



INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO

Nº 91

Fecha de publicación: 04 de diciembre de 2015



CONTENIDO

1. RESUMEN EJECUTIVO	3
2. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA	4
3. EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO Y RETRIBUCIÓN EÓLICA	15

1. RESUMEN EJECUTIVO

Durante el mes de noviembre del año en curso la eólica se situó como tercera fuente de generación en la península con 3.709 GWh. En cuanto a la generación eólica acumulada durante los once primeros meses del año, ésta se sitúa en 44.189GWh, por detrás de la energía nuclear y el carbón.

La demanda de energía eléctrica ha aumentado de enero a noviembre 2015 un 2,2% respecto al mismo periodo del año anterior. En términos netos, es decir, descontando los efectos de laboralidad y temperatura, el consumo eléctrico ha aumentado un 1,4%.

El precio medio aritmético del mercado diario en el mes de noviembre 2015 fue de 51,20 €/MWh algo superior al mes de septiembre (49,90 €/MWh)

Los precios de los futuros de OMIP (www.omip.pt) para el mes de enero 2016 se sitúan actualmente en torno a 50 €/MWh para el carga base y en 57,25 €/MWh para el carga punta. Por lo que respecta al Q1-16 (primer trimestre 2016) los precios se sitúan en 47,50 €/MWh en carga base y 53,56 €/MWh en punta.

	nov-15	nov-14	Variación (%)	ene-nov 2015	ene-nov 2014	Variación 2015/2014
Precio MD (€/MWh)	51,20	46,80	9,4%	50,11	41,64	20,3%
Hidráulica (GWh)	1.790	2.259	-20,8%	24.172	32.879	-26,5%
Nuclear (GWh)	4.151	4.572	-9,2%	52.211	52.478	-0,5%
Carbón (GWh)	4.928	3.356	46,8%	49.436	39.698	24,5%
Ciclo combinado (GWh)	2.154	1.955	10,2%	23.393	19.903	17,5%
Consumos en generación (GWh) ⁽¹⁾	-626	-532	17,7%	-6.449	-5.942	8,5%
EÓLICA (GWh)	3.709	5.124	-27,6%	44.189	45.916	-3,8%
% sobre la generación total	18,0%	24,7%		18,4%	19,4%	
Factor de capacidad (%)	22,5%	31,1%		24,2%	25,1%	
Resto Hidráulica (GWh)	394	524	-24,8%	5.116	6.378	-19,8%
Solar PV (GWh)	512	394	29,9%	7.430	7.392	0,5%
Solar térmica (GWh)	255	116	119,8%	5.061	4.860	4,1%
Térmica renovable (GWh)	427	373	14,5%	4.477	4.314	3,8%
Cogeneración y resto (GWh)	2.250	2.073	8,5%	24.318	23.460	3,7%
Consumos en bombeo (GWh)	-443	-536	-17,4%	-4.015	-4.901	-18,1%
Enlace Península-Baleares (GWh) ⁽²⁾	-72	-80		-1.239	-1.211	2,3%
Intercambios internacionales (GWh) ⁽³⁾	443	188		-1.072	-3.054	-64,9%
DEMANDA DE TRANSPORTE (b.c.) (GWh)	19.873	19.786	0,4%	227.032	222.170	2,2%

Fuente: Datos REE, OMIE y elaboración AEE

(1) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel+gas y ciclo combinado.

(2) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema. Enlace funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012

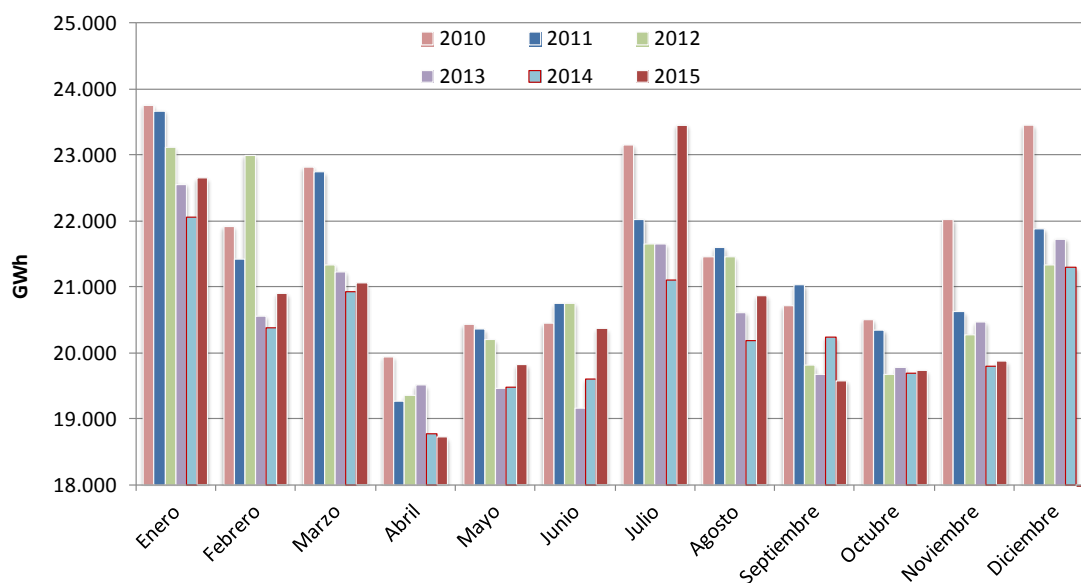
(3) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador

2. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

La demanda de energía eléctrica peninsular en el mes de noviembre 2015 aumenta un 0,4% en términos absolutos y en un 1,4% una vez corregida con el efecto de la laboralidad y temperaturas respecto al mismo mes del año anterior. En términos acumulados, la demanda de energía eléctrica de transporte en b.c. ha alcanzado 227.032GWh hasta mes de noviembre 2015, siendo un 2,2% superior a la demanda del mismo periodo del año anterior en términos absolutos.

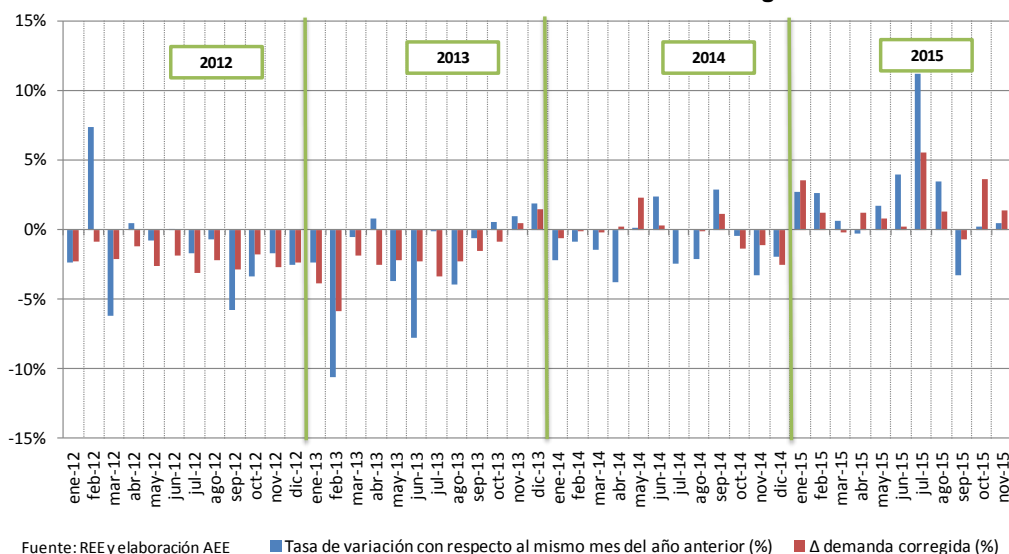
La evolución de la demanda se representa en el gráfico siguiente:

Gráfico 01. Demanda mensual de transporte de energía eléctrica en b.c. 2009-2015



En el siguiente gráfico se representa la variación mensual de la demanda de energía eléctrica, en términos brutos (barras azules) y la variación del consumo eléctrico corregida por los efectos de laboralidad y temperatura (barras rojas).

