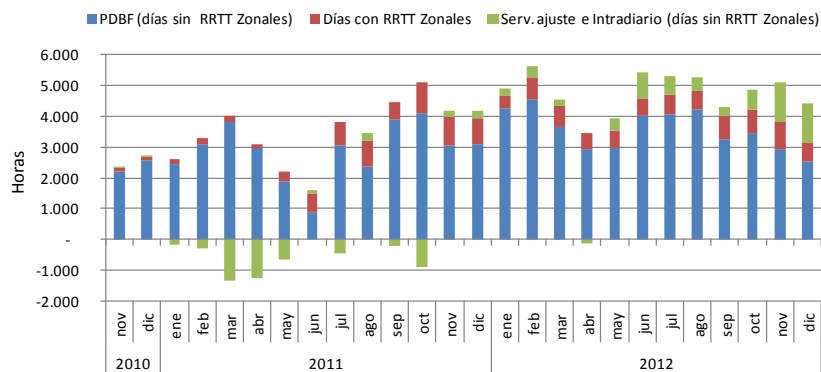
Fuente: CNE

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 resolución de restricciones por garantía de suministro).



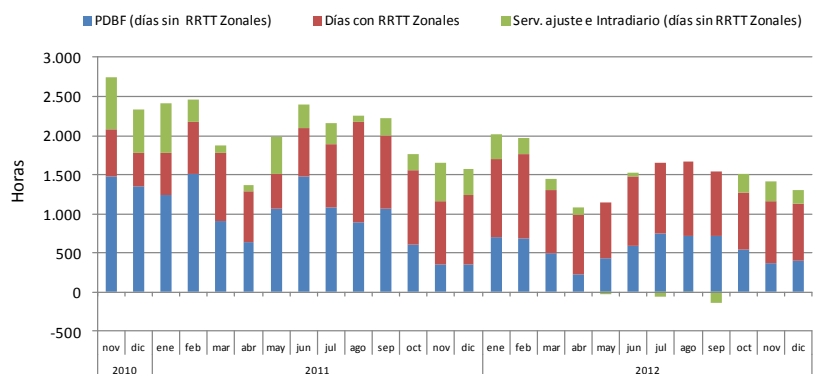
Fuente SGIME (CNE)

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



Fuente SGIME (CNE)

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



Fuente SGIME (CNE)

2.1.2. Distribución de la demanda

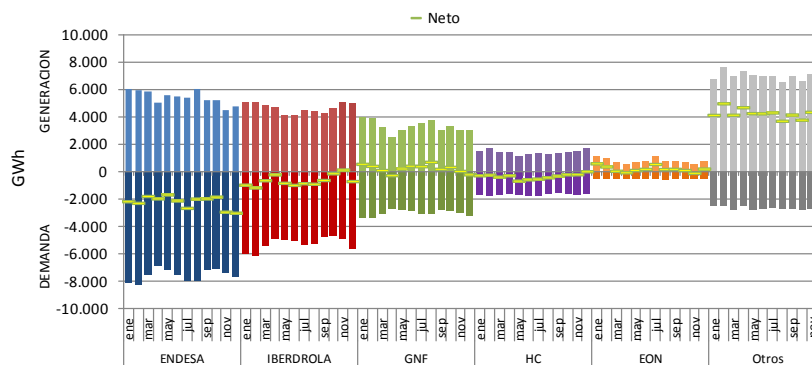
Cuadro 3 - Evolución mensual de la demanda por empresa (P48).

Años	FECHA	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%

Fuente: CNE

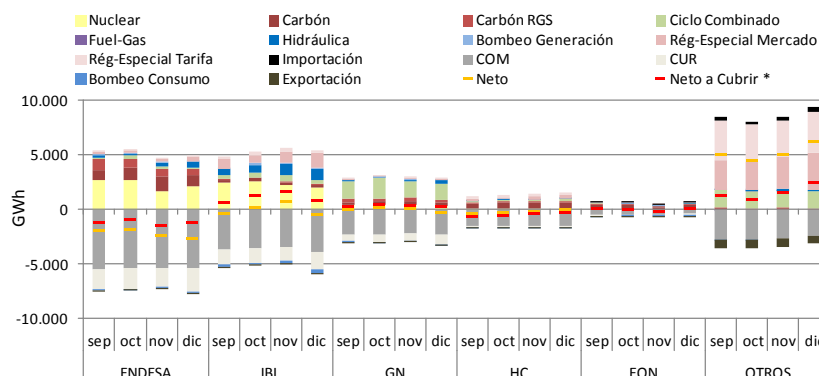
2.2. Balance empresarial

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. Septiembre-Diciembre.



Fuente SGIME (CNE)

* 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.

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).

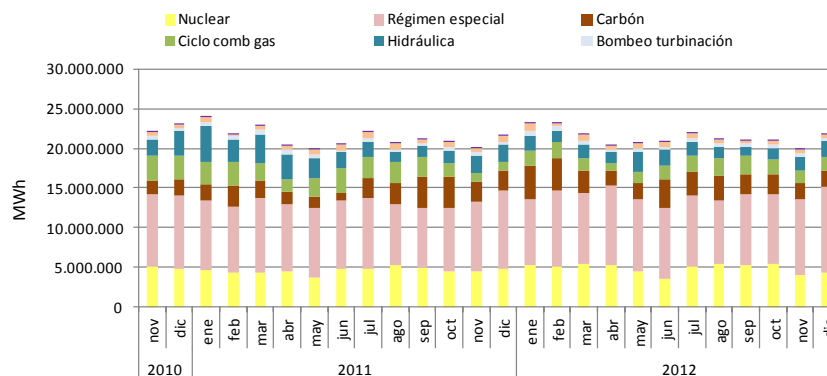
Año	Energía final MWh	Mercado diario €/MWh	Mercado intradiario €/MWh	Restricciones €/MWh	Procesos OS €/MWh	Garantía potencia Pagos capacidad €/MWh	Total €/MWh
2007	256.414.187	41,1	0,00	1,3	0,9	3,9	47,3
2008	263.404.753	65,9	0,00	1,7	1,0	1,1	69,7
2009	252.617.641	38,1	-0,02	1,8	0,9	1,9	42,6
2010	258.735.248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

Fuente: CNE

2.3. Mercado Diario y Contratación Bilateral

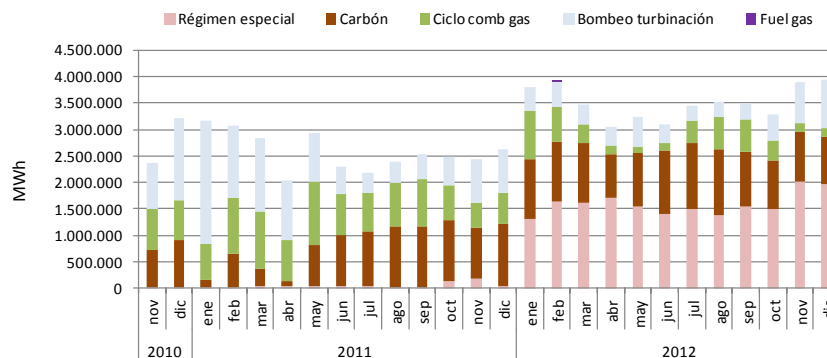
2.3.1. Energías

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.



