



Reunión grupo de trabajo de precios

Dirección Técnica

17 de diciembre de 2013

Reunión GT Precios 17/12/2013

Orden del día

1. Lectura y aprobación del acta de la reunión anterior con 27 de septiembre de 2013.
2. Nuevo sistema retributivo: aplicación del valor de ajuste por desviaciones del precio de mercado y posibles implicaciones en las coberturas de riesgos de precio.
3. Situación actual:
 - Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica.
 - Evolución del mercado de la electricidad, retribución eólica y primas percibidas.
4. Previsión de precios futuros: escenarios y resultados.
5. Ruegos y preguntas.

Reunión GT Precios 17/12/2013

Orden del día

1. Lectura y aprobación del acta de la reunión anterior con 27 de septiembre de 2013.
2. Nuevo sistema retributivo: aplicación del valor de ajuste por desviaciones del precio de mercado y posibles implicaciones en las coberturas de riesgos de precio.
3. Situación actual:
 - Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica.
 - Evolución del mercado de la electricidad, retribución eólica y primas percibidas.
4. Previsión de precios futuros: escenarios y resultados.
5. Ruegos y preguntas.

Reunión GT Precios 17/12/2013

Orden del día

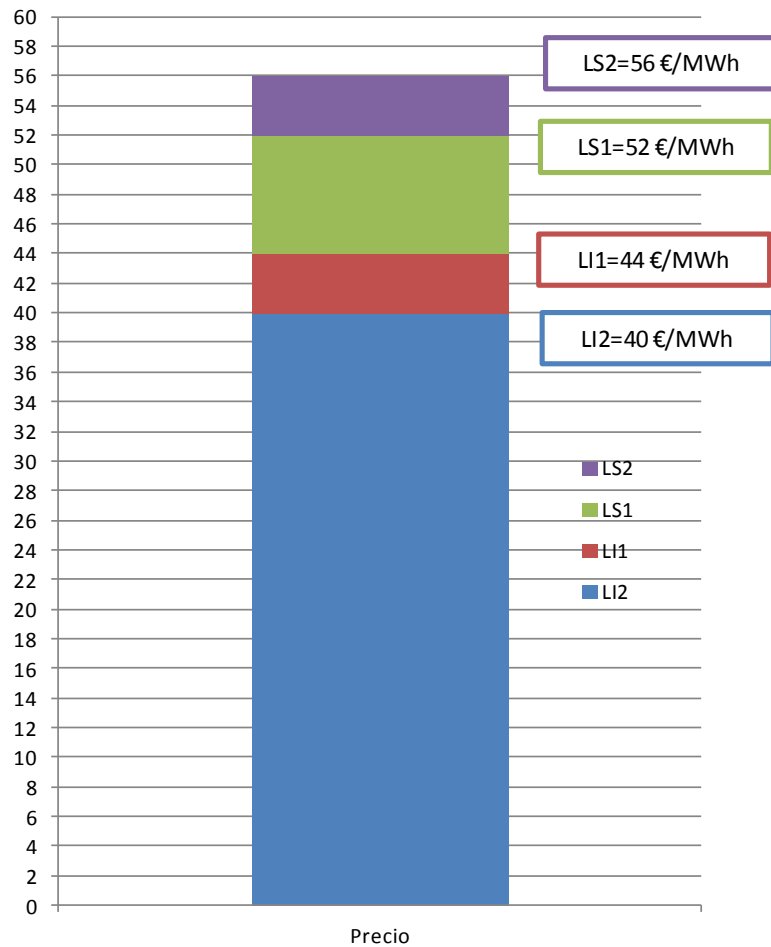
1. Lectura y aprobación del acta de la reunión anterior con 27 de septiembre de 2013.
2. **Nuevo sistema retributivo: aplicación del valor de ajuste por desviaciones del precio de mercado y posibles implicaciones en las coberturas de riesgos de precio.**
3. Situación actual:
 - Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica.
 - Evolución del mercado de la electricidad, retribución eólica y primas percibidas.
4. Previsión de precios futuros: escenarios y resultados.
5. Ruegos y preguntas.

Ajuste por desviaciones en el precio del mercado (Artº 25 borrador RD)

$$LI2 < LI1 < LS1 < LS2$$

$Pm > LS2$	$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} * 0,5 * (LS1_{i,j} - LS2_{i,j}) + Nh_{i,j} * (LS2_{i,j} - Pm_{i,j})$
$LS1 < Pm < LS2$	$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} * 0,5 * (LS1_{i,j} - Pm_{i,j})$
$LI1 < Pm < LS1$	$Vajdm_{i,j} = 0$
$LI2 < Pm < LI1$	$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} * 0,5 * (LI1_{i,j} - Pm_{i,j})$
$Pm < LI2$	$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} * 0,5 * (LI1_{i,j} - LI2_{i,j}) + Nh_{i,j} * (LI2_{i,j} - Pm_{i,j})$

Ejemplo



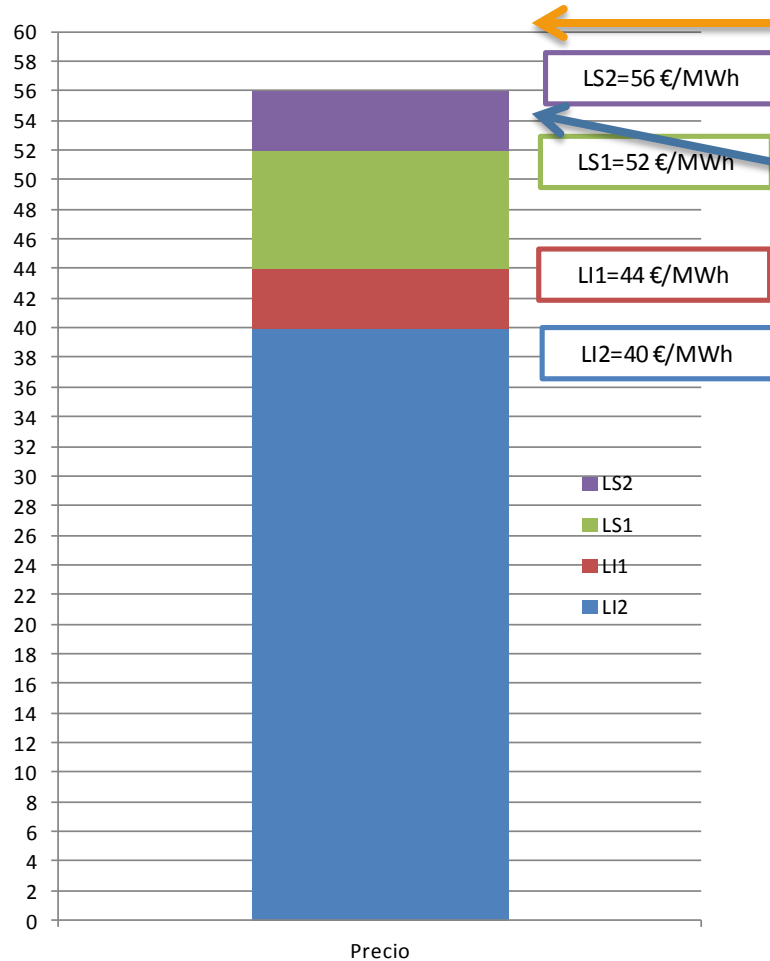
$$LI2 < LI1 < LS1 < LS2$$

Los valores de los límites superiores e inferiores del precio medio anual del mercado diario son los siguientes:

- a) LS2: 56,00 €/MWh
- b) LS1: 52,00 €/MWh
- c) LI1: 44,00 €/MWh
- d) LI2: 40,00 €/MWh

Ejemplo 1

$$P_m > LS2$$



Si $P_m = 60$ €/MWh

Vadjm

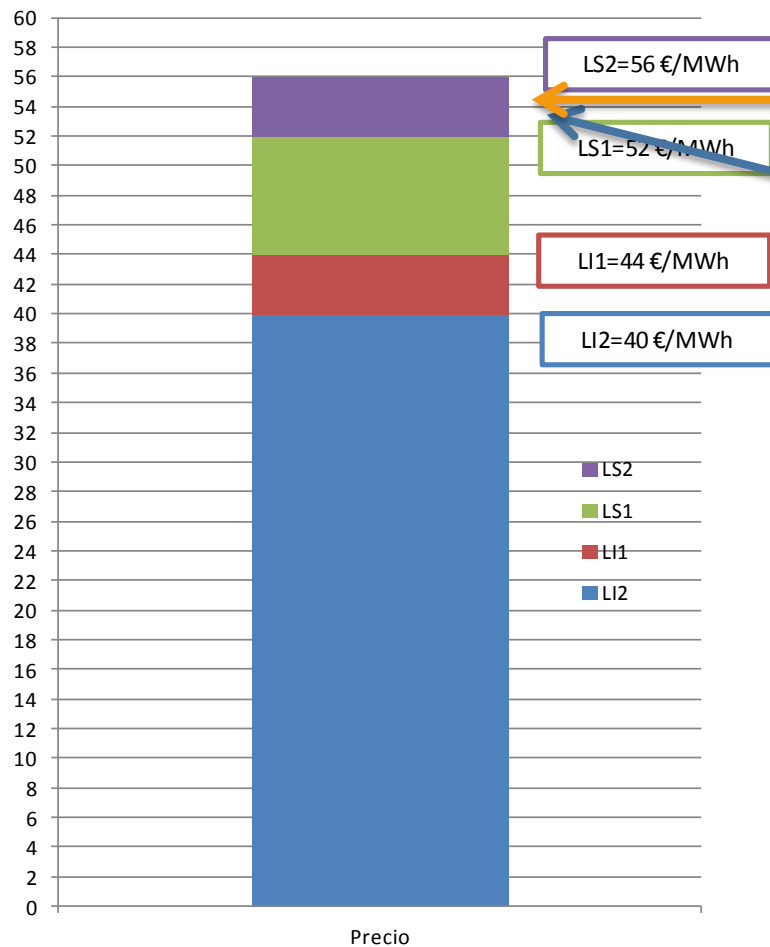
$$Vadjm_{i,j} = Nh_{i,j} * 0,5 * (LS1_{i,j} - LS2_{i,j}) + Nh_{i,j} * (LS2_{i,j} - Pm_{i,j})$$

$$Nh * 0,5 * (52 - 56) + Nh * (56 - 60)$$

$$-2 * Nh - 4 * Nh = -6 * Nh$$

Ejemplo 2

$$LS1 < P_m < LS2$$



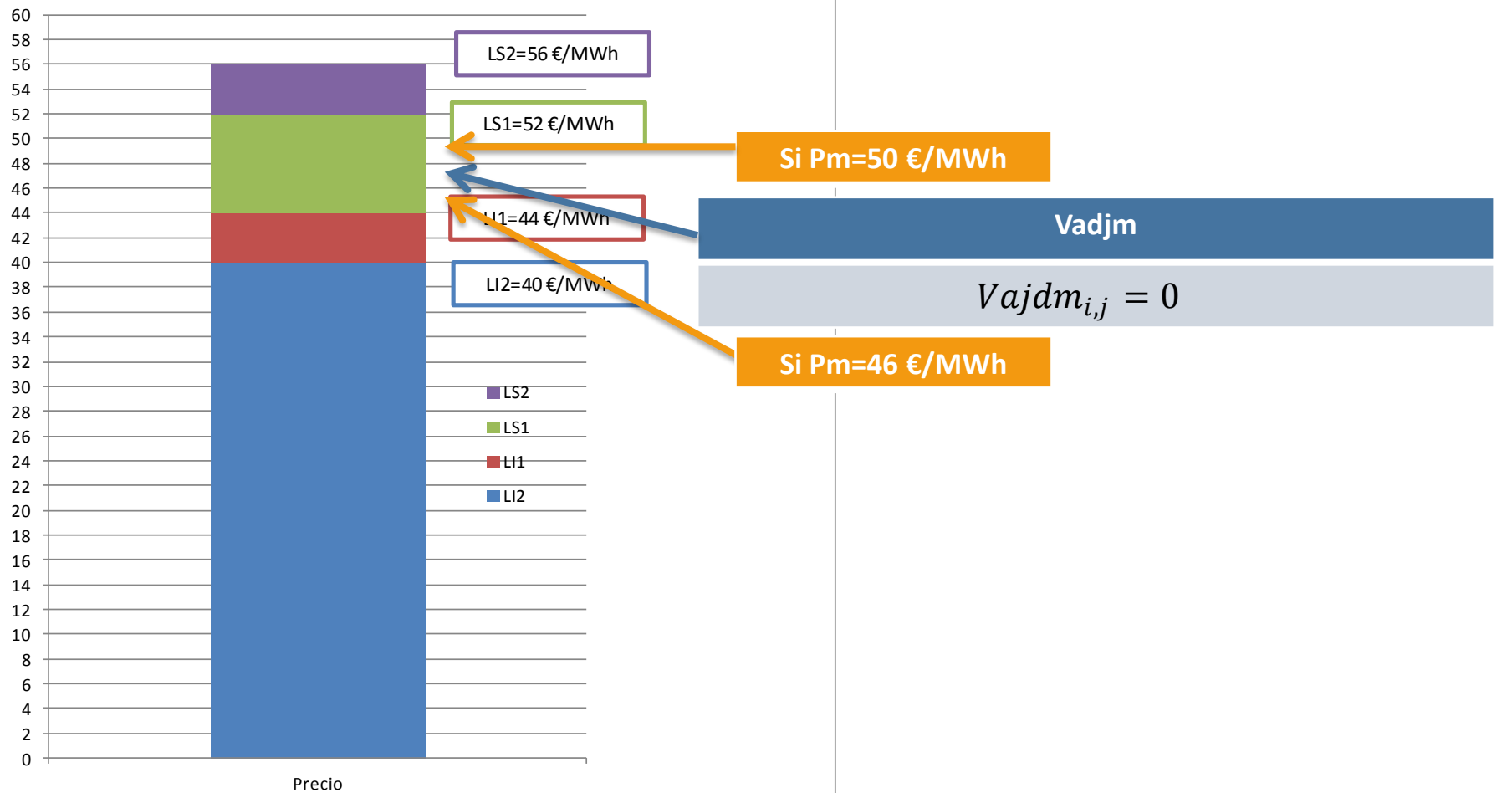
Si $P_m = 54 \text{ €/MWh}$

Vadjm

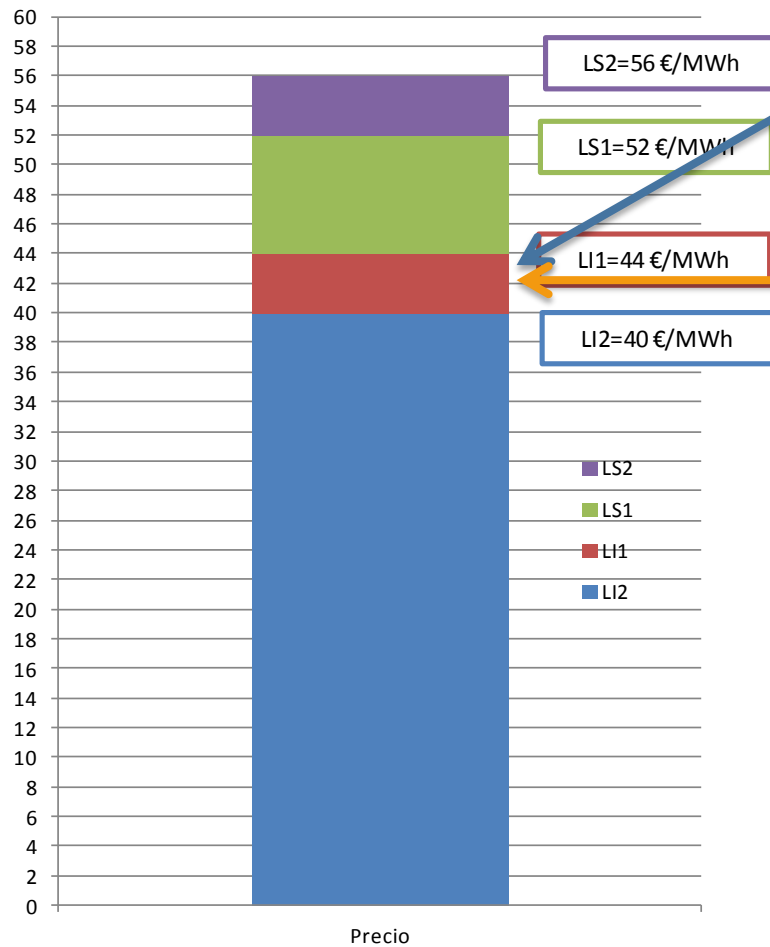
$$Vadjm_{i,j} = Nh_{i,j} * 0,5 * (LS1_{i,j} - P_{m_{i,j}})$$