Gráfico 02. Variación mensual de la demanda de energía eléctrica. 2012-2015

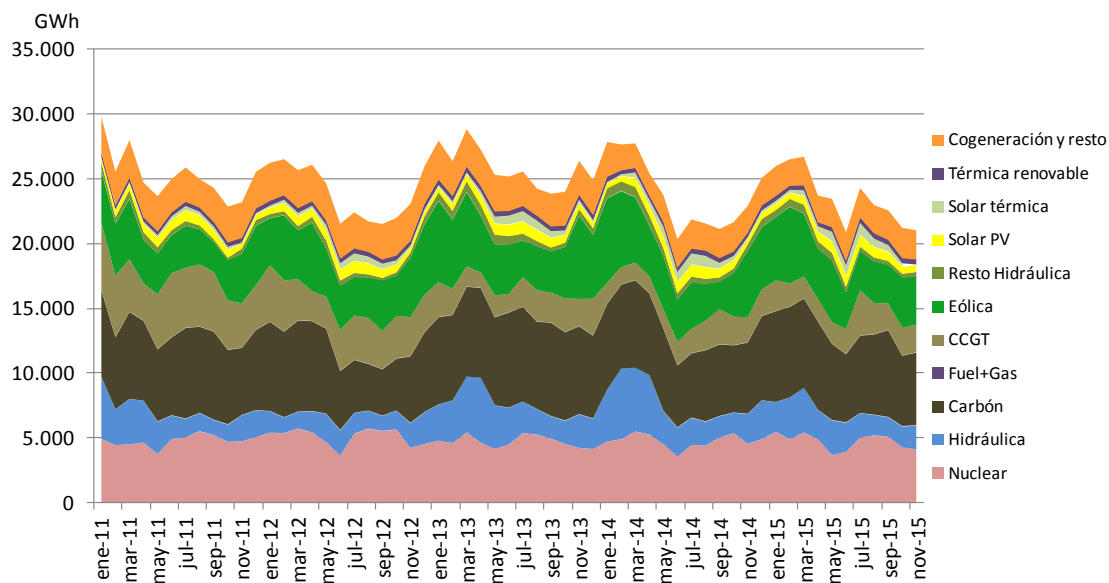


Fuente: REE y elaboración AEE

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

En el siguiente gráfico se representa la evolución mensual de la generación según las distintas tecnologías, en GWh.

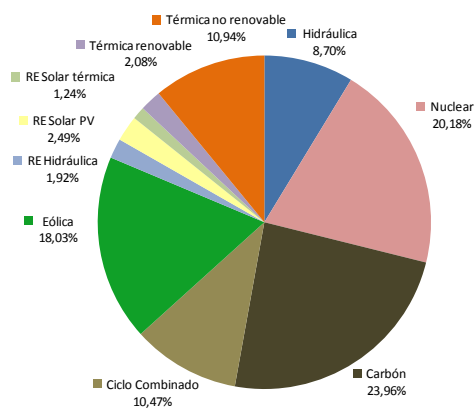
Gráfico 03. Evolución mensual de la generación por tecnologías en GWh. 2011-2015



Fuente: REE y elaboración AEE

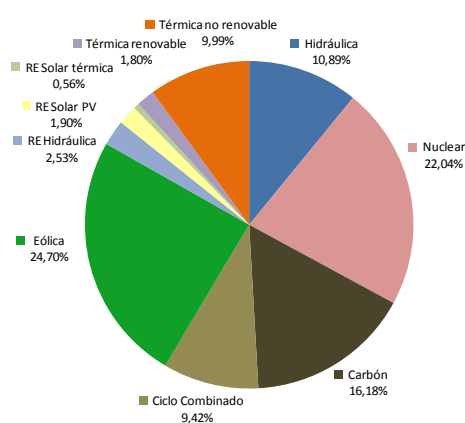
En el mes de noviembre la eólica ha aportado el 18% de la generación total, siendo la tercera tecnología de generación.

Gráfico 04. Estructura de generación. Noviembre 2015



Fuente: REE y elaboración AEE

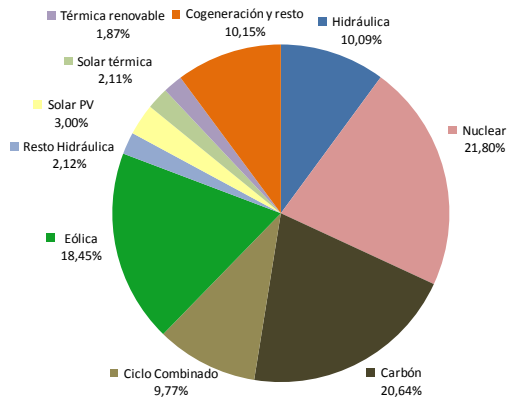
Gráfico 05. Estructura de generación. Noviembre 2014



Fuente: REE y elaboración AEE

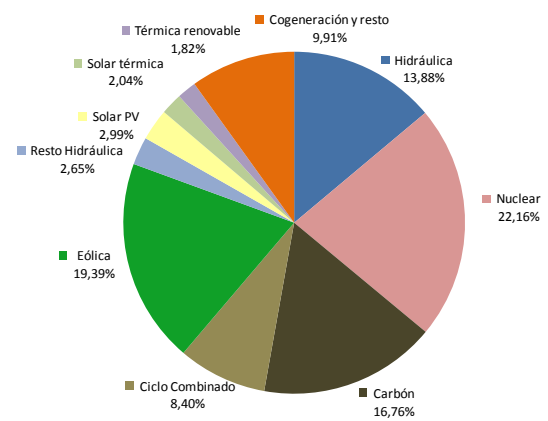
En los once primeros meses de 2015, la eólica se sitúa como la tercera tecnología de generación, con una aportación de un 18,4% del total, por detrás del carbón con un 20,6% y de la nuclear con un 21,8%.

Gráfico 06. Estructura de generación. Enero a Noviembre 2015



Fuente: REE y elaboración AEE

Gráfico 07. Estructura de generación. Enero a Noviembre 2014

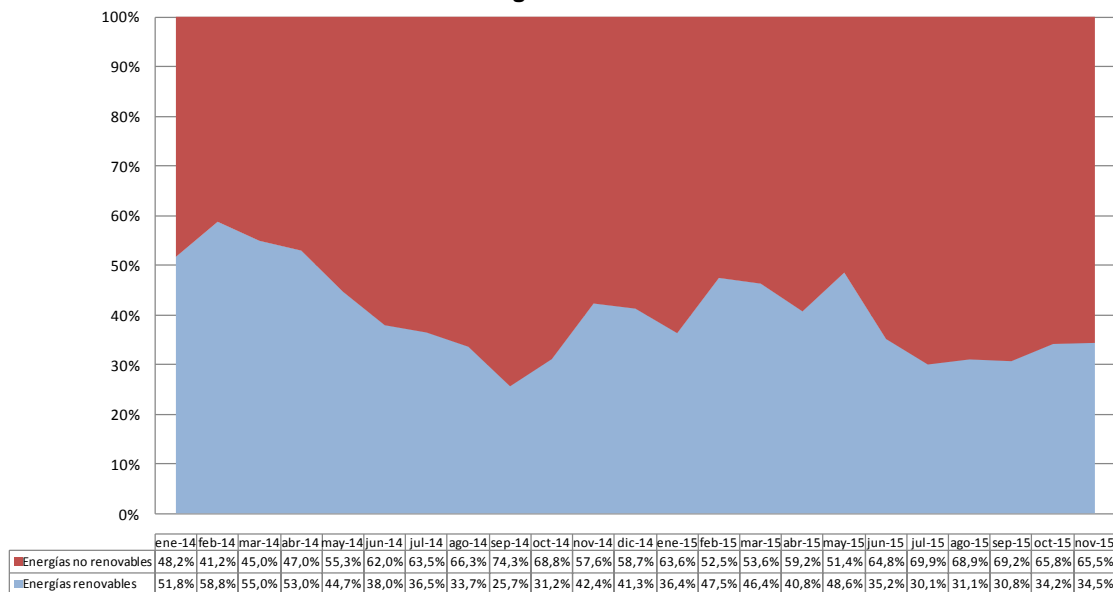


Fuente: REE y elaboración AEE

Los ciclos combinados continúan con una aportación por debajo del 10% en el periodo acumulado de 2015. A pesar que en los meses de julio y agosto la aportación de los ciclos fue de 14,1% y 10,8% respectivamente. La disminución de la demanda con respecto meses anteriores ha provocado que esta tecnología reduzca su aportación.

La contribución de la generación procedente de fuentes de energía renovable en el mes de noviembre de 2015 ha sido de 34,5%.

