

---

# Informe de Seguimiento de Mercados Nº 126

Junio 2019

Dirección Técnica  
Julio 2019



# 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 precios de los derechos de emisión CO2
- Evolución de los mercados ajuste
- Proyecto IREMEL
- Resultado Consulta pública “Propuesta de implementación en el MIBEL de la apertura del MIC A LAS 15.00h CET para el día siguiente”

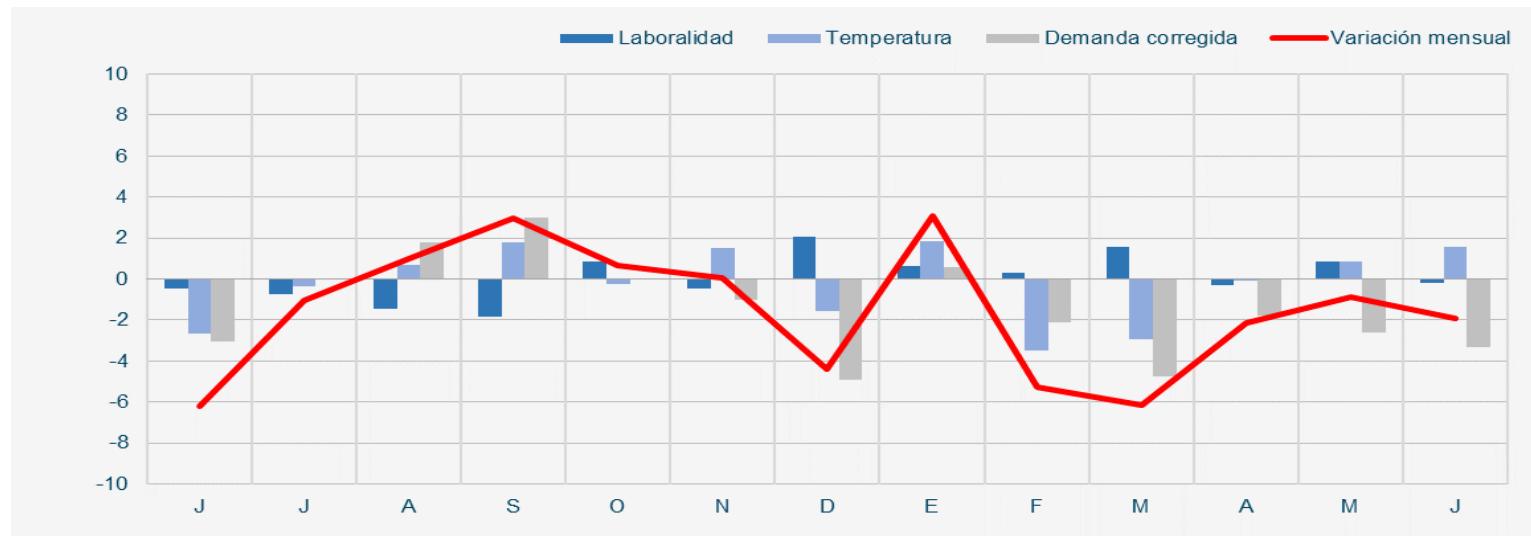
## 2. Producción eléctrica en los territorios no peninsulares

## 3. Mercados futuros

## 4. Previsión de Precios

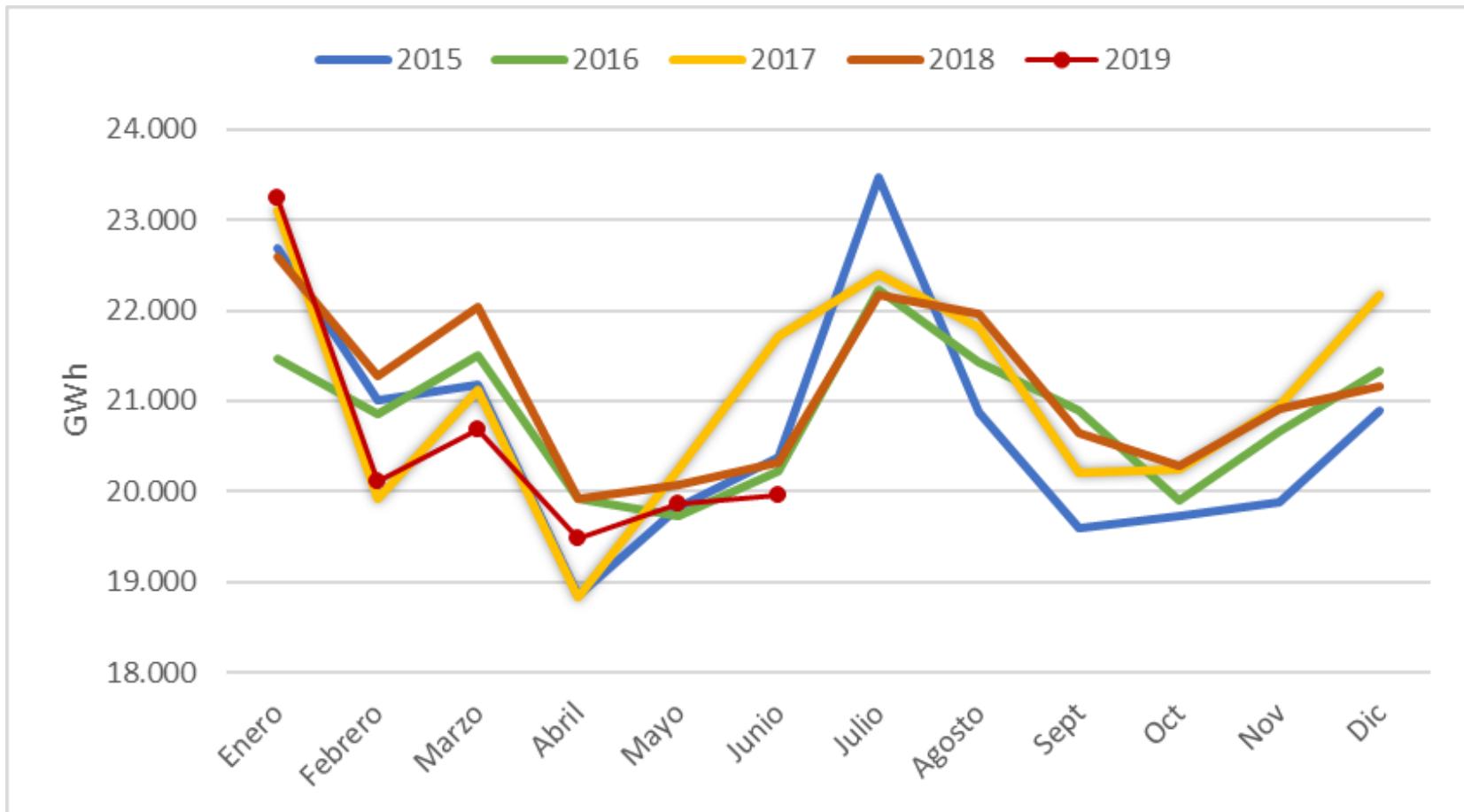
# 2019. Evolución Demanda Peninsular. Continua su descenso en junio, posible influencia de la bajada del consumo industrial (Sector automóvil, ALCOA, ..)

CONSUMO PENINSULAR	2018												2019					
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept	Oct	Nov	Dic	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Potencia Máx Instantánea (MW)	39.770	40.947	38.946	36.137	32.975	37.045	37.967	39.996	37.292	36.287	37.180	37.832	39.770	38.722	35.599	36.137	32.915	38.174
Consumo Máx. Diario (GWh)	813	836	788	751	687	757	773	806	748	735	779	781	822	758	727	720,2	682,3	772
Consumo Mensual (GWh)	22.589	21.273	22.045	19.919	20.070	20.323	22.165	21.971	20.653	20.285	20.904	21.167	23.252	20.110	20.680	19.477	19.866	19.950
Δ Mes (%19/18)	-2,1	6,5	4,5	5	-0,7	-6,3	-1,1	0,9	3	0,6	0,1	-4,4	2,9	-5,5	-6,3	-2,3	-1,1	-1,9
Δ Mes (%19/18) Corregida CT y L	-2	3	5	1,7	1,3	-3,1	0,0	1,7	3,0	0,0	-1,0	-5,0	0,5	-2,3	-4,9	-1,9	-2,8	-3,3
Δ Año Acumulado Absoluto (%19/18)	-2,2	2	2,7	3,4	2,6	1	0,7	0,7	0,9	0,8	1,2	-0,4	2,9	-1,1	-2,8	-2,7	-2,4	-2,3



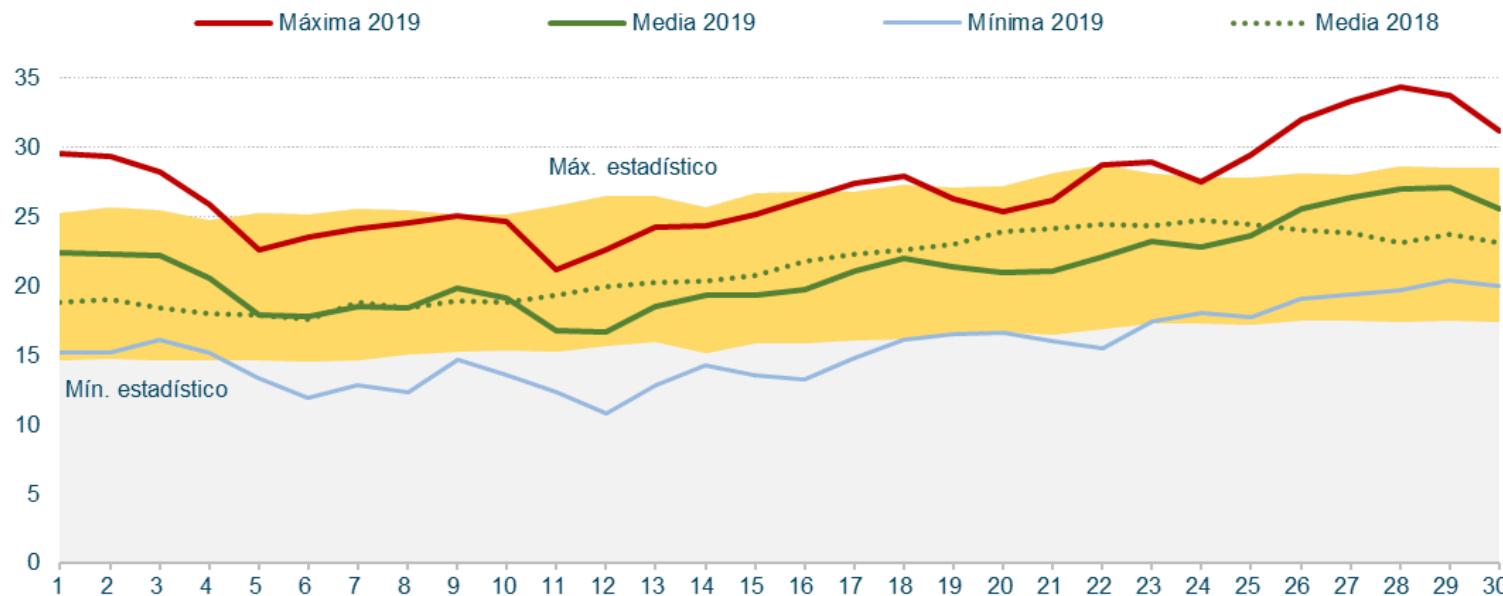
Fuente: REE/Elaboración AEE

# La demanda peninsular ha descendido un 1,9% en junio de 2019 respecto al mismo mes de 2018, mínimos históricos



Fuente: REE / Elaboración: AEE

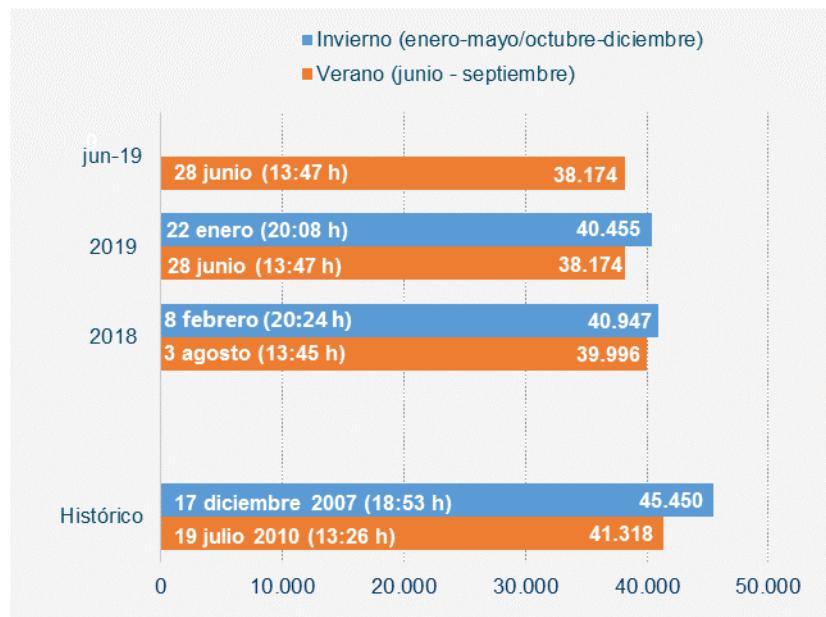
# Evolución diaria de las temperaturas peninsulares en Junio 2019, inferiores al 2018 en prácticamente todo el mes



Fuente: REE

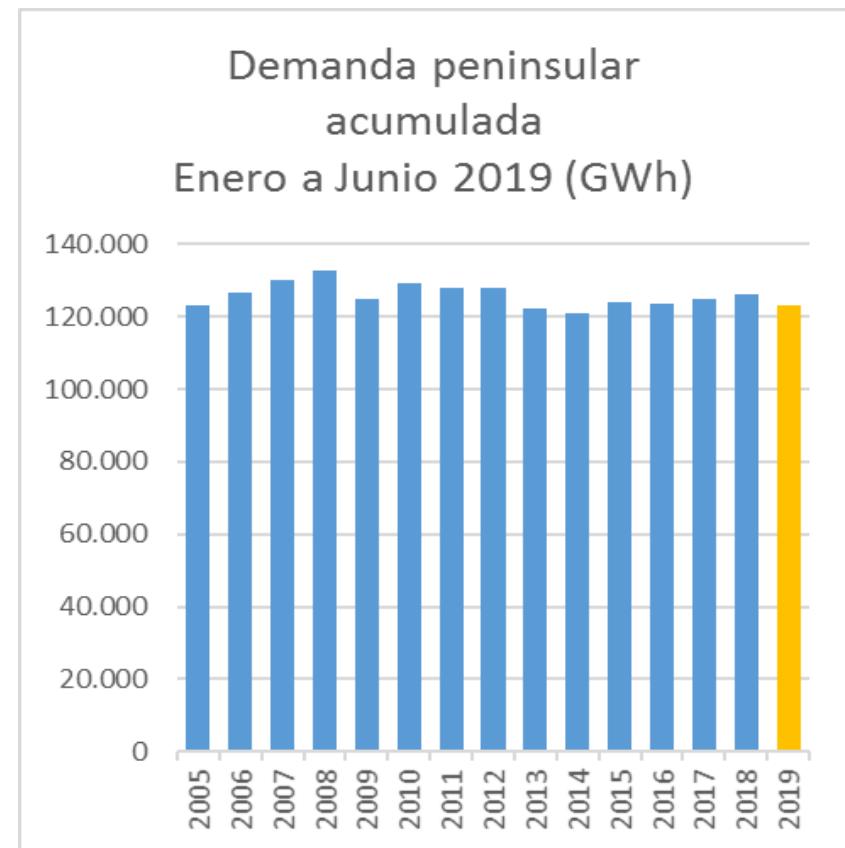
# Valores máximos anuales de demanda (2019/2018): menores punta y demanda acumulada en el 2019

## Potencia instantánea máxima peninsular (MW)

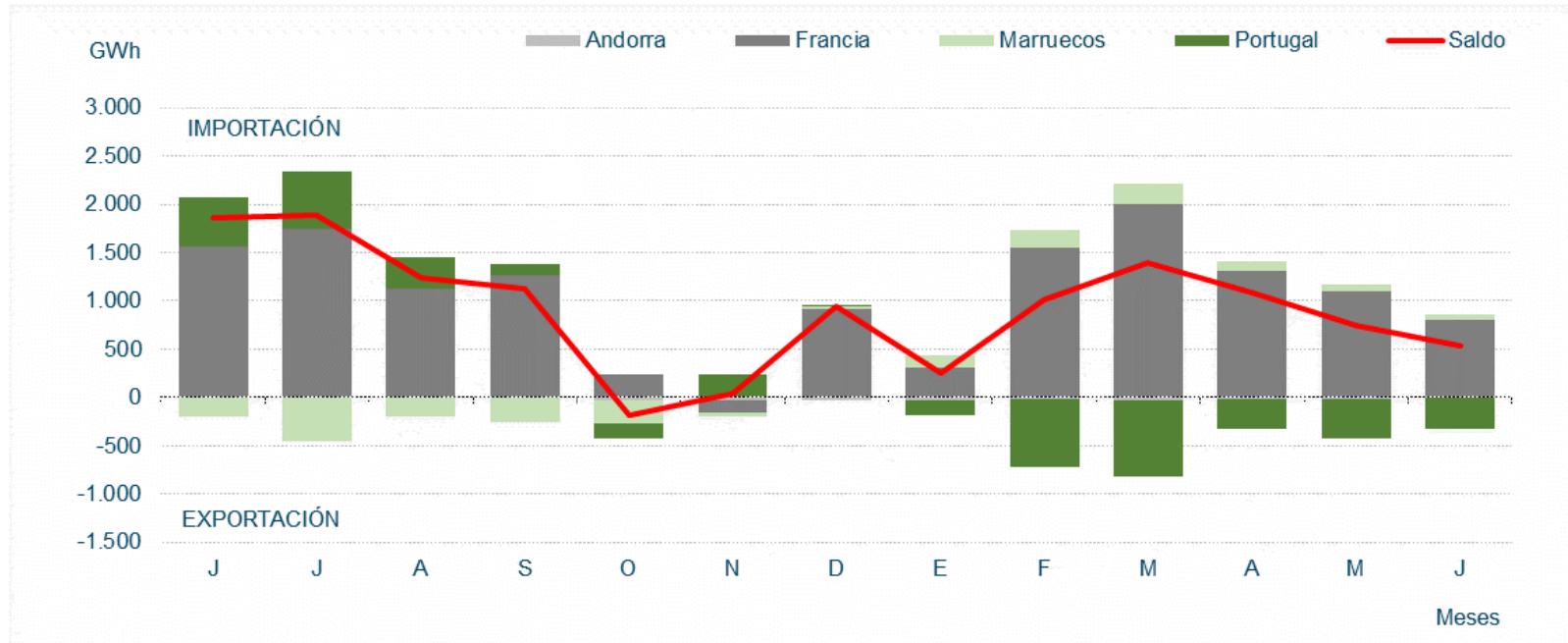


Fuente: REE / Elaboración: AEE

6



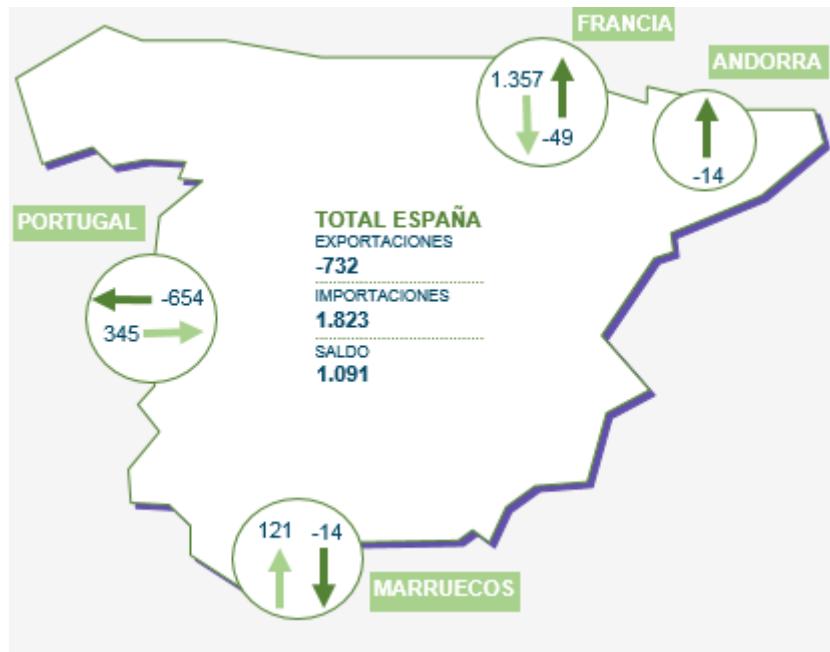
En Junio el saldo de los intercambios internacionales ha sido importador, aunque disminuye respecto a meses anteriores por limitaciones en los intercambios con Francia



Fuente: REE

# En Abril el saldo de los intercambios internacionales ha sido netamente importador.

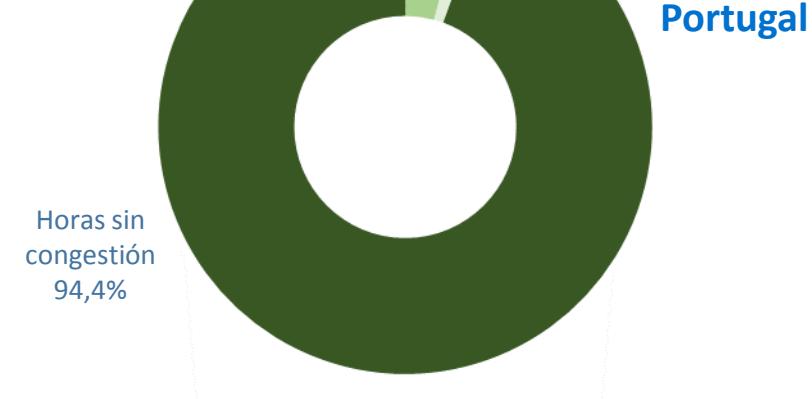
Abril 2019



Fuente: REE

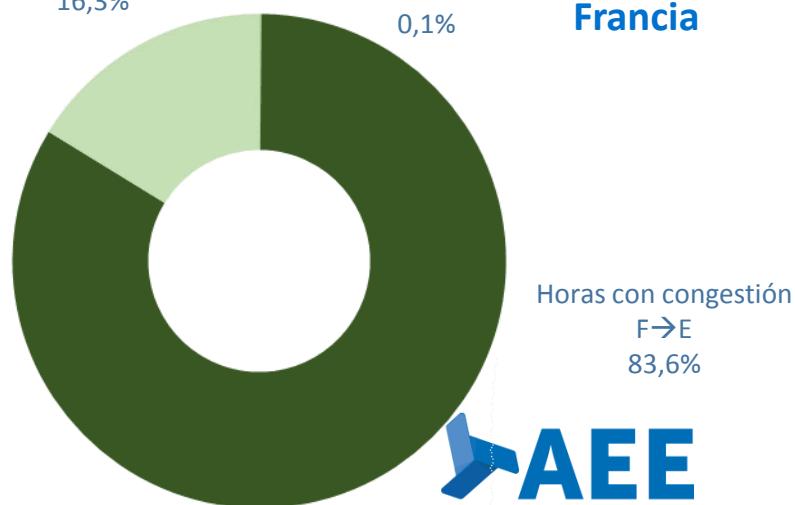
Horas con congestión  
P→E  
1,4%

Horas con congestión  
E→P  
4,2%



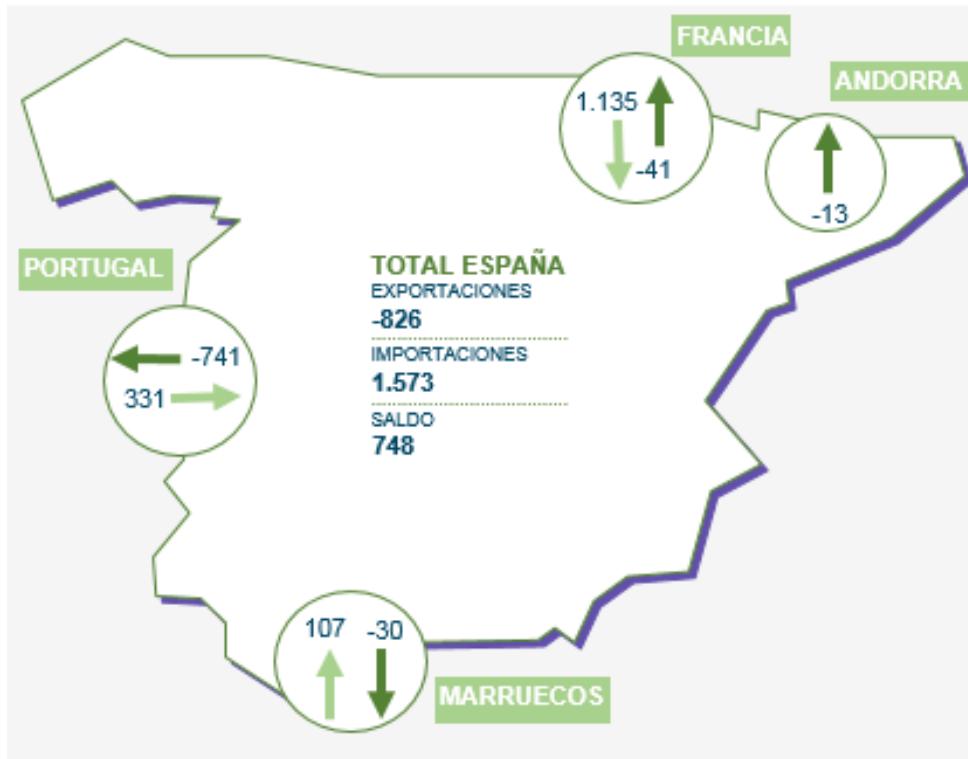
Horas sin congestión  
16,3%

Horas con congestión  
E→F  
0,1%



# En Mayo el saldo de los intercambios con Francia ha sido importador y con Portugal exportador

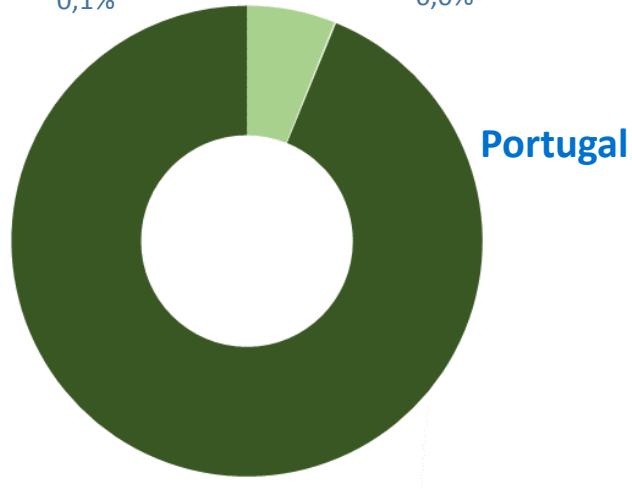
Mayo 2019



Fuente: REE

Horas con congestión  
P→E  
0,1%

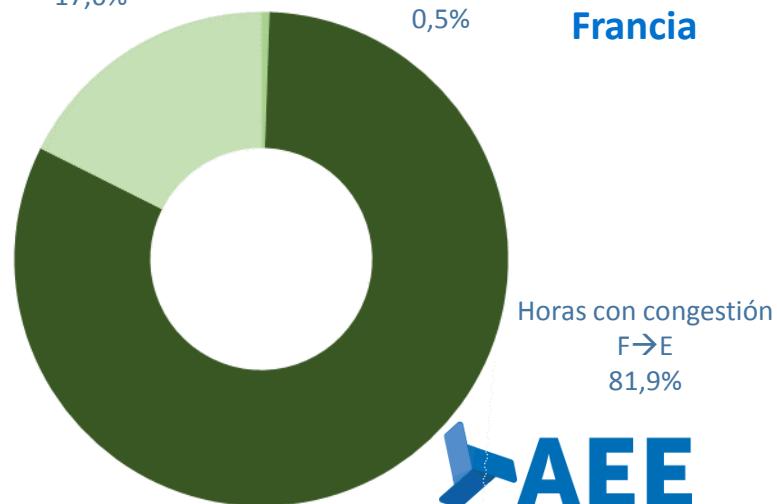
Horas con congestión  
E→P  
6,0%



Horas sin  
congestión  
93,8%

Horas sin congestión  
17,6%

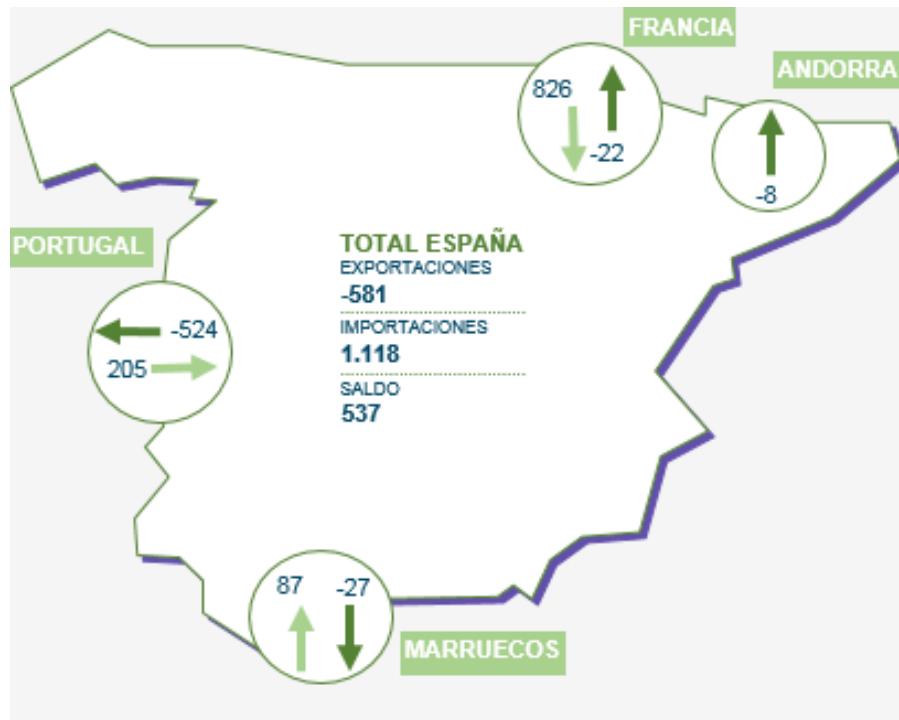
Horas con congestión  
E→F  
0,5%



Horas con congestión  
F→E  
81,9%

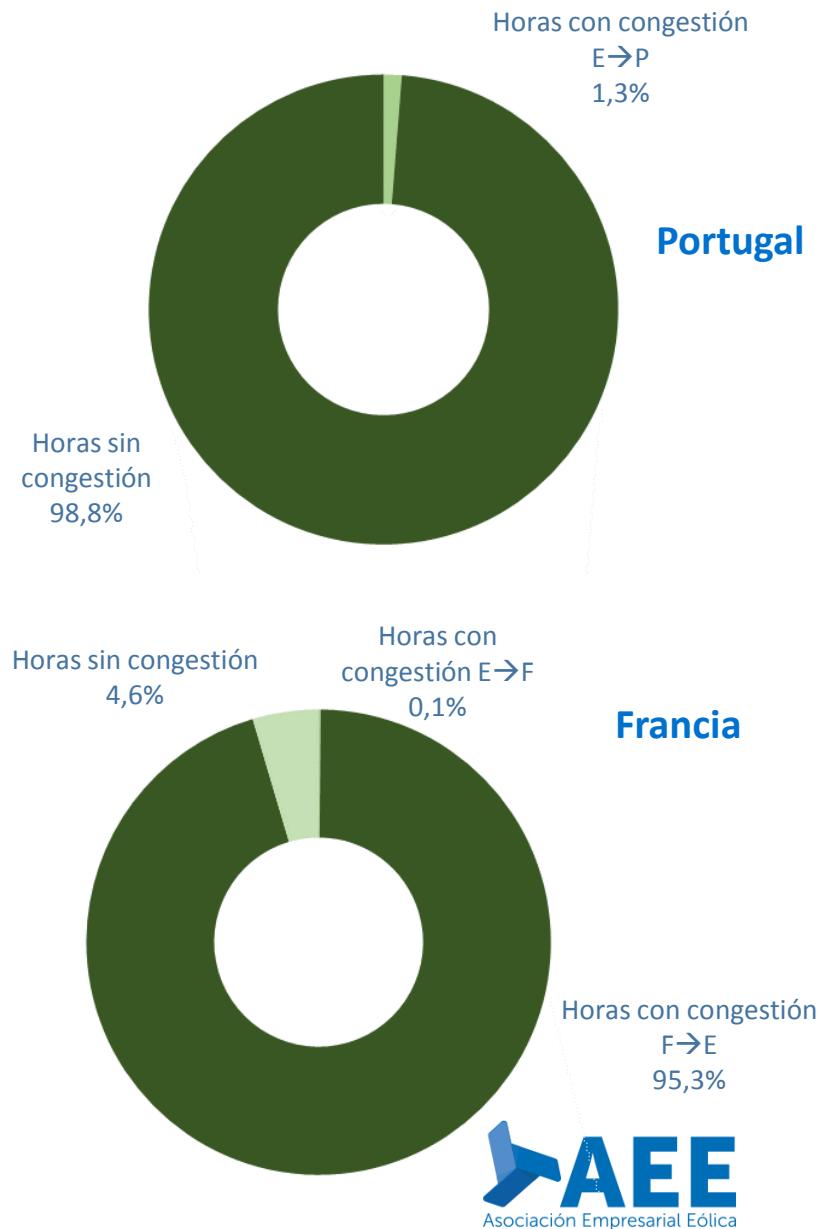
# En Junio el saldo de los intercambios con Francia ha sido importador y con Portugal exportador

Junio 2019



Fuente: REE

10



A photograph of a wind farm. In the foreground, a green grassy field is visible. In the middle ground, several wind turbines are scattered across the landscape. One prominent turbine on the left has a vertical gradient stripe on its tower, transitioning from white at the top to green in the middle and red at the bottom. The sky is a clear, vibrant blue with wispy white clouds. The text 'Mix de producción' is overlaid in the upper left area of the image.