$$Nh * 0,5 * (52 - 54) = - Nh * 1$$

Ejemplo 3 $LI1 < P_m < LS1$



Ejemplo 4 $LI2 < P_m < LI1$



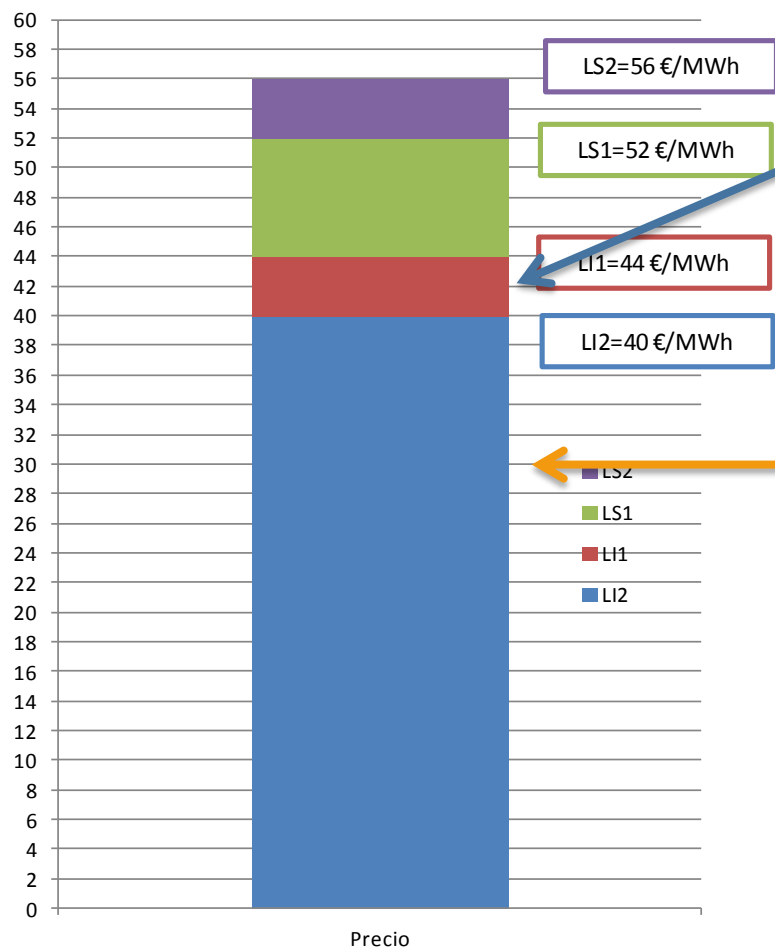
Vadjm

$$Vadjm_{i,j} = Nh_{i,j} * 0,5 * (LI1_{i,j} - Pm_{i,j})$$

$$Nh * 0,5 * (44 - 42) = +(50\% * 2) * Nh = +1 * Nh$$

Si $P_m = 42 \text{ €/MWh}$

Ejemplo 5 $P_m < LI2$



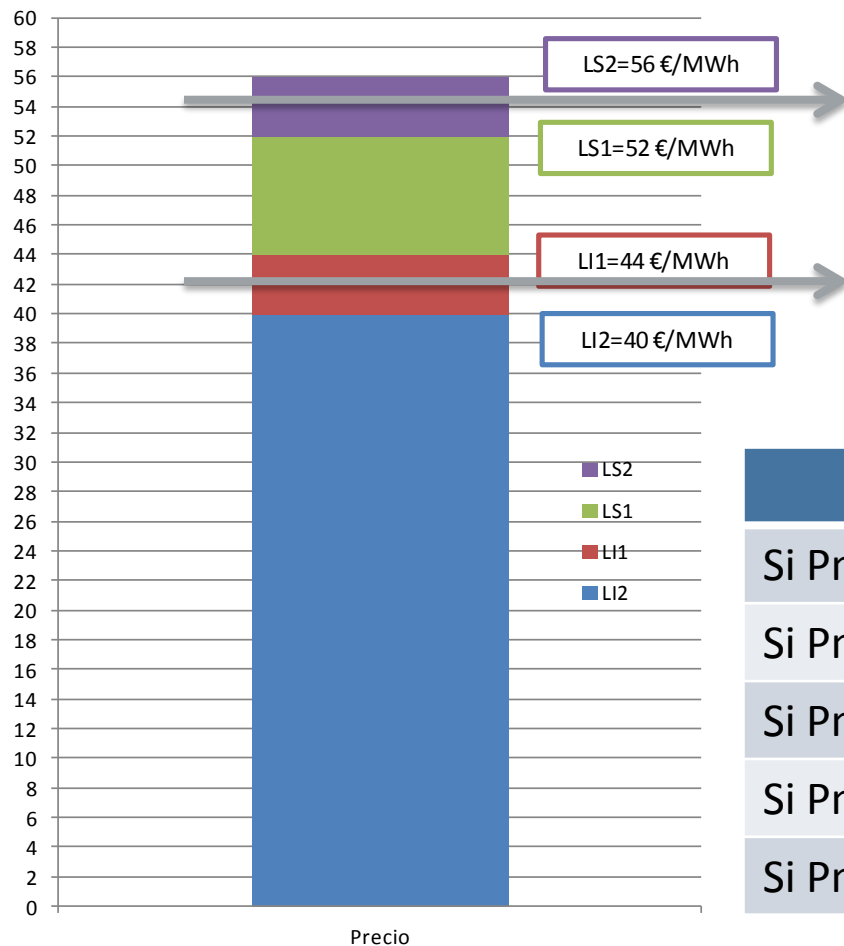
Vadjm

$$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} * 0,5 * (LI1_{i,j} - LI2_{i,j}) + Nh_{i,j} * (LI2_{i,j} - Pm_{i,j})$$

$$Nh * 0,5 * (44 - 40) + Nh * (40 - 30) = +12 * Nh$$

Si $P_m = 30 \text{ €/MWh}$

Resumen ejemplo



Se entiende que la previsión del precio del mercado para el año i estaría comprendido entre LI1 y LS1

	Vadjm
Si $P_m=60$ €/MWh	$N_h \cdot 0,5 \cdot (52-56) + N_h \cdot (56-60)$
Si $P_m=54$ €/MWh	$N_h \cdot 0,5 \cdot (52-54)$
Si $P_m=48$ €/MWh	0
Si $P_m=42$ €/MWh	$N_h \cdot 0,5 \cdot (44-42)$
Si $P_m=30$ €/MWh	$N_h \cdot 0,5 \cdot (44-40) + N_h \cdot (40-30)$

Caso de contratos SWAP (1)

1. Precio del contrato 50 €/MWh.
2. PMD= 60€/MWh. El productor entrega 10 € a la empresa con la que ha firmado el contrato.
3. Posteriormente en un periodo regulatorio, tiene que devolver 6 €/MWh, por lo que en la práctica sólo cobraría 44 €/MWh.

Caso de contratos SWAP (2)

1. Precio del contrato 50 €/MWh.
2. PMD= 30€/MWh.
3. El productor cobra por lo tanto 20 €/MWh de la empresa con la que firma el contrato.
4. Posteriormente en un periodo regulatorio, el productor adquiere un derecho de cobro de 12 €/MWh
5. Esta remuneración se ajustará en el incentivo a la inversión.

Ejemplo: cobertura de precio

Precio del mercado	Precio del contrato	Productor devuelve (-) o cobra (+) de la empresa	Vadjm	Precio final que percibe el productor
60	50	-10	-6	44
60	42	-18	-6	36
60			-6	54

Precio del mercado	Precio del contrato	Productor devuelve (-) o cobra (+) de la empresa	Vadjm	Precio final que percibe el productor
30	50	20	12	62
30	42	12	12	54
30			12	42

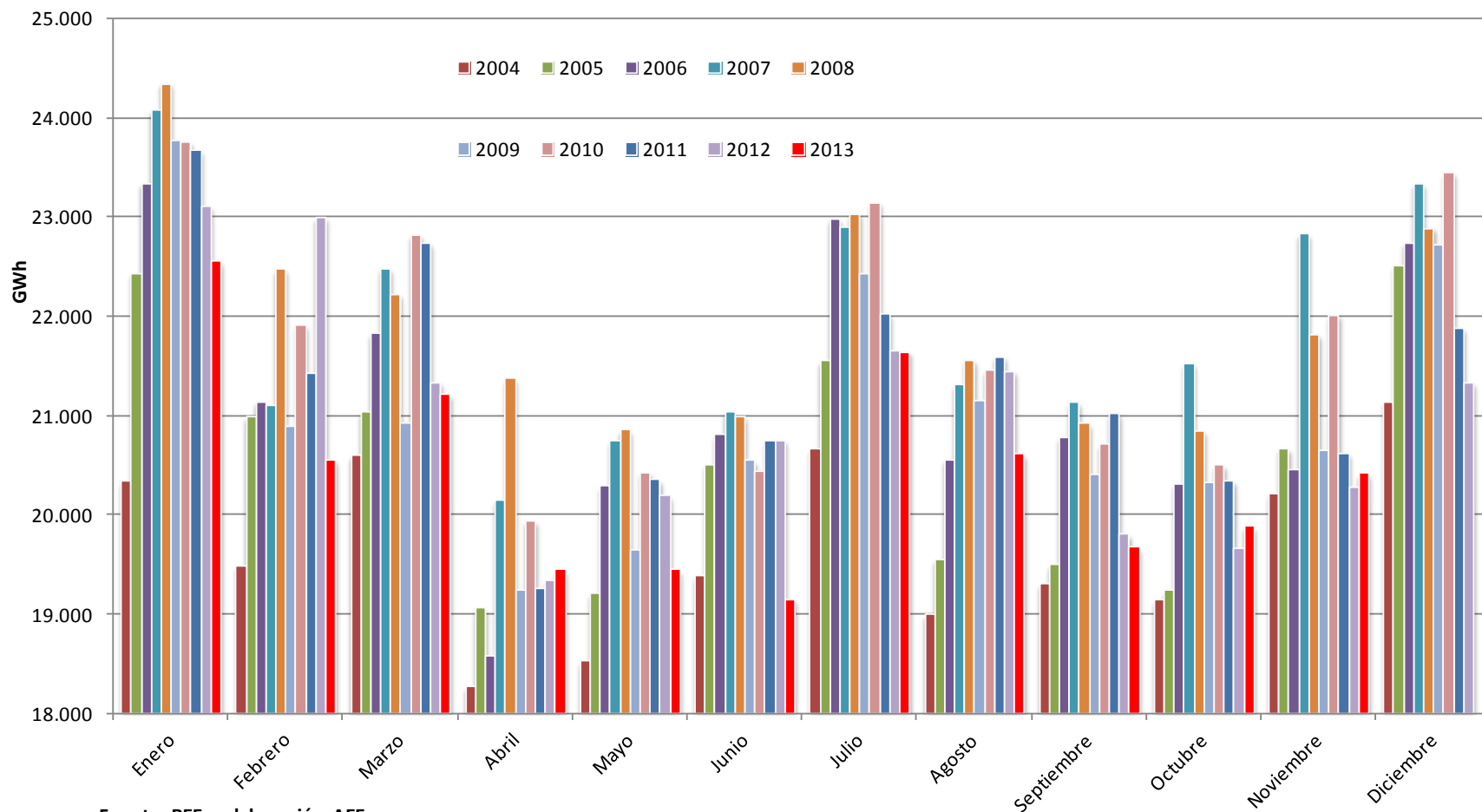
Reunión GT Precios 17/12/2013

Orden del día

1. Lectura y aprobación del acta de la reunión anterior con 27 de septiembre de 2013.
2. Nuevo sistema retributivo: aplicación del valor de ajuste por desviaciones del precio de mercado y posibles implicaciones en las coberturas de riesgos de precio.
3. Situación actual:
 - Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica.
 - Evolución del mercado de la electricidad, retribución eólica y primas percibidas.
4. Previsión de precios futuros: escenarios y resultados.
5. Ruegos y preguntas.

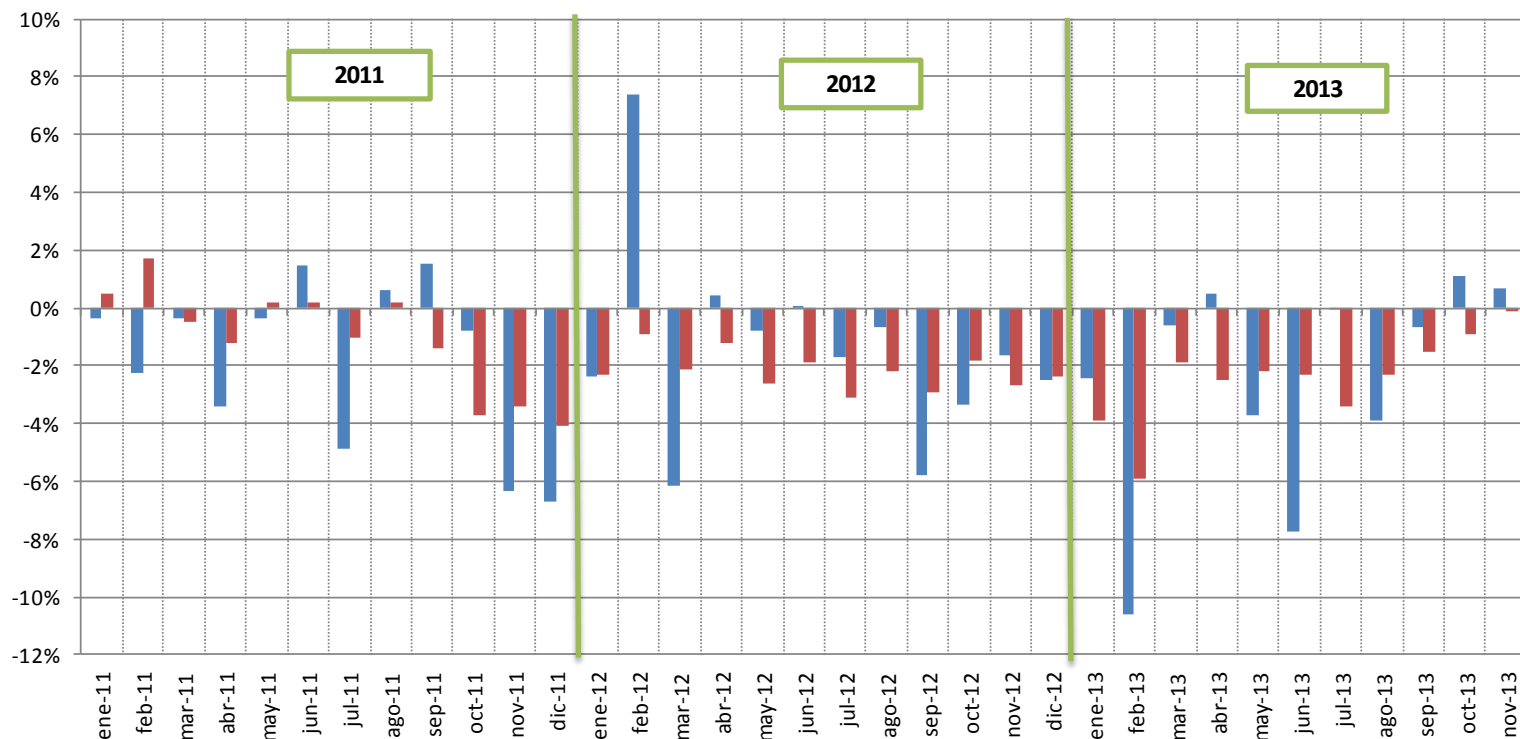
La demanda de energía eléctrica

DEMANDA DE TRANSPORTE b.c.



Fuente: REE y elaboración AEE

El consumo eléctrico ha disminuido un 2,5% en los primeros 11 meses del 2013

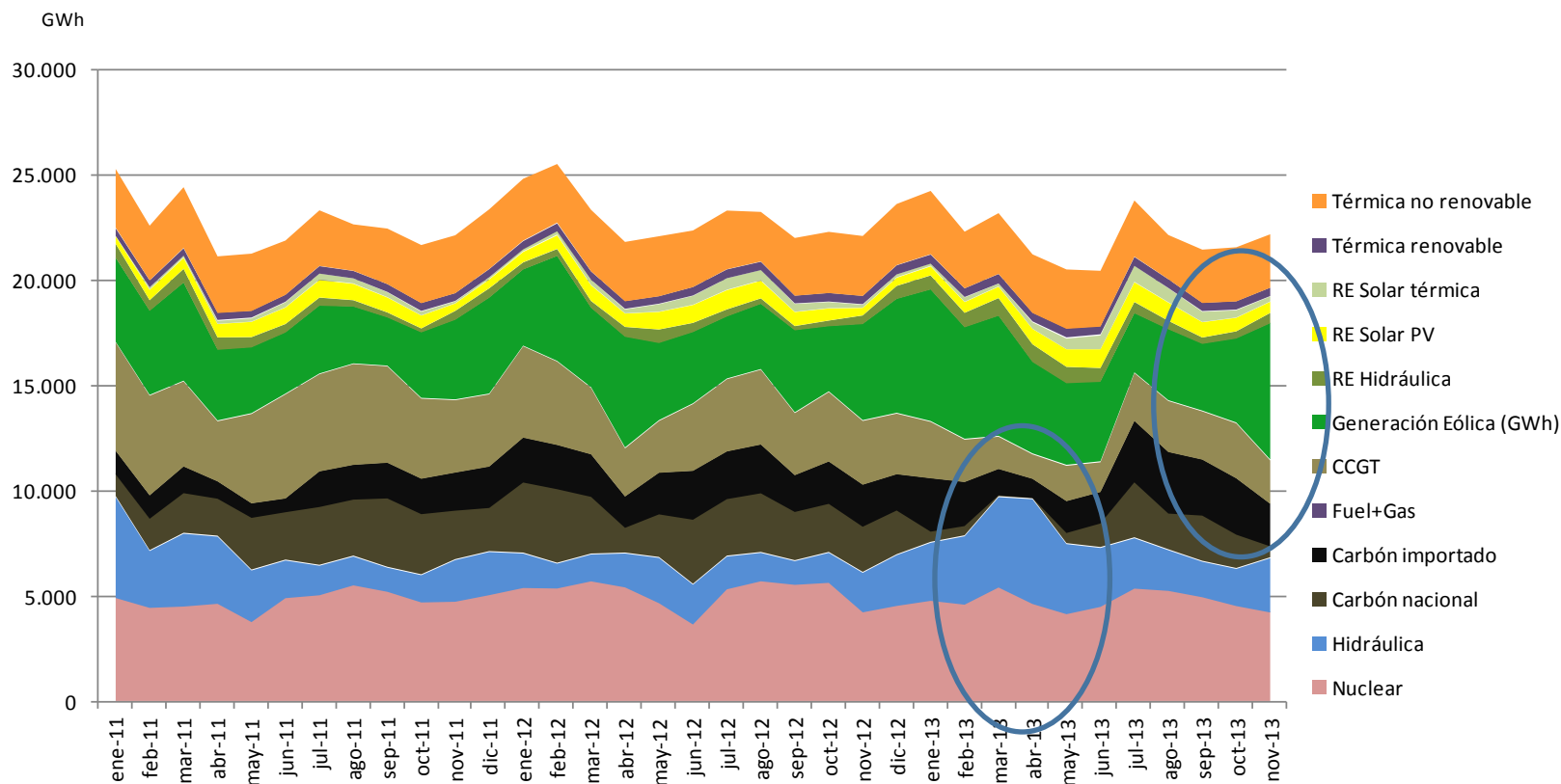


Fuente: REE y elaboración AEE

■ Tasa de variación con respecto al mismo mes del año anterior (%)

■ Δ demanda corregida (%)

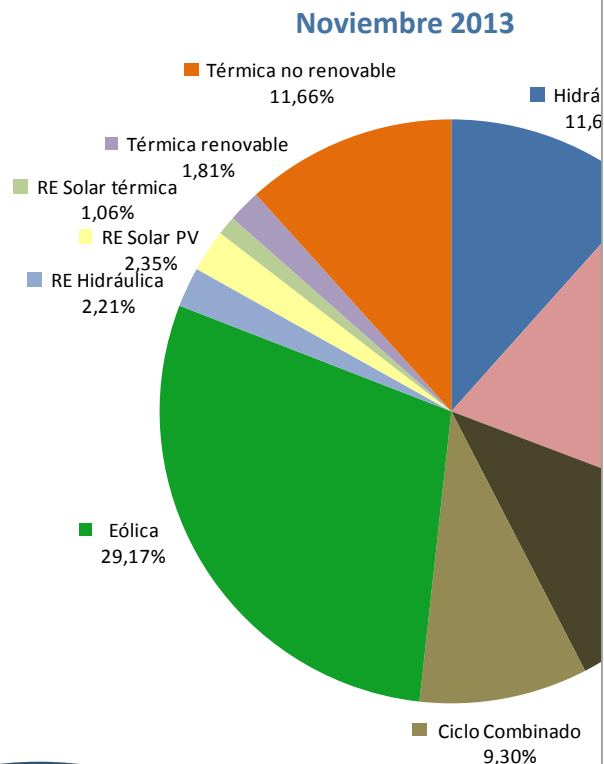
La participación de las distintas tecnologías



