



Informe de seguimiento de mercados Nº 110 **Septiembre 2017**

Dirección Técnica

Índice

1. 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: evolución de los precios del mercado diario.
- Evolución de los mercados ajuste.

2. Liquidaciones / índice de cobertura.

3. Regulación de producción eléctrica en los territorios no peninsulares

4. Futuros de OMIP.

Índice

1. 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 o de la electricidad: evolución de los precios del mercado diario.
- Evolución de los mercados ajuste.

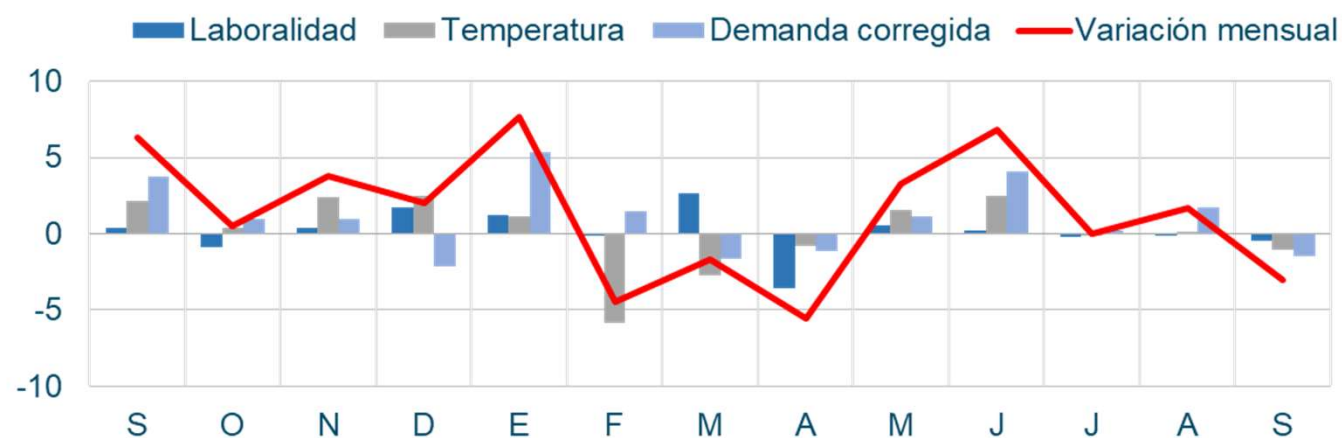
2. Liquidaciones / índice de cobertura.

3. Regulación de producción eléctrica en los territorios no peninsulares

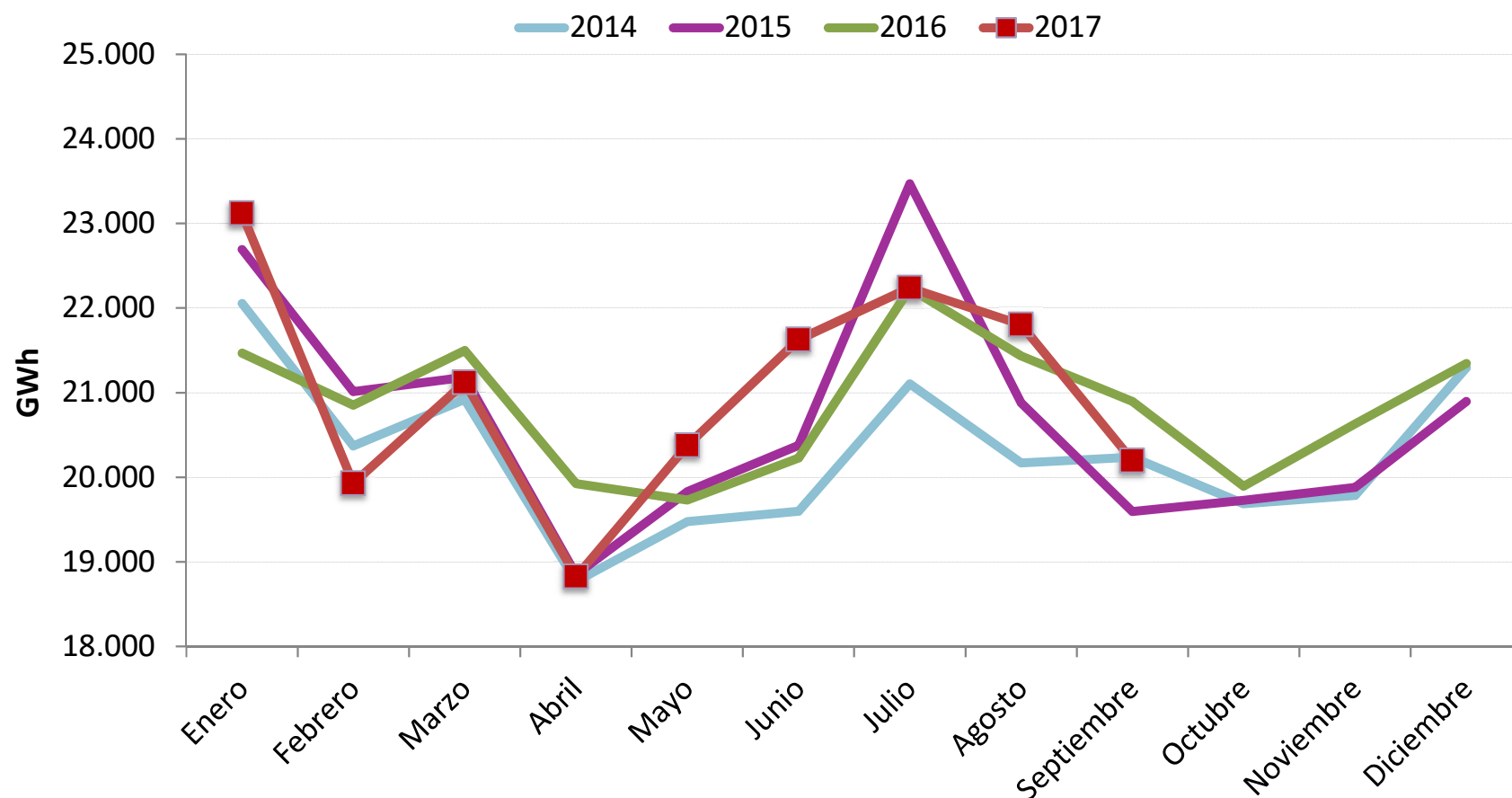
4. Futuros de OMIP.

2017. Consumo Peninsular. Evolución

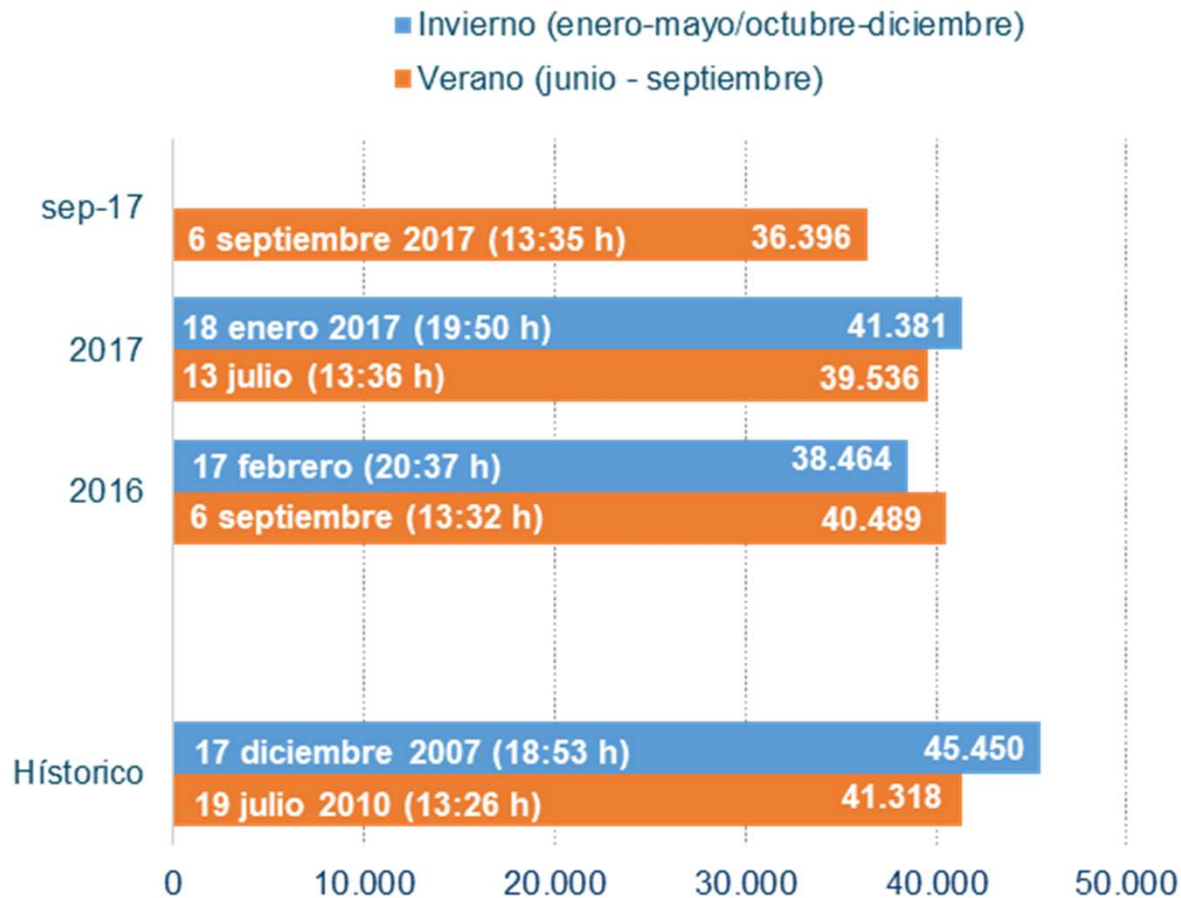
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept
Potencia Máxima (MW)	41.381	36.974	35.935	33.429	33.429	39.379	39.536	39.082	36.396
Consumo Máx. Diario (GWh)	838	769	739	690	737	792	795	790	749
Consumo Mensual (GWh)	23.121	19.926	21.118	18.826	20.377	21.626	22.239	21.803	20.198
Δ Mes (%)	7,7	-4,4	-1,7	-5,5	3,3	6,8	0,0	1,7	-3,0
Δ Mes Corregida (CT y L) (%)	5,4	1,5	-1,6	-1,1	1,1	4,1	0,2	1,7	-1,5
Δ Año Acumulado Absoluto (%)	7,7	1,7	0,6	-0,9	-0,1	1,0	0,9	1,0	0,5



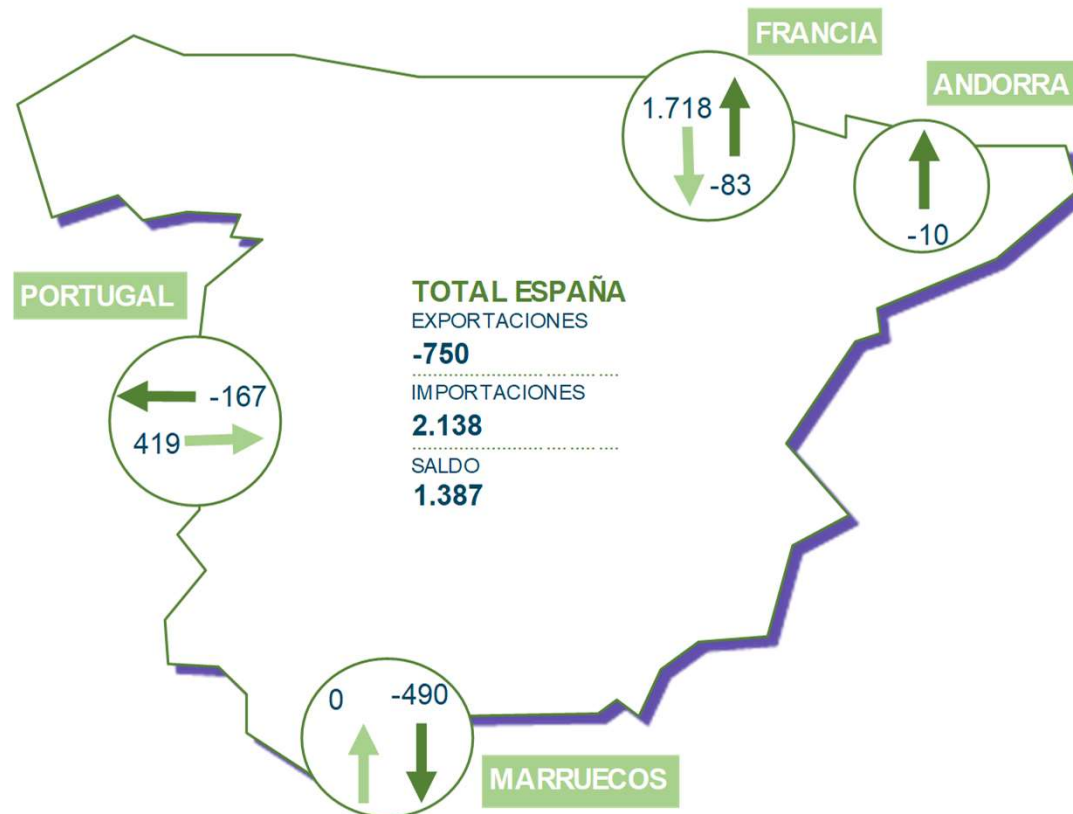
El consumo peninsular frena en el mes de septiembre su crecimiento respecto al 2016, situándose en niveles de 2014 .



2017/2016 Valores máximos anuales

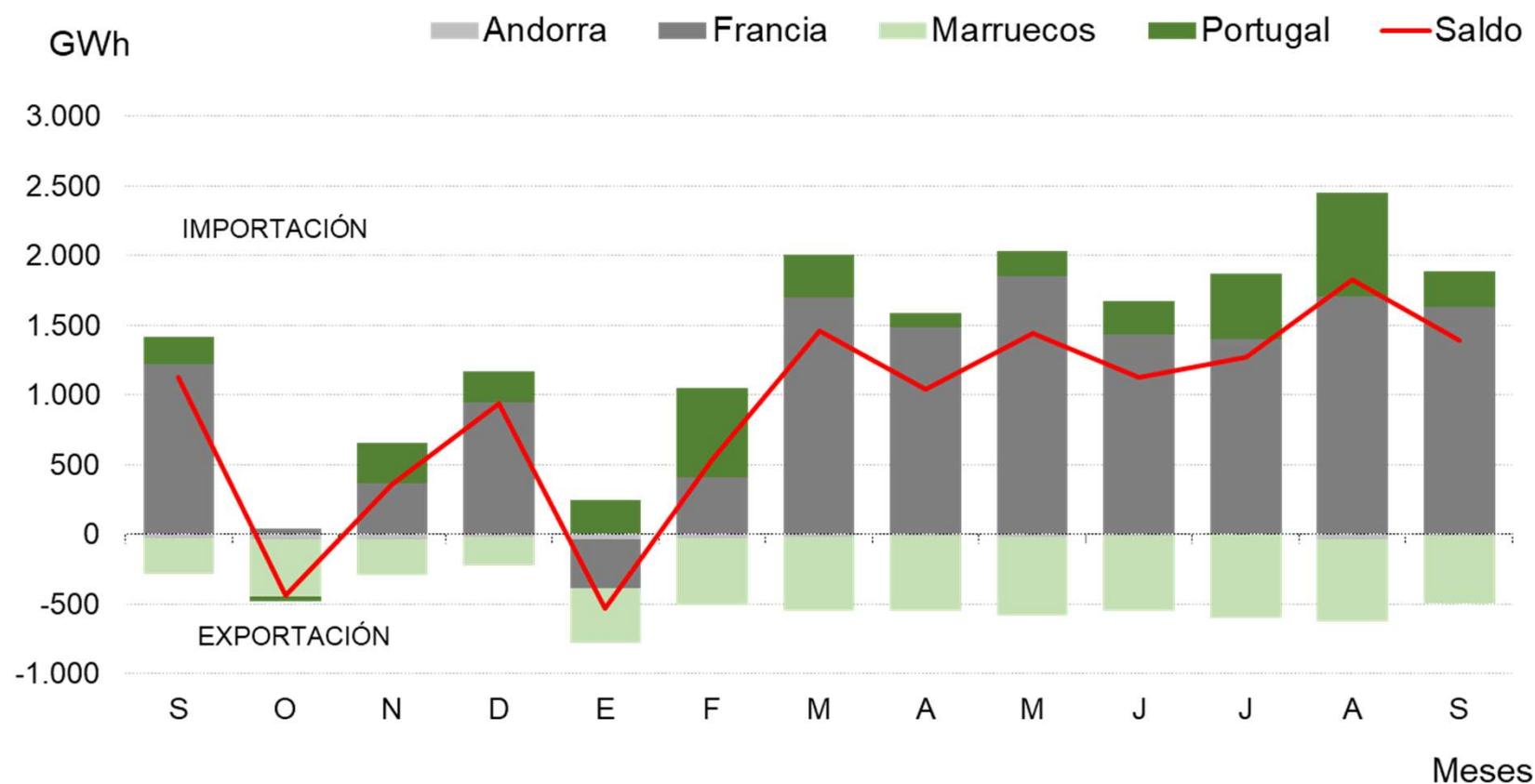


En los últimos 3 meses el saldo de las intercambios internacionales ha sido netamente importador



Intercambios en septiembre 2017

Las importaciones en los últimos 3 meses de este año han aumentado con respecto a los mismos meses del año anterior, principalmente por la importación desde Portugal



Mix de producción

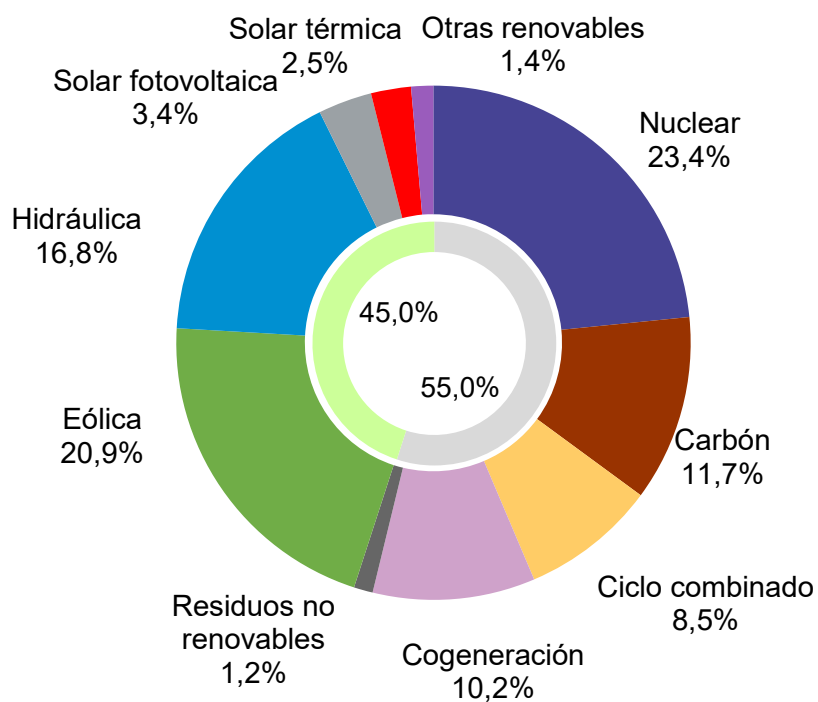
La eólica se mantiene como la segunda fuente de generación, por detrás de la nuclear, en el transcurso de 2017

Balance eléctrico mensual nacional ⁽¹⁾ (GWh)

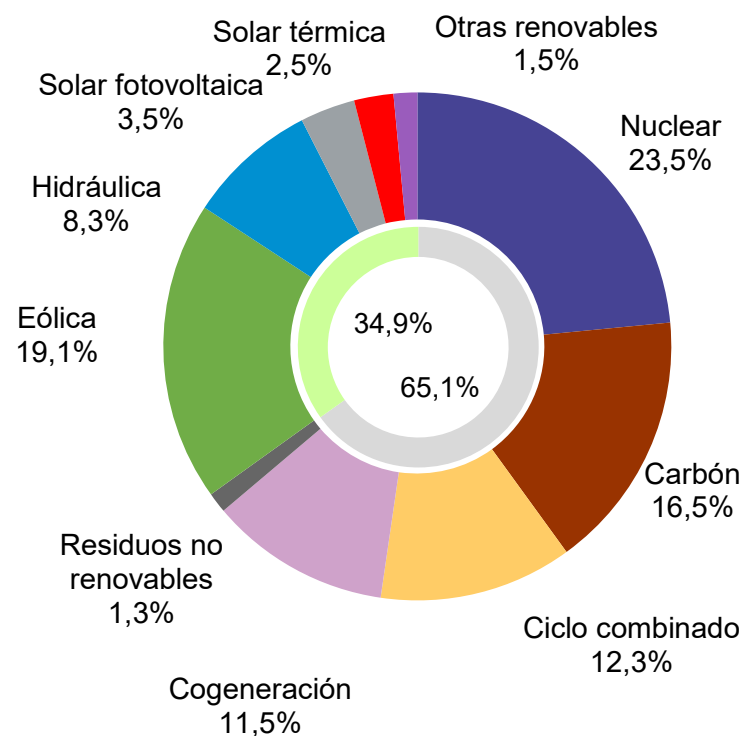
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Ene-sep	% 17/16
Hidráulica	2.334	2.220	2.938	1.914	2.084	1.730	1.291	1.197	1.244	16.952	-49,4
Nuclear	5.285	4.768	5.271	4.929	4.144	4.050	4.393	5.080	4.731	42.652	-0,5
Carbón	5.166	3.327	1.792	1.902	3.539	4.289	4.040	2.977	2.834	29.865	39,5
Ciclo combinado	2.932	1.527	1.449	1.247	1.763	3.096	3.556	3.480	3.257	22.307	42,6
Eólica	4.813	4.925	4.686	4.177	3.440	3.149	3.337	3.296	2.793	34.616	-9,8
Solar fotovoltaica	449	416	675	792	827	836	866	775	729	6.364	1,7
Solar térmica	149	89	341	535	608	762	813	692	625	4.614	2,1
Otras renovables	326	289	269	232	298	301	332	316	319	2.682	7,3
Cogeneración	2.446	2.203	2.386	2.231	2.324	2.312	2.395	2.253	2.266	20.818	10,1
Residuos	282	247	269	219	210	278	270	280	280	2.334	2,0
Generación	24.183	20.010	20.075	18.178	19.237	20.803	21.293	20.346	19.079	183.204	-1,7
Consumos en bombeo	-434	-560	-335	-336	-229	-192	-173	-204	-152	-2.615	-32,8
Enlace Pen-Baleares	-97	-65	-78	-57	-75	-114	-155	-167	-116	-924	-9,0
Saldo inter. internacional	-532	541	1.457	1.041	1.445	1.129	1.273	1.828	1.387	9.570	40,6
Demanda (b.c.)	23.121	19.926	21.118	18.826	20.378	21.626	22.238	21.803	20.198	189.234	0,5

En el acumulado de los 9 primeros meses de 2017, la eólica ha cubierto el 19,1% de la demanda eléctrica peninsular

