



# Previsión de precios del mercado eléctrico MIBEL España

(Q3-2023 a Q2-2024)

26 de julio de 2023 para AEE

El presente informe para la **AEE** contiene los escenarios y previsiones mensuales de **AleaSoft**, con fecha 21 de abril de 2023, para el mercado eléctrico español **MIBEL** con un horizonte de doce meses.



## Escenarios:

- Demanda de electricidad
- Producción de energía eólica
- Producción de energía solar
- Producción de energía hidroeléctrica
- Producción de energía nuclear
- Futuros de gas y de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>



## Resultados:

- Previsión de precios del mercado de electricidad
- Previsión de precios capturados por la producción eólica





# Metodología Alea

para previsiones para el sector de la energía



## Método científico

Metodología de base científica y plantilla profesional de formación científica y experta en el sector de la energía



## Previsiones coherentes

Previsiones estables que mantienen su coherencia a lo largo del tiempo

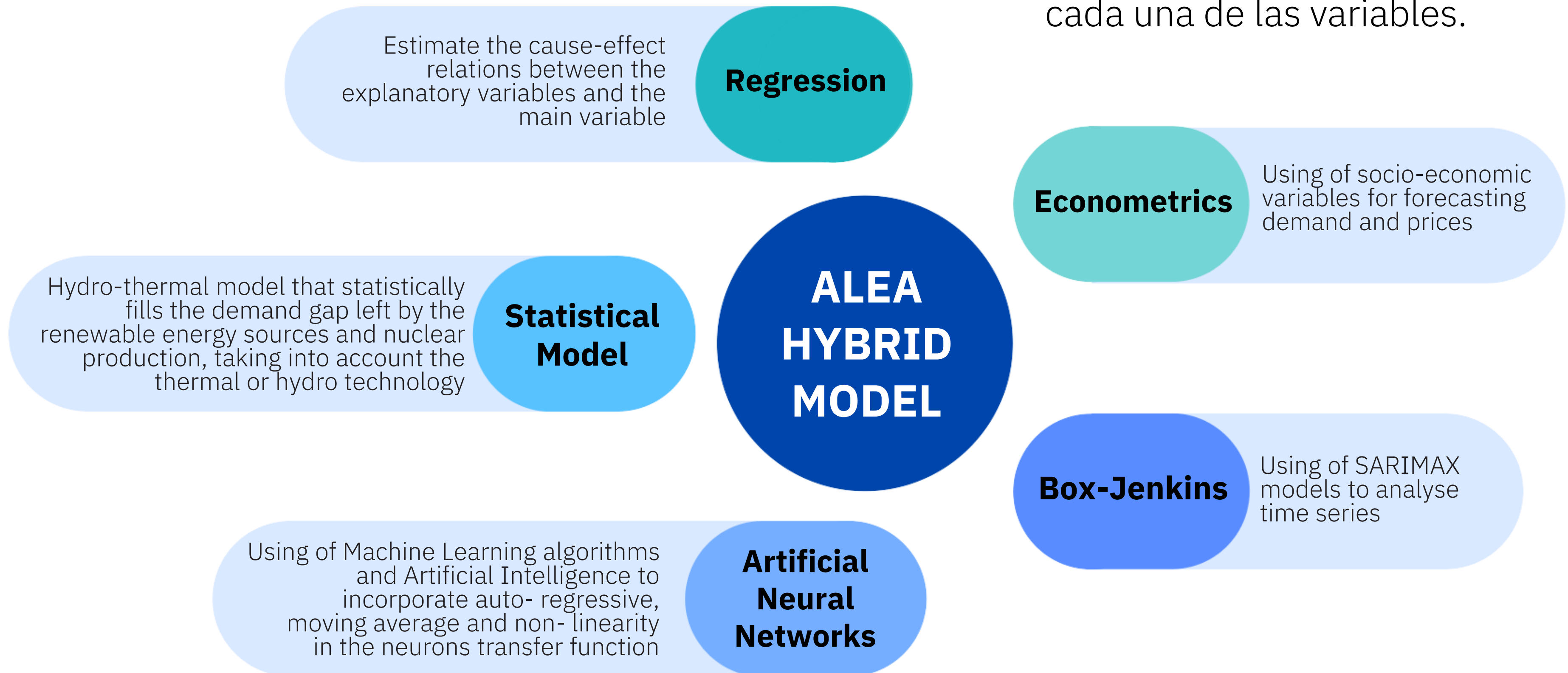


## Experiencia en el sector de la energía

24 años de experiencia en el mercado ibérico y resto de mercados europeos

# Metodología Alea

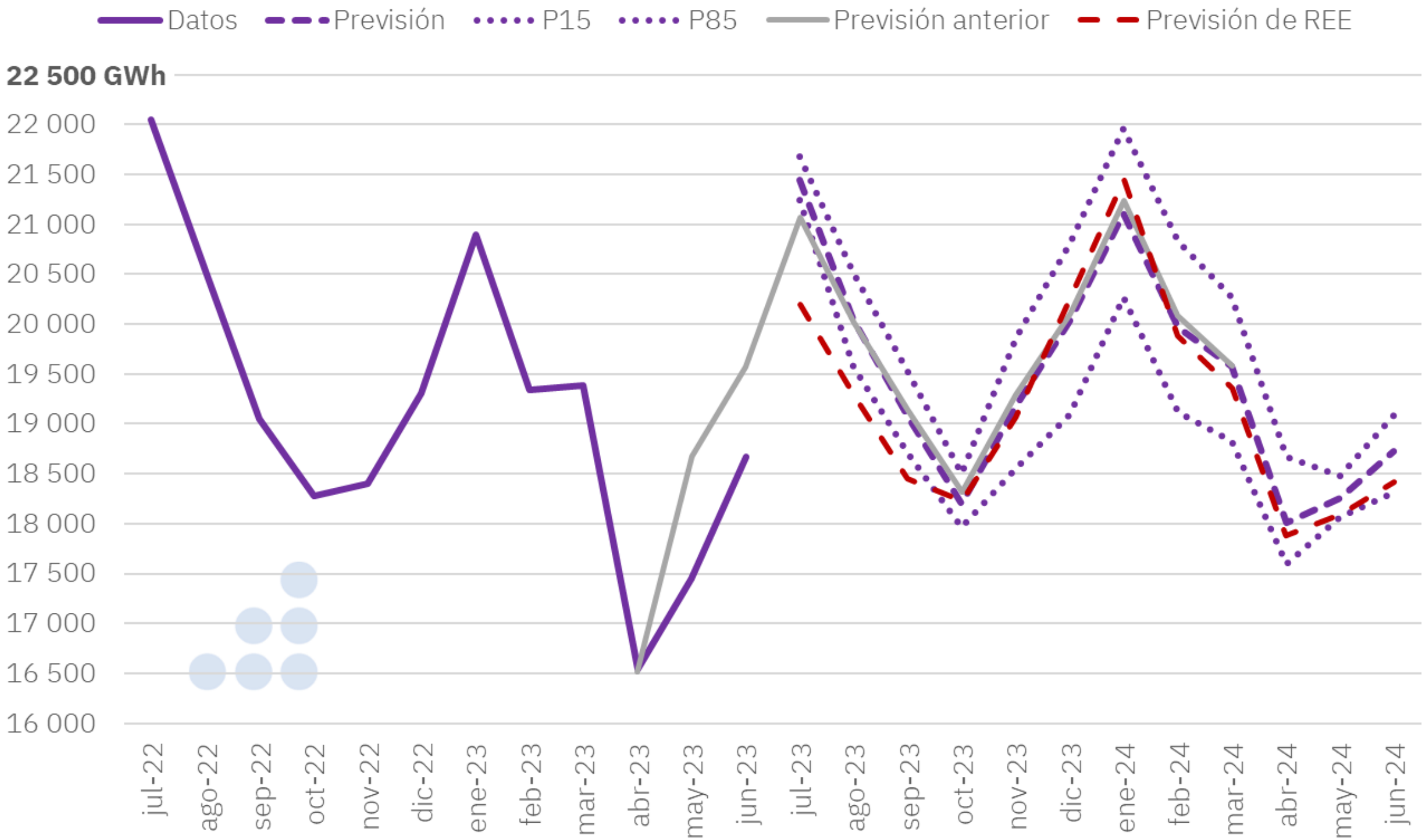
para previsiones para el sector de la energía



## Modelos estadísticos

Los modelos estadísticos son útiles para las previsiones de precio a largo plazo porque permiten el uso de valores agregados mensual o anualmente, y facilitan la evaluación del impacto de cada una de las variables.

## Previsión de demanda de electricidad



La previsión mostrada en el informe anterior sobrestimó la demanda del segundo trimestre de 2023 en un 4,0%, con una diferencia máxima en mayo del 7,1%.

Esta sobrestimación se dio a pesar de que las temperaturas registradas durante el trimestre fueron un 0,8 °C más altas que las del escenario propuesto, y también a pesar de que el PIB para el segundo trimestre ha sido 0,7 puntos porcentuales más alto que el esperado y la producción industrial 0,3 puntos más alta.

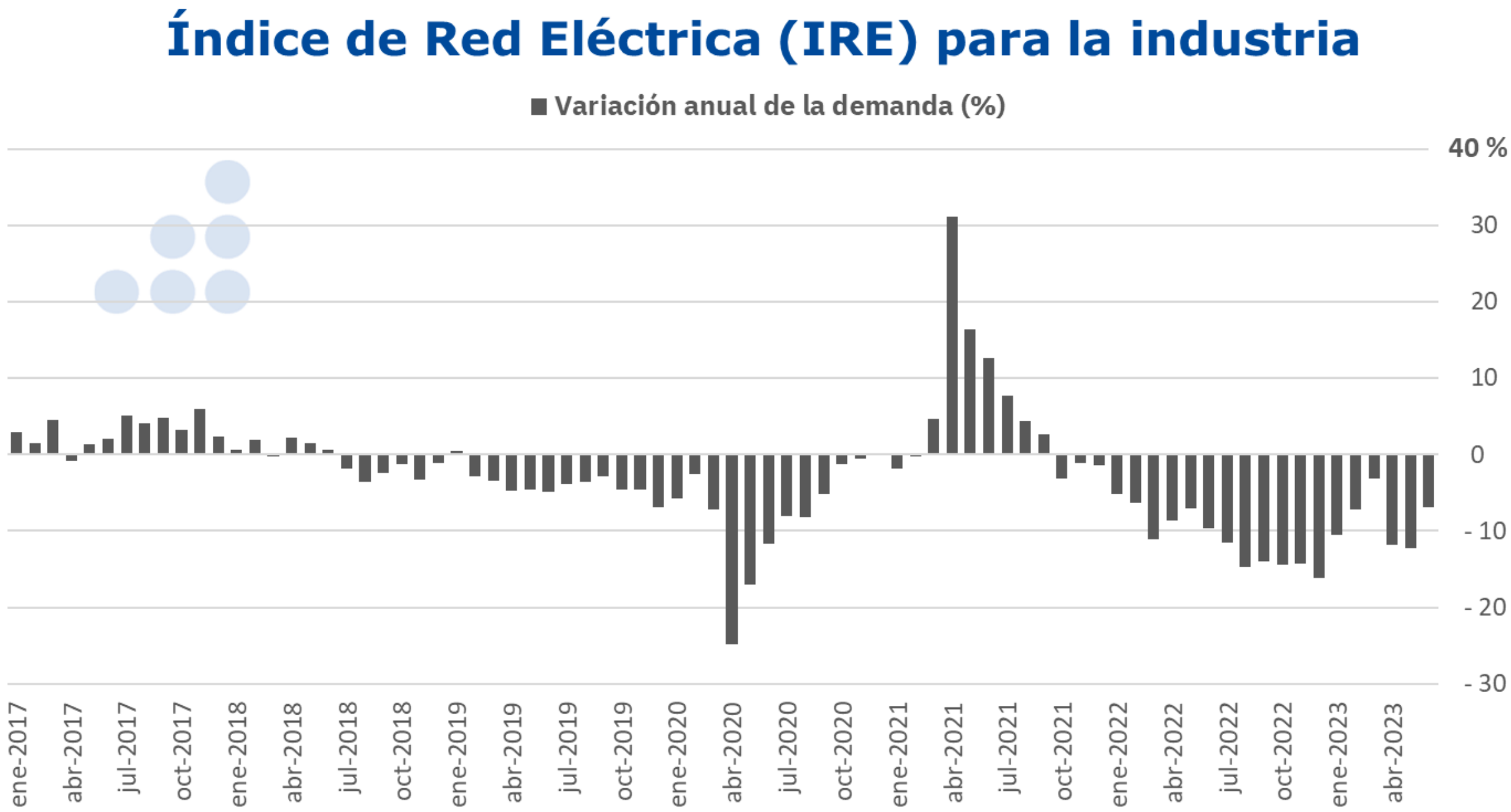
Con un escenario de crecimiento del PIB del +1,4% para los siguientes doce meses y una caída prevista del IPI del 0,5%, la previsión de la **demanda de electricidad** para 2023 se sitúa en el -2,4%, una revisión a la baja con respecto a la previsión del informe anterior, de -1,6%, debido a la baja demanda de los últimos meses.