Fuente: Datos REE y elaboración AEE

Noviembre 2013: eólica primera tecnología de generación

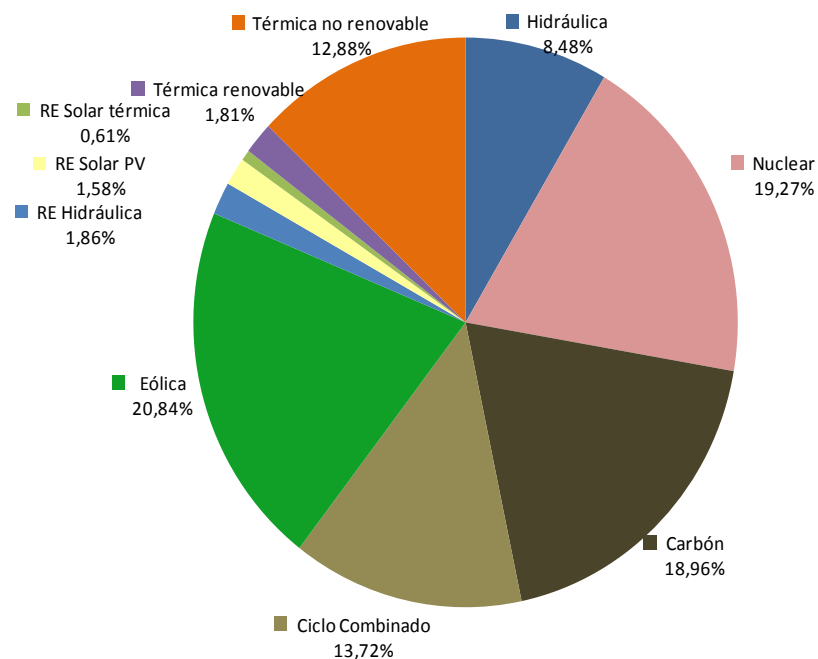
Cobertura de la demanda Novi



Generación
(GWh)

22.184 GWh

Cobertura de la demanda Noviembre 2012

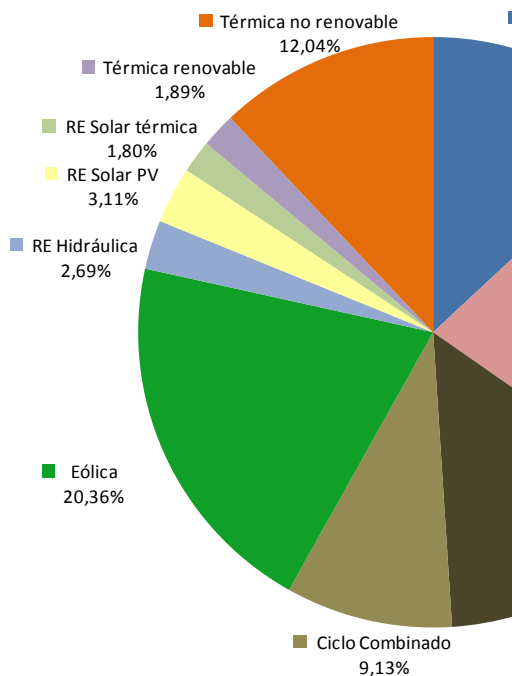


Fuente: REE y elaboración AEE

Fuente: REE y elaboración AEE

Acumulado hasta noviembre 2013: eólica segunda tecnología de generación

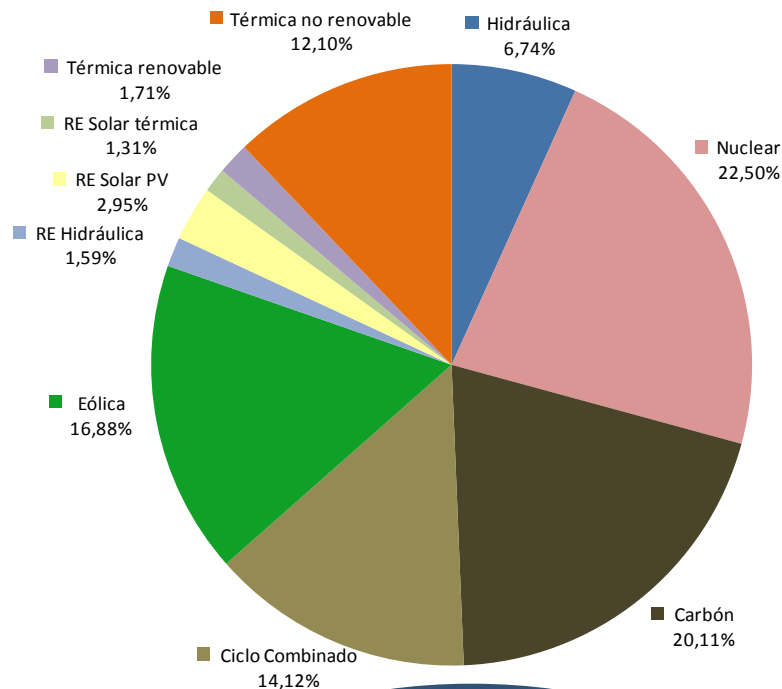
**Generación
periodo 2013**
Enero a noviembre
2013



Generación
(GWh)

243.073 GWh

**Generación
periodo 2012**
Enero a noviembre
2012



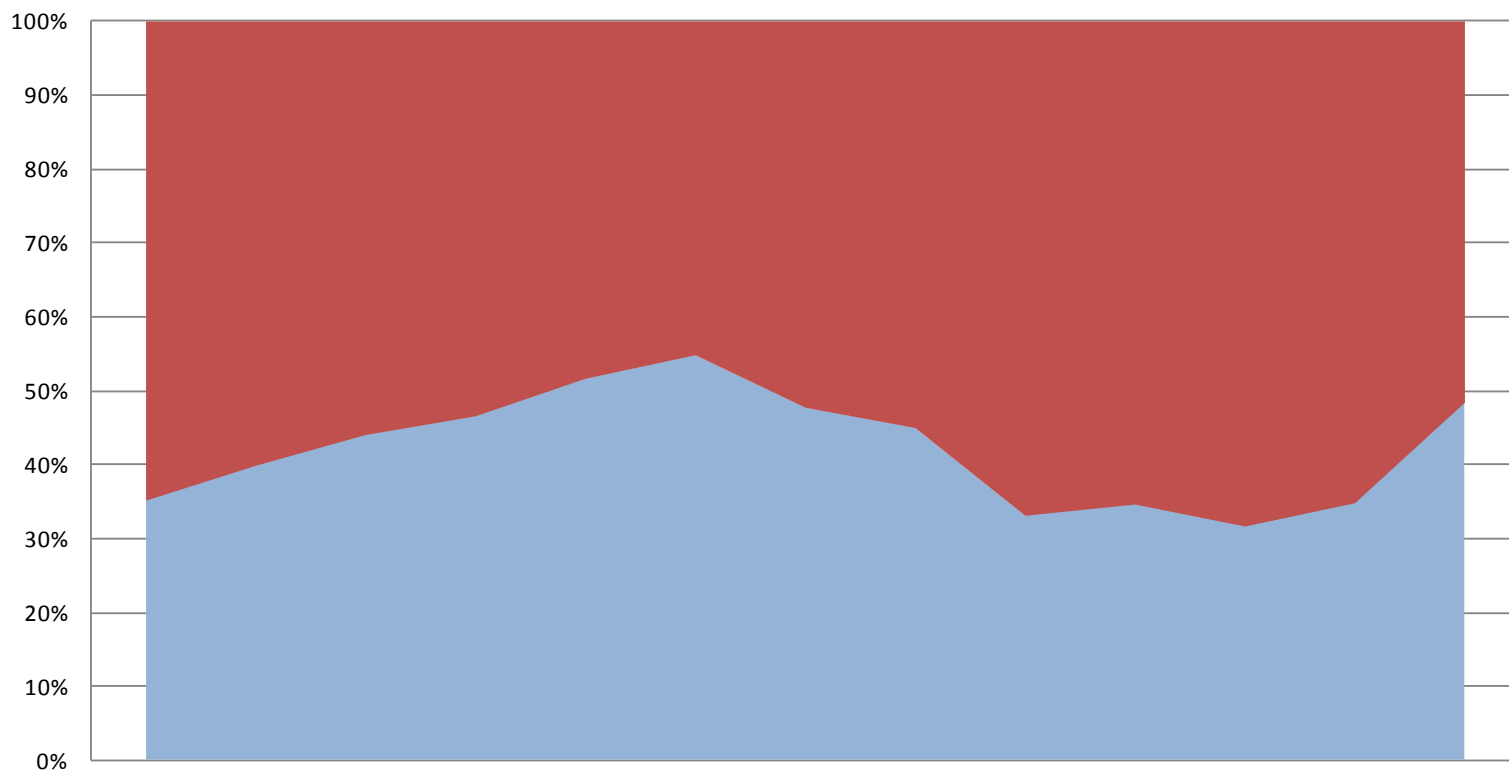
-4,4%

252.909 GWh

Fuente: REE y elaboración AEE

EERR: periodo acumulado a noviembre 2013 han cubierto un 43% frente al 31% de 2012

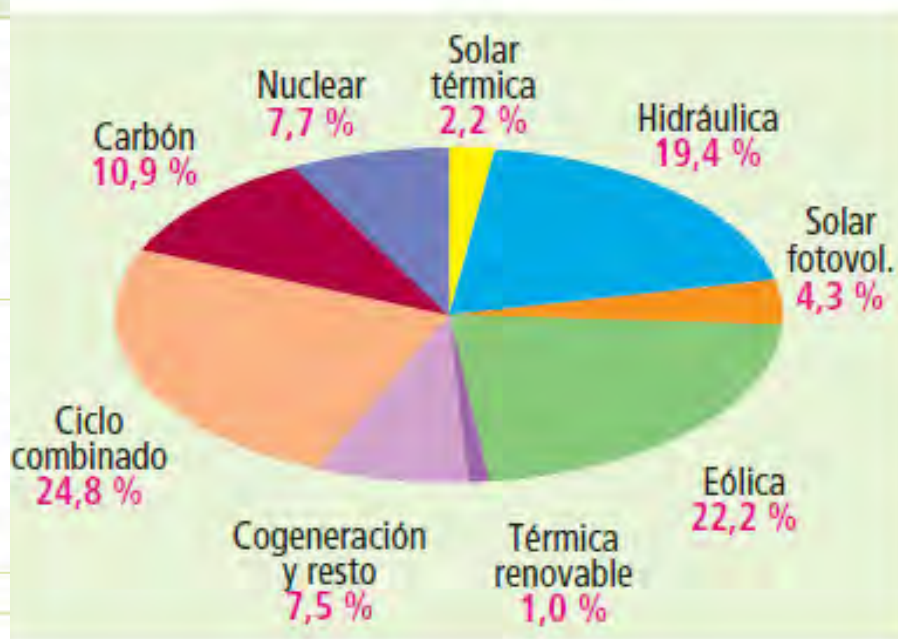
Título del gráfico



	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13	jul-13	ago-13	sep-13	oct-13	nov-13
■ Energías no renovables	64,8%	60,1%	55,9%	53,4%	48,3%	45,2%	52,3%	55,0%	66,9%	65,4%	68,3%	65,2%	51,6%
■ Energías renovables	35,2%	39,9%	44,1%	46,6%	51,7%	54,8%	47,7%	45,0%	33,1%	34,6%	31,7%	34,8%	48,4%

Estructura de la potencia instalada a nivel peninsular a 31 de octubre 2013

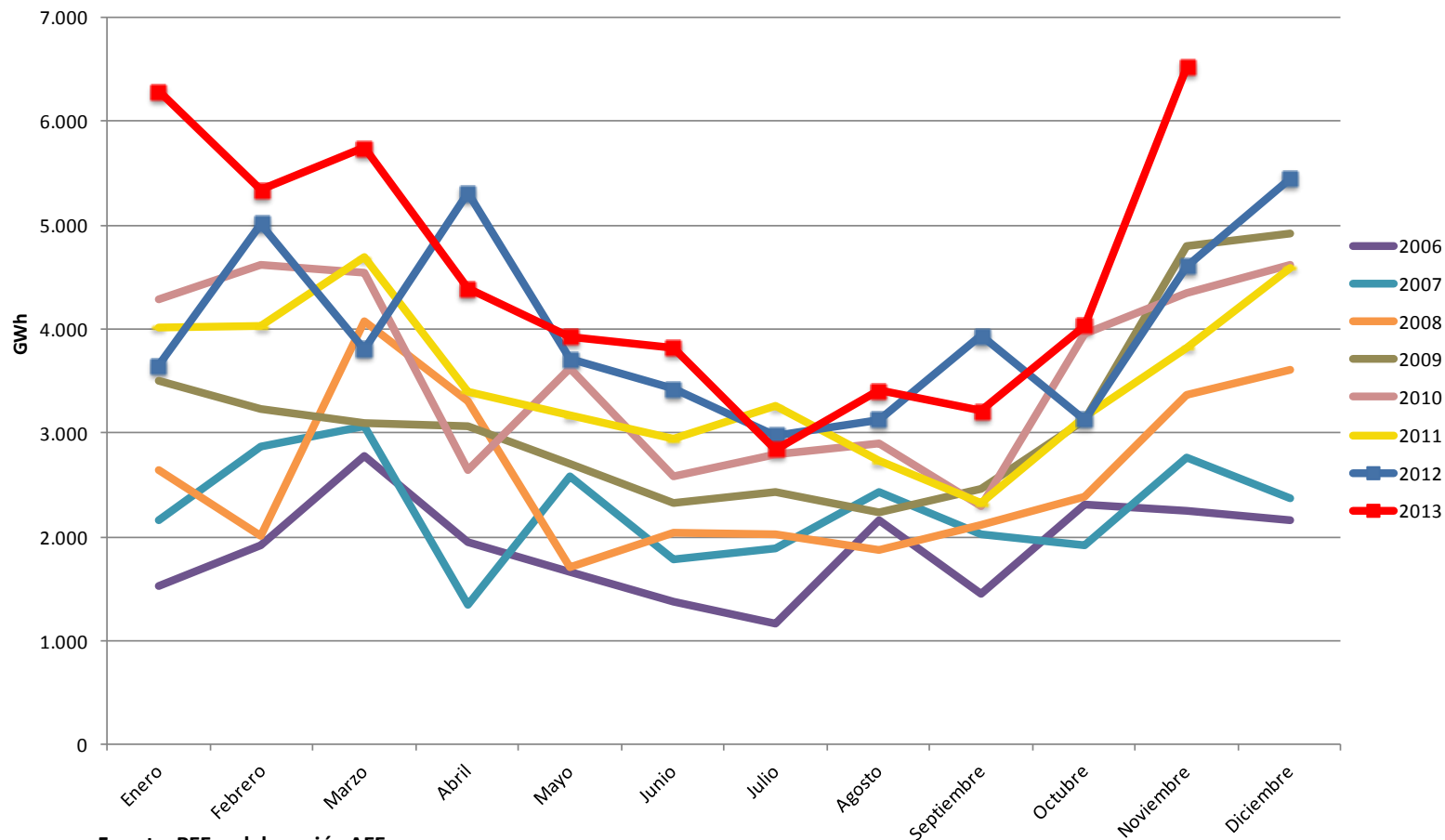
	Potencia MW
Hidráulica	17.763
Nuclear	7.866
Carbón ⁽¹⁾	11.131
Fuel / gas	520
Ciclo combinado	25.339
Régimen ordinario	62.619
Consumos en generación	
Hidráulica	2.057
Eólica	22.739
Solar fotovoltaica	4.435
Solar térmica	2.300
Térmica renovable	979
Térmica no renovable	7.127
Régimen especial	39.636
Generación neta	
Consumos en bombeo	
Enlace Península-Baleares ⁽²⁾	
Intercambios internacionales ⁽²⁾	
Demanda transporte (b.c.)	102.255



Fuente: REE

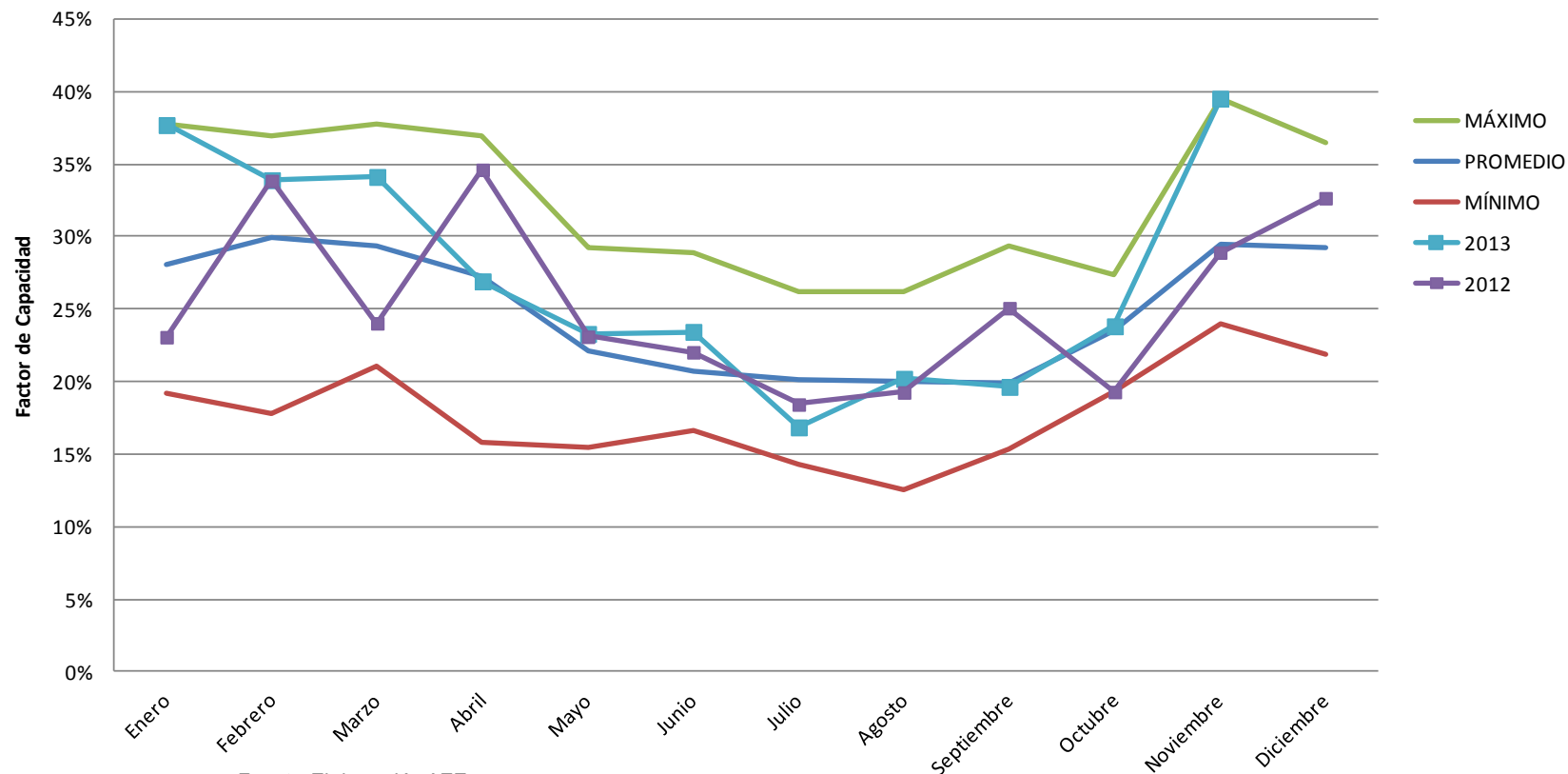
Noviembre 2013: máximo histórico de generación eólica mensual