Mix de producción

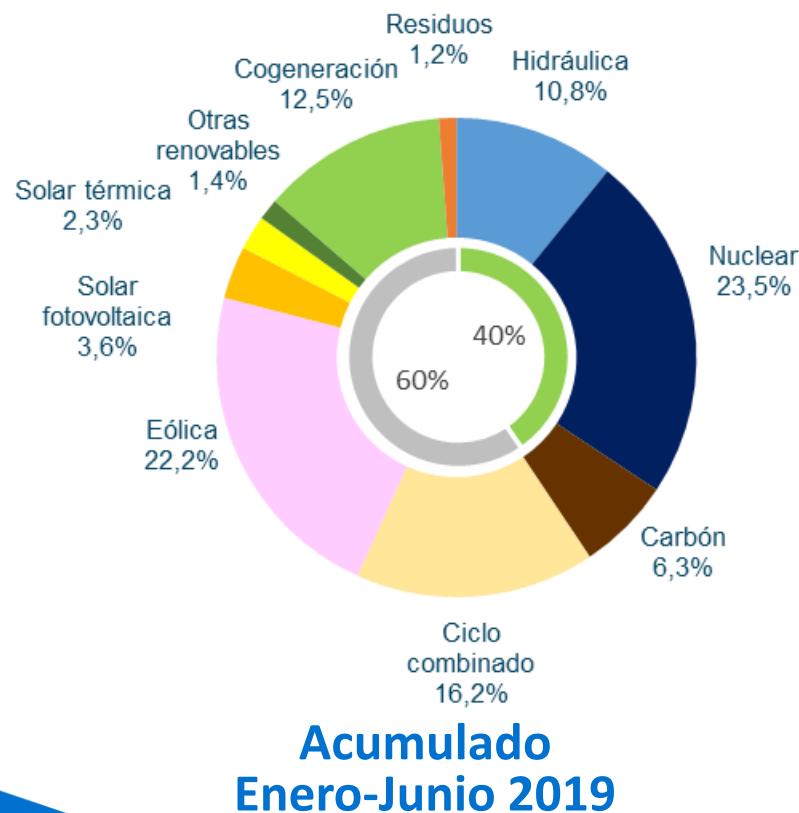
En Junio la generación eólica ha sido de 3.212 GWh, un 3,6% inferior a 2018 en el acumulado del año. Este mes la eólica ha cubierto el 16,5% de la demanda.

### Balance eléctrico mensual peninsular (GWh)

2019	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene-Junio 2019	Ene-Junio 2018	% 19/18
Hidráulica	2.292	2.671	2.321	2.053	2.061	1.682							13.080	22.311	-41,4%
Nuclear	5.041	4.767	5.275	4.622	3.977	4.648							28.330	25.310	11,9%
Carbón	3.075	2.247	825	723	343	417							7.629	13.708	-44,3%
Ciclo combinado (2)	3.199	2.453	2.129	2.714	3.897	5.107							19.499	10.803	80,5%
Eólica	5.971	3.645	4.823	4.595	4.581	3.212							26.827	27.818	-3,6%
Solar fotovoltaica	477	596	769	662	890	891							4.285	3.685	16,5%
Solar térmica	166	262	478	379	741	775							2.801	1.931	45,1%
Otras renovables (4)	303	285	309	274	282	286							1.739	1.698	2,4%
Cogeneración	2.654	2.390	2.589	2.488	2.544	2.418							15.083	14.248	5,9%
Residuos	260	243	268	240	191	220							1.422	1.467	-3,1%
Generación	23.438	19.559	19.786	18.750	19.506	19.657							120.696	122.984	-1,9%
Consumos en bombeo	-295	-341	-376	-240	-244	-84							-1.580	-2.236	-29,3%
Enlace Península-Baleares (6)	-137	-119	-122	-124	-143	-160							-806	-541	49,0%
Saldo intercambios internacionales	246	1.012	1.392	1.091	748	537							5.026	6.039	-16,8%
Demanda transporte (b.c.)	23.252	20.110	20.680	19.477	19.866	19.950							123.335	126.246	-2,3%

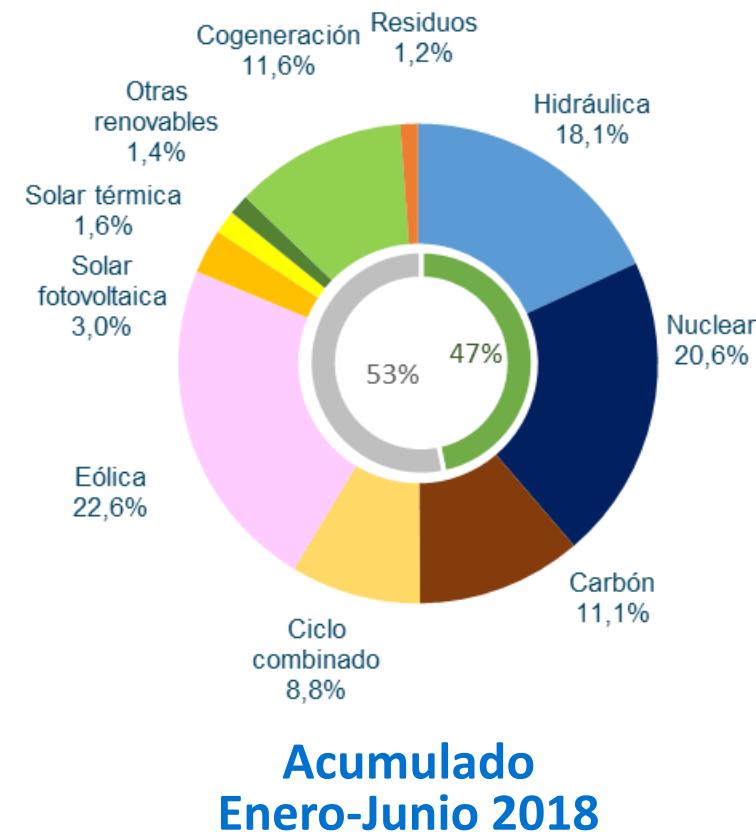
### Energía generada por tecnologías (GWh)

**En el acumulado enero-junio de 2019 la eólica ha cubierto el 22,2% de la demanda eléctrica peninsular, dato similar al año pasado. Menos generación eólica y menos demanda.**

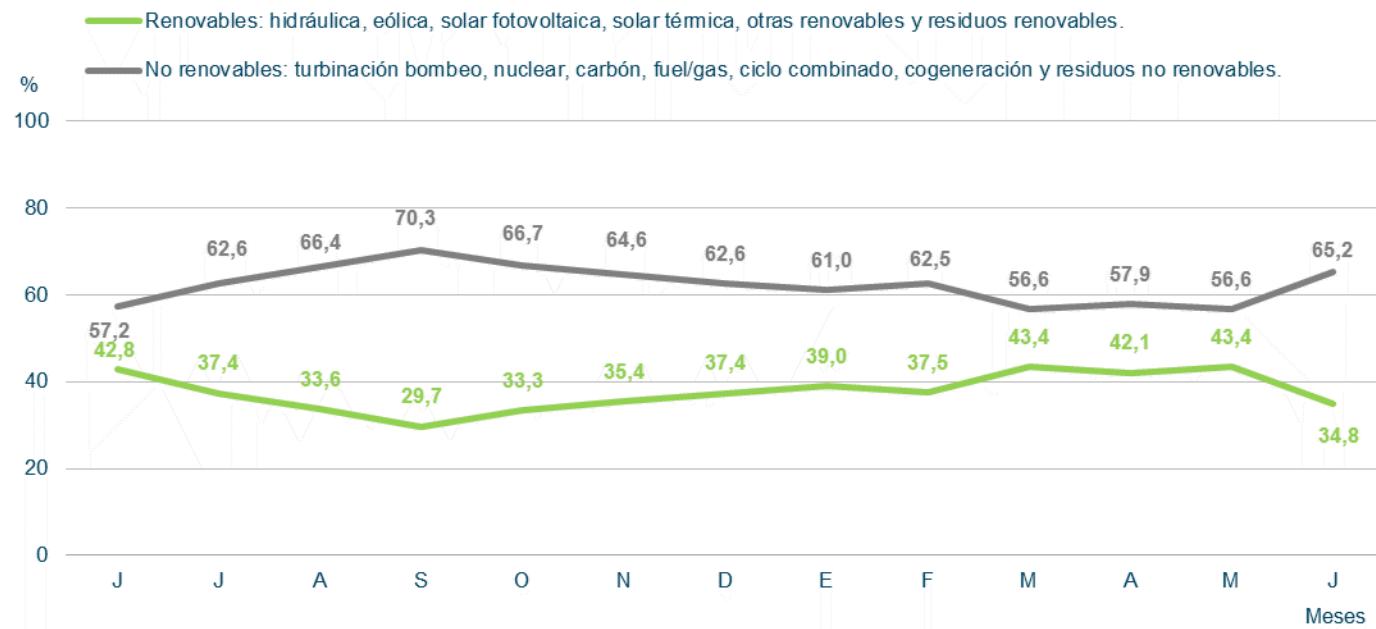


Fuente: REE/Elaboración AEE

13



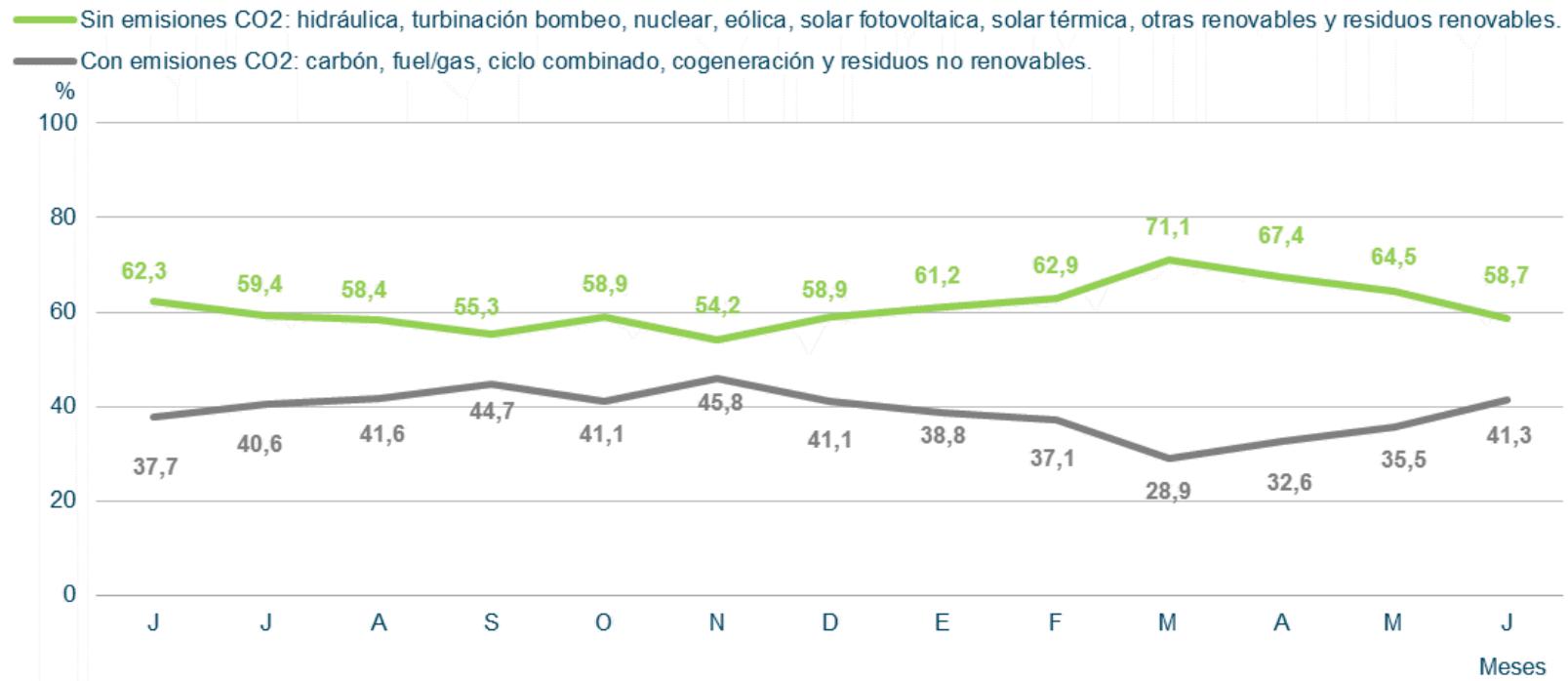
# La generación renovable disminuye en junio, alcanzando una cobertura de la demanda del 34,8%.



Fuente: Elaboración REE

14

# Evolución de las emisiones de CO2 peninsular



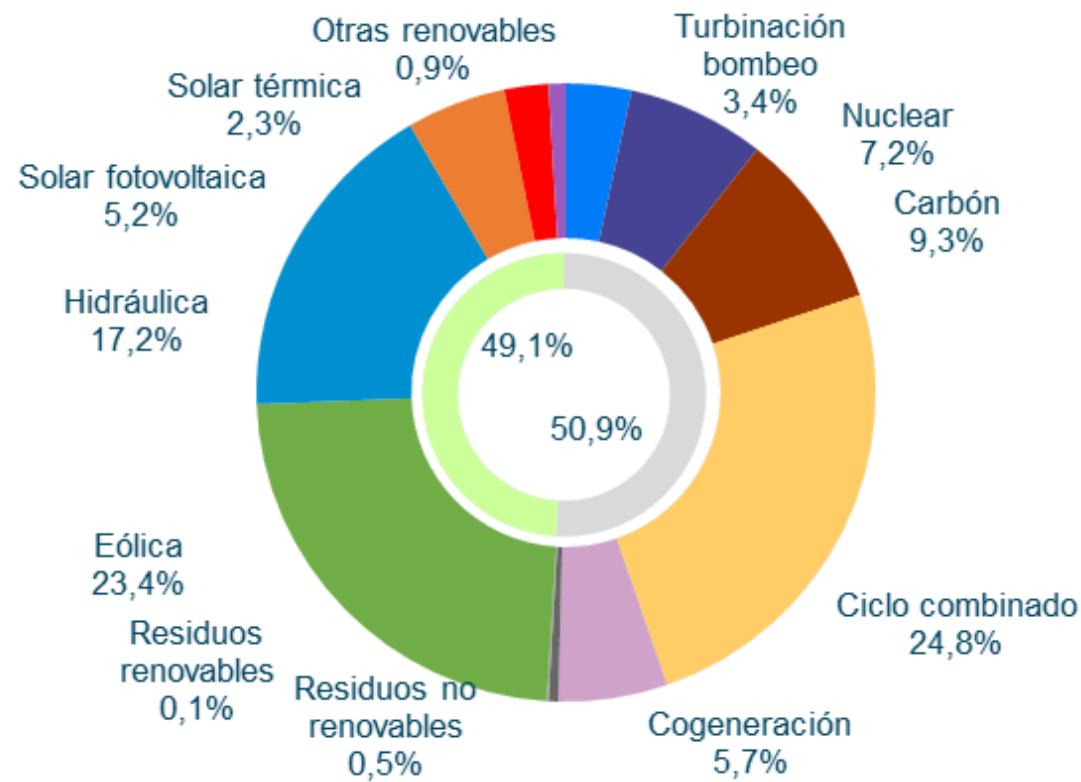
Fuente: Datos REE

15

# Estructura de potencia instalada en la península a 30 de junio de 2019

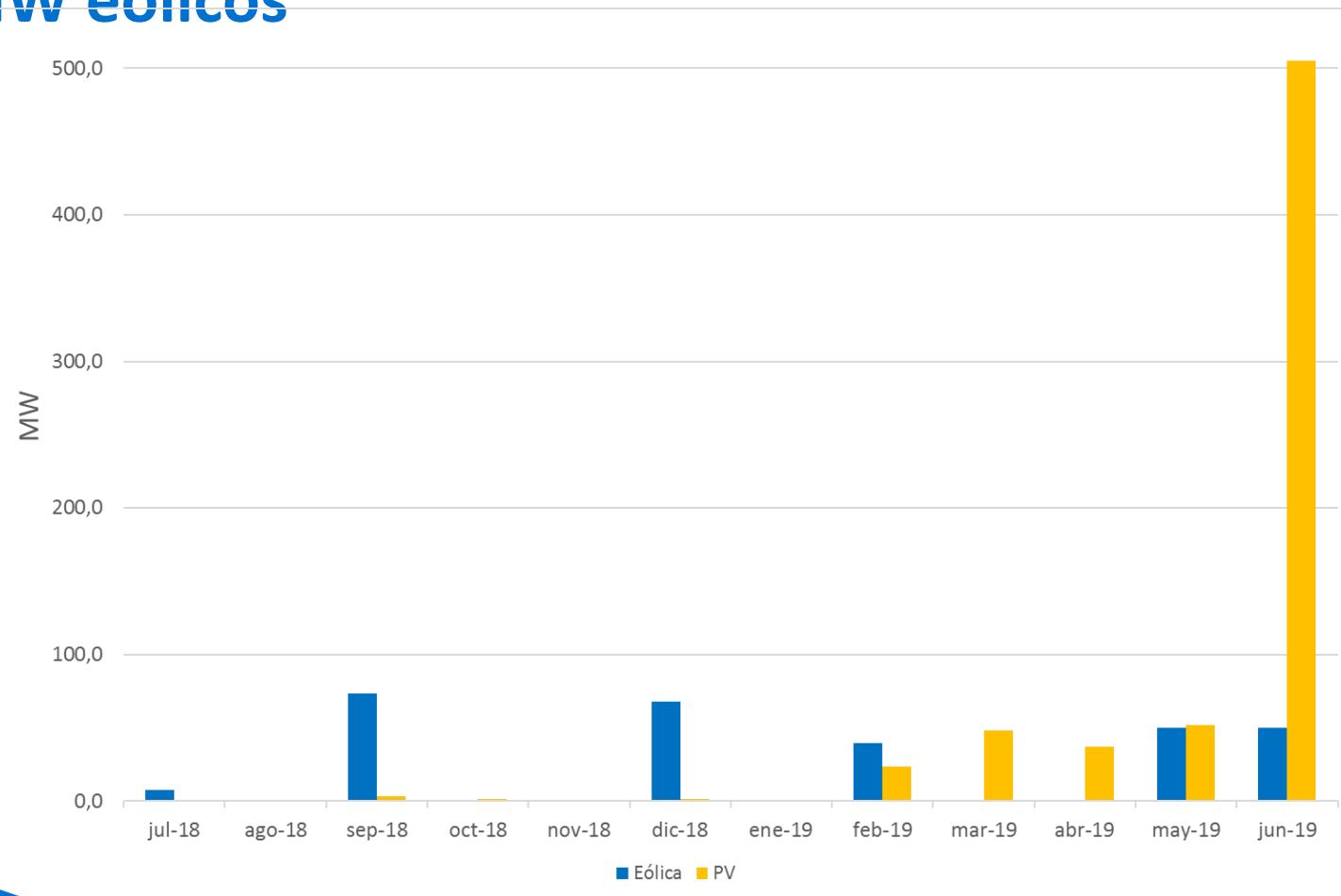
## Potencia Instalada Peninsular (MW)

TECNOLOGÍAS	2017	2018	2019
Hidráulica	20.359	20.376	20.376
Hidráulica convencional y mixta	17.030	17.047	17.047
Bombeo puro	3.329	3.329	3.329
Nuclear	7.117	7.117	7.117
Carbón	9.536	9.562	9.215
Ciclo combinado	24.948	24.562	24.562
Eólica	22.920	23.091	23.230
Solar fotovoltaica	4.441	4.466	5.126
Solar térmica	2.304	2.304	2.304
Otras renovables	854	859	870
Cogeneración	5.804	5.730	5.691
Residuos	582	575	575
	98.862	98.643	99.066



Fuente: REE

# Evolución de la potencia eólica/fotovoltaica peninsular instalada en los últimos 12 meses. 500 MW fotovoltaicos (Conexión de la planta de Mula, Murcia) y 50 MW eólicos

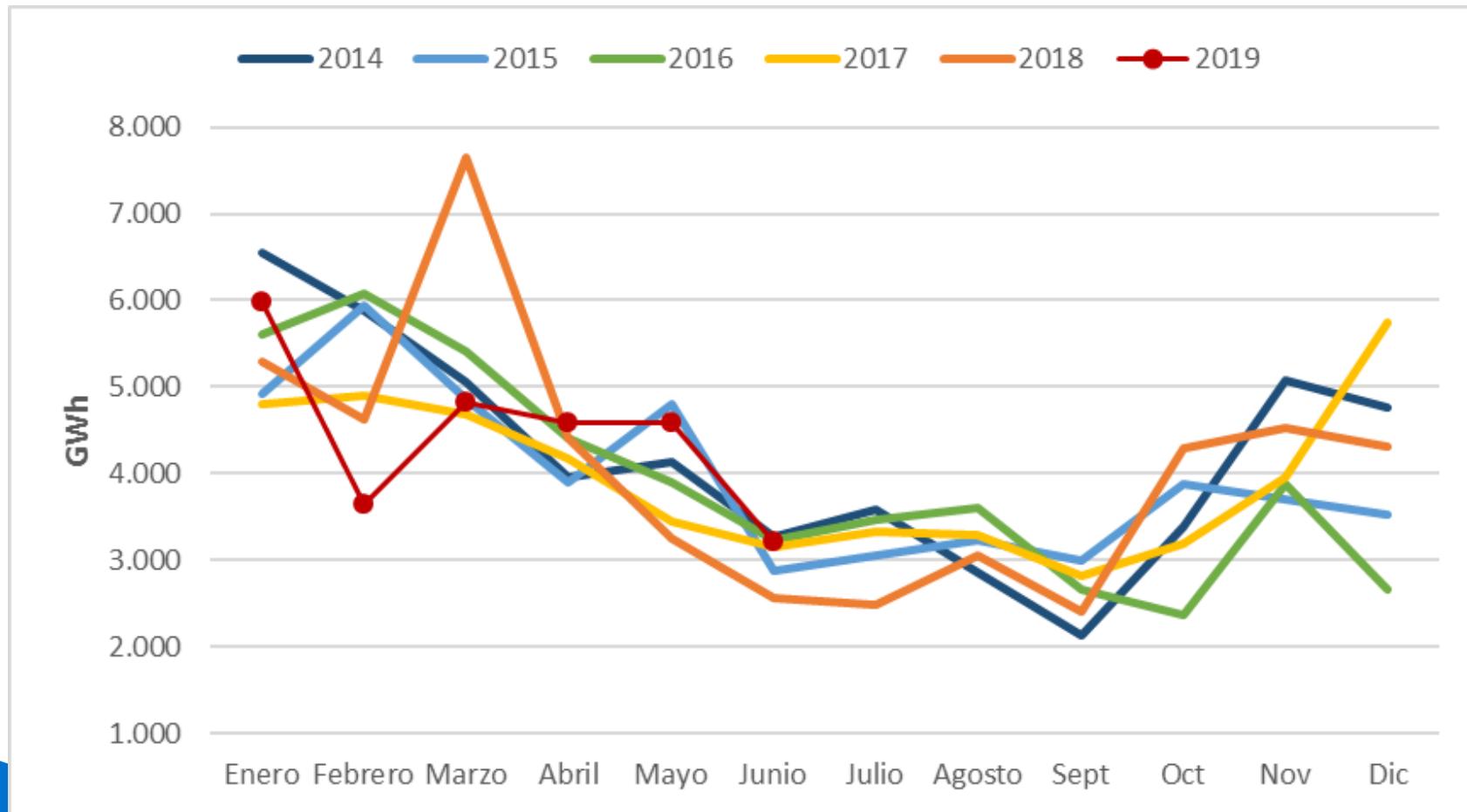


Fuente: REE/Elaboración AEE

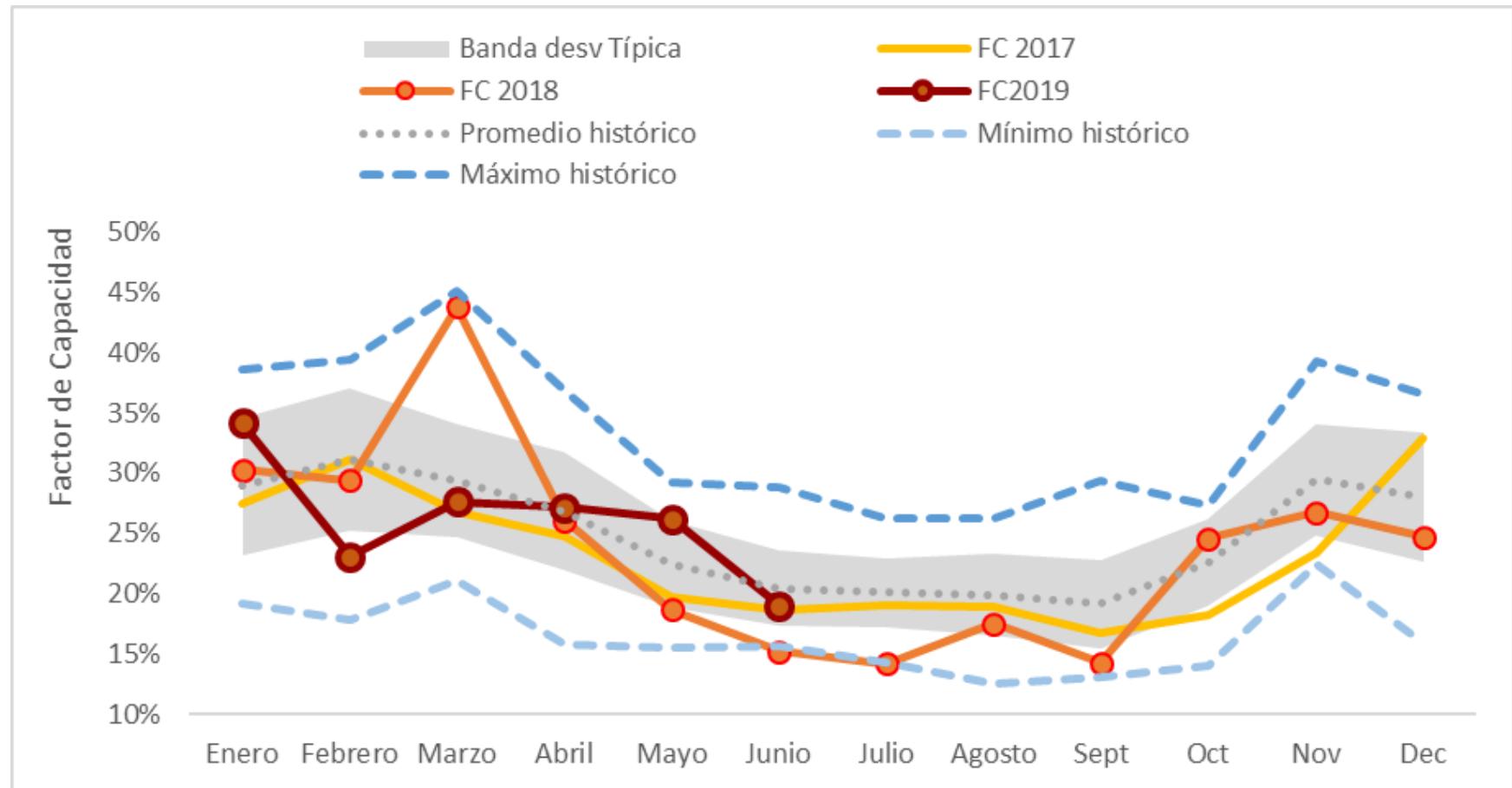
17

# Generación eólica

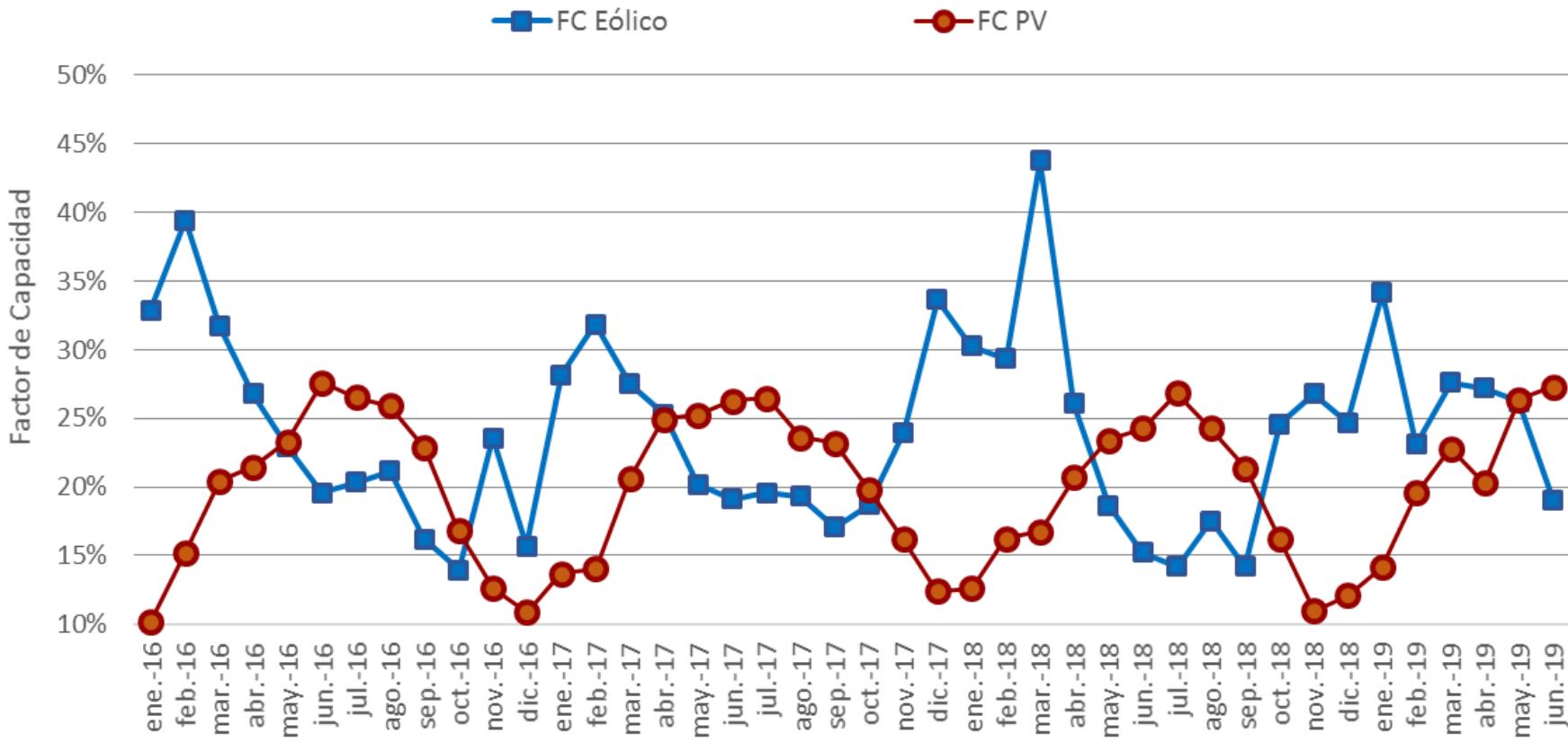
En el mes de Junio, la generación eólica ha sido de 3.212 GWh. Gracias a la generación de los últimos meses, se ha reducido la diferencia con la producción de 2018 en el mismo periodo, siendo solo un 3,6% inferior.