Simulaciones de la variabilidad de las condiciones meteorológicas sitúan el rango de variación de la demanda en 2023 entre el -3,6% y -1,2%.

La previsión de REE para 2023 de la demanda es de -3,5%, una corrección a la baja respecto a la previsión en abril del 0,0%.

	GWh	Variación interanual
Q3-2023	60 563	-1,7%
Q4-2023	57 415	+2,6%
Q1-2024	60 641	+1,7%
Q2-2024	54 986	+4,4%
2023	230 261	-2,4%





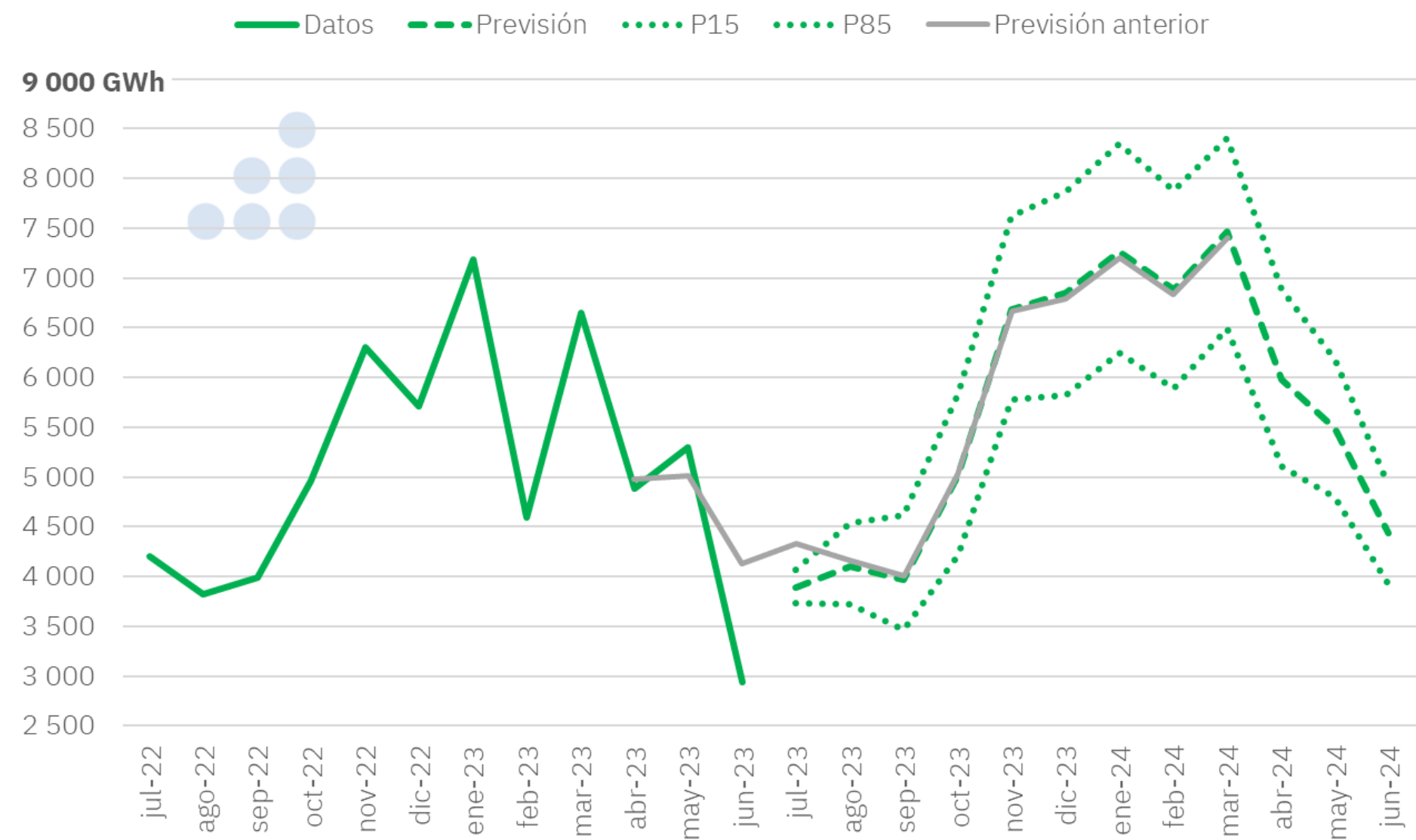
La caída de la **demanda en la industria** ha sido uno de los principales componentes de la reducción de la demanda de electricidad durante el segundo trimestre de 2023.

Después de la recuperación de la crisis de la COVID en 2021, la crisis de precios en 2022 provocó caídas interanuales de más del 10% para algunos meses de 2022.

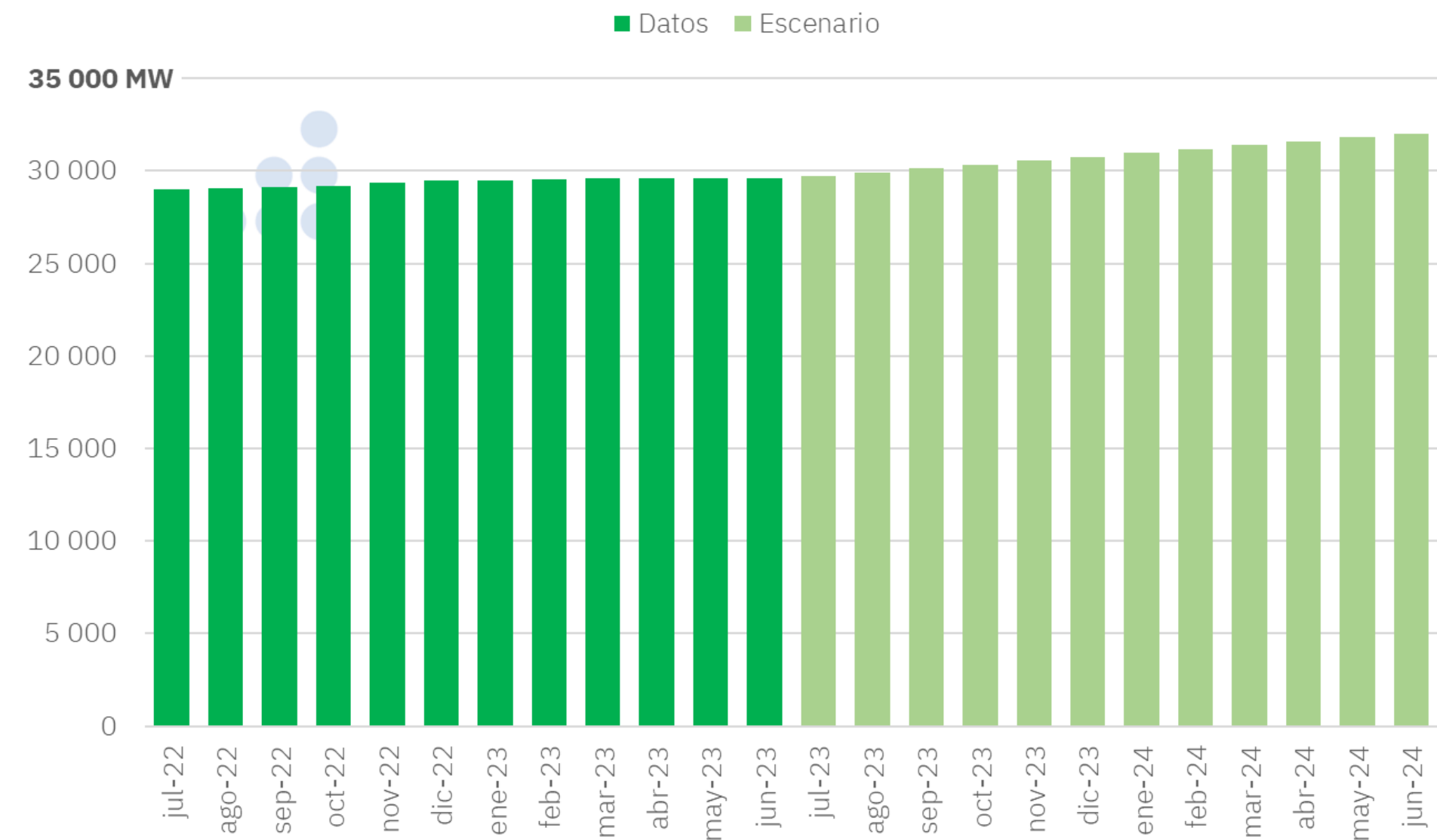
En 2023, la caída interanual de la demanda de la industria en enero, abril y mayo superó el 10%, y para el global de la primera mitad del año rondó el 8,6%.

Fuente: Elaborado por AleaSoft con datos de REE.