EÓLICA



Fuente: REE y elaboración AEE

FC eólica en noviembre cerca del 40%

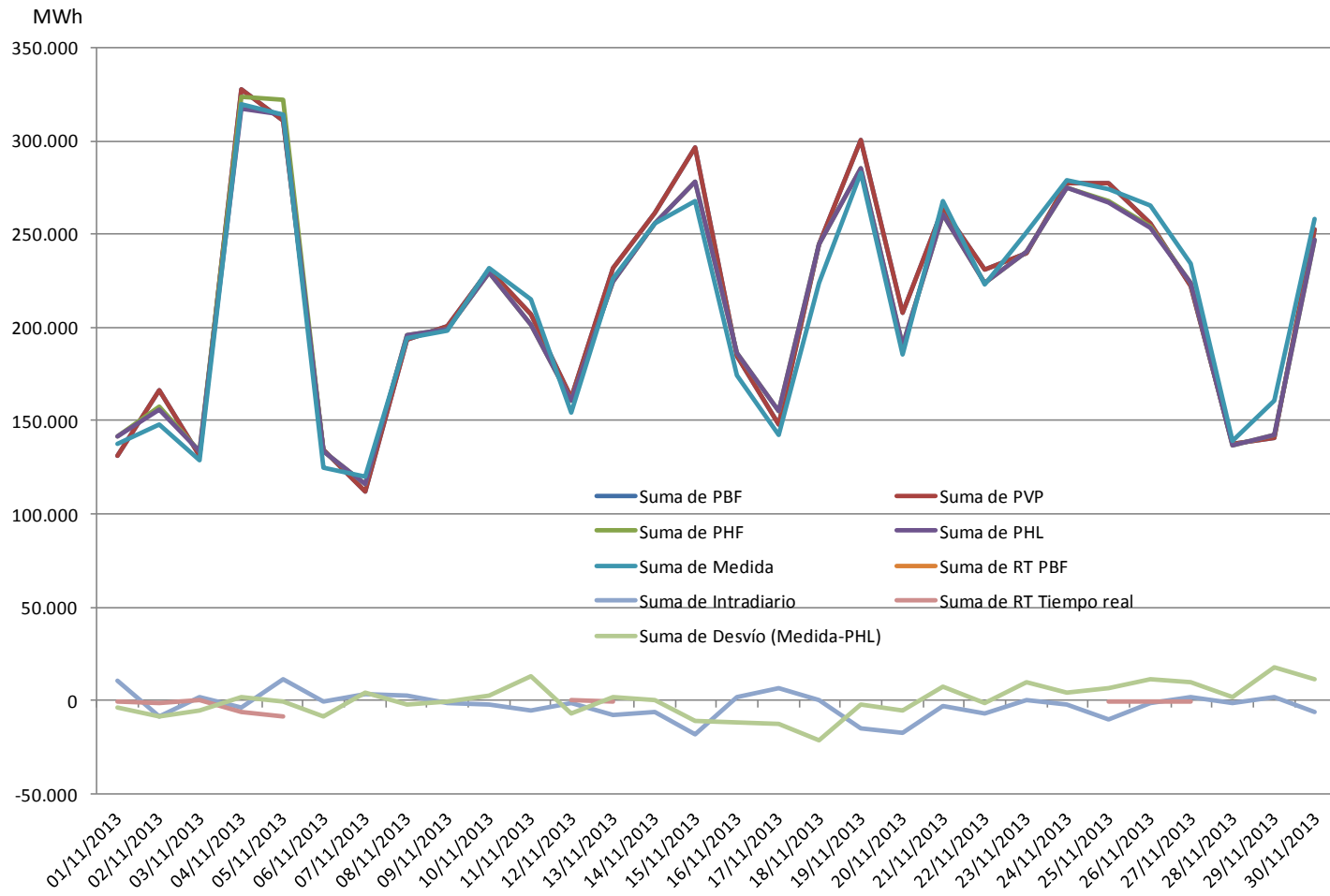


Horas de funcionamiento promedio según CNMC

Horas Medias Anuales de Utilización	FECH A PUES TA EN MARC HA2																	
AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Ant-98	2012	2013	Total general
1998	1.206	1.243		3.114			476								2.415			1.996
1999	2.643	2.064	2.344	1.370	169		144								2.685			2.502
2000	2.554	2.620	2.331	1.615	2.549	1.923	22								2.532			2.447
2001	2.871	2.753	2.591	2.015	2.457	2.187	4.983								2.575			2.512
2002	2.676	2.745	2.595	2.371	2.002	1.672	4.444	870							2.454			2.388
2003	2.322	2.400	2.356	2.247	2.056	1.843	1.548	1.363							2.332			2.156
2004	2.617	2.575	2.384	2.415	2.230	2.247	1.649	1.666		1.752					2.403			2.232
2005	2.759	2.708	2.303	2.540	2.320	2.341	2.082	1.857	407	2.431					2.554			2.284
2006	2.488	2.490	2.231	2.274	2.118	2.162	2.087	2.102	1.702	1.837					2.328			2.139
2007	2.694	2.633	2.304	2.360	2.252	2.231	2.108	2.178	2.137	1.468	181				2.432			2.184
2008	2.525	2.364	2.247	2.271	2.114	2.148	2.112	2.140	2.196	1.930	1.520	355			2.281			2.109
2009	2.535	2.487	2.282	2.340	2.185	2.245	2.175	2.246	2.287	2.207	2.000	1.751	868		2.382			2.197
2010	2.534	2.671	2.334	2.375	2.245	2.299	2.178	2.302	2.299	2.200	2.192	2.054	1.970		2.442			2.241
2011	2.328	2.434	2.106	2.145	2.014	2.024	1.948	2.078	2.037	1.982	2.021	1.925	1.962	1.838	2.360			2.026
2012	2.510	2.586	2.279	2.318	2.214	2.225	2.127	2.289	2.265	2.121	2.098	2.106	2.237	2.375	2.301	1.832		2.201

Información CNMC: Contiene datos hasta Agosto 2013

Limitaciones en noviembre en torno al 0,3% de la generación total



En el periodo acumulado hasta el 15 de diciembre de 2013: limitaciones 2,2% de la generación total

Fecha	Generación mensual (MWh) MEDIDA	Programa (PHL) mensual (MWh)	PBF	PVP	PHF	PHL	Medida	RT PBF	Intradiario	RT Tiempo real	(RT PDBF + RT Tiempo real) / Medida
ene-13	6.290.881	6.459.127	6.812.325	6.812.325	6.515.475	6.459.127	6.290.881	0	-296.849	-56.348	-0,896%
feb-13	5.336.420	5.731.736	5.875.590	5.874.941	5.753.269	5.731.736	5.336.420	-649	-121.672	-21.533	-0,416%
mar-13	5.742.648	5.883.486	6.505.945	6.505.078	6.344.691	5.883.486	5.742.648	-867	-160.387	-461.205	-8,046%
abr-13	4.389.836	4.494.073	5.154.071	5.153.614	4.947.847	4.494.073	4.389.836	-457	-205.767	-453.774	-10,347%
may-13	3.921.983	4.008.483	4.025.125	4.024.802	4.017.260	4.008.483	3.921.983	-323	-7.542	-8.778	-0,232%
jun-13	3.824.740	3.918.692	3.897.386	3.894.357	3.952.229	3.918.692	3.824.740	-3.030	57.872	-33.537	-0,956%
jul-13	2.840.705	2.826.771	2.889.702	2.888.003	2.829.694	2.826.771	2.840.705	-1.699	-58.309	-2.923	-0,163%
ago-13	3.404.740	3.342.198	3.499.329	3.497.129	3.366.049	3.342.198	3.404.740	-2.200	-131.080	-23.851	-0,765%
sep-13	3.212.638	3.211.851	3.296.832	3.282.349	3.213.810	3.211.851	3.212.638	-14.483	-68.538	-1.959	-0,061%
oct-13	3.953.591	3.961.724	4.016.004	4.014.418	3.967.594	3.961.724	3.953.591	-1.586	-46.824	-5.870	-0,148%
nov-13	6.396.228	6.390.034	6.481.972	6.481.928	6.408.137	6.390.034	6.396.228	-44	-73.790	-18.104	-0,283%
dic-13 (*)	1.674.531	1.651.083	1.661.161	1.661.161	1.651.100	1.651.083	1.674.531	0	-10.061	-17	-0,001%
2013	50.988.940	51.879.258	54.115.441	54.090.103	52.967.154	51.879.258	50.988.940	-25.338	-1.122.949	-1.087.897	-2,183%

Fuente: www.esios.ree.es elaboración AEE

(*) Datos hasta 15 de diciembre de 2013

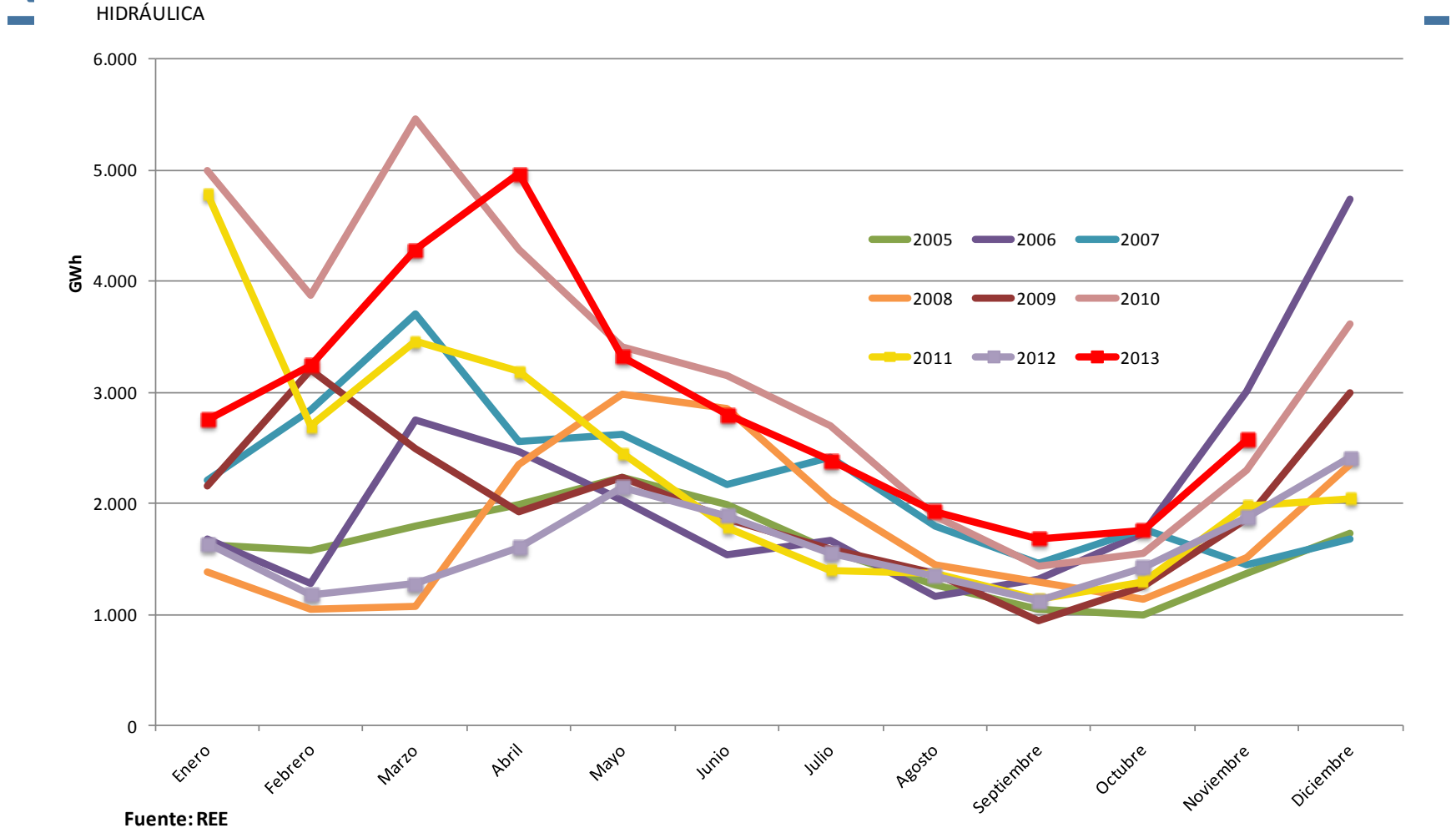
Desvíos de la eólica

$$\text{Desvío (\%)} = \frac{\text{Medida} - \text{PHL}}{\text{PHL}}$$

Fecha	Promedio mensual desvío positivo	Promedio mensual desvío negativo
ene-13	7,8%	-7,8%
feb-13	6,9%	-11,3%
mar-13	6,8%	-9,7%
abr-13	7,0%	-11,0%
may-13	10,3%	-11,9%
jun-13	11,3%	-9,2%
jul-13	15,2%	-11,5%
ago-13	14,0%	-9,5%
sep-13	11,0%	-10,9%
oct-13	10,1%	-10,0%
nov-13	5,9%	-6,4%
dic-13		
PROMEDIO PERIODO	10%	-10,1%

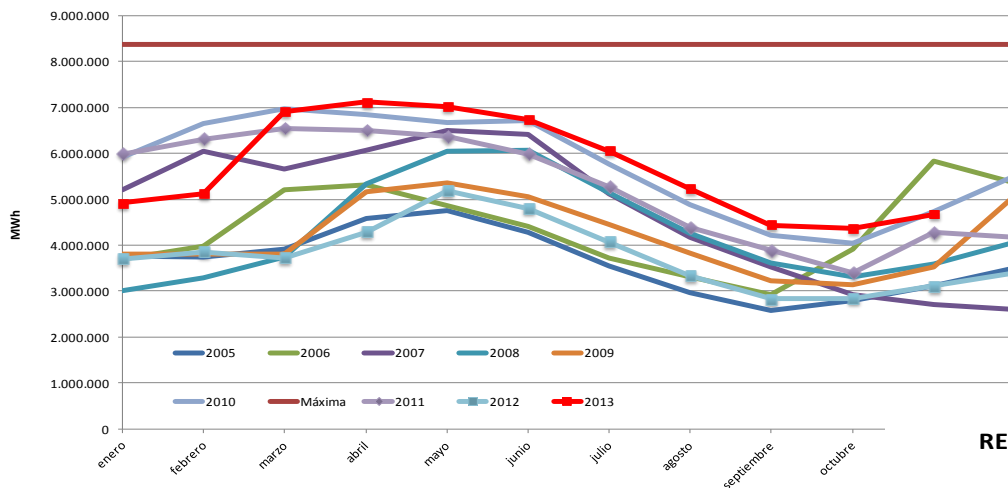
Fuente: REE y elaboración AEE

Hidráulica: un 103,3% superior que la de 2012



Reservas hidráulicas

RESERVAS DE LOS EMBALSES RÉGIMEN ANUAL

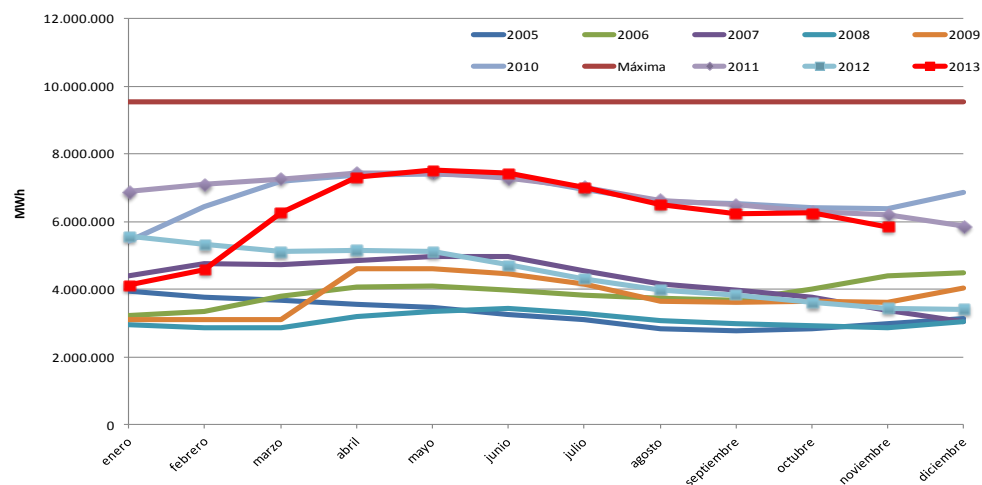


Fuente: Informes Balance Diario REE y elaboración AEE

En régimen hiperanual disminuyen respecto al mes anterior, pero se mantienen en máximos históricos