# El factor de capacidad de la eólica en Junio alcanza un valor de 19%, en la media de esta época del año

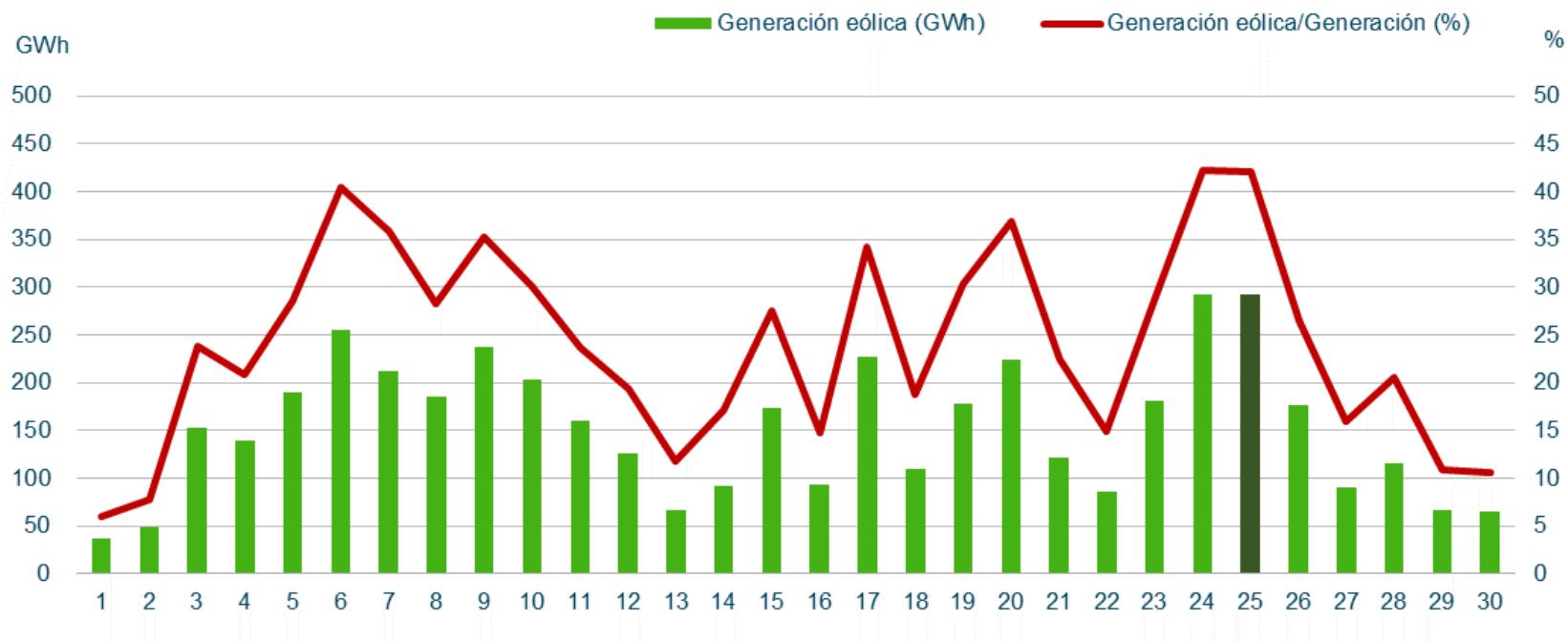


# Comparación del Factor capacidad Eólico vs. Fotovoltaico en España: complementariedad estacional



Fuente: REE / Elaboración AEE

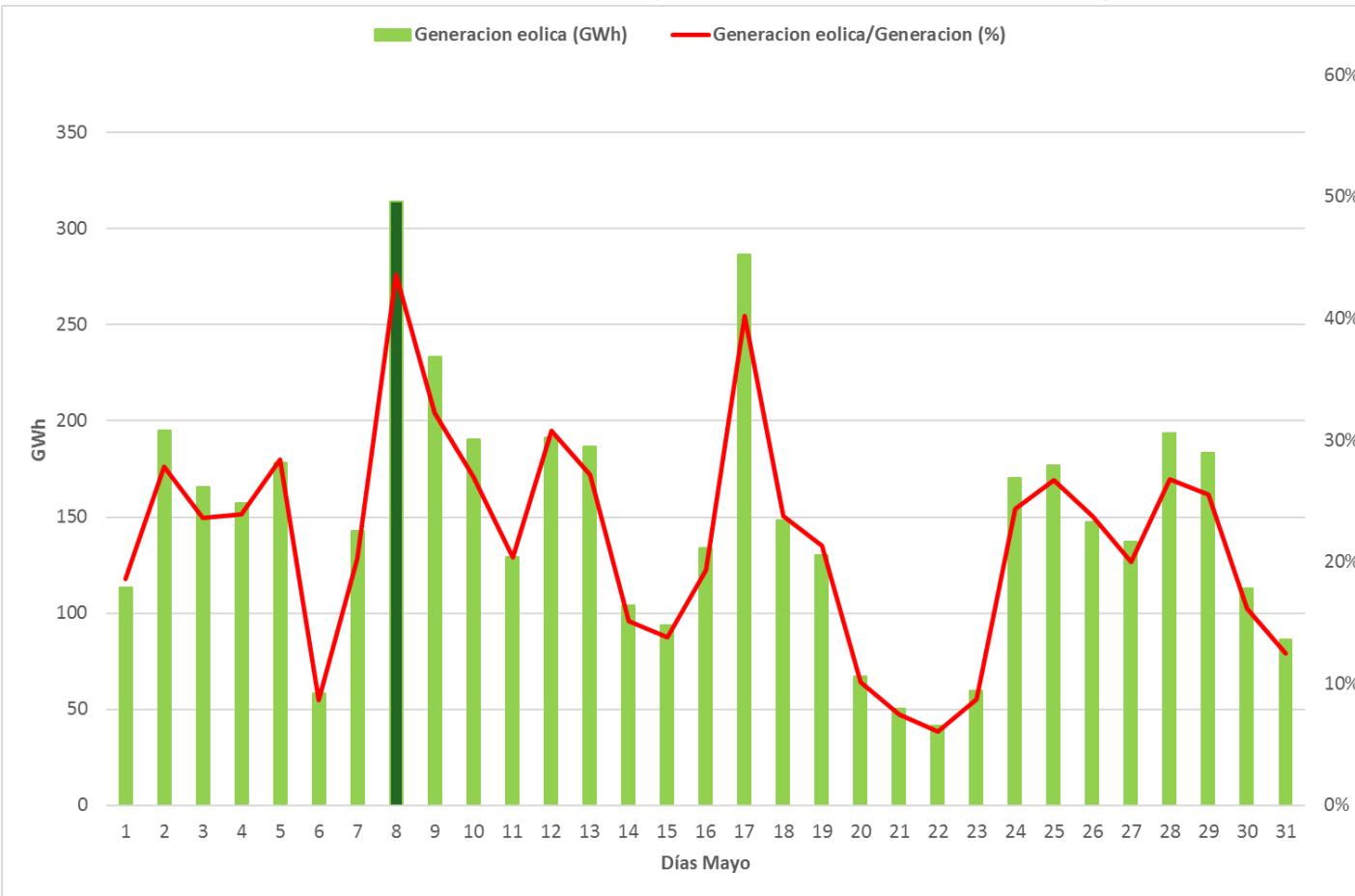
# Generación eólica diaria peninsular. Abril 2019



## Máximos de generación eólica peninsular

	Abril 2019		Histórica	
Potencia (MW)	15.766	Miércoles 24/04/2019 (18:35 h)	17.553	Jueves 29/01/2015 (19:27 h)
Cobertura de la demanda (%)	56,1	Jueves 25/04/2019 (02:54 h)	70,4	Sábado 21/11/2015 (04:50 h)

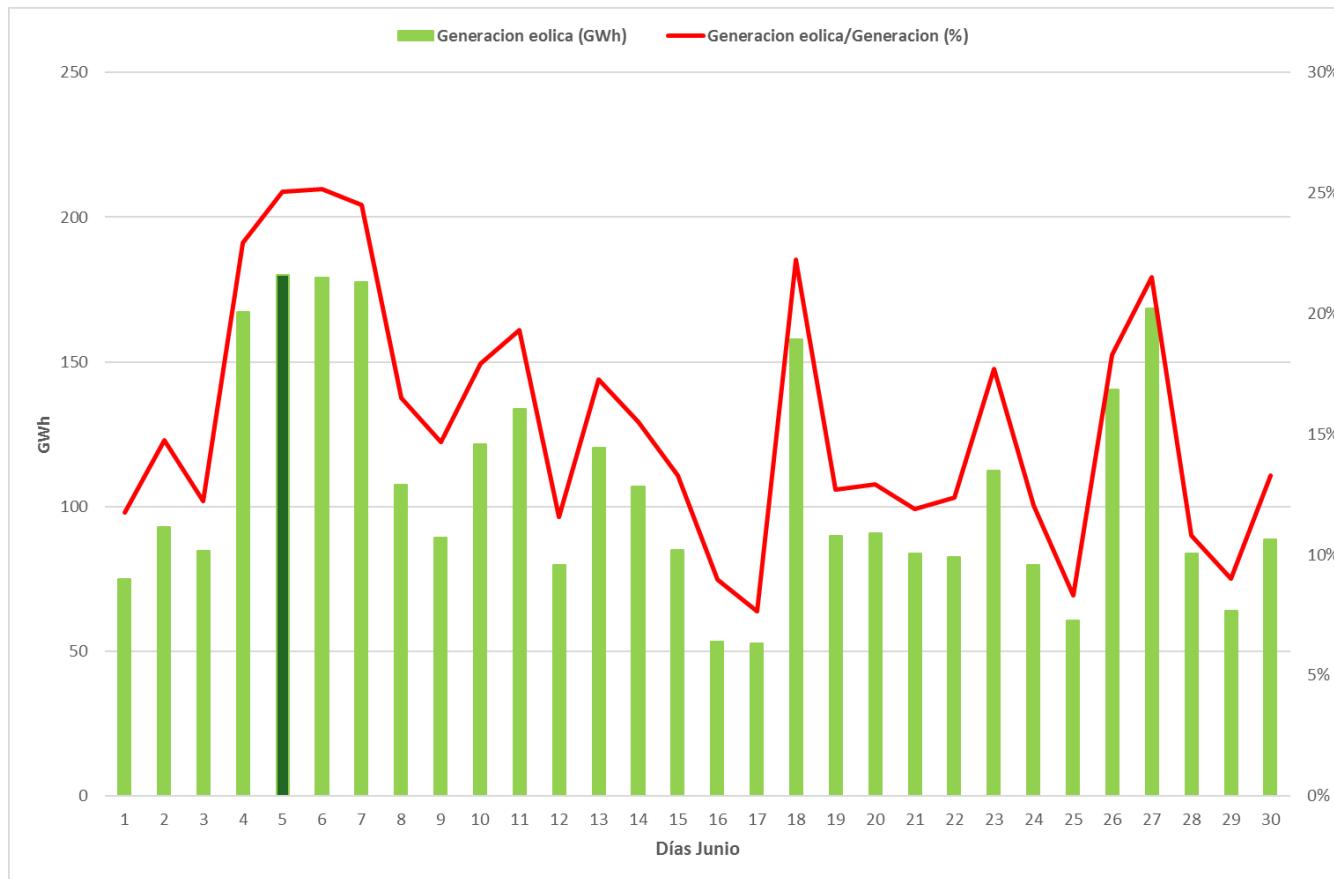
# Generación eólica diaria peninsular. Mayo 2019



## Máximos de generación eólica peninsular

	Mayo 2019		Histórica	
Potencia (MW)	16.073	Miércoles 08/05/2019 (19:09 h)	17.553	Jueves 29/01/2015 (19:27 h)
Cobertura de la demanda (%)	59,7	Viernes 17/05/2019 (02:42 h)	70,4	Sábado 21/11/2015 (04:50 h)

# Generación eólica diaria peninsular. Junio 2019



## Máximos de generación eólica peninsular

		Junio 2019		Histórica
Potencia (MW)	14.011	Jueves 06/06/2019 (19:24 h)	17.553	Jueves 29/01/2015 (19:27 h)
Cobertura de la demanda (%)	49,7	Viernes 07/06/2019 (02:15 h)	70,4	Sábado 21/11/2015 (04:50 h)

# Día de máxima generación renovable peninsular en Junio

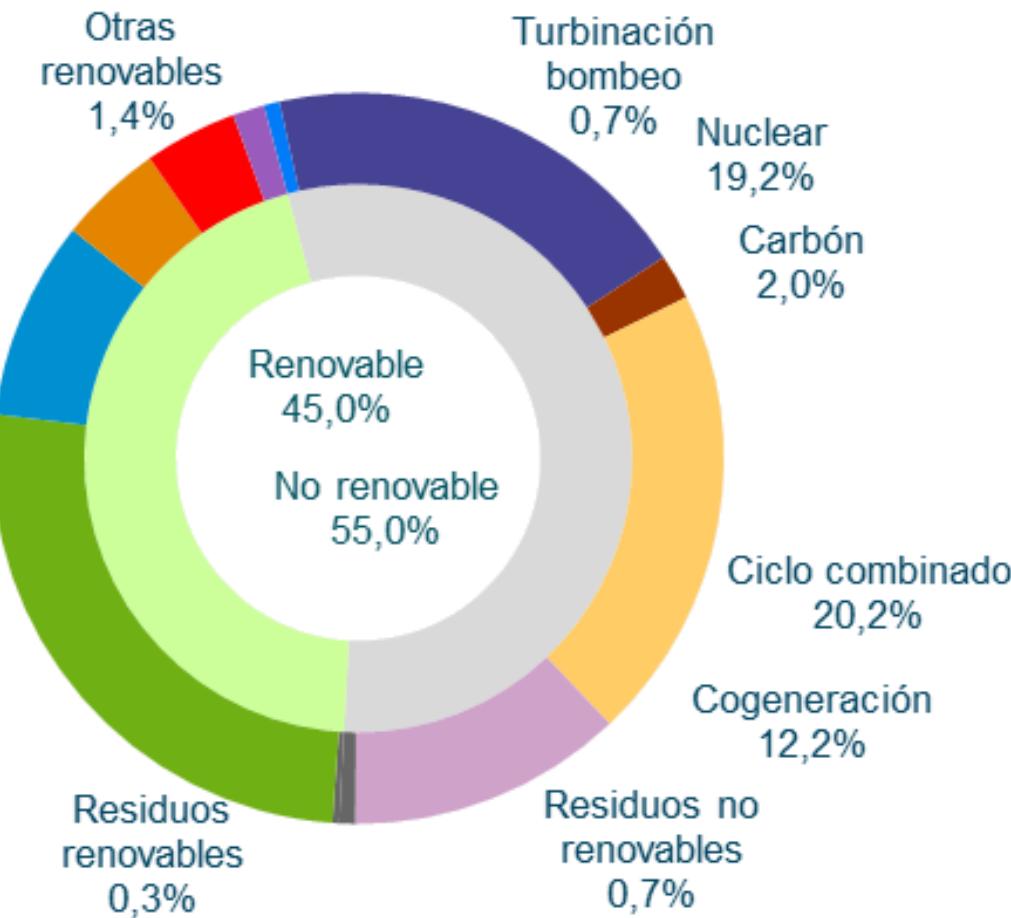
**Mes 07/06/2019**

Solar térmica  
4,1%

Solar fotovoltaica  
4,6%

Hidráulica  
8,8%

Eólica  
25,8%



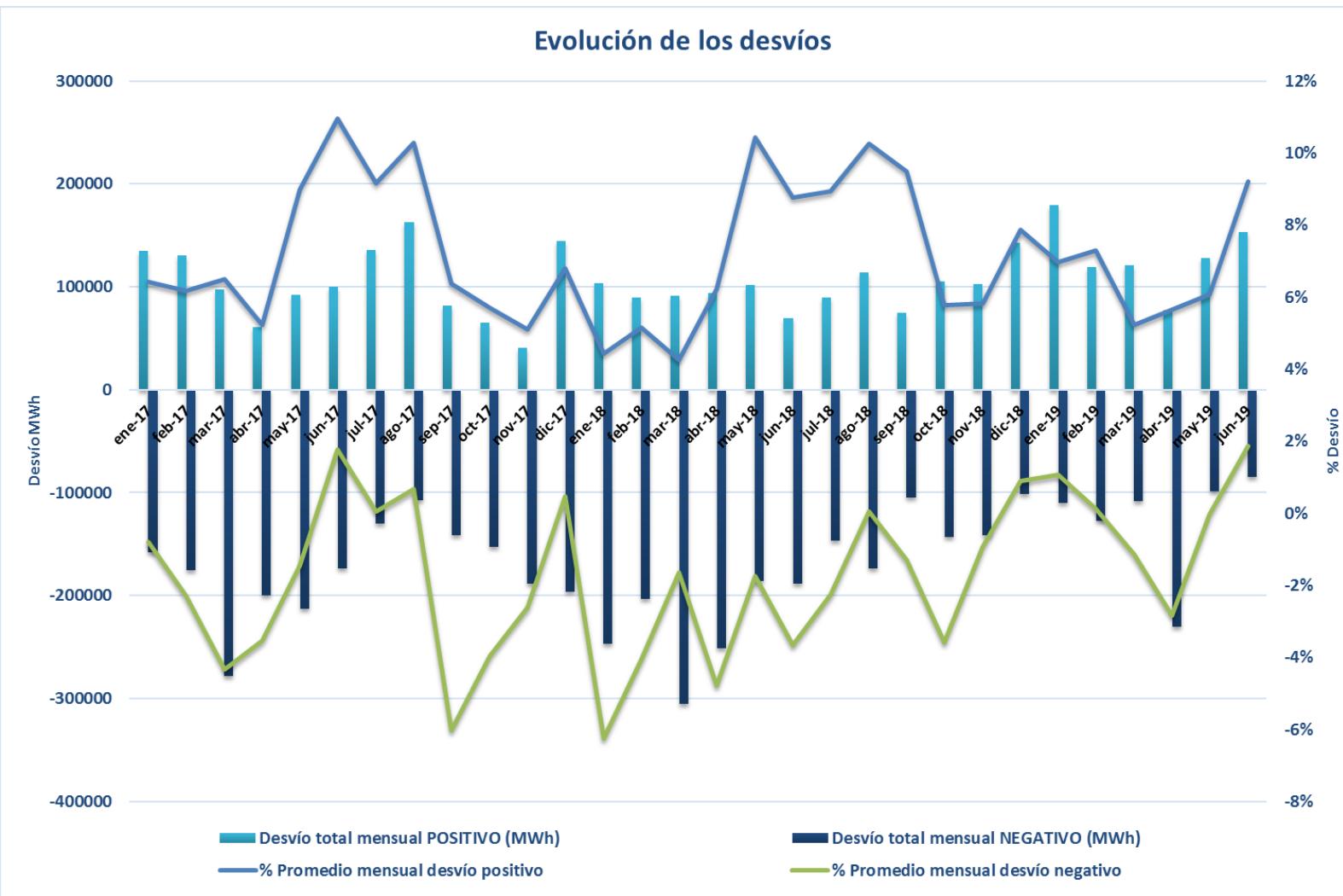
Fuente: REE

# Evolución del promedio mensual de los desvíos eólicos. En junio se ha producido un aumento de los desvíos positivos y los negativos respecto al mes anterior.

Fecha	Promedio mensual desvío positivo	Promedio mensual desvío negativo	Desvío total mensual POSITIVO (MWh)	Desvío total mensual NEGATIVO (MWh)
May-18	10,4%	-12,2%	101.684	-185.973
Jun-18	8,8%	-12,4%	69.343	-188.713
Jul-18	8,9%	-11,2%	89.766	-146.606
Ago-18	10,3%	-10,2%	113.787	-173.810
Sep-18	9,5%	-10,8%	74.694	-105.201
Oct-18	5,8%	-9,4%	104.854	-143.323
Nov-18	5,8%	-6,7%	102.555	-141.570
Dic-18	7,9%	-7,0%	142.344	-101.066
Ene-19	7,0%	-5,9%	179.197	-109.993
Feb -19	7,3%	-7,2%	118.886	-127.534
Mar -19	5,2%	-6,4%	121.000	-108.209
Abr - 19	5,7%	-8,5%	76.966	-230.635
May-19	6,1%	-6,1%	127.617	-98.609
Jun-19	9,2%	-7,3%	153.360	-85.145

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

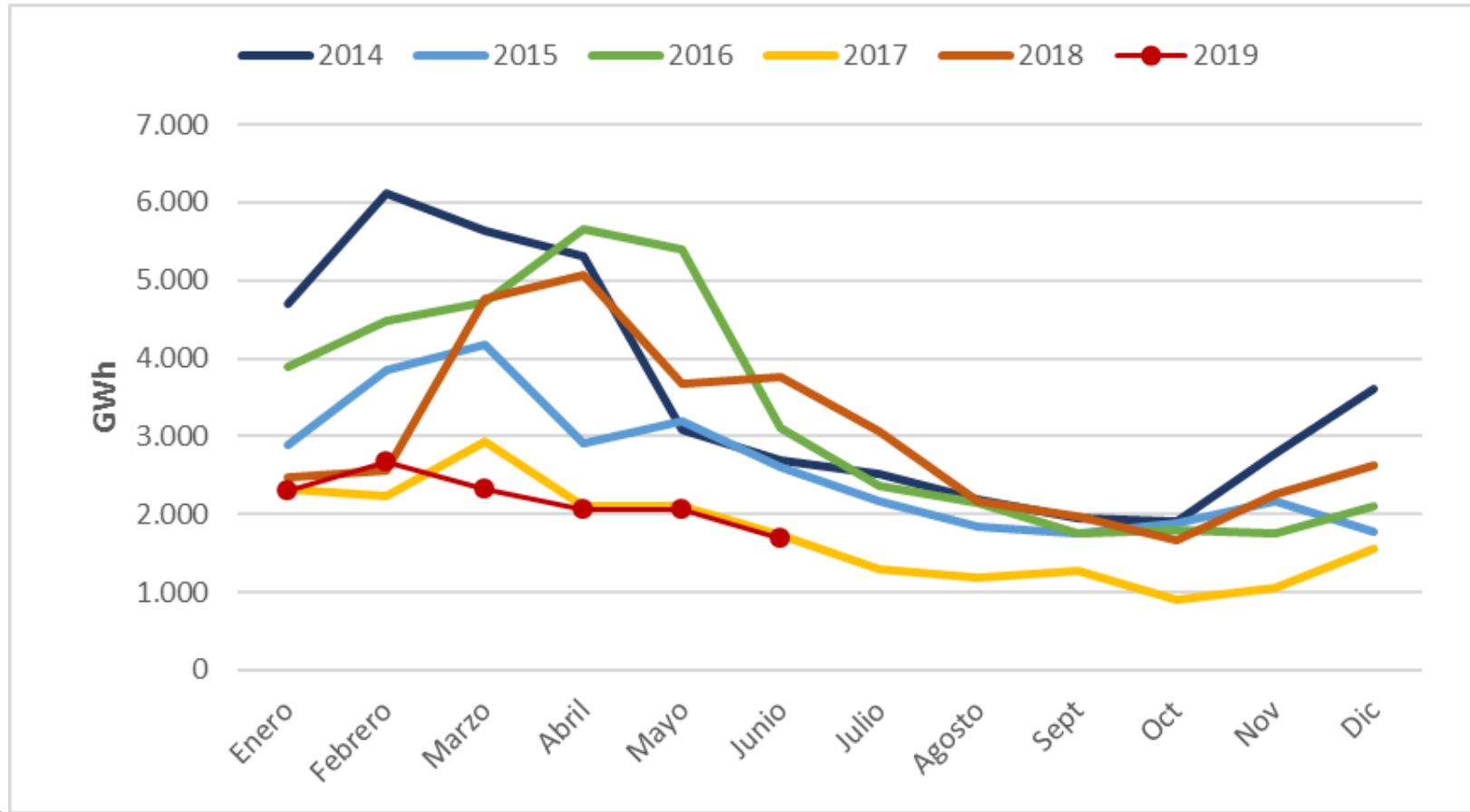
# Evolución del promedio mensual de los desvíos eólicos: Antes y después del Intradiario continuo



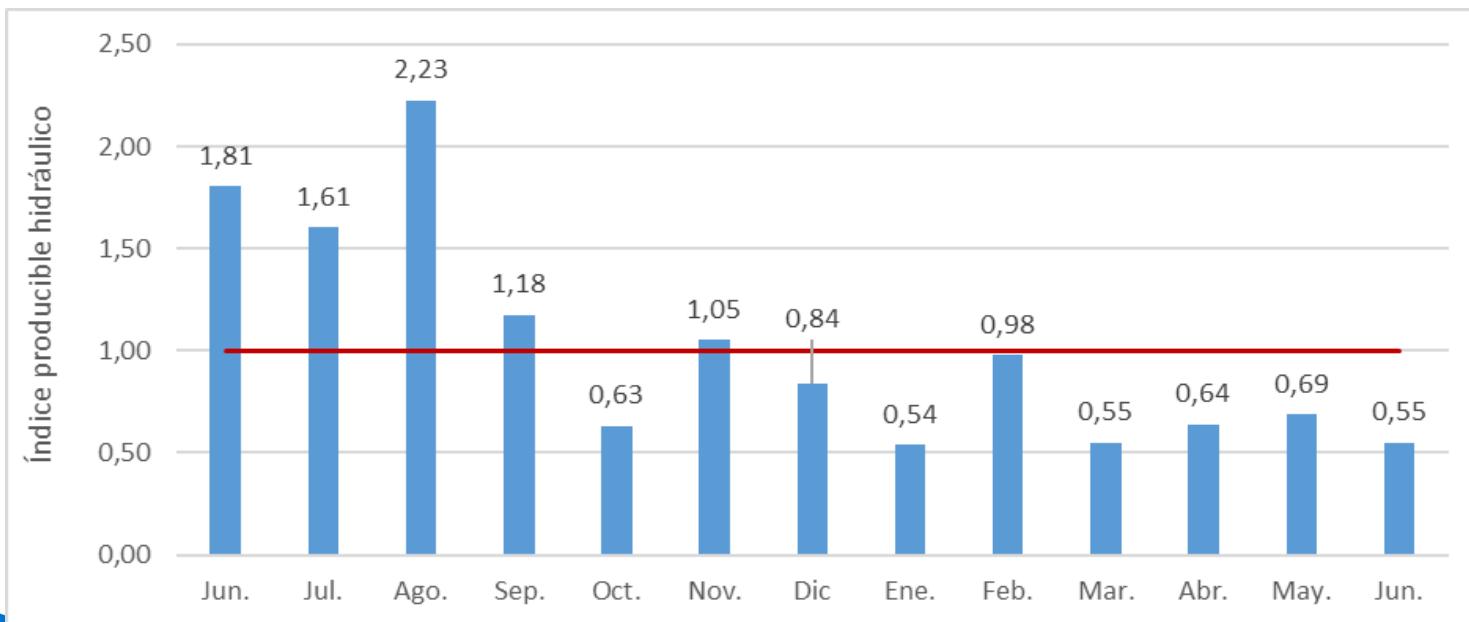
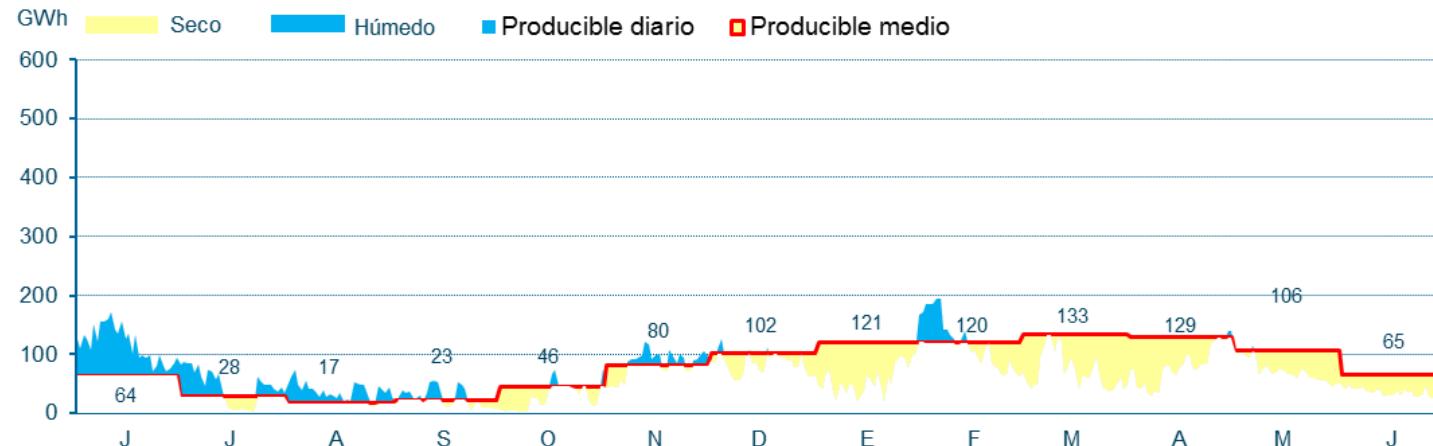
A photograph of a wind farm under a clear blue sky. The turbines are tall, grey poles with three blades each, standing in a green field. The text is overlaid on the left side of the image.

Generación resto de  
tecnologías

**Hidráulica: La hidráulica ha generado en Junio 1.682 GWh cubriendo el 10,8% de la demanda en el acumulado del año, con una producción un 41,4% inferior al mismo periodo de 2018.**

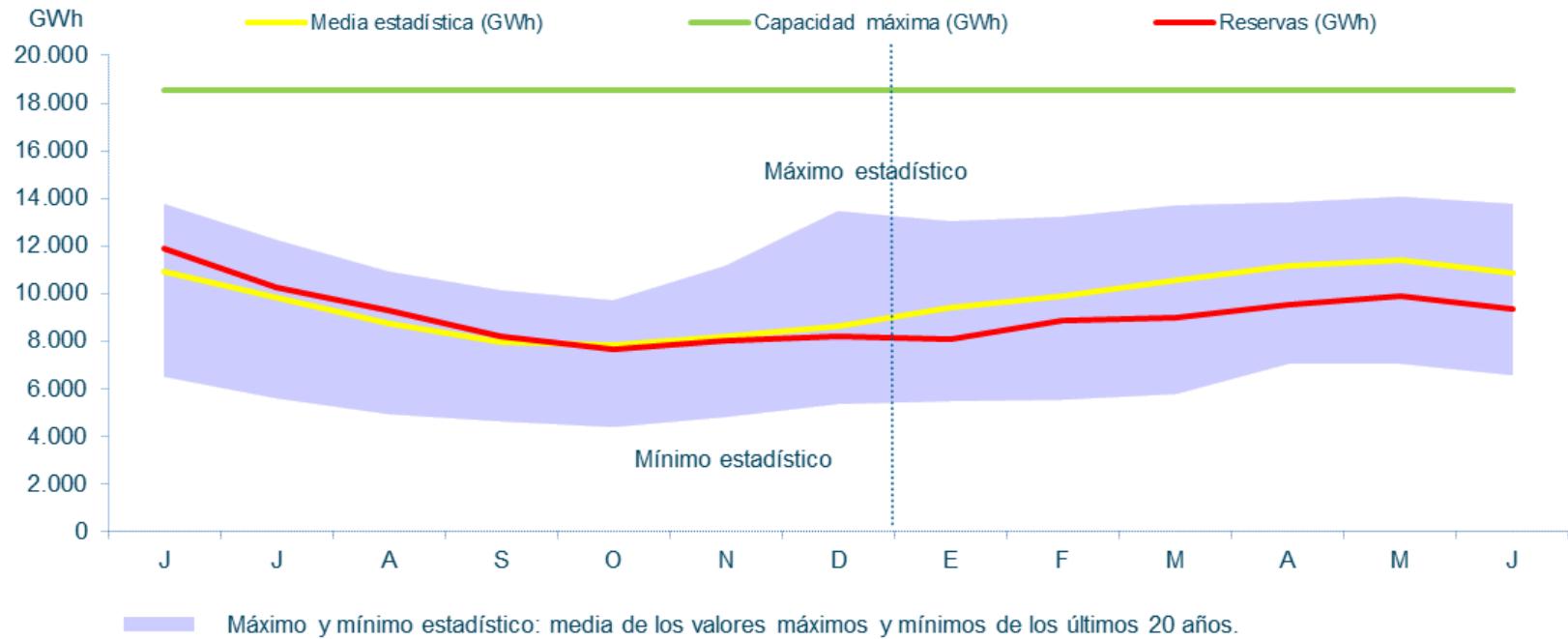


# Índice de producible hidráulico 2019



Fuente: REE / Elaboración AEE

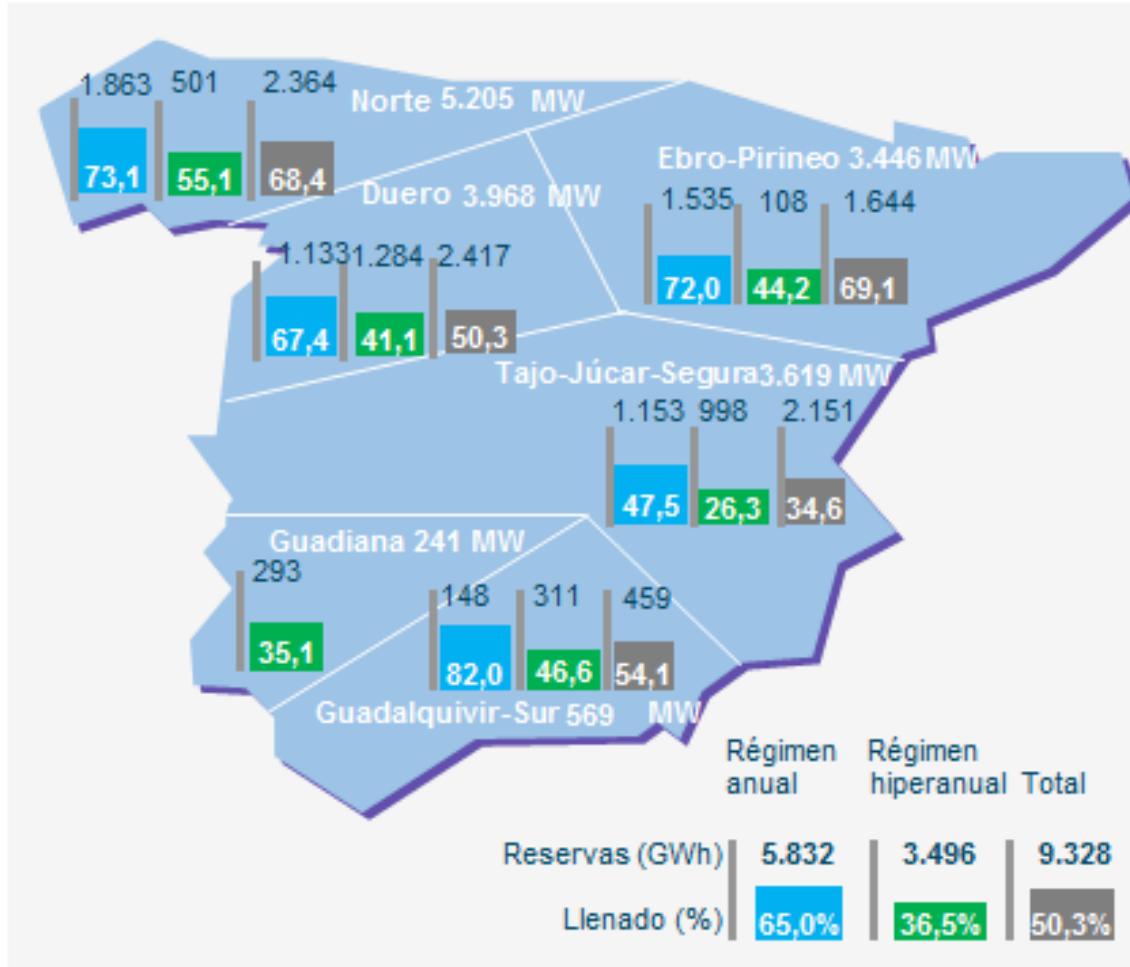
# Las reservas del conjunto de los embalses se encontraban en Junio de 2019 al 50,3% de capacidad, lejos del mínimo a pesar de la sequia