Aportación a la cobertura de la demanda

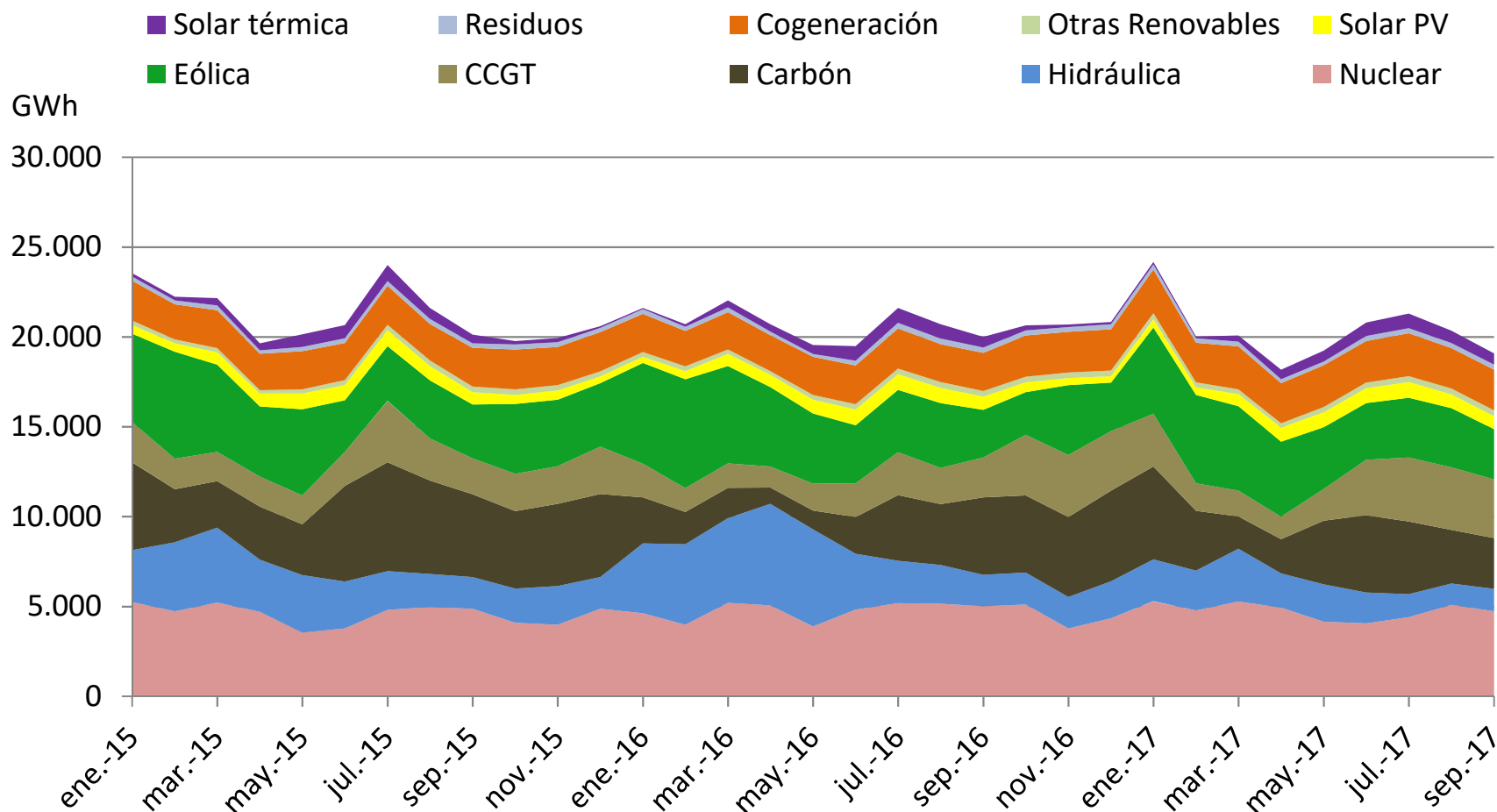


enero – septiembre 2016

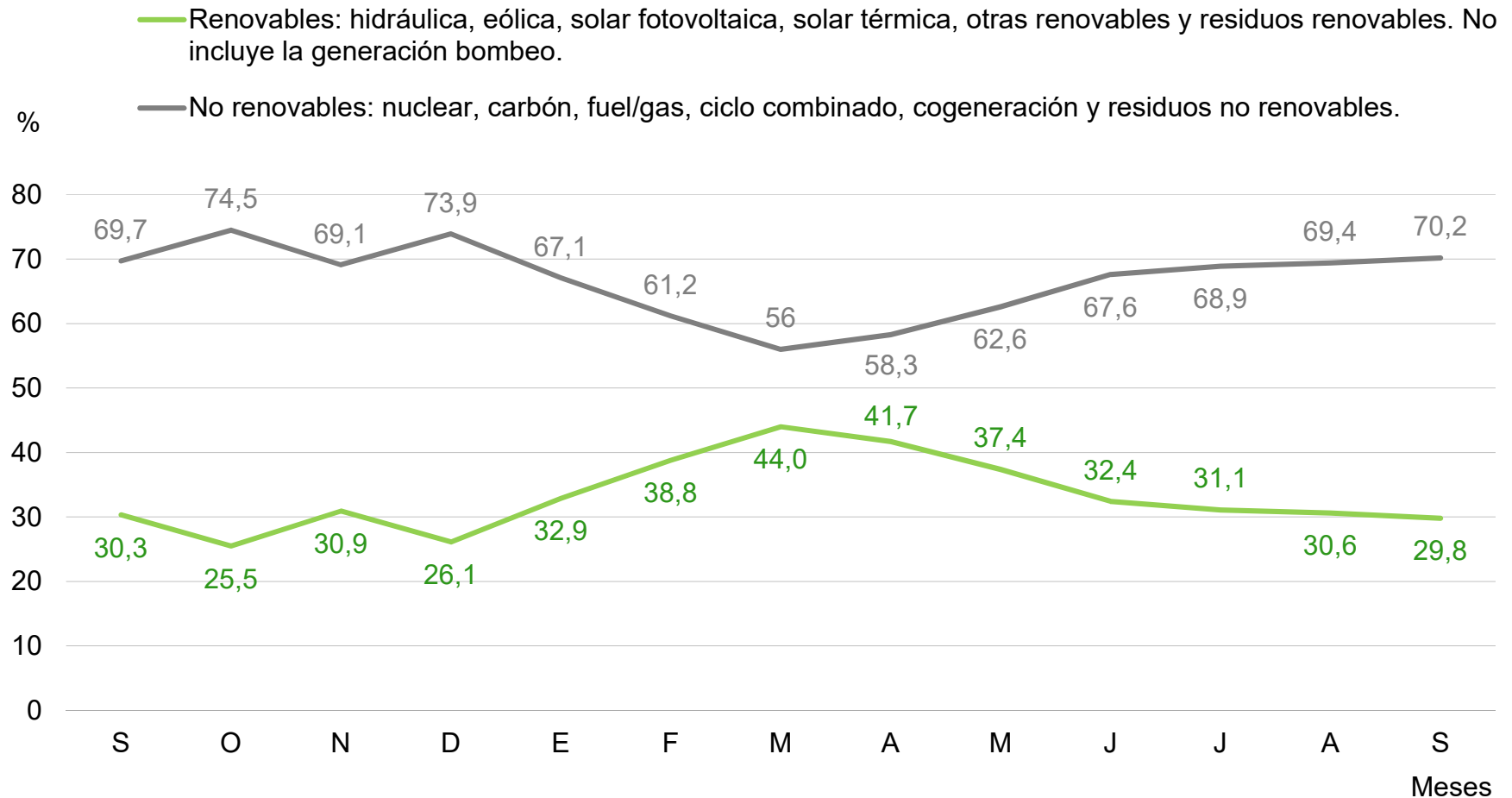


enero – septiembre 2017

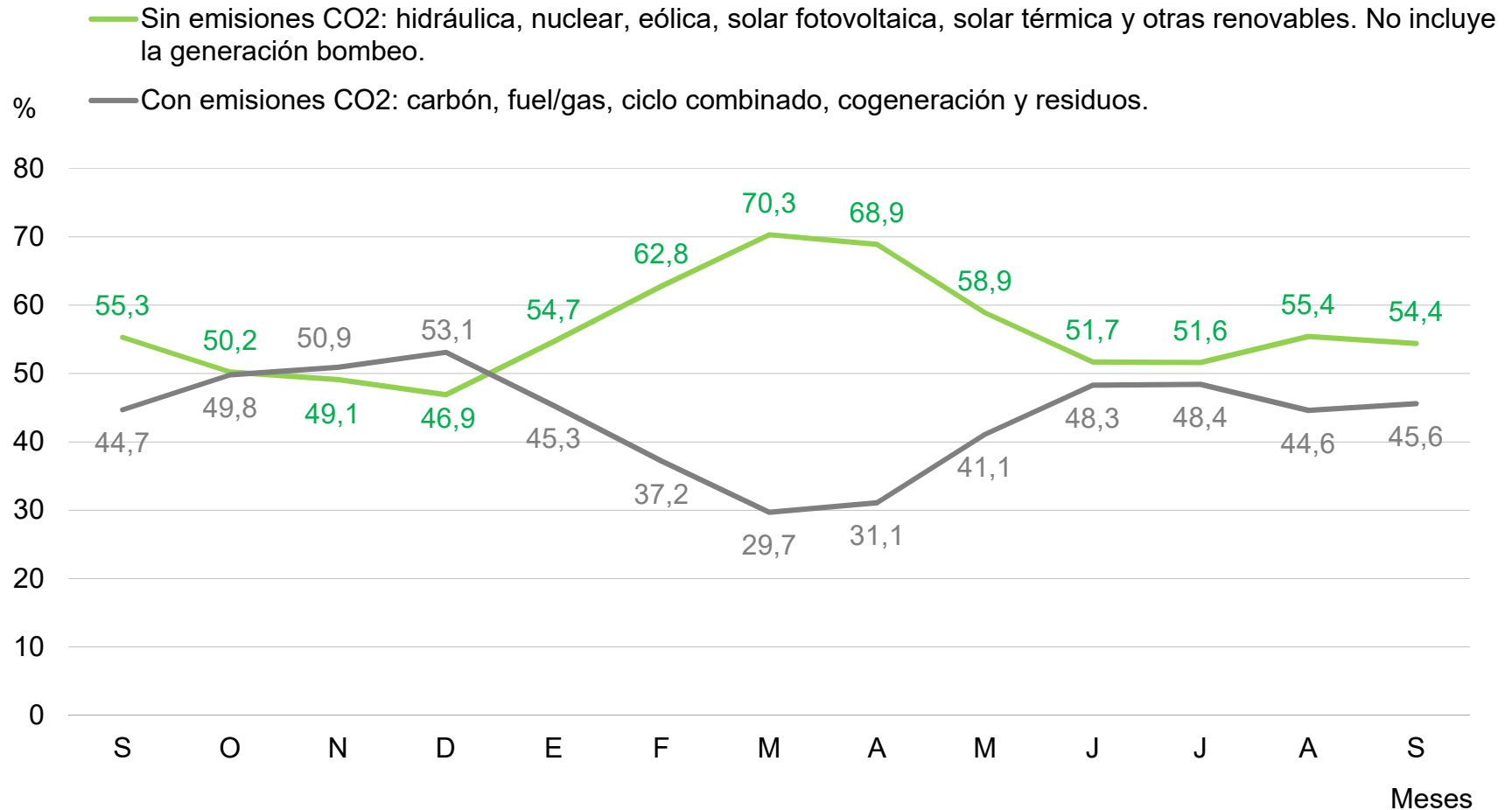
Evolución mensual de la generación



La generación renovable en el último trimestre de 2017 es inferior respecto al mismo periodo del año 2016

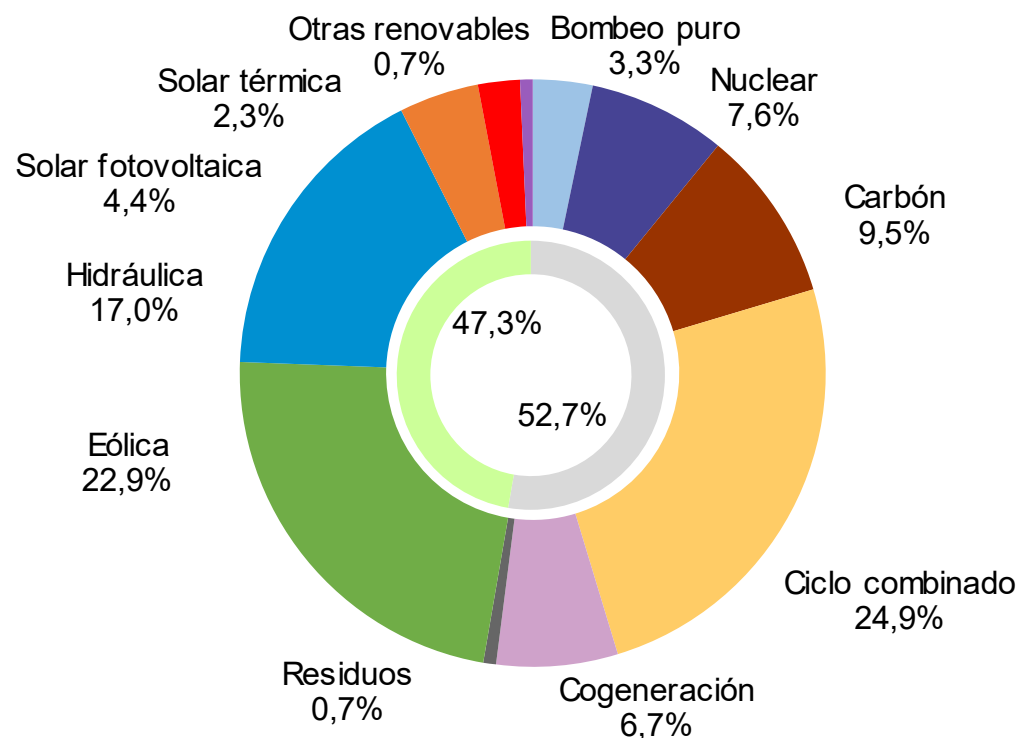


Evolución de las emisiones de CO2 peninsular



Estructura de potencia instalada en la península a 30 de septiembre 2017

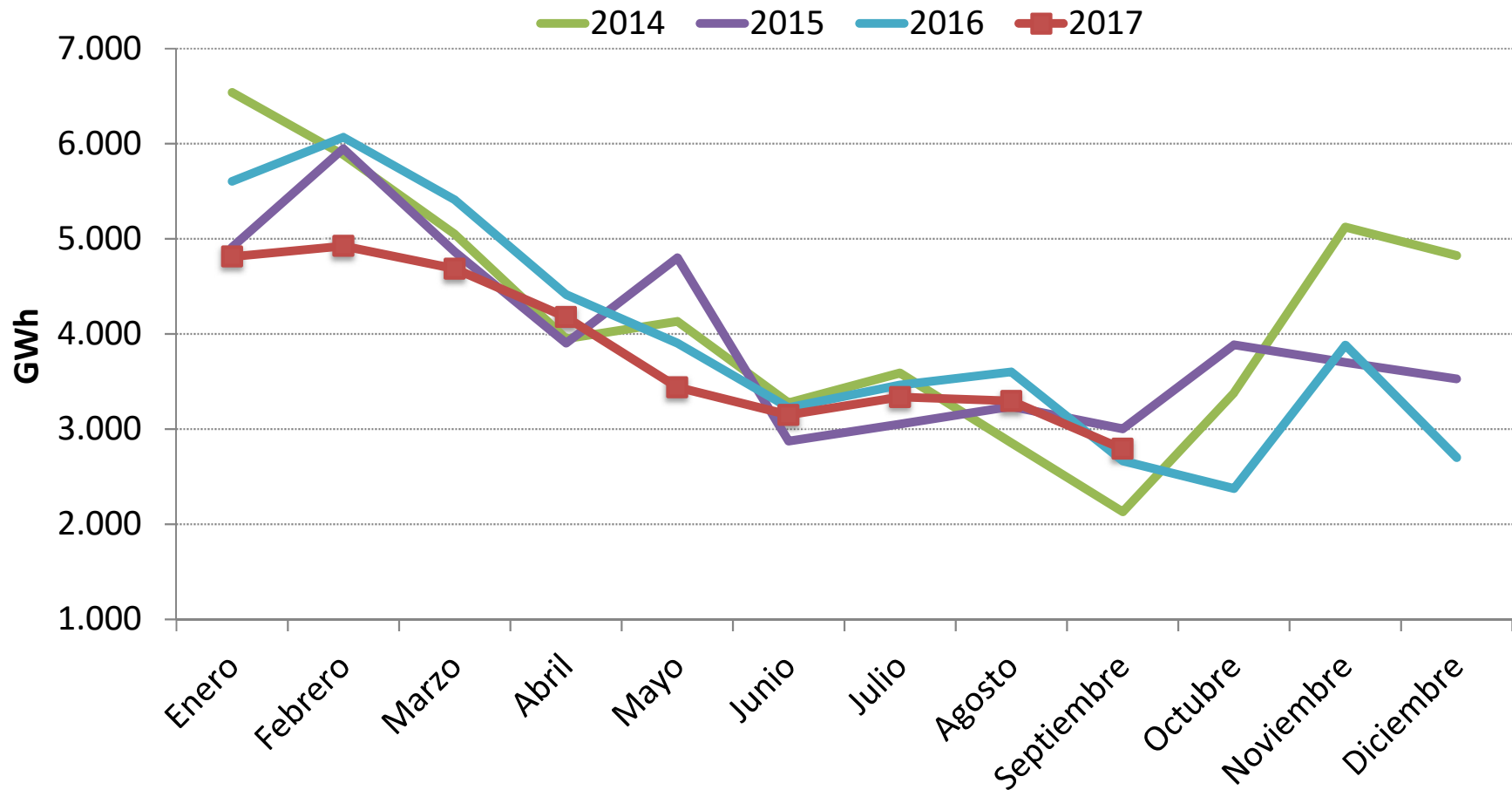
TECNOLOGÍA	MW
Bombeo puro	3.329
Nuclear	7.573
Carbón	9.536
Ciclo combinado	24.948
Cogeneración	6.548
Residuos	670
Eólica	22.841
Hidráulica	16.999
Solar fotovoltaica	4.430
Solar térmica	2.299
Otras renovables	742
Total	99.872



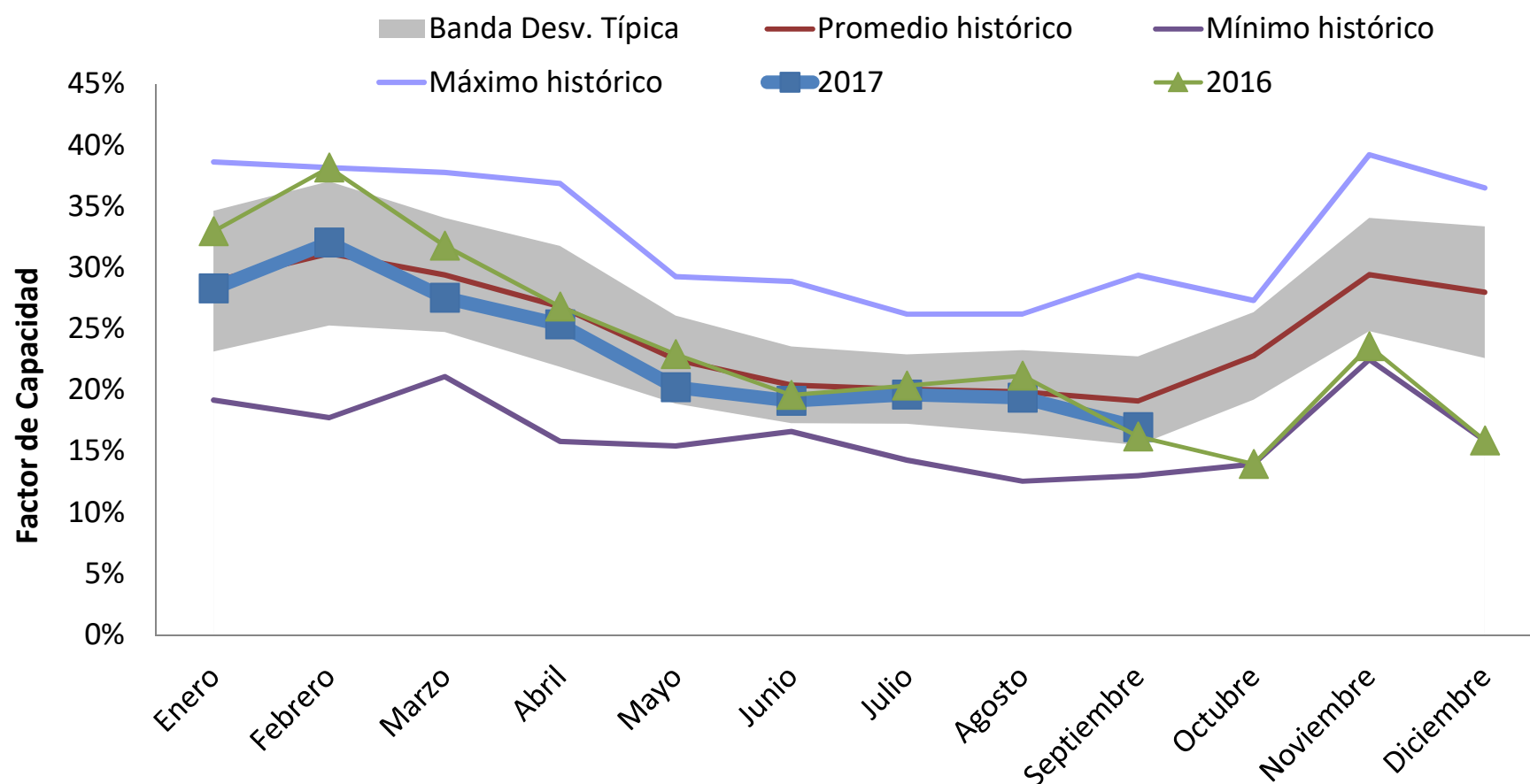
Fuente: REE

Generación eólica

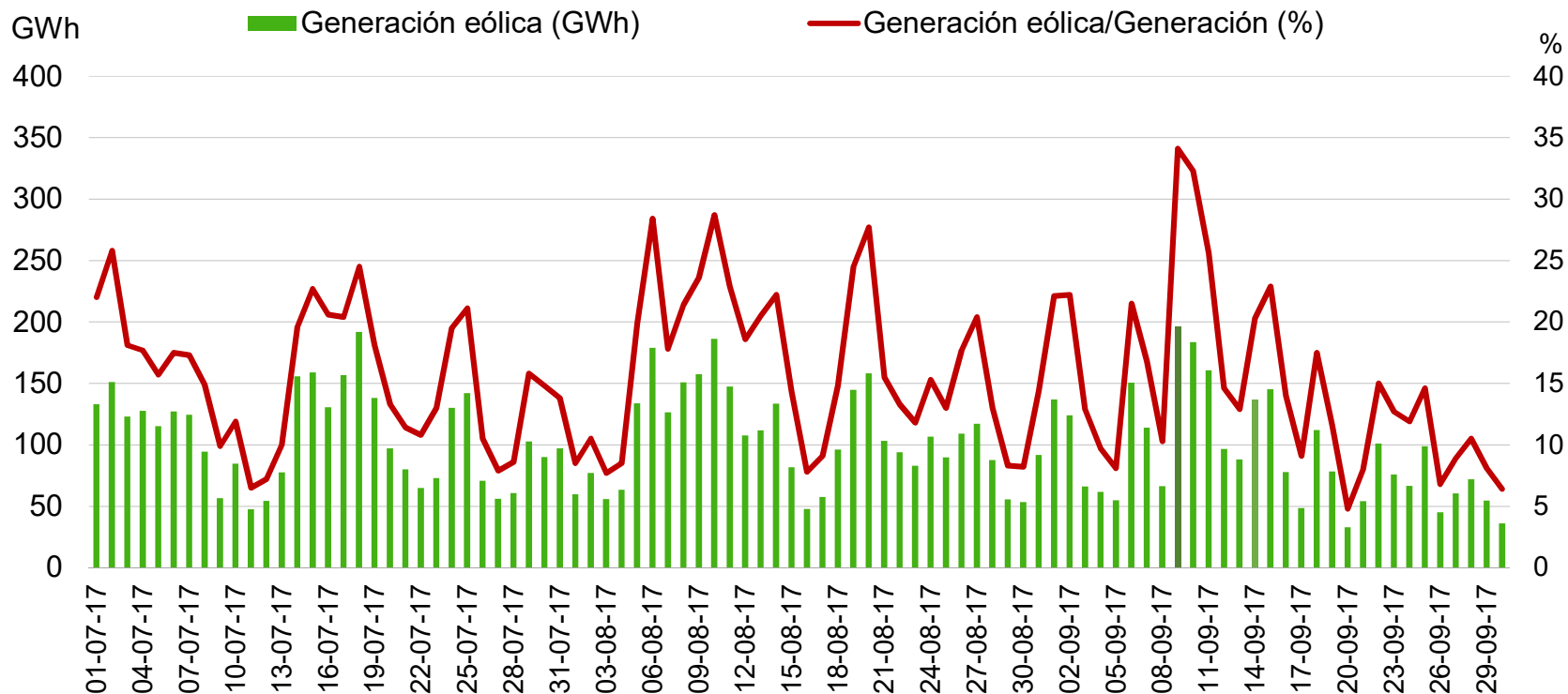
La eólica ha generado en septiembre un 4,7% más con respecto al mismo mes de 2016, pero ha decrecido un 9,8% en el transcurso del año.