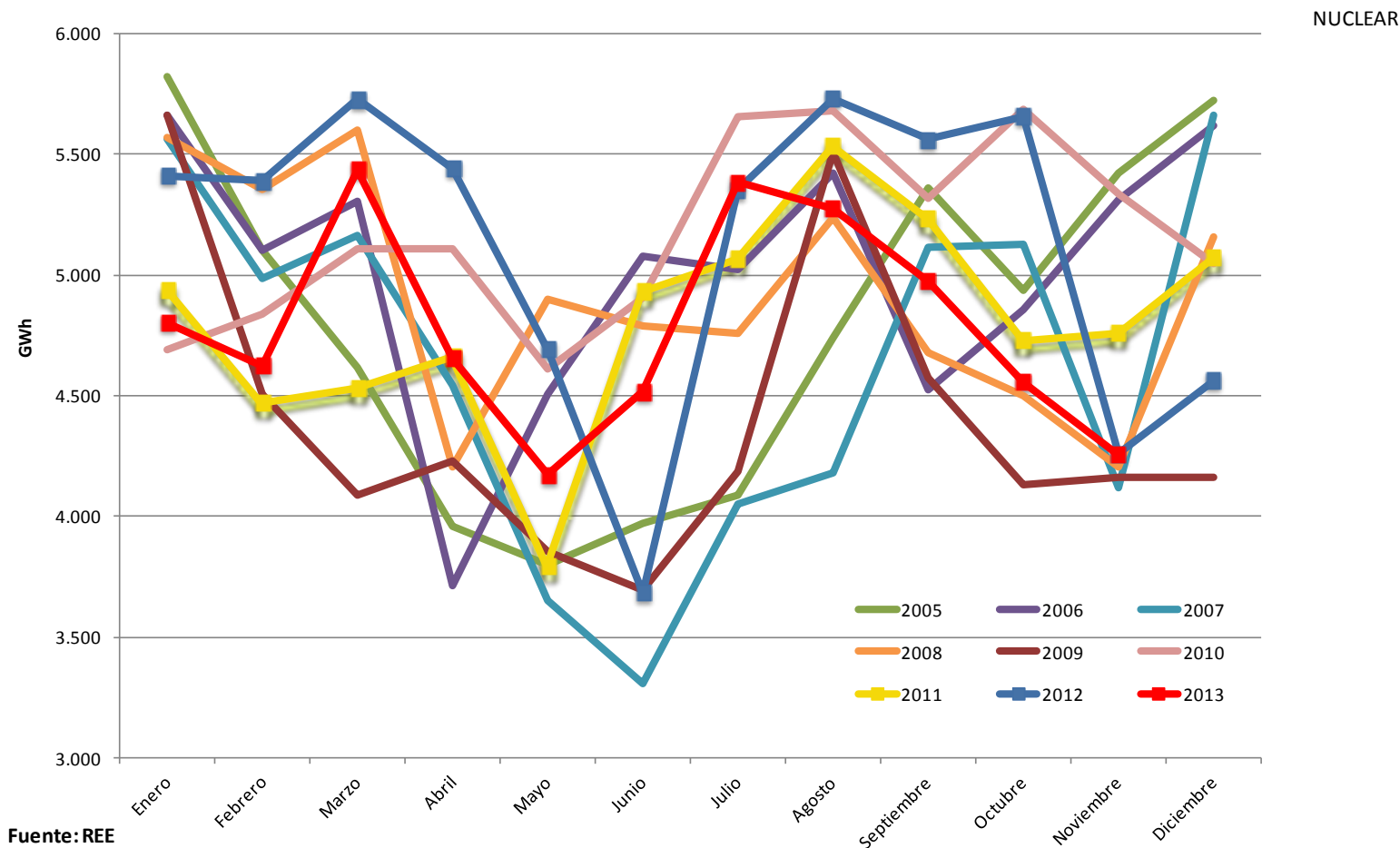
En régimen anual aumentan respecto al mes anterior situándose en torno a un 52% de su capacidad máxima

RESERVAS DE LOS EMBALSES RÉGIMEN HIPERANUAL

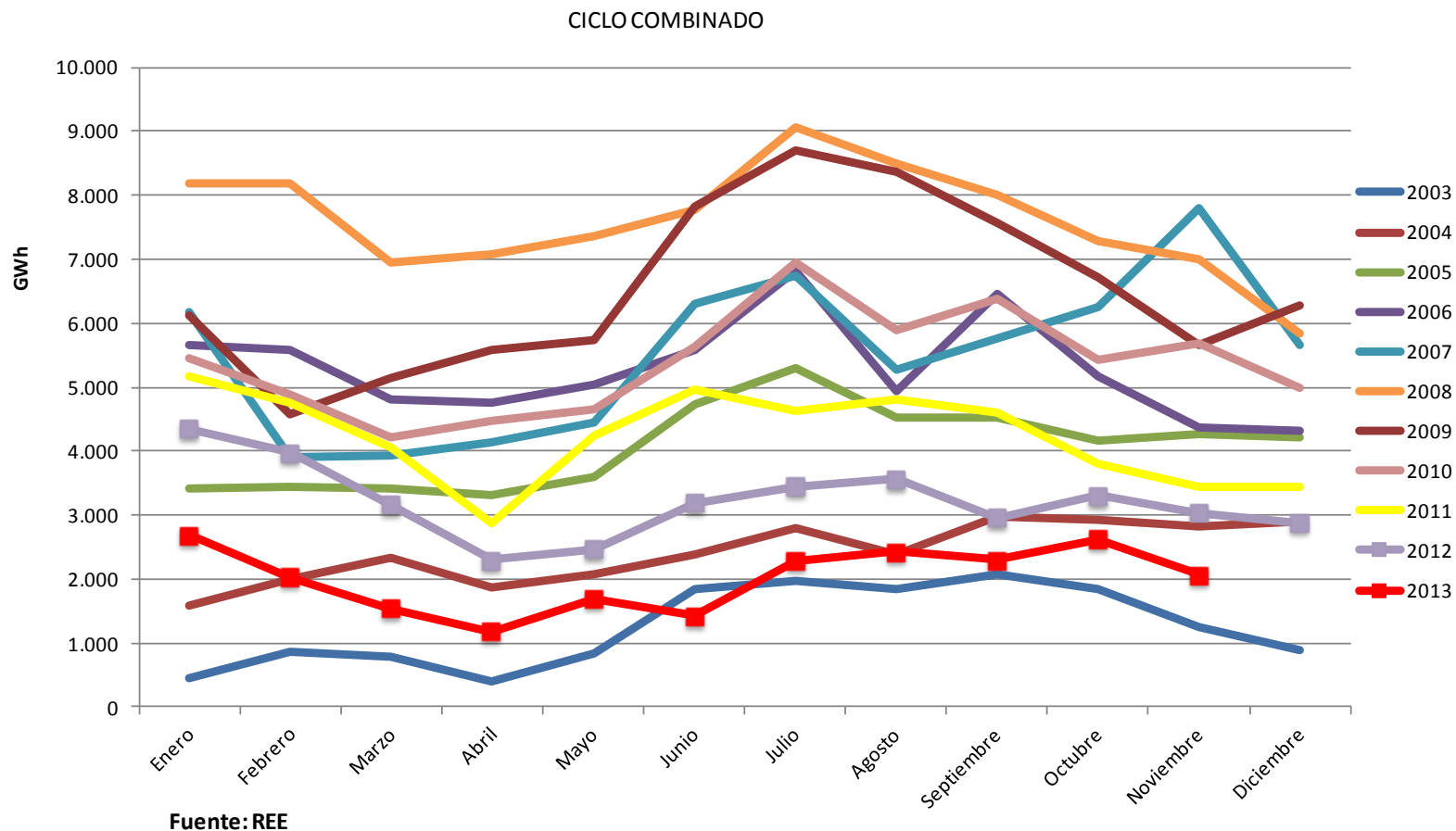


Fuente: Informes Balance Diario REE y elaboración AEE

Nuclear: periodo acumulado un 7,5% menos

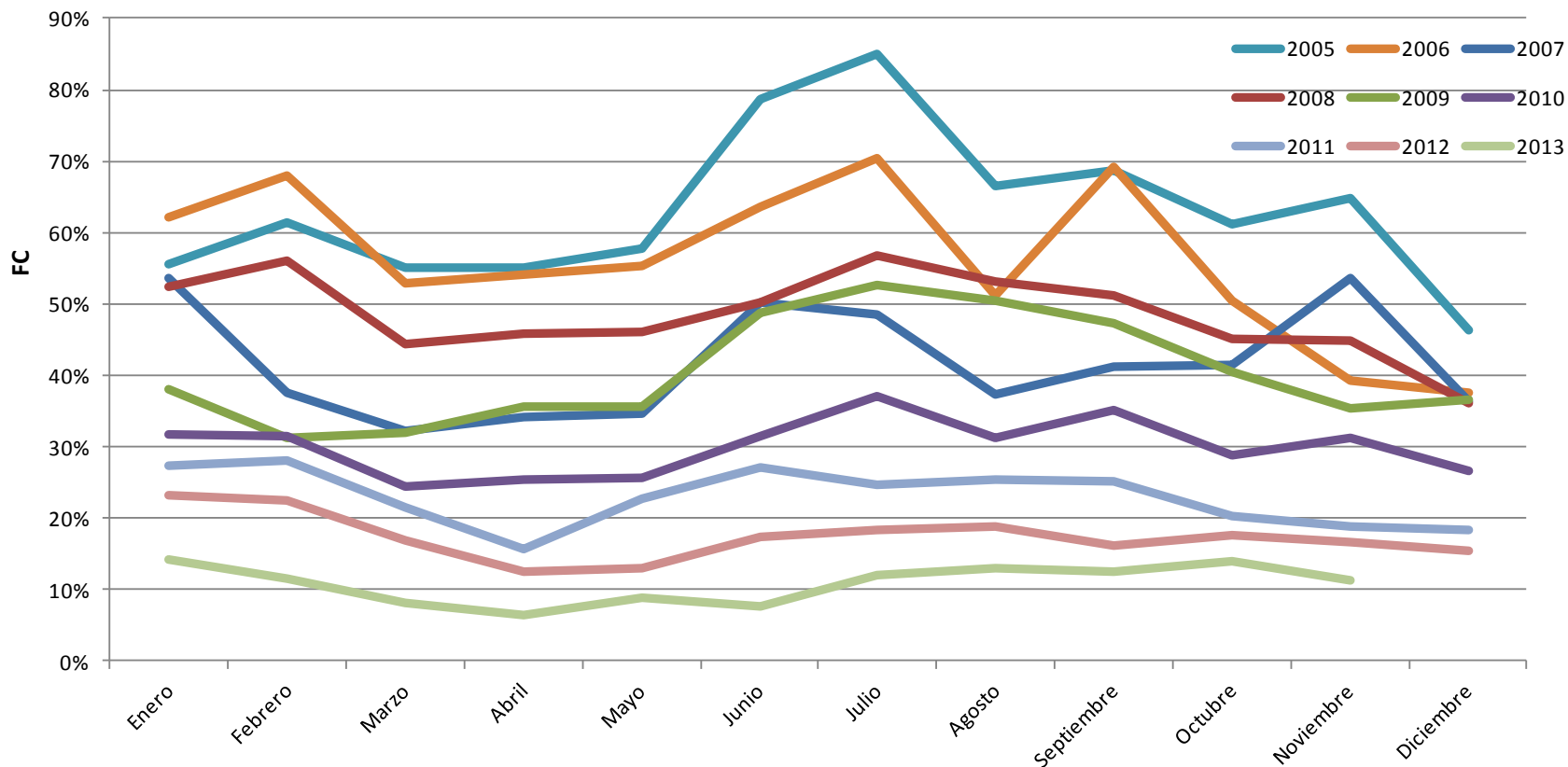


Ciclo combinado: periodo acumulado 38% inferior



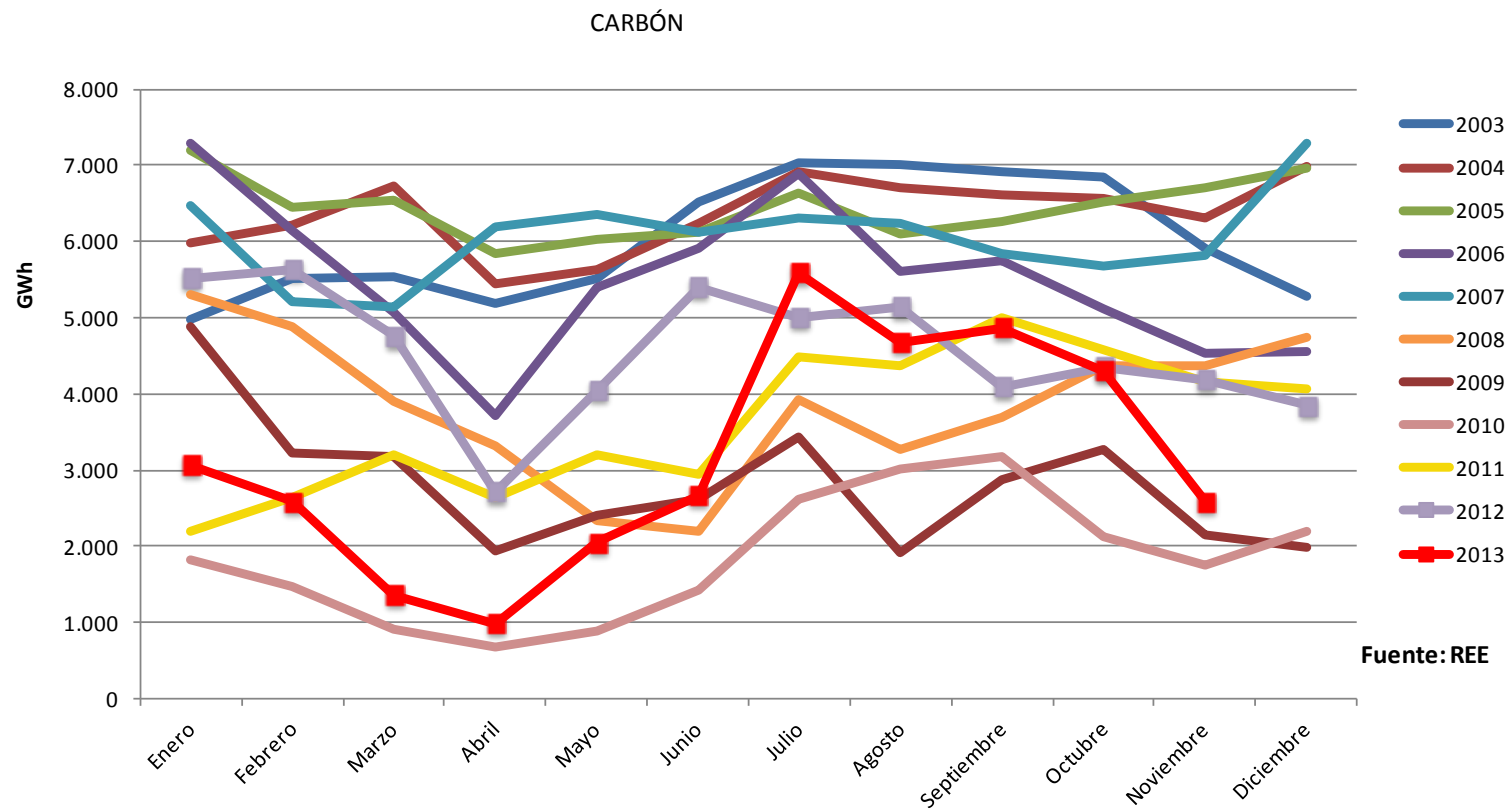
Factor de capacidad de los ciclos

CICLO COMBINADO - FACTOR DE CAPACIDAD (%)

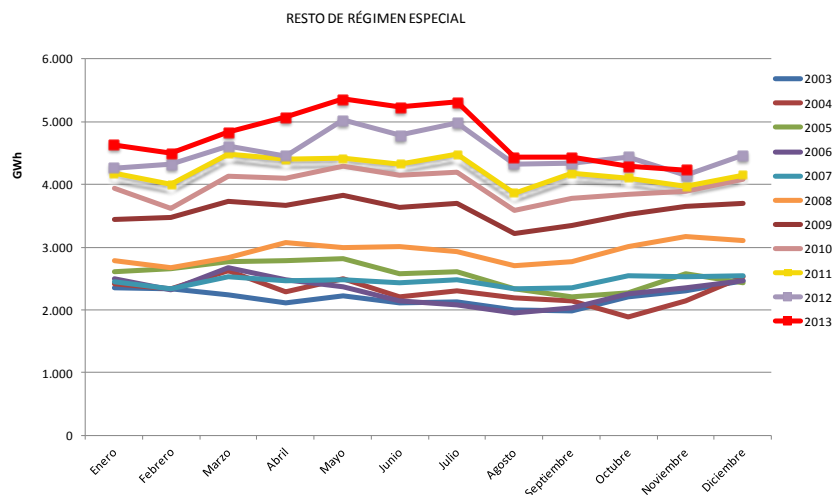


Fuente: REE y elaboración AEE

Noviembre 2013: caída de la producción de carbón



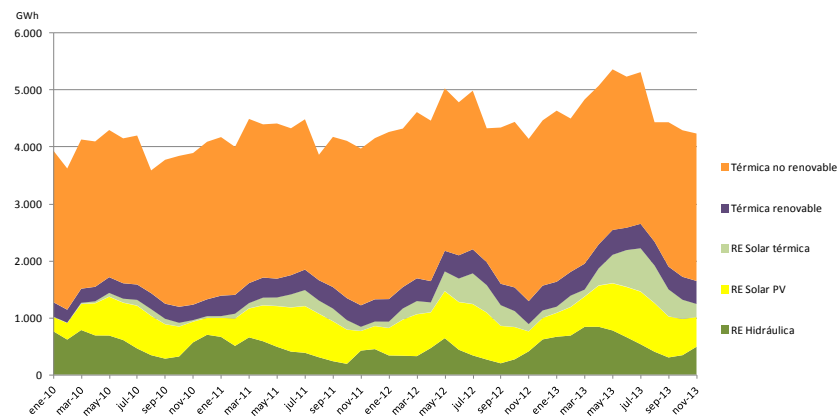
Resto de régimen especial: en noviembre se mantiene respecto al mes anterior



Fuente: REE

Acumulado hasta noviembre
52.377 GWh un 5,3% más que
la generación del mismo
periodo del 2012

En noviembre 2013 4.235
GWh, un 2,3% más que
noviembre 2012



Fuente: Datos REE y elaboración AEE

Diciembre 2013



Lunes, 16 diciembre 2013

Balance eléctrico diario (GWh)

Datos provisionales elaborados el 16/12/2013 • 09:27:47

Balance eléctrico (GWh)	Día	Mes	% Δ Mes	Año	% Δ Año	Año móvil ⁽⁴⁾	% Δ Móvil
Hidráulica	49	1.175	11,7	32.863	81,6	34.218	79,1
Nuclear	133	1.936	-14,3	54.585	-7,7	56.890	-7,7
Carbón nacional	109	1.490	0,6	13.067	-56,2	13.702	-55,6
Carbón importado	97	1.737	47,5	24.873	5,0	25.431	3,3
Carbón ⁽¹⁾	206	3.226	21,4	37.941	-29,1	39.134	-29,5
Fuel + Gas	0	0	-	0	-	0	-
Ciclo combinado	100	1.965	7,3	24.152	-35,7	25.206	-35,6
Régimen ordinario	488	8.302	6,4	149.541	-11,2	155.448	-11,4
Consumos generación	-22	-351	2,6	-6.014	-21,4	-6.250	-21,4
Hidráulica	13	213	-22,7	6.763	57,3	7.107	57,0
Eólica ⁽²⁾	172	1.906	-33,0	51.403	12,9	54.007	13,2
Solar fotovoltaica	17	267	37,9	7.817	2,2	8.001	1,8
Solar térmica	7	124	76,9	4.489	32,9	4.555	32,9
Térmica renovable	14	224	1,4	4.824	6,4	5.036	6,8
Térmica no renovable	100	1.449	-4,0	30.721	-4,3	32.112	-4,1
Régimen especial	322	4.183	-18,2	106.017	8,7	110.818	9,0
Generación neta	788	12.134	-3,5	249.543	-3,3	260.016	-3,4
Consumos en bombeo	-17	-217	-21,5	-5.611	18,1	-5.881	18,5
Enlace Península-Baleares ⁽⁶⁾	-3	-44	-8,2	-1.225	0,0	-1.268	0,0
Saldo intercambios internacionales	-29	-226	-68,3	-6.541	-39,6	-6.908	-37,5
Demanda transporte (b.c.)	740	11.647	1,0	236.167	-2,4	245.959	-2,6
Δ demanda corr. ⁽³⁾	-	-	1,2	-	-2,2	-	-2,1
Pérdidas en transporte	-11	-169	3,2	-3.042	8,7	-3.191	9,8
Demanda distribución	729	11.479	0,9	233.125	-2,6	242.768	-2,8

(1) Clasificación de los grupos según sus consumos históricos de carbón. (2) Datos de telemetría y previsión para el día en curso.