Fuente: REE

31

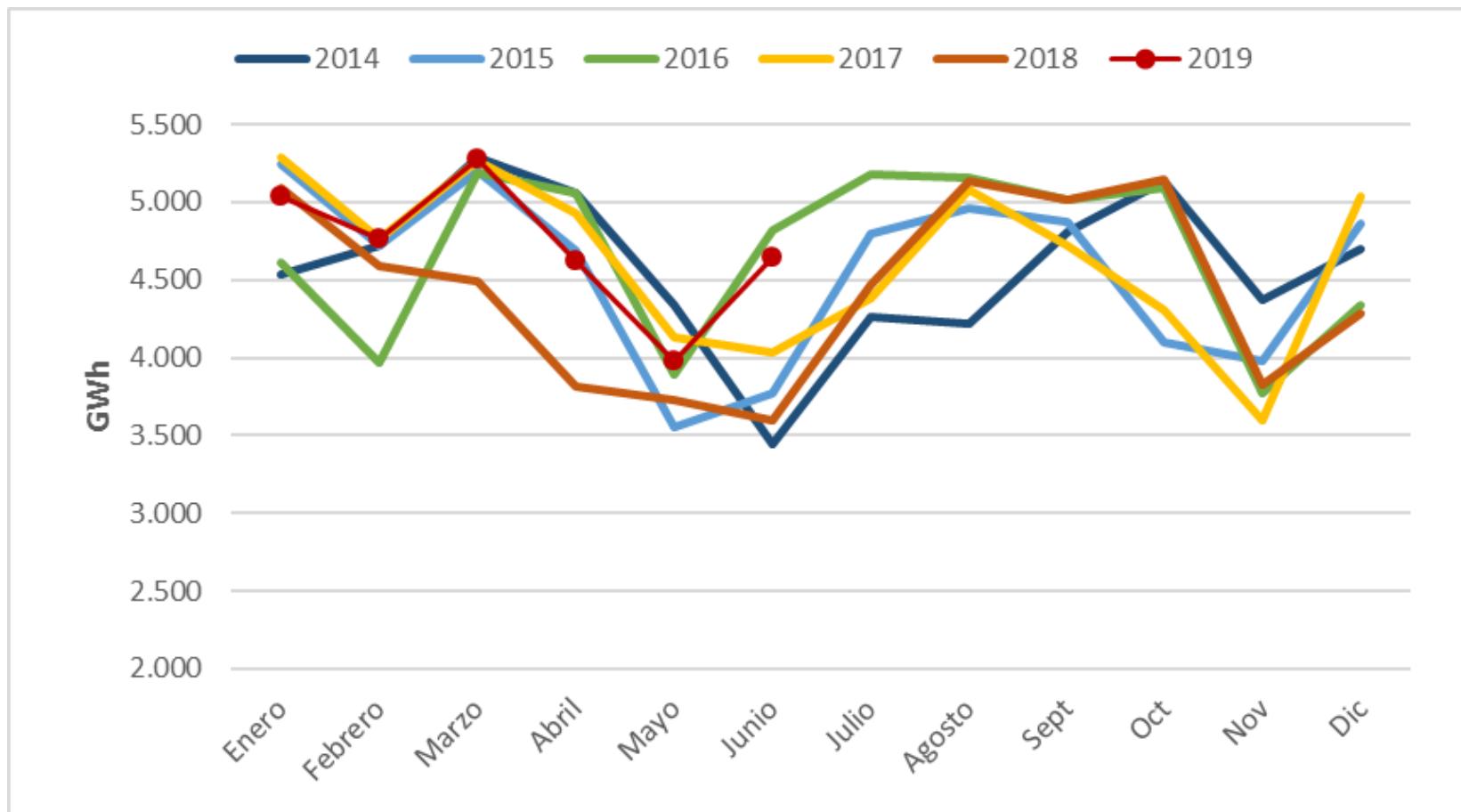
# Reservas hidroeléctricas a final de Junio de 2019: la del Tajo-Segura la más afectada por la sequía



Fuente: REE

32

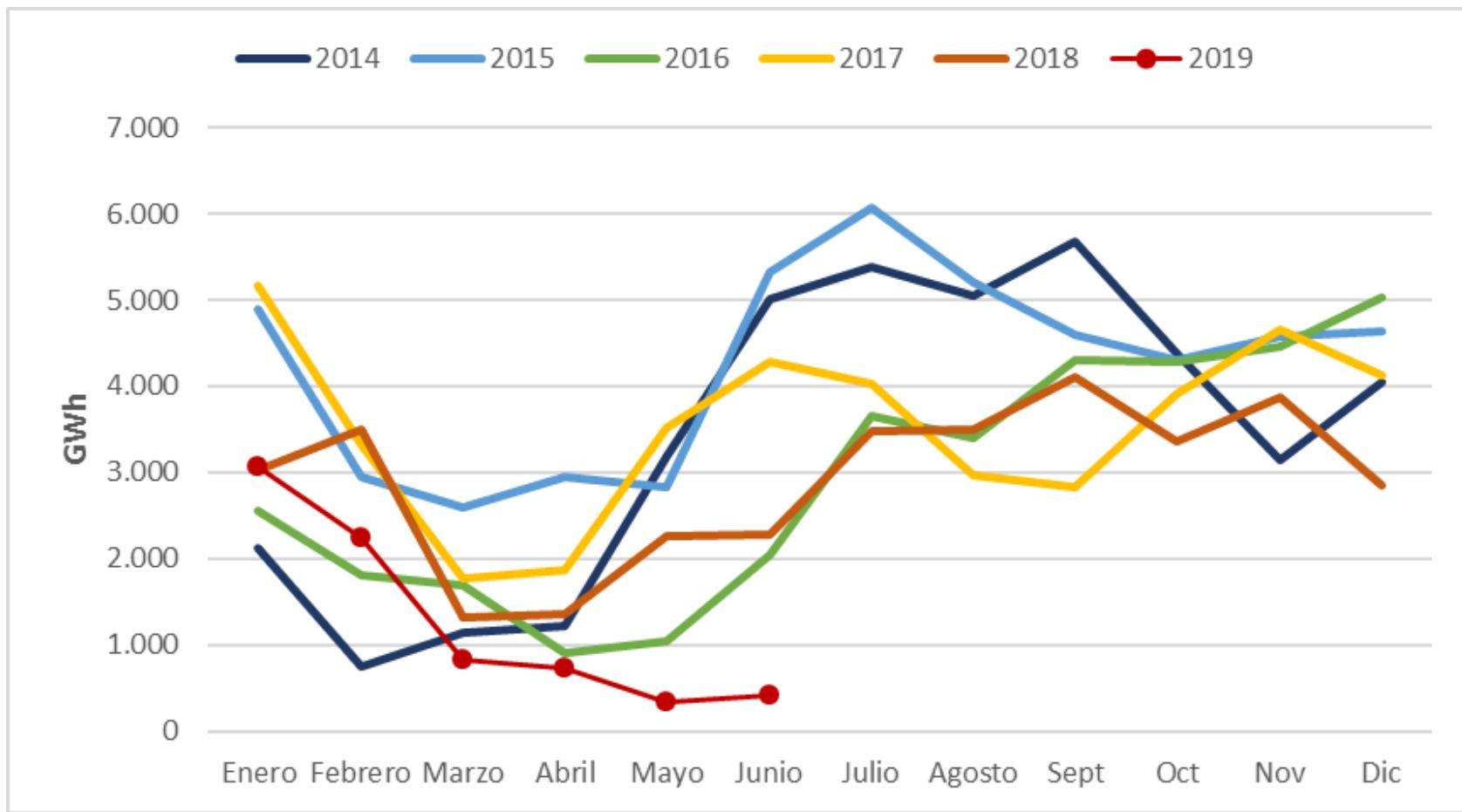
**Nuclear: La nuclear ha generado en Mayo 4.648 GWh, cerca de máximos, con un 23,5% de cobertura de la demanda en el acumulado del año.**



Fuente: REE / Elaboración AEE

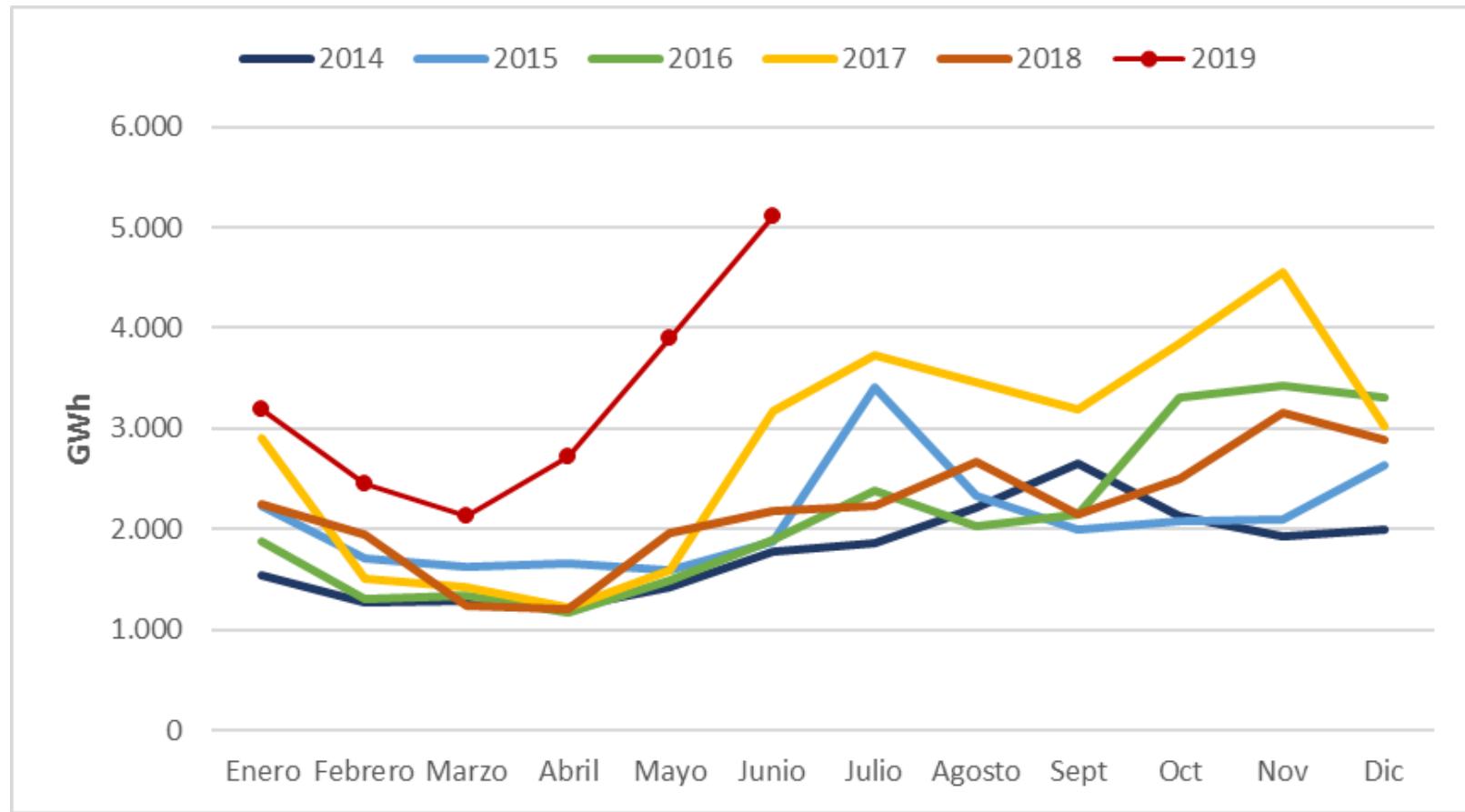
33

**Carbón: El carbón ha generado en Junio 417 GWh, cubriendo un 6,3 % de la demanda, siendo la generación un 44,3% inferior al mismo periodo de 2018.**



Fuente: REE / Elaboración AEE

**Ciclo combinado: El CC ha generado en Junio 5.107 GWh, aumentando la producción un 80,5 % en 2019 respecto al mismo periodo de 2018, cubriendo la pérdida de generación hidráulica**



Fuente: REE / Elaboración AEE

35

# Índice

## 1. Situación actual:

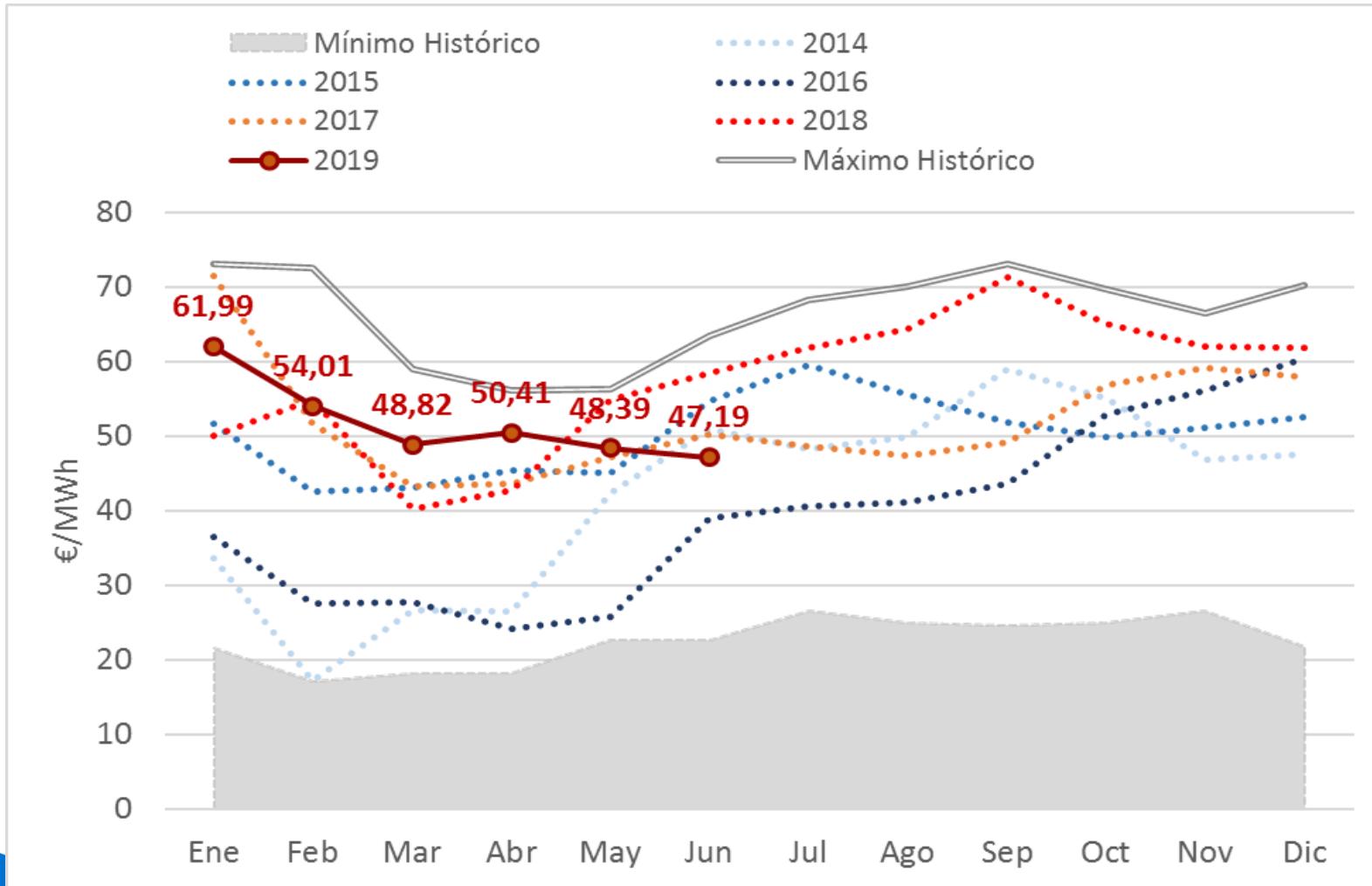
- Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica
- Evolución del mercado de la electricidad: evolución de los precios del mercado diario
- Evolución de los precios de los derechos de emisión CO2
- Evolución de los mercados ajuste
- Proyecto IREMEL
- Resultado Consulta pública “Propuesta de implementación en el MIBEL de la apertura del MIC A LAS 15.00h CET para el día siguiente”

## 2. Producción eléctrica en los territorios no peninsulares

## 3. Mercados futuros

## 4. Previsión de Precios

En junio de 2019 el PMD ha vuelto a descender ligeramente, alcanzando un valor de 47,19 €/MWh, a pesar de que los mínimos han vuelto a subir, encontrándose entre los más altos de Europa

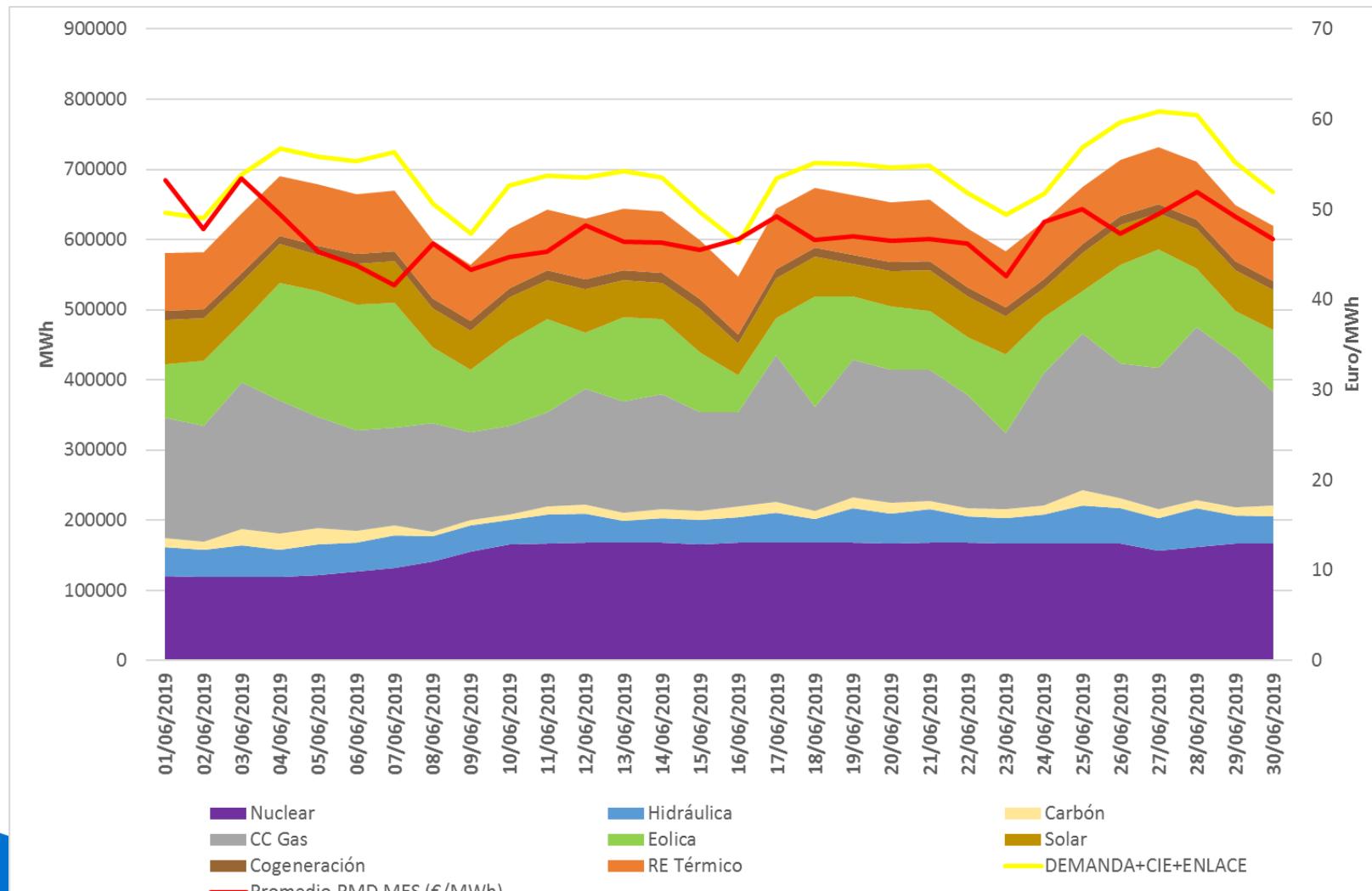


# Tecnologías que fijan precio: caída de la hidráulica

Hora

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
01	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI RE	TCC	HI	HI	HI	RE	HI	TCC	TCC	TCC	TER	TER	TCC	HI	HI	TER		
02	BG HI	BG	RE	RE	RE	HI	TCC	TCC	RE	TCC	TCC	RE	TCC	RE	TCC	TCC	TCC	TCC	HI RE	HI	HI	HI	HI		
03	HI	RE	TCC	HI	TCC	TCC	TCC	HI	TCC	HI	HI	HI	HI	BG	HI	TCC	RE	TCC	RE	TCC	TCC	HI	TCC		
04	TCC	HI	RE	TCC	RE	TER	TCC	TCC	HI	BG	HI	RE	TCC	TCC	RE	TCC	TCC	TCC	TER	TCC	HI RE	HI	TCC		
05	TCC	TCC	RE	RE	RE	HI RE	TCC	TCC	RE	TCC	TCC	RE	RE	HI RE	RE	TCC	TCC	TCC	TCC	HI TCC	TCC	HI	HI	TCC	
06	HI	HI	HI	TCC	TCC	HI	HI	TCC	BG	RE	RE	TCC	TCC	RE	RE	RE	RE	RE	RE	HI RE	RE	TCC	TCC	RE	
07	RE	RE	HI	TCC	RE	TCC	RE	II RE	TCC	TCC	RE	RE	TCC	RE	TCC	TCC	TER	TCC	TER	TCC	TCC	HI	RE	TCC	
08	RE	HI	TCC	TCC	TCC	TER	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	RE	TCC	TCC	RE	TCC	HI	RE	TCC	TCC	RE		
09	TCC	RE	TCC	HI RE	TCC	TCC	HI II	II RE	TCC	TCC	RE	TCC	RE	HI	RE	RE	TCC	RE	TCC	RE	TCC	HI	TCC		
10	RE TER	HI	RE	RE	RE	RE	TCC	TCC	TCC	TCC	RE	HI TCC	TCC	HI	TCC	TCC	TCC	TER	HI	RE	TCC	HI RE	HI	TCC	
11	TER	RE	RE	TCC	TCC	RE	TCC	TER	HI	TCC	RE	RE	RE	TCC	TCC	TER	TER	RE	TCC	HI TCC	TCC	TCC	RE	HI	TCC
12	HI	TCC	TCC	TER	HI RE	TCC	TCC	TER	TCC	HI RE	TCC	TCC	HI	HI	TCC	HI	TCC	TCC	RE	HI RE	TCC	HI	HI	BG	
13	TCC	TCC	TCC	II RE	TCC	TER	HI RE	TCC	HI II	TCC	TER	HI	TCC	HI	HI	HI RE	TCC	BG TCC	TCC	TCC	TCC	HI	HI	TCC	
14	TER	HI	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	HI	HI	HI	BG	RE	TER	BG	TCC	TER	TCC	TCC	RE	TCC	TER	TCC	RE	TER	
15	RE	TCC	TER	TCC	RE	HI II	RE	TCC	RE	RE	HI TCC	TCC	TCC	TER	TER	TCC	BG	RE	TCC	TER	TCC	TER	HI	HI	
16	HI	HI	TER	RE	HI TCC	TCC	RE	TER	RE	TCC	TCC	TCC	TCC	RE	TCC	TCC	TCC	RE	TCC	TCC	HI	HI	HI		
17	RE	TER	RE	TCC	TCC	TER	HI	HI	HI	HI	HI	TER	HI	HI	TER	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	HI	HI	HI	
18	HI	RE	TCC	HI RE	RE	TCC	HI	HI	HI	HI RE	HI RE	TER	HI	HI RE	TCC	TER	RE	RE	TCC	TCC	TER	TCC	HI TCC	HI	
19	RE	TCC	TER	HI RE	RE	TCC	TCC	TCC	HI	TCC	TCC	HI	TER	HI RE	TCC	TCC	RE	TCC	TCC	RE	TCC	TER	HI	TCC	
20	HI	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	HI	TCC	TER	HI RE	HI RE	TER	HI RE	TER	RE	TER	BG	TCC	HI RE	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	
21	TCC	TER	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	BG	HI RE	HI	RE	HI TER	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	HI TER	HI	HI	RE		
22	HI	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	BG	RE	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TER	TCC	HI	TER	TER	TCC	

# Comparativa Producción, Demanda y PMD



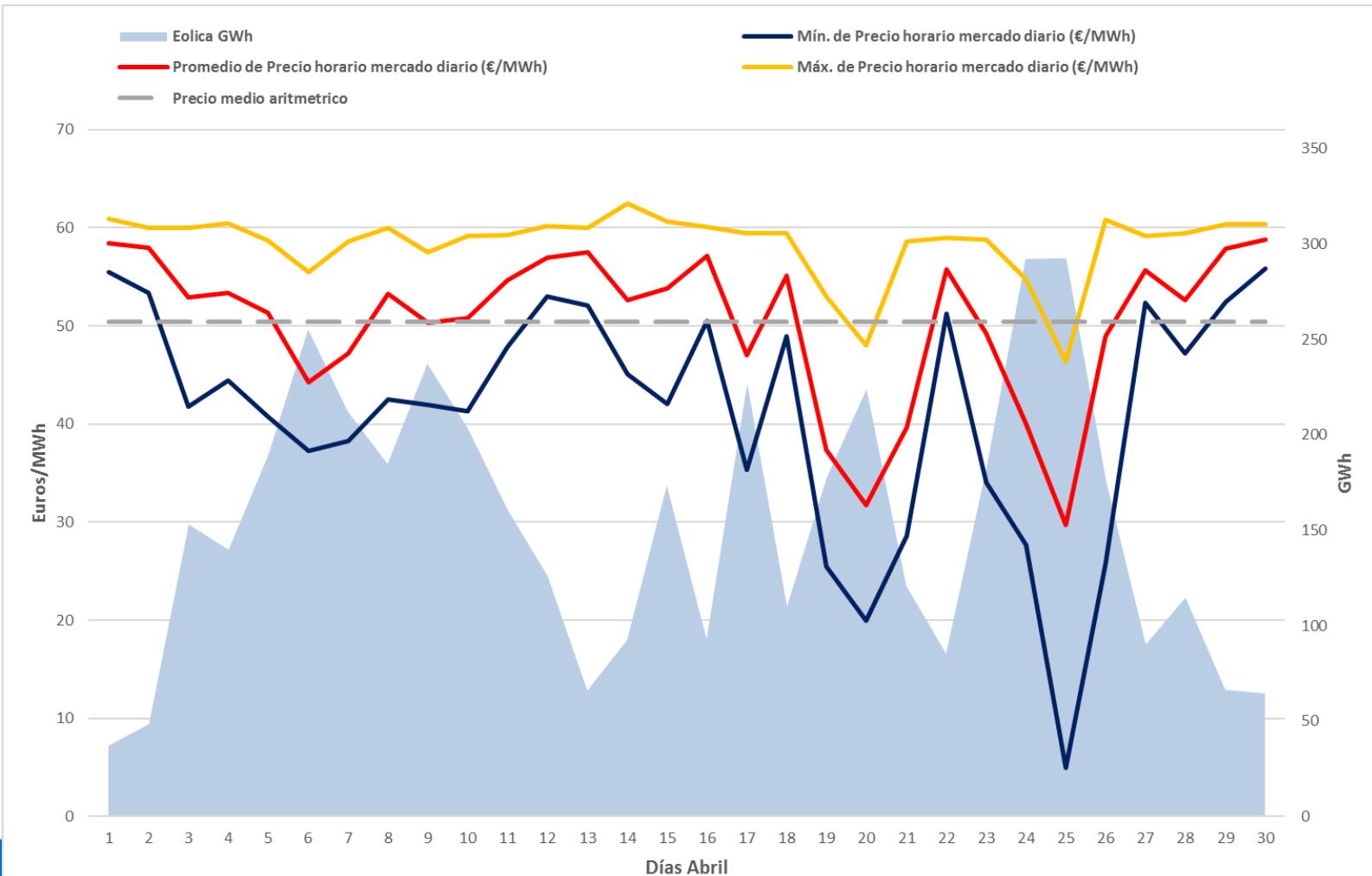
Fuente: REE/Elaboración AEE

39

# El PMD medio en junio desciende debido al ligero descenso de los precios máximos, a pesar del aumento de los mínimos.

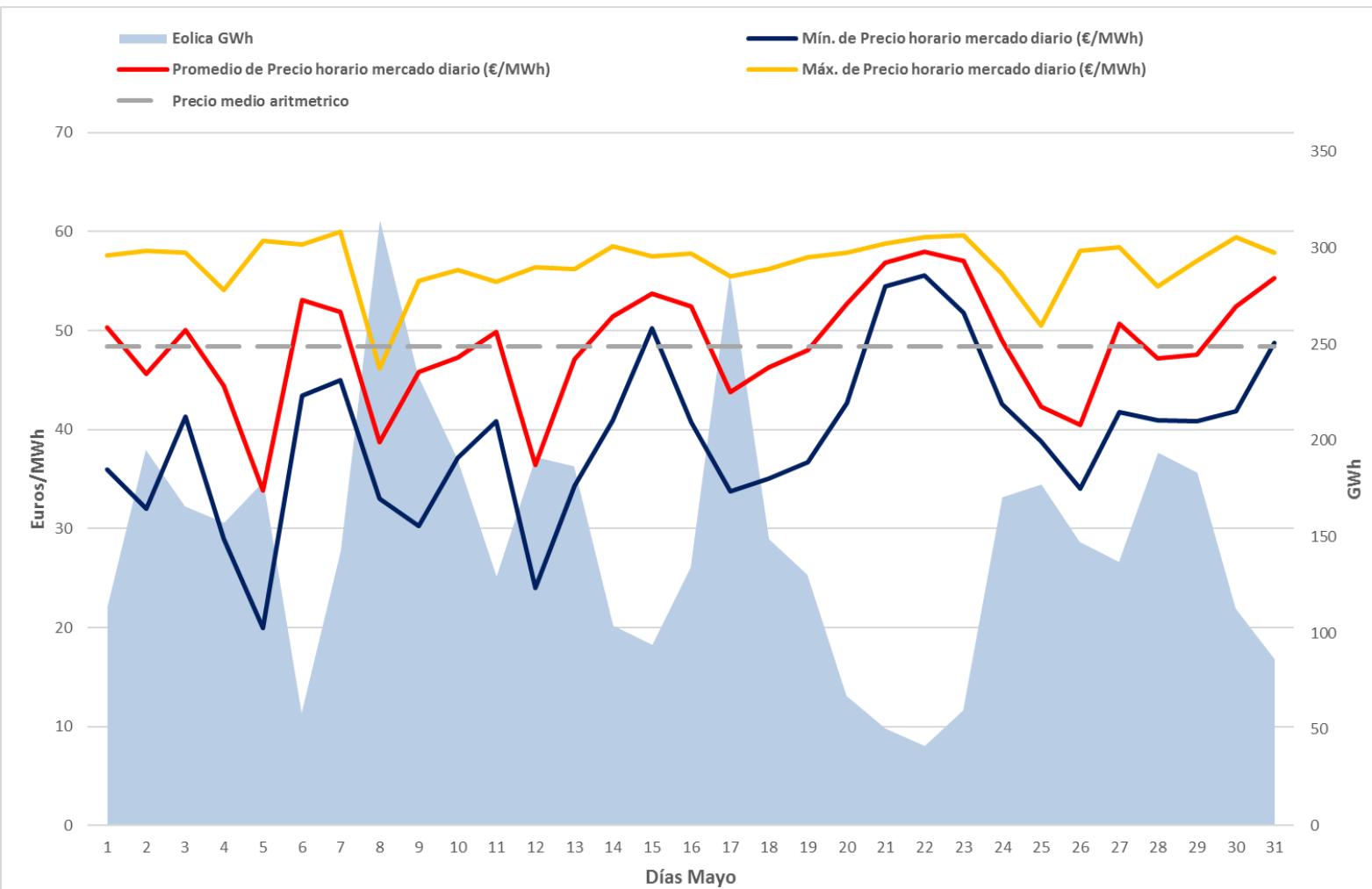
Mes	Precio mínimo (€/MWh)	Precio medio aritmético sistema español (€/MWh)	Precio máximo (€/MWh)	Horas a precio cero	Δ respecto al mes anterior (%)	Δ respecto mismo mes año anterior (%)
Dic-17	5,00	57,94	90,00	0	-2,1%	-4,2%
Ene-18	2,06	49,98	77,71	0	-13,7%	-30,1%
Feb-18	35,75	54,88	74,15	0	9,8%	6,1%
Mar-18	2,30	40,18	70,00	0	-26,8%	-7,0%
Abr-18	5,00	42,67	75,00	0	6,2%	-2,3%
May-18	15,00	54,92	67,67	0	28,7%	16,6%
Jun-18	41,58	58,46	66,26	0	6,4%	16,4%
Jul-18	49,83	61,88	69,30	0	5,9%	27,2%
Ago-18	47,05	64,33	76,75	0	4,0%	35,5%
Sep-18	47,9	71,27	81,82	0	10,8%	45%
Oct-18	33,00	65,08	84,13	0	-8,7%	14,6%
Nov-18	34,38	61,97	75,56	0	-4,8%	4,7%
Dic-18	45,15	61,81	71,97	0	-0,3%	6,7%
Ene-19	19,74	61,99	74,74	0	0%	24%
Feb-19	15,60	54,01	70,66	0	-13%	-2%
Marz-19	3,52	48,82	61,41	0	-10%	22%
Abr - 19	5	50,41	62,48	0	3%	18%
May-19	20	48,39	60,00	0	-4%	-12%
<b>Jun-19</b>	<b>26,73</b>	<b>47,19</b>	<b>59,21</b>	<b>0</b>	<b>-2%</b>	<b>-19%</b>

# Abril 2019: Se aprecia un descenso de los precios mínimos y máximos, con un marcado efecto depresor en los días de mayor producción eólica