Previsión de producción eólica



Previsión de capacidad eólica peninsular instalada



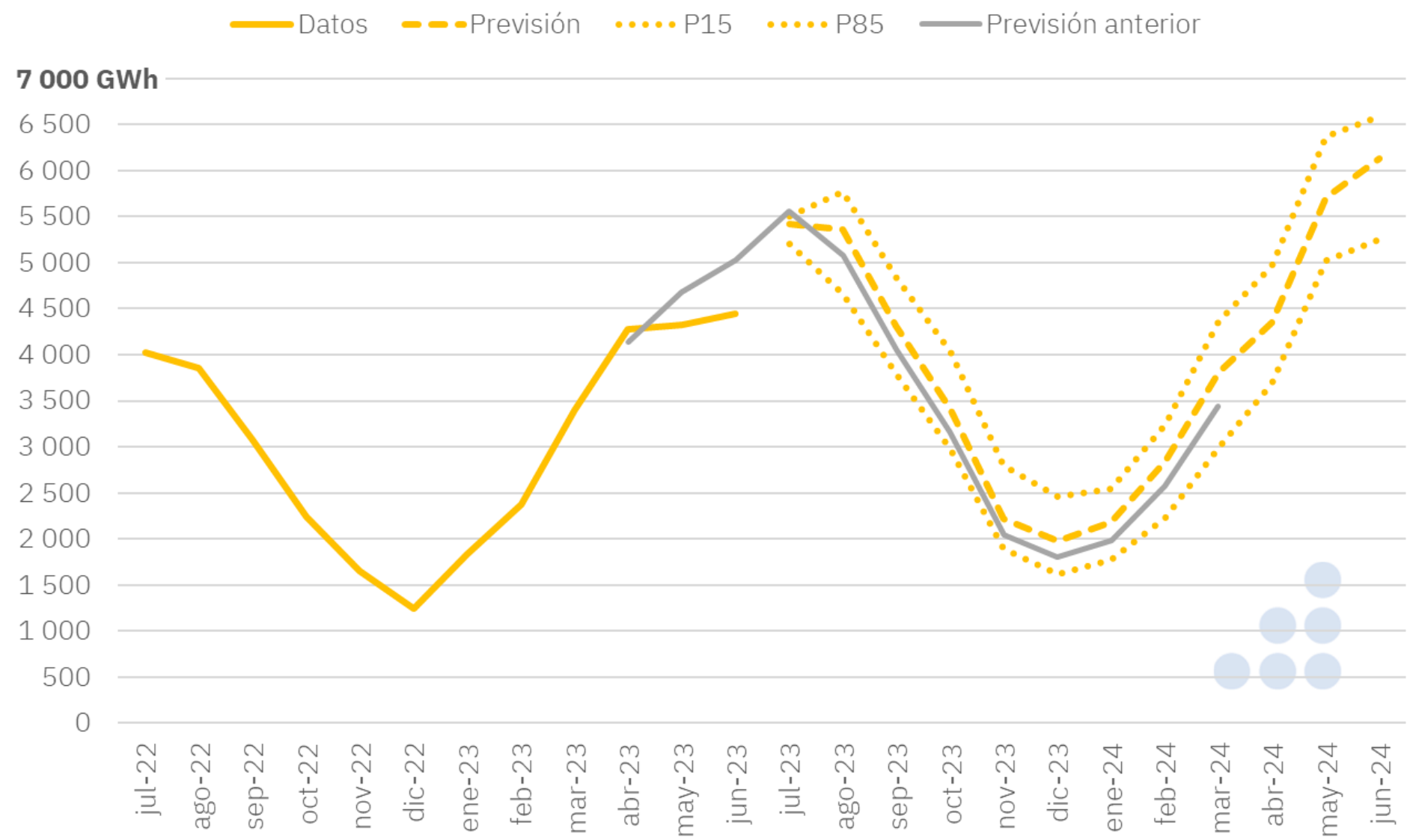
	GWh	Variación interanual
Q3-2023	11 962	-0,4%
Q4-2023	18 541	+9,2%
Q1-2024	21 610	+17,3%
Q2-2024	15 903	+21,2%
2023	62 043	+5,3%

La previsión anterior sobrestimó la producción eólica del segundo trimestre de 2023 en un 7,7%, con una desviación del 41% en junio.

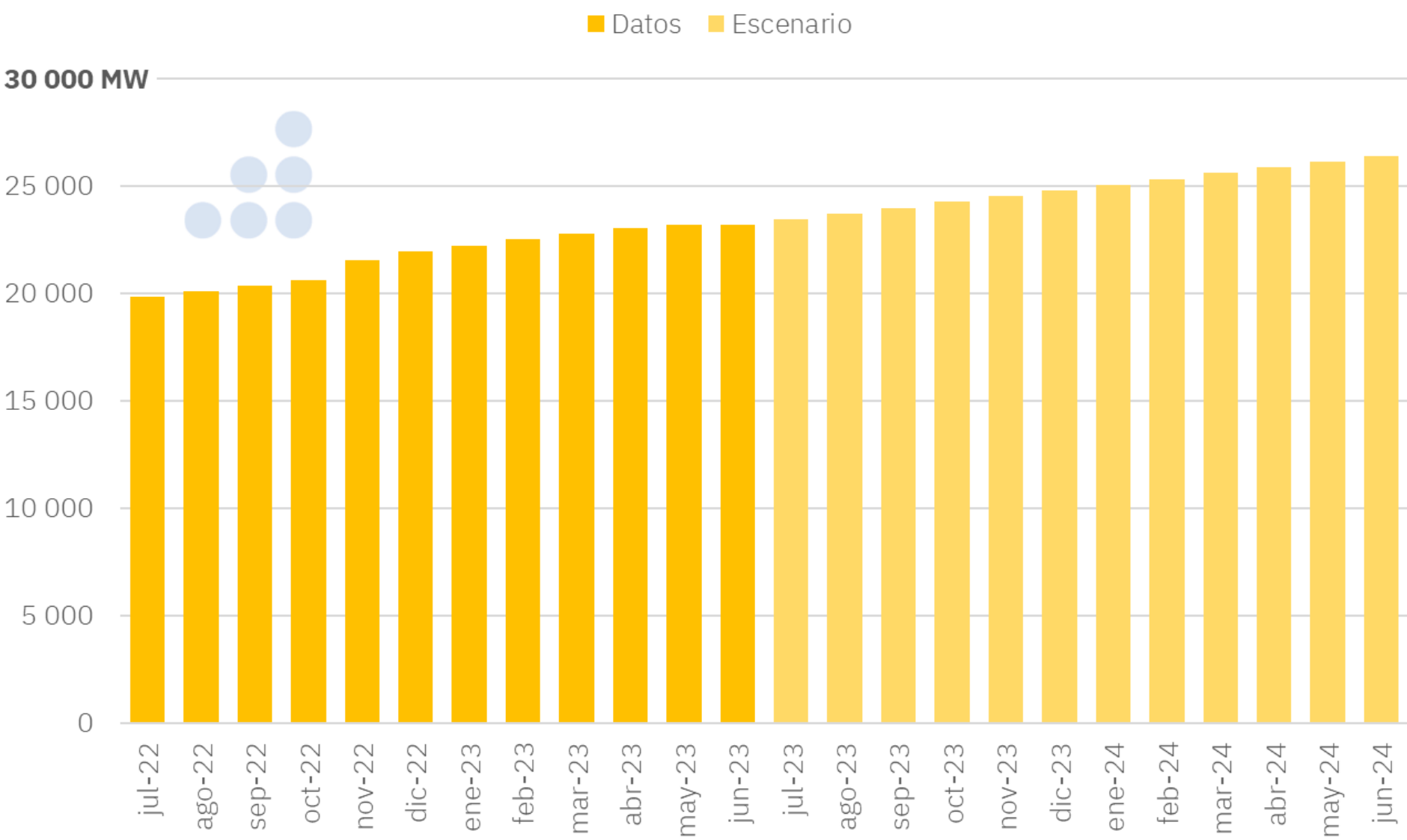
Según datos actualizados de REE, la **capacidad eólica** instalada en el territorio peninsular se sitúa en 29 701 MW, con 723 MW instalados en los últimos doce meses.

El escenario objetivo del **PNIEC** requiere de un ritmo de instalación de capacidad eólica de alrededor de 200 MW cada mes, comparado con los 60 MW mensuales instalados durante los últimos doce meses.

Previsión de producción solar



Previsión de capacidad solar peninsular instalada



	GWh	Variación interanual
Q3-2023	15 098	+37,9%
Q4-2023	7 605	+47,9%
Q1-2024	8 828	+16,0%
Q2-2024	16 187	+24,1%
2023	43 354	+36,3%

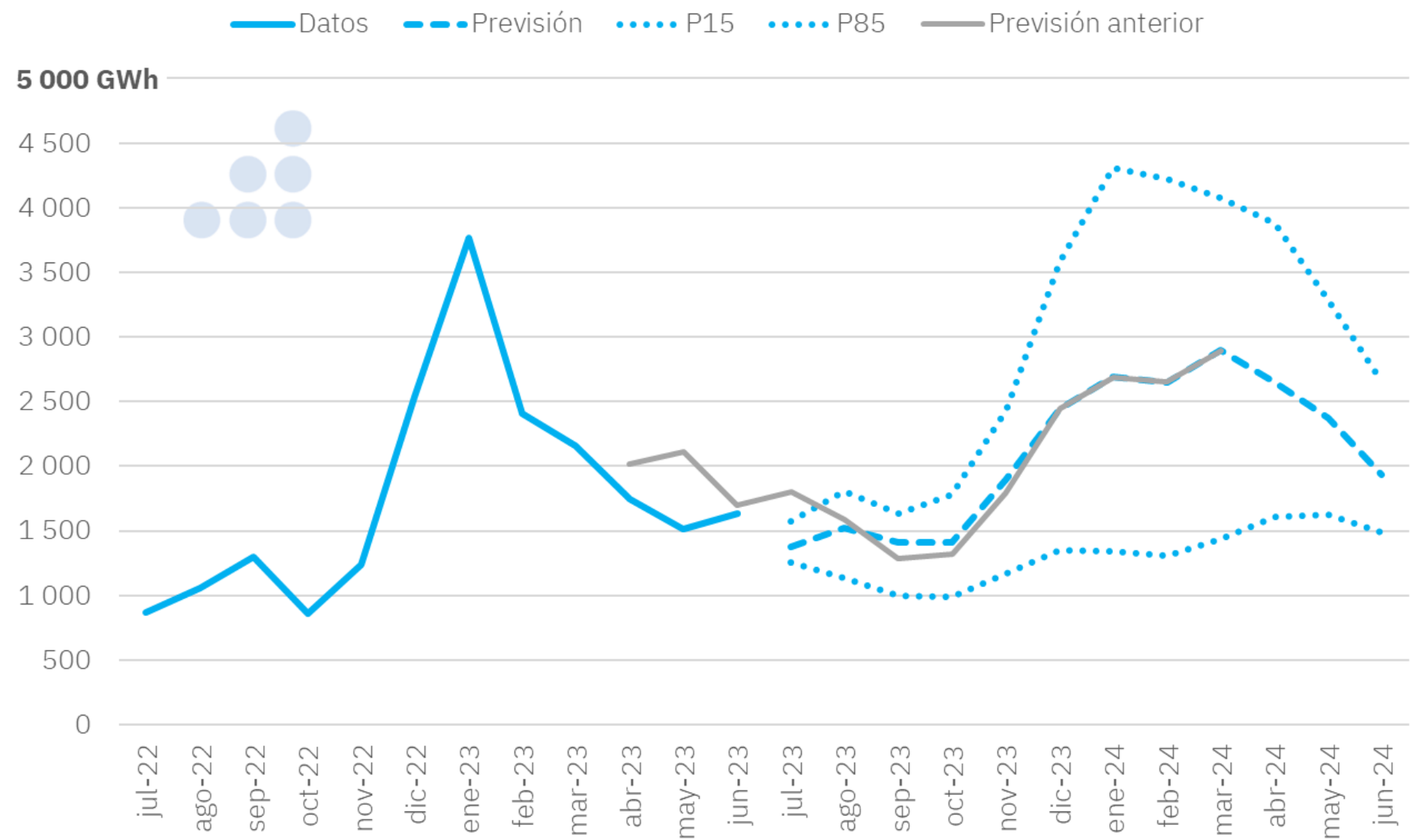
La previsión anterior sobrestimó la producción solar del segundo trimestre de 2023 en un 6,1%.