(3) Corregidos los efectos de temperatura y laboralidad. (4) Año móvil: valor acumulado en los últimos 365 días ó 366 días en años bisiestos.

(6) Valor negativo: saldo exportador. Enlace Península - Baleares funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13-08-2012.

Estructura de generación neta



Energía renovable

Energía renovable (GWh)	Día	Mes	% Δ Mes	Año	% Δ Año	Año móvil	% Δ Móvil
Total ⁽⁵⁾	259	3.745	-15,9	103.794	29,9	108.353	29,6

(5) Incluye eólica, hidráulica convencional, hidráulica de régimen especial, solar fotovoltaica, solar térmica y térmica renovable. No incluye la generación bombeo.

Demanda máxima

Demanda máxima b.c.	Día	Mes	Año	Histórica
Potencia instantánea (MW)		39.309 (20:17 - 02/12)	40.277 (20:42 - 27/02)	45.450 (18:53 - 17/12/2007)
Demanda horaria (MWh)	36.470 (11 h)	39.424 (21h - 02/12)	39.963 (21h - 27/02)	44.876 (20h - 17/12/2007)
Demanda diaria (GWh)		786 (11/12)	808 (23/01)	906 (18/12/2007)

Datos hidráulicos

Datos provisionales elaborados el 10/12/2013

Reservas (GWh)	Máxima (A)	Actual (B)	(B/A)%	Δ Día	10/12/2012 (C)	(C/A)%	01/01/2013 (D)	(D/A)%
E. anuales	8.967	4.413	49,21	-30	3.212	35,82	3.683	41,07
E. hiperanuales	9.571	5.655	59,09	-17	3.319	34,67	3.428	35,82
Total	18.538	10.068	54,31	-47	6.531	35,23	7.111	38,36

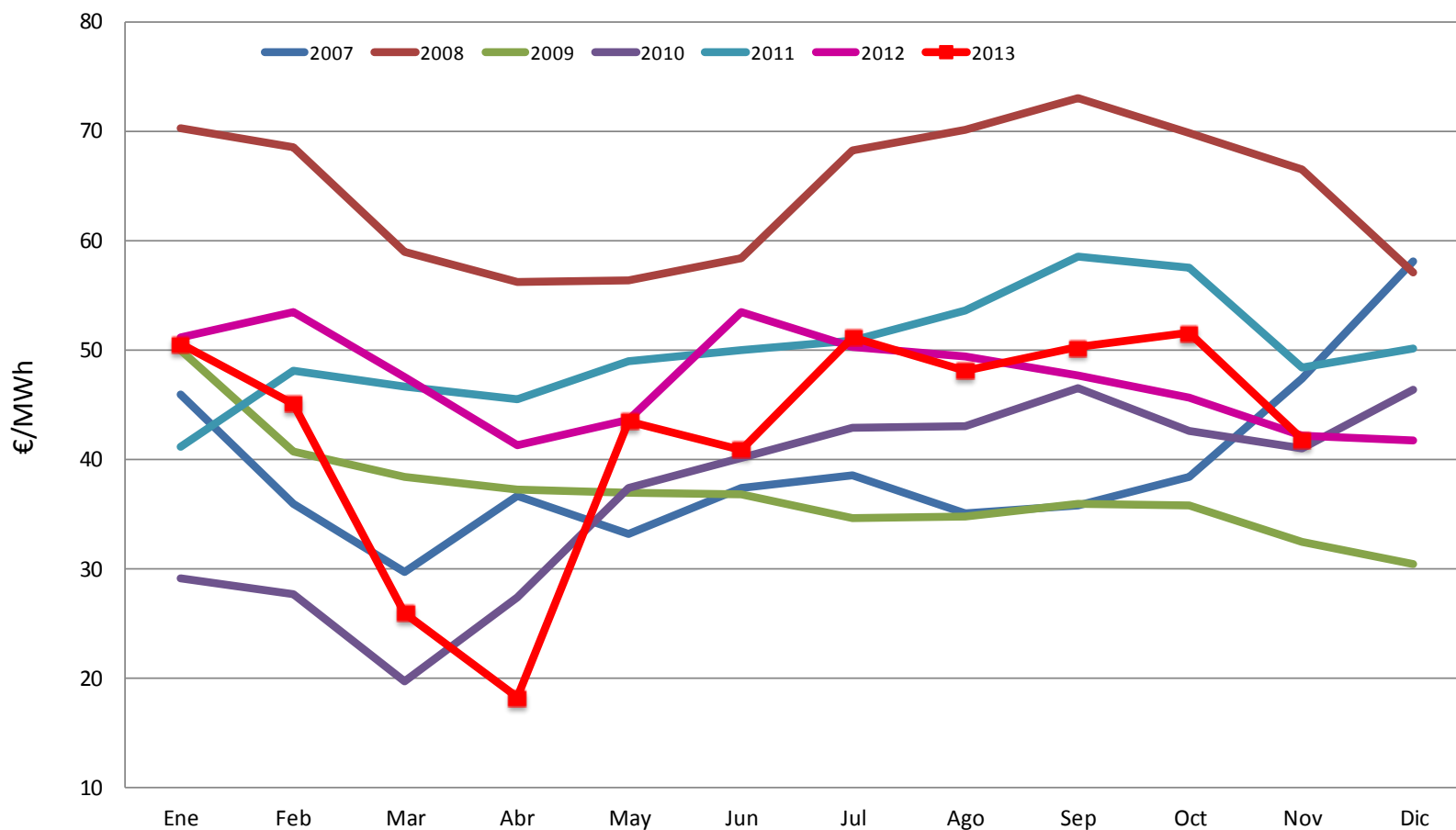
Producibles hidráulicos	Día	Mes	I. Mes	% P>	Año	I. Año	% P>	Año móvil	I. Móvil	% P>
GWh	3	334	0,34	95,25	30.963	1,21	22,78	34.924	1,26	18,63

Reunión GT Precios 17/12/2013

Orden del día

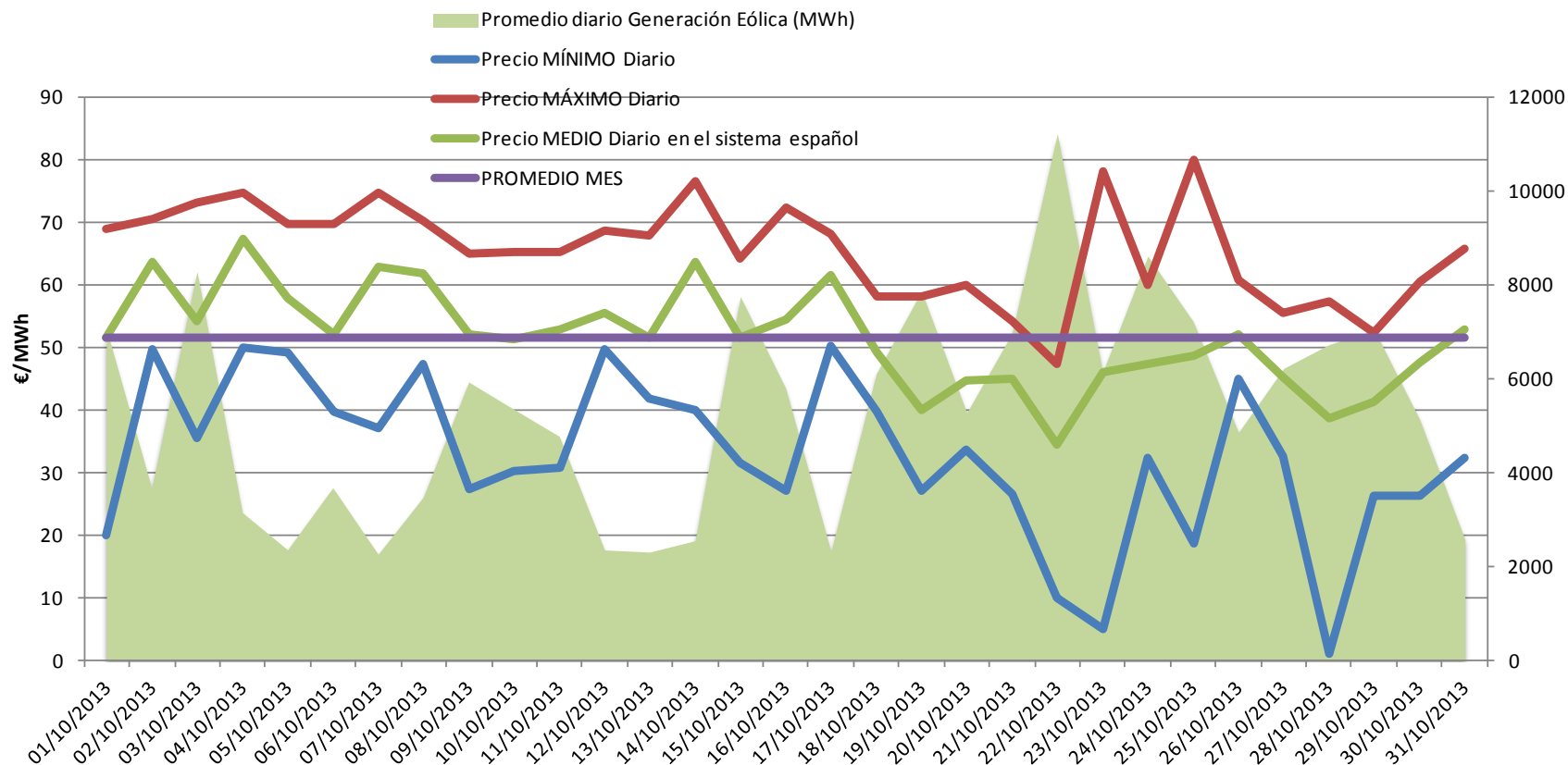
1. Lectura y aprobación del acta de la reunión anterior con 27 de septiembre de 2013.
2. Nuevo sistema retributivo: aplicación del valor de ajuste por desviaciones del precio de mercado y posibles implicaciones en las coberturas de riesgos de precio.
3. Situación actual:
 - Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica.
 - Evolución del mercado de la electricidad, retribución eólica y primas percibidas.
4. Previsión de precios futuros: escenarios y resultados.
5. Ruegos y preguntas.