Fuente: OMIE y REE / Elaboración AEE

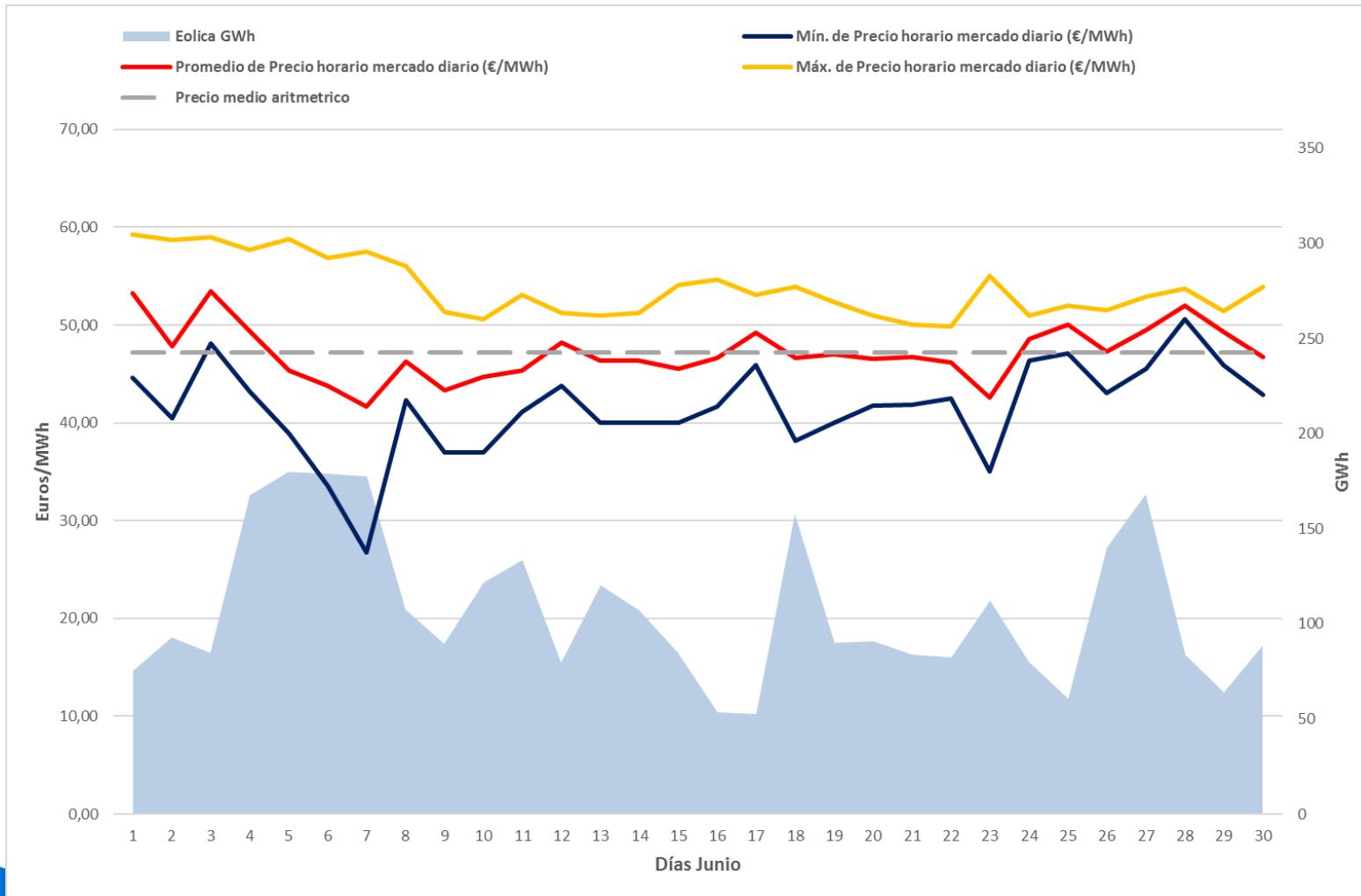
# Mayo 2019: Se aprecia un descenso de los precios máximos, con un marcado efecto depresor en los días de mayor producción eólica



Fuente: OMIE y REE / Elaboración AEE

42

# Junio 2019: Se aprecia un descenso de los precios máximos y un aumento de los precios mínimos



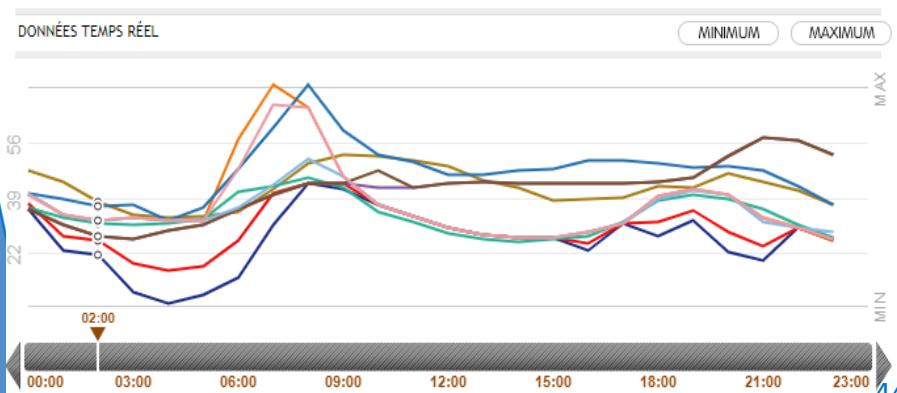
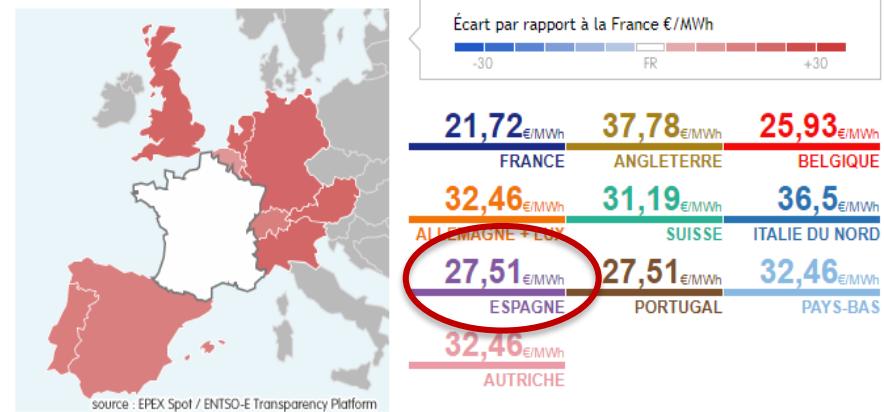
Fuente: OMIE y REE / Elaboración AEE

43

# Comparativa de PMD con otros Mercados Europeos, en los días de precio mínimo y máximo, alineado con los mercados vecinos

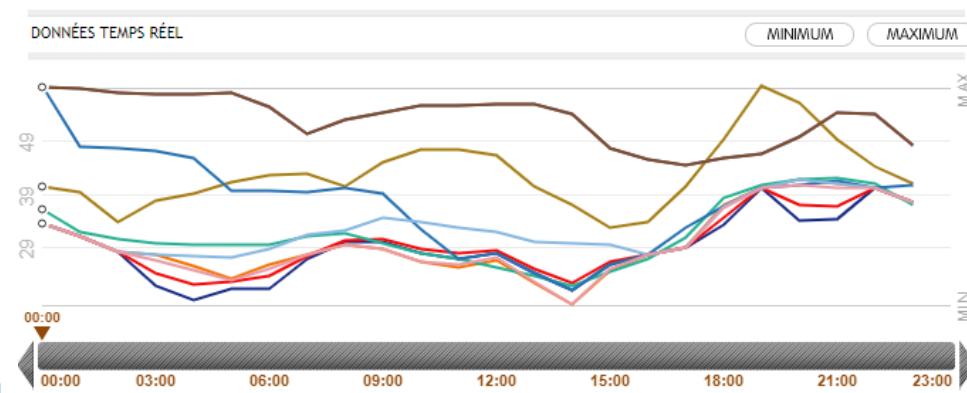
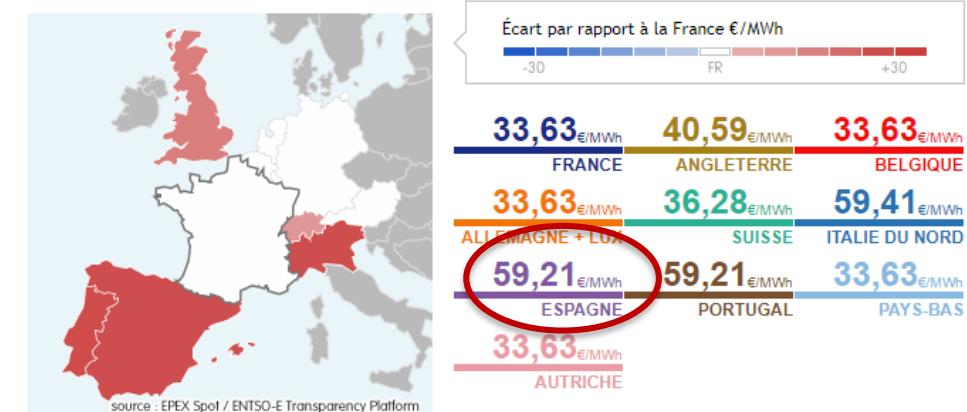
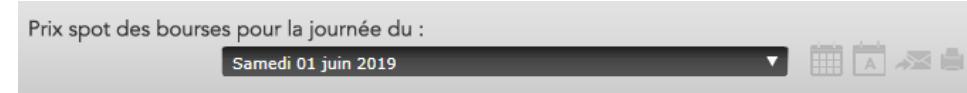
JUNIO

Día precio mín. España (7 junio)



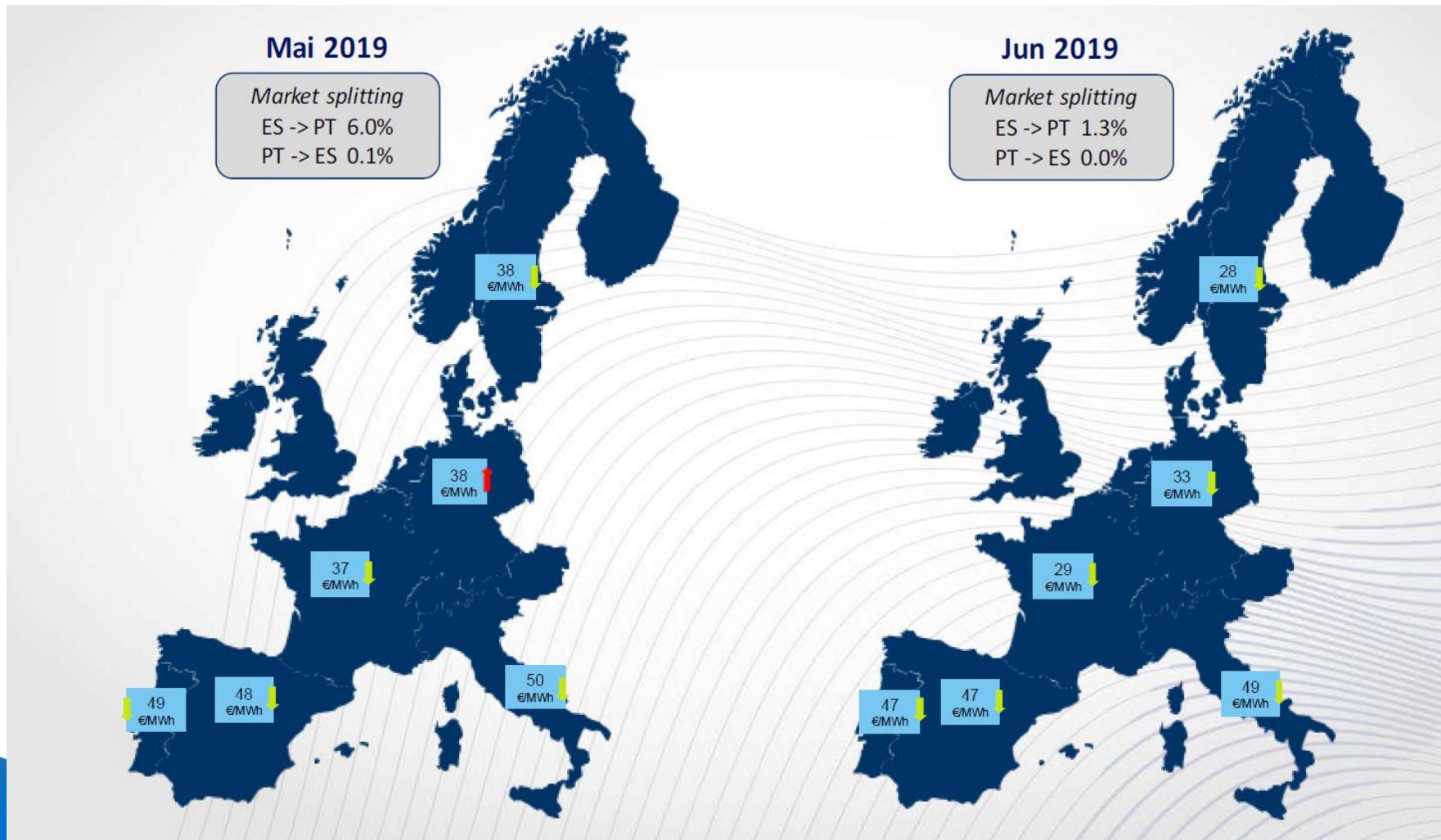
Fuente: RTE France

Día precio máx. España (1 junio)



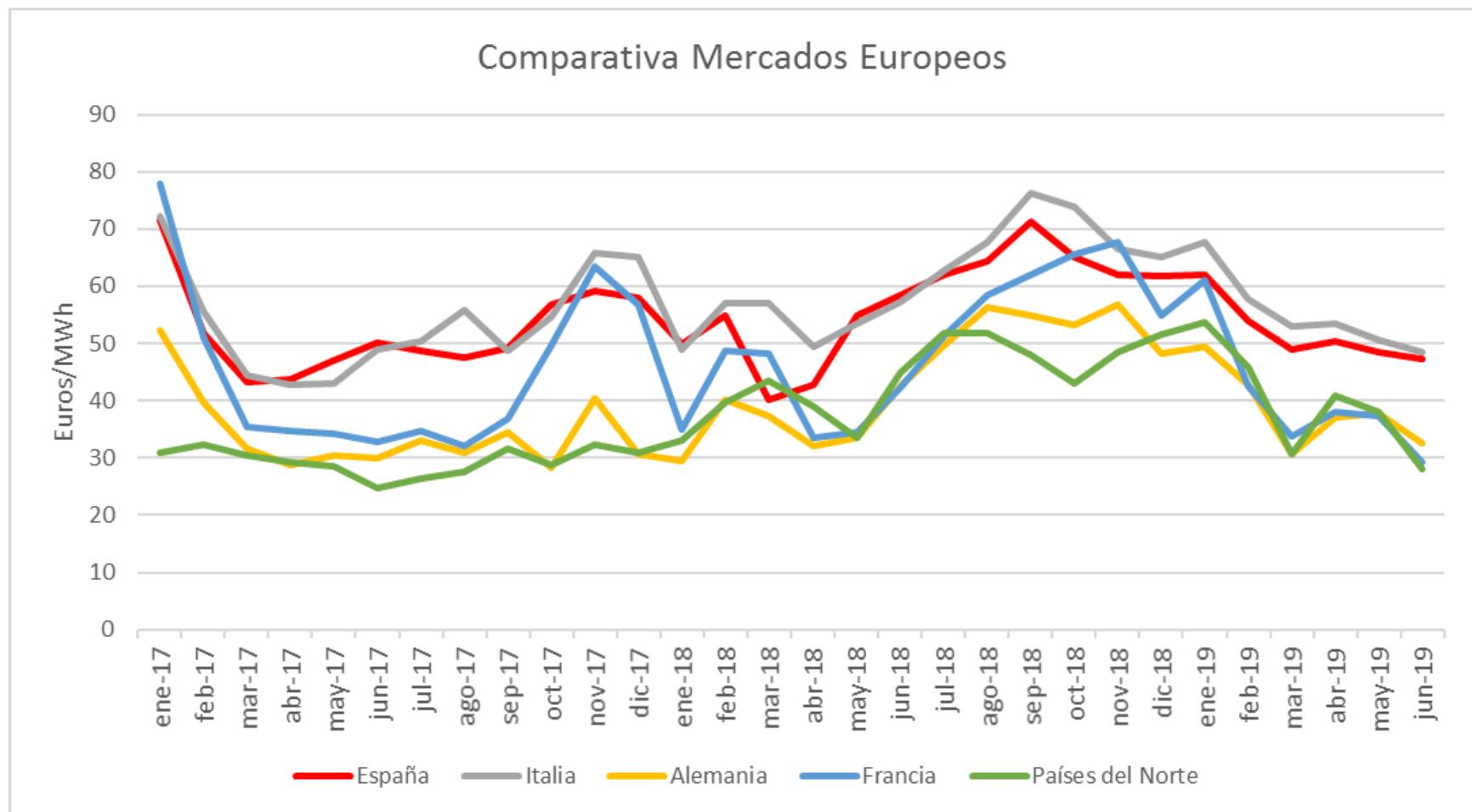
Asociación Empresarial Eólica

# Comparativa de PMD con otros Mercados Europeos en mayo y junio: la recuperación del IVPEE no es perceptible



Fuente: RTE France

# Junio 2019. Evolución de PMD en otros Mercados Europeos: perfil alto de precios



# El factor de apuntamiento de la eólica se mantiene alto por la estabilización de precios interhorarios

AÑO	Generación eólica medida Peninsular (GWh)	Promedio horario generación eólica (MWh)	Precio medio ARITMÉTICO mensual (€/MWh)	Precio medio PONDERADO eólica (€/MWh)	Diferencia €/MWh	Factor Apuntamiento
Ene-18	7.089	7.089	49,98	<b>46,69</b>	-3,29	<b>0,9343</b>
Feb- 18	6.871	6.871	54,88	<b>53,61</b>	-1,27106398	<b>0,9768</b>
Mar-18	10.255	10.255	40,18	<b>38,64</b>	-1,54184142	<b>0,9616</b>
Abr-18	6.106	6.106	42,67	<b>39,78</b>	-2,89337966	<b>0,9322</b>
May-18	4.370	4.370	54,92	<b>50,62</b>	-4,29890453	<b>0,9217</b>
Jun-18	3.571	3.571	58,46	<b>57,12</b>	-1,34001943	<b>0,9771</b>
Jul-18	3.289	3.289	62,35	<b>61,11</b>	-1,24441574	<b>0,9800</b>
Ago-18	4.116	4.116	64,33	<b>63,35</b>	-0,98148641	<b>0,9847</b>
Sep-18	3.326	3.326	71,27	<b>70,02</b>	-1,24672942	<b>0,9825</b>
Oct-18	5.859	5.859	65,08	<b>62,60</b>	-2,47852623	<b>0,9619</b>
Nov-18	6.358	6.358	61,97	<b>60,47</b>	-1,49960611	<b>0,9758</b>
Dic-18	5.800	5.800	61,81	<b>60,60</b>	-1,21147575	<b>0,9804</b>
Ene-19	5.961	8.012	<b>61,99</b>	<b>60,49</b>	-1,50	<b>0,9758</b>
Feb-19	3.645	5.425	<b>54,01</b>	<b>51,32</b>	-2,69	<b>0,9502</b>
Mar-19	4.823	6.483	<b>48,82</b>	<b>46,65</b>	-2,17	<b>0,9556</b>
Abr-19	4.595	6.382	<b>50,41</b>	<b>47,36</b>	-3,05	<b>0,9394</b>
Mayo-19	4.581	6.157	<b>48,39</b>	<b>45,84</b>	-2,55	<b>0,9472</b>
Jun-19	3.212	4.461	<b>47,19</b>	<b>46,01</b>	-1,128	<b>0,9749</b>

# La retribución a mercado de la eólica

Año	Precio medio PONDERADO eólica (€/MWh)	Ganancia/ Pérdida Intradiario (€/MWh)	Ganancia Restricciones técnicas (€/MWh)	Pérdida por coste desvíos (€/MWh)	Pérdida por coste reserva a subir (€/MWh)	Ingreso total mercado (€/MWh)
May-18	50,53	-0,04	0,24	-0,50	-0,01	<b>50,22</b>
Jun-18	56,98	0,01	0,16	-0,53	0	<b>56,62</b>
Jul-18	61,11	0,01	0,1	-0,59	0	<b>60,63</b>
Ago-18	63,35	0,08	0,07	-0,49	-0,04	<b>62,97</b>
Sep-18	70,02	-0,01	0,02	-0,41	-0,03	<b>69,59</b>
Oct-18	62,6	-0,01	0,06	-0,59	-0,01	<b>62,05</b>
Nov-18	60,47	0,02	0,04	-0,45	0	<b>60,08</b>
Dic-18	60,6	0,05	0,05	-0,36	0	<b>60,34</b>
Ene-19	60,49	0,03	0,03	-0,33	0	<b>60,22</b>
Feb-19	51,32	0,04	0,03	-0,62	0	<b>50,77</b>
Mar-19	46,65	-0,01	0,04	-0,41	0	<b>46,27</b>
Abr-19	47,36	-0,01	0,25	-0,62	-0,01	<b>46,97</b>
Mayo-19	45,84	-0,03	0,04	-0,82	0	<b>45,03</b>
Jun-19	46,01	-0,02	0,03	-0,51	0	<b>45,51</b>

Fuente: REE / Elaboración AEE

# Índice

## 1. Situación actual:

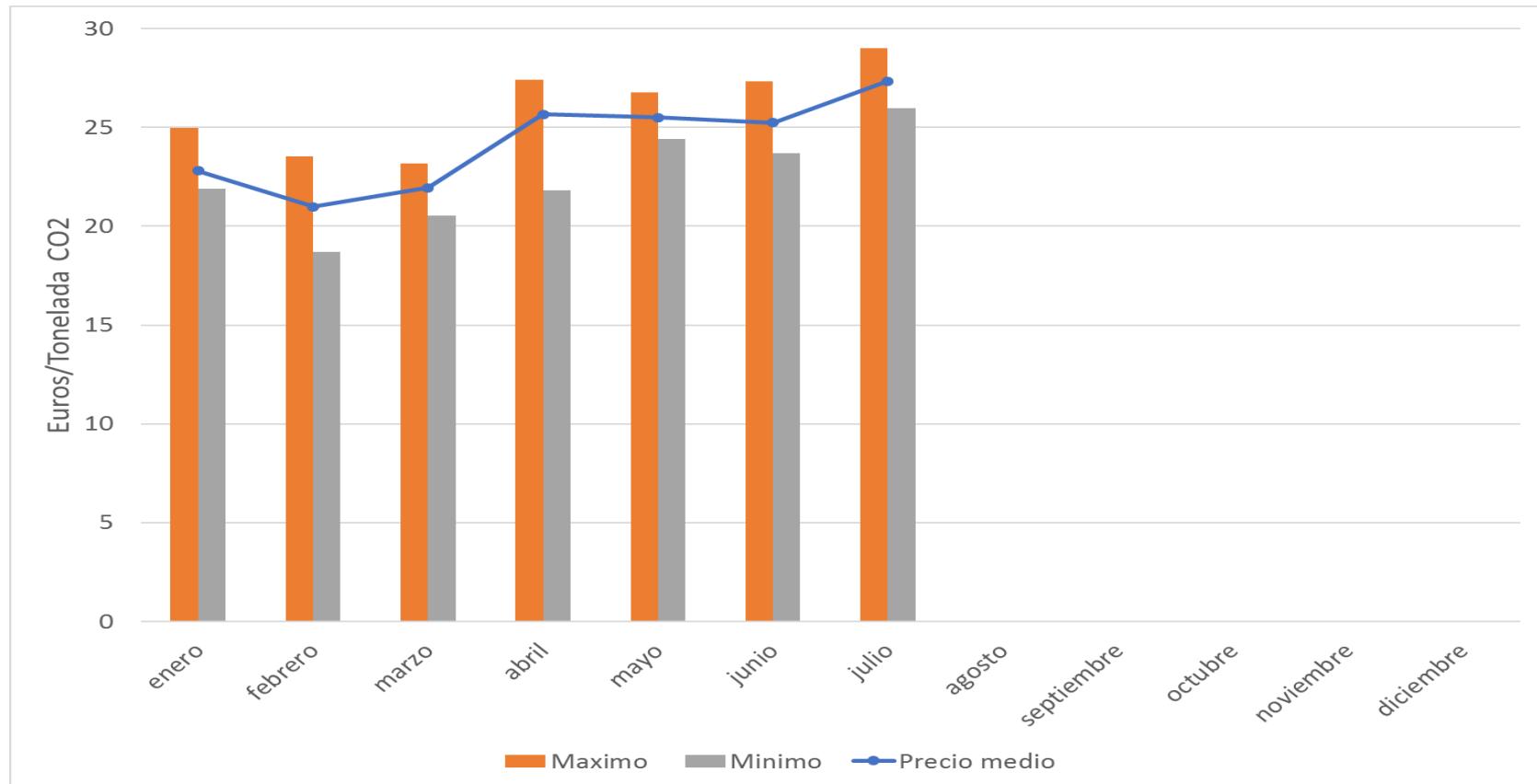
- Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica
- Evolución del mercado de la electricidad: evolución de los precios del mercado diario
- Evolución de los precios de los derechos de emisión CO2
- Evolución de los mercados ajuste

## 2. Producción eléctrica en los territorios no peninsulares

## 3. Mercados futuros

## 4. Previsión de Precios

# Evolución Precio Derechos de emisión CO2

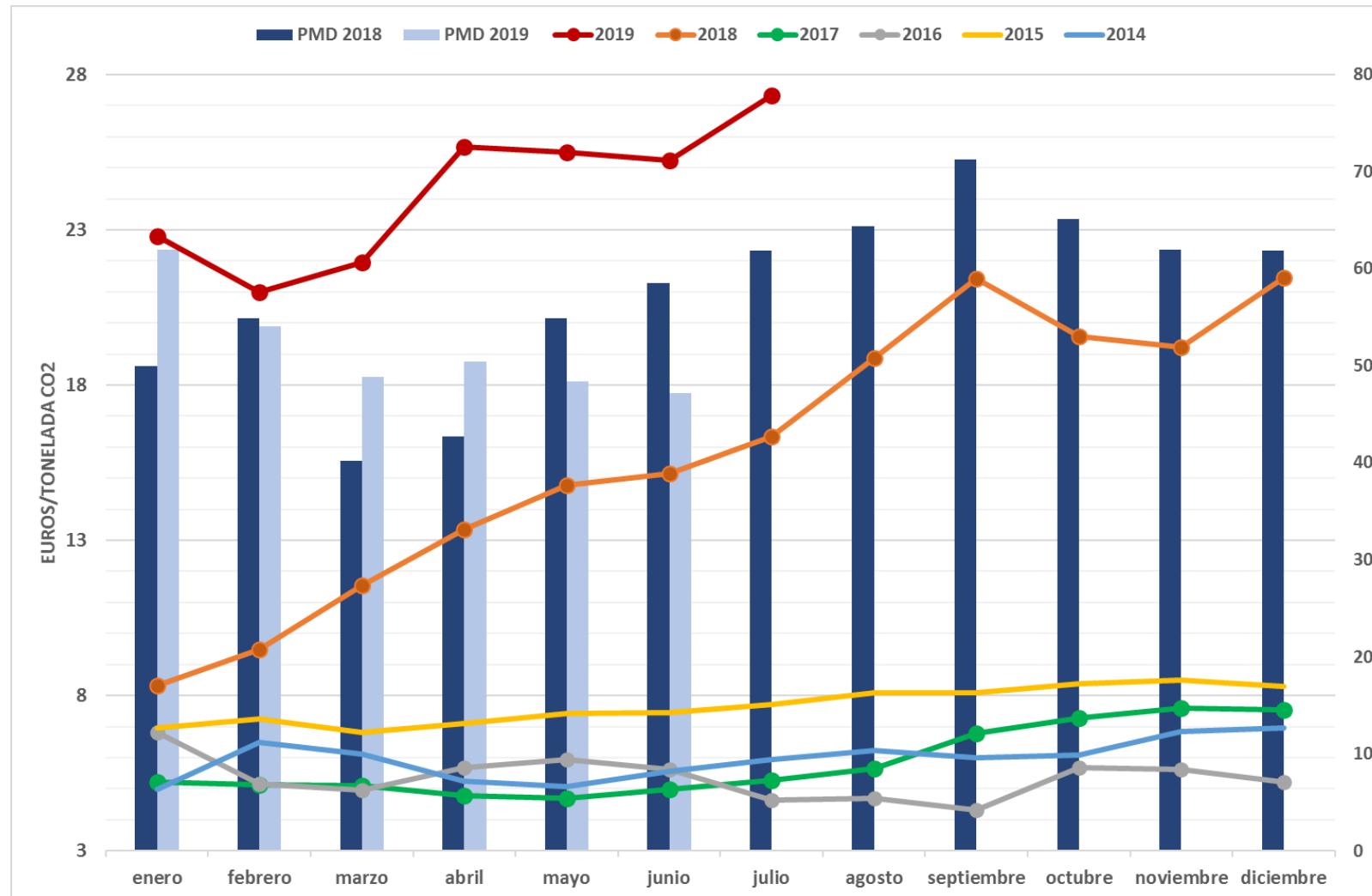


Precios CO2	EUA	CER
<b>Media anual</b>	<b>24,08 €</b>	<b>0,22 €</b>
Junio	25,24 €	0,20 €
Julio	27,33 €	0,21 €

Fuente: SENDECO /Elaboración AEE

50

# Evolución Precio Derechos de emisión CO2

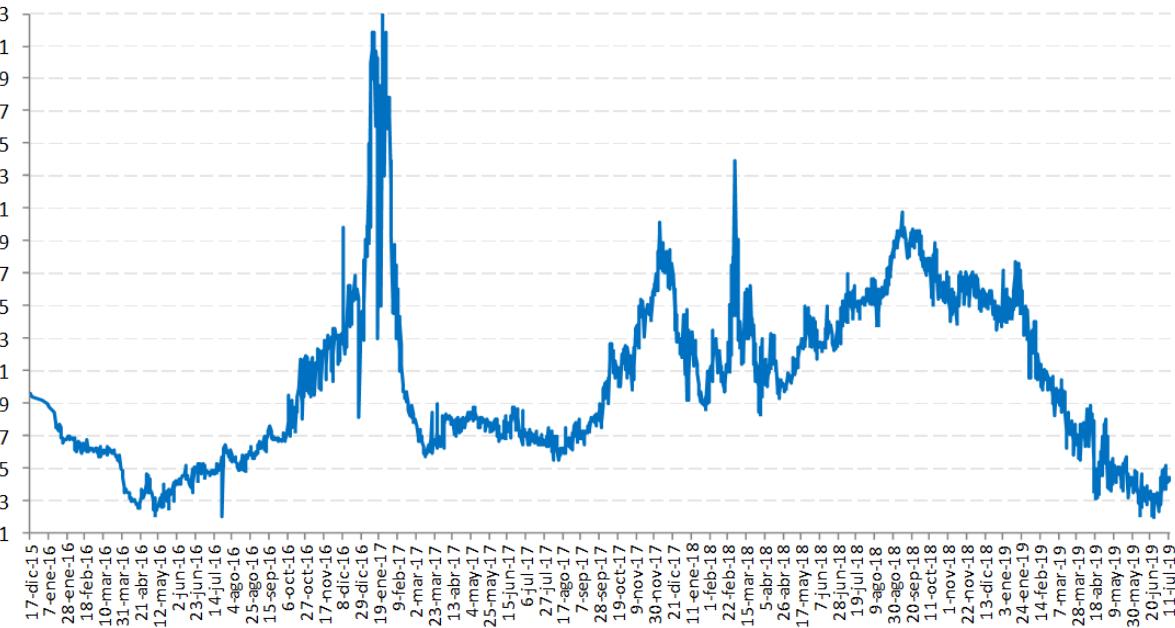


El valor promedio de los derechos de emisión de CO2 ha alcanzado en junio el valor medio de **25,24** Euros/tonelada, continuando con la escalada del último año. En julio, hasta el día 17, se marcaba un valor medio de **27,33** Euros/tonelada.