Gráfico 08. Evolución mensual del % de la producción eléctrica cubierto con EERR y Energías No Renovables. 2014 - 2015

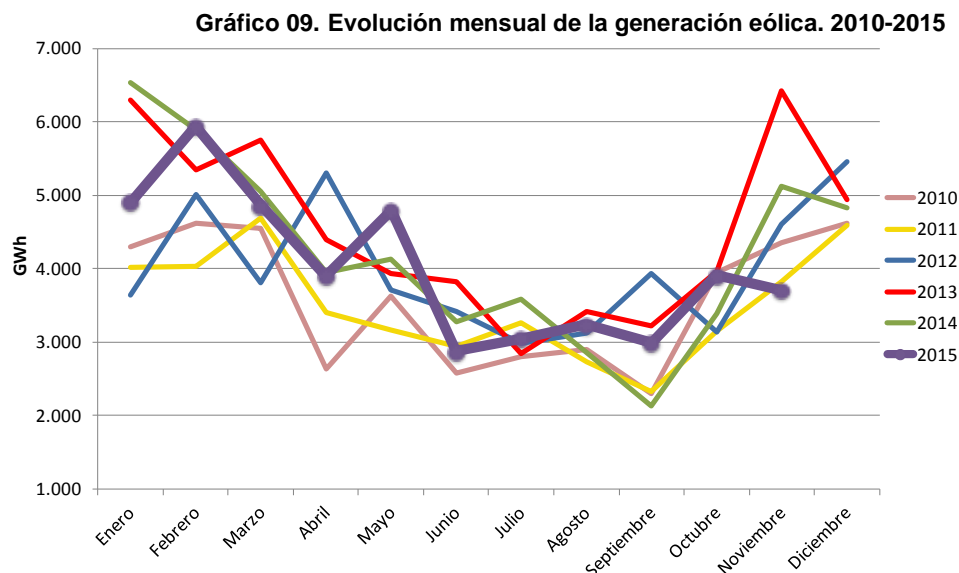


Fuente: REE y elaboración AEE

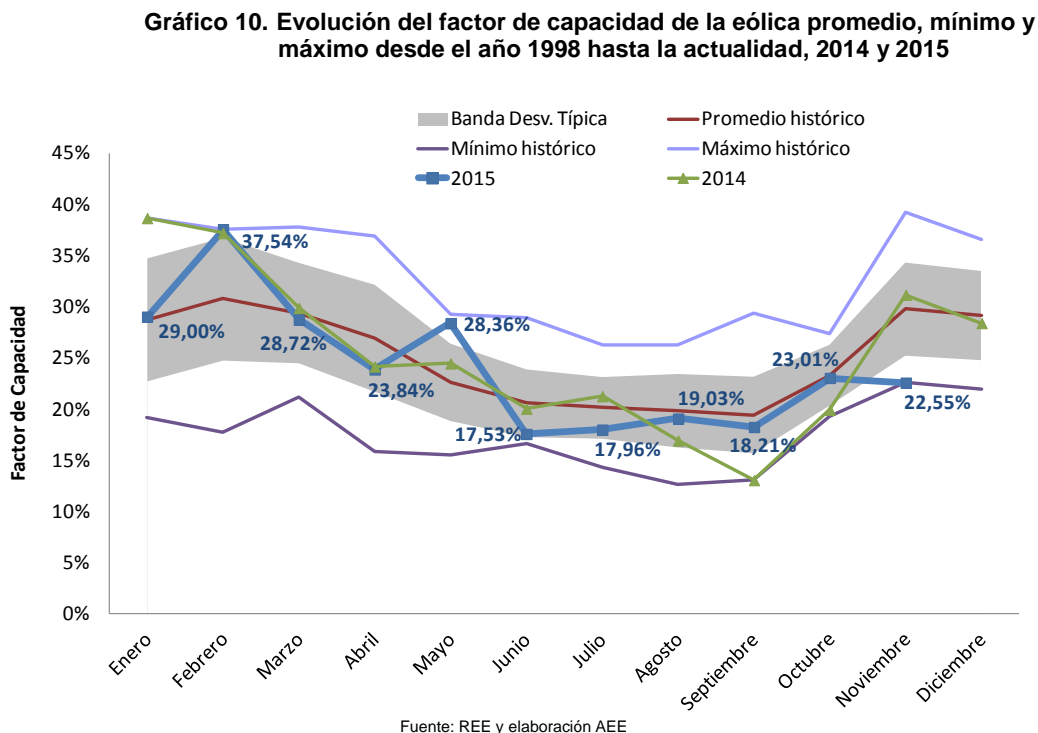
2.1 Eólica

2.1.1 Generación eólica

Los casi 23 GW de potencia eólica instalada en España han generado en noviembre 3.709 GWh, un 26,9% menos que la producción del mismo mes de 2014. Es la producción eólica más baja registrada en el mes de noviembre desde 2008 (3.365GWh)



En noviembre el factor de capacidad de la eólica se ha situado en 22,5%, lo que supone casi un 27% menos que el valor alcanzado en noviembre de 2014 (31,1%) y el factor de capacidad más bajo en noviembre desde 1998

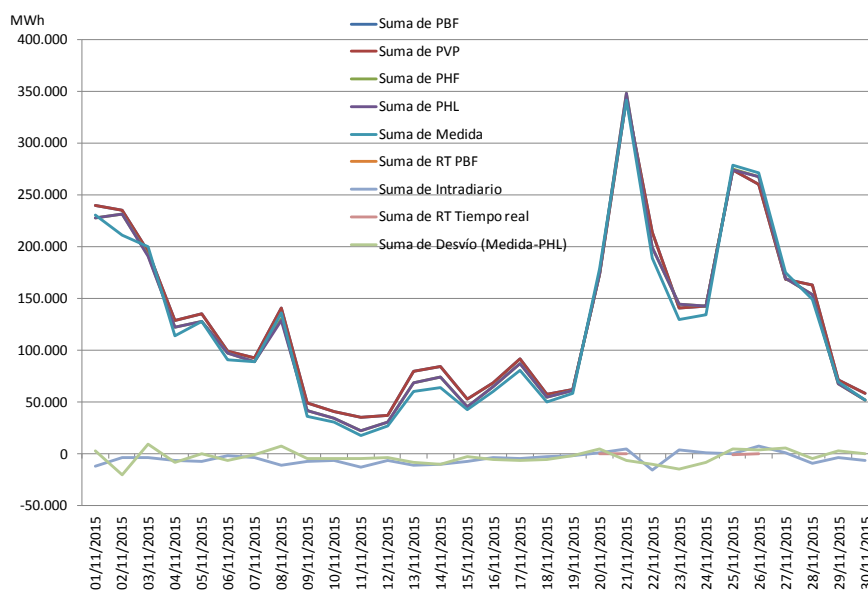


2.1.2 Evolución de la eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Limitaciones a la eólica

En el siguiente gráfico se representa la evolución de la generación eólica diaria desde el programa básico de funcionamiento (PBF) hasta el tiempo real del mes de noviembre 2015, donde:

- PBF: Programa Básico de Funcionamiento (energía casada en el mercado diario + contratos bilaterales);
- RTPBF: restricciones técnicas del PBF;
- PVP: programa viable provisional (PBF+RTPBF);
- Intradiario: energía gestionada por la eólica en los mercados intradiarios;
- PHF: Programa horario final (PVP+Intradiarios);
- RT Tiempo real son las restricciones técnicas en tiempo real;
- PHL: Programa Horario Liquidable.

Gráfico 11. Evolución diaria de la transición desde el PBF hasta la producción eólica real. Noviembre 2015



Fuente: ESIOS-REE y elaboración AEE

Las restricciones técnicas, tanto después del Programa Básico de Funcionamiento como en Tiempo Real, se sitúan en el transcurso del año en 0,233% de la producción eólica medida en los once primeros meses.

Tabla 01. Restricciones a la producción eólica. 2015

Fecha	Generación (MWh) MEDIDA	RT PBF (MWh)	RT Tiempo real (MWh)	(RT PDBF + RT Tiempo real) / Medida
ene-15	4.910.368	0	-5.746	-0,117%
feb-15	5.940.592	-7	-1.955	-0,033%
Mar-15	4.861.666	0	-26.633	-0,548%
Abr-15	3.903.878	0	-5.579	-0,143%
May-15	4.799.570	0	-188	-0,004%
Jun-15	2.867.673	-423	-535	-0,033%
Jul-15	3.050.451	-6.002	-6.559	-0,412%
Ago-15	3.234.303	-10.733	-11.192	-0,678%
Sep-15	2.987.468	-8.215	-14.695	-0,767%
Oct-15	3.877.716	-325	-964	-0,033%
Nov-15	3.693.406	0	-2.937	-0,080%
TOTAL 2015	44.127.090	-25.705	-76.983	-0,233%

Fuente: ESIOS-REE y elaboración AEE

En cuanto a los desvíos de la eólica medidos como:

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

Donde; *Medida* es la generación eólica real y *PHL* es el programa horario liquidable

El desvío positivo promedio en el mes de noviembre, es decir, cuando la producción eólica real ha resultado superior a la programada, se ha situado en +5,8%; en cuanto al desvío negativo ha disminuido (teniendo en cuenta las horas en las que la producción eólica real ha sido inferior que la programada) y se ha situado en -11,3%.