El factor de capacidad de la eólica durante los 9 primeros meses 2017 ha sido de 23,18%

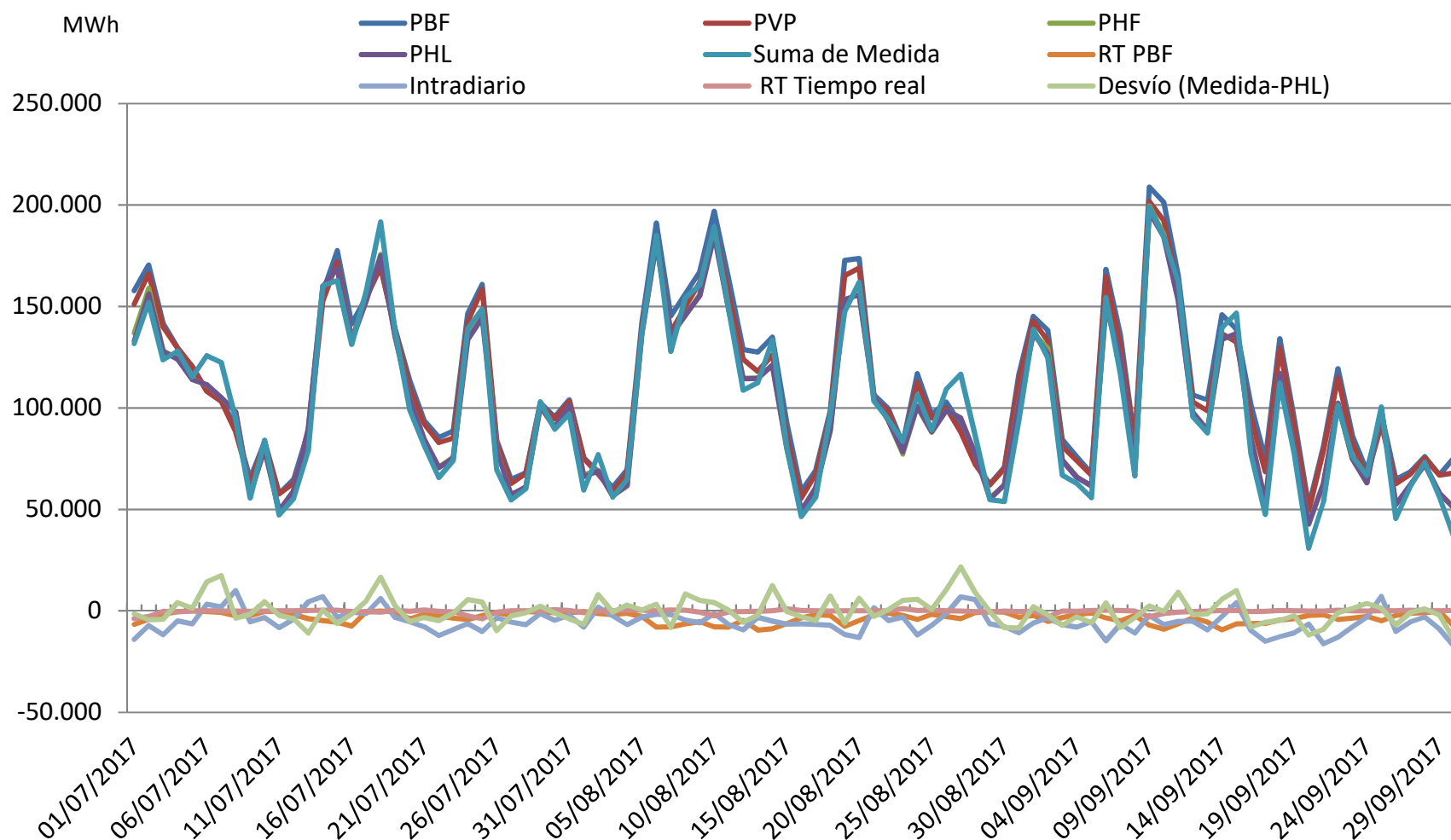


Generación eólica diaria peninsular del ultimo trimestre



	Septiembre 2017		Histórica	
Potencia (MW)	11.514	Sábado 09/09/2017 (18:50 h)	17.553	Jueves 29/01/2015 (19:27 h)
Cobertura de la demanda (%)	44,3	Sábado 09/09/2017 (18:54 h)	70,4	Sábado 21/11/2015 (04:50 h)

Evolución diaria de la transición desde el PBF hasta la producción eólica real.



Evolución del promedio mensual de los desvíos

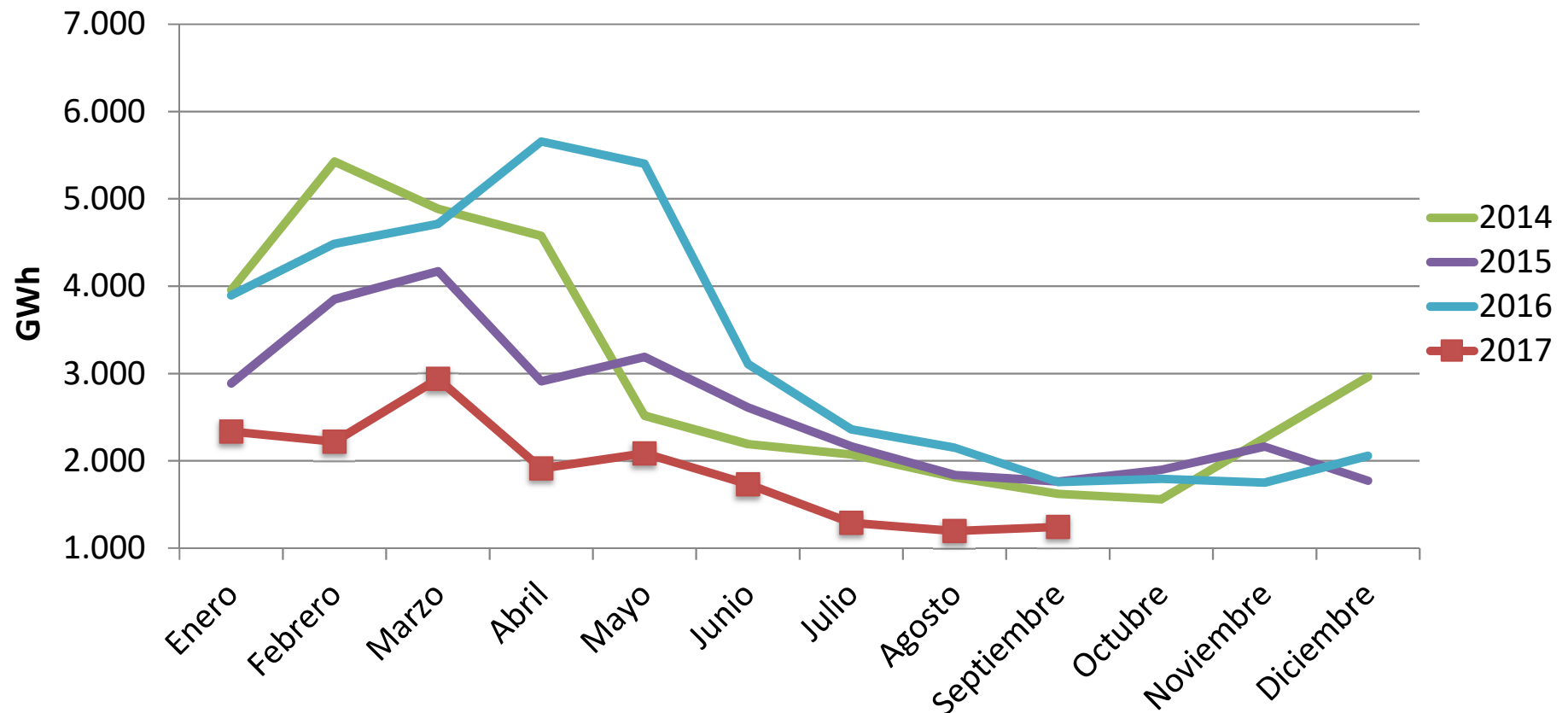
Fecha	Promedio mensual desvío positivo	Promedio mensual desvío negativo
ene-17	6,4%	-7,2%
feb-17	6,2%	-8,5%
Mar- 17	6,5%	-10,8%
Abr-17	5,2%	-8,8%
May-17	9,0%	-10,4%
Jun-17	11,0%	-9,2%
Jul-17	9,2%	-9,1%
Ago-17	10,3%	-9,6%
Sep-17	6,4%	-12,4%
TOTAL 2017	7,9%	-9,6%

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

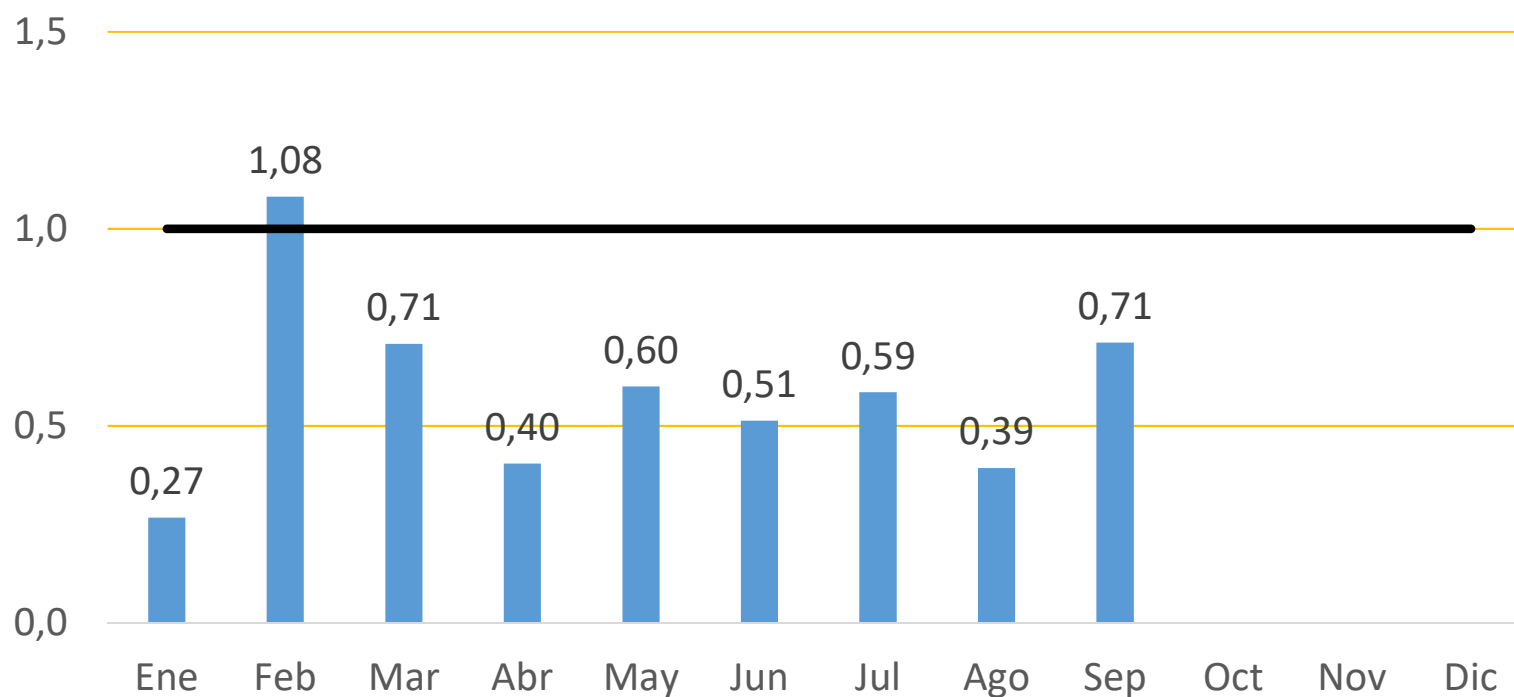
Desvío total positivo 2017	Desvío total negativo 2017
993 GWh	-1.581 GWh

Generación hidráulica

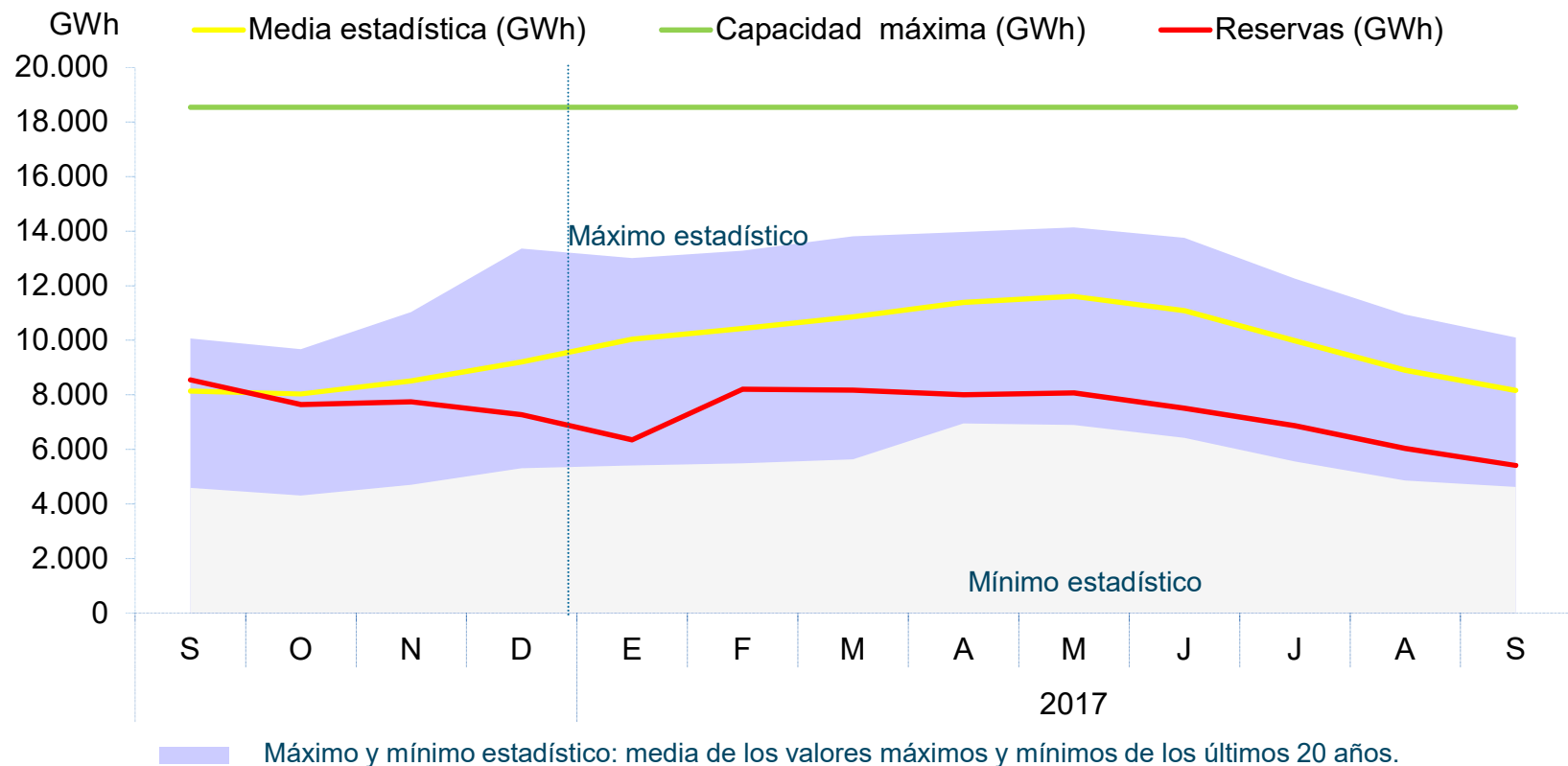
Hidráulica: La hidráulica ha generado en septiembre un 29,1% menos con respecto al mismo mes de 2016, y un 49,4% menos en el transcurso del año.



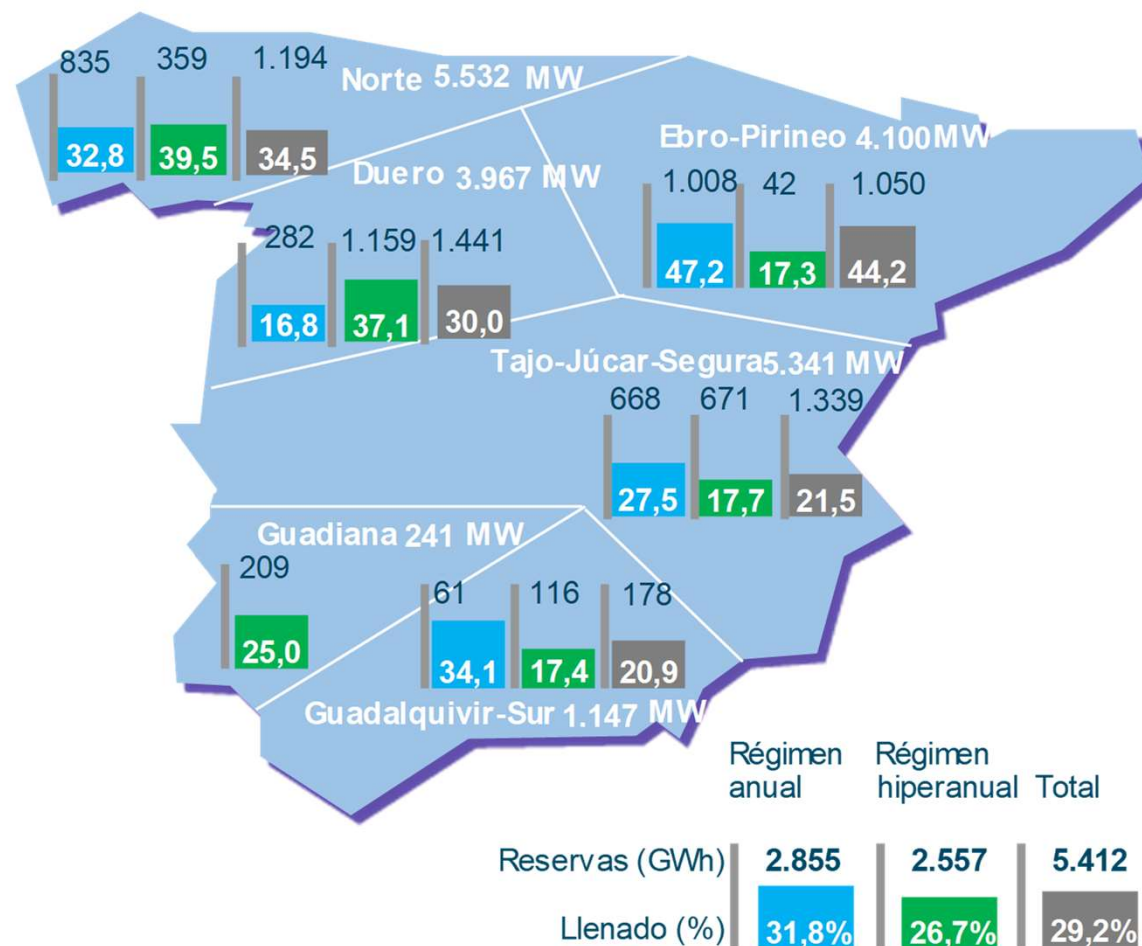
Índice de producible hidráulico 2017



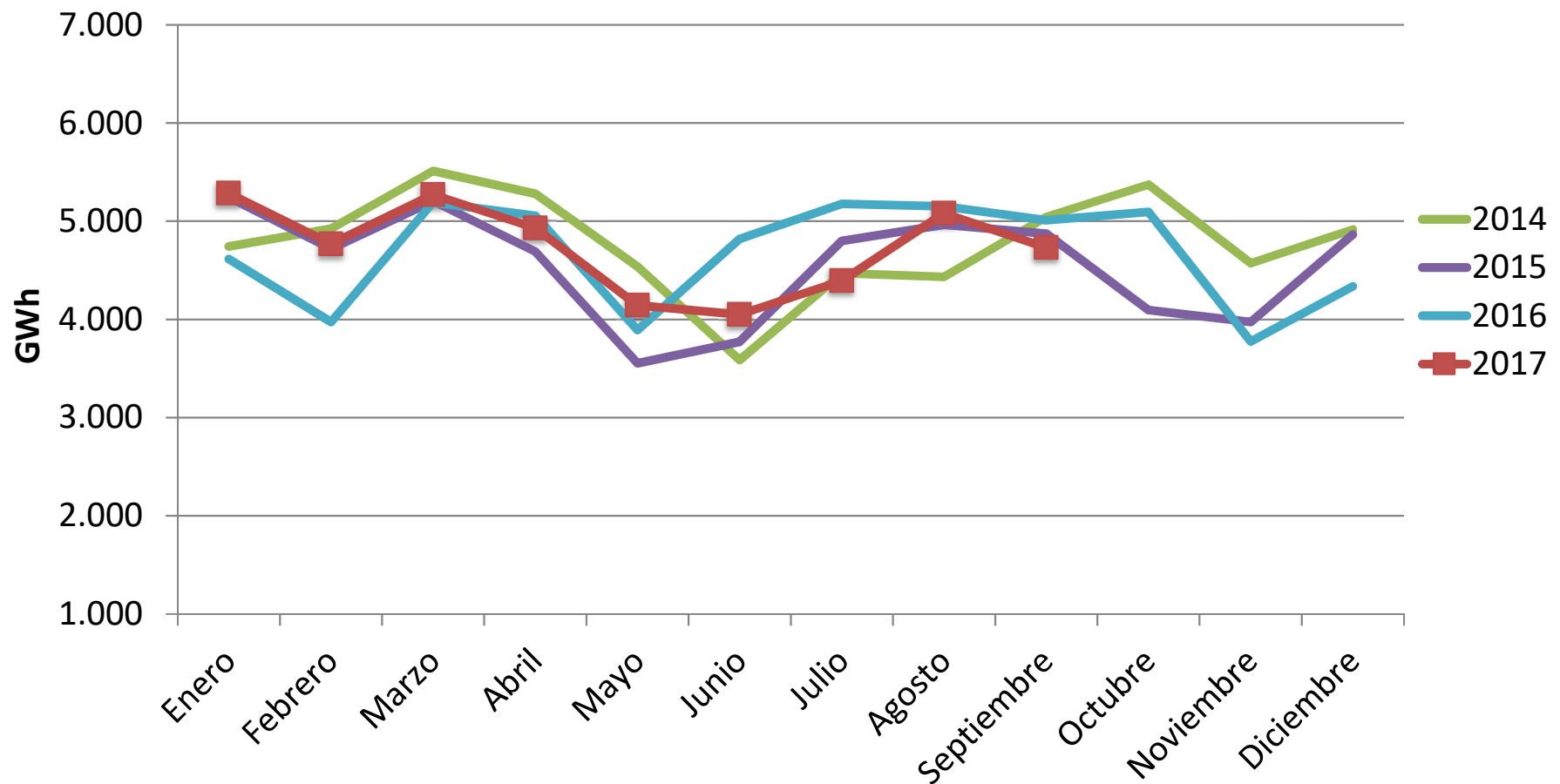
Las reservas del conjunto de los embalses se encuentran en septiembre al 31,8%