# Evolución precio del gas natural: bajada afecta a los precios de casación

€ / MWh

Evolución Precio Gas - Day Ahead  
MIBGAS



Fuente: MIBGAS/ACOGEN

52

Mes	MIBGAS+	Difer.	%	MIN	MAX
Dic 2015	19,39			19,3	19,7
Ene 2016	17,48	-1,91	-9,9%	16,6	19,0
Feb 2016	16,38	-1,10	-6,3%	16,0	16,9
Mar 2016	15,78	-0,60	-3,7%	14,9	16,4
Abr 2016	13,43	-2,35	-14,9%	12,6	14,7
May 2016	13,28	-0,15	-1,1%	12,2	14,4
Jun 2016	14,63	1,35	10,2%	13,5	15,4
Jul 2016	15,25	0,62	4,2%	12,0	16,4
Ago 2016	15,63	0,38	2,5%	14,9	16,4
Sep 2016	16,84	1,21	7,7%	16,0	17,6
Oct 2016	19,31	2,47	14,7%	16,7	21,9
Nov 2016	22,02	2,71	14,0%	19,5	23,7
Dic 2016	24,11	2,09	9,5%	18,1	29,8
Ene 2017	37,01	12,90	53,5%	22,9	43,0
Feb 2017	21,75	-15,26	-41,2%	17,8	33,9
Mar 2017	16,80	-4,95	-22,8%	15,8	19,0
Abr 2017	18,02	1,22	7,3%	16,3	18,5
May 2017	18,04	0,02	0,1%	17,3	18,8
Jun 2017	17,65	-0,39	-2,2%	16,7	18,8
Jul 2017	16,92	-0,73	-4,1%	16,3	18,6
Ago 2017	16,63	-0,29	-1,7%	15,5	17,9
Sep 2017	17,73	1,10	6,6%	16,5	19,0
Oct 2017	21,21	3,48	19,6%	17,6	22,7
Nov 2017	24,05	2,84	13,4%	19,8	26,3
Dic 2017	26,16	2,11	8,8%	21,8	30,2
Ene 2018	20,72	-5,44	-20,8%	18,7	24,8
Feb 2018	23,01	2,29	11,1%	19,7	28,0
Mar 2018	23,49	0,48	2,1%	18,4	33,9
Abr 2018	20,87	-2,62	-11,2%	19,4	23,3
May 2018	22,63	1,76	8,4%	20,3	25,0
Jun 2018	23,32	0,69	3,0%	21,7	25,0
Jul 2018	25,35	2,03	8,7%	23,5	27,0
Ago 2018	26,50	1,15	4,5%	23,8	29,0
Sep 2018	29,08	2,58	9,7%	27,8	30,8
Oct 2018	26,85	-2,23	-7,7%	25,1	29,3
Nov 2018	26,18	-0,67	-2,5%	23,9	27,2
Dic 2018	25,28	-0,90	-3,4%	23,5	26,9
Ene 2019	24,81	-0,47	-1,9%	23,0	27,8
Feb 2019	20,78	-4,03	-16,2%	19,4	24,1
Mar 2019	18,12	-2,66	-12,8%	15,6	20,4
Abr 2019	16,60	-1,52	-8,4%	13,2	18,9
May 2019	14,60	-2,00	-12,0%	13,2	17,0
Jun 2019	13,36	-1,24	-8,5%	12,1	14,9
Jul 2019 (Benchmark)*	14,20	0,84	6,3%	12,8	15,2
Ago 2019 (Benchmark)	14,11	-0,09	-0,6%		
Sep 2019 (Benchmark)	15,00	0,89	6,3%		
Q4 2019 (Benchmark)	18,58	3,58	23,9%		

\*Cotizaciones Day-Ahead Mibgas hasta 11Jul2019 & Resto Mes Futuro

# Índice

## 1. Situación actual:

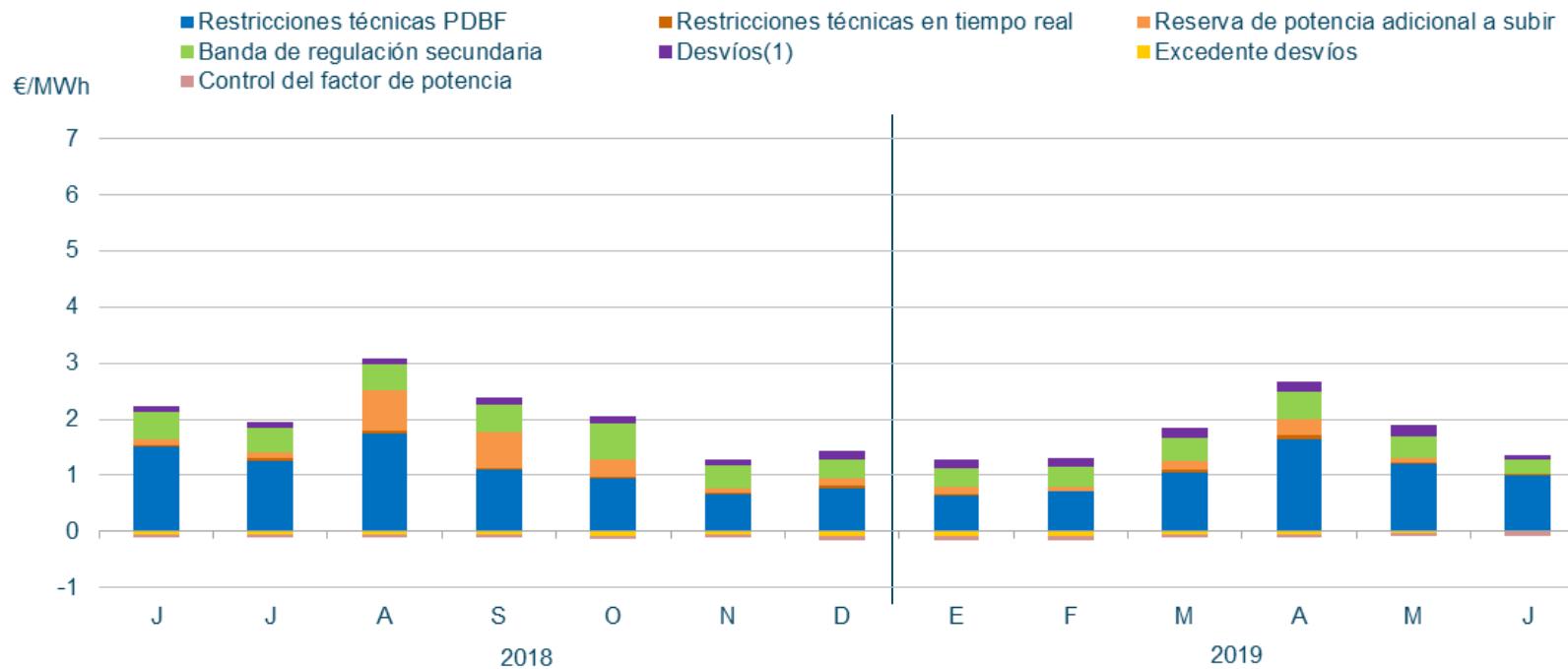
- Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica
- Evolución del mercado de la electricidad: evolución de los precios del mercado diario
- Evolución de los precios de los derechos de emisión CO2
- **Evolución de los mercados ajuste**
- Proyecto IREMEL
- Resultado Consulta pública “Propuesta de implementación en el MIBEL de la apertura del MIC A LAS 15.00h CET para el día siguiente”

## 2. Producción eléctrica en los territorios no peninsulares

## 3. Mercados futuros

## 4. Previsión de precios

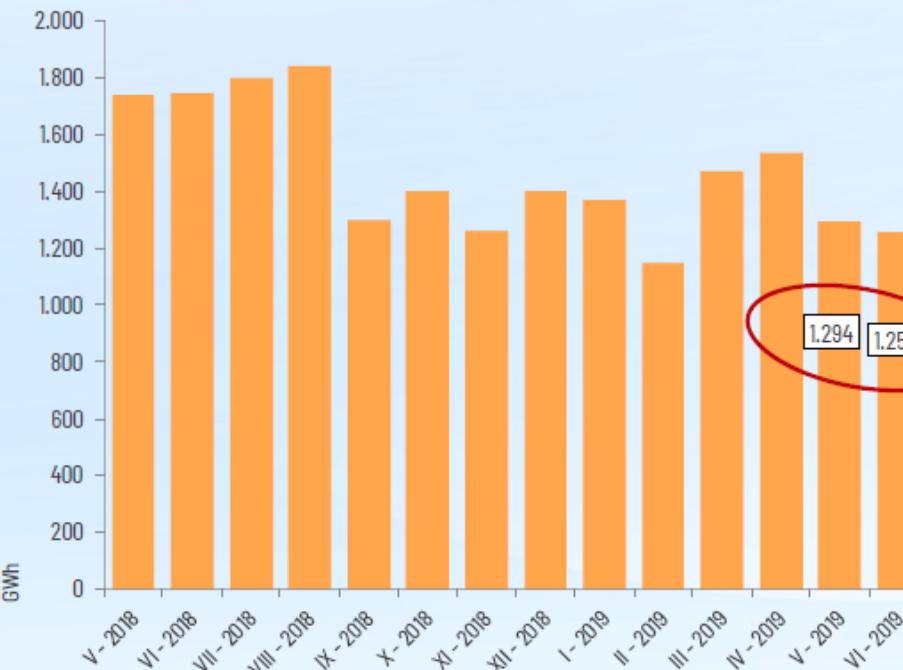
# Repercusión de los servicios de ajuste en el Precio Final Medio



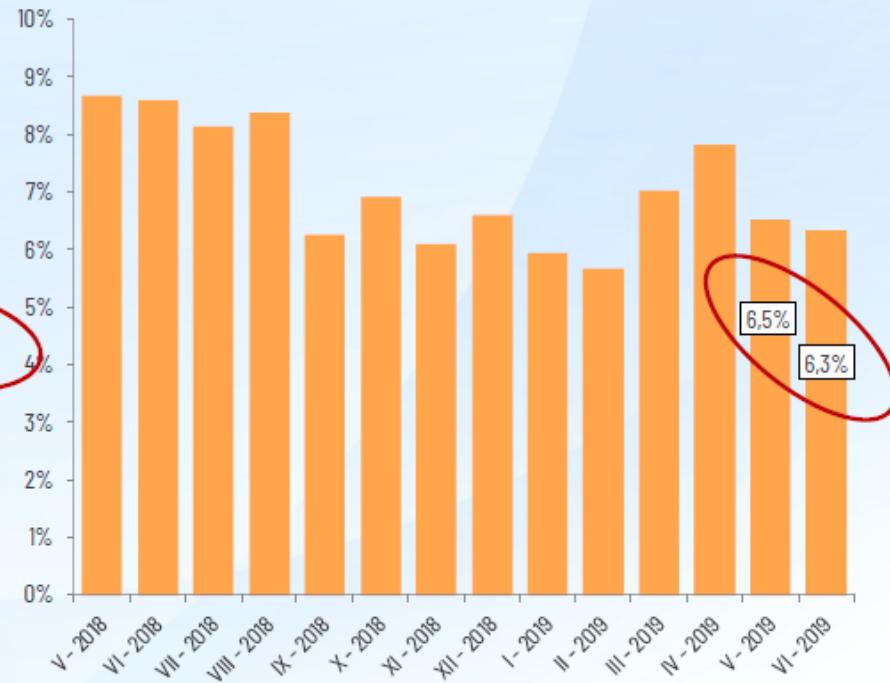
En el mes de junio de 2019, la repercusión total de los servicios de ajuste sobre el precio de la electricidad ha sido de **1,3 €/MWh**.

# Energía de Regulación y Balance del Sistema Eléctrico Peninsular, bajada general por el intradiario continuo

Energía de Regulación y Balance  
(RRTT PDBF + G. DESVIOS + STB + REG. TERCIARIA+ REG. SECUNDARIA + RRTT TR)



Energía de Regulación y Balance respecto a Demanda  
Total Servida (%)



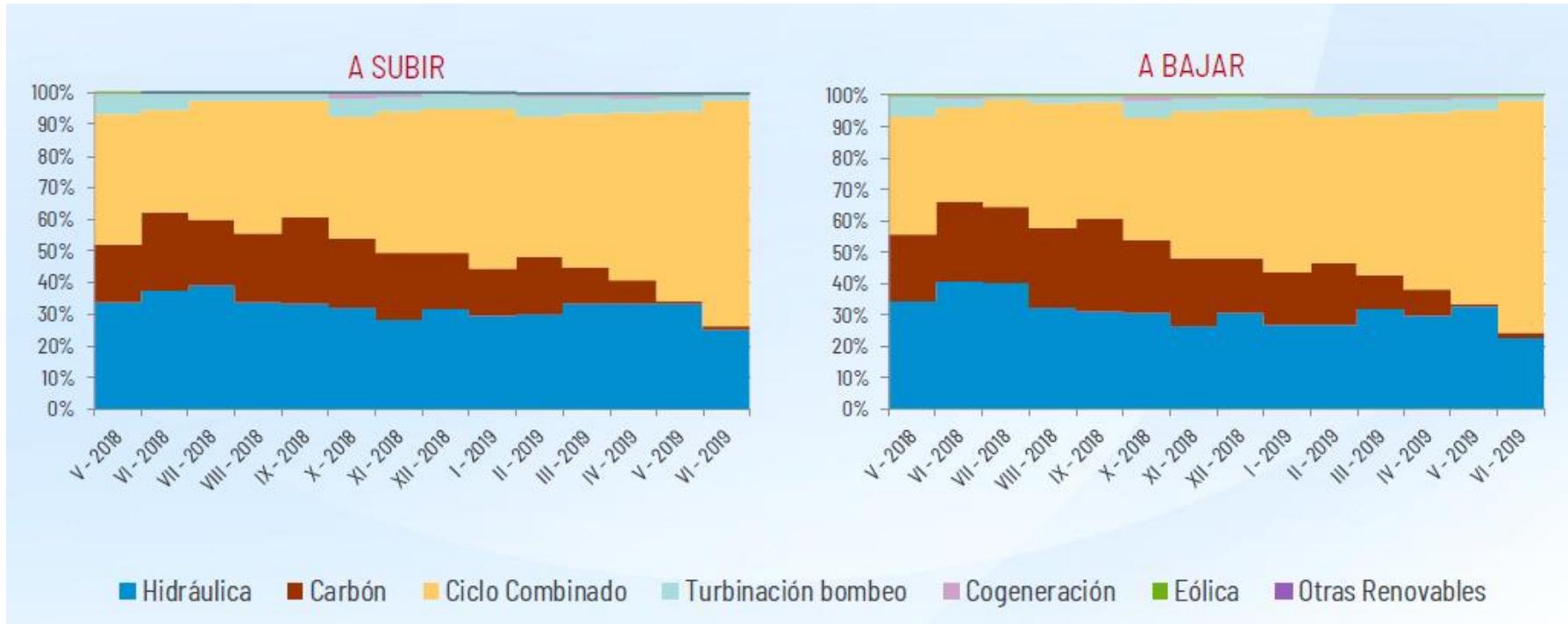
# Energía utilizada para la Gestión del Sistema Eléctrico: se incrementa la energía de Gestión de Desvíos al incrementarse los períodos de contratación por el intradiario continuo

Valores acumulados (Ene-Jun)	Año 2018	Año 2019	Diferencia 2019 c/r 2018
G. Desvíos	821	1.348	64%
Reg. Terciaria	1.955	1.180	-40%
Reg. Secundaria	1.298	1.270	-2%
STB	68	25	-64%
Total (GWh)	4.142	3.824	-8%

GWh		V - 2018	VI - 2018	VII - 2018	VIII - 2018	IX - 2018	X - 2018	XI - 2018	XII - 2018	I - 2019	II - 2019	III - 2019	IV - 2019	V - 2019	VI - 2019
G. Desvíos	Subir	60	148	230	261	231	220	207	133	259	79	94	152	154	245
	Bajar	12	48	40	65	28	26	25	73	48	80	96	71	38	32
Reg. Terciaria	Subir	237	129	123	102	102	131	161	119	151	115	109	149	142	125
	Bajar	73	68	42	45	42	59	64	86	64	78	99	77	46	27
Reg. Secundaria	Subir	120	104	63	74	52	58	75	79	84	87	96	81	96	76
	Bajar	77	85	144	139	145	181	144	141	137	118	117	137	107	136
STB	Subir	1	1	0	0	1	2	2	2	3	1	2	2	2	7
	Bajar	3	1	0	3	0	1	2	2	2	1	2	2	1	1
Total (GWh)	Subir	417	383	416	437	386	410	445	332	495	284	300	384	393	453
	Bajar	165	203	226	252	215	267	235	302	250	278	313	287	191	197

# Banda de Regulación Secundaria

## Tecnología Asignada, alto peso de la hidráulica

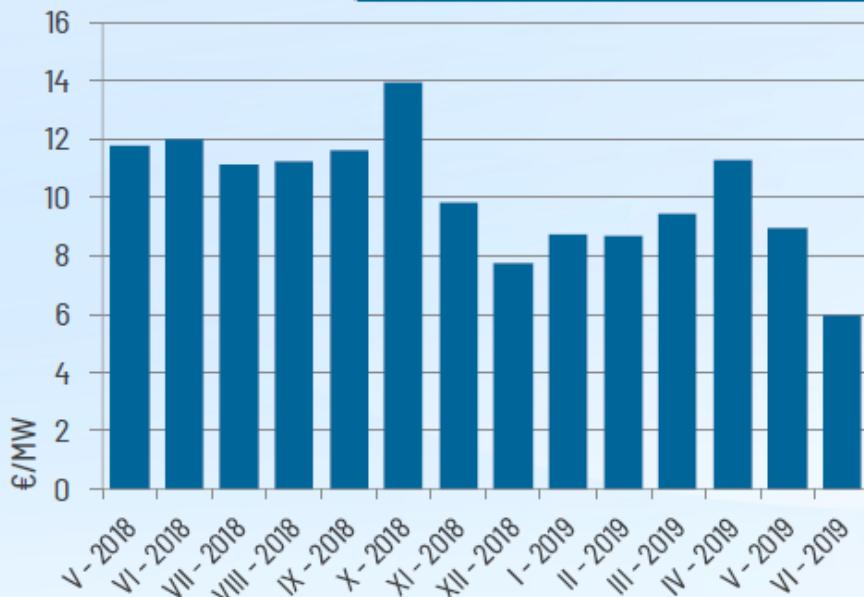


Fuente: REE

# Banda de Regulación Secundaria

## Precio Medio Ponderado, bajo por el menor coste del combustible

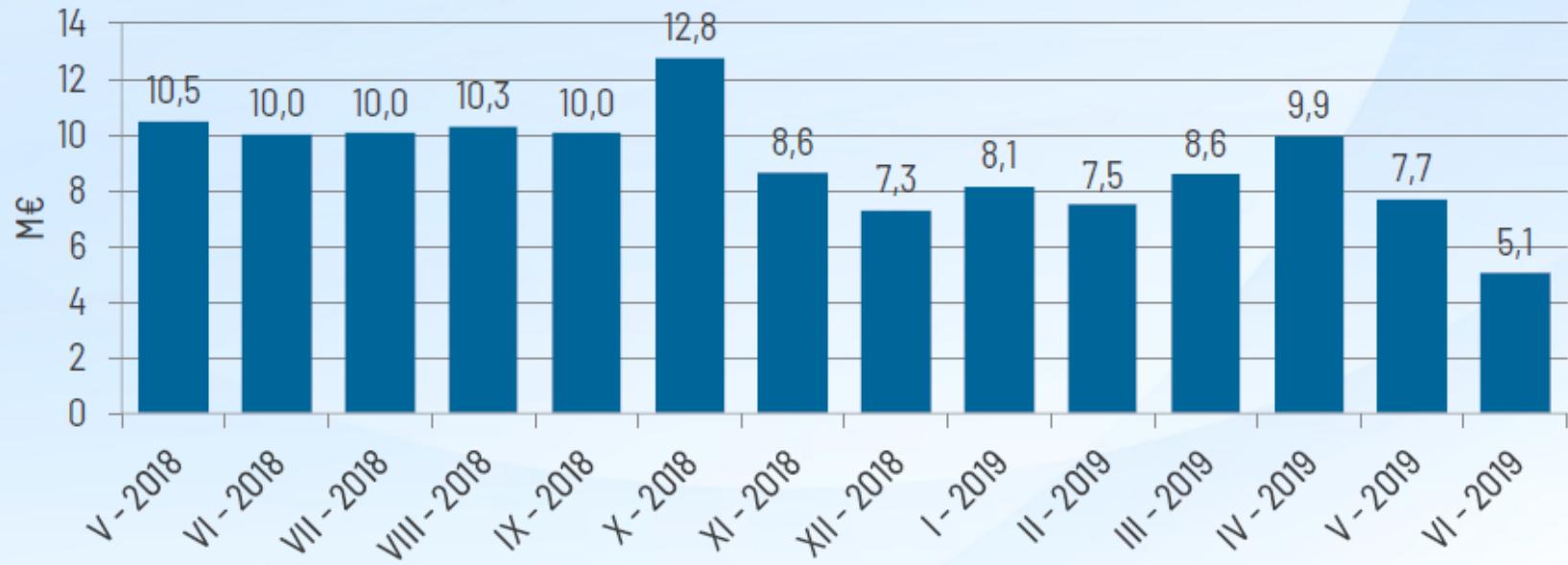
Precio Medio Ponderado (€/MW)	2018	2019	Δ (%)
Mayo	11,77	8,92	-24,2%
Junio	12,01	5,94	-50,6%
Precio Medio Ponderado (Ene-Jun)	14,54	8,85	-39,1%



# Banda de Regulación Secundaria

## Coste

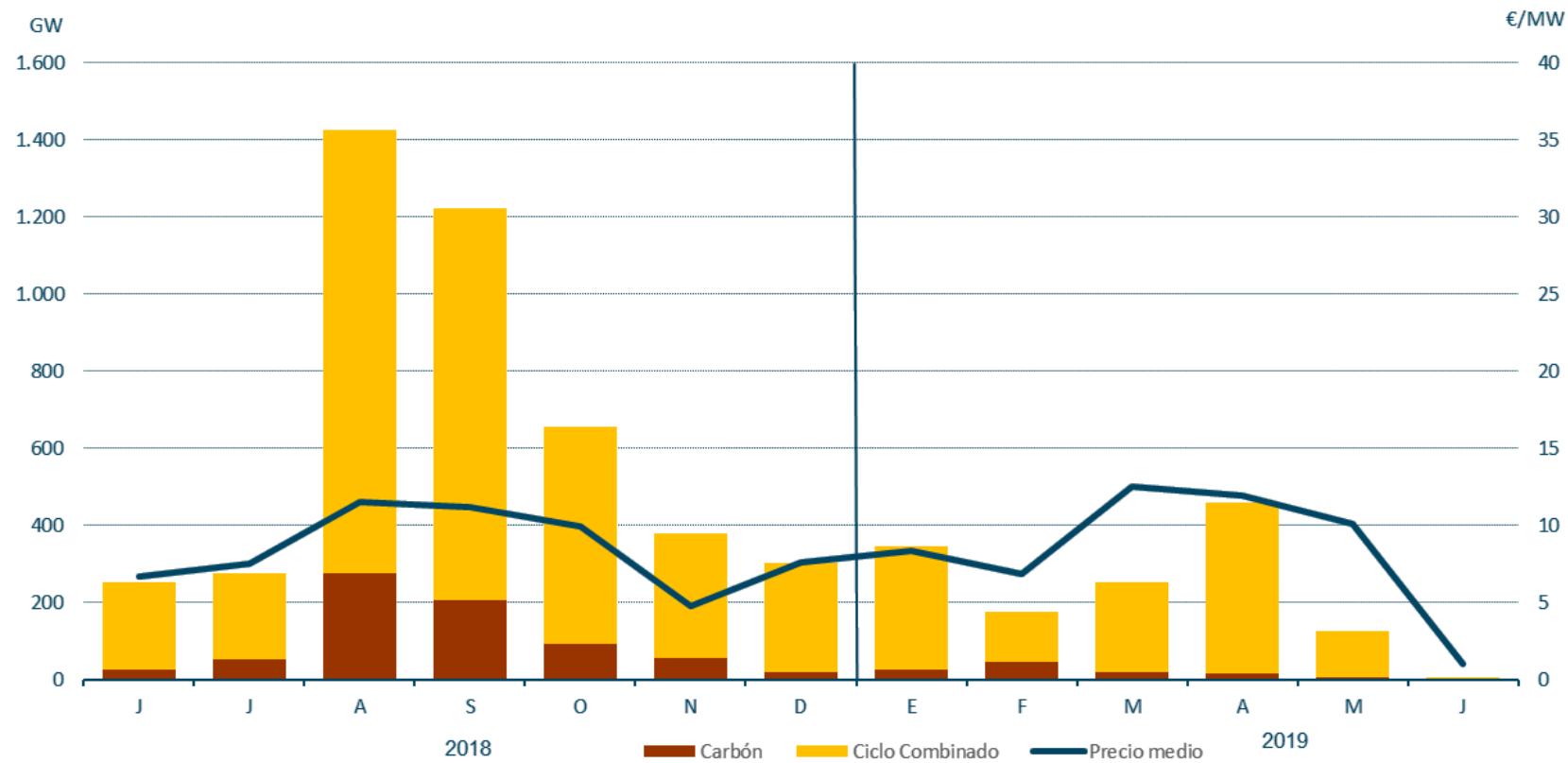
Coste (M€)	2018	2019	Δ (%)
Mayo	10,48	7,69	-26,6%
Junio	10,01	5,06	-49,4%
Coste medio mensual (Ene-Jun)	13,29	7,82	-41,2%



Fuente: REE

# Reserva de potencia adicional a subir

## Reserva asignada y precio medio ponderado



Fuente: REE

# Reserva de potencia adicional a subir

## Reserva asignada

Valores acumulados (Ene-Jun)	2018	2019
Requisitos de reserva (GW)	1.062	1.365
Reserva asignada (GW)	1.077	1.362
Satisfacción (%)	101%	100%

Valores mensuales	2019 Mayo	2019 Junio	Δ (%)
Requisitos de reserva (GW)	124	4	-96,6%
Reserva asignada (GW)	126	4	-96,7%
Satisfacción (%)	101%	100%	

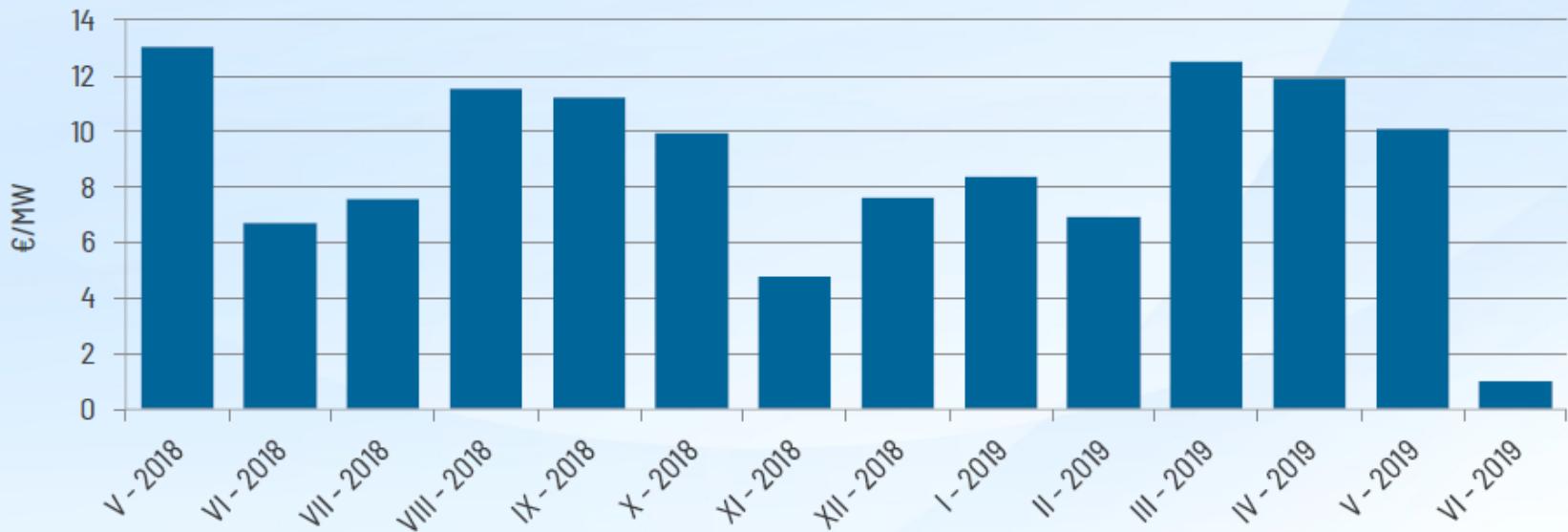


Fuente: REE

# Reserva de potencia adicional a subir

## Precio medio ponderado

Precio Medio Ponderado (€/MW)	2018	2019	Δ (%)
Mayo	13,03	10,09	-22,6%
Junio	6,70	1,00	-85,1%
Precio Medio Ponderado (Ene-Jun)	15,07	10,27	-31,9%

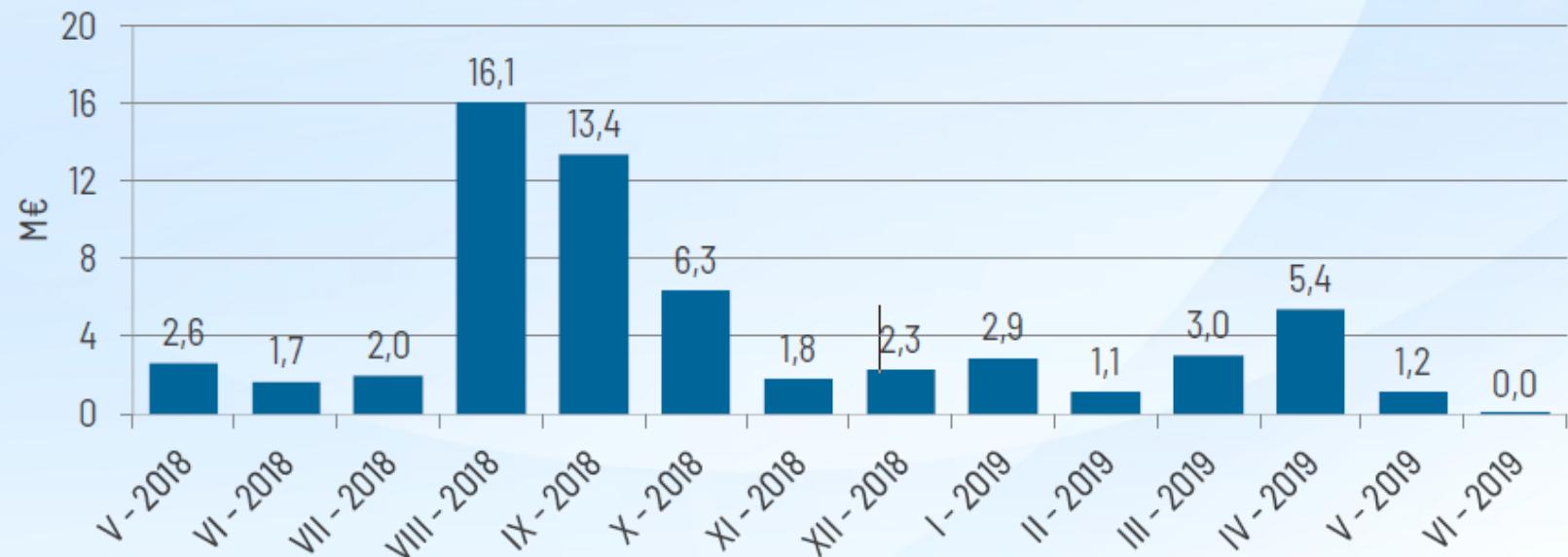


Fuente: REE

# Reserva de potencia adicional a subir

## Coste

Coste (M€)	2018	2019	Δ (%)
Mayo	2,65	1,16	-56,2%
Junio	1,67	0,00	-99,7%
Coste medio mensual (Ene-Jun)	2,66	2,27	-14,7%

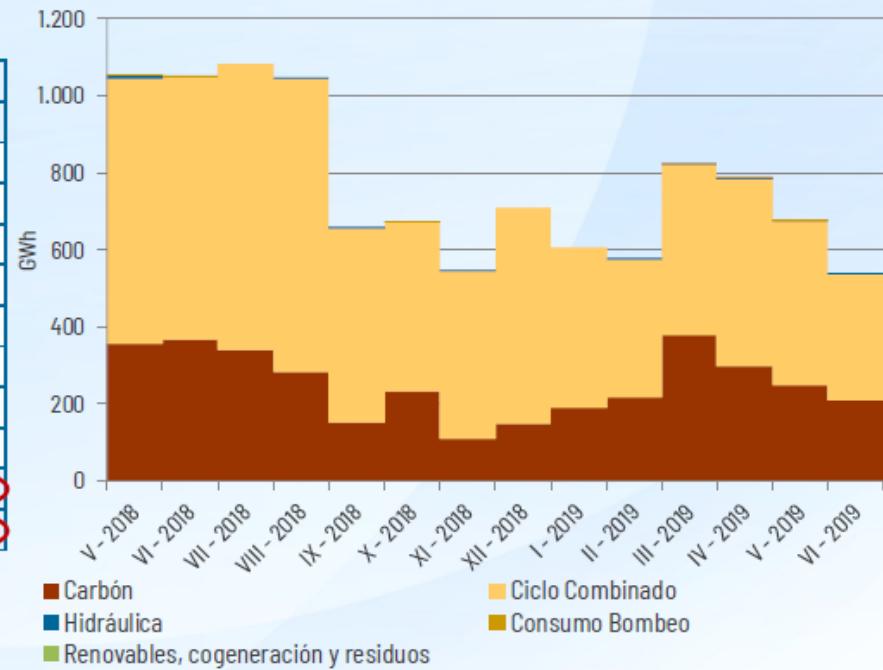


Fuente: REE

# Restricciones técnicas en el PDBF

## Energía a subir– Fase I (GWh)

	Energía a Subir (GWh)		
	2018	2019	Δ (%)
Valores acumulados (Ene-Jun)			
Carbón	2.332	1.550	-34%
Ciclo Combinado	3.913	2.443	-38%
Hidráulica	7	7	0%
Consumo Bombeo	7	1	-86%
Cogeneración	0	0	-
Eólica	0	0	-
Otras renovables	0	0	-
Residuos	0	0	-
<b>Total</b>	<b>6.259</b>	<b>4.001</b>	<b>-36%</b>
Precio medio ponderado (€/MWh)	85,55	81,70	-4%