Según los últimos datos de REE, se instalaron 3,6 GW de capacidad solar en el territorio peninsular en los últimos doce meses, toda fotovoltaica. La potencia solar instalada a fecha del informe es de 23,4 GW, 21,1 GW de los cuales corresponden a fotovoltaica.

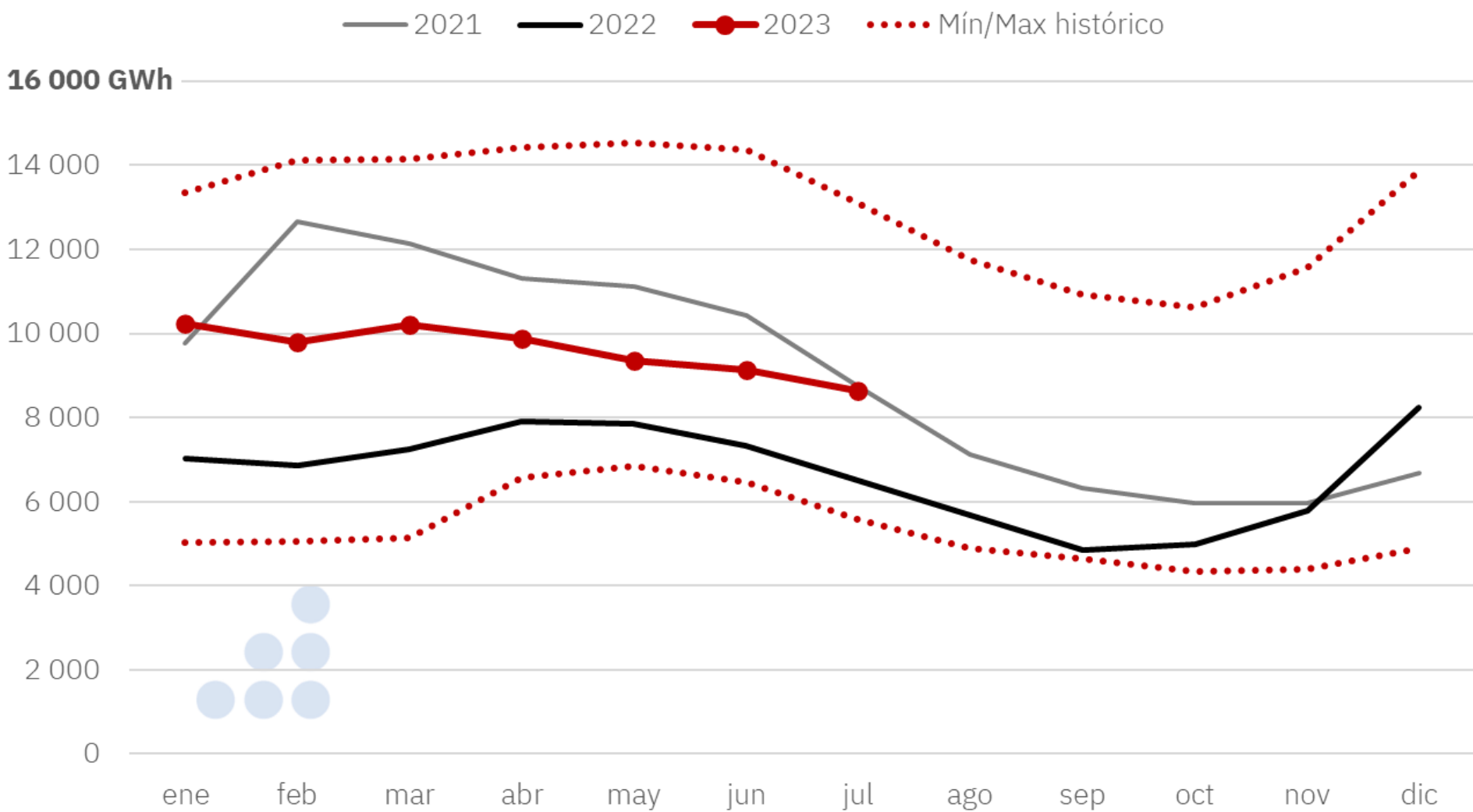
El escenario de crecimiento mensual de la capacidad solar, ligeramente más optimista que los objetivos del PNIEC, se estima en alrededor de 270 MW, comparados con los 299 MW mensuales instalados durante los últimos doce meses.