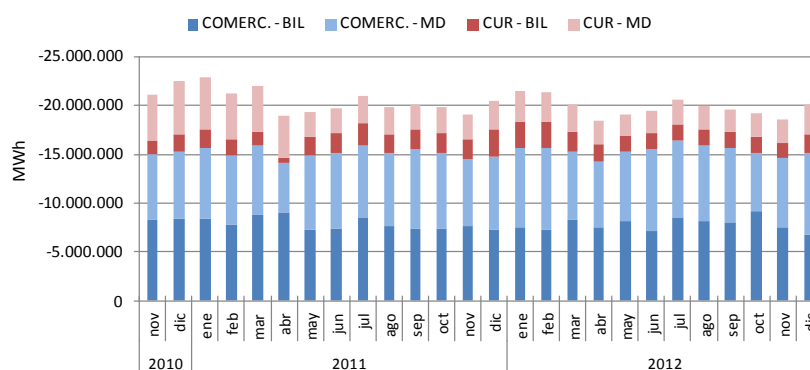
Fuente SGIME (CNE)

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

Años	FECHA	END	IB	GN-UF	HC	EON	Otros
2010		21,79%	25,54%	10,99%	5,45%	3,81%	32,42%
2011	dic	23,68%	25,88%	10,62%	4,56%	3,92%	31,34%
	ene	24,54%	22,51%	11,57%	5,29%	3,81%	32,29%
	feb	25,70%	24,77%	8,55%	5,44%	3,16%	32,38%
	mar	25,73%	25,81%	7,62%	4,91%	1,46%	34,47%
	abr	23,95%	25,03%	8,17%	3,05%	2,11%	37,68%
	may	21,99%	22,19%	10,83%	3,64%	3,75%	37,60%
	jun	28,52%	20,11%	9,68%	3,56%	2,85%	35,28%
	jul	26,89%	20,58%	9,05%	5,24%	4,73%	33,51%
	ago	27,67%	19,61%	9,86%	6,45%	3,40%	33,02%
	sep	32,24%	17,52%	8,89%	6,33%	2,48%	32,54%
	oct	27,11%	21,58%	8,62%	5,04%	2,57%	35,08%
	nov	22,07%	23,08%	9,12%	5,46%	3,24%	37,01%
2012	dic	30,18%	18,80%	10,40%	5,41%	3,10%	32,11%
	ene	29,23%	17,90%	9,63%	5,82%	2,97%	34,44%
	feb	29,54%	19,54%	8,69%	4,65%	2,86%	34,72%
	mar	26,28%	20,76%	8,10%	5,28%	1,82%	37,77%
	abr	29,31%	18,61%	8,54%	4,08%	2,01%	37,44%
	may	26,35%	17,14%	9,70%	5,69%	2,48%	38,63%
	jun	24,68%	18,02%	10,34%	5,66%	3,80%	37,50%
	jul	29,88%	18,22%	10,99%	5,34%	2,58%	33,00%
	ago	26,18%	19,73%	10,73%	5,45%	2,40%	35,51%
	sep	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%

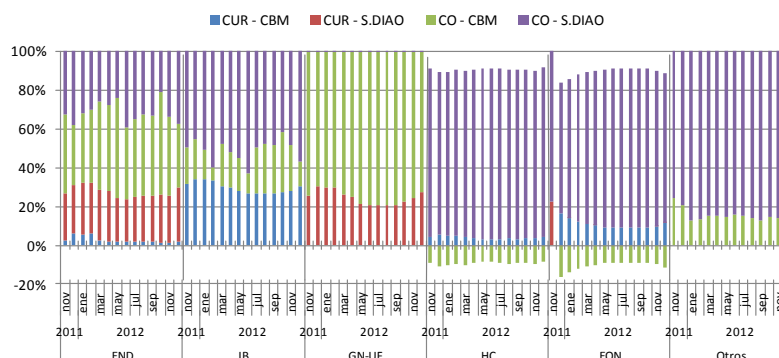
Fuente SGIME (CNE)

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)

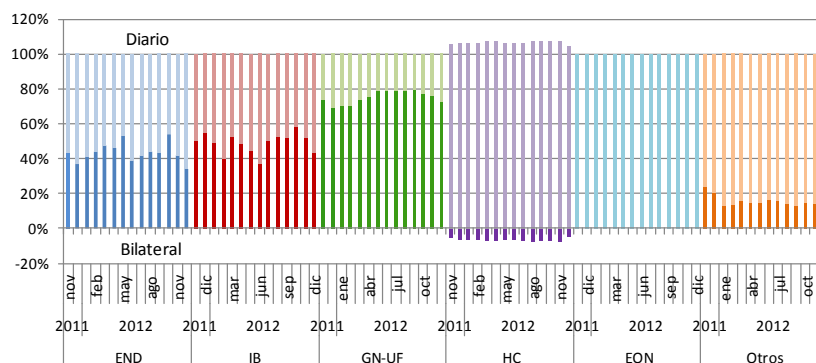
HC y E.On: Sus comercializadoras libren compran en mercado diario para vender a sus respectivas comercializadoras de último recurso en bilateral.

Cuadro 6 - Composición de la demanda en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española. Noviembre y Diciembre 2012.

COMERCIALIZACION	BILATERAL	M. DIARIO	PDBF
CUR	9,0%	14,1%	23,0%
END	13,8%	13,5%	27,3%
IB	4,8%	14,1%	18,9%
GN-UF	11,5%	0,0%	11,6%
HC	-0,8%	7,3%	6,5%
EON	-0,4%	2,7%	2,3%
Otros	1,3%	9,2%	10,4%
TOTAL	39,2%	60,8%	100,0%

Fuente: CNE

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

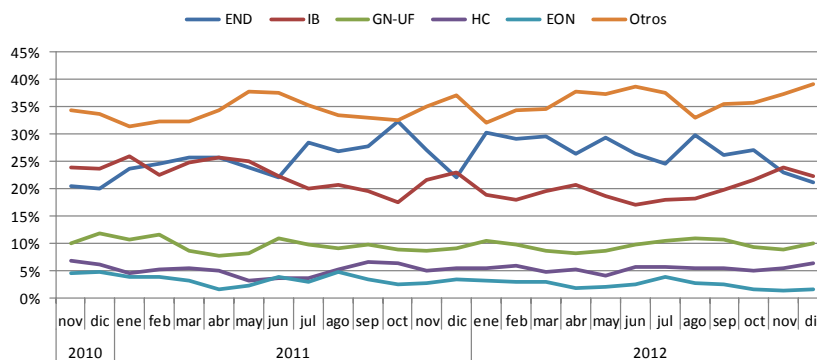


Fuente SGIME (CNE)

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

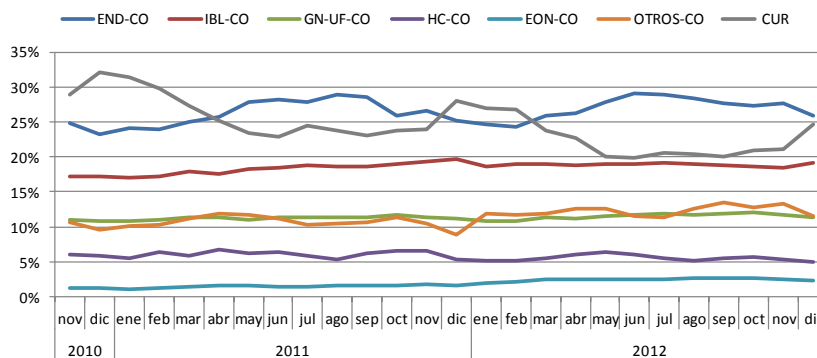
2.3.2. Concentración empresarial

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)

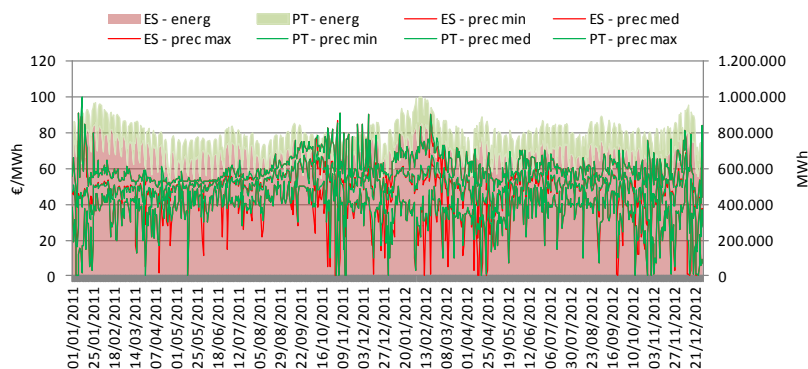


Fuente: SGIME (CNE)

2.3.3. Análisis de precios

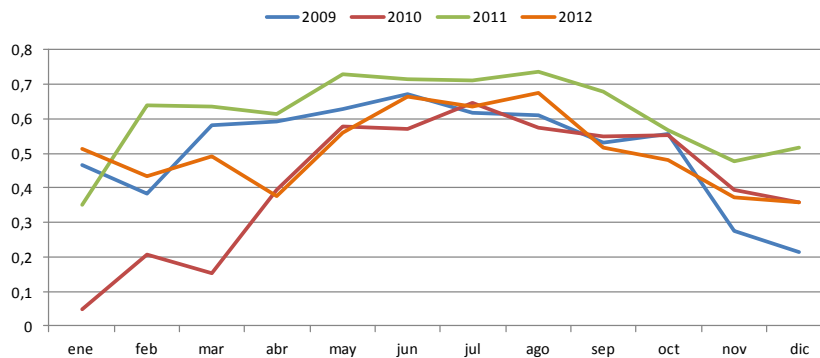
2.3.3.1. Precios del MIBEL

Gráfico 21 - Precios Máximo, Medio, Mínimo del Mercado Diario y Energía diaria del PDBF (bilaterales + mercado diario) en zona de precio española y portuguesa.



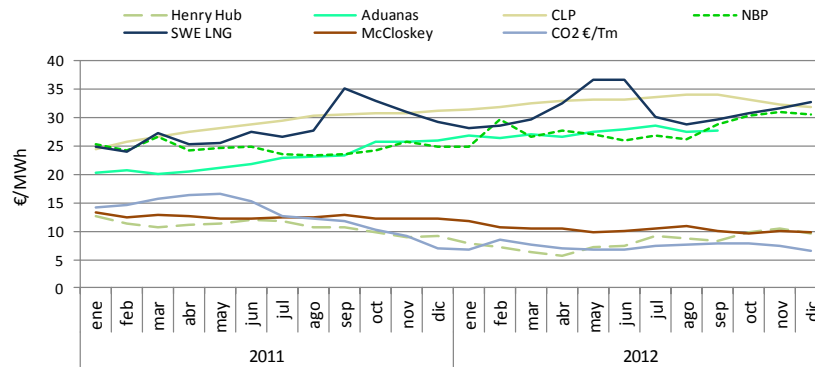
Fuente: SGIME (CNE)

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



Fuente: SGIME (CNE)

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

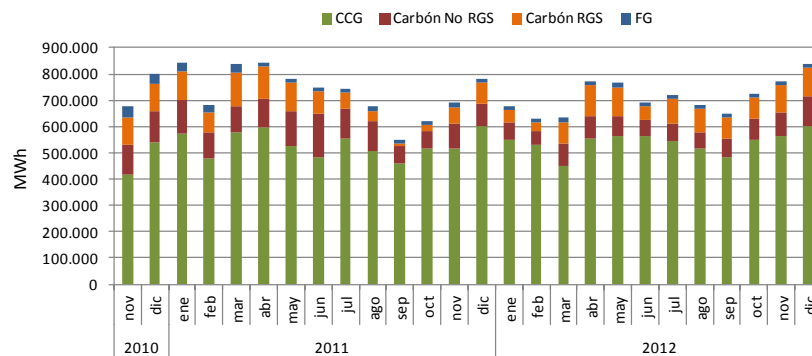


Fuente: SGIME (CNE)

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

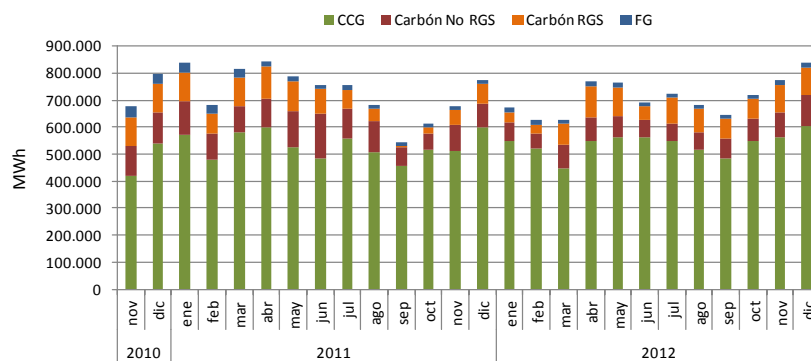
Tecnologías en la oferta remanente

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



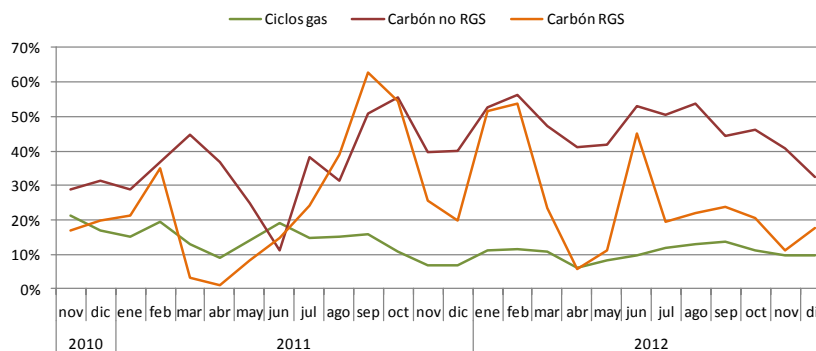
Fuente: SGIME (CNE)

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



Fuente: SGIME (CNE)

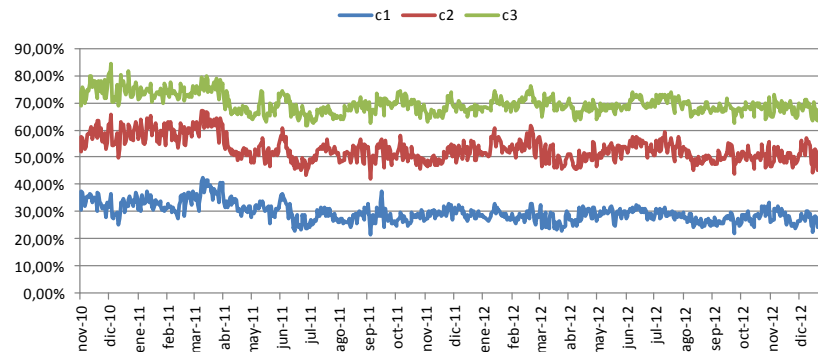
Gráfico 26 - Evolución del nivel de utilización de la potencia disponible de ciclos de gas y carbón (PDBF).



Fuente: SGIME (CNE)

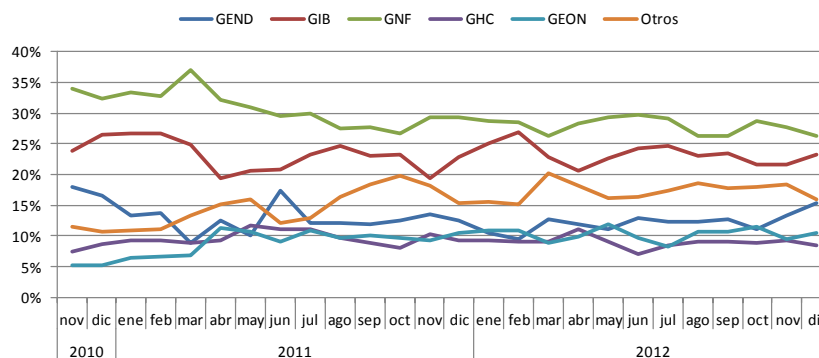
Concentración de la oferta remanente

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.



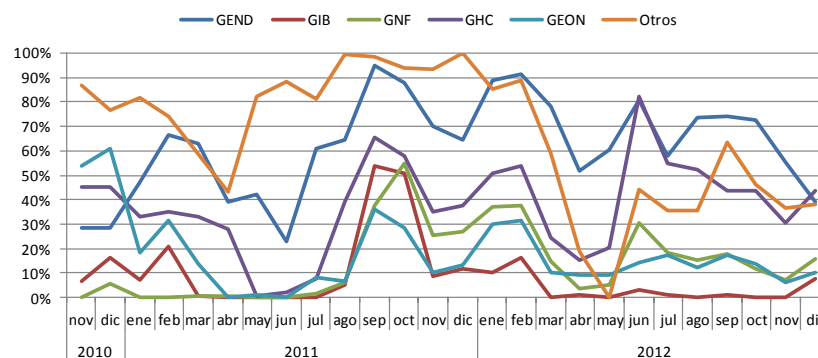
Fuente: SGIME (CNE)

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



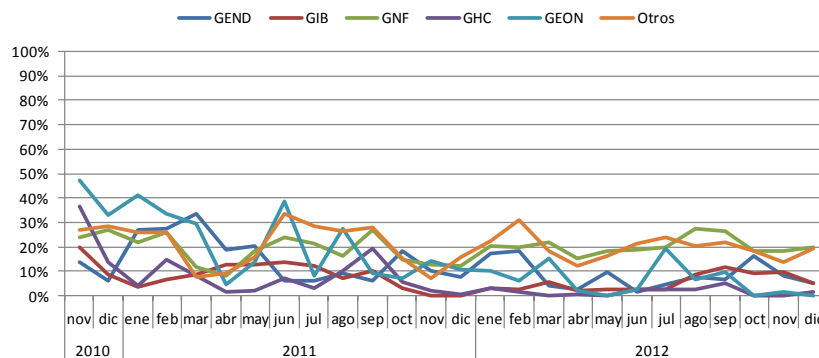
Fuente: SGIME (CNE)

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



Fuente: SGIME (CNE)

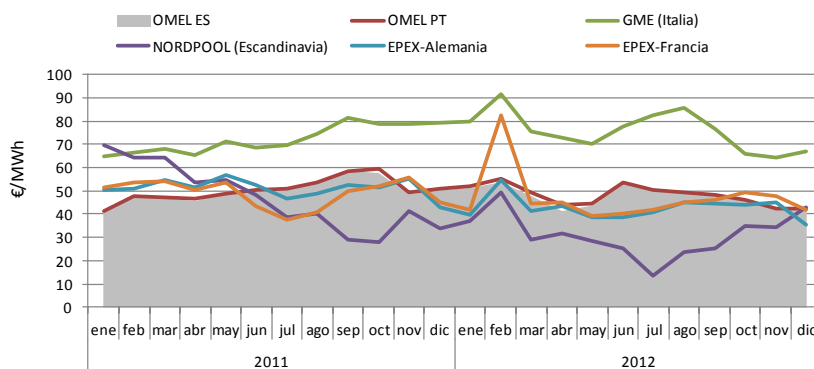
Gráfico 30 - Potencia de ciclos combinados de gas despachada en PDBF frente a potencia disponible por agentes en zona española hora 22.



Fuente: SGIME (CNE)

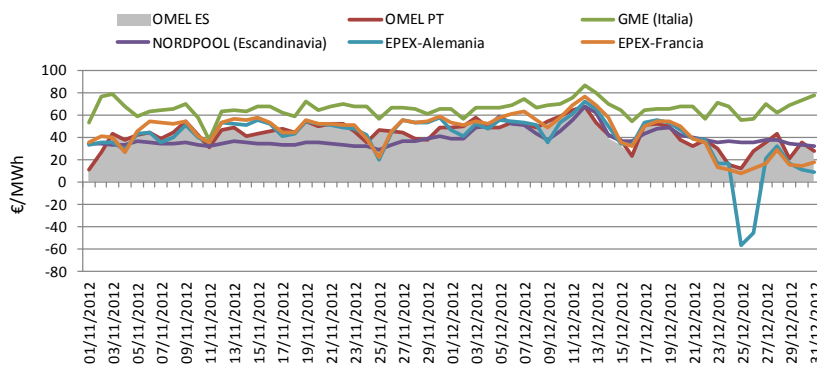
2.3.3.3. Precios en los Mercados Europeos

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



Fuente: OMEL

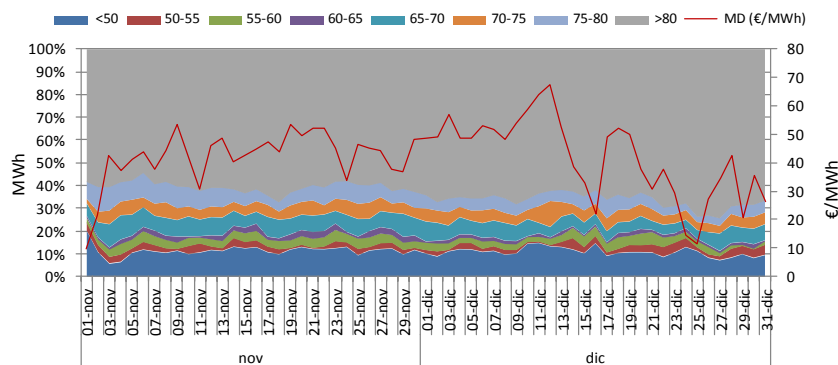
Gráfico 32 - Comparativa de precios medios diarios OMEL con el resto de mercados europeos. Noviembre y Diciembre 2012.



Fuente: OMEL

2.3.4. Ofertas al mercado diario

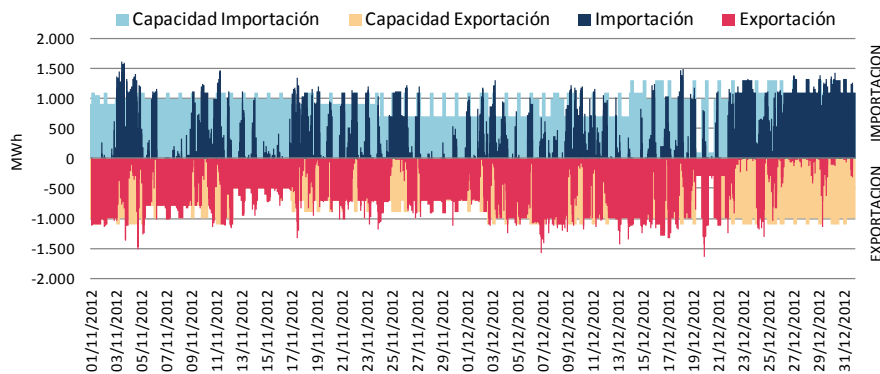
Gráfico 33 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por los ciclos combinados.*



Fuente: SGIME (CNE)

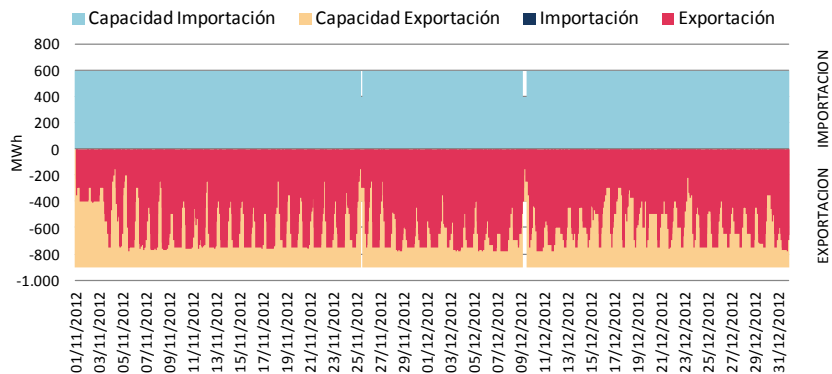
(*) Valorando la energía de los bloques de ofertas inframarginales de acuerdo a la condición de ingresos mínimos en caso de que ésta suponga un importe superior.

Gráfico 34 - Capacidad y uso de interconexión España-Francia (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Noviembre y Diciembre 2012.



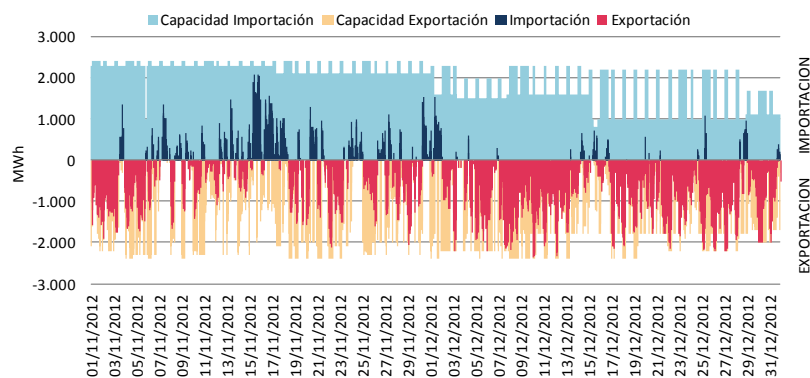
Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 35 - Capacidad y uso de interconexión España-Marruecos (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Noviembre y Diciembre 2012.



Fuente: SGIME (CNE)

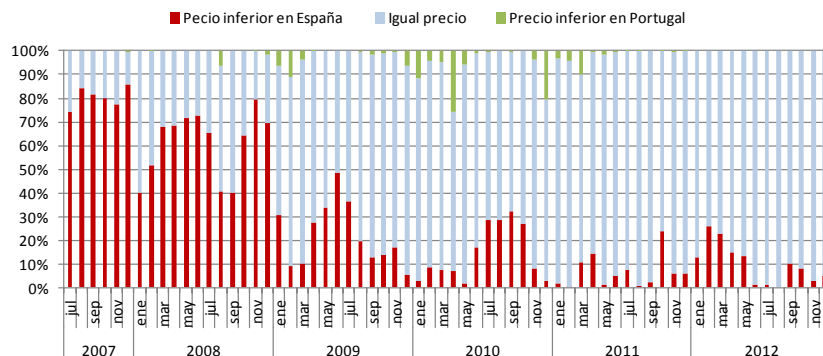
Gráfico 36 - Capacidad y uso de interconexión España-Portugal (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Noviembre y Diciembre 2012.



Fuente: SGIME (CNE)

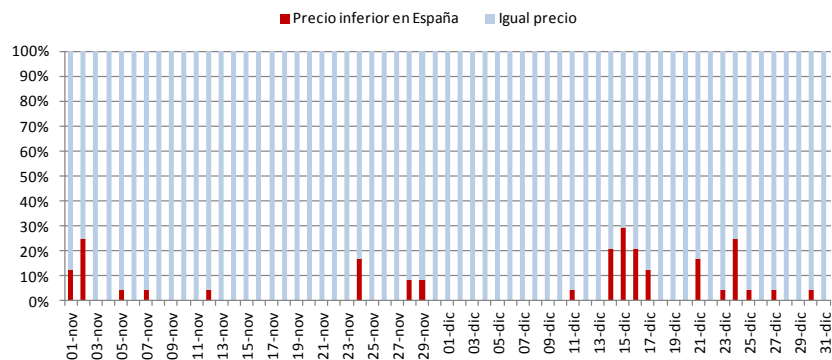
2.3.5. Acoplamiento del MIBEL

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. Noviembre y Diciembre 2012.



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	ene	0,08
	feb	-0,12
	mar	0,62
	abr	1,40
	may	0,12
	jun	0,64
	jul	0,34
	ago	0,07
	sep	0,09
	oct	1,76
	nov	0,72
	dic	0,59
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

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. Noviembre y Diciembre 2012.

	ENDESA	IBERDROLA	GAS NATURAL	HC	E.ON	EGL	ACCIONA	OTROS	Total
PDBF	20,76%	23,65%	8,97%	5,56%	0,97%	11,28%	7,18%	21,64%	100%
P48	19,86%	23,17%	13,31%	6,74%	2,29%	8,92%	6,30%	19,41%	100%

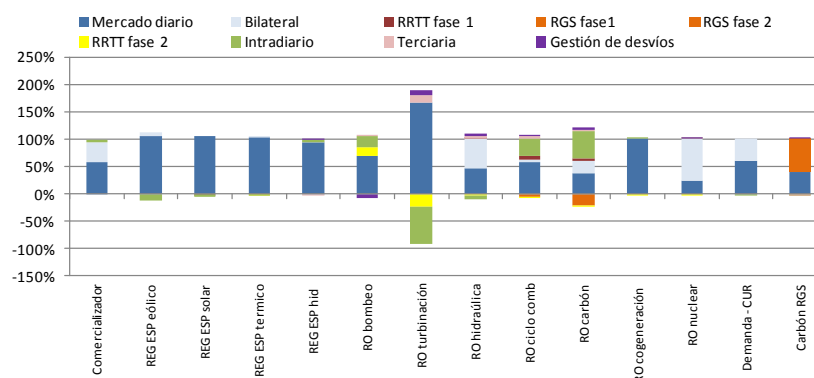
Fuente: SGIME (CNE)

Cuadro 9 - Programa final diario frente a PDBF de la generación en zona española por tecnología. Noviembre y Diciembre 2012.

	Nuclear	Carbón	Ciclo comb.	Hidr.	RE Eólico	RE Hidr.	RE Solar	RE Termic.	Bombeo Turb.	Importac.	Fuel-gas	Total
PDBF	20,24%	9,73%	8,15%	9,00%	27,09%	2,19%	2,68%	16,38%	1,92%	2,57%	0,05%	100%
P48	18,60%	16,58%	12,32%	8,14%	22,15%	2,12%	2,35%	14,76%	1,08%	1,92%	0,00%	100%

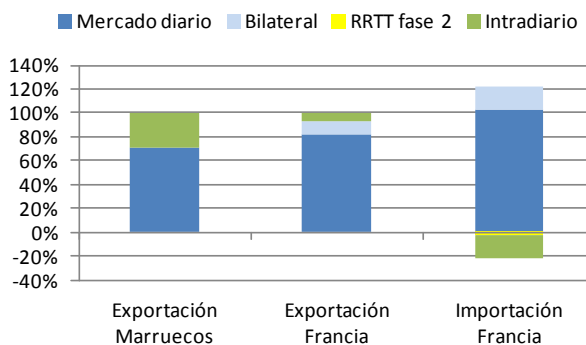
Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 39 - Peso de cada uno de los segmentos en el programa de cada tecnología. Noviembre y Diciembre 2012.



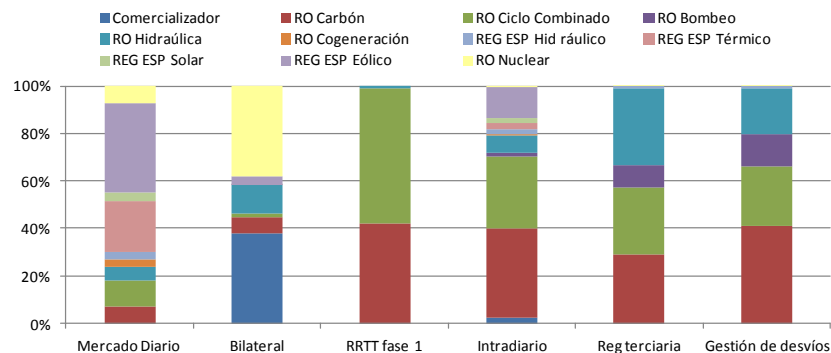
Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 40 - Peso de cada uno de los segmentos en las interconexiones. Noviembre y Diciembre 2012.



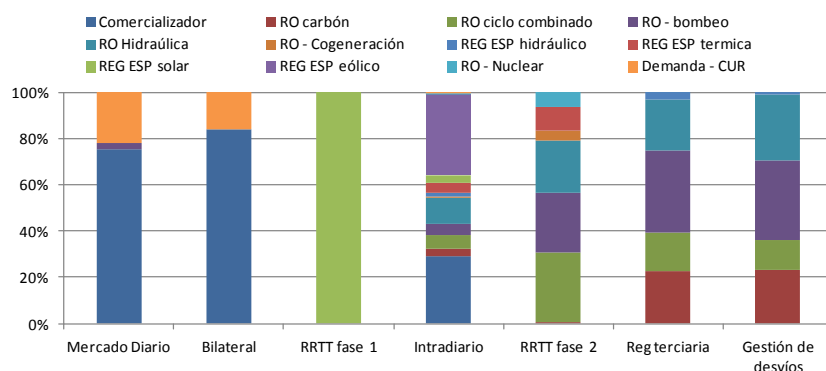
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 41 - Peso de cada una de las tecnologías en cada segmento – energías a subir (ventas).
Noviembre y Diciembre 2012.**



Fuente: SGIME (CNE)

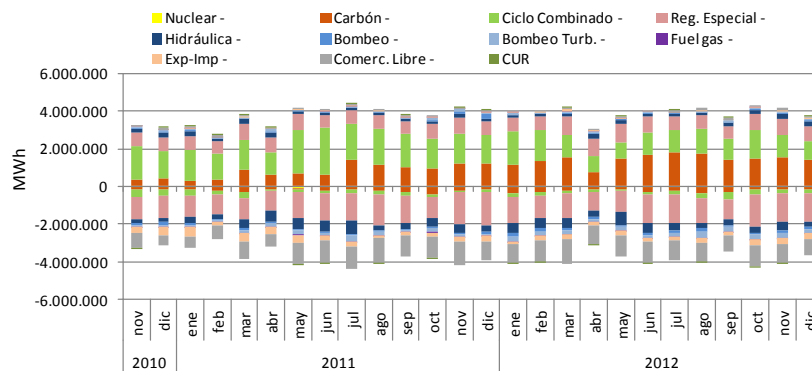
**Gráfico 42 - Peso de cada una de las tecnologías en cada segmento – energías a bajar (compras).
Noviembre y Diciembre 2012.**



2.5. Mercado Intradía

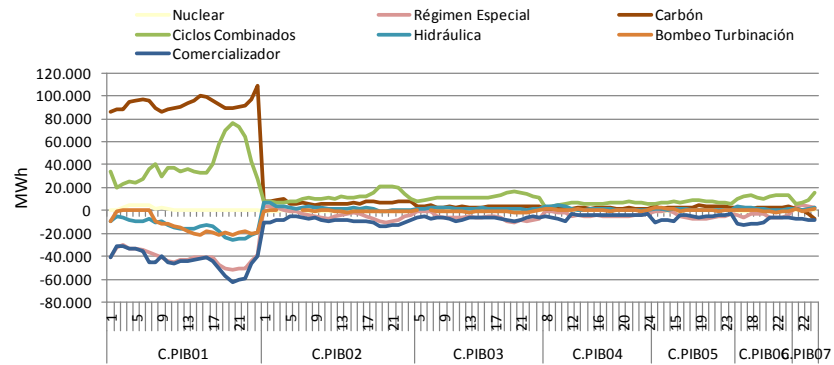
2.5.1. Energías

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



Fuente SGIME (CNE)

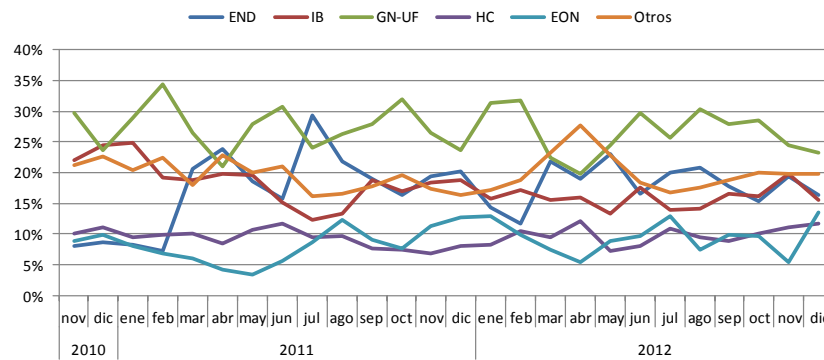
Gráfico 44 - Valores medios horarios del programa neto de cada tecnología en cada una de las sesiones del mercado intradiario. Noviembre y Diciembre 2012.



Fuente SGIME (CNE)

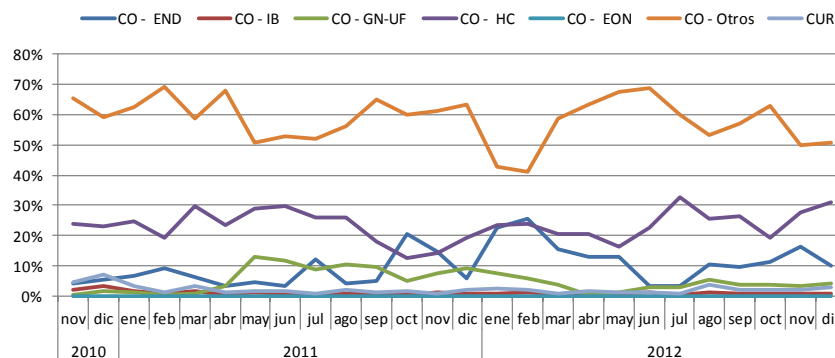
2.5.2. Concentración empresarial

Gráfico 45 - Cuotas de ventas en intradiario.



Fuente: SGIME (CNE)

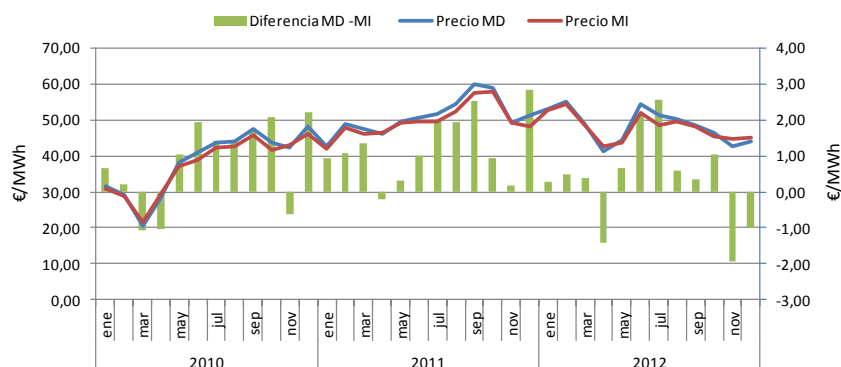
Gráfico 46 - Cuotas de compras en intradiario.



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.



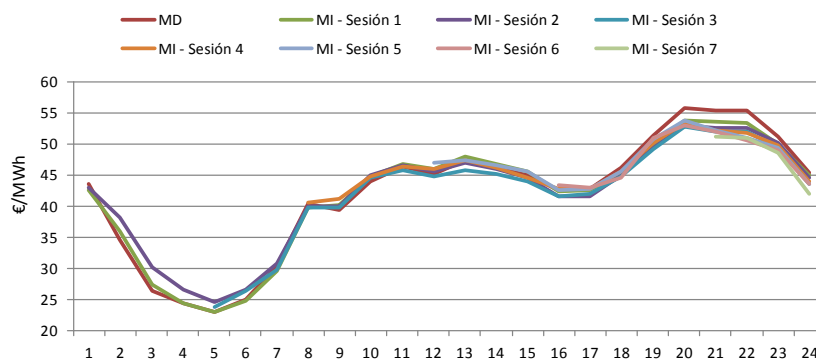
Fuente: SGIME (CNE)

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

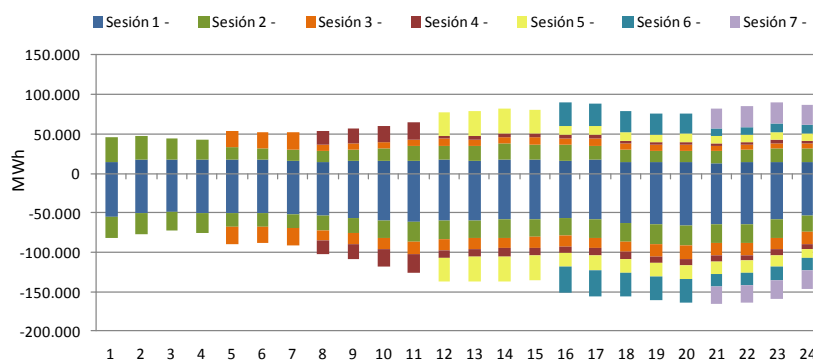
Fuente: SGIME (CNE)

Gráfico 48 - Precios medios del mercado intradiario para cada sesión. Noviembre y Diciembre 2012.



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. Noviembre y Diciembre 2012.



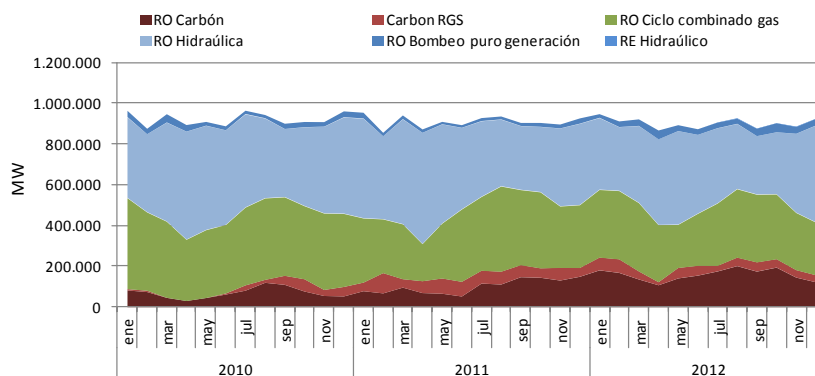
Fuente: SGIME (CNE)

2.6. Mercados de Servicios de Ajuste

2.6.1. Banda de Regulación Secundaria

2.6.1.1. Tecnologías

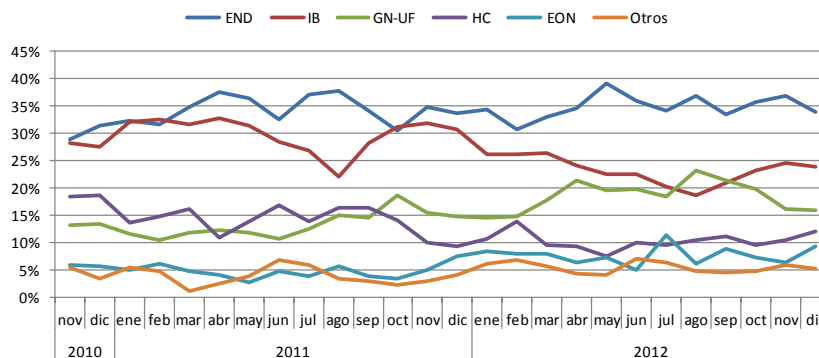
Gráfico 50 - Evolución mensual de la participación de las tecnologías en la banda de secundaria.



Fuente: SGIME (CNE)

2.6.1.2. Concentración Empresarial

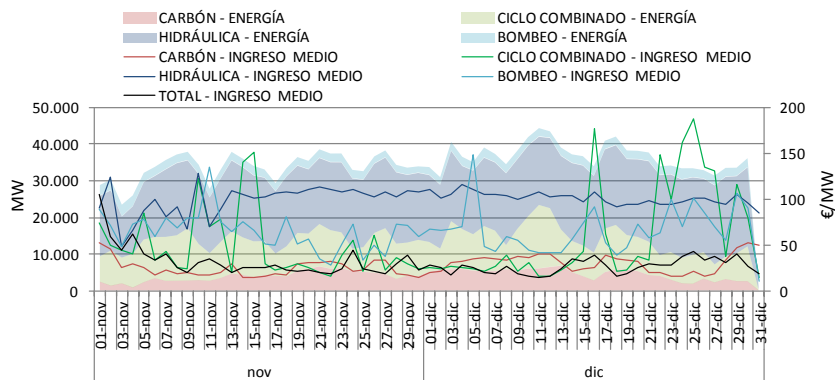
Gráfico 51 - Asignación de banda por grupo empresarial.



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. Noviembre y Diciembre 2012.

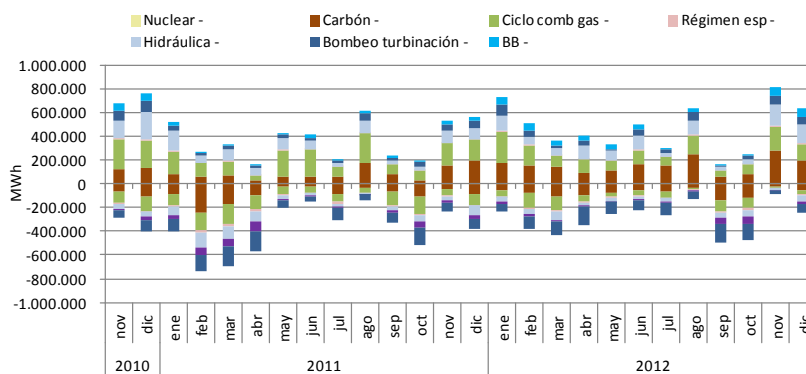


Fuente: SGIME (CNE)

2.6.2. Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria

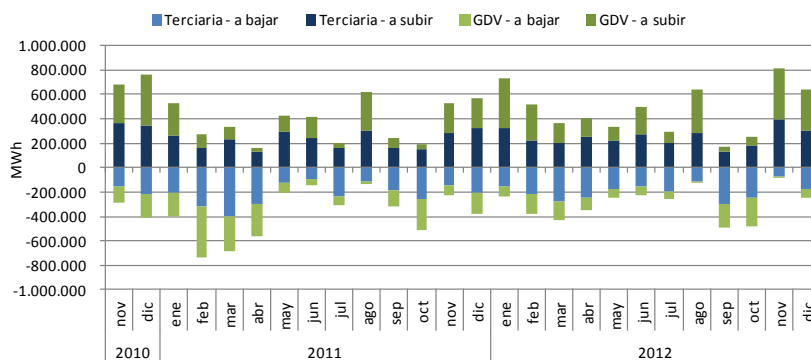
2.6.2.1. Energías

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.

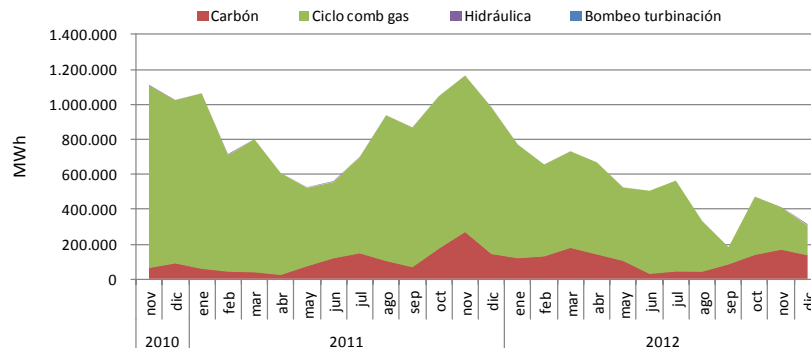


Fuente: SGIME (CNE)

2.6.3. Resolución de Restricciones Técnicas al PBF: fase 1

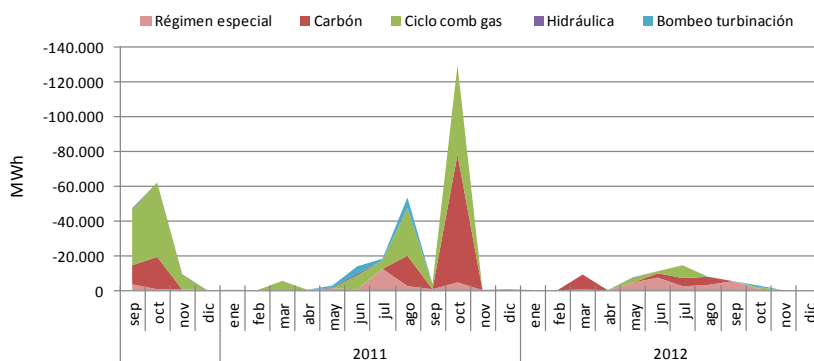
2.6.3.1. Energías

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



Fuente: CNE (SGIME).

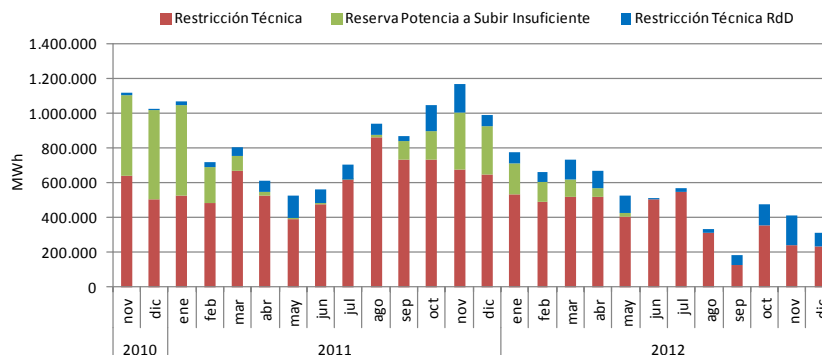
Gráfico 56 - Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento – Fase 1 a bajar.



Fuente: SGIME (CNE)

2.6.3.2. *Motivos de programación por restricciones*

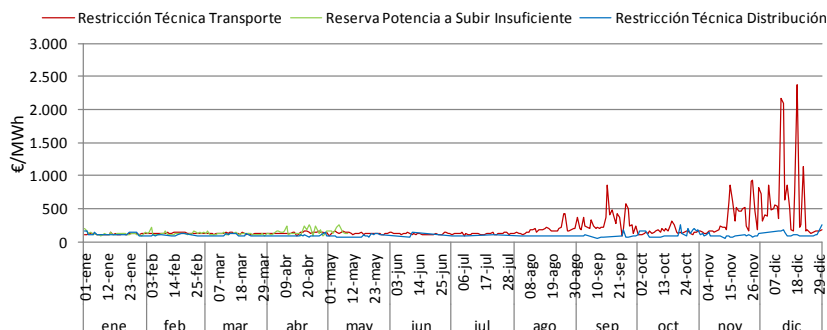
Gráfico 57 - Tipo de redespacho de las restricciones técnicas - Fase 1 a subir.



Fuente: SGIME (CNE)

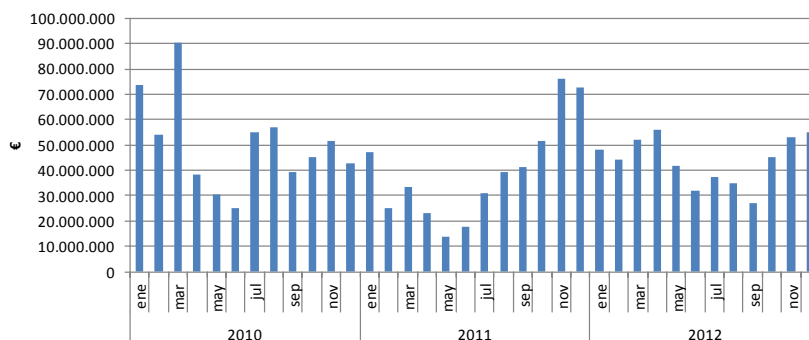
2.6.3.3. *Análisis de precios*

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



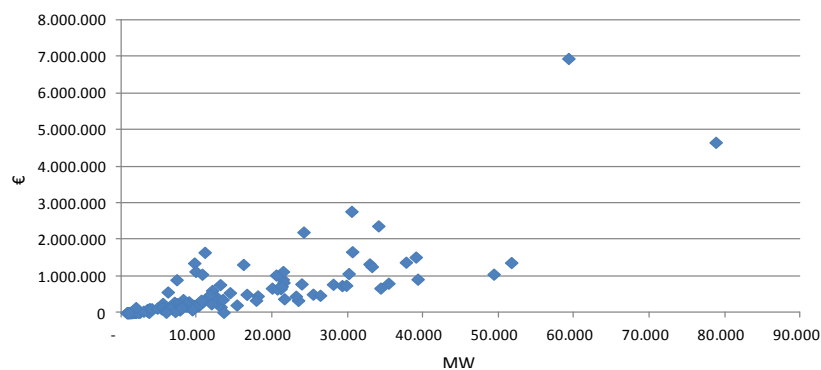
Fuente: SGIME (CNE)

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



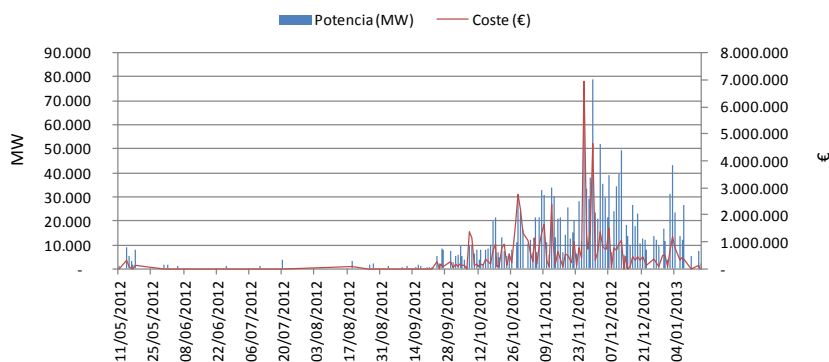
Fuente: SGIME (CNE)

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



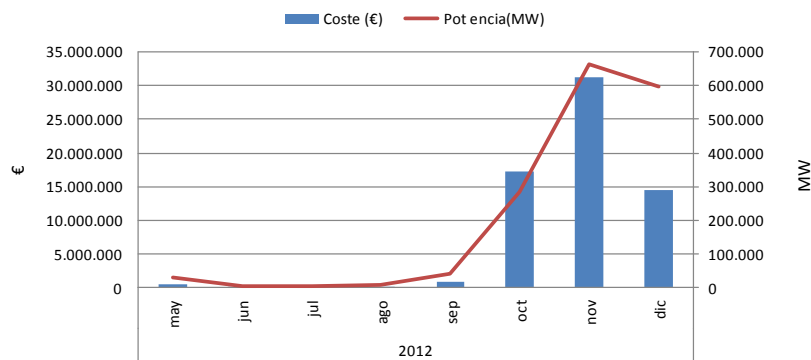
Fuente: REE

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.

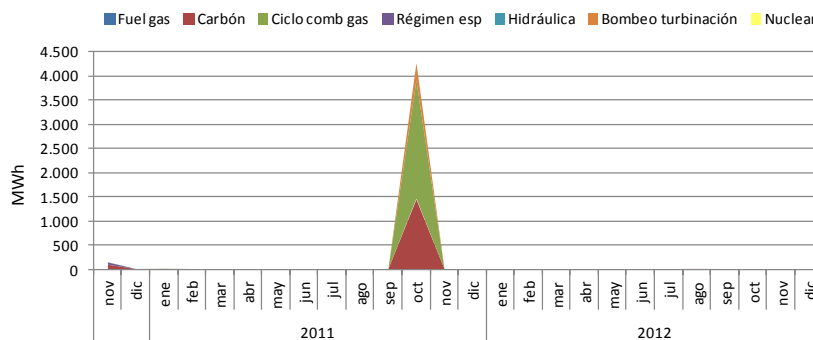


Fuente: REE

2.6.4. Restricciones técnicas al PBF: fase 2

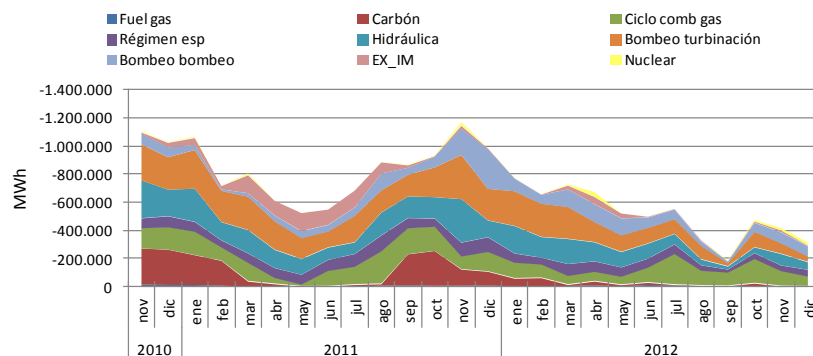
2.6.4.1. Energías

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



Fuente: SGIME (CNE)

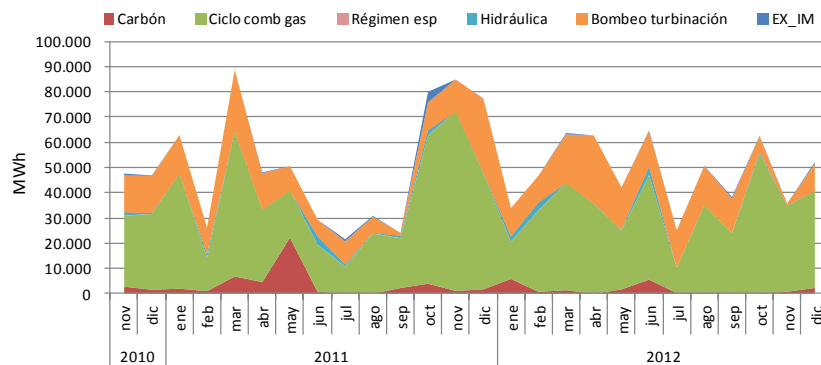
Gráfico 64 - Energías restricciones técnicas - Fase 2 a bajar.



Fuente: SGIME (CNE)

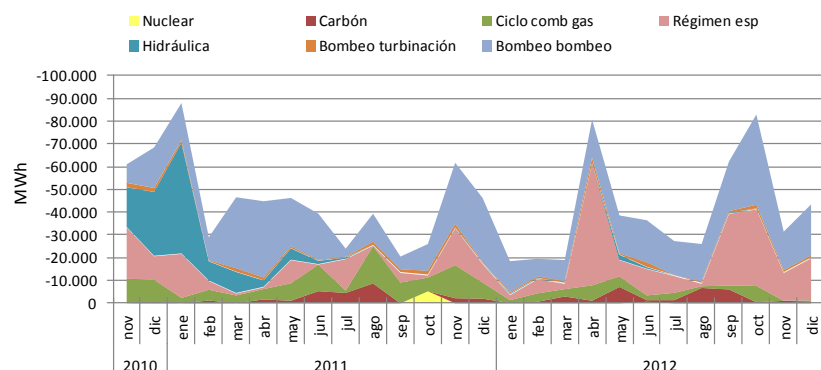
2.6.5. Restricciones en Tiempo Real

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



Fuente: SGIME (CNE)

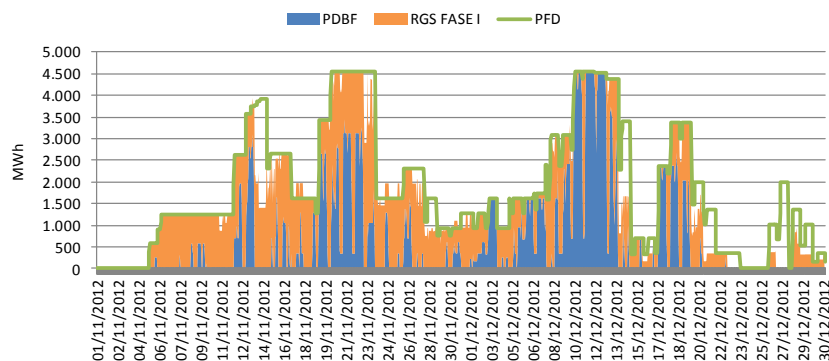
Gráfico 66 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a bajar.



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. Noviembre y Diciembre 2012.



Fuente: CNE (SGIME)