Fuente: REE

# Restricciones técnicas en el PDBF

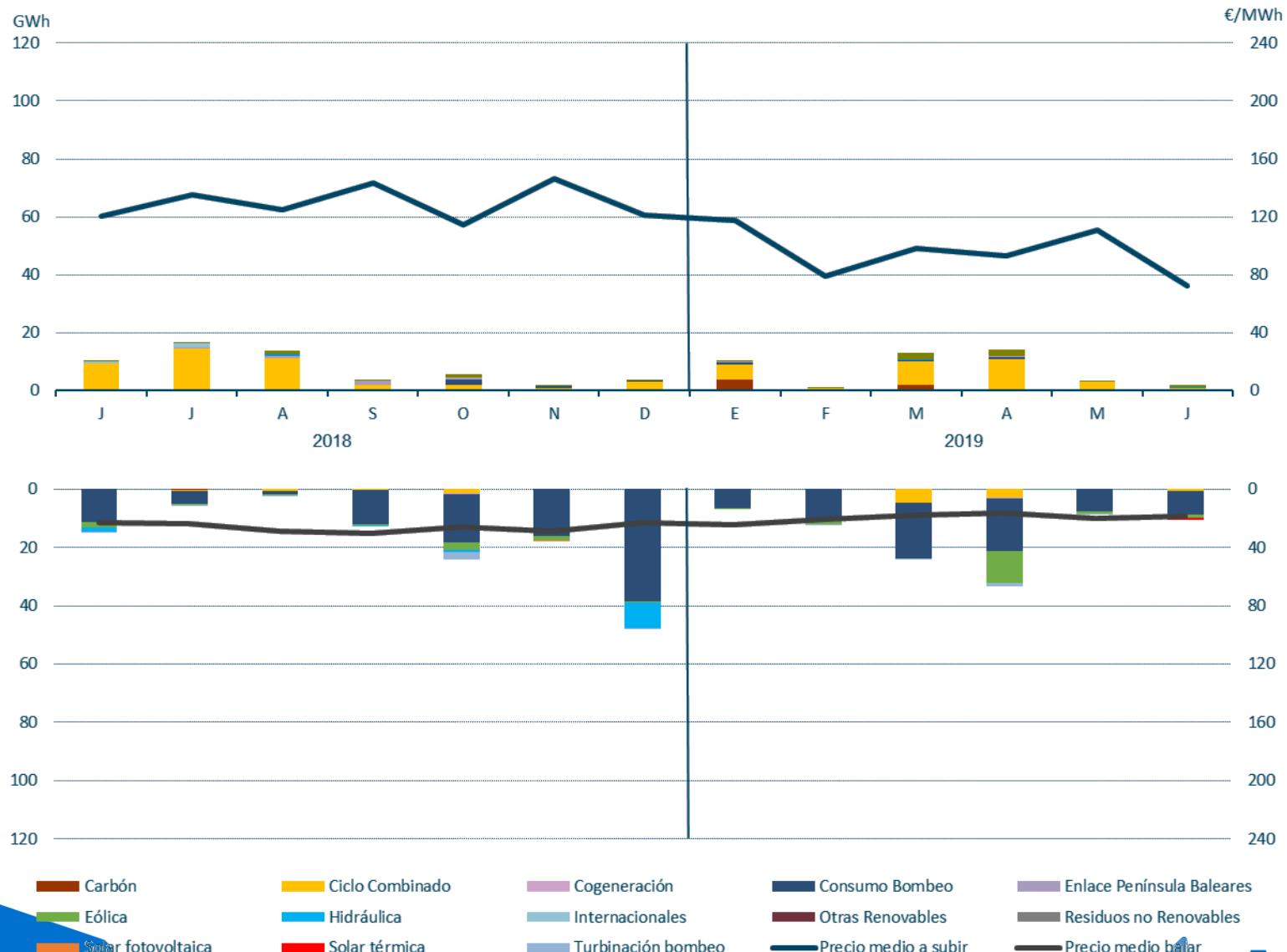
## Energía a subir y bajar– Fase I (GWh)



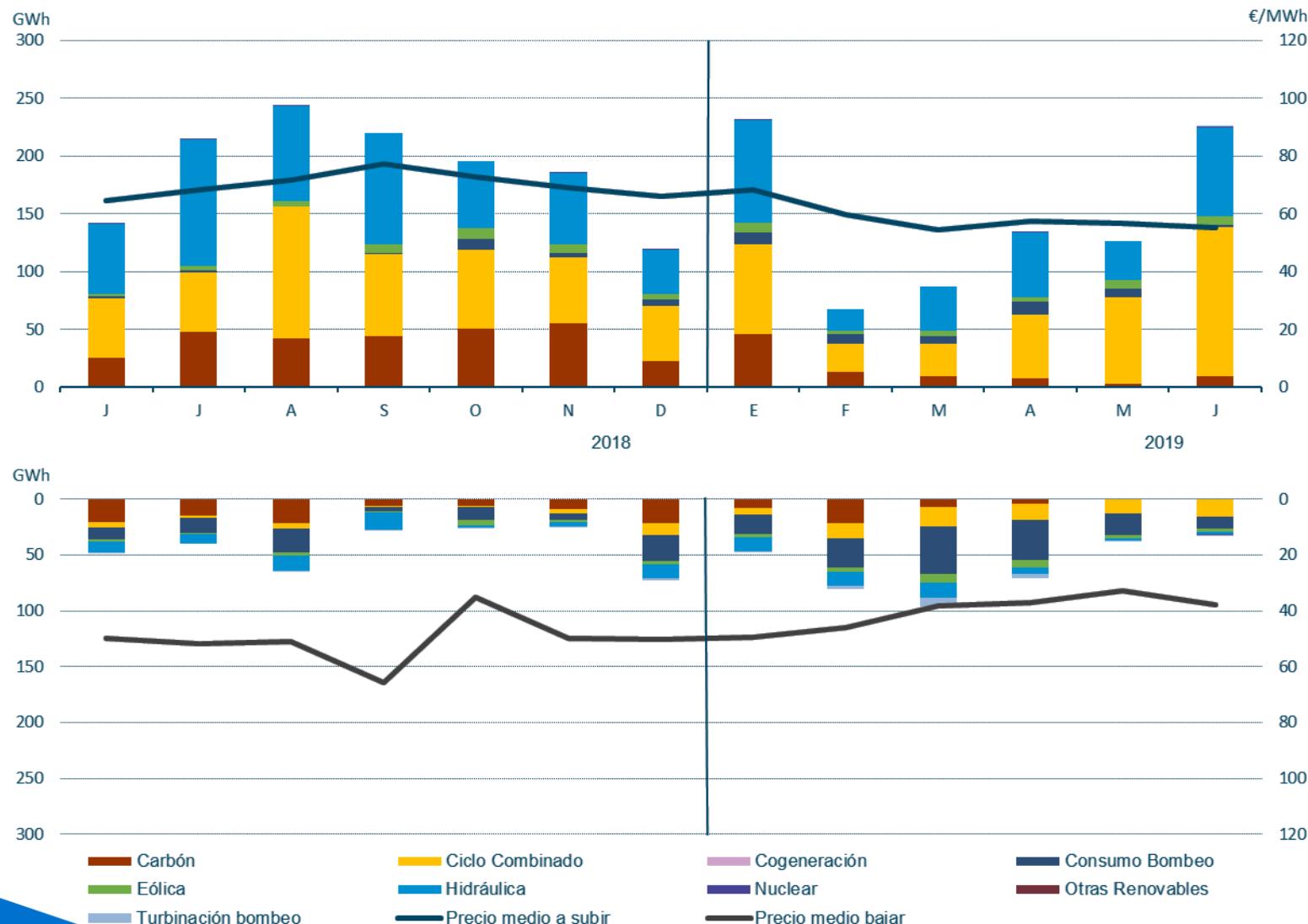
Fuente: REE

65

# Restricciones técnicas en tiempo real



# Gestión de Desvíos

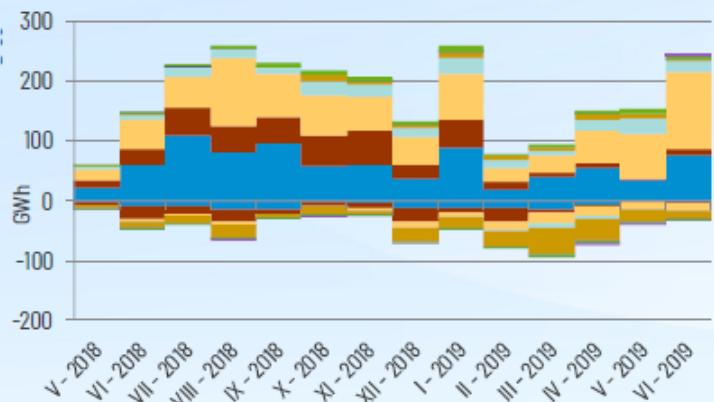


Fuente: REE

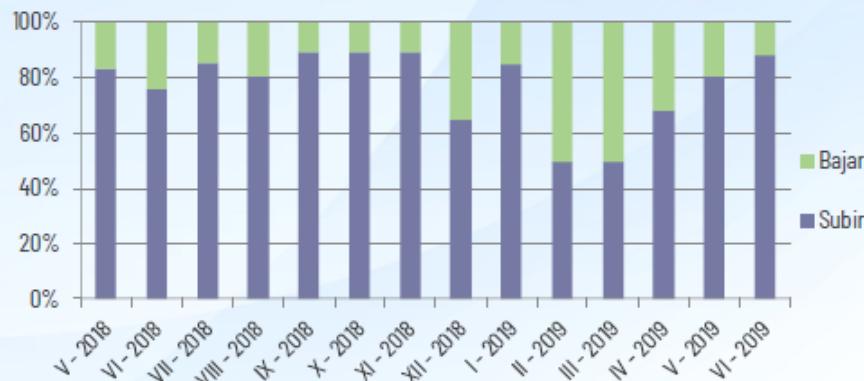
# Gestión de Desvíos

## Energía

Valores acumulados (Ene-Jun)	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2018	2019	Δ(%)	2018	2019	Δ(%)
Hidráulica	174	312	79%	41	49	20%
Turbinación bombeo	60	111	85%	20	16	-20%
Consumo bombeo	37	45	22%	58	153	164%
Carbón	145	88	-39%	67	41	-39%
Ciclo combinado	177	388	119%	23	81	252%
Nuclear	1	2	100%	0	1	-
Cogeneración	0	0	-	0	0	-
Eólica	9	36	300%	11	25	127%
Otras renovables y residuos	0	0	-	0	0	-
<b>Total</b>	<b>603</b>	<b>982</b>	<b>63%</b>	<b>220</b>	<b>366</b>	<b>66%</b>
Precio medio ponderado (€/MWh)	59,71	59,56	0%	37,35	40,56	9%

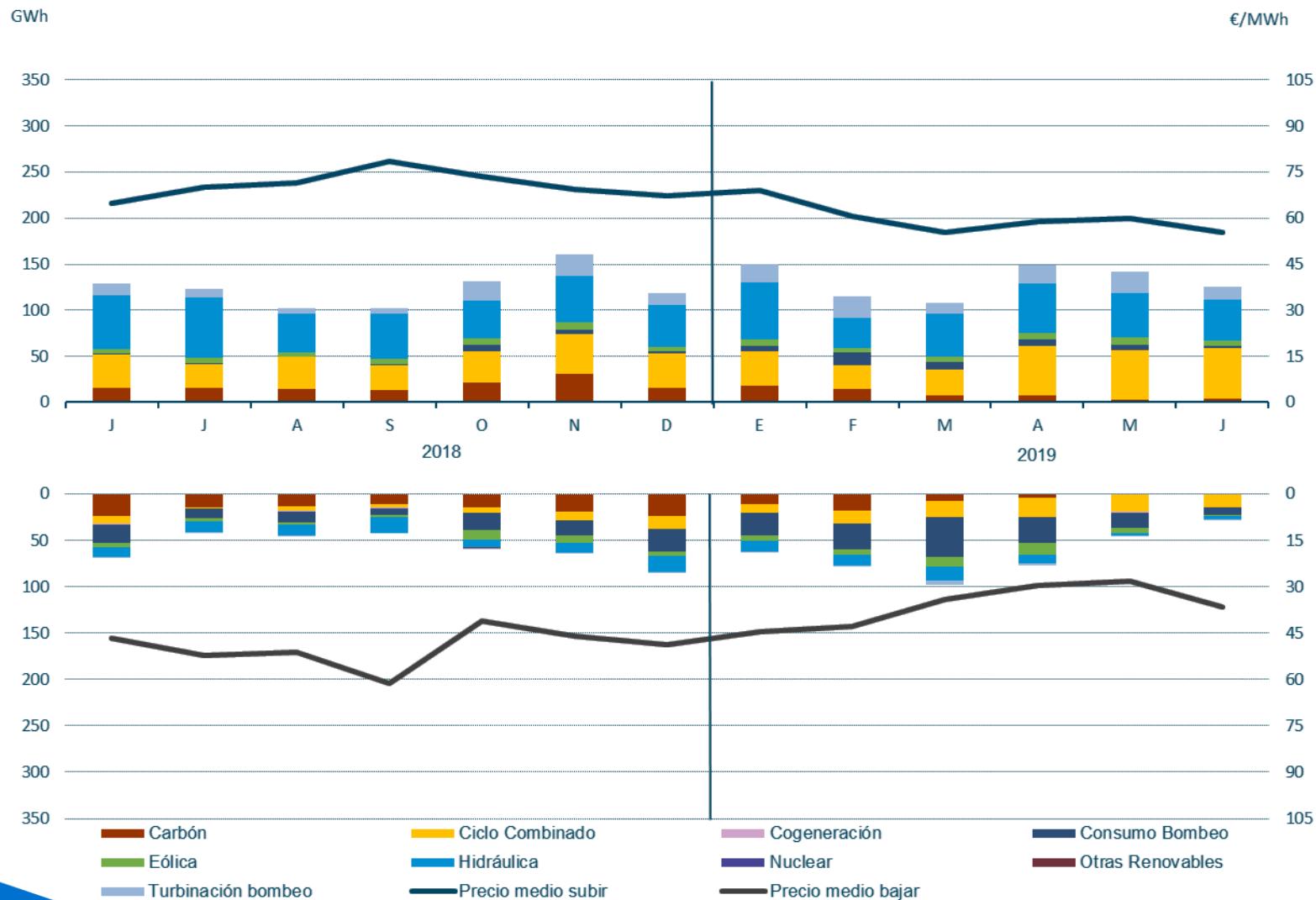


- Otras Renovables
- Eólica
- Cogeneración
- Nuclear
- Consumo Bombeo
- Turbinación bombeo
- Ciclo Combinado
- Carbón
- Hidráulica



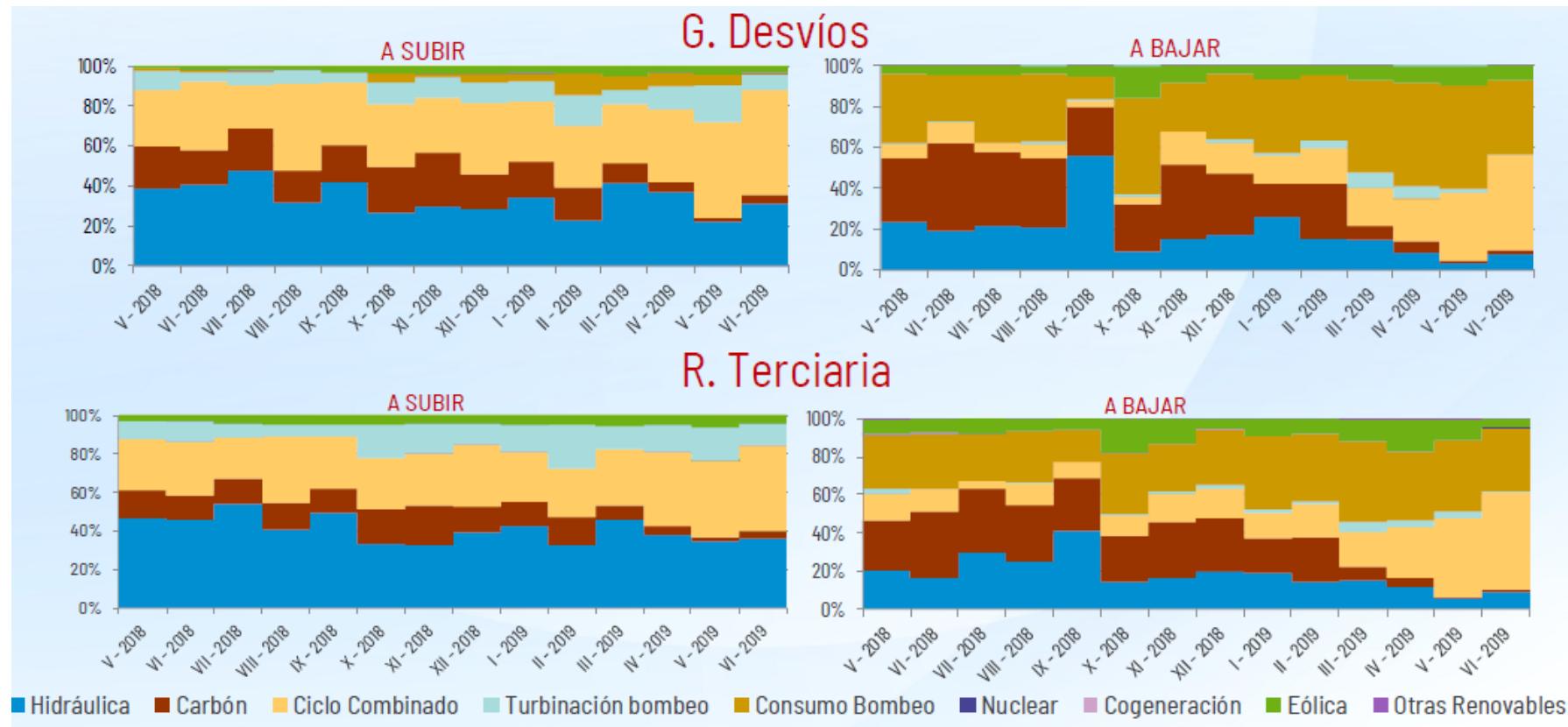
Fuente: REE

# Energía de Regulación terciaria



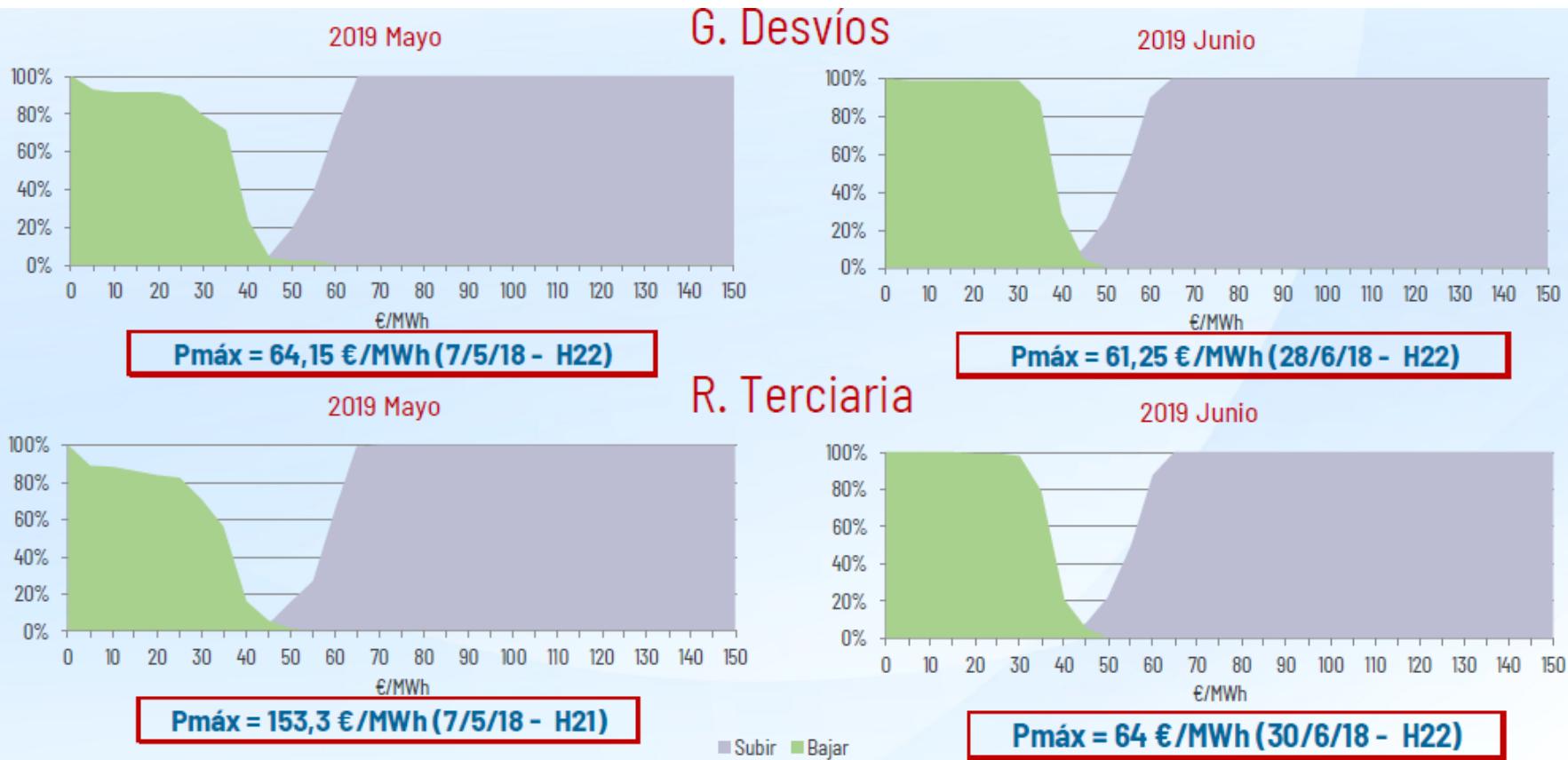
Fuente: REE

# Energía de Gestión de Desvíos y Regulación terciaria



Fuente: REE

# Precios de Gestión de Desvíos y Regulación terciaria



Fuente: REE

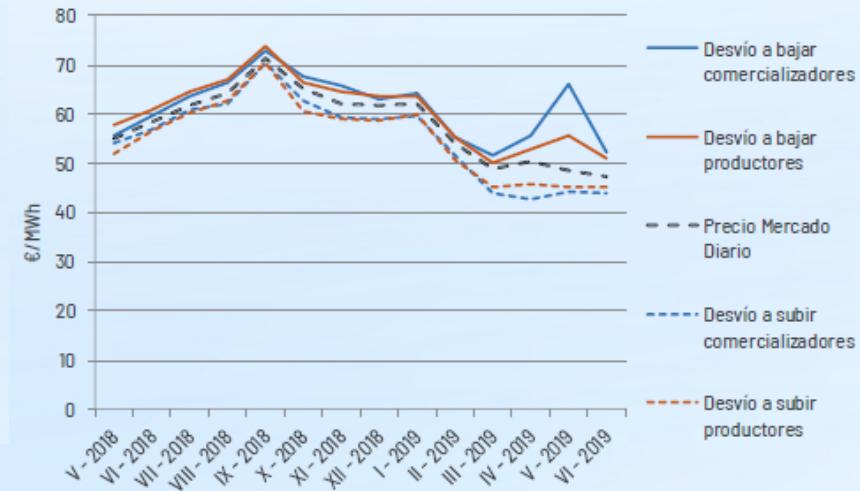
# Precio final de la Energía de la demanda peninsular

## Junio 2019

### Sobrecoste de Banda de Regulación Secundaria (€/MWh demanda)



Fuente: REE



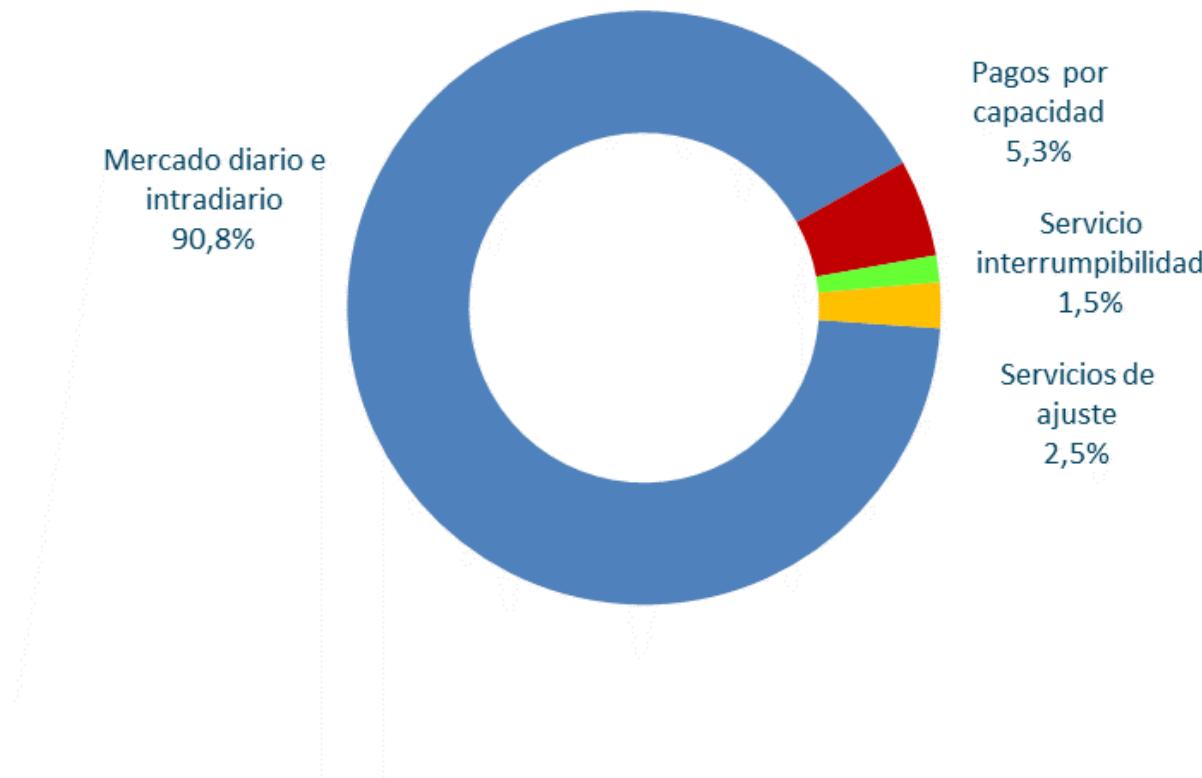
### Precio Medio Ponderado Desvíos en Junio 2019 Comercializadores

Bajar: 52,22 €/MWh (110 % PMHMD)

Subir: 44,06 €/MWh (93 % PMHMD)

# Componentes del Precio final medio de la Energía

## Junio 2019

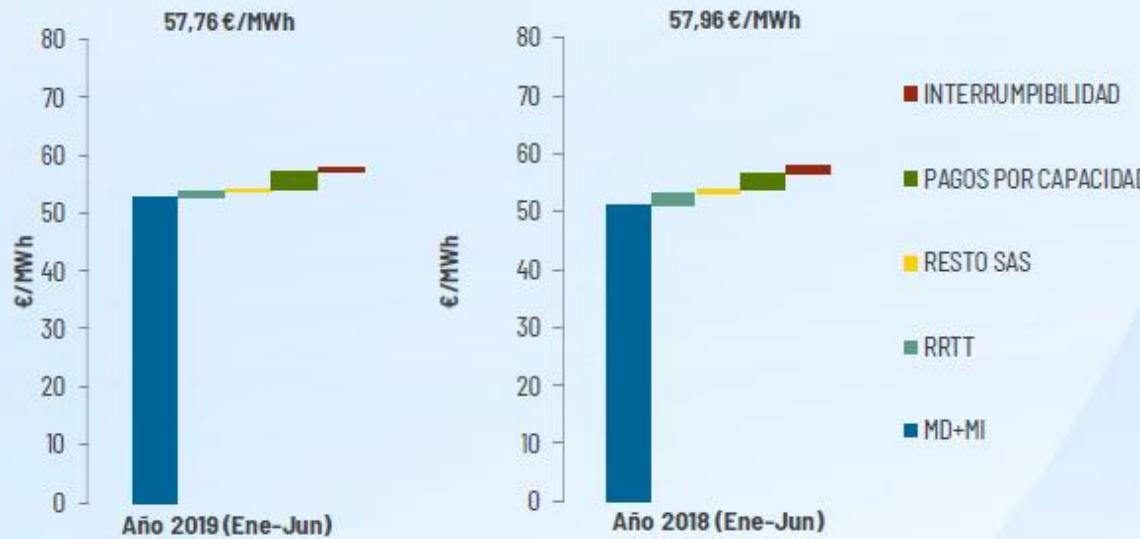


Fuente: REE

# Precio final de la Energía de la demanda peninsular

## Año 2019 vs. Año 2018

Año 2019 vs. Año 2018



€/MWh	Año 2019(Ene-Jun)	Año 2018 (Ene-Jun)	Variación %
<b>TOTAL SAS</b>	1,59	2,73	-42%
<b>RRTT</b>	1,07	1,94	-45%
<b>RESTO SAS</b>	0,52	0,79	-34%

Fuente: REE

# Índice

## 1. Situación actual:

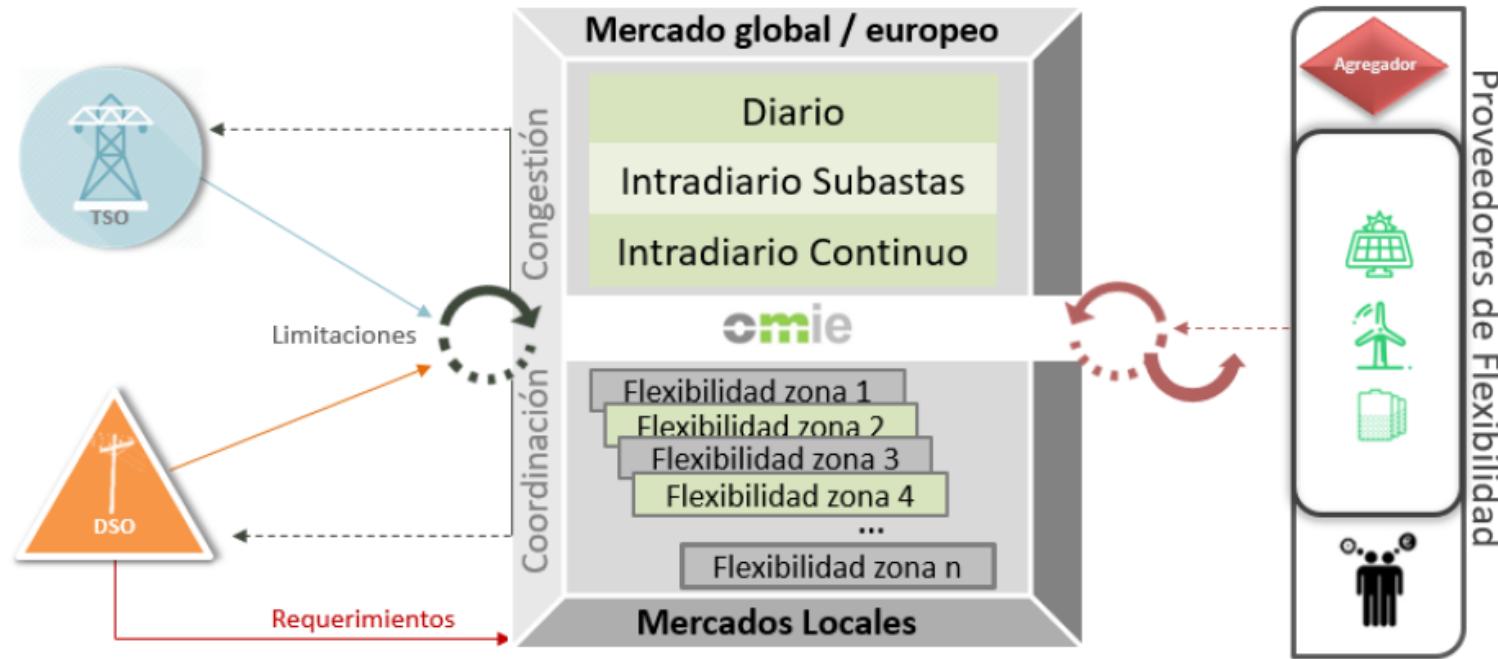
- Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica.
- Evolución del mercado de la electricidad: evolución de los precios del mercado diario.
- Evolución de los precios de los derechos de emisión CO2
- Evolución de los mercados ajuste.
- **Proyecto IREMEL**
- Resultado Consulta pública “Propuesta de implementación en el MIBEL de la apertura del MIC A LAS 15.00h CET para el día siguiente”

## 2. Producción eléctrica en los territorios no peninsulares.

## 3. Mercados de Futuros

## 4. Previsión de precios

# Proyecto IREMEL



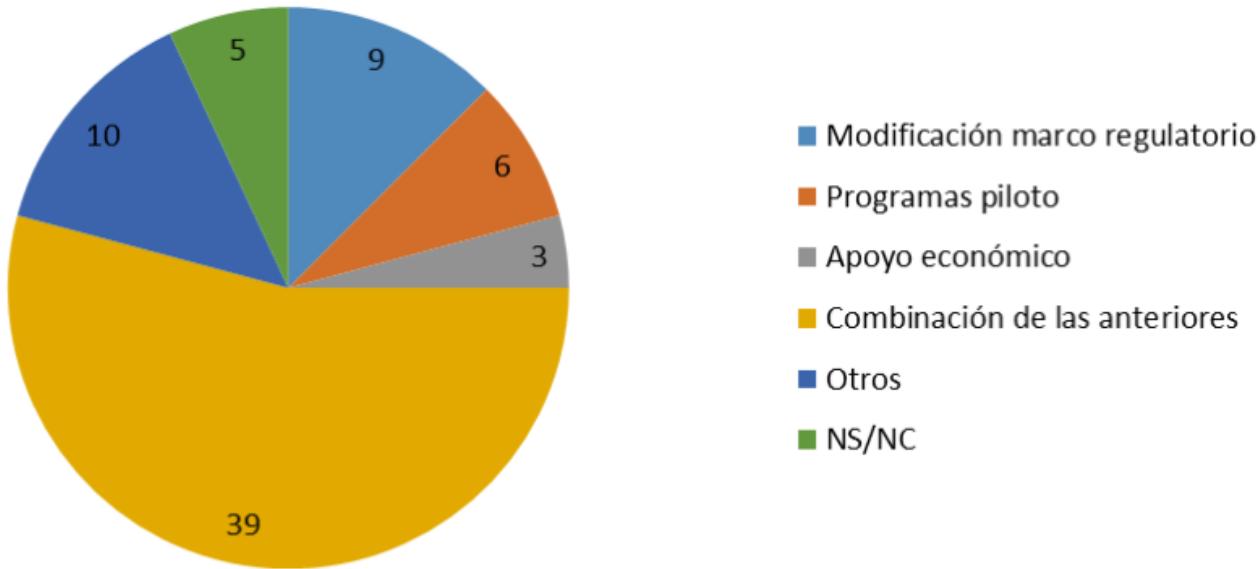
Utilización de recursos distribuidos para solucionar problemas que puedan aparecer en las redes de distribución.