Previsión de producción hidroeléctrica



Reservas hidroeléctricas



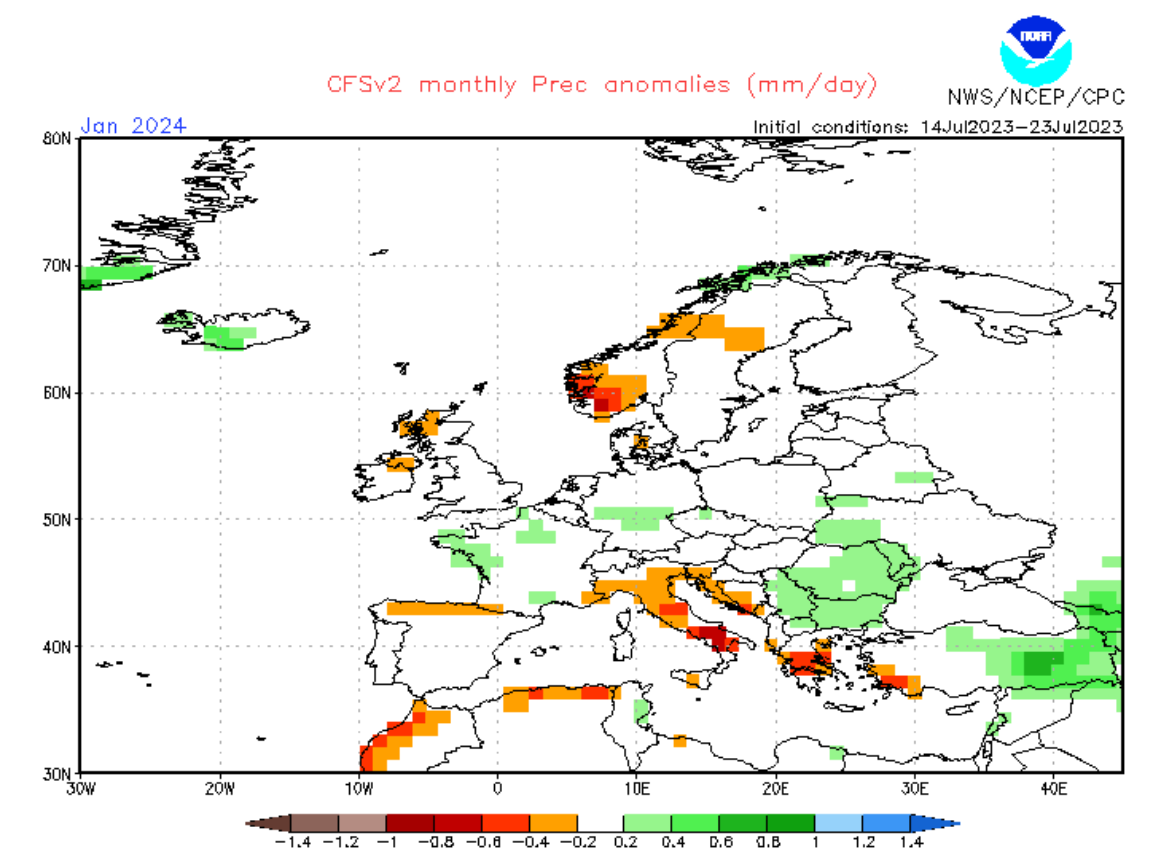
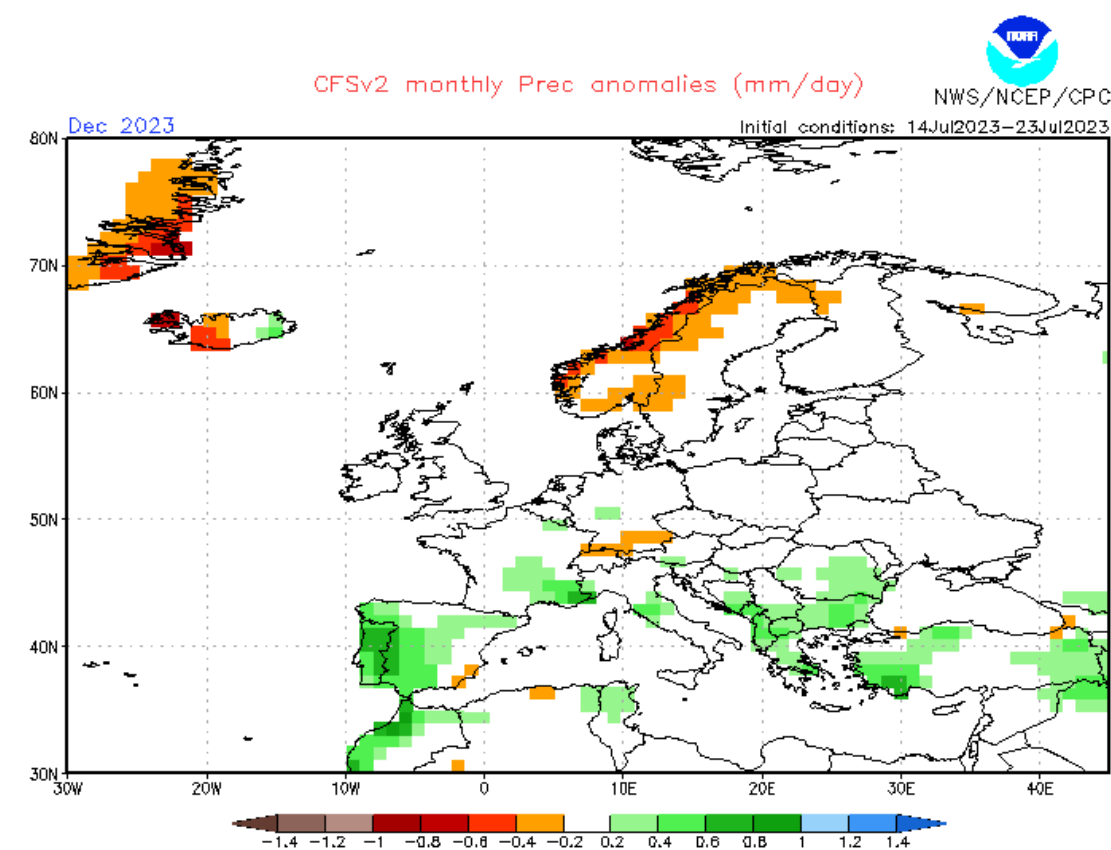
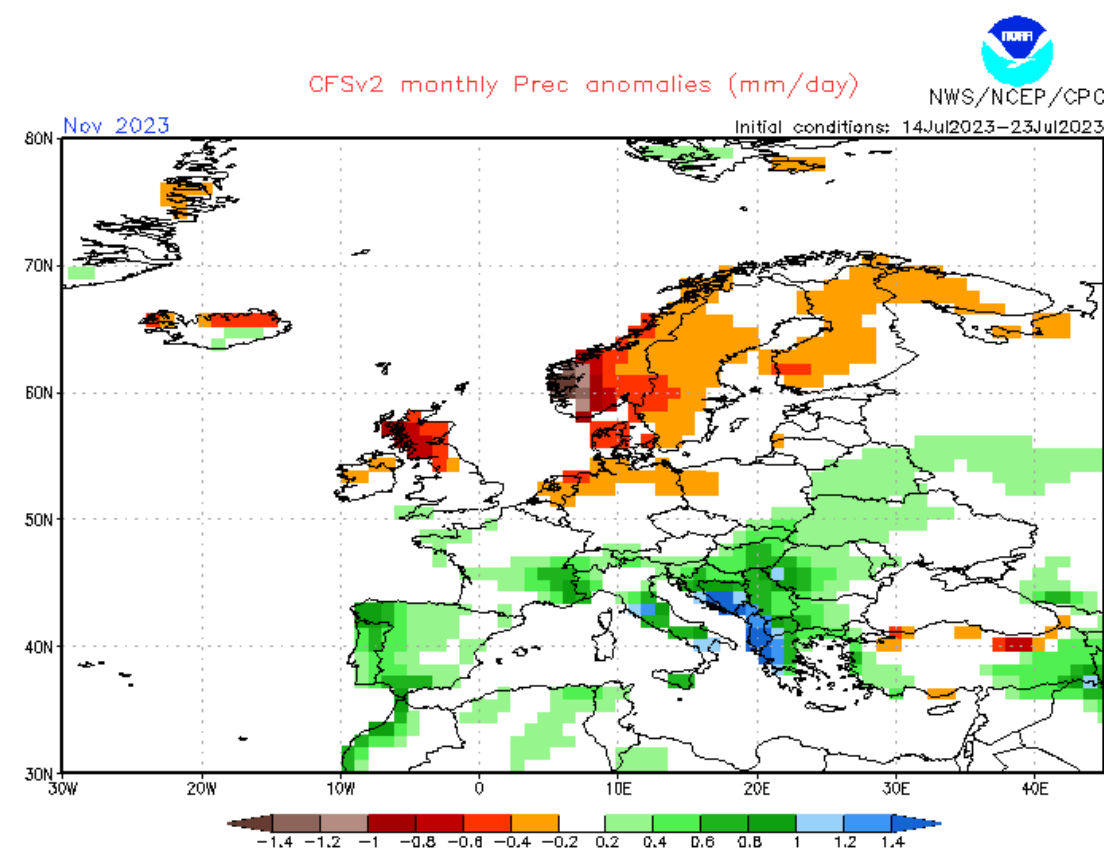
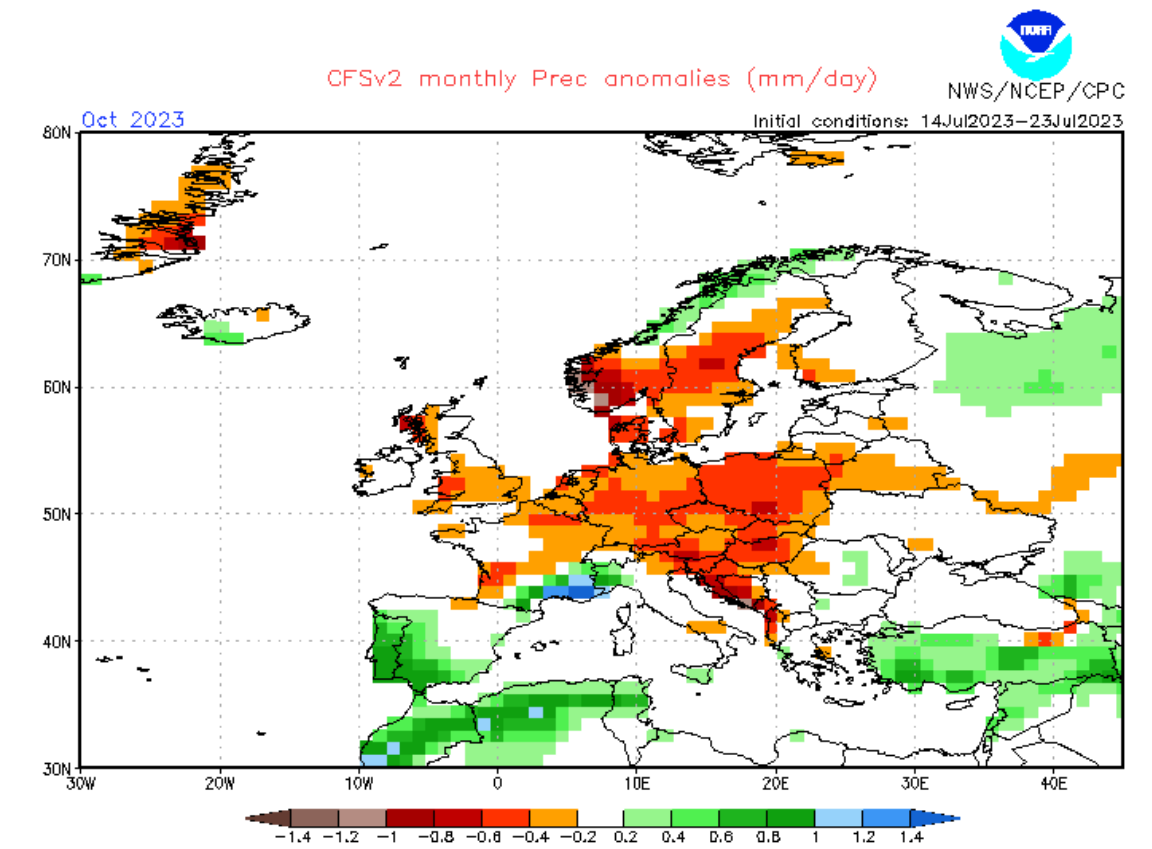
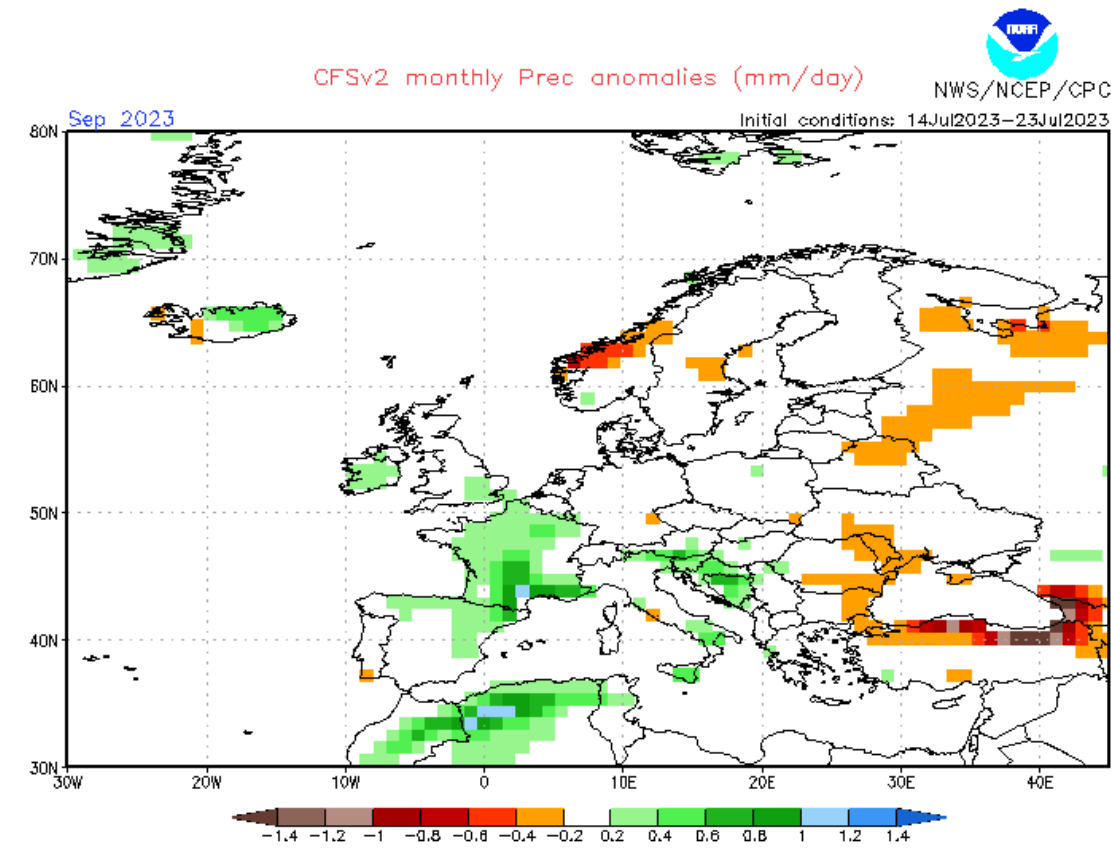
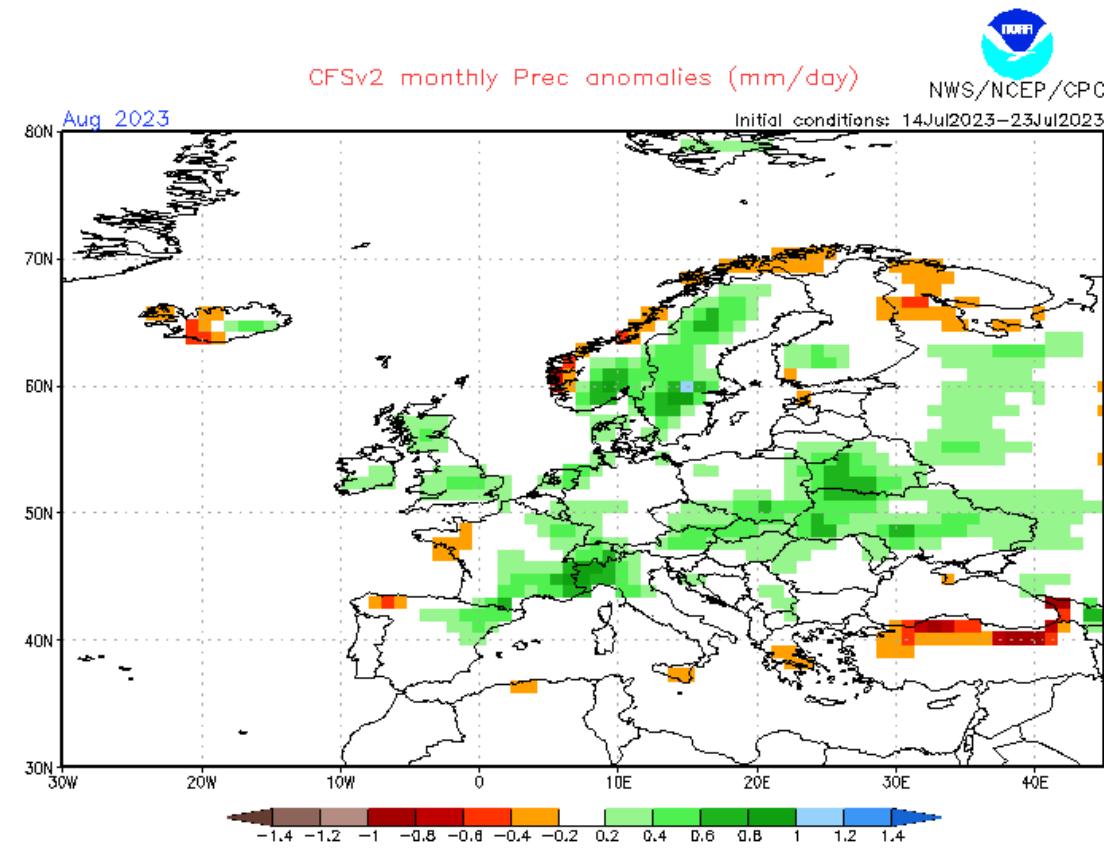
	GWh	Variación interanual
Q3-2023	4 310	+33,6%
Q4-2023	5 757	+24,2%
Q1-2024	8 234	-1,2%
Q2-2024	6 950	+42,1%
2023	23 289	+46,2%