Tabla 02. Desvío eólico promedio mensual. 2015

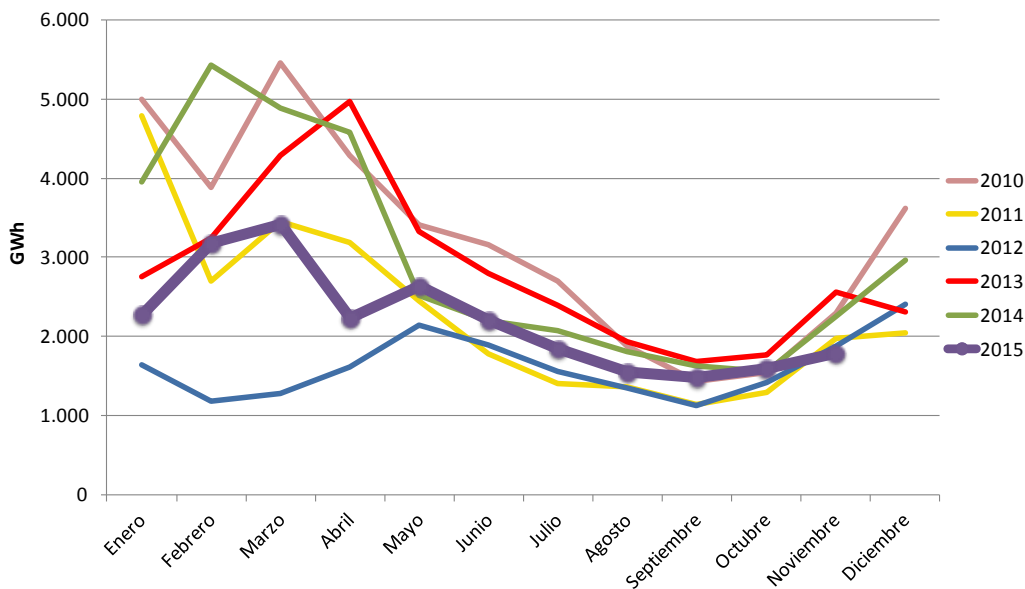
Fecha	Promedio mensual desvío positivo	Promedio mensual desvío negativo
Enero 15	8,7%	-9,4%
Febrero 15	5,3%	-8,1%
Marzo 15	6,6%	-10,8%
Abril 15	7,0%	-11,7%
Mayo 15	7,5%	-8,1%
Junio 15	8,6%	-12,7%
Julio 15	11,6%	-12,0%
Agosto 15	13,5%	-12,2%
Septiembre 15	7,9%	-13,3%
Octubre 15	6,7%	-12,4%
Noviembre 15	5,8%	-11,3%
Promedio 2015	8,4%	-11,2%

Fuente: Datos REE y elaboración AEE

2.2 Generación hidráulica

Las centrales hidráulicas han generado 1.790 GWh en el mes de noviembre, lo que supone una disminución de la generación hidráulica en un 20,8% con respecto al mismo mes del año anterior. Al igual que la generación eólica, es la producción hidráulica más baja en noviembre desde 2008.

Gráfico 12. Generación hidráulica mensual. 2010-2015



Fuente: REE y elaboración AEE

Las reservas en régimen anual se sitúan en un 43,2% respecto a la capacidad máxima mientras que en régimen hiperanual se sitúan en un 48,9% de su capacidad máxima.

Gráfico 13. Evolución mensual reservas de los embalses, régimen anual. 2010-2015

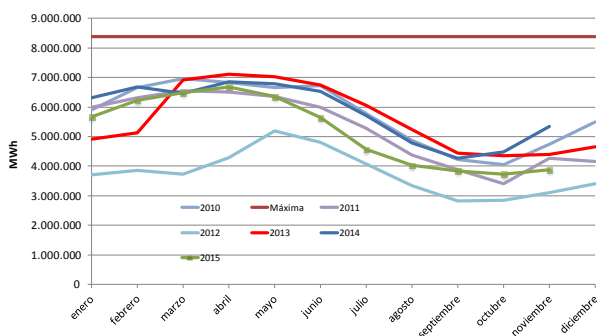
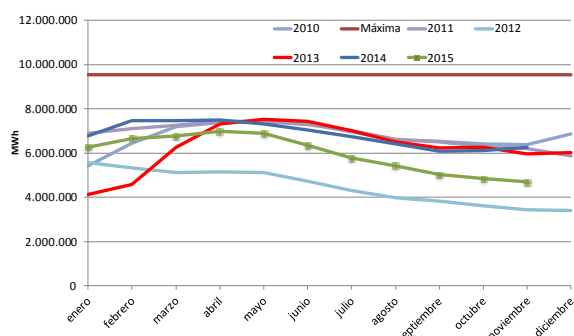


Gráfico 14. Evolución mensual reservas embalses régimen hiperanual. 2010-2015

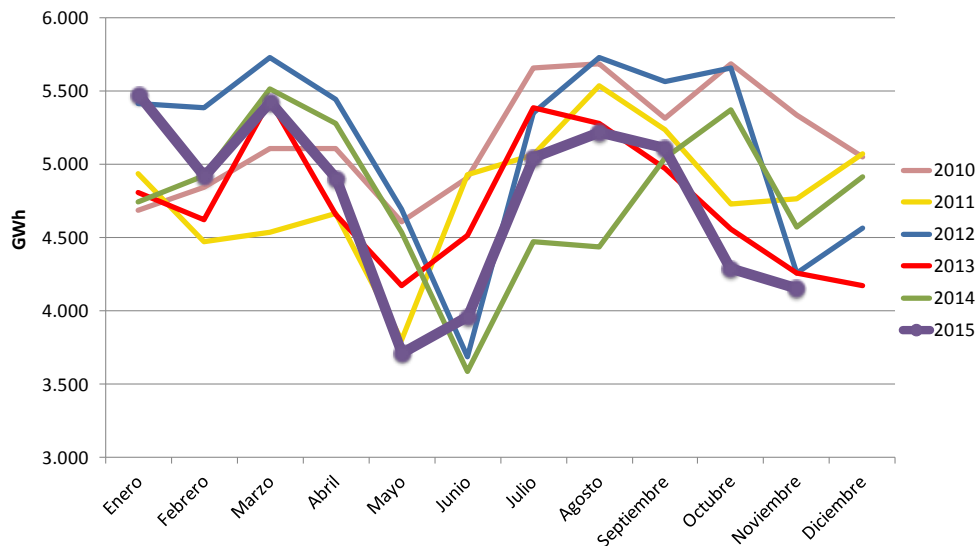


Fuente: Datos Balance Diario REE y elaboración AEE

2.3 Generación nuclear

Con 4.151 GWh producidos en noviembre 2015 las centrales nucleares han generado un 9% menos energía que el mismo mes del 2014.

Gráfico 15. Generación nuclear mensual. 2010 - 2015



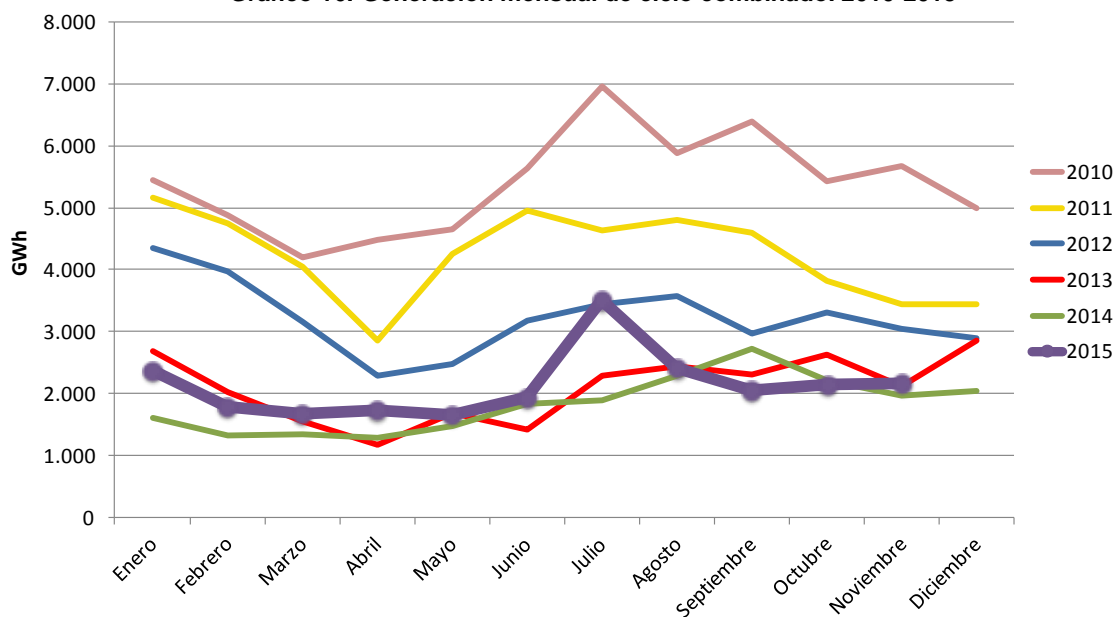
Fuente: REE y elaboración AEE

2.4 Generación de ciclo combinado

Los ciclos combinados han producido 2.154 GWh en noviembre 2015, lo que supone un 7,8% más que en el mismo mes del año anterior.

Según el último informe del operador del sistema, la potencia instalada de los ciclos combinados asciende a 25.353 MW, cuyo factor de capacidad desde enero a noviembre 2015 se sitúa en 11,46%.

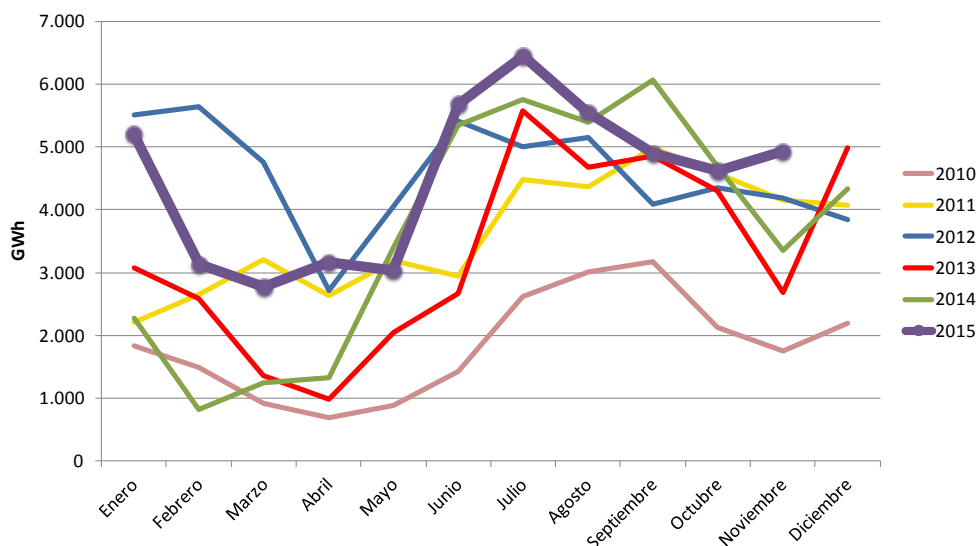
Gráfico 16. Generación mensual de ciclo combinado. 2010-2015



2.5 Generación térmica con carbón

Las centrales de carbón han sido la primera fuente de generación en noviembre 2015 con un total de 4.928GWh, que es un 45,4% superior a la generación del mismo mes del 2014. La generación con carbón en este mes de noviembre se convierte en la más alta desde el año 2007.

Gráfico 17. Generación de carbón mensual. 2010 – 2015



Fuente: REE y elaboración AEE

2.6 Resto de tecnologías renovables, cogeneración y residuos

Estas tecnologías han generado 3.838 GWh en noviembre 2015, siendo superior en un 10,3% a la producción del mismo mes del año anterior.

Gráfico 18. Generación mensual por tecnologías. 2010-2015

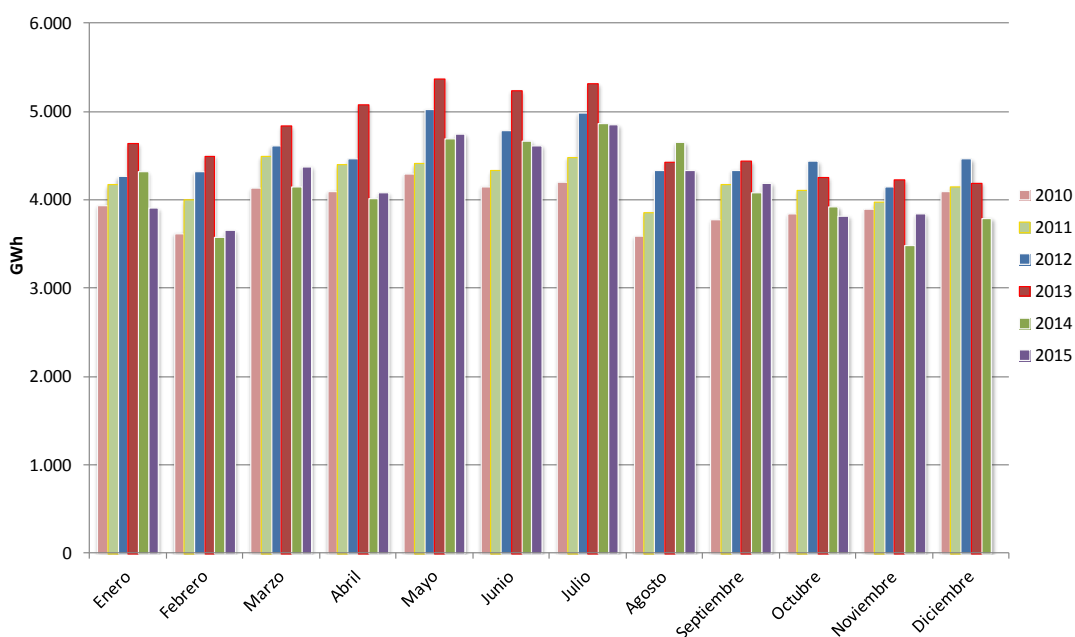
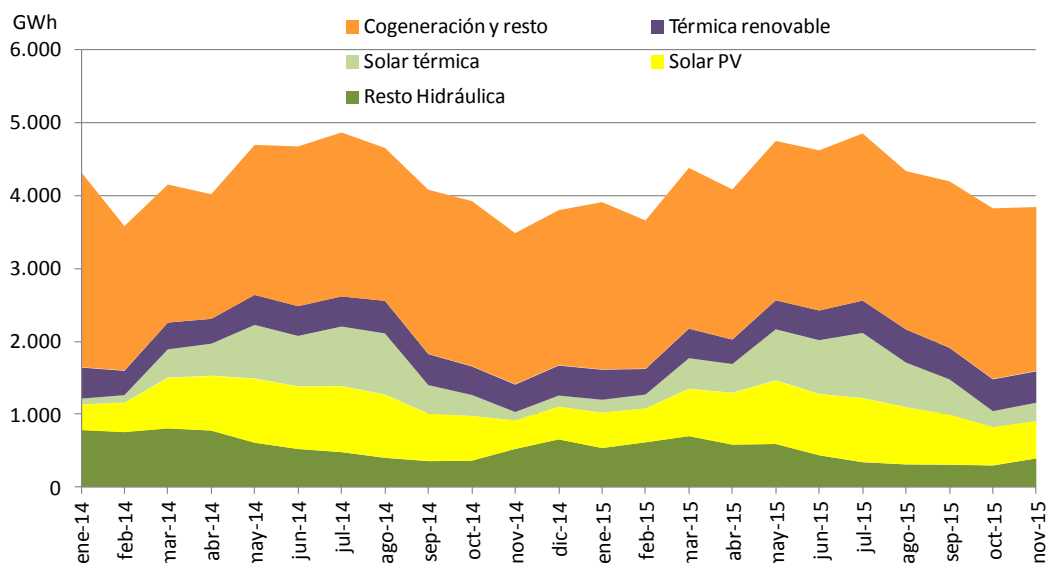


Gráfico 19. Generación mensual por tecnologías. 2012-2015



Fuente: Datos REE y elaboración AEE

La solar fotovoltaica ha generado 512 GWh, un 41,3% más que la producción del mes de noviembre de 2014.

La solar térmica ha producido en noviembre 2015, 255 GWh, un 183% superior al mismo mes de 2014.

La producción de la tecnología térmica renovable en el mes de noviembre ha sido de 427 GWh, un 14,5% superior a la del mismo mes del año anterior.

La hidráulica ha producido 394 GWh en noviembre 2015, un 27,5% menos que en noviembre 2014.

Por último, la generación de energía eléctrica de la cogeneración, ha sido un 8,8% superior que la de noviembre de 2014, alcanzando 2.250 GWh.