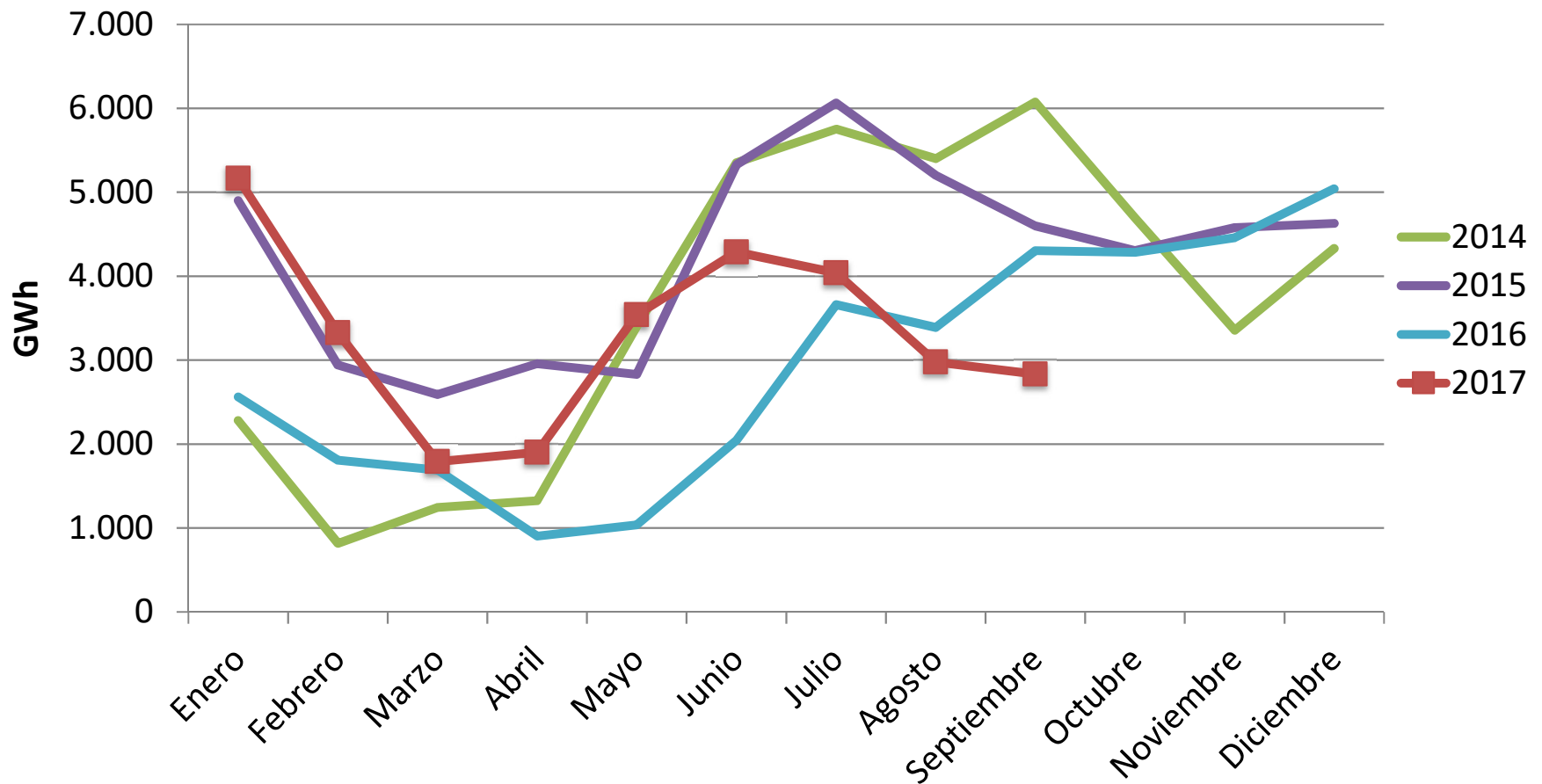
Reservas hidroeléctricas a final de septiembre



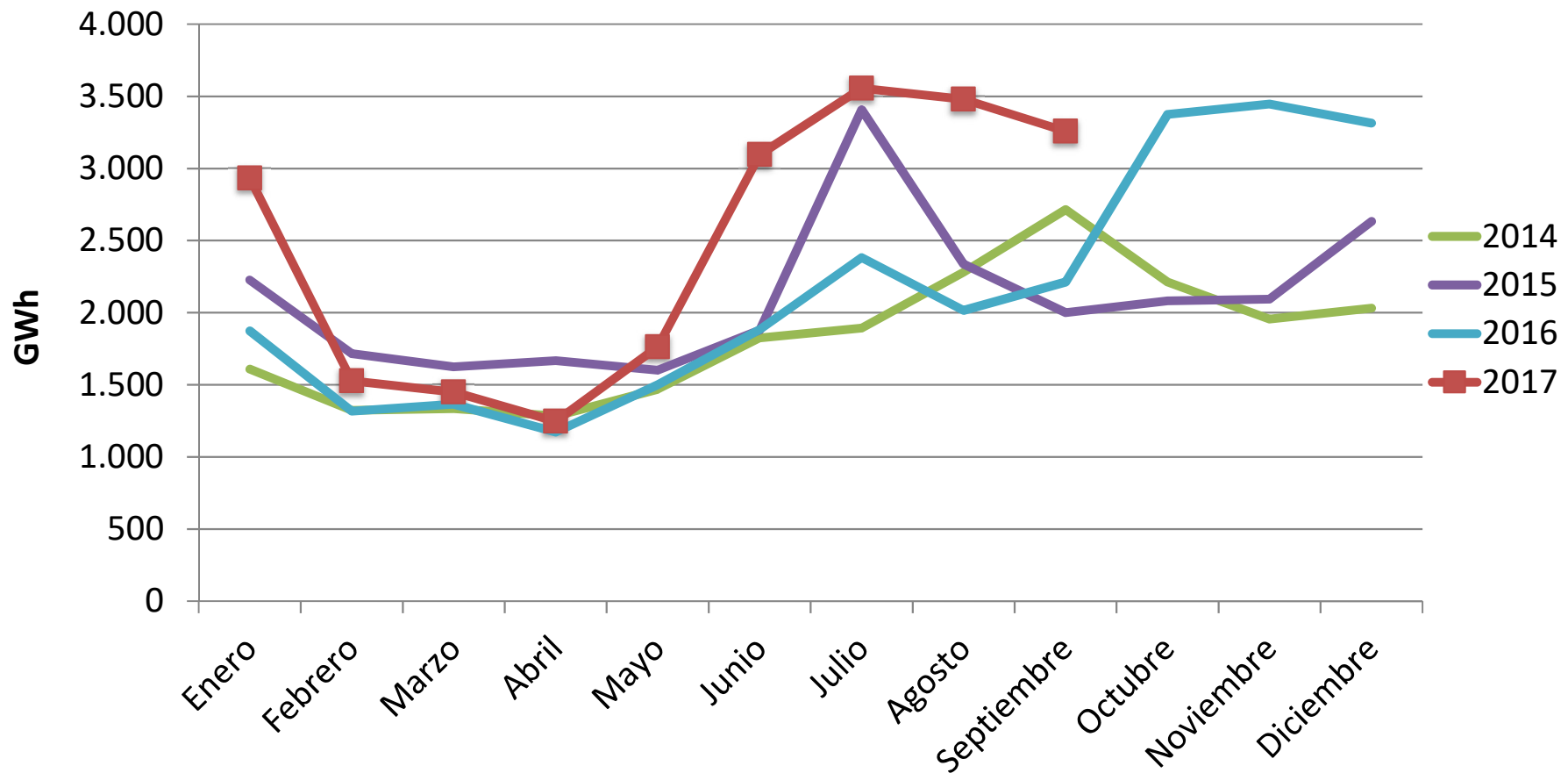
Nuclear: La nuclear ha generado en septiembre un 5,6% menos con respecto al mismo mes de 2016, y un 0,5% menos en el transcurso del año



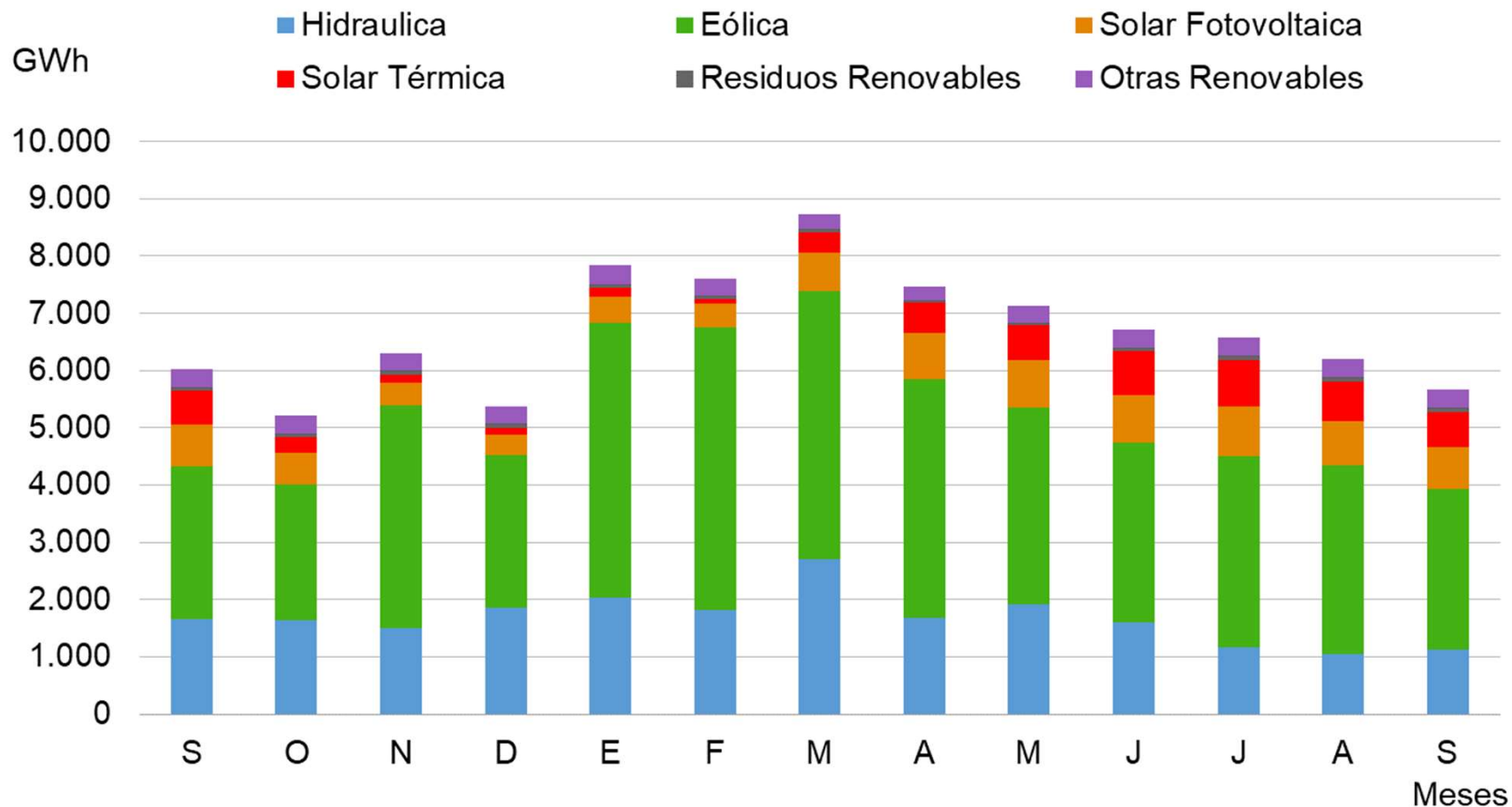
Carbón: El carbón ha generado en septiembre un 34,2% menos con respecto al mismo mes de 2016, pero un 39,5% más en el transcurso del año



Ciclo Combinado: el CC ha generado en septiembre un 52,0% más con respecto al mismo mes de 2016, y un 42,6% más en el transcurso del año



Resto de renovables, cogeneración y residuos



Índice

1. Situación actual:

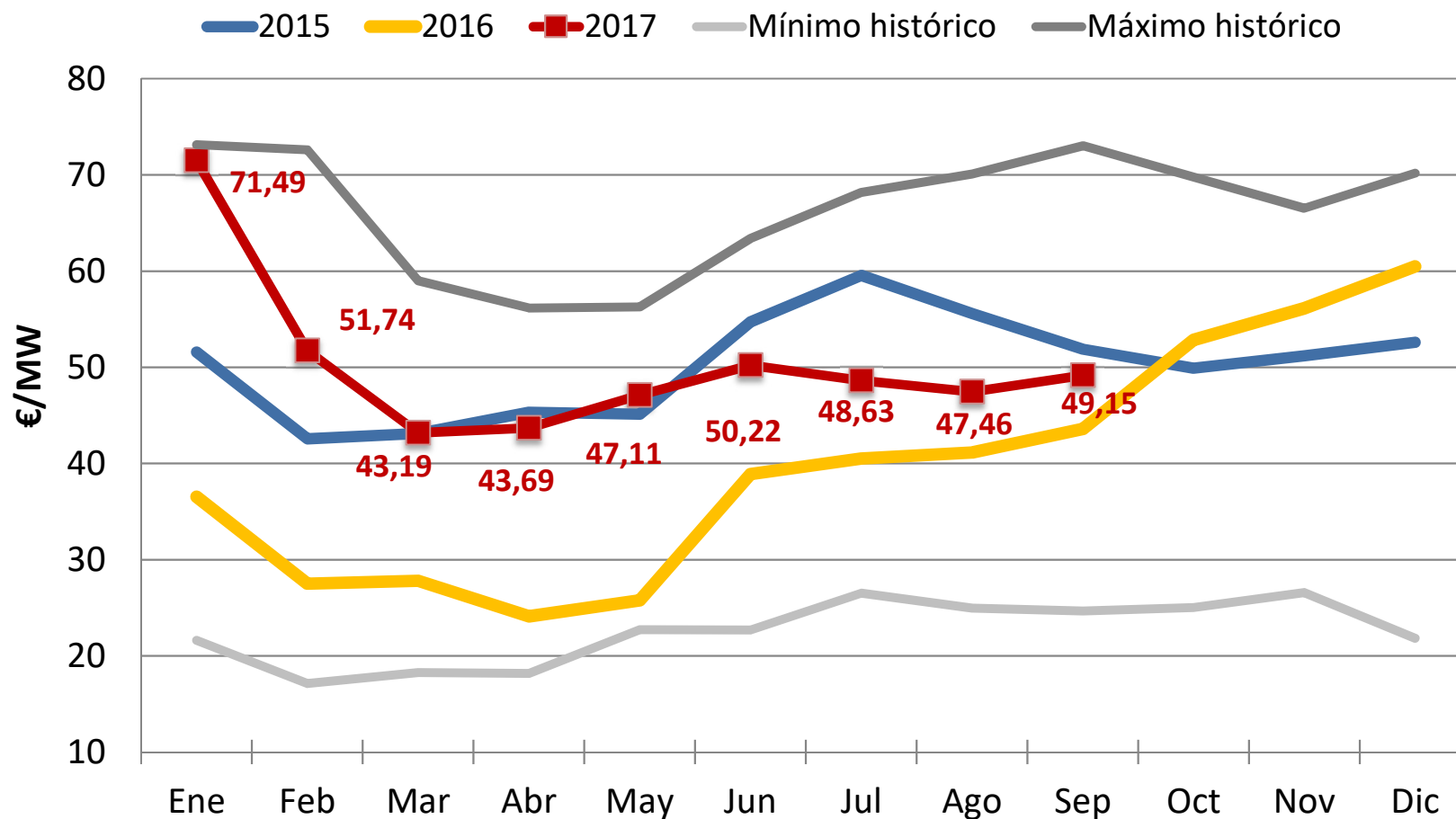
- Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica.
- **Evolución del mercado de la electricidad: evolución de los precios del mercado diario.**
- Evolución de los mercados ajuste.

2. Liquidaciones / índice de cobertura.

3. Regulación de producción eléctrica en los territorios no peninsulares

4. Futuros de OMIP.

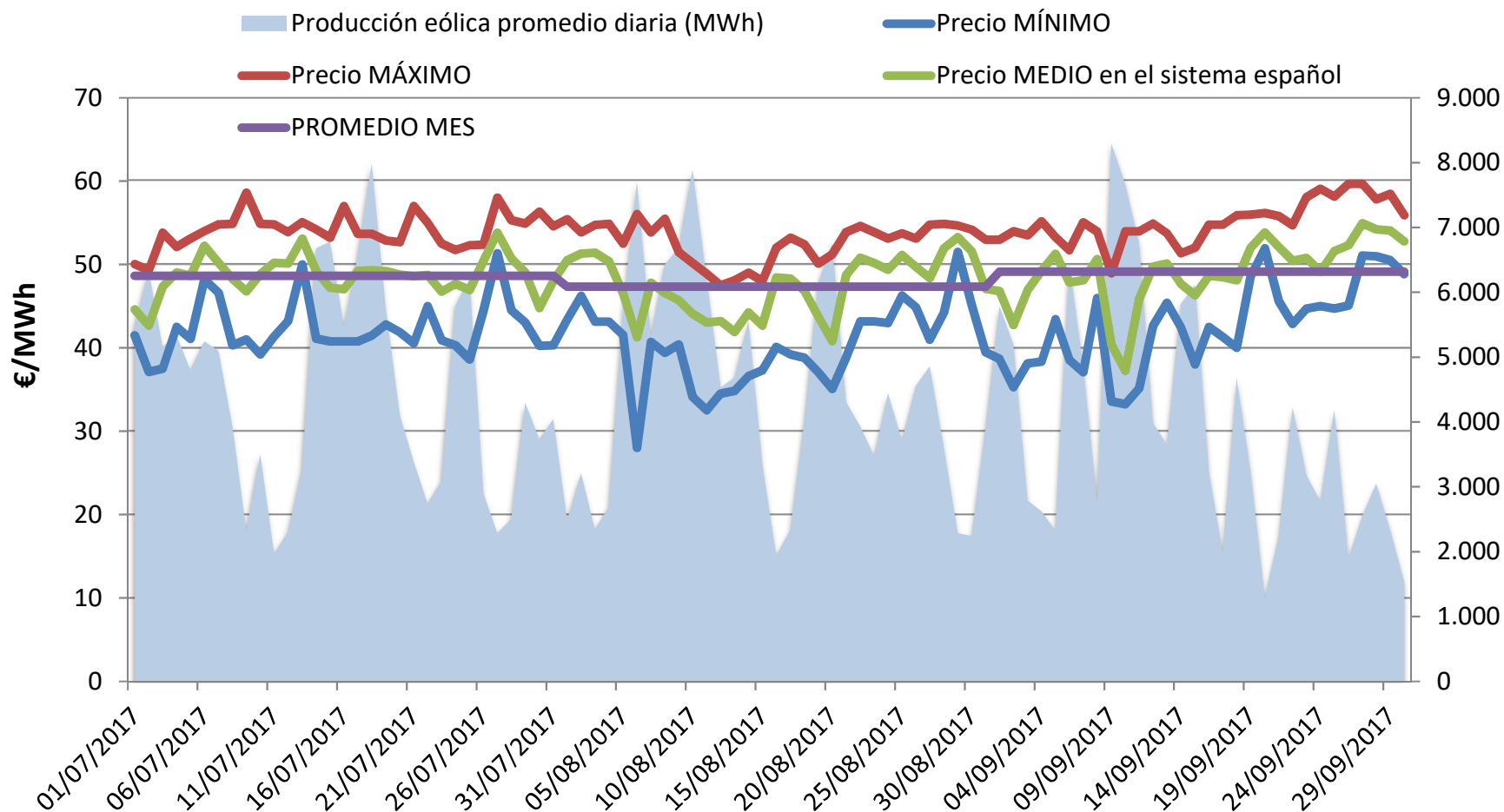
El PMD en el ultimo trimestre se ha situado por debajo del precio en el mismo periodo de 2015



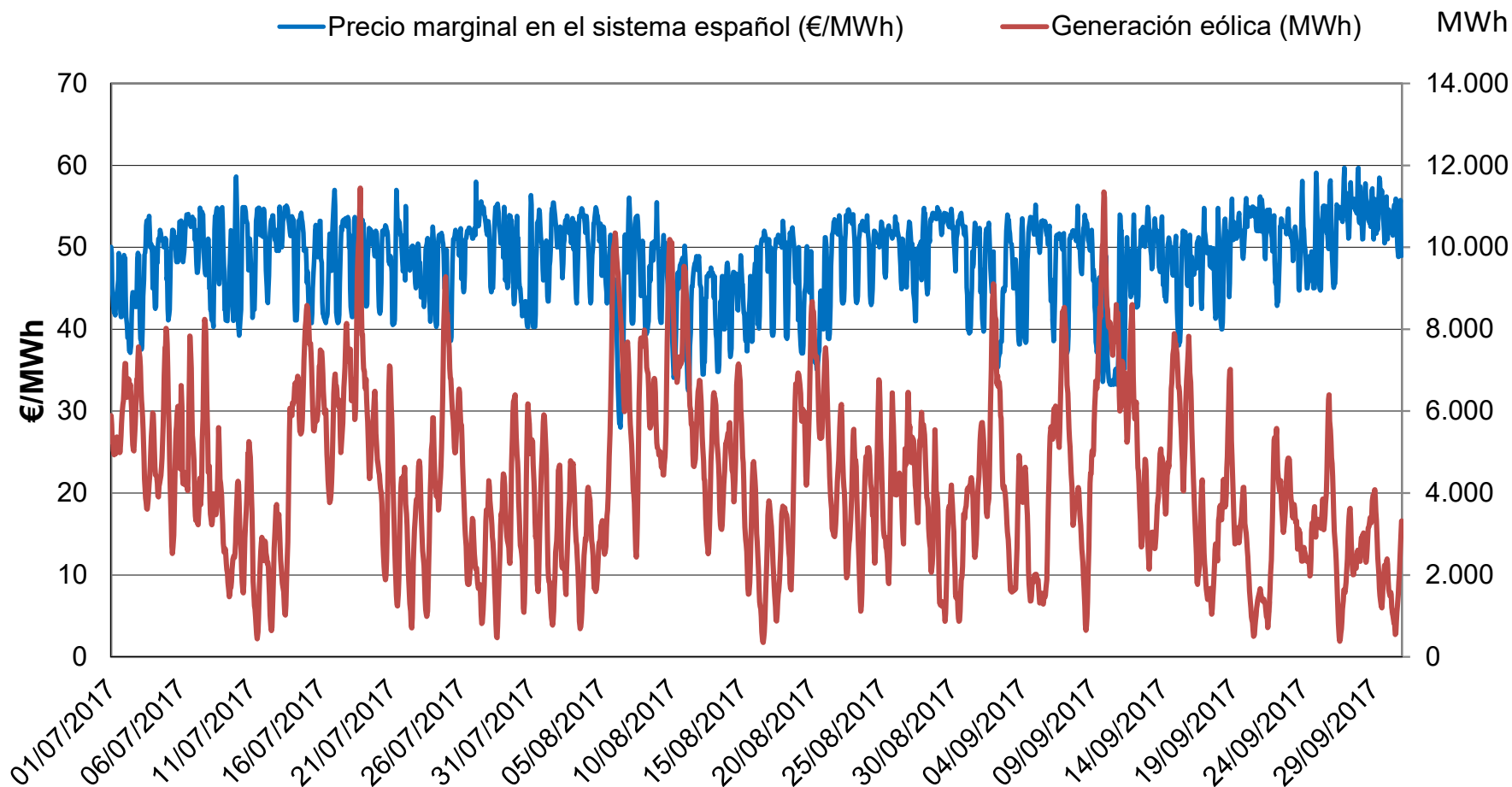
En septiembre de 2017 el precio mínimo se situó en 33,25€/MWh, precio superior al de septiembre del año anterior.

	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 (%)
Sep-16	27,50	43,59	53,66	0	5,9%	-16,0%
Oct-16	30,00	52,83	69,88	0	21,2%	5,9%
Nov-16	10,88	56,13	73,87	0	6,3%	9,6%
Dic-16	35,20	60,49	75,50	0	7,8%	15,0%
Ene-17	40,80	71,49	101,99	0	18,2%	95,7%
Feb-17	8,00	51,74	79,110	0	-27,6%	88,2%
Mar-17	12,00	43,19	61,05	0	-16,5%	55,3%
Abr-17	2,30	43,69	59,58	0	1,1%	81,2%
May - 17	25,43	47,11	57,15	0	7,8%	82,8%
Jun-17	37,47	50,22	60,15	0	6,6%	29,1%
Jul-17	37,12	48,63	58,62	0	-3,2%	20,0%
Ago-17	28,00	47,46	56,05	0	-2,4%	15,3%
Sep-17	33,25	49,15	59,69	0	3,6%	12,8%

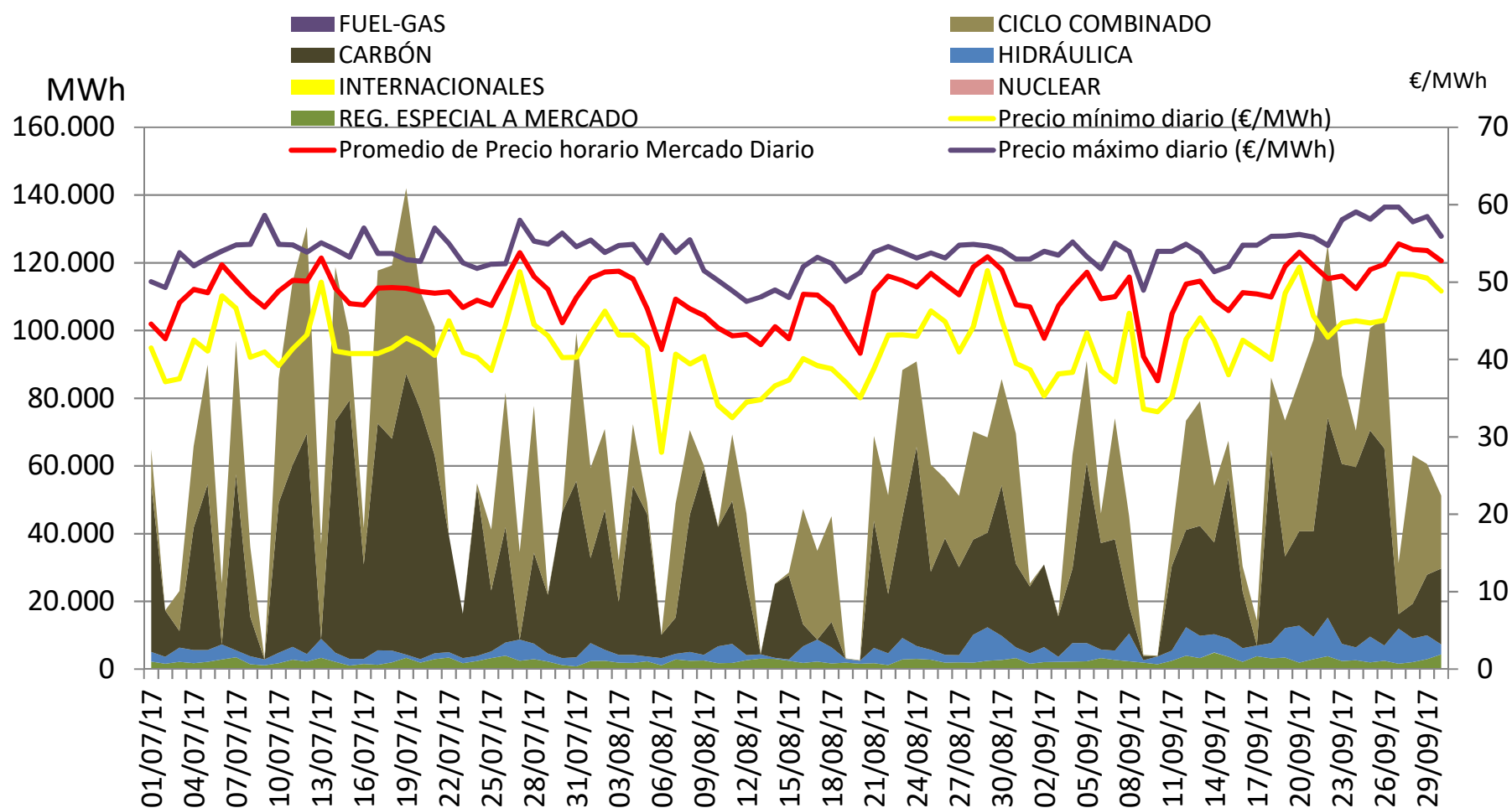
Evolución diaria de la producción eólica, precio min, medio y máximo del mercado. Julio-Septiembre 2017



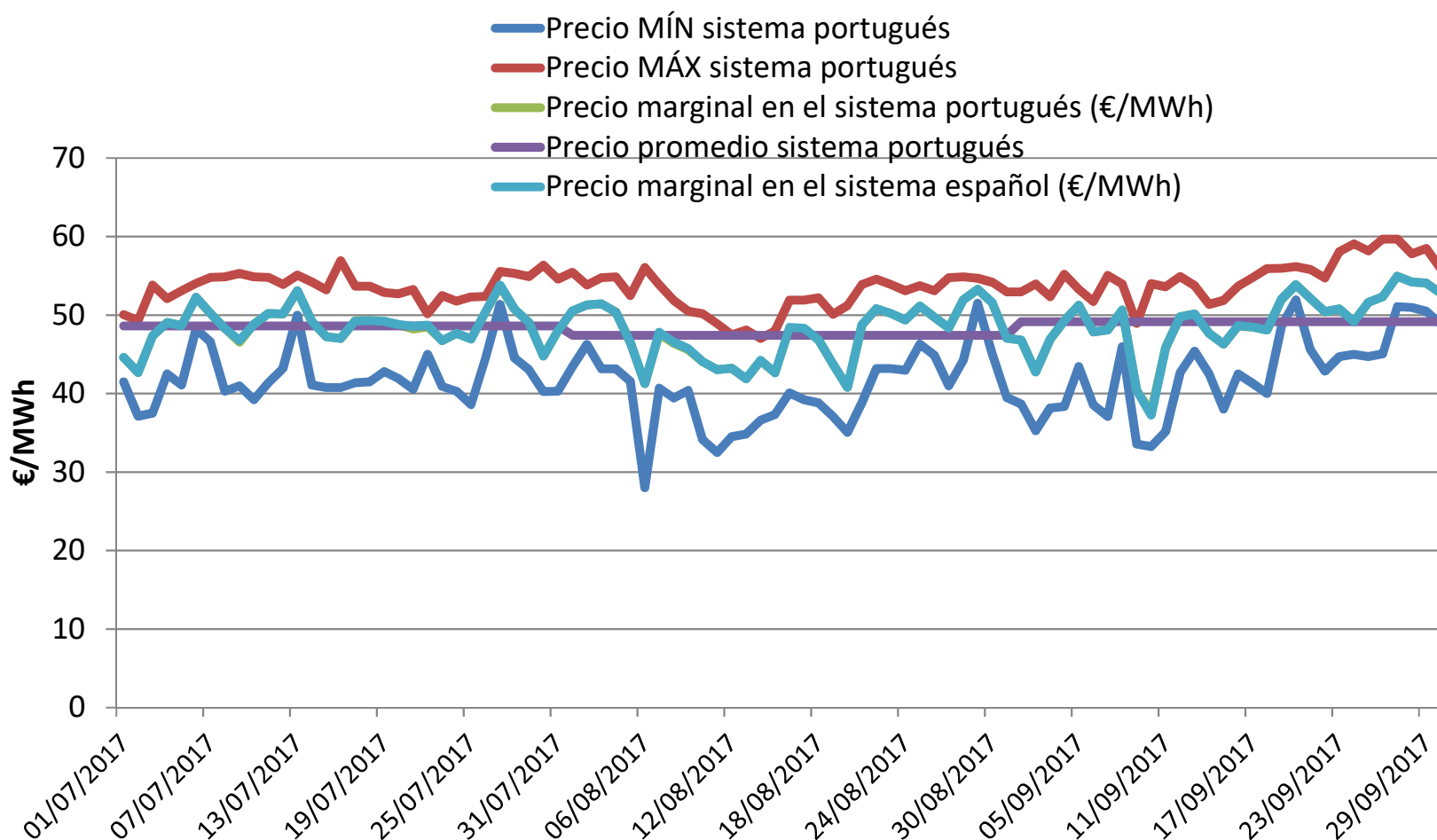
Evolución horaria del PMD y generación eólica. Julio, Agosto y Septiembre



Energía por tecnologías casada y ofertada a precio igual o superior al 95% del marginal y precio medio diario del MD



El precio medio en el sistema portugués se situó en julio en 48,60 €/MWh en agosto en 47,43€/MWh y en septiembre en 49,16€/MWh



En septiembre el factor de apuntamiento de la eólica fue de 0,9605, superior al 0,889 indicado en el RD 413/2014

AÑO 2017	Generación eólica medida (GWh)	Promedio horario generación eólica (MWh)	Precio medio ARITMÉTICO mensual	Precio medio PONDERADO por la energía eólica	Diferencia €/MWh	Variación (%)
Ene-17	4.813	6.447	71,49	71,26	-0,23	-0,32%
Feb-17	4.925	7.300	51,74	49,26	-2,48	-4,79%
Mar-17	4.686	6.308	43,19	40,63	-2,56	-5,93%
Abr-17	4.177	5.802	43,69	41,09	-2,60	-5,95%
May-17	3.440	4.623	47,11	45,14	-1,97	-4,18%
Jun-17	3.149	4.373	50,22	48,54	-1,68	-3,35%
Jul-17	3.337	4.485	48,63	48,10	-0,53	-1,10%
Ago-17	3.296	4.427	47,46	46,14	-1,32	-2,78%
Sep-17	2.793	3.996	49,15	47,21	-1,94	-3,95%

- Entre enero y septiembre, el precio medio ponderado por la eólica es de 49,03€/MWh, mientras que el promedio del PMD en el mismo periodo es de 50,31€/MWh

La retribución a mercado de la eólica según REE

	Precio medio a m. diario (€/MWh)	Ganancia/ Pérdida Intradiario (€/MWh)	Ganancia Restricciones técnicas	Pérdida por coste desvíos (€/MWh)	Pérdida por coste reserva a subir (€/MWh)	Ingreso total mercado (€/MWh)
Ene-17	71,26	-0,12	0,01	-0,73	-0,01	70,41
Feb-17	49,26	-0,15	0,55	-1,15	0,00	48,51
Mar-17	40,63	-0,17	0,28	-0,81	0,00	39,93
Abr-17	41,09	-0,12	0,14	-0,53	0,00	40,58
May-17	45,14	-0,07	0,06	-0,60	0,00	44,53
Jun-17	48,54	-0,06	0,03	-0,46	0,00	48,05
Jul-17	48,10	-0,02	0,19	-0,55	0,00	47,73
Ago-17	46,14	0,00	0,09	-0,58	0,00	45,65
Sep-17	47,21	0,07	0,08	-0,58	0,00	46,78

Índice

1. Situación actual:

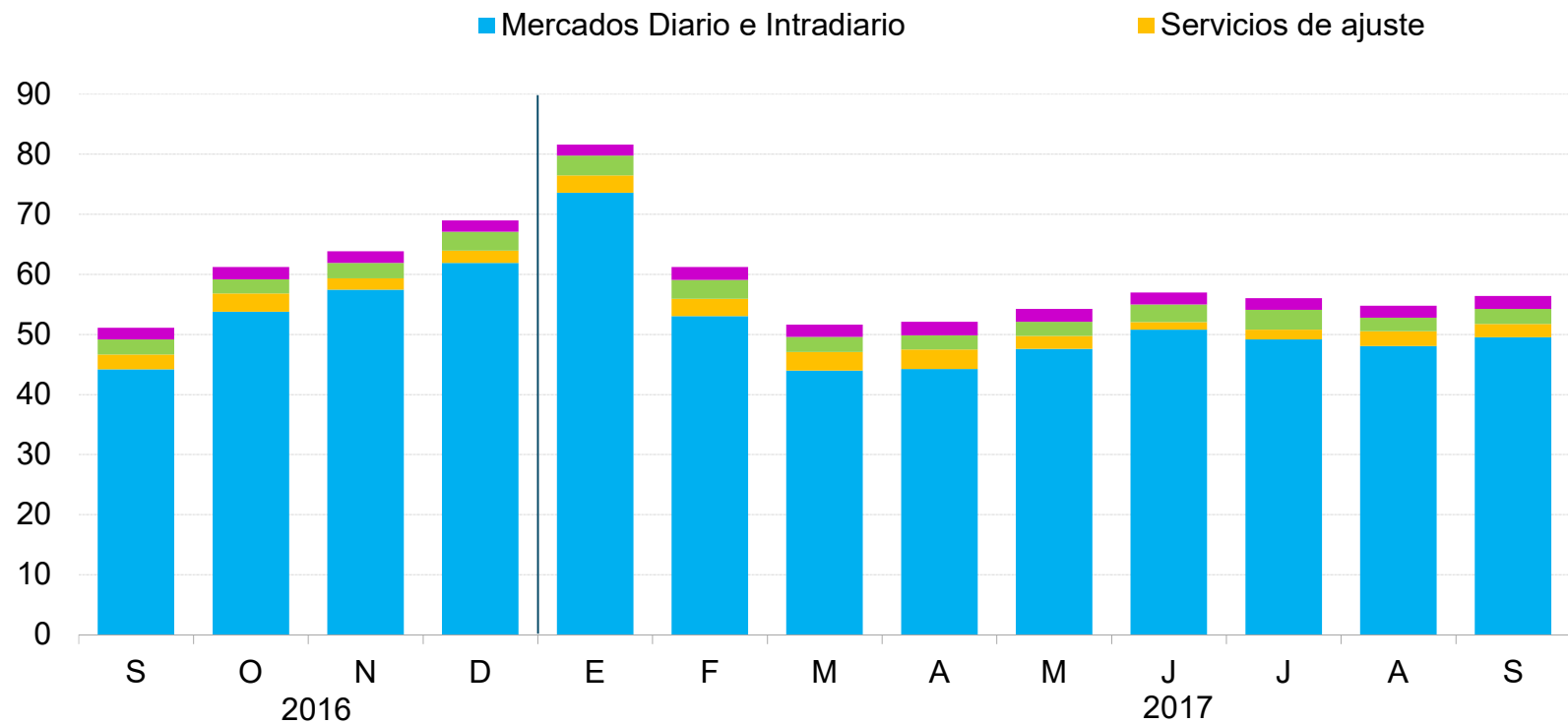
- Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica.
- Evolución del mercado o de la electricidad: evolución de los precios del mercado diario.
- **Evolución de los mercados ajuste.**

2. Liquidaciones / índice de cobertura.

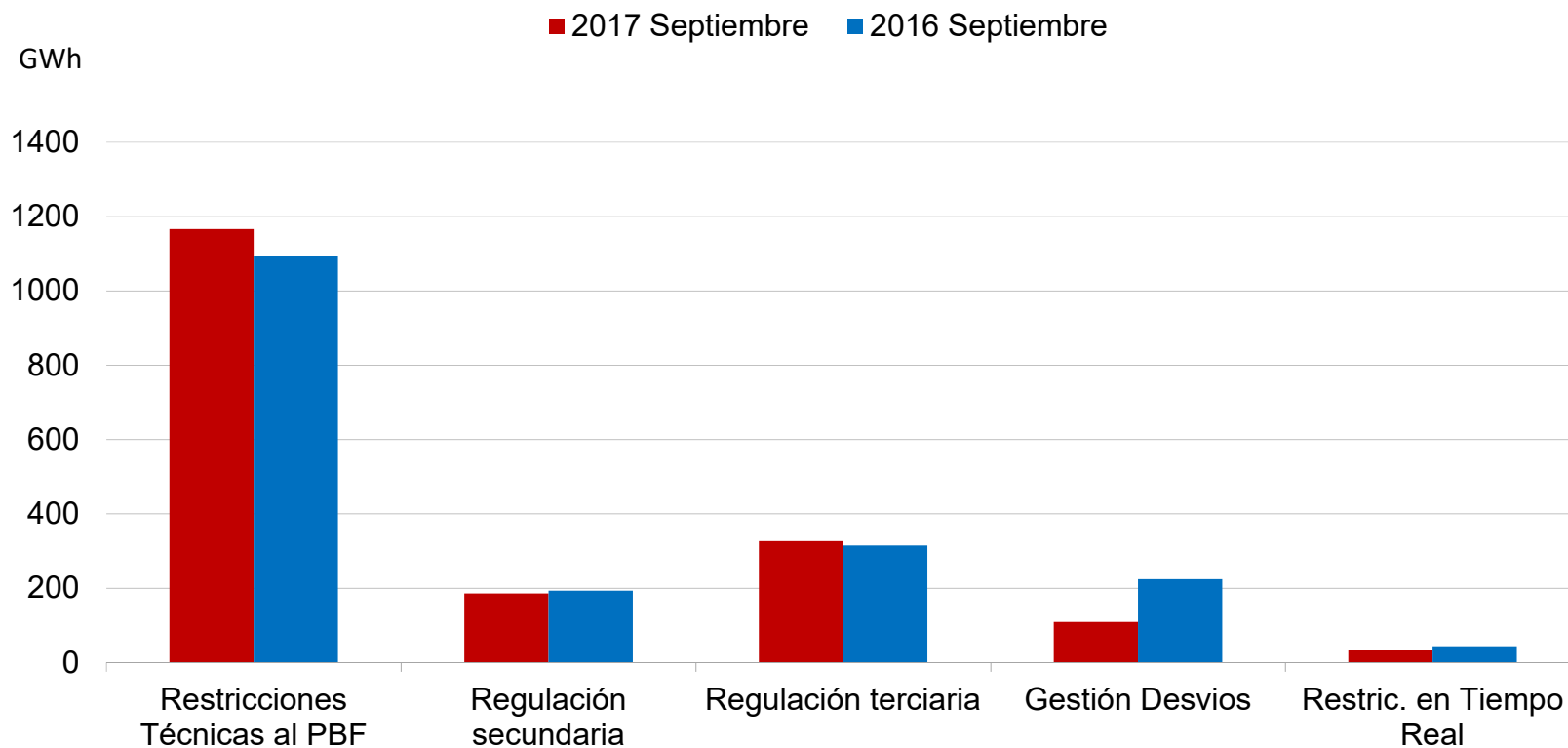
3. Regulación de producción eléctrica en los territorios no peninsulares

4. Futuros de OMIP.

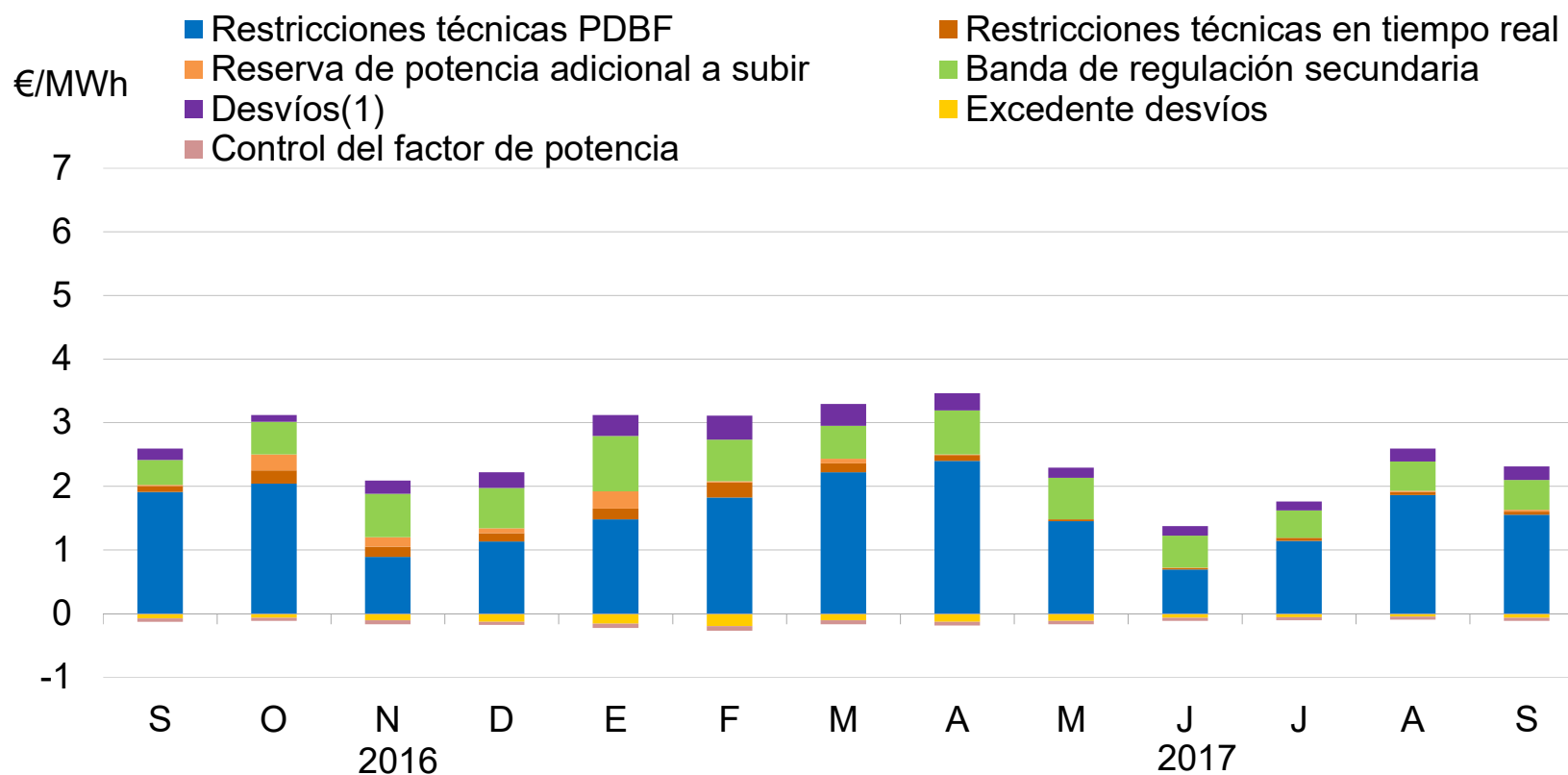
Evolución del componente del precio final medio de la energía



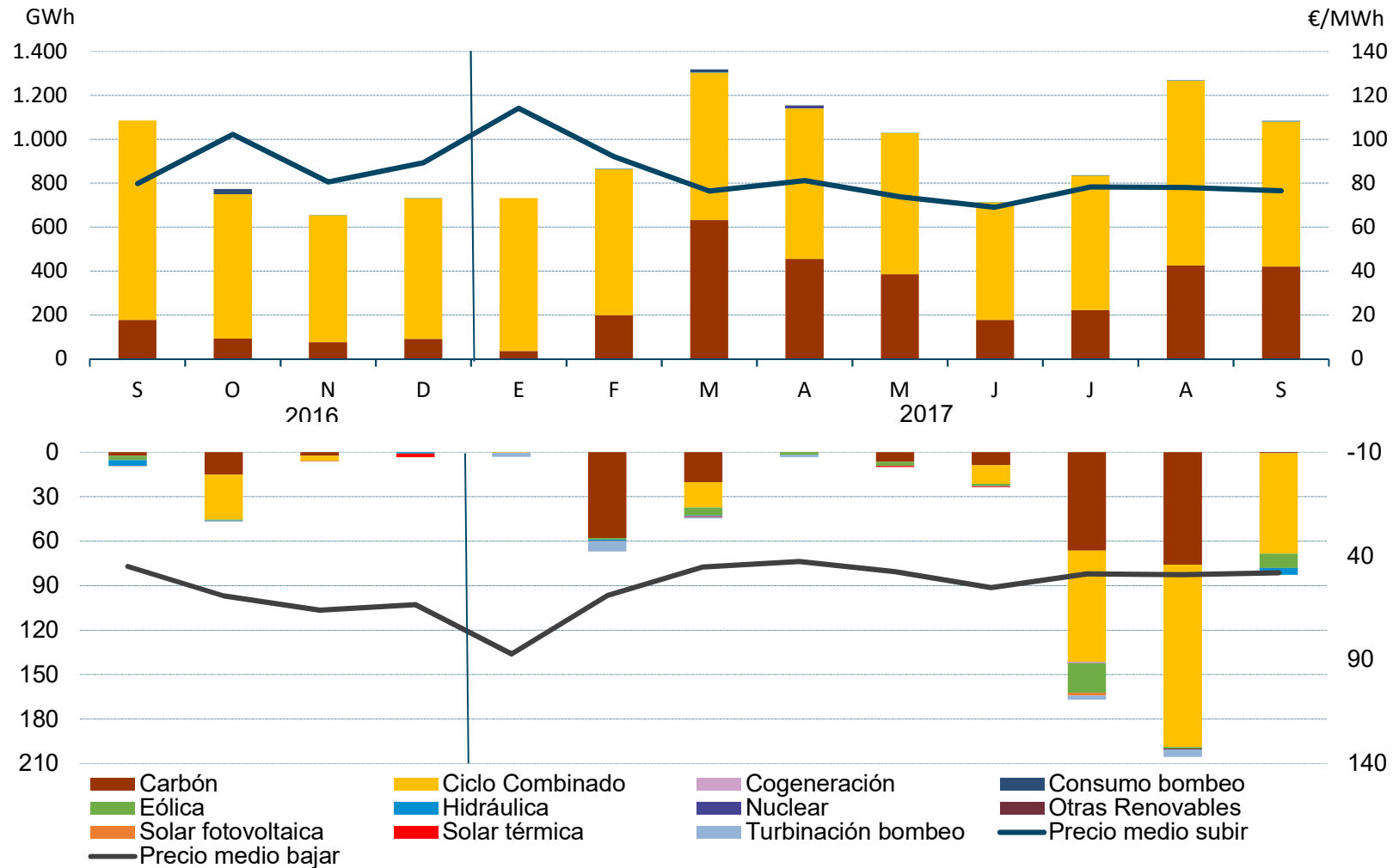
Energía gestionada en los servicios de ajustes



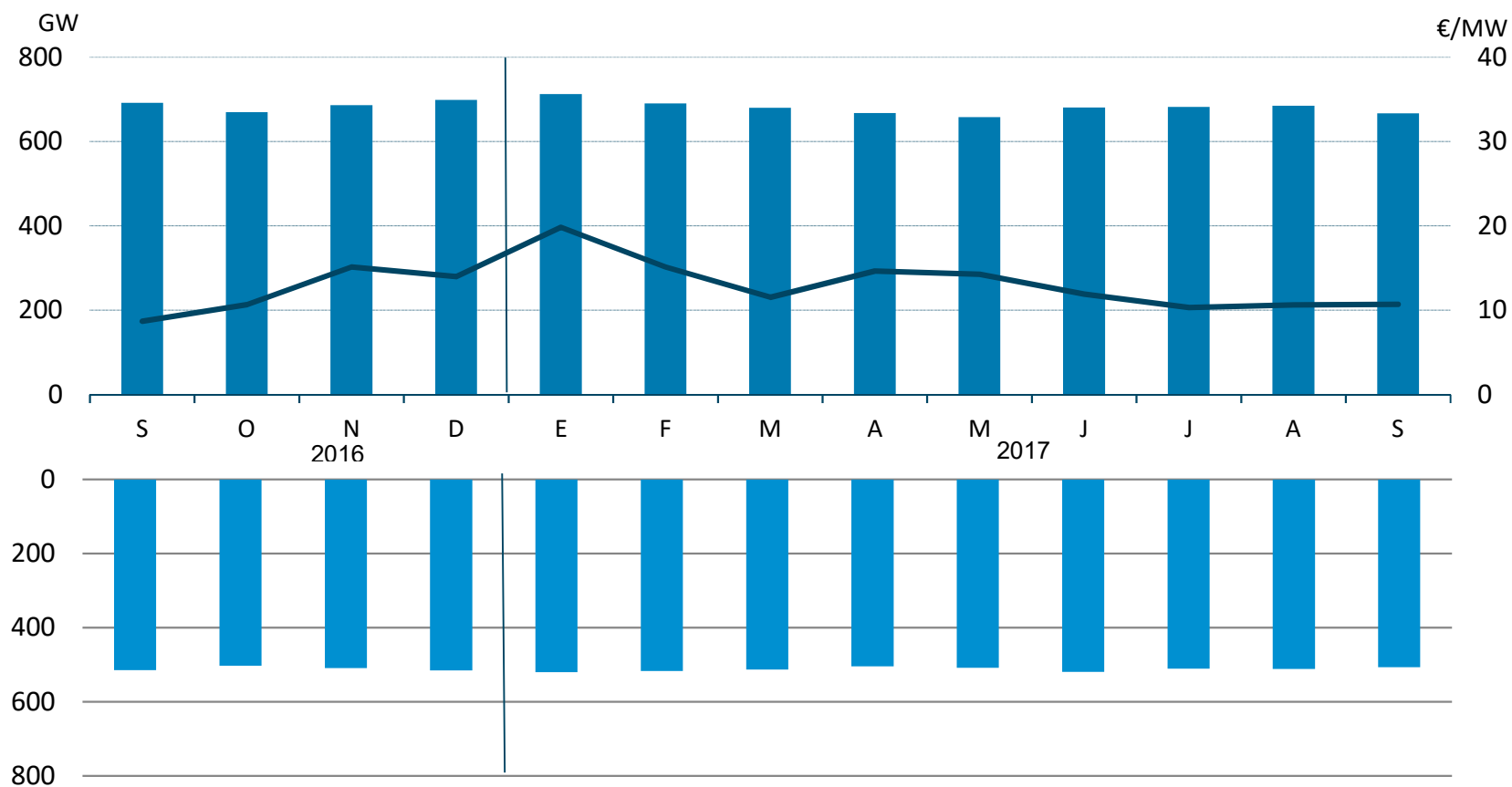
Repercusión de los servicios de ajuste del sistema en el precio final medio



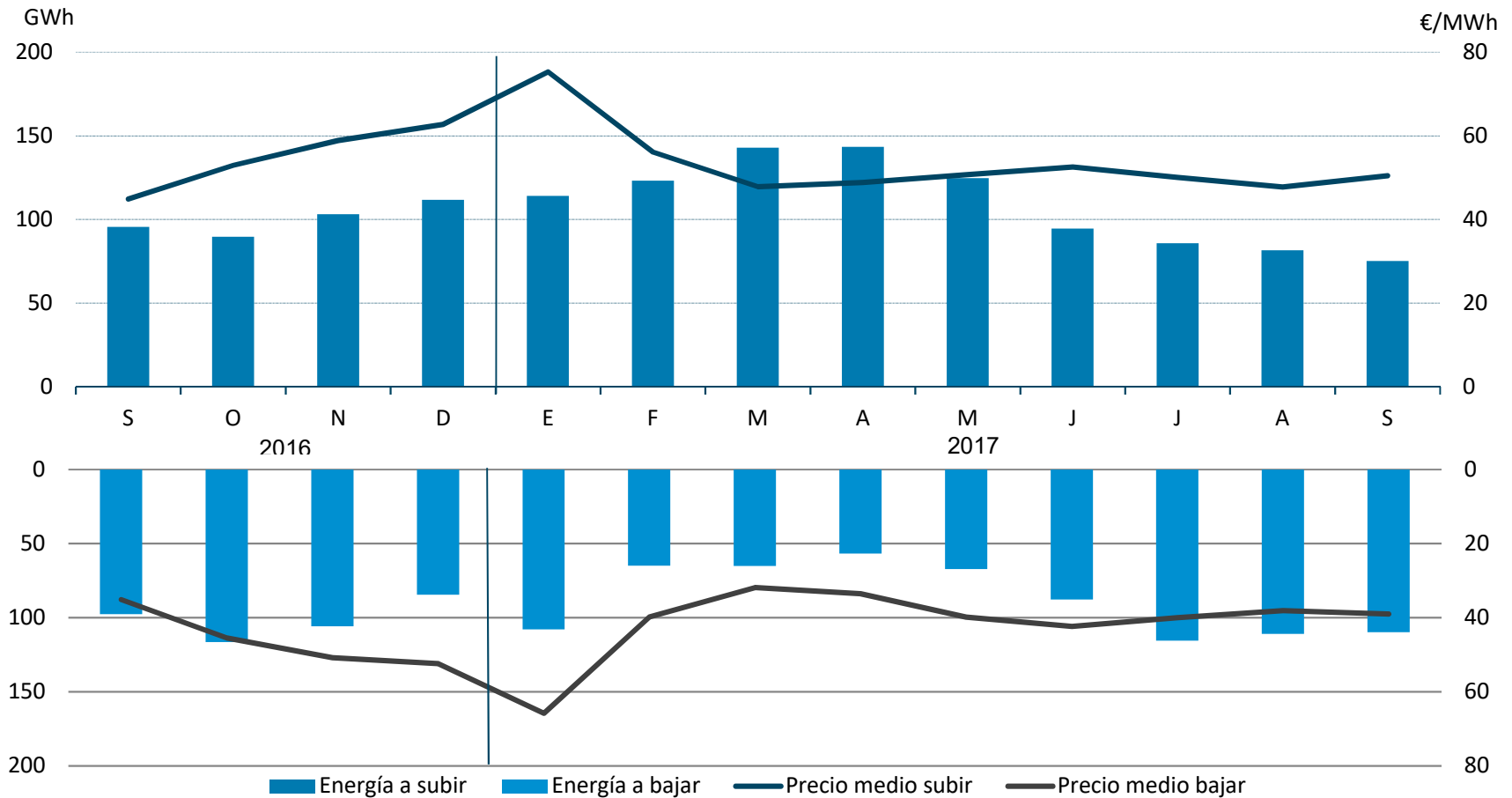
Solución de restricciones técnicas (Fase I) (GWh y €/MWh)



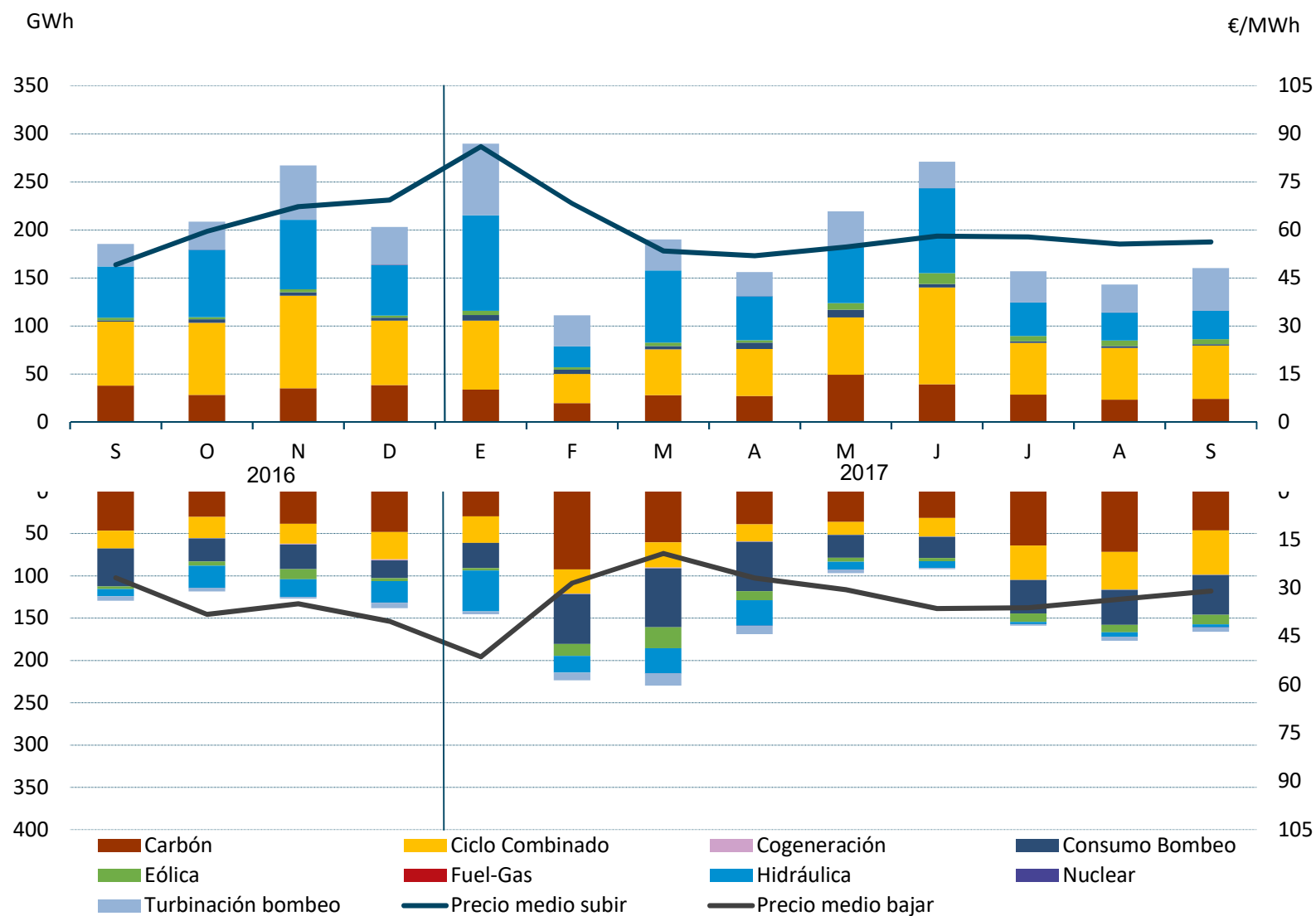
Banda de regulación secundaria (GWh y €/MWh)



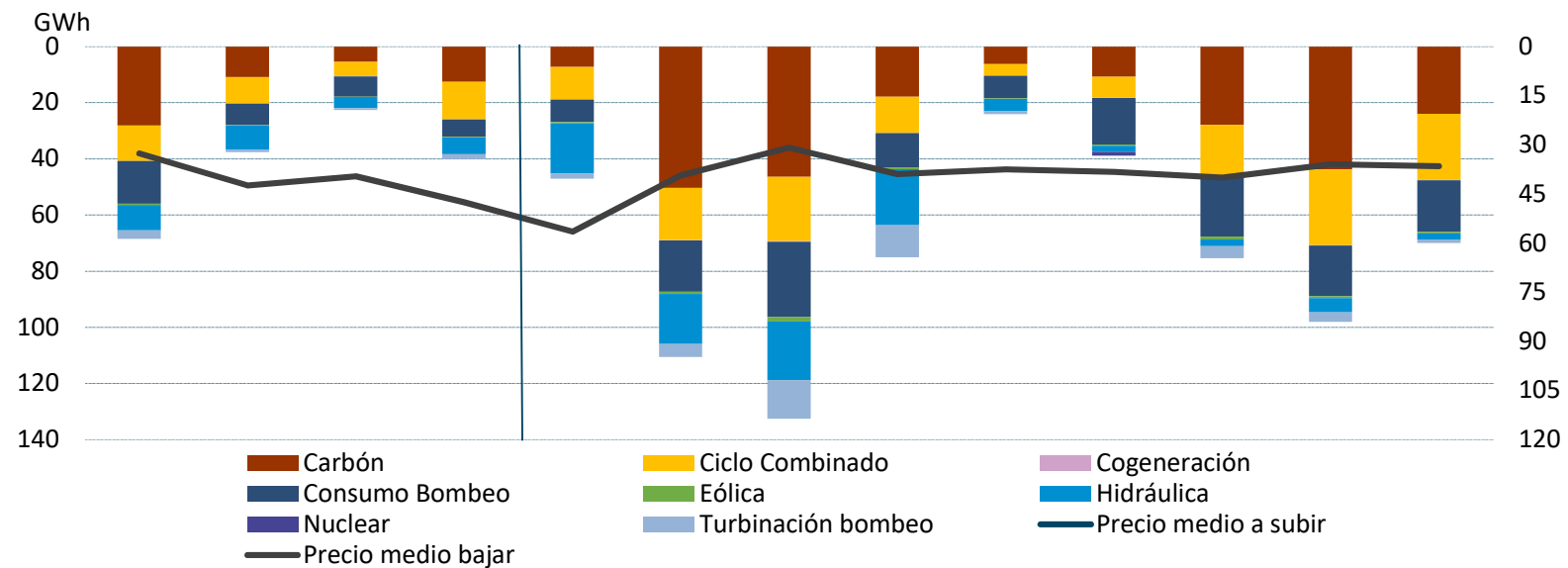
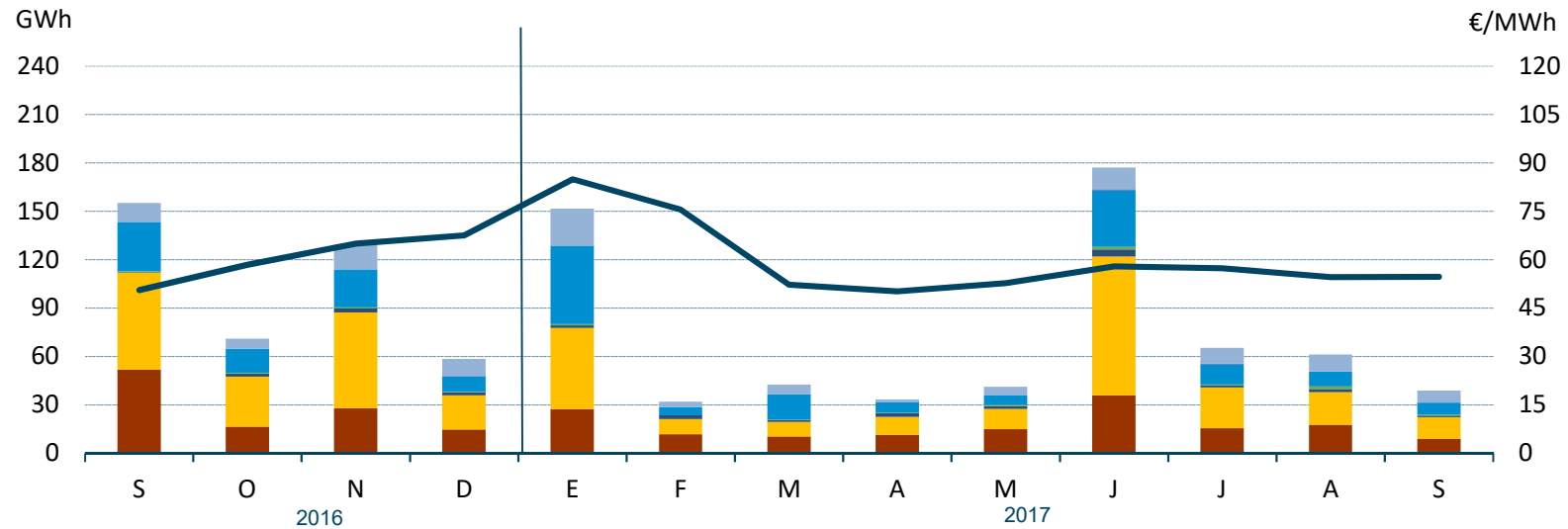
Regulación secundaria utilizada (GWh y €/MWh)



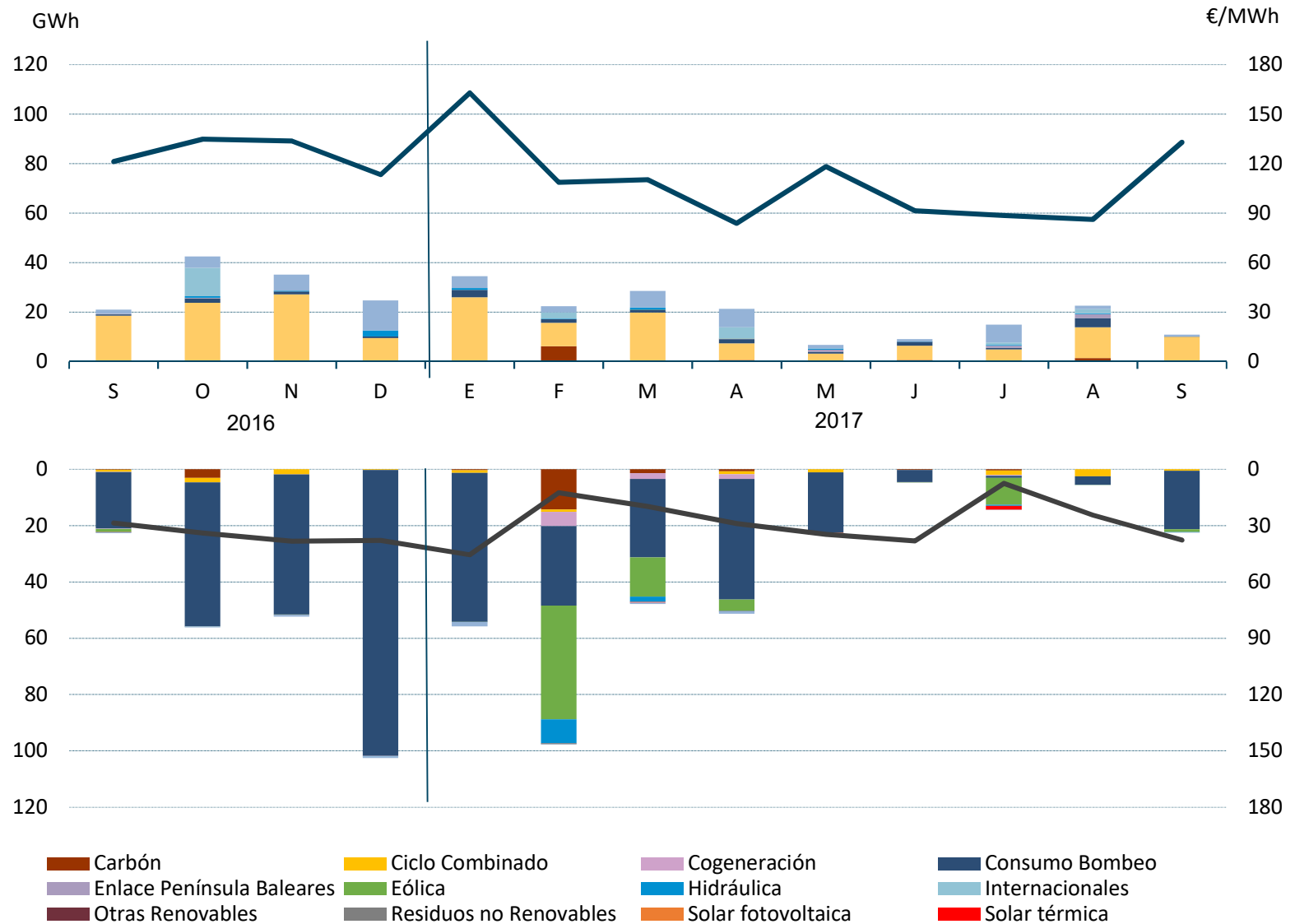
Regulación terciaria (GWh y €/MWh)



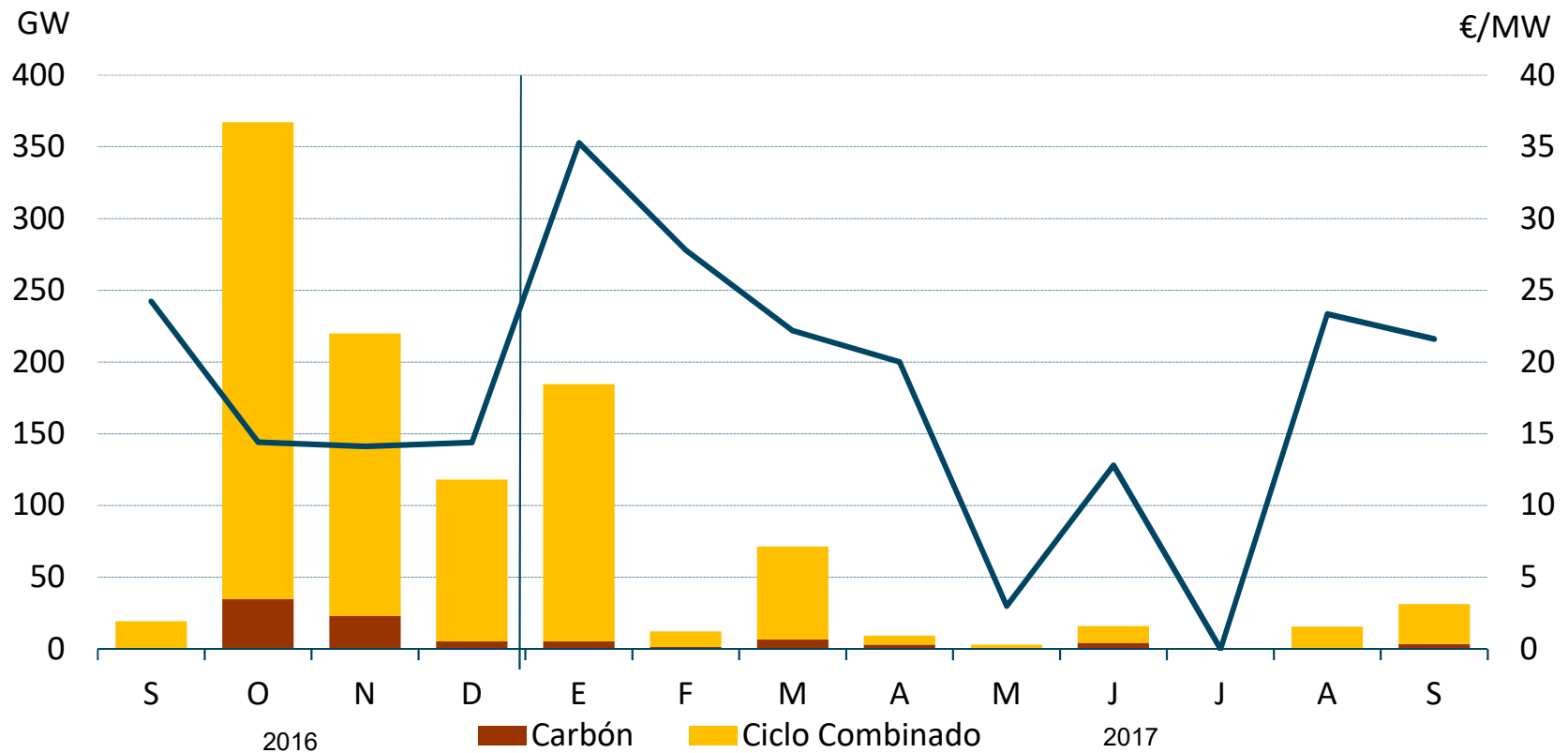
Gestión de desvíos (GWh y €/MWh)



Restricciones técnicas en tiempo real (GWh y €/MWh)



Reserva de potencia adicional a subir (GW y €/MW)



Índice

1. 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 o de la electricidad: evolución de los precios del mercado diario.
- Evolución de los mercados ajuste.

2. Liquidaciones / índice de cobertura.

3. Regulación de producción eléctrica en los territorios no peninsulares

4. Futuros de OMIP.

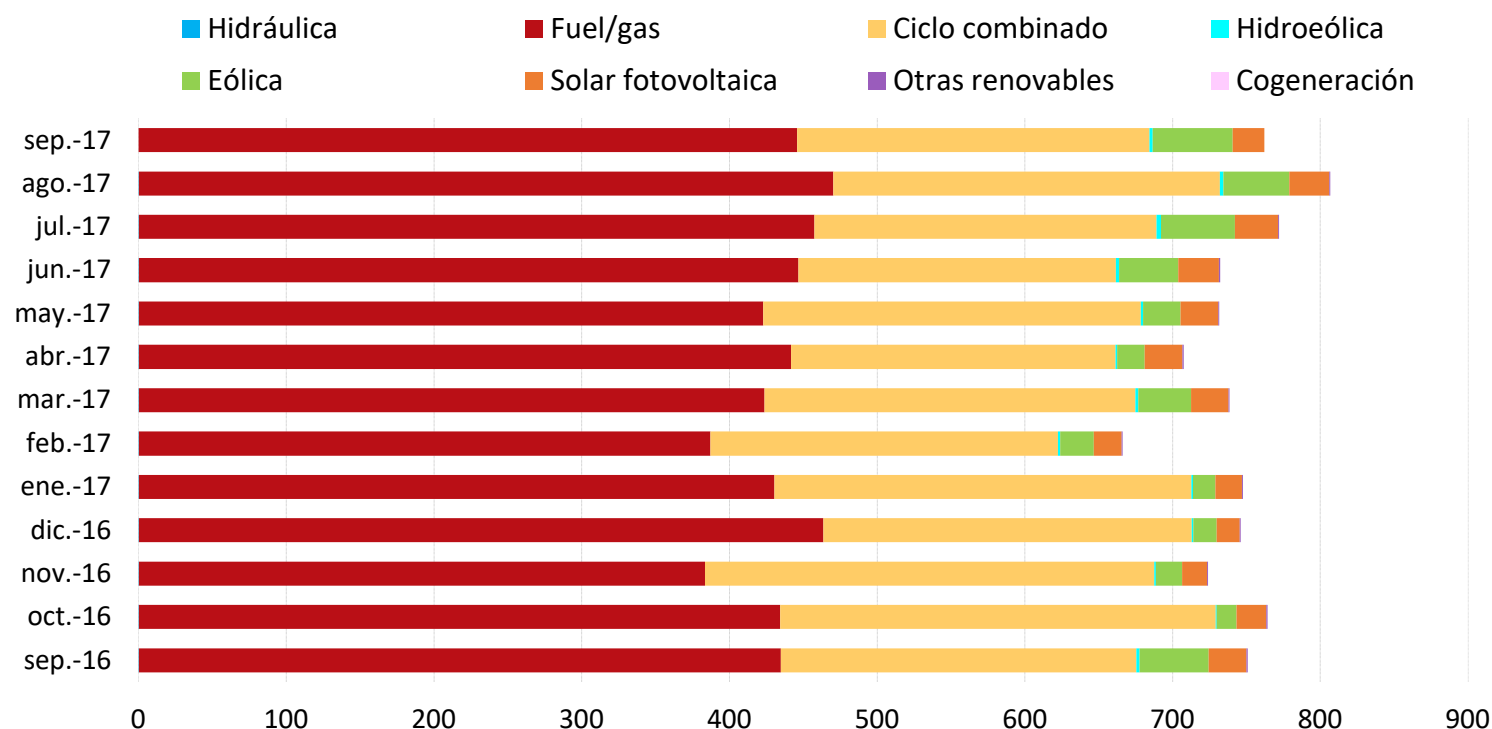
Liquidación 8/2017. Coeficiente cobertura 85,02%

	Liquidación agosto 8/2017 (Millones €)	Liquidación acumulada hasta ago 2017 (Millones €)	Cantidad cobrada ene-ago2017 (Millones €)	Cantidad pendiente de cobrar a ago 2017 (Millones €)
COGENERACIÓN	94,031	782,264	665,111	117,153
SOLAR FV	212,641	1.648,44	1.401,564	246,872
SOLAR TE	212,641	906,127	770,424	135,703
EÓLICA	122,673	979,911	833,158	146,753
HIDRÁULICA	6,936	55,82	47,460	8,360
BIOMASA	27,077	205,974	175,127	30,847
RESIDUOS	10,45	75,762	64,416	11,346
TRAT. RESIDUOS	14,833	112,298	95,480	16,818
OTRAS TECN. RENOVABLES	0,014	0,117	0,099	0,018
TOTAL	610,834	4.766,71	4.052,839	713,870

Índice

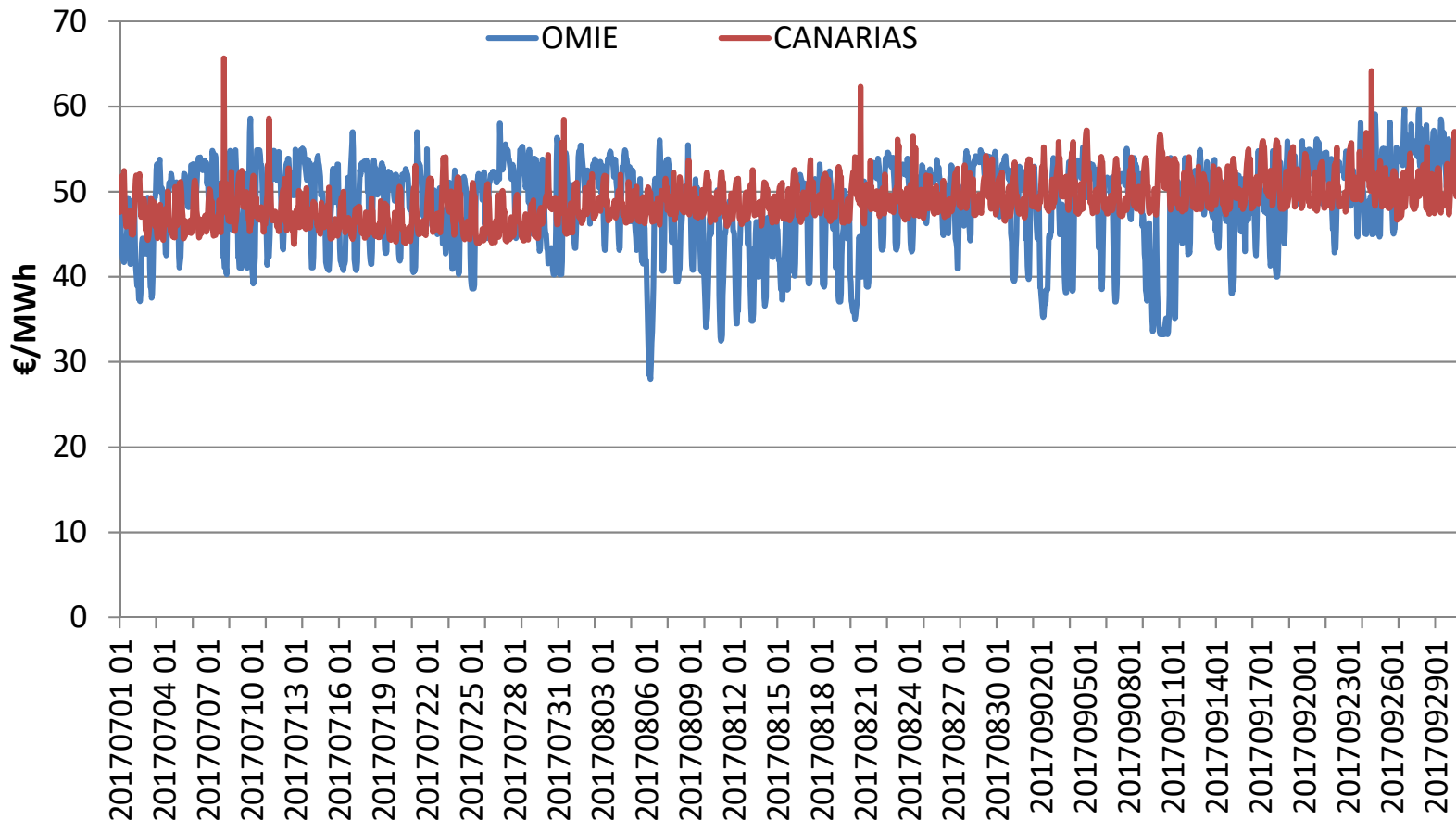
1. Situación actual:
 - Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica.
 - Evolución del mercado o de la electricidad: evolución de los precios del mercado diario.
 - Evolución de los mercados ajuste.
2. Liquidaciones / índice de cobertura.
- 3. Regulación de producción eléctrica en los territorios no peninsulares**
4. Futuros de OMIP.

La demanda en Canarias en los 9 primeros meses crece un 1,9% en términos absolutos con respecto al mismo periodo del año anterior

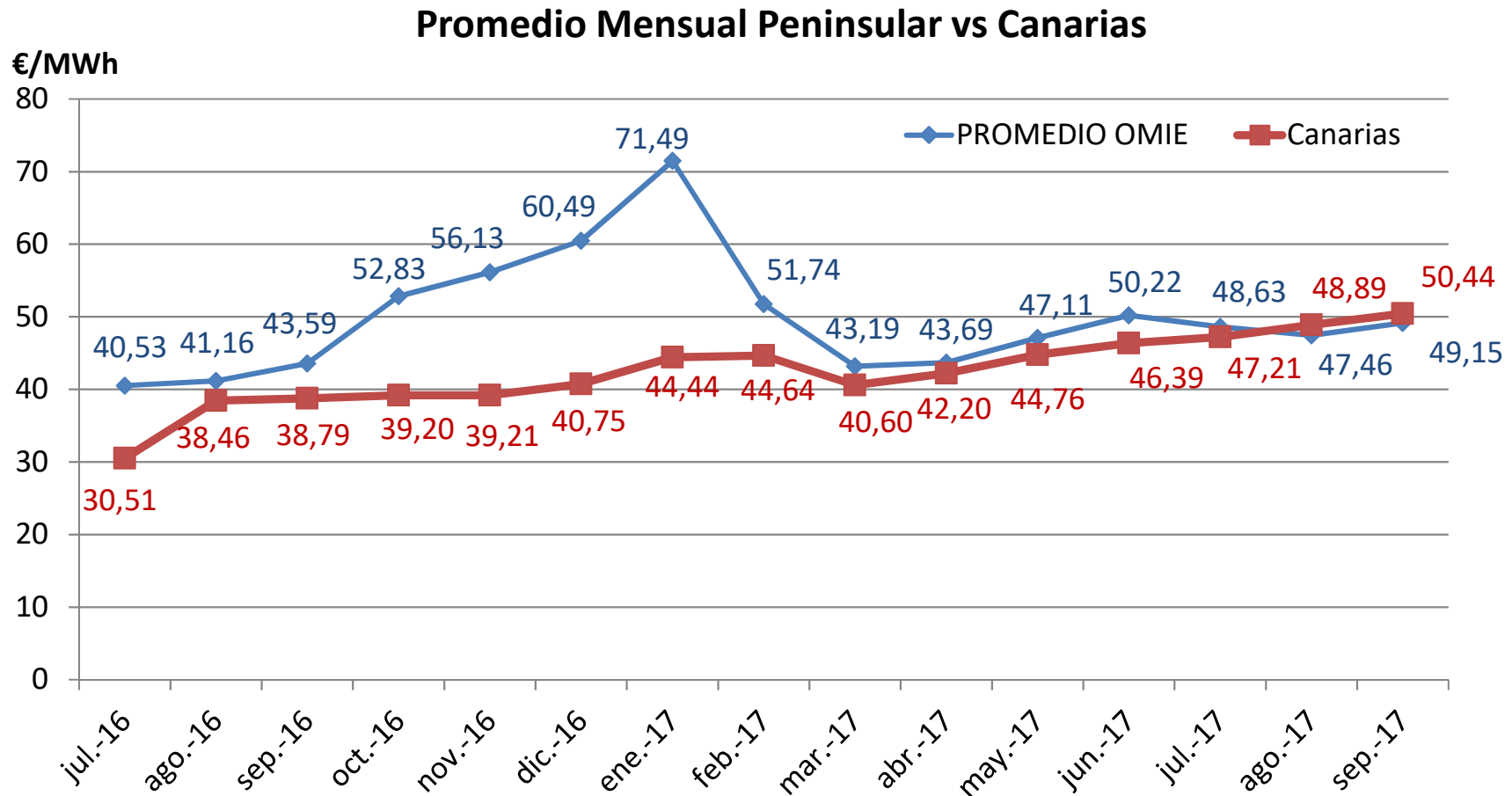


La eólica aportó en septiembre del año en curso un 7,1% a la cobertura de la demanda

El calculo del precio de venta en canarias elimina la volatilidad del PMD peninsular



Precio promedio mensual peninsular comparado con el precio de venta de Canarias



Índice

1. 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 o de la electricidad: evolución de los precios del mercado diario.
- Evolución de los mercados ajuste.

2. Liquidaciones / índice de cobertura.

3. Regulación de producción eléctrica en los territorios no peninsulares

4. **Futuros de OMIP.**

Futuros de OMIP

- ❑ Los precios de los futuros de OMIP (www.omip.pt) para el mes de noviembre 2017, actualmente se sitúan en torno a 57,75 €/MWh para el carga base y en 65,47 €/MWh para el carga punta.

Futuros OMIP trimestrales

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
Q1-2018	52,55	58,55
Q2-2018	45,75	50,27
Q3-2018	51,62	56,77

Futuros OMIP anuales

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
2018	50,15	55,37
2019	45,20	49,95
2020	44,80	49,51

Revisión predicciones 2017.Q3

2017.Q3. Datos vs Previsiones

	Dato	Previsión
Demanda	-0,2%	+1,3%
Hidráulica	-42%	-42%
Eólica	-3%	-1%
Hueco Térmico	+14%	+30%
Precio	48,4	51,9
Ingreso Eólico	47,2	48,9

- Buena parte del error predictivo, asociado a la demanda (menor de la prevista).
- Previsión bajo datos reales generación y demanda: 49,8 €/MWh (efecto demanda: restó 2 €/MWh al precio medio del trimestre)
- Factor Apuntamiento Eólico: 97% (dato) vs 94% (previsión).

Estimación Cierre 2017 – Previsión 2018

Principales variables de
previsión – Comparativa
2017 / 2018

		2017E	2018-Prev
Demanda	% crecim.	0,9% (1,1%)	1,4% (1,2%)
Hidro + Eólica	% sobre G.N.	28,2%	29,5%
Hueco Térmico	% sobre G.N.	29,1%	27,8%
Precio Gas	€/MWh	17,4	19,3
Precio Pool	€/MWh	51,5	50,2
OMIP (*)	€/MWh	53,0	51,1

(*) Cotizaciones a 16 de octubre.

	2017.Q4	2018.Q1	2018.Q2	2018.Q3	2018.Q4
Modelo	55,0	51,0	47,5	51,0	51,4
OMIP (*)	60,3	56,3	46,0	51,1	49,9

Previsión por trimestre –
Comparativa con OMIP

Previsiones – Análisis Cualitativo

Principales patrones del mercado eléctrico 2017-2018. Factores explicativos de su evolución

2017	<ul style="list-style-type: none">• Avance (leve) de demanda (+0,9% vs 2016).• Baja eolicidad e hidraulicidad en mínimos históricos. Aumento de Hueco Térmico.• Recuperación en la tendencia de los precios de combustibles fósiles.• Crisis del parque nuclear francés (efecto estimado en precio anual ≈ 4 €/MWh).
2018	<ul style="list-style-type: none">• 3 factores inciertos: a) Crisis económica - problema político en Cataluña; b) Cierre temporal de centrales nucleares en Francia; c) Pluviosidad del año.• Supuestos del escenario base: a) Normalización – efecto mínimo en crec. económ. b) Efecto 5 €/MWh en el primer trimestre. c) Año hidráulico seco, pero menos que 2017.• Sería un escenario de precios altos, parecido a 2017.

Escenarios Alternativos 2018

- Ejercicio predictivo: 81 escenarios alternativos.
- Mínimo = 38 €/MWh; Máximo = 60,5 €/MWh (ambos muy improbables).
- Probabilidad precio medio anual > 49 €/MWh = 62%.
- Algunos escenarios probables:

Definición Escenario			Precio 2018 (€/MWh)
Demanda	G.Hidráulica	Precios Gas	
Medio	Medio	Medio	49,6
Bajo	Medio	Medio	48,2
Medio	Medio	Alto	53,5
Medio	Alto	Medio	44,8

	E. Bajo	E. Medio	E. Alto	Referencia
Demanda (incremento)	0%	1,4%	3%	-
G. Hidráulica (TWh)	20	26	36	2017 = 22, 2016 = 36
Precio Gas (€/MWh)	15,5	19,2	25,0	2017 = 17,5



INFORME Nº 110 - ANEXO DE PREDICCIÓN DE PRECIOS

Periodo: julio 2017 – septiembre 2018

Fecha de publicación: octubre 2017

El presente informe presenta previsiones sobre la evolución de los precios del mercado diario en el horizonte del año móvil, y ha sido elaborado por un consultor externo a la AEE especializado en métodos cuantitativos aplicados a mercados de electricidad (Francisco Javier Eransus), con amplia experiencia en la predicción del precio del pool español. La metodología e hipótesis utilizadas se describen al final del informe.

4. Análisis del resultado predictivo del trimestre anterior

El precio medio del segundo trimestre de 2017 se situó muy por encima de la previsión del escenario base, 47,0 vs 42,1 €/MWh, y relativamente próximo al resultado obtenido por los modelos al aplicarlos en el "escenario alto" (49,5 €/MWh).

La discrepancia entre el precio del pool y la proyección del escenario base se debió a la elevada desviación entre los valores de los factores determinantes en el precio y sus previsiones. Por un lado, la demanda creció 1,3% respecto al Q2 de 2016, mientras la proyección era más moderada, 0,5% (REE sugería una caída de 1,6%). Por otro lado, la composición del mix de generación se desvió significativamente de la esperada, por menor presencia de las tecnologías que reducen el precio. La producción nuclear cayó un 4,5% frente a 2016.Q2, mientras la hidráulica lo hizo un 61% y la eólica, un 7%. Las previsiones que se manejaban eran de reducciones prácticamente nulas para nuclear y eólica, y del 40% en el caso de la hidráulica. Así, el hueco térmico se incrementó un 84%, mientras nosotros esperábamos un avance de 66%. Por tanto, mayor demanda de la prevista y mayor hueco térmico, que explican el error predictivo.

De hecho, al aplicar el modelo de precios bajo los valores reales de oferta y demanda verdaderamente registrados en el trimestre, se obtiene una previsión de 47,8 €/MWh, muy cercana al precio real del mercado (47,0 €/MWh).

Coherentemente con la evolución descrita para el pool, el coeficiente de apuntamiento eólico también se situó muy por encima de la proyección disponible, 94,6% vs 89,0%. En contextos de baja producción eólica y precios altos, el coeficiente de apuntamiento aumenta, circunstancias ambas que coincidieron en el Q2.

Tabla 1. Comparación previsión vs dato real. 2017.Q2

	€/MWh	Signo ^[1]
Precio real	47,0	
Previsión E. Base	42,1	
Previsión E. Bajo	33,7	
Previsión E. Alto	49,5	
Cotización OMIP ^[2]	45,1	
Error Previsión	+4,9	↑
Error Anterior ^[3]	+2,5	↑

[Fecha de previsión: 5 de abril de 2017]

[1] Las flechas de color verde (rojo) indican que el dato real fue mayor (menor) que la previsión.

[2] Cotización a 31/03/2017 del contrato para 2017.Q2.

[3] Error de previsión cometido en el trimestre anterior.

5. Previsiones a horizonte de año móvil

5.1. Demanda y oferta

Como se mencionó en el apartado anterior, el segundo trimestre de 2017 superó las previsiones en lo relativo a **demanda eléctrica**; creció 1,3% y esperábamos solo un avance de 0,5% (REE proyectaba un retroceso de 1,6%). Este dato, unido a cierta mejoría en las previsiones económicas (las expectativas de incremento del PIB han aumentado tres décimas respecto a las disponibles hace un trimestre), conduce a una revisión alcista en la tasa de crecimiento prevista para el conjunto del año, que se sitúa ahora en 1,3%, frente al 0,8% calculado para el anterior informe. Descontados efectos de temperatura, el avance sería mayor, 1,5% según nuestros cálculos. Actualmente, el consumo de electricidad registra un aumento del 1% vs el mismo periodo de 2016, y 1,4% corregida temperatura. La proyección de REE ha sufrido mayor oscilación que la nuestra, pasando de sugerir un 0,7% anual hace tres meses a 1,5% ahora (ver [Gráfico 2](#)). En buena lógica, también han mejorado los resultados de los modelos aplicados en nuestros escenarios alternativos. El más bajista apunta hacia un crecimiento de 0,7% y el optimista, a 1,8%. Las mejoras en intensidad energética de los últimos años acotan el avance de la demanda de electricidad.

Parece claro que la composición del **balance de generación eléctrica** en 2017 va a caracterizarse por una aportación mínima de la tecnología hidráulica y, por el contrario, un nivel de hueco térmico por encima de lo previsible a comienzo de año. A cierre del primer semestre, se registra una caída de producción hidráulica y eólica de 52% y 11%, respectivamente, y un aumento de hueco térmico del 68%. Cabe esperar que, a lo largo del año, estas cifras se vayan moderando (sobre todo en el último trimestre). Según nuestros cálculos, la generación eólica cerraría el ejercicio en niveles similares a los de 2016, la hidráulica se contraería un 44%, mientras ciclos y carbón generarían 17% y 28% más que el año pasado, respectivamente. Agregadamente, las tecnologías convencionales se reducirían un 2% en 2017, mientras las renovables + cogeneración + residuos, se incrementarían un 4% frente a 2016 ([Tabla 2](#)). En términos de cobertura sobre generación neta ([Gráfico 3](#)), la hidráulica cedería 7 puntos respecto a su registro de 2016 (pasando de 16% a 9%), absorbidos esencialmente por los ciclos combinados (2 puntos, de 10,5% a 12,5%) y el carbón (de 14% a 18%).

Tras el episodio alcista de principio de año, los **costes marginales de producción** de las tecnologías térmicas (los relevantes en la formación del precio) se han estabilizado en niveles mucho más acordes a los esperados a principio de año. En cualquier caso, son superiores a los registrados en 2016 a estas alturas de año. Utilizando los índices proxy de los costes de generación de carbón y gas (véase final del Anexo), inferimos que la diferencia de coste en junio de 2017 respecto a un año atrás es del 7% en el caso del gas y del 30% para el carbón no nacional. En conjunto de año, calculamos que se registrará un incremento en el coste medio de producción de estas tecnologías de 15% (gas) y 25% (carbón) (en la [Tabla 4](#) se presentan las hipótesis que se asumen para los precios internacionales de combustibles). La mejoría en la economía mundial, restricciones por el lado de la oferta y la recuperación del precio del petróleo colaboran a dibujar este escenario.

Tabla 2. Balance de Energía. Previsión Trimestre en curso + Año en curso

	2017-Q3			AÑO 2017		
	Previsión	Variación Anual	% sobre Gen. Neta	Previsión	Variación Anual	% sobre Gen. Neta
GENERACIÓN ^[1]	(GWh)	(%)		(GWh)	(%)	
Nuclear	14,135	-7.9	22.0	55,893	-0.4	22.5
Hidráulica ^[2]	3,620	-42.2	5.6	21,876	-44.1	8.8
Huevo Térmico	23,327	30.3	36.2	75,013	23.3	30.2
Carbón	13,530	19.2	21.0	44,977	27.9	18.1
Ciclos	9,797	49.8	15.2	30,036	16.9	12.1
Eólica	9,646	-0.9	15.0	47,732	0.9	19.2
Resto ^[3]	13,656	5.0	21.2	48,272	7.5	19.4
Ren, Cogen. y Residuos ^[4]	23,302	2.5	36.2	96,004	4.1	38.6
Resto Tecnologías ^[5]	41,081	4.0	63.8	152,782	-2.1	61.4
DEMANDA ^[6]						
Consultoría	65,359	1.3	101.5	253,209	1.3	101.8
REE ^[7]	64,072	-0.7	99.5	253,747	1.5	102.0
			ANEXO. ESCENARIOS EXTREMOS ^[8]			
			Variación Anual			
			Escenario Bajo		Escenario Alto	
GENERACIÓN			(%)		(%)	
Nuclear			-3.3		4.4	
Hidráulica			-53.2		-35.1	
Huevo Térmico			-1.3		45.7	
Carbón			3.3		50.4	
Ciclos			-7.5		39.3	
Eólica			-3.9		5.8	
Resto			4.9		10.1	
DEMANDA			0.7		1.8	

[Fecha de previsión: 3 de julio de 2017]

[1] Todas las magnitudes se expresan en términos de generación neta.

[2] Total de producción hidráulica, incluida fluyente.

[3] Producción agregada de las siguientes tecnologías: Solar FV + Solar TS + Otras Renovables (biomasa, geotérmica, eólica marina) + Residuos + Cogeneración.

[4] Producción agregada de las tecnologías correspondientes al antiguo Régimen Especial, excluida Hidráulica Fluyente: Eólica + Solar FV + Solar TS + Otras Renovables + Residuos + Cogeneración.

[5] Producción agregada de las tecnologías correspondientes al antiguo Régimen Ordinario (añadiendo hidráulica fluyente): Nuclear + Hidráulica + Ciclos combinados + Carbón.

[6] Demanda transporte (b.c.) Sistema Peninsular.

[7] Previsión de REE correspondiente al ejercicio predictivo más reciente publicado en la web ESIOS.

[8] Previsión de Consultoría, bajo escenarios extremos factibles. Consultar Anexo.

Nota: los escenarios de demanda se construyen bajo hipótesis macroeconómicas alternativas, no se incorporan hipótesis climatológicas.

Gráfico 1. Tasa interanual Suma Móvil de la Demanda

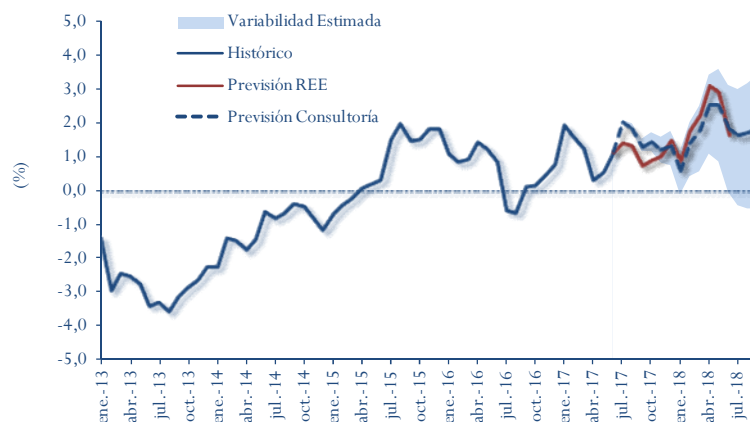


Gráfico 2. Previsión de la tasa variación de la demanda. 2017

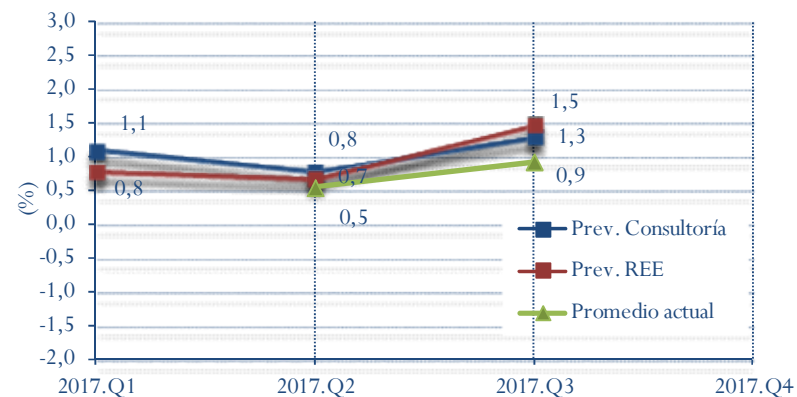


Gráfico 3. Previsión del Balance de Generación. 2017

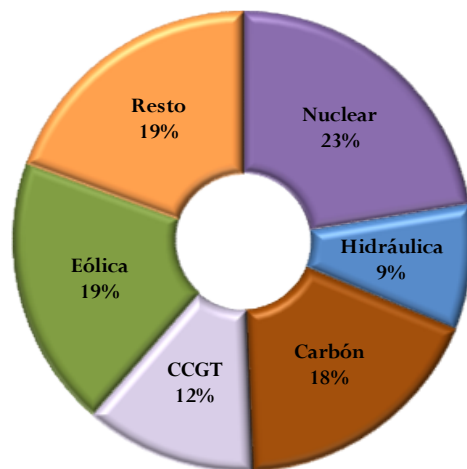
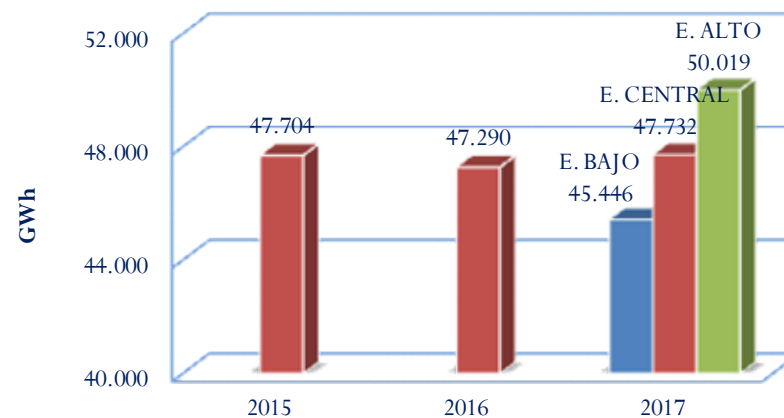


Gráfico 4. Previsión del Nivel de Generación Eólica. 2017



El Gráfico 1 aproxima el crecimiento de la tendencia del consumo, excluidos efectos estacionales y transitorios. El Gráfico 2 muestra la evolución durante el año de nuestra previsión de la variación anual de la demanda bruta. En el Gráfico 3, los porcentajes se refieren a generación neta. El Gráfico 4 incluye las previsiones eólicas en los escenarios base y extremos.

5.2. Precios del mercado diario

Los principales resultados del ejercicio predictivo para 2017 se presentan en la [Tabla 3](#). Se hacen constar el escenario más probable o base y los escenarios más extremos de los analizados, cuyo diseño se define en la [Tabla 5](#) del Anexo. También se adjuntan las cotizaciones del mercado organizado a plazo a fin del trimestre anterior para los mismos periodos considerados en la previsión. Por último, se muestran estimaciones del ingreso eólico medio del sistema (ponderando los precios horarios por generación eólica) solamente en el escenario base, y del coeficiente de apuntamiento eólico (ratio entre ingreso eólico medio y precio en promedio aritmético). Por otro lado, el [Gráfico 5](#) refleja la evolución mensual prevista para precios e ingreso eólico, los [Gráficos 7 y 8](#) ofrecen las previsiones anuales del precio del pool y del ingreso eólico para 2017 en los tres escenarios analizados. En esta ocasión, el [Gráfico 6](#) representa la evolución a lo largo del año de nuestra previsión del precio medio anual del pool.

Nuestros cálculos actuales sugieren que **el precio medio del pool** en 2017 se situará en torno a 50,5 €/MWh, 25% más que el valor que registró el mercado en 2016. Las causas se señalaron en el apartado anterior y se han venido exponiendo a lo largo de los informes precedentes, desde el primer ejercicio predictivo que se realizó para 2017: a) mayor consumo de electricidad por la mejora económica; b) incremento del precio de los combustibles; y, especialmente, c) sustitución de producción hidráulica por térmica fósil (carbón y ciclos). Estos tres efectos están teniendo lugar con mayor intensidad de la que esperábamos. Prevemos un aumento anual del hueco térmico de 23%, del 1,3% en el caso del consumo y del 20% en costes de producción de ciclos y carbón; en enero, estimábamos incrementos de 13%, 1,0% y 18%, respectivamente. En el último trimestre, se ha revisado al alza la proyección del resto del ejercicio, por el error predictivo del periodo y la modificación de la previsión de generación hidráulica, a la baja, y de la demanda, al alza. La revisión ha sido de 2,3 €/MWh, 1,2 €/MWh debido al primero de los efectos recién citados, y 1,1 €/MWh, por el segundo. A final de año, el balance de energía va a resultar similar al registrado en el año 2015, y el promedio del pool, también. Aún y todo, no debe olvidarse que éste va a resultar sesgado por el episodio inflacionista del mercado de gas y carbón en los meses de enero y febrero, que, según se explicó en el informe anterior, podría estimarse en unos 3 €/MWh.

Obviamente, cambios en la evolución de los factores incidentes del precio del mercado respecto a la proyectada generarían disparidades entre el precio real y el previsto en el escenario base. Para cubrir dicha incertidumbre, hemos simulado los modelos en los **escenarios alternativos** factibles a nuestro juicio y sus resultados aportan algunas conclusiones interesantes. Por un lado, la probabilidad de que el precio medio resulte fuera de la horquilla 47–54 €/MWh es despreciable (con la información disponible a día de hoy); por otro, el 69% de la probabilidad se concentra entre 48,2 y 51,7 €/MWh. En el informe anterior, el rango entre los escenarios más extremos fue 40–56 €/MWh y el intervalo de mayor probabilidad, 46,5–51,0 €/MWh. Por tanto, los dos rangos se han reducido (lógicamente, al disminuir el horizonte de previsión) y su punto medio se ha desplazado a la derecha. Sin embargo, si bien tanto "suelo" como "techo" del precio medio anual se han incrementado, lo han hecho de forma asimétrica, en mucho mayor medida el primero que el segundo.

Para los trimestres 2017.Q3 y 2017.Q4, esperamos promedios en el precio del pool de 51,9 y 47,6 €/MWh, respectivamente. Las **cotizaciones a plazo** (tomadas a día 30 de junio) sugieren un precio medio en 2017 de 50,6 €/MWh, muy similar al resultado de nuestros modelos, pero existiendo diferencias significativas a nivel trimestral. El precio del futuro en OMIP para el Q3 se situaba en 50,4 €/MWh, 1,5 €/MWh por debajo de nuestra estimación; y lo contrario sucedía para el Q4, que cotizaba en el mercado a plazo a 49,4 €/MWh, superando en 1,8 €/MWh nuestra proyección (**Tabla 3**). Respecto a los tres primeros trimestres del año 2018 (para los que disponemos de previsión, que debería considerarse preliminar), los modelos apuntan a precios medios de 42, 41 y 50 €/MWh, respectivamente. Los futuros para estos periodos cotizan por encima de dicha previsión en el caso de 2018.Q1 y por debajo en 2018.Q3 (**Tabla 3**).

Finalmente, el **coeficiente de apuntamiento eólico** se situará en un valor anual que rondará el elevado registro de 2011. En aquel entonces, se alcanzó un coeficiente de 94,6%, y la proyección actual para 2017 es 94,4%. Se ha revisado al alza la previsión del informe anterior, 93,6%, al incorporar los datos del periodo abril-junio, superiores a los esperados. Altos precios, baja generación eólica y aplanamiento del perfil horario de precios explican esta situación, tal y como sucedió también en el año 2011. En este contexto y según el escenario predictivo que consideramos "base", el ingreso unitario eólico podría situarse en 47,7 €/MWh (**Tabla 3**), solamente 2,8 €/MWh menos que la media aritmética del precio del pool.

Tabla 3. Previsión del precio y del ingreso eólico + comparación con OMIP

	PREVISIÓN PRECIOS			OMIP ^[1]	Ingr. Unit. Eólico ^[2]	Coef. Apun. Eólico ^[3]
	E. BAJO	E. BASE	E. ALTO		E. BASE	E. BASE
	Mensuales					
jul-17	46.4	51.2	55.7	51.4	48.6	94.8%
ago-17	45.6	51.9	57.5	49.5	49.2	94.8%
sep-17	45.7	52.6	58.7	50.4	48.8	92.7%
	Trimestrales					
2017.Q3	45.9	51.9	57.3	50.4	48.9	94.1%
2017.Q4	38.1	47.6	55.6	49.4	42.7	89.8%
2018.Q1	30.3	42.6	54.3	45.8	38.1	89.5%
2018.Q2	28.7	42.0	55.1	41.3	37.6	89.5%
2018.Q3	38.6	50.8	63.2	47.0	47.8	94.1%
	Anuales					
2016	40.3	40.3	40.3	40.3	35.3	87.5%
2017	46.6	50.5	53.9	50.6	47.7	94.4%

[Fecha de previsión: 3 de julio de 2017]

[1] Cotizaciones OMIP a 30-de junio de-2017.

[2] Precio medio ponderado por producción eólica (ie, ingreso medio por MWh para la tecnología eólica).

[3] Ingreso Unitario Eólico / Precio Medio Aritmético.

Gráfico 5. Previsión mensual precio e ingreso eólico. Año móvil

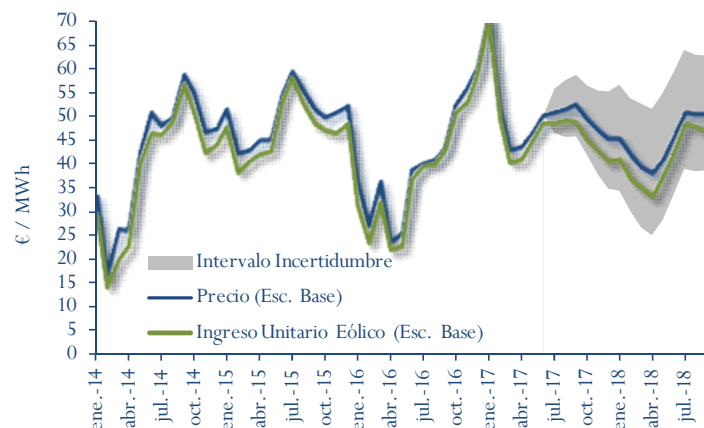


Gráfico 6. Evolución durante el año del precio medio anual 2017

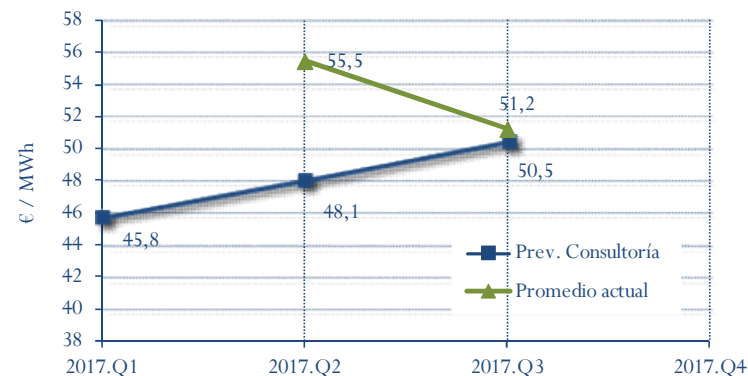


Gráfico 7. Previsión del Precio medio anual. 2017

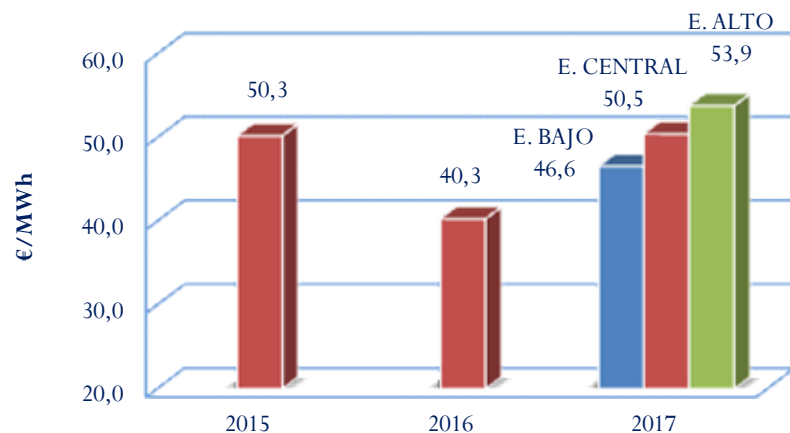
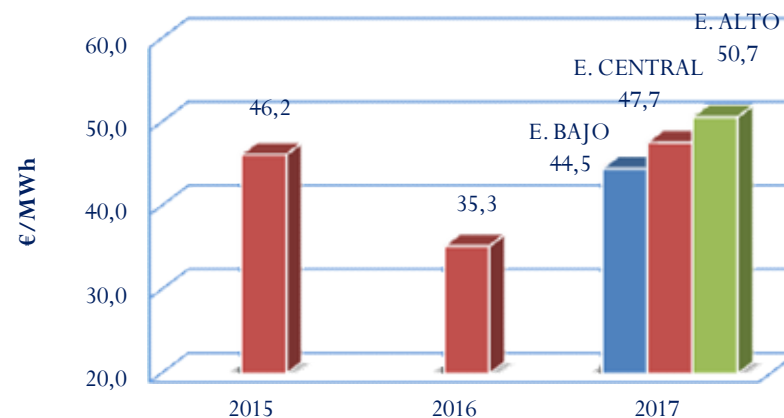


Gráfico 8. Previsión del Ingreso Unitario Eólico anual. 2017



El Gráfico 5 muestra la evolución prevista para el precio de mercado y el ingreso unitario eólico, en términos mensuales. El Gráfico 6 muestra la trayectoria durante el año de nuestra previsión del precio medio del pool en 2017. Los Gráficos 7 y 8 ofrecen las previsiones del precio medio e ingreso eólico anuales para 2017, en el escenario base y en escenarios extremos.

ANEXO 1. Metodología

El proceso de predicción empleado se sintetiza en la [Figura 1](#), a final de la sección. Se utilizan como inputs la demanda eléctrica, el balance de generación desglosado por tecnología (siguiendo la clasificación explícita en la [Tabla 2](#)) así como índices-proxy de los costes de generación de los ciclos combinados y del carbón internacional, basados en los precios de gas y carbón y derechos de emisión de CO₂, sus tasas de eficiencia y emisión. Como se indica en la [Figura 1](#), tanto el consumo como el mix de producción se prevén en base a sus propios modelos. Adicionalmente, se requiere la aplicación de hipótesis o estimaciones externas, que se resumen en la [Tabla 4](#).

Los modelos predictivos utilizados pertenecen a la familia de modelos econométricos de series temporales, idóneos por su capacidad para capturar los efectos estacionales y dinámicos de los precios del mercado eléctrico y del resto de variables estimadas en el proceso. Se emplean distintos modelos (esencialmente, funciones de transferencia y modelos de cointegración) y la previsión final del precio se obtiene como combinación lineal óptima de ellos. En la actualidad, se está explorando la posibilidad de incorporar adicionalmente previsiones de modelos no paramétricos, procedentes de técnicas de inteligencia artificial (machine-learning) y minería de datos, si se confirma que pueden aportar mejoras en la calidad de la previsión ofrecida.

Las predicciones de precios para escenarios alternativos surgen de la aplicación de los modelos bajo sendas alternativas de sus inputs, según el esquema que se indica en la [Tabla 5](#).

Tabla 4. Hipótesis económicas utilizadas en la previsión

	2016	Previsión – 2017		
	Dato	E. Base	E. Bajo	E. Alto
PIB ^[1]	3,2%	2,8%	1,4%	3,6%
VAB Industria ^[1]	3,4%	2,9%	1,2%	4,1%
Gas Natural (NBP) [€/MWh] ^[2]	14,5	17,0	14,5	18,2
Carbón (API2) [€/MWh] ^[2]	7,5	9,9	8,0	10,9
CO₂ (EUA) [€/t] ^[2]	5,3	5,1	4,4	6,3

^[1] Tasa de Variación Anual; ^[2] Promedio Anual;

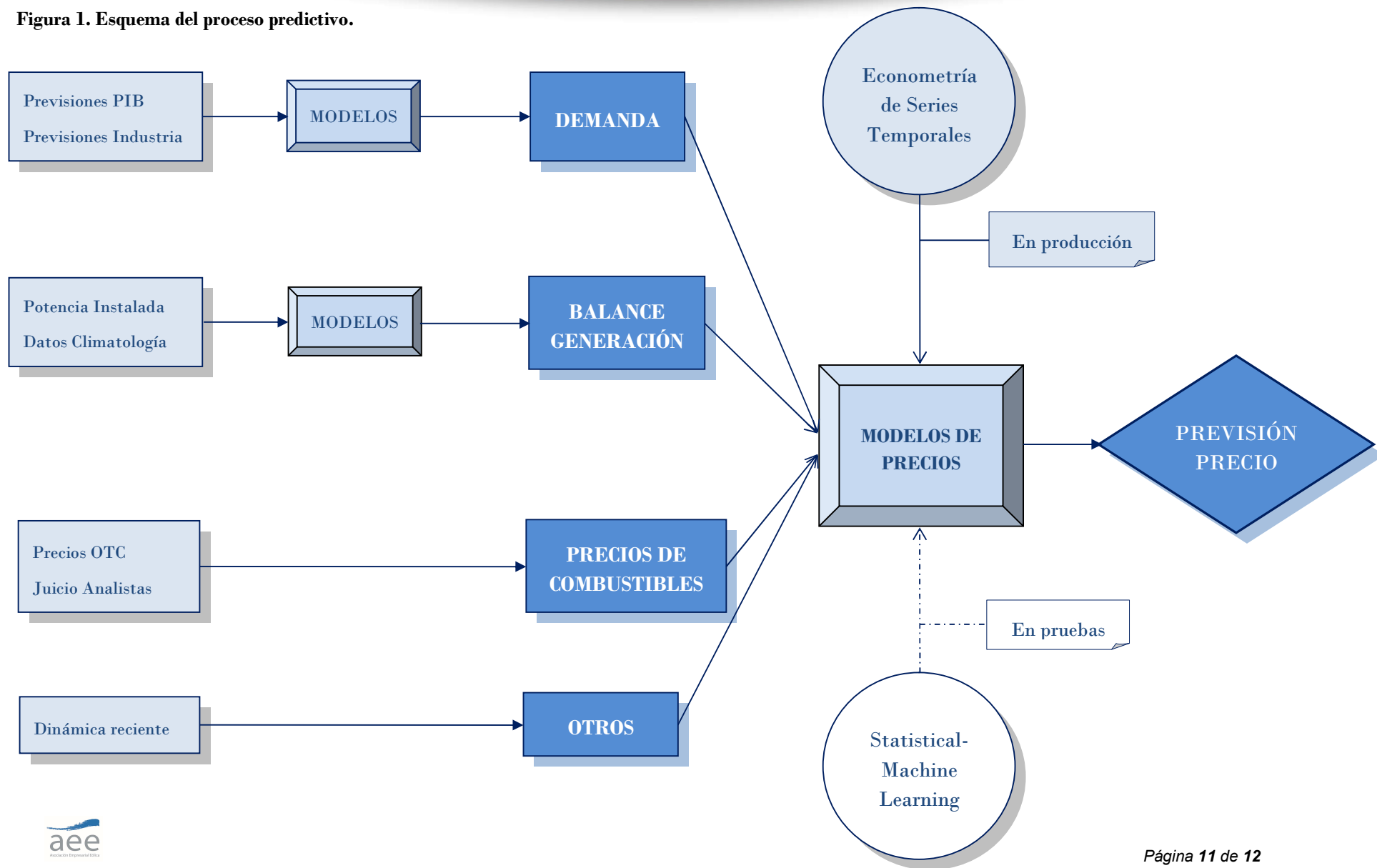
Tabla 5. Diseño de escenarios extremos de precios

	Escenario Bajo Precios	Escenario Alto Precios
Demanda	Escenario Bajo	Escenario Alto
Precios combustibles	Escenario Bajo	Escenario Alto
Producción renovable	Escenario Alto	Escenario Bajo
Producción nuclear	Escenario Alto	Escenario Bajo

Los índices de coste de generación de tecnologías térmicas utilizados en los modelos se definen por:

Coste marginal tecnología / MWh electricidad = (precio combustible / tasa eficiencia de tecnología) + (precio derechos emisión CO₂ × tasa emisión CO₂ tecnología) + (impuesto "céntimo verde" / tasa eficiencia tecnología).

Figura 1. Esquema del proceso predictivo.





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.