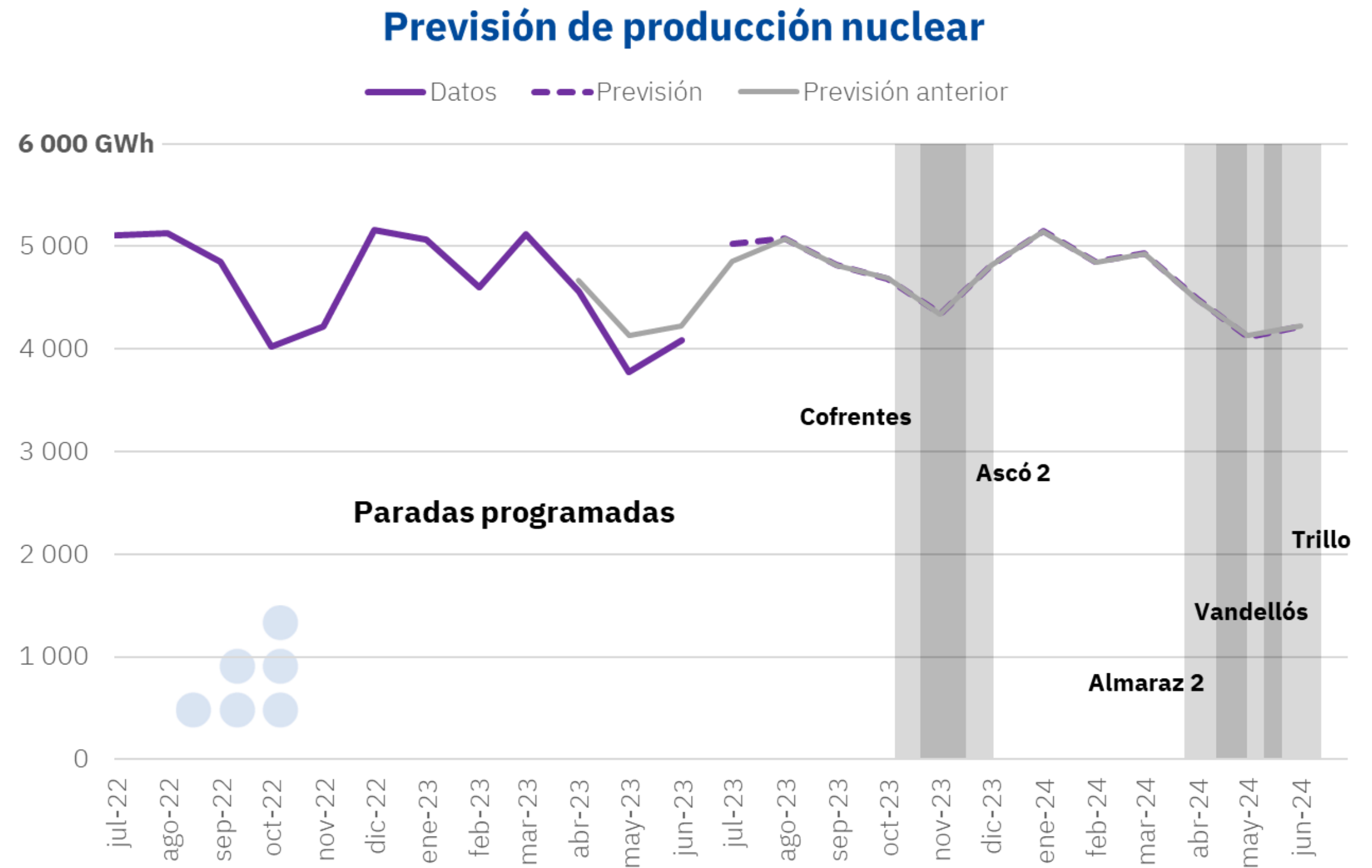
La previsión anterior sobrestimó la producción **hidroeléctrica** en un 19% para el segundo trimestre del año, con una desviación en mayo del 40%.

La situación tanto de la generación hidroeléctrica como de las **reservas hidroeléctricas** no ha mejorado durante el segundo trimestre. La producción ha sido baja y las reservas han ido decreciendo en un trimestre donde habitualmente se consiguen los máximos anuales.

Las previsiones estacionales son relativamente optimistas hasta final del 2023. Indican niveles de precipitaciones superiores a los habituales en otoño para la mitad sur y occidental principalmente.

## Previsiones estacionales de anomalías de precipitaciones





La previsión de producción **nuclear** para el segundo trimestre resultó en una sobrestimación del 4,8%.

Durante el segundo trimestre se llevaron a cabo las tres paradas que estaban programadas. La primera parada fue la de Almaraz I que se reconectó cinco días antes de los esperado. La parada y reconexión de Ascó I se retrasó unos pocos días, Finalmente, Trillo paró puntualmente y se reconectó tres días antes de lo planificado.

El adelanto en la reconexión de Almaraz I evitó la temida coincidencia programada de tener tres centrales paradas durante un día.

En cuanto a sucesos no programados, Vandellós II se desconectó durante tres días entre finales de abril y principios de mayo, y Ascó I se desconectó durante dos días poco después de la reconexión después de su parada programada para llevar a cabo con seguridad una reparación en una línea de vapor.

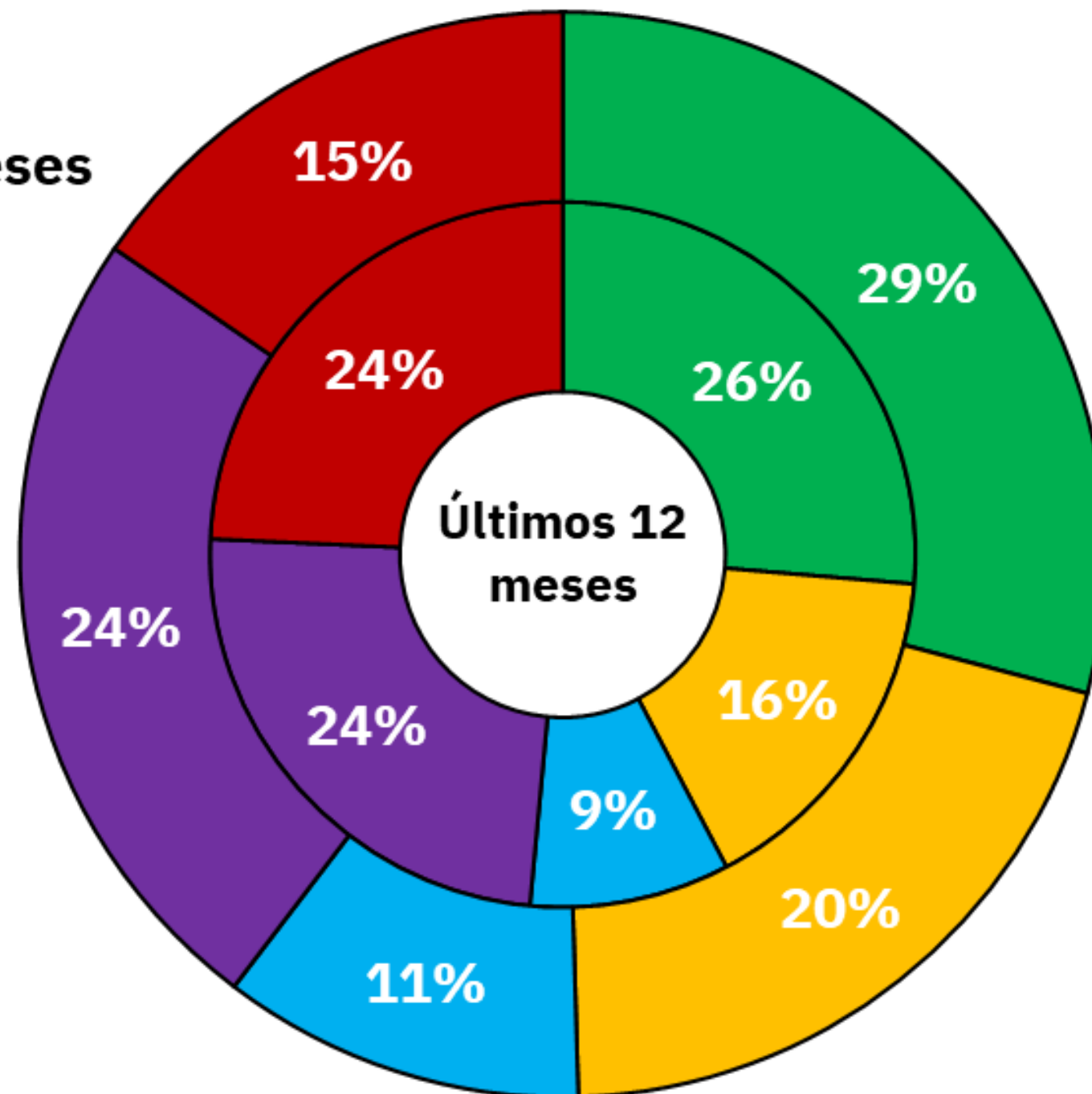
Las paradas programadas se mantienen sin cambios con respecto al último informe y se concentran en otoño de este año y primavera del año que viene.