Fuente: IDAE y OMIE



# Proyecto IREMEL: Resultados Consulta Pública

*“¿De qué manera cree que podría facilitarse la participación de nuevos agentes como clientes activos, productores, comunidades ciudadanas de energía o agregadores (incluyendo agregadores independientes)?”*



Fuente: IDAE y OMIE



# Proyecto IREMEL: Resultados Consulta Pública.

## Cambios regulatorios

### ● Modificación del marco regulatorio general:

- Apertura de la participación de los recursos energéticos distribuidos, la demanda y el almacenamiento en todos los mercados de energía, tanto globales como locales, así como en servicios complementarios.
- Definición de la figura del agregador y del agregador independiente, metodología de pre-cualificación y definición de su participación en los mercados. Permitir y facilitar el intercambio de energía entre las instalaciones agregadas.
- Definición de la figura del almacenamiento dentro del sistema eléctrico.
- Regulación de las plataformas de compraventa de flexibilidad, de los productos locales (volúmenes, horizontes temporales, límites, remuneraciones, garantías, etc.) y del rol de cada agente (DSO, agregador, titular recurso distribuido). Previsión de sistemas simplificados para la participación de recursos distribuidos de pequeño tamaño.
- Regulación de los límites entre mercados locales y mercado global, así como su interacción. Desarrollo de un cuadro regulatorio para la participación de los elementos de generación distribuida en el mercado de balance del TSO.
- Creación de un banco de pruebas (sandbox) para hacer proyectos piloto para operar los mercados locales.

# Proyecto IREMEL: Resultados Consulta Pública.

## Cambios regulatorios

### ● Definición de cuestiones operativas:

- Publicación de tipología de ofertas, método de clearing, método de activación, penalizaciones, procedimiento de liquidación, características de los contratos (en particular, el pago por disponibilidad de larga duración, el tiempo de respuesta, la capacidad de respuesta síncrona y la capacidad de absorción de vertidos) y mecanismos de resolución de conflictos. Estas cuestiones tendrían también un impacto regulatorio (a nivel de Reglas y POs).
- Instrumentación de los mecanismos y procedimientos de comunicación entre todos los agentes implicados en los mercados locales. Promover la relación TSO-DSO y DSO-DSO para hacer más eficiente el uso del sistema y el intercambio de información.
- Desarrollo de una herramienta para publicar las zonas de congestión por parte del DSO.

Fuente: IDAE y OMII



# Proyecto IREMEL: Resultados Consulta Pública.

## Cambios regulatorios

### ● Modificación del marco económico:

- Definir criterios de retribución de las actividades reguladas sobre la base de un análisis coste-beneficio que reconozca las inversiones en flexibilidad y la participación de la demanda.
- Creación de un marco retributivo que incentive que los DSOs recurran a estas plataformas en lugar de hacer inversiones adicionales.
- Creación de una señal económica para titulares de instalaciones de almacenamiento.
- Dotación/designación de las partidas presupuestarias específicas dentro de la tarifa, destinadas a los programas de flexibilidad participados por las distribuidoras.

Fuente: IDAE y OMIE



# Proyecto IREMEL: Próximos pasos

- Análisis y estudio de las propuestas de colaboración
- Toma de decisión de los prototipos seleccionados. Encuentros bilaterales de IDAE y OMIE con las empresas promotoras

Fuente: IDAE y OMIE



# 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 precios de los derechos de emisión CO2
- Evolución de los mercados ajuste.
- Proyecto IREMEL
- **Resultado Consulta pública “Propuesta de implementación en el MIBEL de la apertura del MIC A LAS 15.00h CET para el día siguiente”**

## 2. Producción eléctrica en los territorios no peninsulares.

## 3. Mercados de Futuros

## 4. Previsión de precios

# Resultado Consulta pública “Propuesta de implementación en el MIBEL de la apertura del MIC A LAS 15.00h CET para el día siguiente”

**ALTERNATIVA 2** fue la más votada

- Implantación de una nueva subasta de apertura para los 24 períodos del día D+1, con apertura a las 14h00 CET y cierre a las 15h00 CET.
- Apertura de los períodos del D+1 en el mercado intradiario continuo a las 15h10 CET.
- Eliminación de la actual sexta subasta intradiaria (MI6).
- Retraso de una hora de la actual quinta sesión, abriendo a las 09h00 CET y cerrando a las 09h50 CET, con un total de 12 períodos de negociación (13-24).
- Adelanto de la hora de cierre de la primera sesión, abriendo a las 17h00 CET y cerrando a las 17h50 CET, con un total de 28 períodos de negociación (21-24 D, 1-24 D+1).
- El resto de horarios y sesiones quedarían sin cambios.

# 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 precios de los derechos de emisión CO2
- Evolución de los mercados ajuste.
- Proyecto IREMEL
- Resultado Consulta pública “Propuesta de implementación en el MIBEL de la apertura del MIC A LAS 15.00h CET para el día siguiente”

## 2. Producción eléctrica en los territorios no peninsulares.

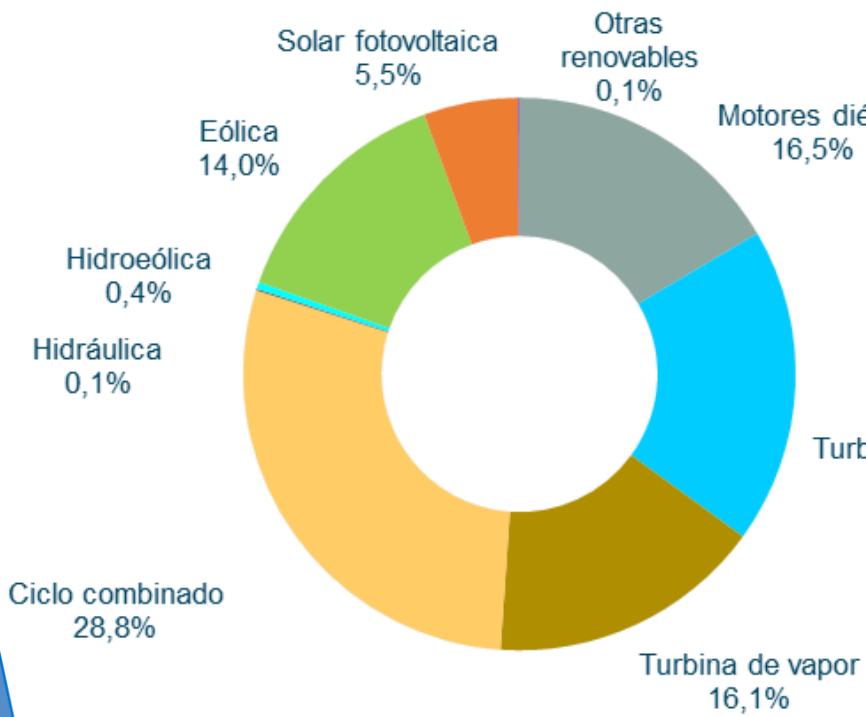
## 3. Mercados de Futuros

## 4. Previsión de precios

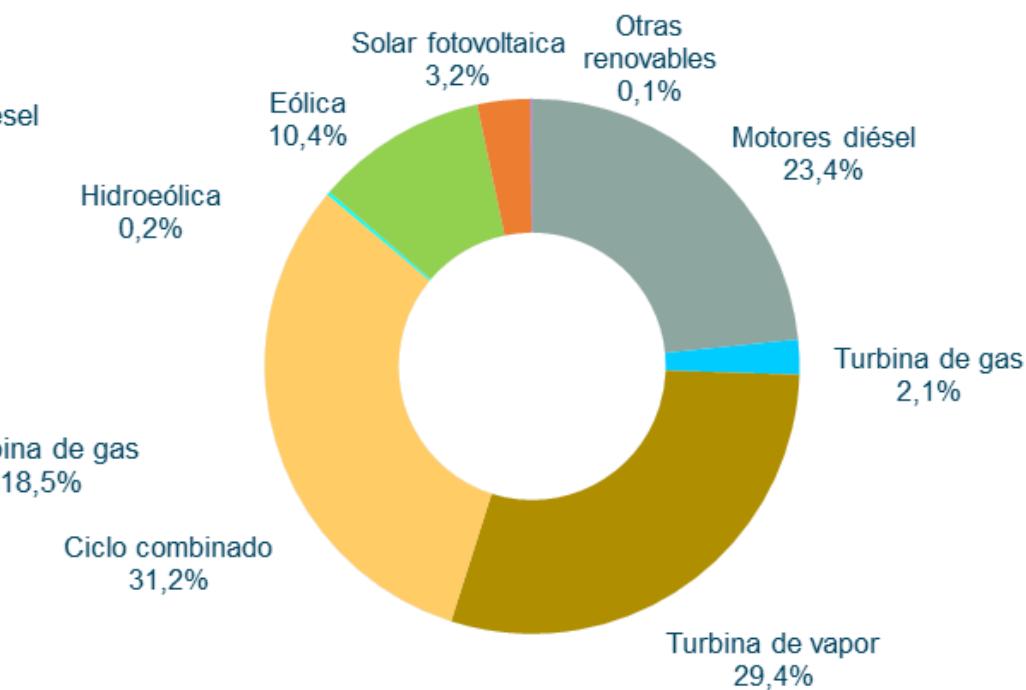
# Potencia Instalada y cobertura de demanda en las Islas Canarias

## Junio 2019

Potencia Instalada Canarias  
Junio 2019



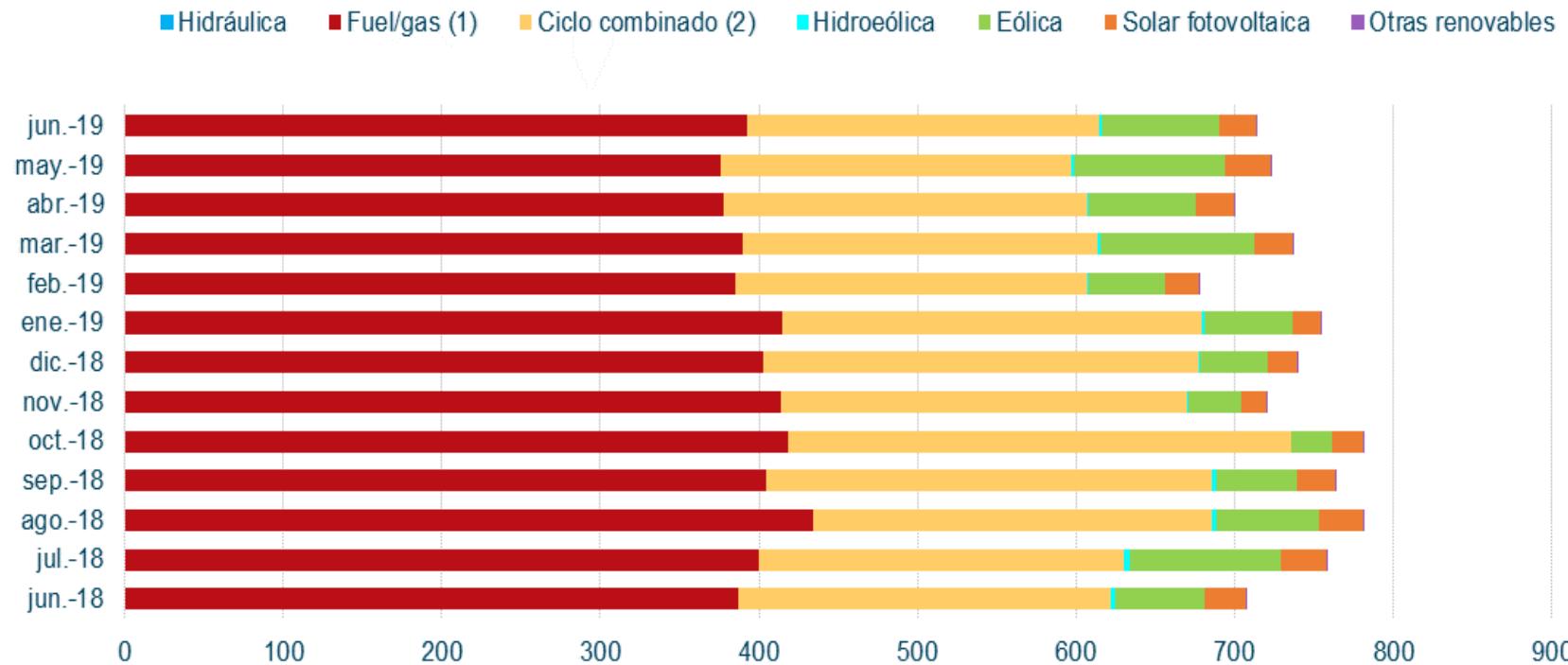
Cobertura Demanda Canarias  
Junio 2019



Fuente: REE

**La demanda acumulada en Canarias de junio 2019 ha aumentado un 1% con respecto al mismo periodo del año anterior, en contraposición a la península.**

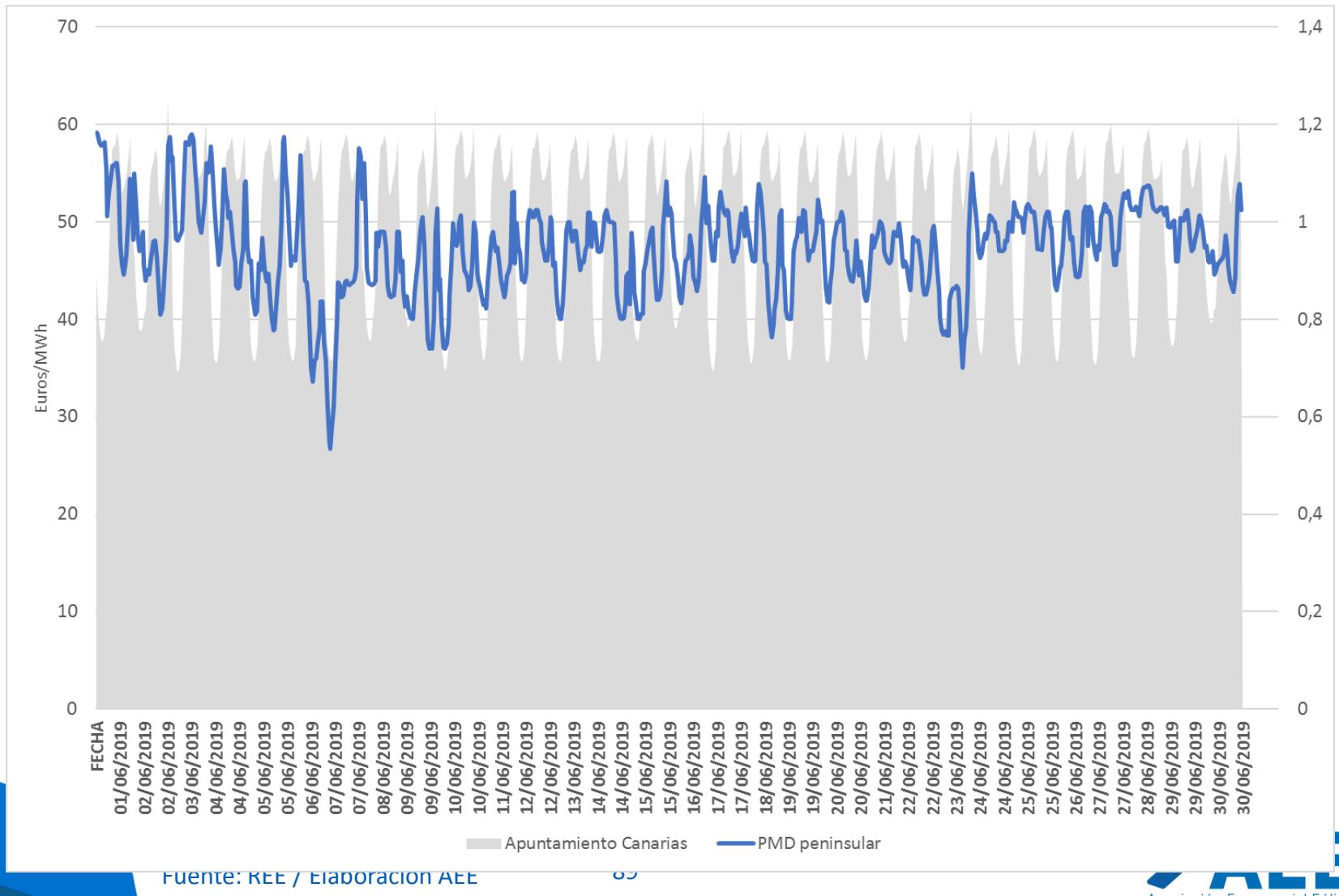
### Cobertura de la Demanda - Canarias



En el mes de junio de 2019, la eólica ha aportado un **10,4 %** a la cobertura de demanda de Canarias.

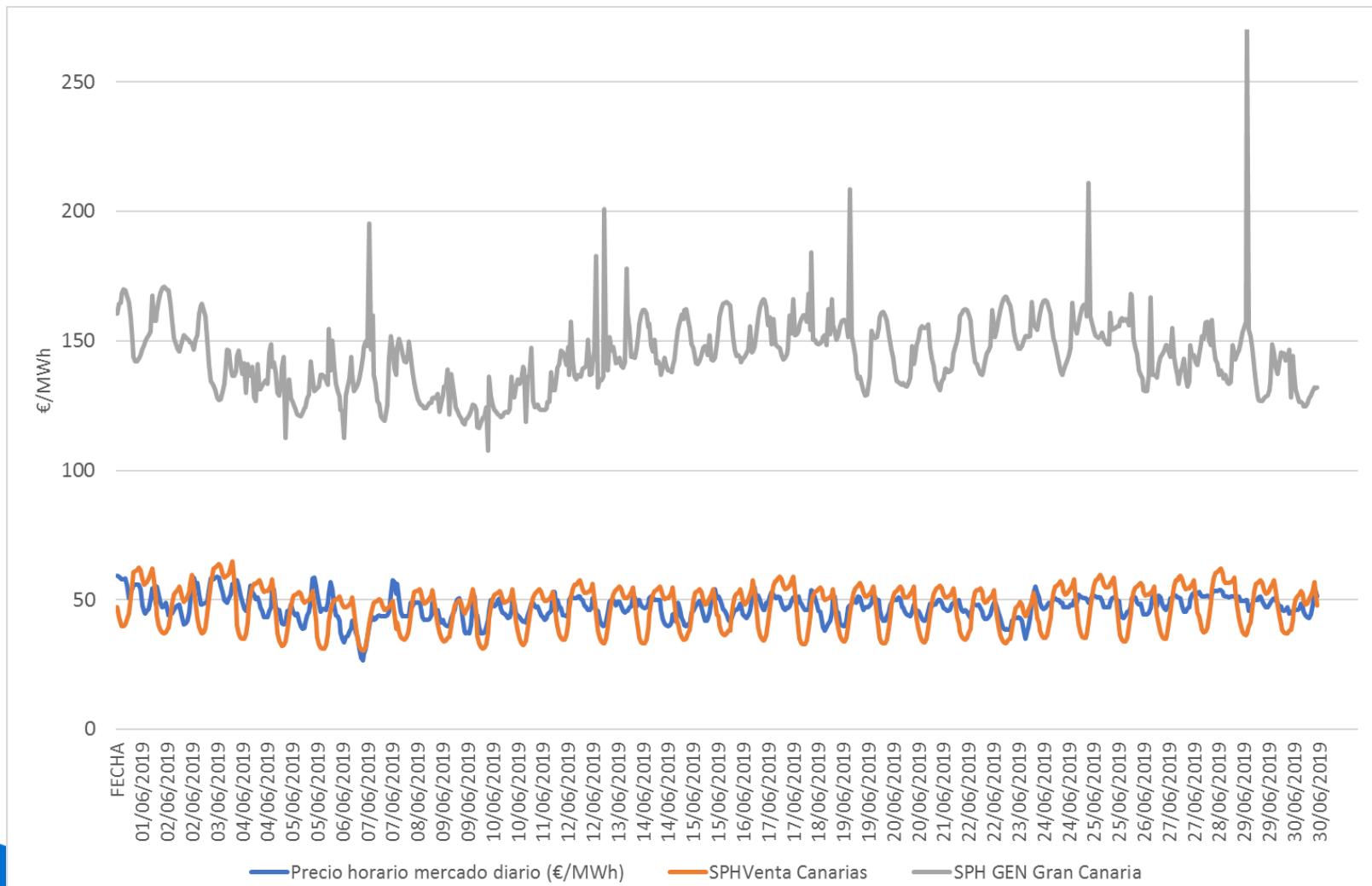
# Apuntamiento horario para el sistema aislado de Canarias

## Junio 2019



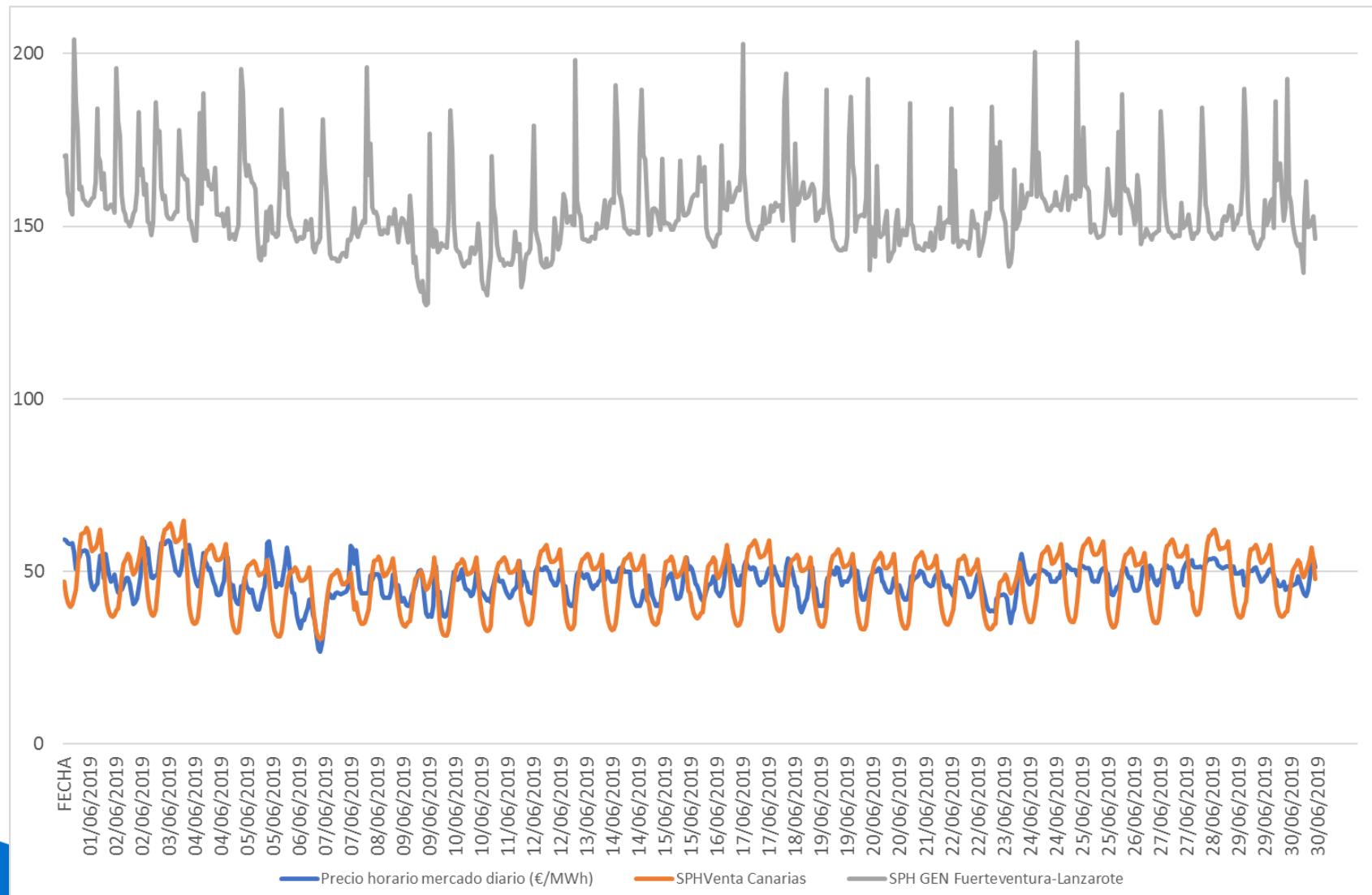
# Gran Canaria. Comparativa PHVenta, PHGen vs. PMD Peninsular.

## Junio 2019



Fuente: REE / Elaboración AEE

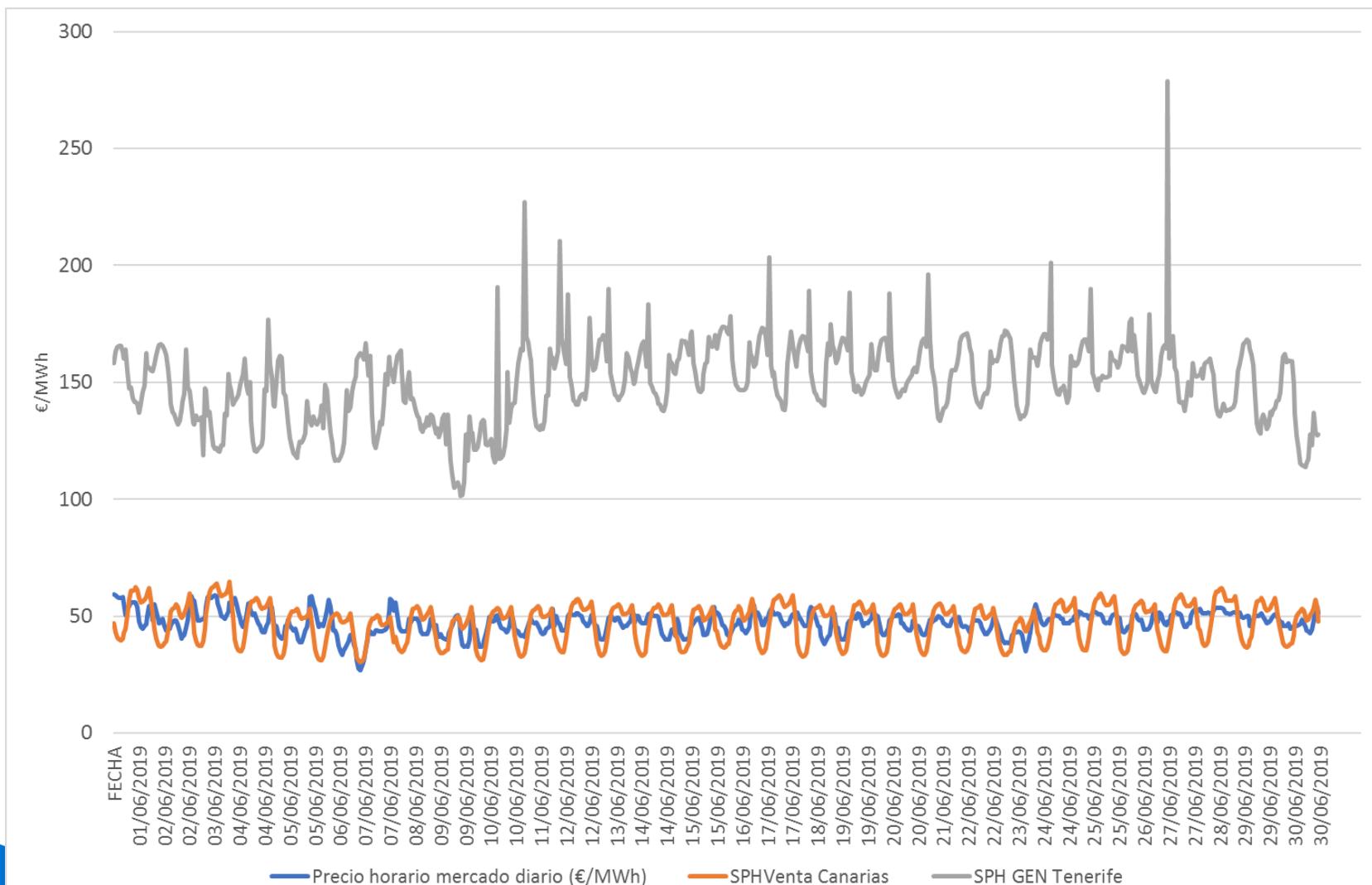
# Lanzarote - Fuerteventura. Comparativa PHVenta, PHGen vs. PMD Peninsular. Junio 2019



Fuente: REE / Elaboración AEE

# Tenerife. Comparativa PHVenta, PHGen vs. PMD Peninsular.

## Junio 2019



Fuente: REE / Elaboración AEE

# 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 precios de los derechos de emisión CO2
- Evolución de los mercados ajuste.
- Proyecto IREMEL
- Resultado Consulta pública “Propuesta de implementación en el MIBEL de la apertura del MIC A LAS 15.00h CET para el día siguiente”

## 2. Producción eléctrica en los territorios no peninsulares.

## 3. **Mercados de Futuros**

## 4. Previsión de precios

# Futuros de OMIP

- Los precios de los futuros de OMIP ([www.omip.pt](http://www.omip.pt)) para el mes de agosto 2019, actualmente se sitúan en torno a **52,25 €/MWh** para el carga base y en **56,13 €/MWh** para el carga punta.

Futuros OMIP trimestrales

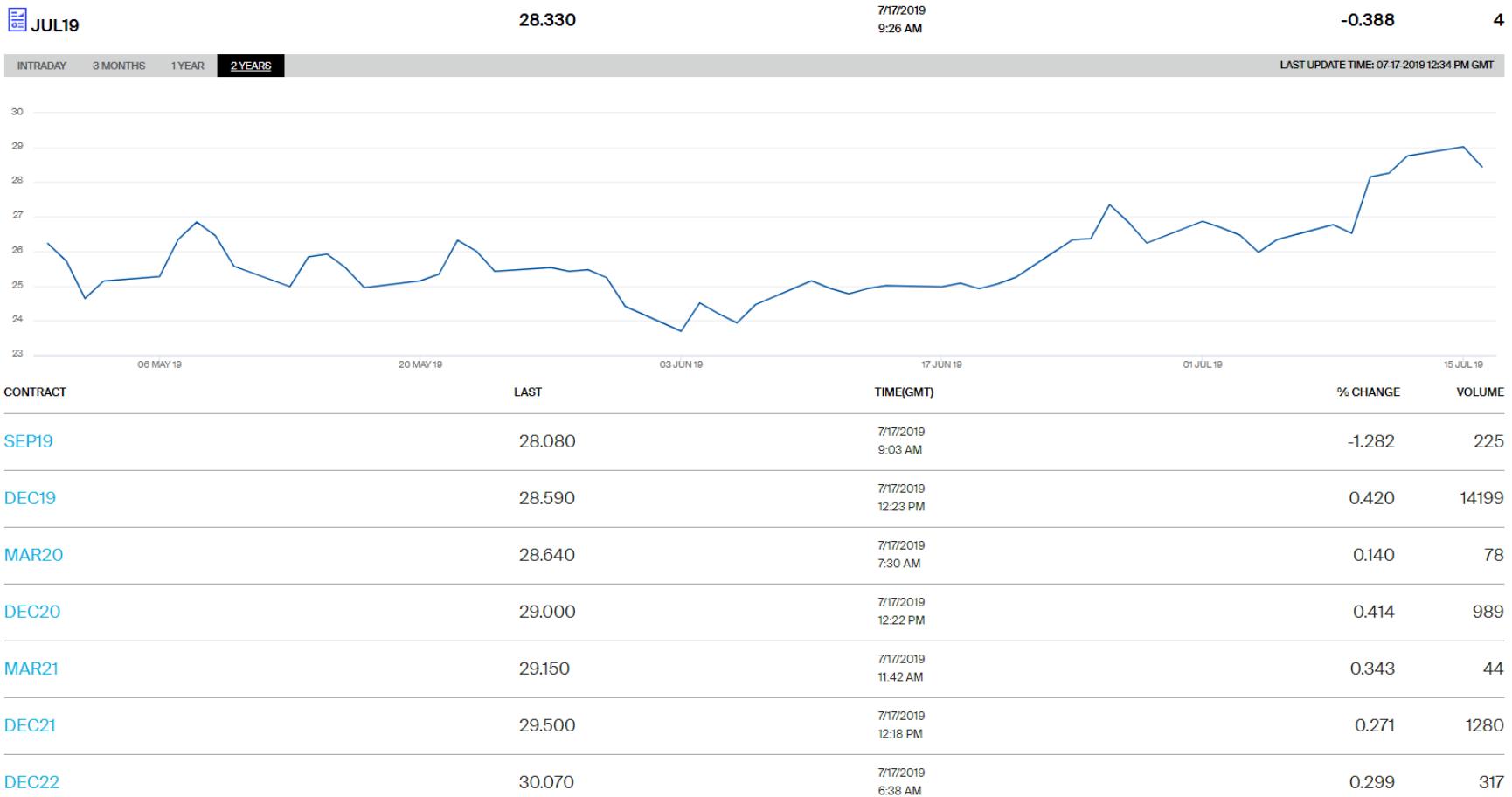
En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
<b>Q4-2019</b>	60,30	63,25
<b>Q1-2020</b>	59,88	64,67
<b>Q2-2020</b>	51,79	55,95
<b>Q3-2020</b>	56,69	61,21

Futuros OMIP anuales

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
<b>2020</b>	56,75	61,28
<b>2021</b>	53,05	57,28
<b>2022</b>	49,90	53,87
<b>2023</b>	48,25	52,04

El precio eléctrico se ve muy influenciado por el precio de CO2, que según los futuros de los derechos de emisión, va a mantenerse elevado, con un valor de **30,07 euros/tonelada** para diciembre 2022.

# Futuros de los Derechos de emisión CO2



Fuente: ICE

96



Asociación Empresarial Eólica

C/ Sor Ángela de la Cruz, 2. planta 14 D  
28020, Madrid

Tel. +34 917 451 276

[aeeolica@aeeolica.org](mailto:aeeolica@aeeolica.org)

[www.aeeolica.org](http://www.aeeolica.org)