Gráfico 20. Solar fotovoltaica. 2013-2015

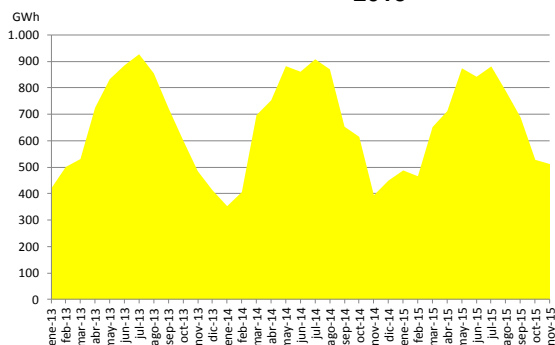


Gráfico 21. Solar térmica. 2013-2015

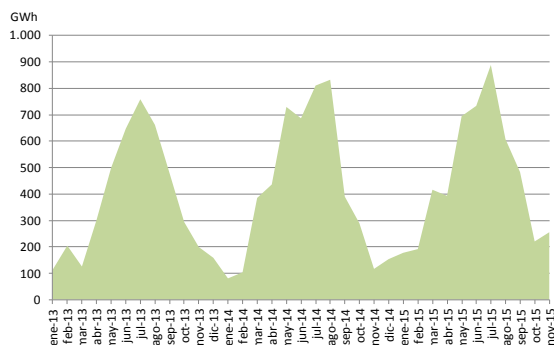


Gráfico 22. Térmica renovable. 2013-2015

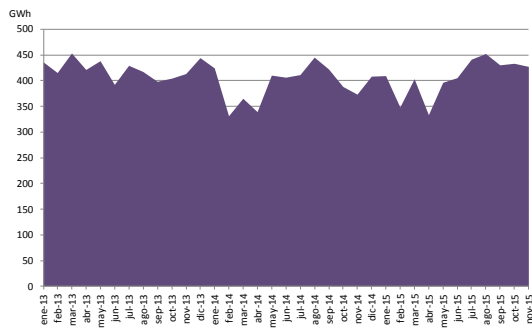


Gráfico 23. Cogeneración y resto. 2013-2015

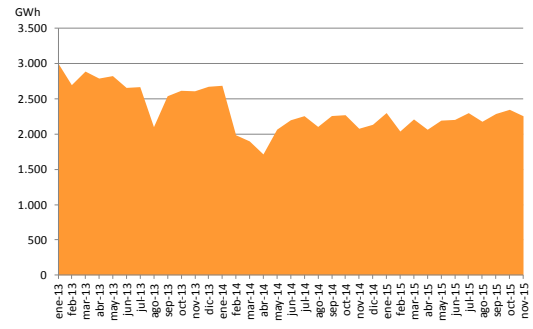
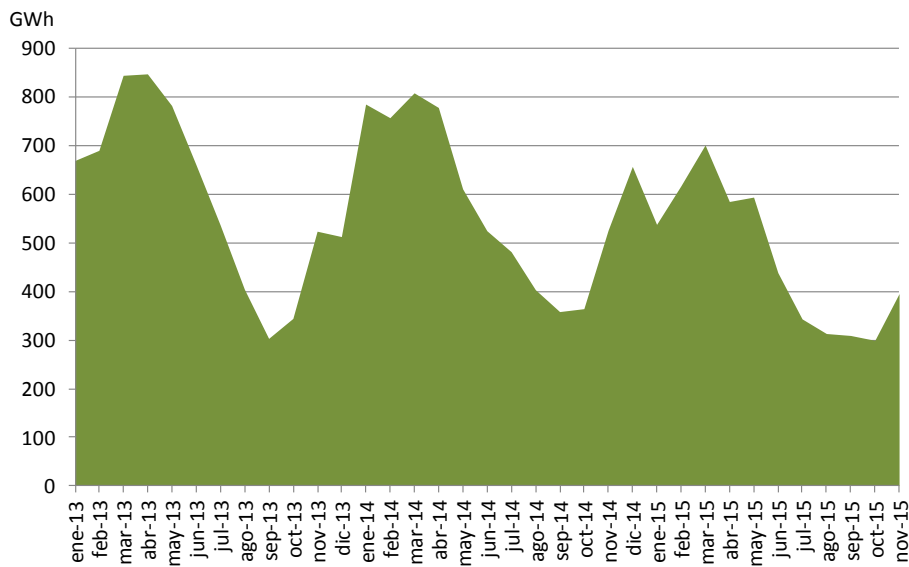


Gráfico 24. Resto hidráulica. 2013-2015



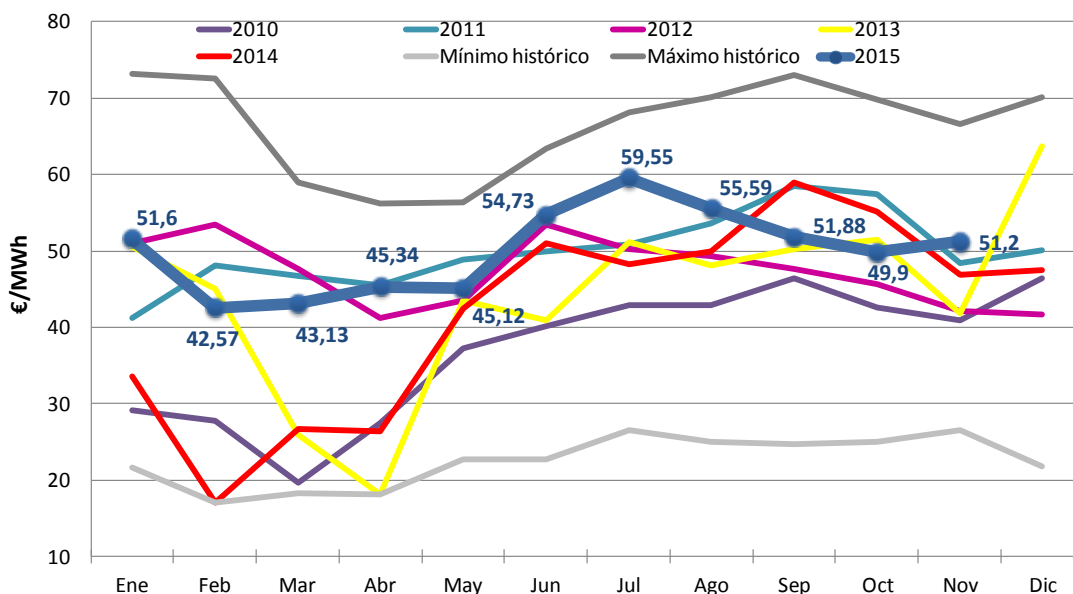
Fuente: Datos REE y elaboración AEE

3. EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO Y RETRIBUCIÓN EÓLICA

3.1 Precio del mercado diario

El precio medio aritmético del mercado diario en noviembre 2015 se ha situado en 51,20 €/MWh, aumentando un 2,6% con respecto al mes anterior.

Gráfico 25. Evolución mensual del precio del mercado diario promedio. 2010 – 2015



Fuente: OMIE y elaboración AEE

La diferencia entre los precios mínimos y máximos ha aumentado en el mes de noviembre respecto al mes anterior, oscilando entre un precio mínimo de 7,20 €/MWh el día 21 a las 6:00h, y un precio máximo de 85 €/MWh a las 21:00h el día 23.

Marzo de 2014 fue el último mes con horas a precio cero.

Tabla 03. Precio mensual mínimo, promedio y máximo del mercado diario. 2014-2015

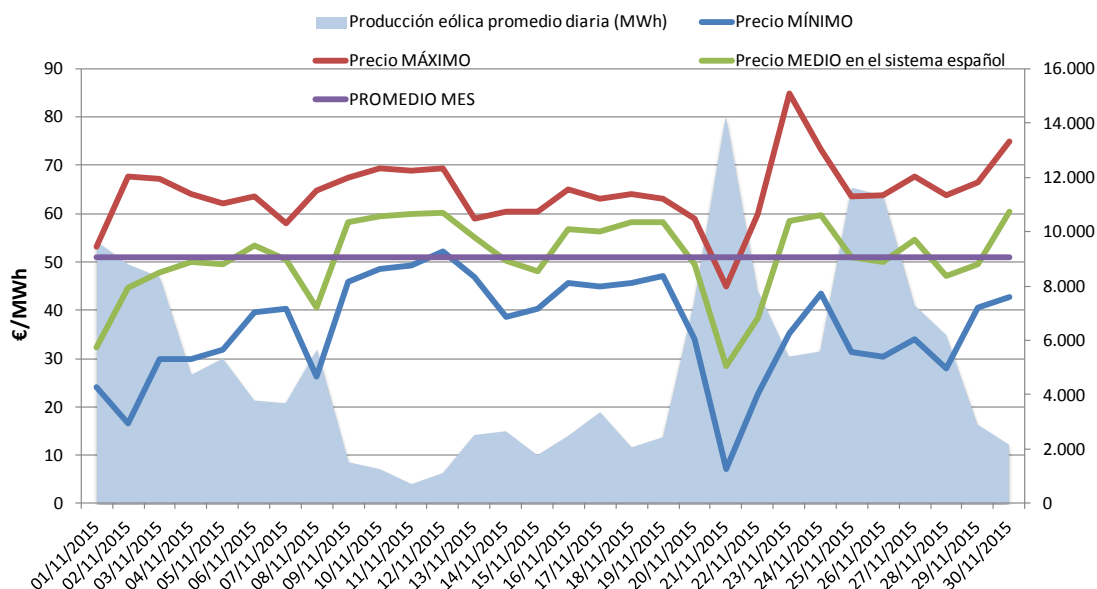
	Precio mínimo (€/MWh)	Precio medio aritmético sistema español (€/MWh)	Precio máximo (€/MWh)	Horas a precio cero	Variación respecto al mes anterior (%)	Variación respecto al mismo mes del año anterior (%)
ene-14	0,0	33,62	96,3	64	-47%	-33%
feb-14	0,0	17,12	110,0	82	-49%	-62%
mar-14	0,0	26,67	90,0	31	56%	3%
abr-14	2,98	26,44	50,0	0	-1%	46%
may-14	12,00	42,41	72,9	0	60%	-2%
jun-14	7,00	50,95	69,99	0	20%	25%
Jul-14	23,58	48,21	64,02	0	-5%	-6%
Ago-14	32,00	49,91	65,03	0	4%	4%

Sep-14	35,10	58,89	76,96	0	18%	17%
Oct-14	10	55,11	99,77	0	-6%	7%
Nov-14	5,99	46,8	90	0	-15%	12%
Dic-14	2,3	47,47	72,69	0	1%	-25%
Ene-15	4,00	51,60	85,05	0	9%	53%
Feb-15	4,00	42,57	82,01	0	-17%	149%
Mar-15	4,13	43,13	77,15	0	1%	62%
Abr-15	12,00	45,34	69,49	0	5%	71%
May-15	14,95	45,12	67,01	0	0%	6%
Jun-15	28,56	54,73	67,57	0	21%	7%
Jul-15	39,91	59,55	72,48	0	9%	24%
Ago-15	10,28	55,59	71,69	0	-7%	11%
Sep-15	12,00	51,88	68,48	0	-7%	-12%
Oct-15	20,15	49,90	68,48	0	-4%	-9%
Nov-15	7,20	51,20	85,00	0	3%	9%

Fuente: OMIE y elaboración AEE

En el siguiente gráfico se representa la evolución diaria del precio medio, mínimo y máximo del mercado diario, así como la producción eólica diaria promedio. En él se puede observar la correlación inversa entre el precio del mercado diario y la generación eólica.

Gráfico 26. Evolución diaria del precio medio, máximo y mínimo del MD y generación eólica. Noviembre 2015

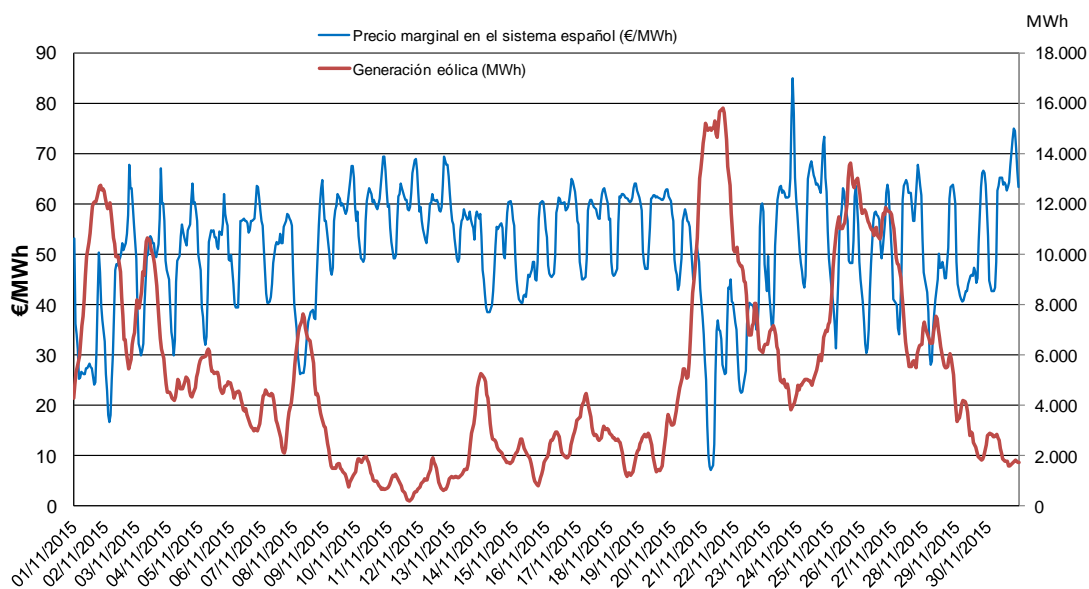


Fuente: OMIE y elaboración AEE

La generación eólica promedio diaria en el mes de noviembre 2015 ha sido de 5.130 MWh.

La correlación negativa entre producción eólica y precios se puede observar en la evolución horaria, tal y como se representa en el siguiente gráfico, el impacto depresor en el precio es evidente.

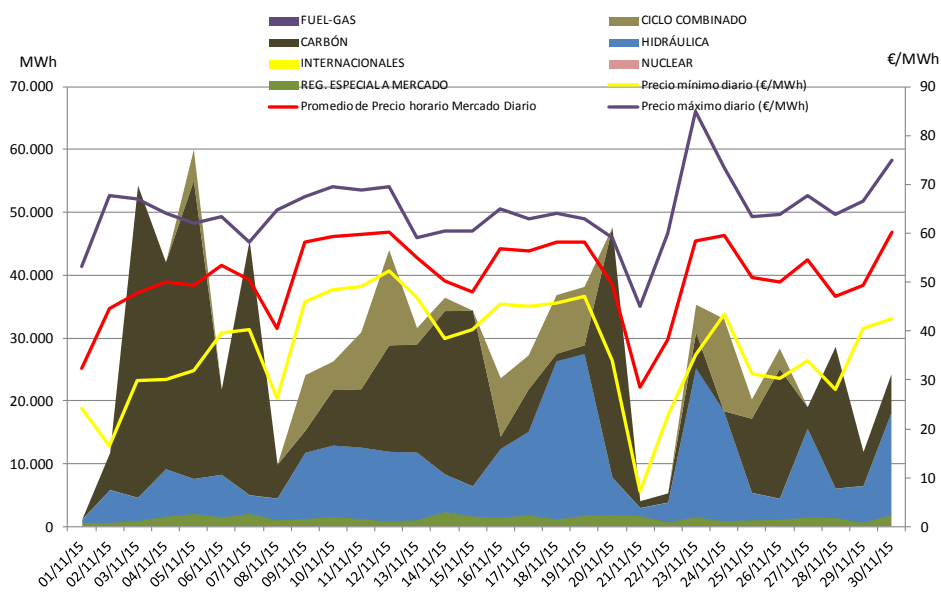
Gráfico 27. Evolución horaria del precio del mercado diario y de la generación eólica. Noviembre 2015



Fuente: OMIE, REE y elaboración AEE

En cuanto a la energía diaria por tecnologías casada y ofertada a precio igual o superior al 95% del marginal durante el mes de noviembre 2015 se representa en el siguiente gráfico, además del promedio medio, mínimo y máximo diario del mercado diario.

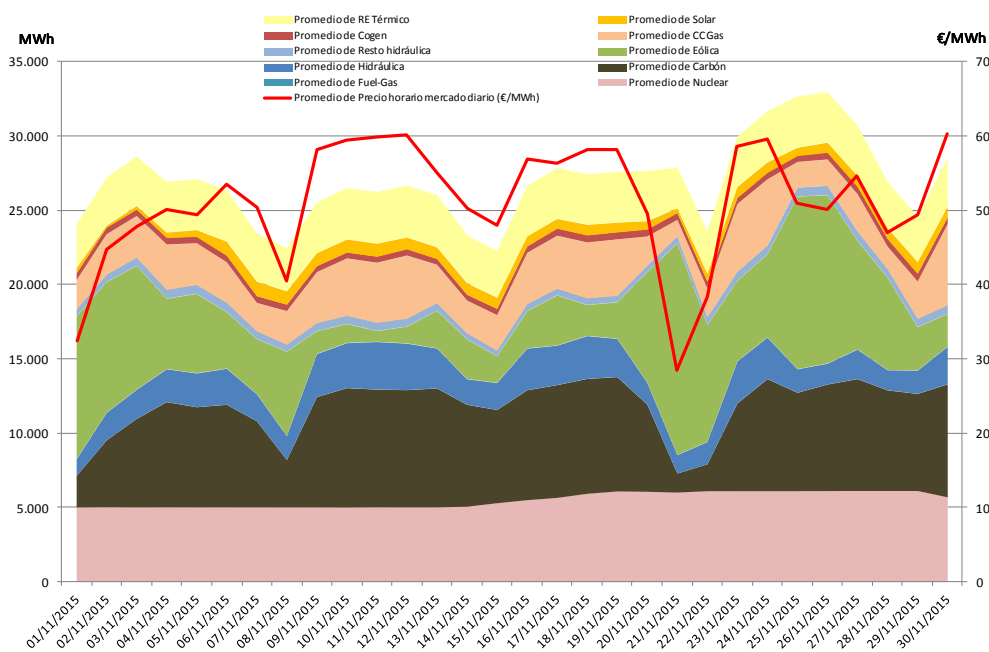
Gráfico 28. Energía por tecnologías casada y ofertada a precio igual o superior al 95% del marginal y precio medio diario del MD. Noviembre 2015



Fuente: OMIE y elaboración AEE

En los siguientes gráficos se representan el promedio diario de la producción por tecnologías y el precio medio aritmético del mercado diario. En ellos se puede observar como en la mayor parte de las horas en las que la producción eólica aumenta, el precio medio diario disminuye.

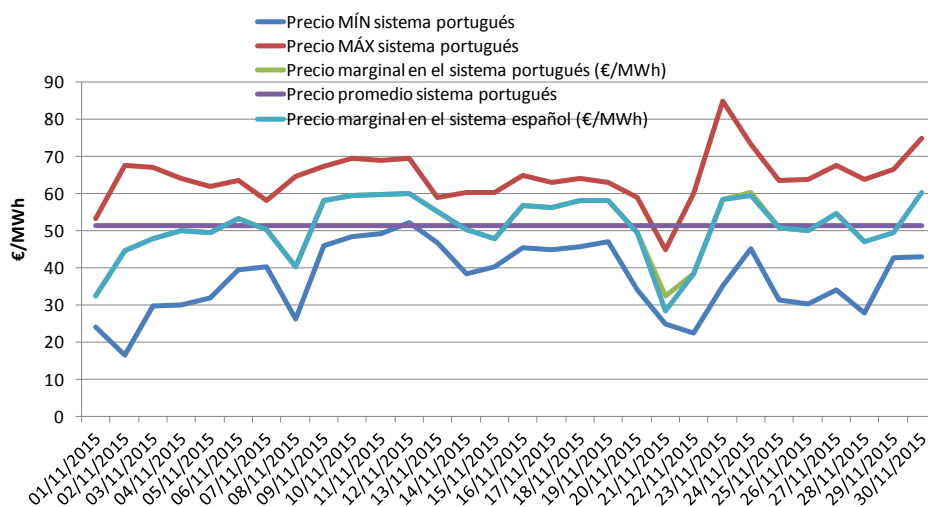
Gráfico 29. Energía por tecnologías y precio medio diario del MD. Noviembre 2015



Fuente: REE, OMIE y elaboración AEE

El precio medio aritmético en el sistema eléctrico portugués se ha situado en noviembre en 51,46 €/MWh, ligeramente superior al precio medio aritmético del sistema eléctrico español (51,20 €/MWh), en el 95% de las horas los precios de ambos sistemas han resultado iguales, en 33 horas el precio del sistema eléctrico portugués ha resultado superior y mientras que el precio del sistema eléctrico español no ha sido superior al portugués en ninguna de las horas del mes.

Gráfico 30. Evolución diaria del precio del MD, sistema eléctrico portugués y español. Noviembre 2015



Fuente: OMIE y elaboración AEE

Con respecto al número de horas en las cuales el precio medio del sistema eléctrico portugués ha sido igual, superior o inferior al del sistema eléctrico español, se puede ver en la tabla siguiente.

Tabla 04. Comparativa precio sistema portugués y español. Noviembre 2015

	Nº horas	%
PEspañol = PPortugués	687	95%
PEspañol < PPortugués	33	5%
PEspañol > PPortugués	0	0%
TOTAL	720	100%

Fuente: OMIE y elaboración AEE

3.2 Futuros de OMIP

Los precios de los futuros de OMIP (www.omip.pt) para el mes de enero 2016, actualmente se sitúan en torno a 50 €/MWh para el carga base y en 57,25 €/MWh para el carga punta.

En cuanto a los productos trimestrales, los futuros en Q1, Q2 y Q3 han aumentado con respecto a los valores del informe anterior.

Tabla 05. Futuros OMIP trimestrales

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
Q1-2016	47,50	53,56
Q2-2016	44,20	49,86
Q3-2016	50,70	57,23

Y también han aumentado los precios de los futuros de OMIP para 2016 y 2017:

Tabla 06. Futuros OMIP anuales

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
2016	47,30	53,37
2017	45,55	51,43
2018	45,70	51,64

Fuente: OMIP y elaboración AEE

3.3 Retribución eólica

Entre la liquidación 14/2014 y esta liquidación de cierre del ejercicio, se han actualizado las liquidaciones según la metodología de retribución establecida en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, como consecuencia del envío de nueva información de medidas y las modificaciones en el registro de régimen retributivo específico. La cuantía de estas reliquidaciones, desglosada por tecnologías ha sido la siguiente:

Tabla 07. Liquidación cierre 2014

Cierre 2014	Liquidación (Millones de €)
COGENERACIÓN	3,698
SOLAR FV	6,478
SOLAR TE	0,106
EÓLICA	-0,016
HIDRÁULICA	19,829
BIOMASA	7,916
RESIDUOS	18,602
TRAT. RESIDUOS	-0,284
OTRAS TECN. RENOVABLES	0,842
TOTAL	57,171

Teniendo en cuenta lo anterior, la liquidación provisional a cuenta correspondiente a la energía generada en el ejercicio 2014 (desde el 1 de Enero hasta el 31 de Diciembre de 2014), de la retribución específica para las instalaciones de producción de energía eléctrica con tecnología renovables, cogeneración y residuos, asciende a 6.609,535 Millones €, antes de IVA o impuesto equivalente.

Una vez calculada esta liquidación de cierre de ingresos y costes del sistema eléctrico para el ejercicio 2014, se ha comprobado que los ingresos han sido suficientes para cubrir los costes y que, por lo tanto, corresponde aplicar un **coeficiente de cobertura del 100%** al importe total de las liquidaciones.

Por tanto, una vez descontadas las cantidades correspondientes al ejercicio 2014 ya abonadas en las liquidaciones anteriores, la cantidad a pagar a cuenta a los productores en la liquidación de cierre del 2014 asciende a **195,126 Millones €**, antes de IVA o impuesto equivalente.

Tabla 08. Liquidación retribución regulada. 2014

	Liquidación acumulada 2014 (Millones de €)	Cantidad a pagar a cuenta en liquidación cierre 2014* (Millones €)
COGENERACIÓN	1.103,394	32,597
SOLAR FV	2.448,171	72,212
SOLAR TE	1.238,655	36,591
EÓLICA	1.253,395	37,009
HIDRÁULICA	76,928	2,273
BIOMASA	274,410	7,539
RESIDUOS	89,097	3,200
TRAT. RESIDUOS	124,410	3,675
OTRAS TECN. RENOVABLES	1,074	0,032
TOTAL	6.609,535	195,126

Fuente: CNMC

* Cantidades resultantes de aplicar a la retribución acumulada anual el coeficiente de cobertura y descontar los pagos ya realizados.

El precio medio aritmético y ponderado por la eólica

En noviembre el precio ponderado de la eólica ha sido un 9,39% inferior que la media aritmética.

Tabla 09. Componentes del precio en mercado de la producción eólica. 2015

	Promedio horario generación eólica (MWh)	Precio medio ARITMÉTICO mensual	Precio medio PONDERADO por la energía eólica	Diferencia en €/MWh	Variación (%)
Enero	6.595	51,60	47,80	-3,80	-7,36%
Febrero	8.839	42,57	38,44	-4,12	-9,69%
Marzo	6.536	43,13	40,82	-2,31	-5,36%
Abril	5.421	45,34	42,25	-3,09	-6,82%
Mayo	6.422	45,12	42,65	-2,47	-5,48%
Junio	3.982	54,73	53,02	-1,71	-3,12%
Julio	4.100	59,55	58,32	-1,22	-2,05%
Agosto	4.347	55,59	52,85	-2,74	-2,74%
Septiembre	4.149	51,88	48,40	-3,47	-6,70%
Octubre	5.205	49,90	47,23	-2,67	-5,42%
Noviembre	5.130	51,20	46,39	-4,81	-9,39%
Promedio 2015	5.501	50,11	46,03	-4,08	-8,14%

Fuente: Elaboración AEE

El ingreso total a mercado de la eólica según los datos publicados por REE, en el mes de noviembre se ha situado en 45,55 €/MWh, una vez tenidos en cuenta el precio ponderado por la energía eólica, la pérdida por los mercados intradiarios, el coste de los desvíos y el coste de la reserva de potencia adicional a subir.

Tabla 10. Componentes del precio en mercado de la producción eólica. 2015

	Producción medida liquidada (MWh)	Precio medio a m. diario (€/MWh)	Ganancia/ Pérdida Intradiario (€/MWh)	Pérdida por coste desvíos (€/MWh)	Pérdida por coste reserva a subir (€/MWh)	Ingreso total mercado (€/MWh)
ene-15	4.906.340,942	47,80	-0,11	-1,46	-0,02	46,22
Feb-15	5.939.703,204	38,44	-0,15	-1,16	-0,02	37,12
Mar-15	4.856.594,480	40,82	-0,13	-0,95	-0,01	39,75
Abr-15	3.903.440,966	42,25	-0,30	-1,36	0,01	40,59
May-15	4.778.326,098	42,65	-0,12	-0,93	0,00	41,60
Jun-15	2.867.169,380	53,02	-0,10	-1,11	0,00	51,82
Jul-15	3.050.449,669	58,32	-0,10	-0,71	0,00	57,53
Ago-15	3.234.301,717	52,85	-0,16	-1,56	0,00	51,15
Sep-15	2.987.468,673	48,40	-0,05	-1,01	0,00	47,37
Oct-15	3.877.715,810	47,23	-0,07	-0,87	-0,01	46,28
Nov-15	3.693.405,366	46,39	-0,03	-0,80	-0,01	45,55

Fuente: esios.ree.es y elaboración AEE



Este informe es un servicio de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) para sus asociados quedando prohibida la reproducción o divulgación total o parcial a terceros. Su contenido y resultados obtenidos se basan en los escenarios presentados, no suponiendo ninguna garantía sobre el resultado de los mismos.