	GWh	2021 vs 2020
Q3-2023	14 916	-1,1%
Q4-2023	13 843	+3,3%
Q1-2024	14 920	+0,9%
Q2-2024	12 819	+3,2%
2023	55 971	-0,4%



## Mix de generación

**Siguientes 12 meses**

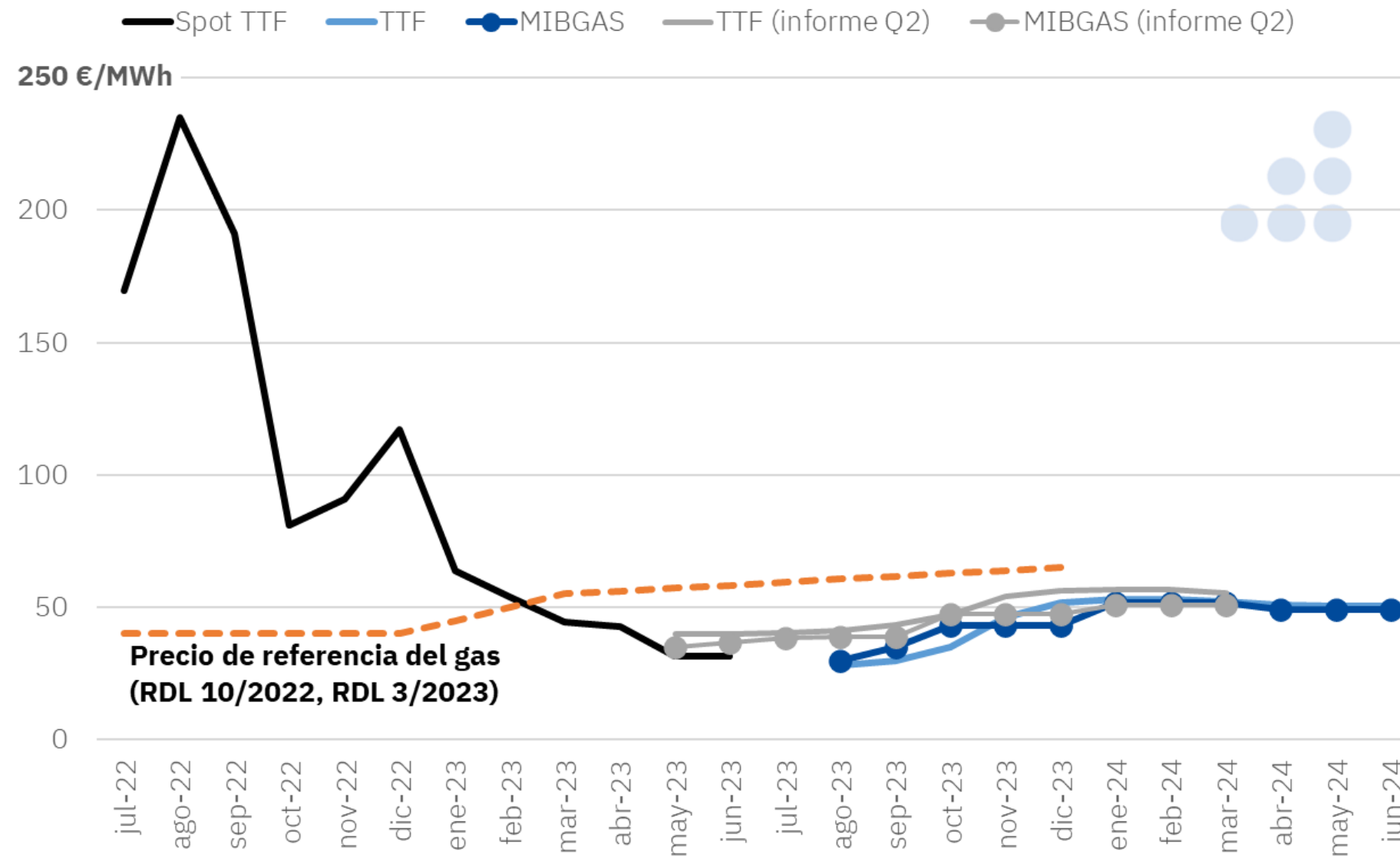


- Eólica
- Solar
- Hidroeléctrica
- Nuclear
- Hueco térmico y resto

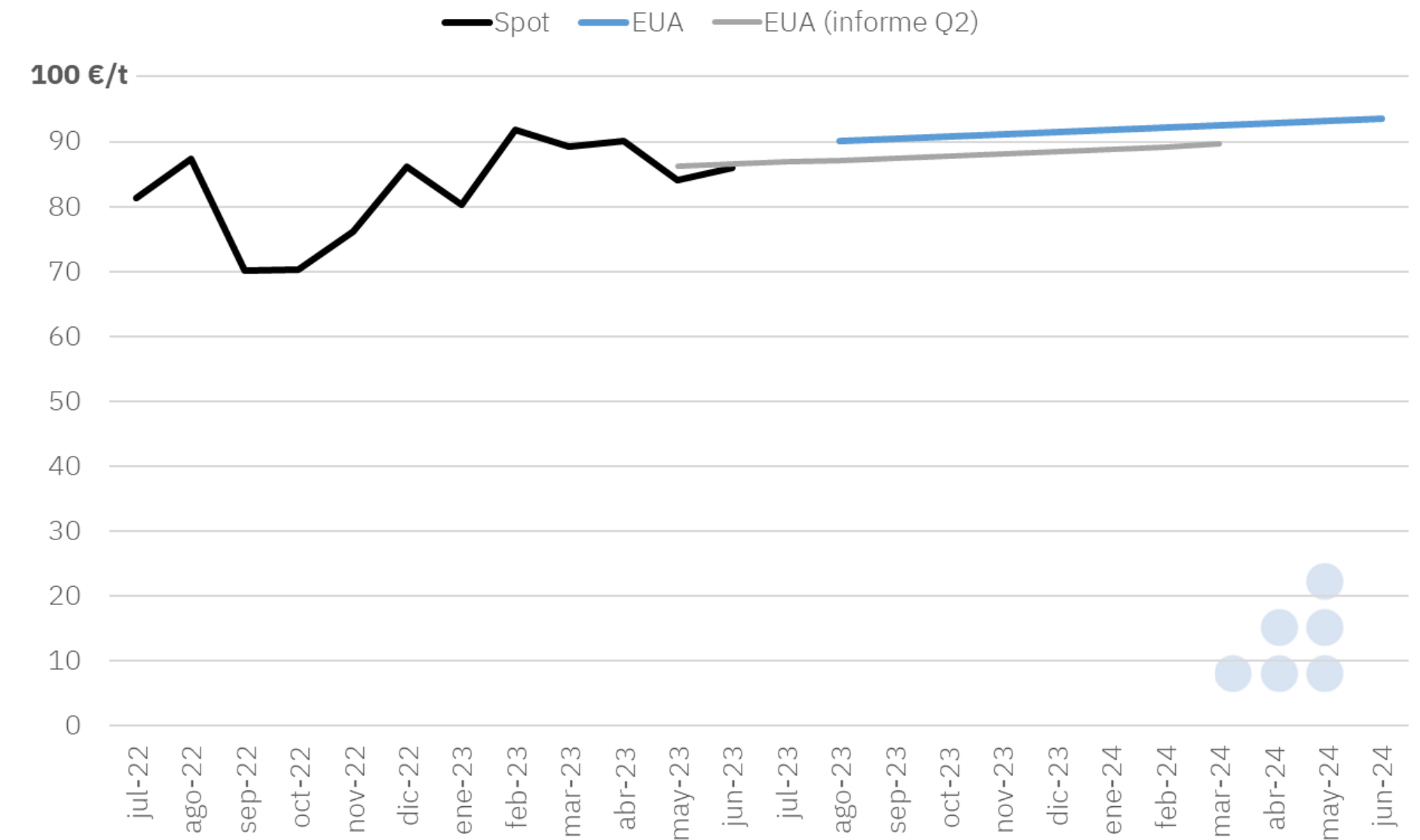
Las previsiones indican una disminución del **hueco térmico** del 35% para los siguientes doce meses.

Esta reducción tan pronunciada viene dada por el aumento esperado de la producción renovable, tanto **eólica**, como **solar** e **hidroeléctrica** conjuntamente con un incremento menor de la **demanda**.

## Futuros de gas



## Futuros de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>

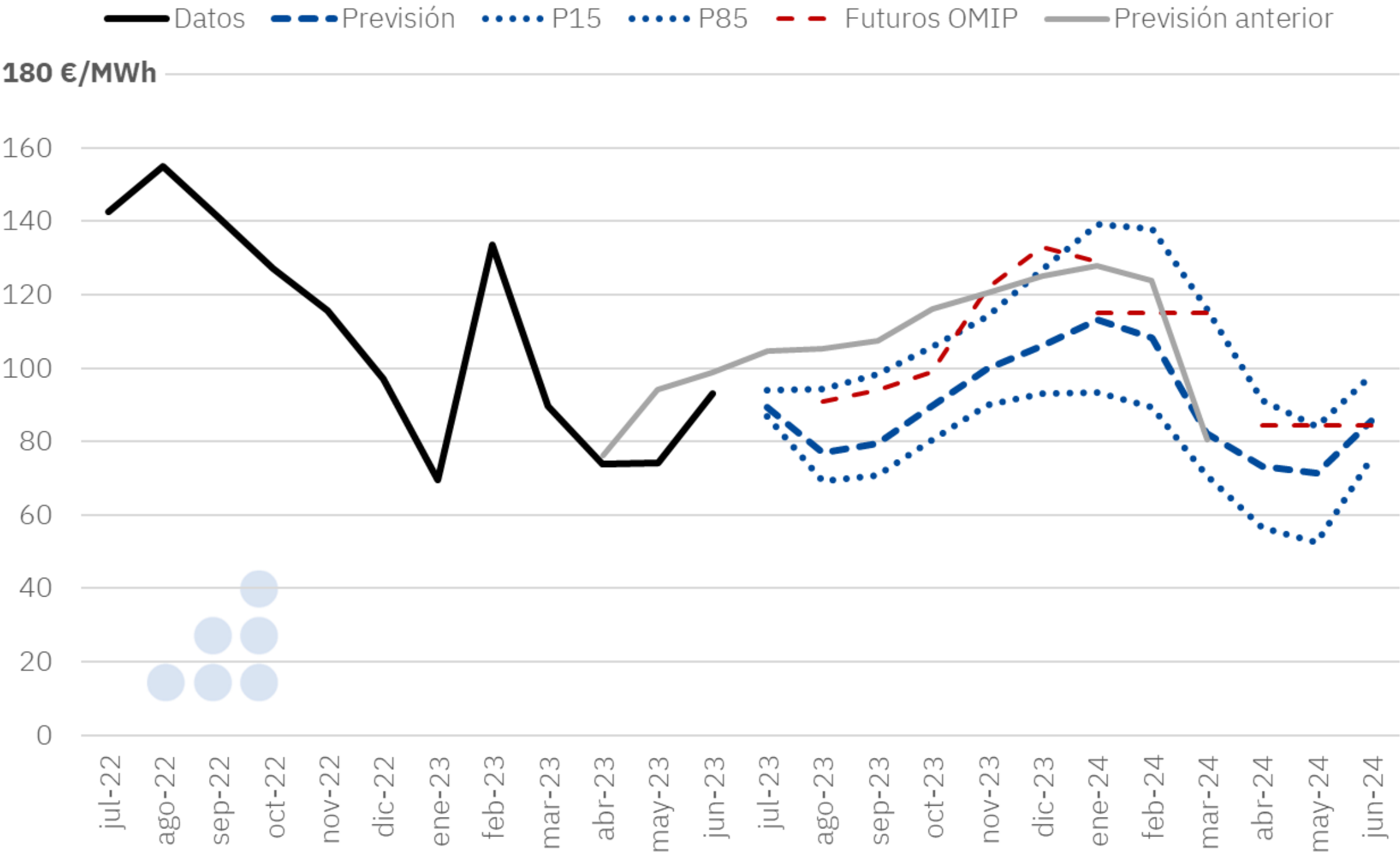


Los precios spot de **gas** han continuado la tendencia a la baja durante la mayor parte del segundo trimestre de 2023, si bien en junio registraron un repunte importante hasta los 40 €/MWh, pero ya en julio los precios han vuelto al nivel de los 25 €/MWh. Los futuros para el cuarto trimestre de 2023 y para Cal24, por su lado, se han mantenido relativamente estables. El spread promedio entre el precio en **TTF** y **MIBGAS** ha aumentado ligeramente durante el segundo trimestre hasta los 2,87 €/MWh, comparado con los 2,31 €/MWh del promedio del primer trimestre.