Noviembre 2013: cae el precio medio aritmético del MD



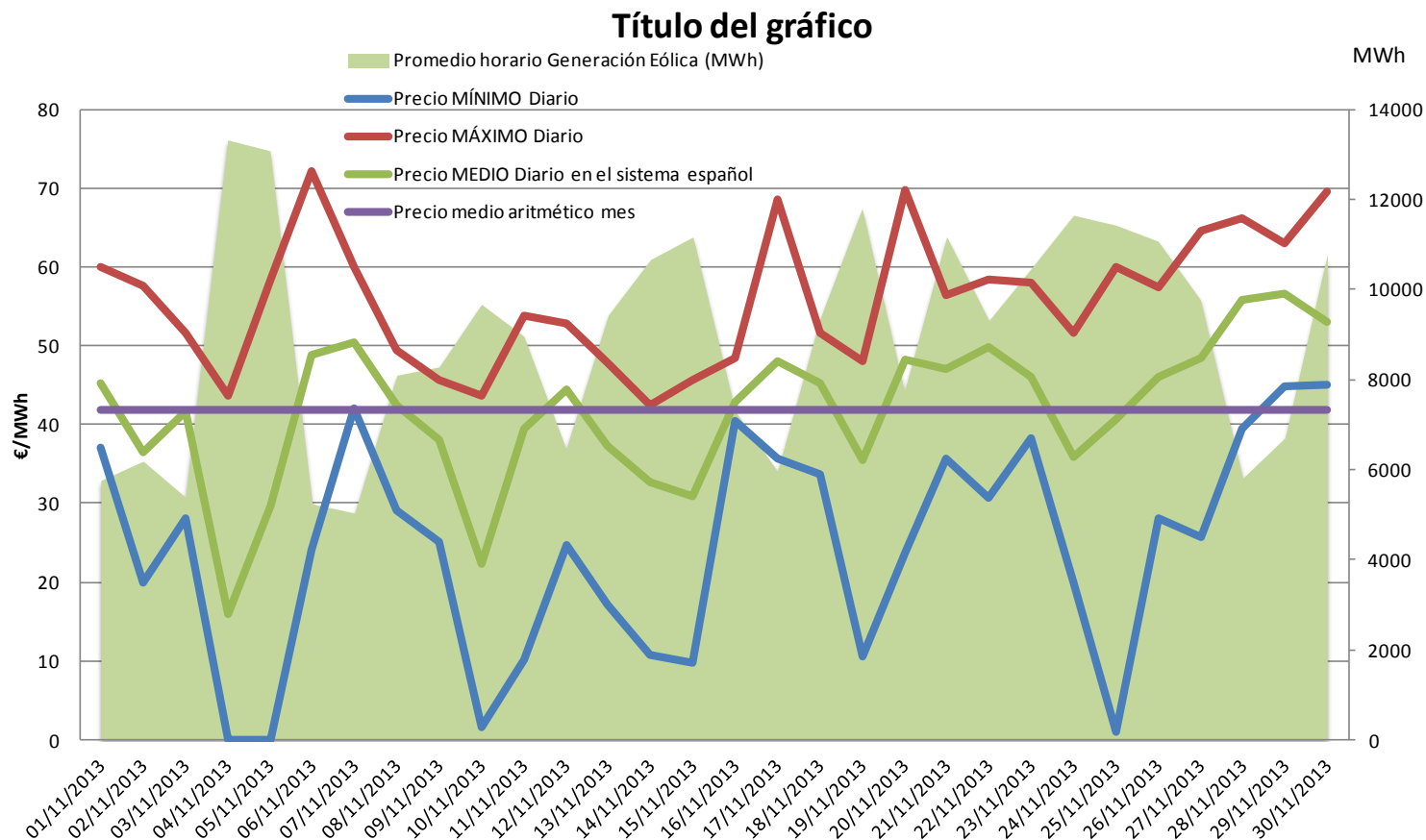
Fuente: OMIE y elaboración AEE

Octubre: PMD 51,49 €/MWh; Promedio generación eólica 5.306 MWh



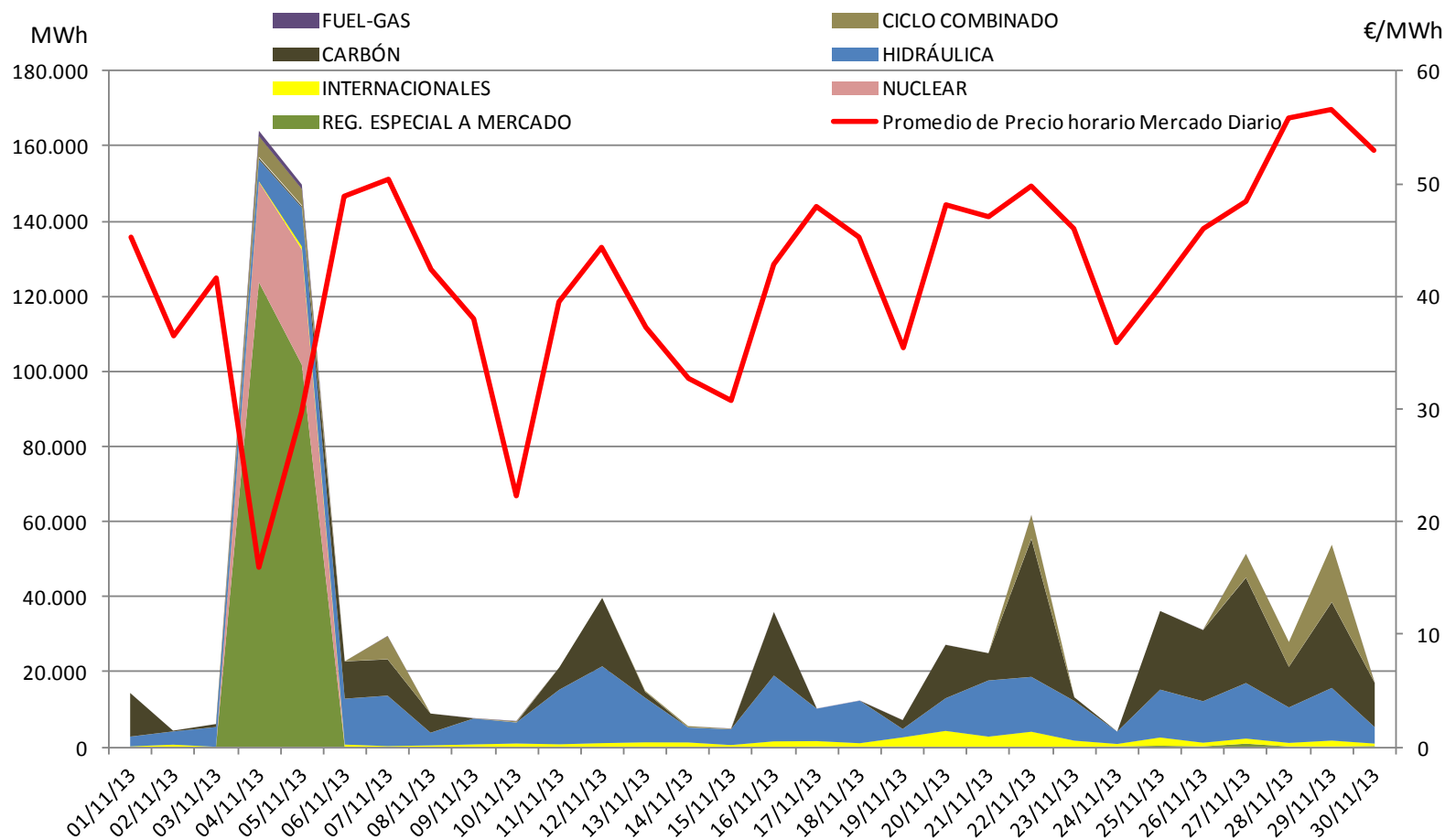
Fuente: OMIE y elaboración AEE

Noviembre: PMD 41,81 €/MWh; Promedio generación eólica 8.883 MWh



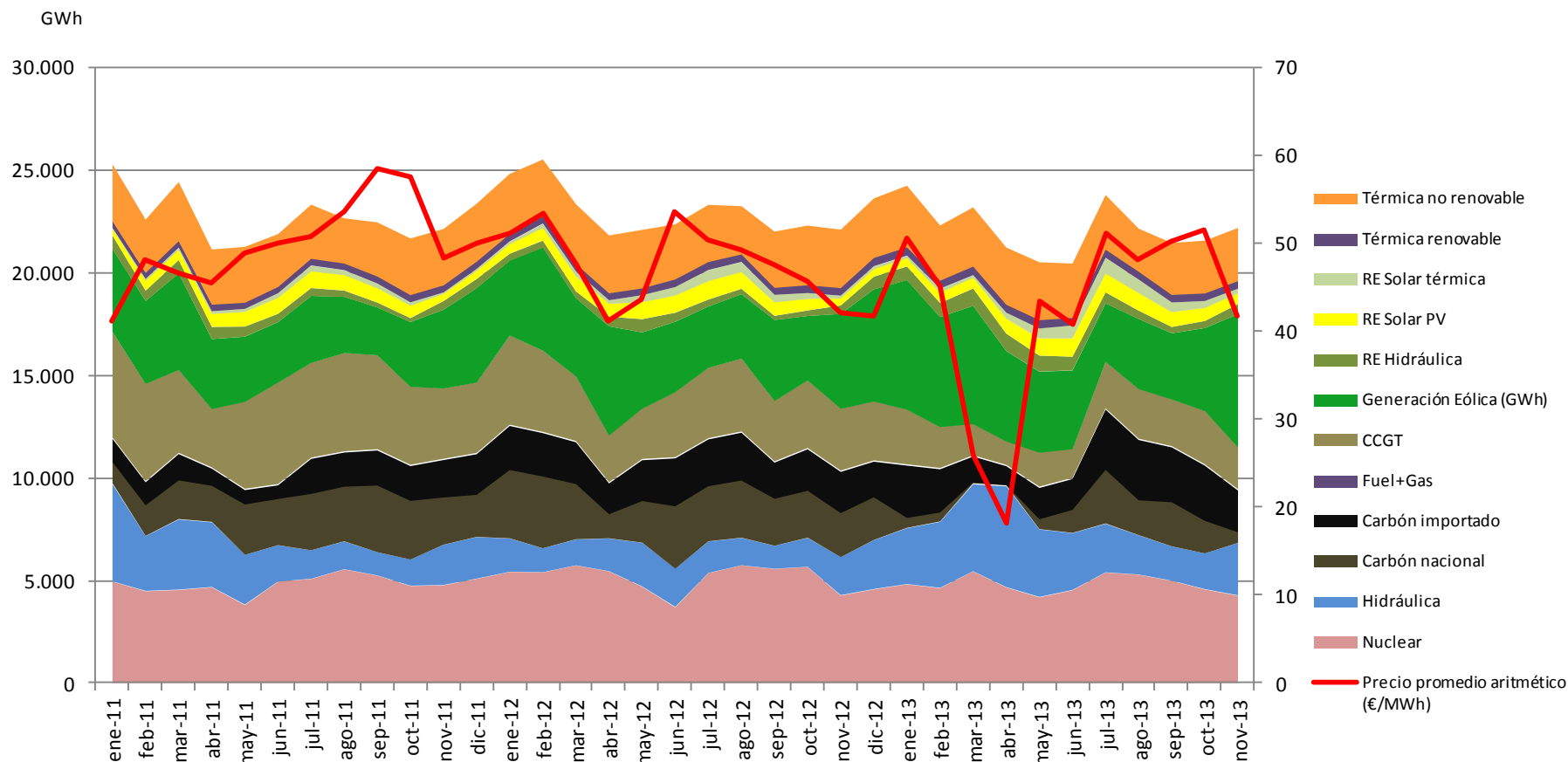
Fuente: OMIE, REE y elaboración AEE

Energía por tecnologías casada y ofertada a precio mayor o igual al 95% del Precio medio del mercado diario



Fuente: OMIE y elaboración AEE

Evolución del precio y de la generación



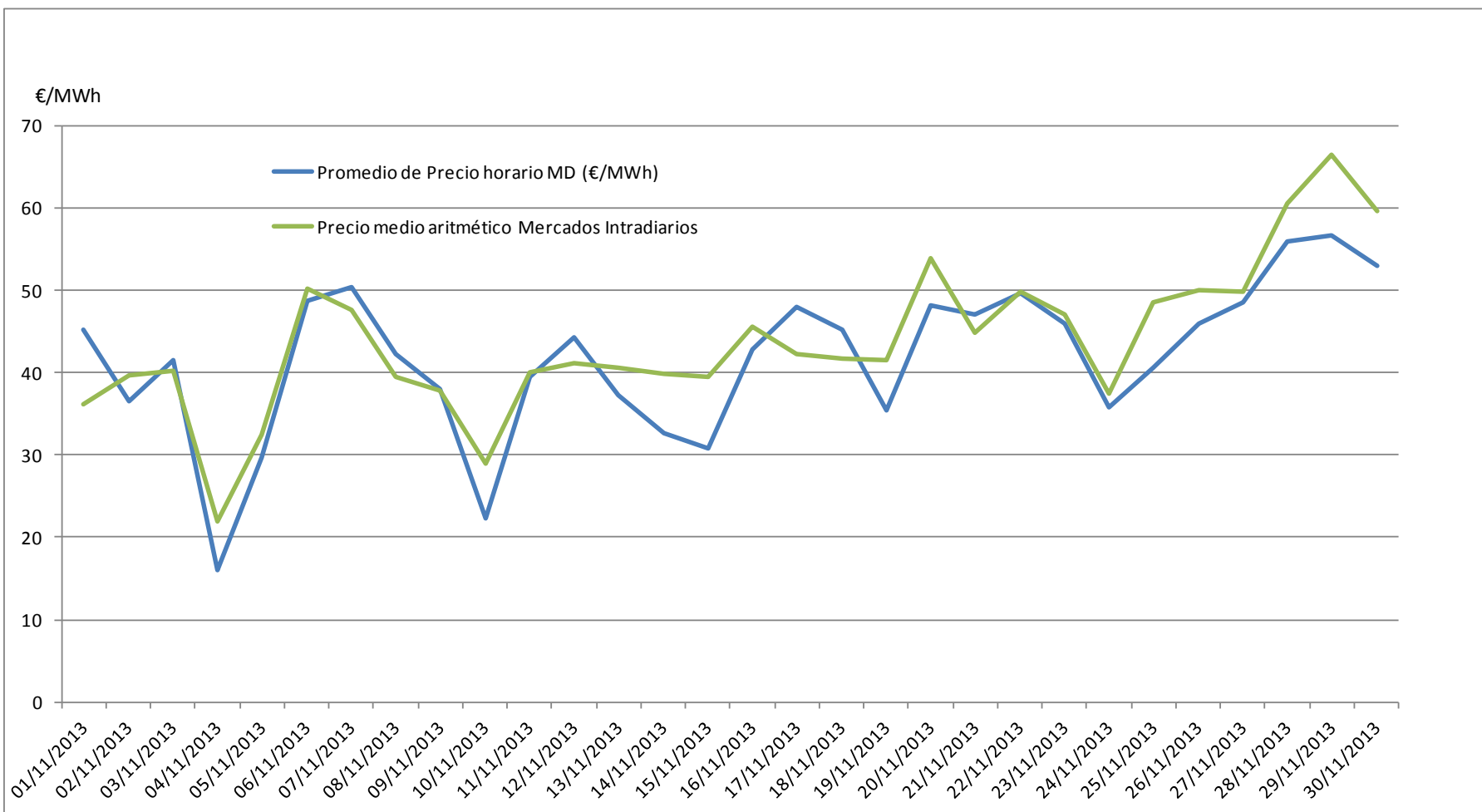
Fuente: Datos REE y elaboración AEE

Precio medio 2013: 42,46 €/MWh

En €/MWh	Precio mínimo	Precio promedio	Precio máximo
Enero	0,00	50,50	87,54
Febrero	0,00	40,05	90,00
Marzo	0,00	25,92	90,00
Abril	0,00	18,17	90,00
Mayo	16,70	43,45	72,50
Junio	0,00	40,87	57,25
Julio	11,50	51,16	68,69
Agosto	20,0	48,09	62,8
Septiembre	1,0	50,20	72,0
Octubre	1,0	51,49	79,99
Noviembre	0,00	41,81	72,08
Diciembre			
Periodo 2013	0,00	42,46	90,00

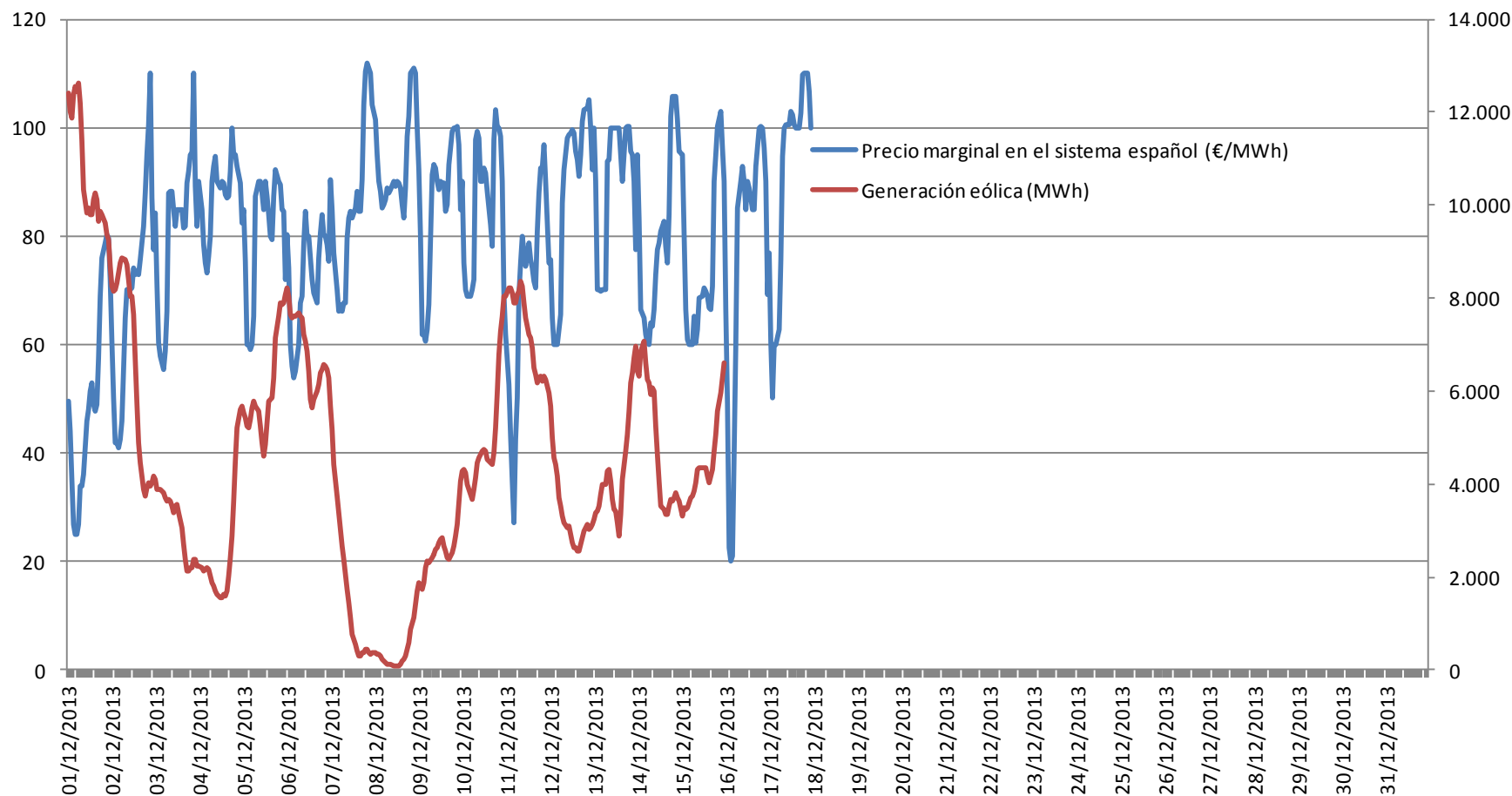
Fuente: OMIE y elaboración AEE

MD vs Intradiarios



Fuente: OMIE y elaboración AEE

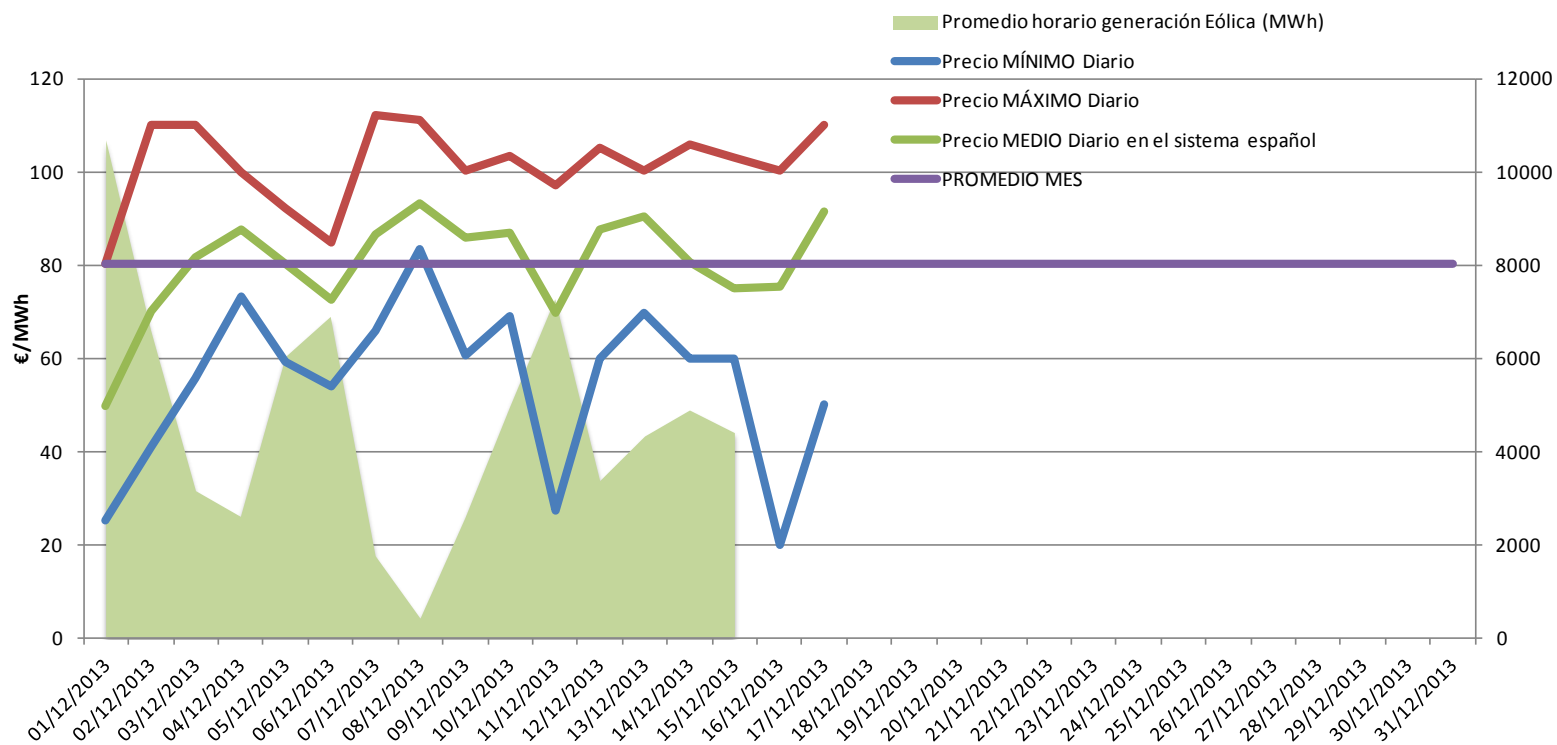
Diciembre: precio medio aritmético 80,19 €/MWh (del 1 al 17 de diciembre)



Fuente: OMIE, REE y elaboración AEE

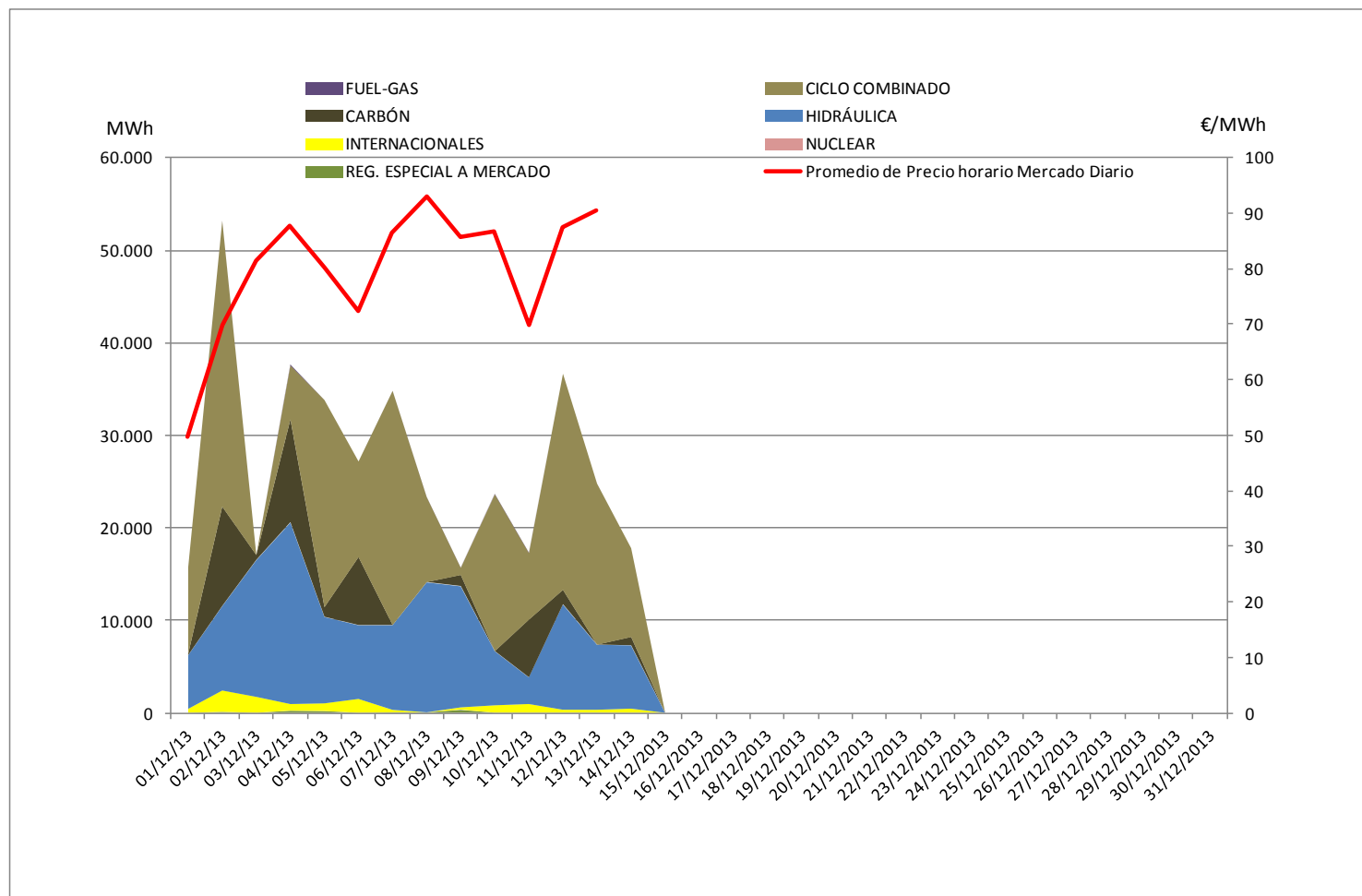
(*) Mes de diciembre datos hasta el día 17

Mercado diario y promedio horario generación eólica



Fuente: OMIE y elaboración AEE

Energía por tecnologías casada y ofertada a precio mayor o igual al 95% del Precio medio del mercado diario. Diciembre 2013

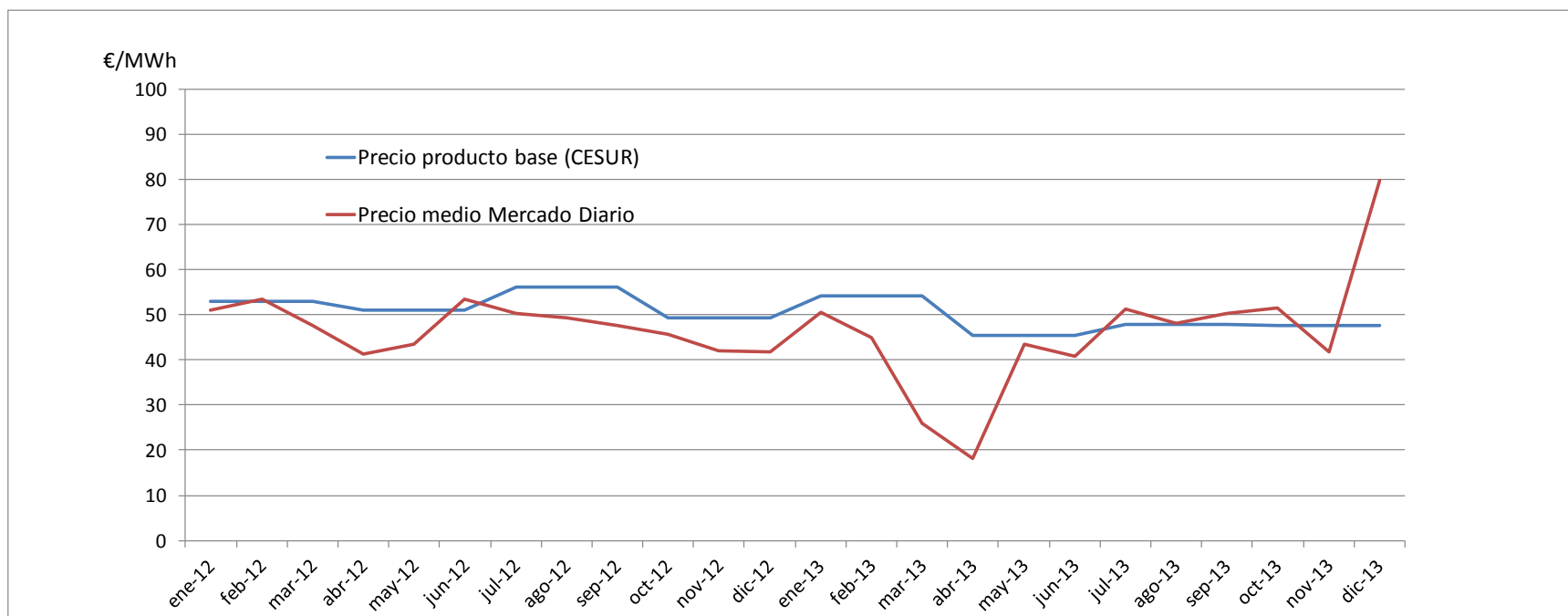


Subasta CESUR

	Periodo de entrega	Producto	Precio de cierre (€/MWh)	Potencia subastada (MW)
17ª Subasta	1 er trimestre 2012	Carga Base	52,99 €/MWh	3.800 MW
		Carga Punta	57,95 €/MWh	363 MW
18ª Subasta	2º trimestre 2012	Carga Base	51,00 €/MWh	3.800 MW
		Carga Punta	56,27 €/MWh	451 MW
19ª Subasta	3er trimestre 2012	Carga Base	56,25 €/MWh	3.000 MW
		Carga Punta	61,50 €/MWh	575 MW
20ª Subasta	4º trimestre 2012	Carga Base	49,25 €/MWh	3.000 MW
		Carga Punta	54,25 €/MWh	334 MW
21ª Subasta	1er trimestre 2013	Carga Base	54,18 €/MWh	3.000 MW
		Carga Punta	61,15 €/MWh	345 MW
22ª Subasta	2º trimestre 2013	Carga Base	45,41 €/MWh	2.500 MW
		Carga Punta	51,95 €/MWh	380 MW
23ª Subasta	3er trimestre 2013	Carga Base	47,95 €/MWh	2.500 MW
		Carga Punta	55,21 €/MWh	572 MW
24ª Subasta	4º trimestre 2013	Carga Base	47,58 €/MWh	2.500 MW
		Carga Punta	57 €/MWh	352 MW

Fuente: elaboración AEE

CESUR vs Mercado Diario



Fuente: OMIE, y elaboración AEE

(*) Mes de diciembre datos hasta el día 17

Precio medio aritmético vs ponderado

AÑO 2013 (€/MWh)	Generación eólica mensual (GWh)	Promedio horario generación eólica (MWh)	Precio medio ARITMÉTICO mensual	Precio medio PONDERADO por la energía eólica	Diferencia en €/MWh	Variación (%)
Ene	6.291	8.455	50,50	47,22	-3,28	-6,50%
Feb	5.336	7.941	45,04	38,64	-6,40	-14,21%
Mar	5.743	7.729	25,92	24,06	-1,86	-7,17%
Abr	4.390	6.097	18,17	13,63	-4,54	-24,97%
May	3.922	5.271	43,45	41,46	-1,99	-4,57%
Jun	3.825	5.312	40,87	37,00	-3,86	-9,45%
Jul	2.841	3.818	51,16	49,24	-1,93	-3,77%
Ago	3.405	4.576	48,09	46,95	-1,14	-2,37%
Sep	3.213	4.462	50,20	47,47	-2,73	-5,45%
Oct	3.954	5.307	51,49	47,95	-3,54	-6,88%
Nov	6.396	8.884	41,81	40,17	-1,63	-3,91%
Dic	1.675	4.651	79,77	73,45	-6,32	-7,92%
2013	50.989	6.088	44,29	39,76	-4,53	-10,24%

Fuente: OMIE, www.esios.ree.es y elaboración AEE

(*) Datos hasta 15 de diciembre de 2013

La retribución a mercado de la eólica según REE

	Producción medida liquidada (MWh)	Precio medio a m. diario (EUR/MWh)	Ganancia/ Pérdida Intradiario (EUR/MWh)	Ganancia restricciones tiempo real (EUR/MWh)	Pérdida por coste desvíos (EUR/MWh)	Ingreso total mercado (EUR/MWh)
ene-13	6.269.208,94	47,22	-0,15	0,01	-1,29	45,79
feb-13	5.336.420,47	38,64	-0,12	0,01	-1,35	37,17
mar-13	5.742.647,72	24,06	-0,5	0,01	-1,22	22,35
abr-13	4.386.700,89	13,63	-0,37	0,01	-0,98	12,29
may-13	3.918.967,40	41,46	-0,35	0,01	-1,39	39,73
jun-13	3.799.247,55	37,01	-0,44	0,03	-1,05	35,54
jul-13	2.840.705,15	49,24	-0,32	0,01	-1,56	47,36
ago-13	3.404.739,06	46,95	-0,07	0,05	-0,97	45,96
sep-13	3.195.379,151	47,56	-0,17	0,00	-1,16	46,13
oct-13	3.953.543,356	47,95	-0,33	0,01	-1,34	46,28
nov-13	6.396.226,469	40,17	-0,19	0,00	-0,63	39,35
dic-13						

Fuente: www.esios.ree.es y elaboración AEE

Retribución eólica mensual

AÑO 2013 (€/MWh)	Precio medio PONDERADO por la energía eólica	Prima RD 661/2007 PONDERADA (€/MWh)	Retribución RD 661/2007 PONDERADA (€/MWh) antes del RDL2/2013	Prima equivalente (a tarifa regulada)	Tarifa regulada RD 661/2007	Diferencia entre TR de 2013 y opción de mercado sin modificaciones
Ene	47,22	40,00	87,22	34,03	81,247	5,974
Feb	38,64	45,98	84,62	42,61	81,247	3,373
Mar	24,06	58,66	82,72	57,19	81,247	1,475
Abr	13,63	67,95	81,58	67,62	81,247	0,332
May	41,46	40,68	82,14	39,78	81,247	0,894
Jun	37,00	45,00	82,00	44,24	81,247	0,758
Jul	49,24	37,06	86,29	32,01	81,247	5,045
Ago	46,95	37,07	84,02	34,30	81,247	2,776
Sept	47,47	39,04	86,51	33,78	81,247	5,263
Oct	47,95	38,23	86,18	33,30	81,247	4,933
Nov	40,17	43,08	83,25	41,07	81,247	2,002
Dic (*)	73,45	21,06	94,51	7,80	81,247	13,261
2013	39,76	44,77	84,52	41,49	81,247	3,28

Fuente: Elaboración AEE

(*) Datos hasta 15 de diciembre de 2013

Resumen liquidación de la prima equivalente y complementos.

MES	TECNOLOGIA	Potencia Liquidada (MW)	Energía Vendida(GWh)	Nº Instalaciones	Prima equivalente (cent€/kWh)	Prima (cent€/kWh)	Comp. Reactiva (cent€/kWh)	Comp. Huecos (cent€/kWh)	Comp.Eficiencia (cent€/kWh)	Comp. Repot. (cent€/kWh)	Ret. Regulada Total (Miles €)	Ret. Regulada (cent€/kWh)
01/07/2013	COGENERACION	5.438	2.110	824	6,838	2,999	0,1344		0,2865		141.393,595	6,7005
	SOLAR FV	4.630	968	60.539	37,322		0,1127				362.544,510	37,4347
	SOLAR TE	2.050	753	45	24.517		0,1368				185.583,516	24,6535
	EOLICA	22.731	2.864	1.317	3,234		0,1291	0,1554			100.768,777	3,5183
	HIDRAULICA	1.996	529	1.032	3,386		0,1093				18.474,190	3,4954
	BIOMASA	822	402	192	7,184		0,0819		0,2982		30.373,555	7,564
	RESIDUOS	539	216	26	2,344	0,000	0,1209				5.267,487	2,4394
	TRAT.RESIDUOS	603	366	47	10,065		0,1388				37.378,710	10,2036
	OTRAS TECN. RENOVABLES	0	0	1	2,904		-0,0914				0,177	2,8129
	subtotal	38.809	8.208	64.023	10,768	2,977	0,1259	0,0542	0,0882		881.784,518	10,7432
01/08/2013	COGENERACION	5.412	1.553	813	5,706	2,845	-0,0076				80.356,464	5,1749
	SOLAR FV	4.631	890	60.525	35,216		-0,0091				313.235,220	35,2073
	SOLAR TE	2.150	659	47	24.807		-0,0033				163.570,531	24,804
	EOLICA	22.731	3.422	1.317	3,411		-0,0176	0,1701			121.929,677	3,5633
	HIDRAULICA	1.979	395	1.016	3,632		-0,0196				14.276,314	3,612
	BIOMASA	814	393	188	7,300		-0,0341				28.587,200	7,2654
	RESIDUOS	554	227	27	2,538	2,469	-0,0011				5.732,824	2,5275
	TRAT.RESIDUOS	603	352	47	10,364		-0,0062				36.488,315	10,3574
	OTRAS TECN. RENOVABLES	0	0	1	2,854		-0,1243				0,230	2,7292
	subtotal	38.875	7.892	63.981	9,907	2,807	-0,0134	0,0737			764.176,776	9,6834
01/09/2013	COGENERACION	5.410	1.964	811	6,722	2,852	-0,0067				121.113,608	6,1659
	SOLAR FV	4.637	752	60.538	21,612		-0,0094				162.470,543	21,6028
	SOLAR TE	2.150	472	47	24.499		-0,0039				115.554,918	24,4953
	EOLICA	22.733	3.204	1.317	3,382		-0,0175	0,1566			112.829,093	3,5214
	HIDRAULICA	1.979	297	1.015	3,561		-0,0247				10.511,328	3,5358
	BIOMASA	821	372	189	7,265		-0,0367				26.890,088	7,2285
	RESIDUOS	554	253	27	2,319	2,482	-0,0003				5.970,130	2,3577
	TRAT.RESIDUOS	603	347	47	10,206		-0,0059				35.414,116	10,2002
	OTRAS TECN. RENOVABLES	0	0	1	2,675		-0,1952				0,384	2,48
	subtotal	38.889	7.662	63.992	7,884	2,786	-0,0132	0,0655			590.754,209	7,7103

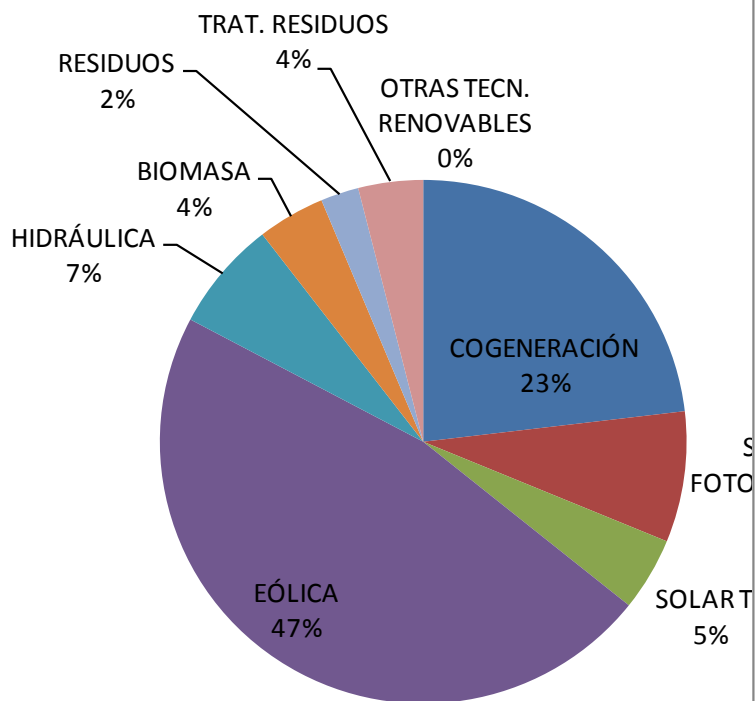
Resumen liquidaciones acumuladas a Septiembre 2013

Resumen de las liquidaciones de la CNMC acumuladas en el año 2013. Mes de liquidación 09/2013.

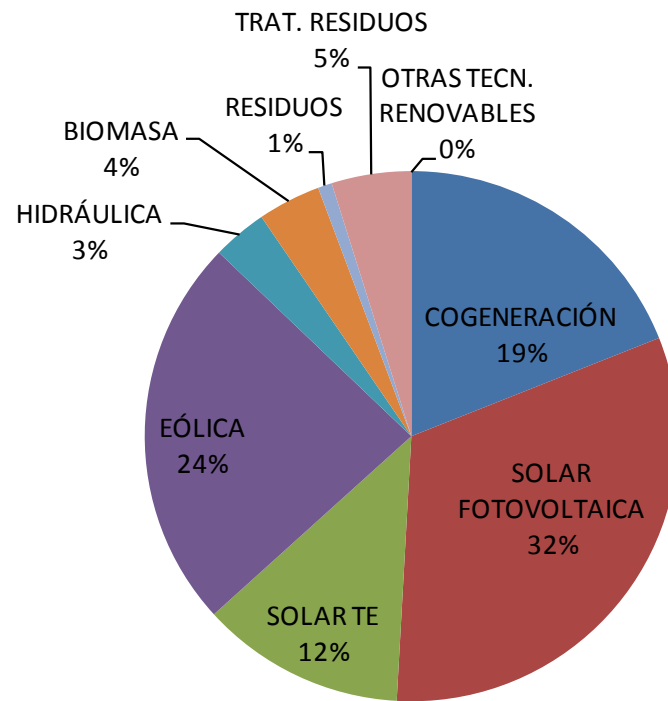
AÑO	TECNOLOGIA	Potencia Liquidada (kW)	Energía Vendida(GWh)	Nº Instalaciones	Prima equivalente (cent€/kWh)	Prima (cent€/kWh)	Comp. Reactiva (cent€/kWh)	Comp. Huecos (cent€/kWh)	Comp.Eficiencia (cent€/kWh)	Comp. Repot. (cent€/kWh)	Ret. Regulada Total (Mill. €)	Ret. Regulada (cent€/kWh)
2013	COGENERACIÓN	5.410.326	19.250	811	7,443	3,164	0,241		0,501		1.454,362	7,555
	SOLAR FV	4.637.225	6.687	60.538	36,358		0,178				2.443,311	36,536
	SOLAR TE	2.149.820	3.761	47	25,128		0,178				951,865	25,306
	EÓLICA	22.733.390	39.084	1.317	4,243		0,225	0,204			1.826,068	4,672
	HIDRÁULICA	1.979.123	5.658	1.015	4,274		0,227				254,614	4,500
	BIOMASA	820.695	3.455	189	7,813		0,170		0,508		293,365	8,491
	RESIDUOS	554.390	1.951	27	3,238	2,366	0,226				65,310	3,347
	TRAT.RESIDUOS	603.331	3.321	47	10,965		0,232				371,833	11,197
	OTRAS TECN. RENOVABLES	296	0	1	3,498		-0,172				0,007	3,327
		38.888.596	83.168	63.992	8,976	3,096	0,221	0,096	0,137		7.660,735	9,211

Eólica: 47% de la generación de RE, 24% del total de la retribución regulada

% Generación



% Retribución regulada



Fuente: CNMC, elaboración AEE

Reunión GT Precios 17/12/2013

Orden del día

1. Lectura y aprobación del acta de la reunión anterior con 27 de septiembre de 2013.
2. Nuevo sistema retributivo: aplicación del valor de ajuste por desviaciones del precio de mercado y posibles implicaciones en las coberturas de riesgos de precio.
3. Situación actual:
 - Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica.
 - Evolución del mercado de la electricidad, retribución eólica y primas percibidas.
4. **Previsión de precios futuros: escenarios y resultados.**
5. Ruegos y preguntas.

Reunión GT Precios 17/12/2013

Orden del día

1. Lectura y aprobación del acta de la reunión anterior con 27 de septiembre de 2013.
2. Nuevo sistema retributivo: aplicación del valor de ajuste por desviaciones del precio de mercado y posibles implicaciones en las coberturas de riesgos de precio.
3. Situación actual:
 - Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica.
 - Evolución del mercado de la electricidad, retribución eólica y primas percibidas.
4. Previsión de precios futuros: escenarios y resultados.
5. Ruegos y preguntas.