El mecanismo de ajuste de los precios del mercado con el **tope a los precios del gas** para la generación de electricidad, extendido hasta diciembre por el RDL 3/2023, no llegaría a aplicarse si los precios siguen la tendencia que están marcando ahora los futuros.

Durante el segundo trimestre, los precios de los **derechos de emisión de CO<sub>2</sub>** se han alejado de la barrera de los máximos históricos de los 100 € por tonelada, oscilando con una alta volatilidad entre los 75 y 95 €. De momento no se ve claro cuando los precios retomarán la tendencia histórica al alza. En el largo plazo, la tendencia de este mercado es claramente alcista.

## Previsión de precios del mercado eléctrico



La previsión del último informe sobrestimó los **precios** para el segundo trimestre un 12%. La principal causa de esta desviación se encuentra en la bajada de los precios del gas y del CO<sub>2</sub>.

Las previsiones indican que los precios mensuales deberían mantenerse claramente por debajo de los 100 €/MWh durante el verano y principio de otoño. De cada al invierno, un hueco térmico relativamente constante y una tendencia al alza de los precios del gas apuntan a un alza en los precios del mercado eléctrico.

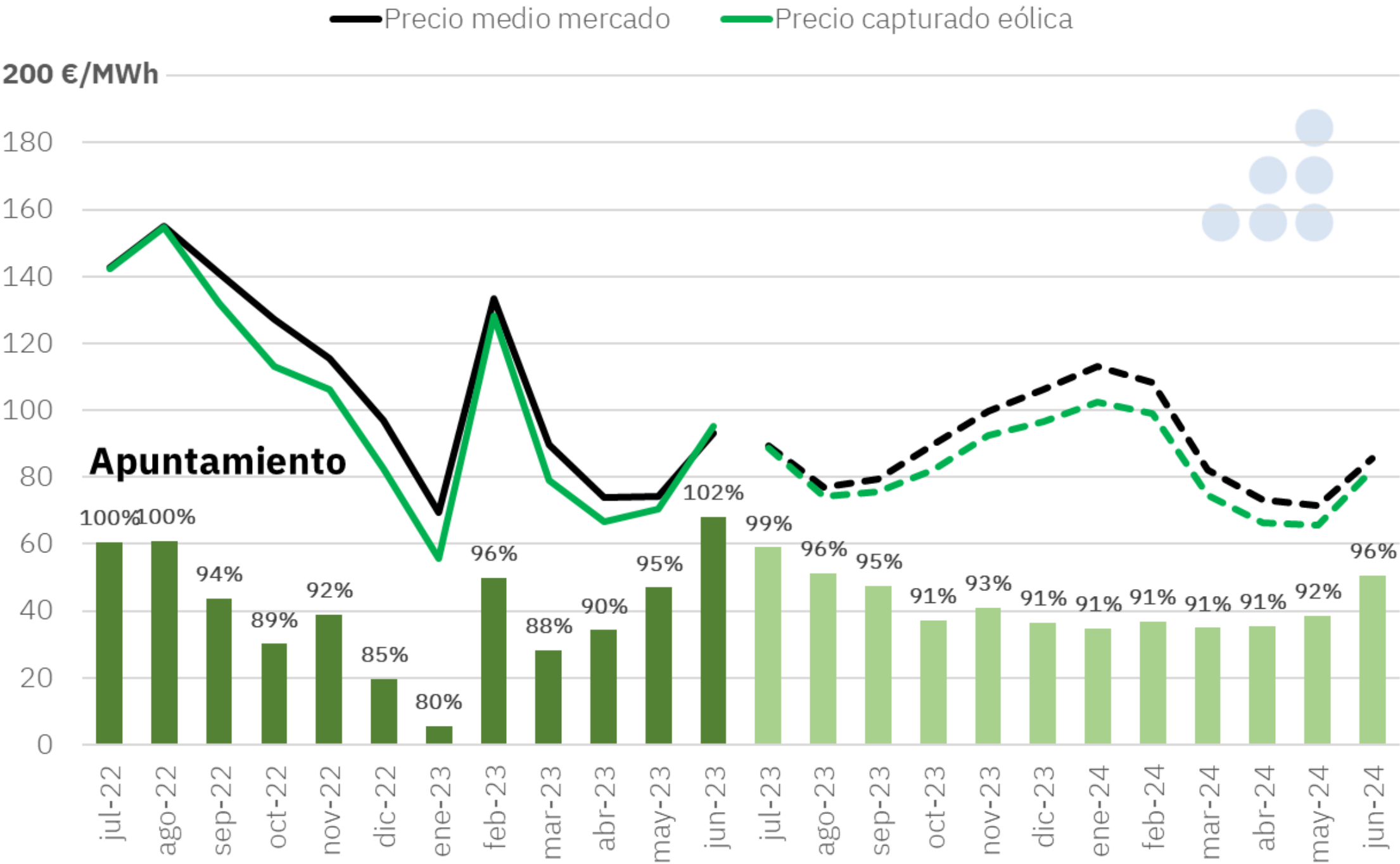
Para la primavera del año que viene (segundo trimestre de 2024), la caída de los precios ya se situaría por debajo de los precios de 2023 para la misma época del año. Aun así, el promedio de 2024 podría estar aún al nivel del promedio de 2023.

De acuerdo a las previsiones, los futuros estarían sobrevalorando los precios de mercado en un 4,8% para los siguientes doce meses.

	€/MWh	Variación interanual
Q3-2023	81,99	-43,9%
Q4-2023	98,56	-12,9%
Q1-2024	101,09	+4,9%
Q2-2024	76,63	-4,5%
2023	89,28	-46,7%



## Precio capturado por la producción eólica



Las previsiones indican un **precio promedio capturado por la eólica** de 82,74 €/MWh para 2023, que equivale a un **apuntamiento** respecto al precio medio del mercado del 92,7%.

En el segundo trimestre de 2023 destaca el apuntamiento alto registrado en junio, debido a la muy baja producción eólica en ese mes y su poco impacto en los precios.

Es la situación inversa a lo que se registró en abril, donde la producción eólica se situó por encima de los niveles esperados y la demanda fue considerablemente baja. La combinación de poca demanda y eólica alta redujo mucho el hueco térmico durante las horas de mayor producción solar y llevó los precios durante esas horas a cero o a precios muy bajos.

A medida que la radiación solar vaya disminuyendo en los próximos meses y que la producción eólica aumente de cara al otoño e invierno, el apuntamiento de la eólica se reducirá, y en promedio se espera que se sitúe alrededor del 90%.

	€/MWh	Apuntamiento
Q3-2023	79,40	96,8%
Q4-2023	91,23	92,6%
Q1-2024	91,66	90,7%
Q2-2024	70,54	92,1%
2023	82,74	92,7%

## Demanda mensual de electricidad

	P15 GWh	P50 GWh	P85 GWh
jul-23	21 242	21 446	21 676
ago-23	19 579	20 041	20 510
sep-23	18 698	19 077	19 522
oct-23	17 969	18 201	18 501
nov-23	18 559	19 179	19 862
dic-23	19 092	20 035	20 806
ene-24	20 264	21 105	21 963
feb-24	19 118	19 965	20 825
mar-24	18 831	19 570	20 274
abr-24	17 597	18 012	18 668
may-24	18 061	18 252	18 483
jun-24	18 317	18 721	19 083

## Producción mensual de energía eólica

	P15 GWh	P50 GWh	P85 GWh
jul-23	3 735	3 886	4 066
ago-23	3 717	4 102	4 538
sep-23	3 464	3 973	4 620
oct-23	4 213	5 014	5 832
nov-23	5 780	6 681	7 617
dic-23	5 826	6 846	7 866
ene-24	6 246	7 260	8 344
feb-24	5 887	6 889	7 880
mar-24	6 489	7 462	8 403
abr-24	5 104	5 982	6 889
may-24	4 796	5 484	6 183
jun-24	3 923	4 437	4 916



## Producción mensual de energía solar

	P15 GWh	P50 GWh	P85 GWh
jul-23	5 206	5 425	5 500
ago-23	4 666	5 359	5 767
sep-23	3 790	4 314	4 838
oct-23	2 977	3 408	4 036
nov-23	1 888	2 215	2 791
dic-23	1 619	1 981	2 455
ene-24	1 769	2 182	2 544
feb-24	2 233	2 840	3 239
mar-24	2 989	3 806	4 357
abr-24	3 682	4 344	4 965
may-24	5 023	5 708	6 374
jun-24	5 253	6 135	6 589

## Producción mensual de energía hidroeléctrica

	P15 GWh	P50 GWh	P85 GWh
jul-23	1 257	1 378	1 571
ago-23	1 135	1 525	1 808
sep-23	998	1 408	1 636
oct-23	991	1 407	1 776
nov-23	1 172	1 904	2 432
dic-23	1 347	2 446	3 573
ene-24	1 343	2 688	4 306
feb-24	1 309	2 650	4 222
mar-24	1 437	2 896	4 075
abr-24	1 605	2 645	3 882
may-24	1 625	2 373	3 281
jun-24	1 486	1 933	2 653

## Producción mensual de energía nuclear

	GWh
jul-23	5 027
ago-23	5 073
sep-23	4 815
oct-23	4 689
nov-23	4 343
dic-23	4 812
ene-24	5 144
feb-24	4 844
mar-24	4 932
abr-24	4 488
may-24	4 112
jun-24	4 219



## Precios del mercado eléctrico español

	P15 €/MWh	P50 €/MWh	P85 €/MWh
jul-23	86,91	89,46	94,15
ago-23	69,19	76,97	94,20
sep-23	70,67	79,46	98,36
oct-23	80,50	89,79	105,92
nov-23	89,84	99,80	114,03
dic-23	93,14	106,14	126,86
ene-24	93,46	113,26	139,20
feb-24	89,37	108,30	137,92
mar-24	70,75	82,18	116,16
abr-24	56,70	73,16	91,29
may-24	52,65	71,35	84,08
jun-24	75,44	85,54	98,07

## Precios capturados por la producción eólica

	€/MWh	Apuntamiento
<b>jul-23</b>	88,77	99,2%
<b>ago-23</b>	74,25	96,5%
<b>sep-23</b>	75,56	95,1%
<b>oct-23</b>	82,03	91,4%
<b>nov-23</b>	92,55	92,7%
<b>dic-23</b>	96,69	91,1%
<b>ene-24</b>	102,55	90,5%
<b>feb-24</b>	98,86	91,3%
<b>mar-24</b>	74,42	90,6%
<b>abr-24</b>	66,42	90,8%
<b>may-24</b>	65,53	91,8%
<b>jun-24</b>	82,30	96,2%

# Contact



## AleaSoft Madrid

Paseo de la Castellana, 79, 6.ª 28046 Madrid



(+34) 900 10 21 61



## AleaSoft Barcelona

Viladomat, 1, 1.ª 08015 Barcelona



(+34) 932 89 20 29



[forecast@aleasoft.com](mailto:forecast@aleasoft.com)



[aleasoft.com](http://aleasoft.com)

Visit our website:

