



Previsión de precios del mercado eléctrico MIBEL España

(Q2-2023 a Q1-2024)

28 de abril de 2023 para AEE

El presente informe para la **AEE** contiene los escenarios y previsiones mensuales de **AleaSoft**, con fecha 25 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 CO₂



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

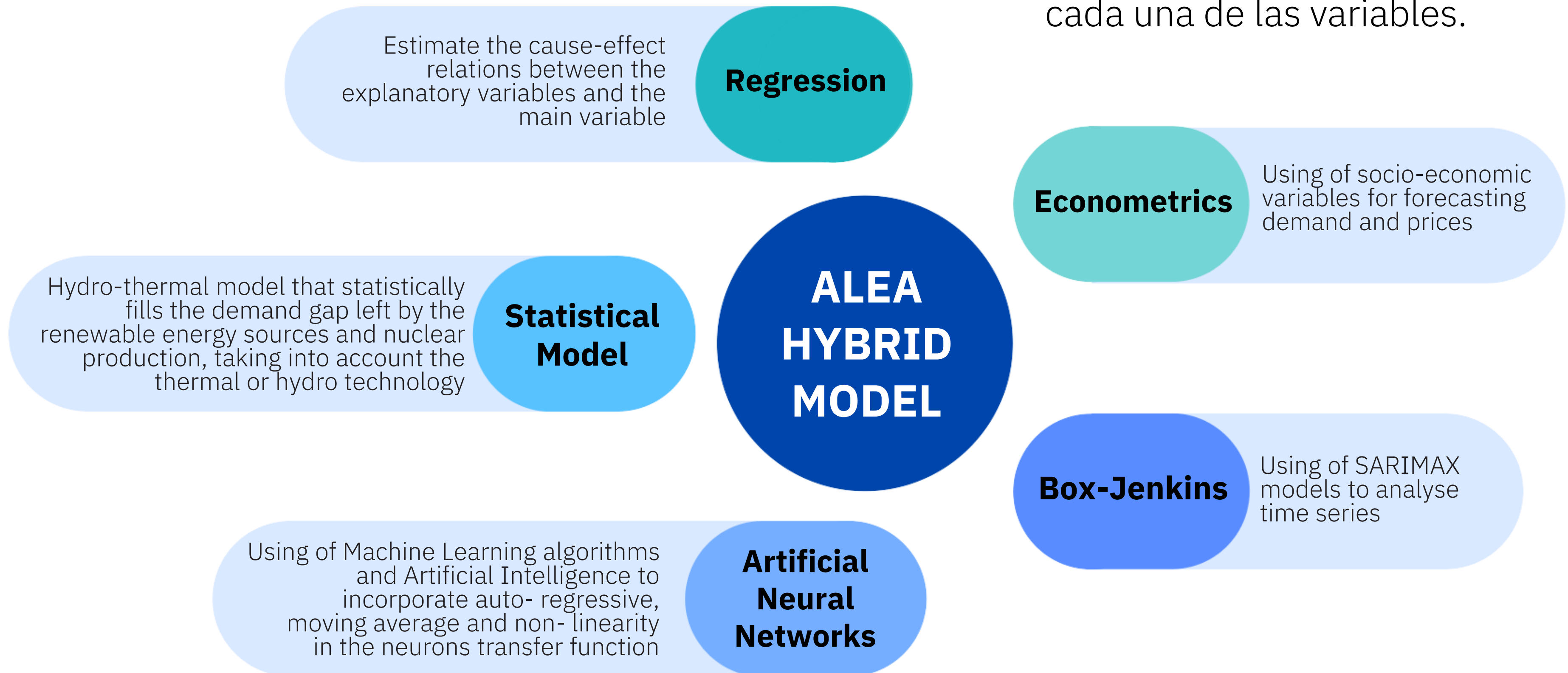


Experiencia en el sector de la energía

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

Metodología Alea

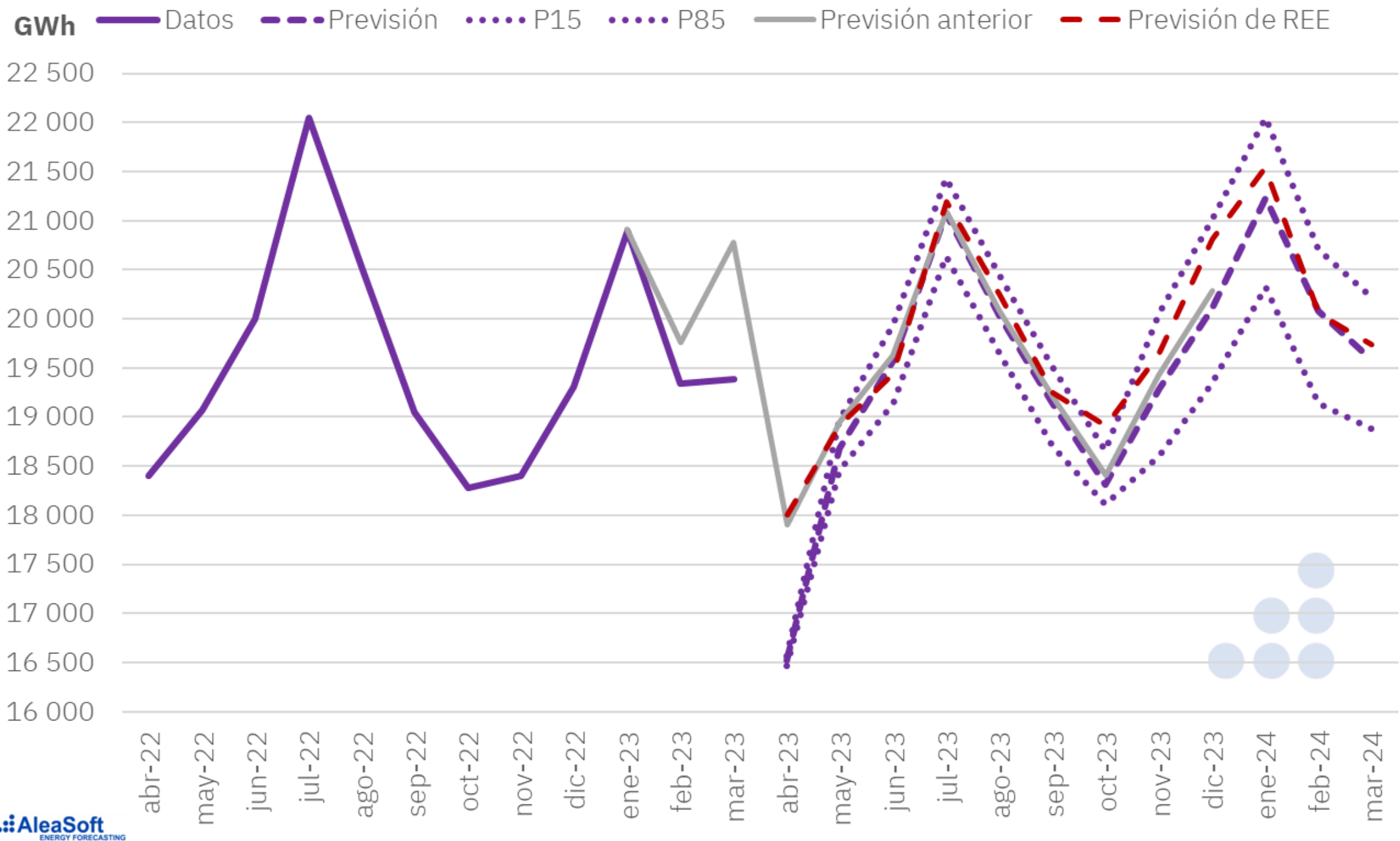
para previsiones para el sector de la energía



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



	GWh	Variación interanual
Q2-2023	54 772	-4,7%
Q3-2023	60 239	-2,3%
Q4-2023	57 711	+3,1%
Q1-2024	60 897	+2,1%
2023	232 341	-1,6%

La previsión mostrada en el informe anterior sobrestimó la demanda del primer trimestre de 2023 en un 3,1%, con una diferencia máxima en marzo del 7,2%.

Las temperaturas registradas en marzo ascendieron a un promedio de 13,7 °C, 1,8 °C por encima del escenario previsto, basado en las temperaturas medias históricas.

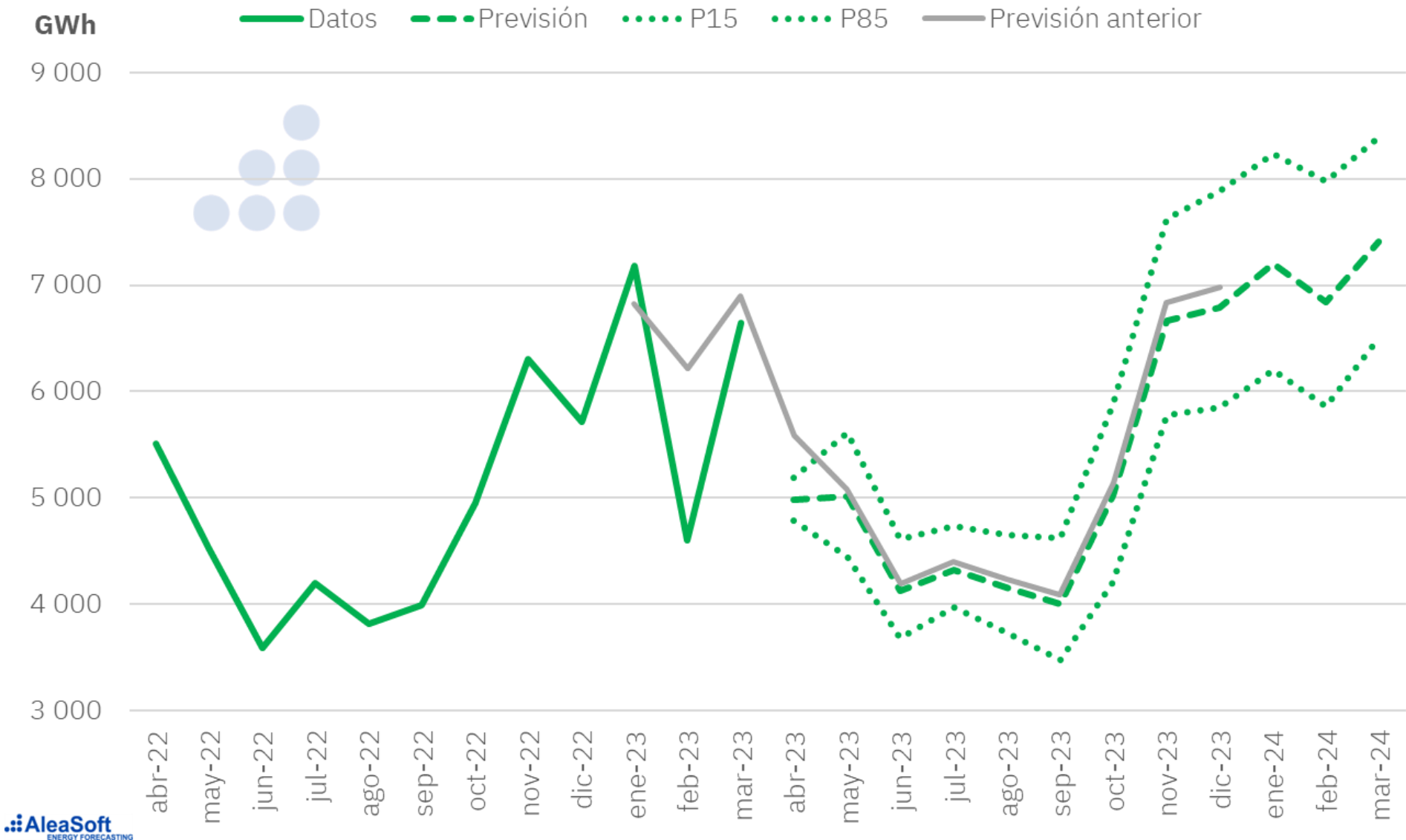
Las estimaciones del PIB para el primer trimestre ha aumentado en 0,8 puntos porcentuales con respecto a lo esperado en el último informe, y el IPI ha acabado 0,7 puntos porcentuales por debajo de lo esperado.

Con un escenario de crecimiento del PIB del +1,3% para los siguientes doce meses y una caída prevista del IPI de 1,0%, la previsión de la **demanda de electricidad** para 2023 se sitúa en el -1,6%. Un factor clave en esta revisión a la baja de la previsión de demanda (la previsión en el último informe fue del +0,2%) es la caída de la demanda que se espera para el mes de abril, de tan solo 16,5 TWh, la menor demanda desde la crisis de la COVID y que, antes de eso, nos sitúa a niveles de 2002. En este mes de abril han coincidido el período de Semana Santa con unas temperaturas inusualmente altas, alrededor de 1,4 °C por encima de la media histórica.

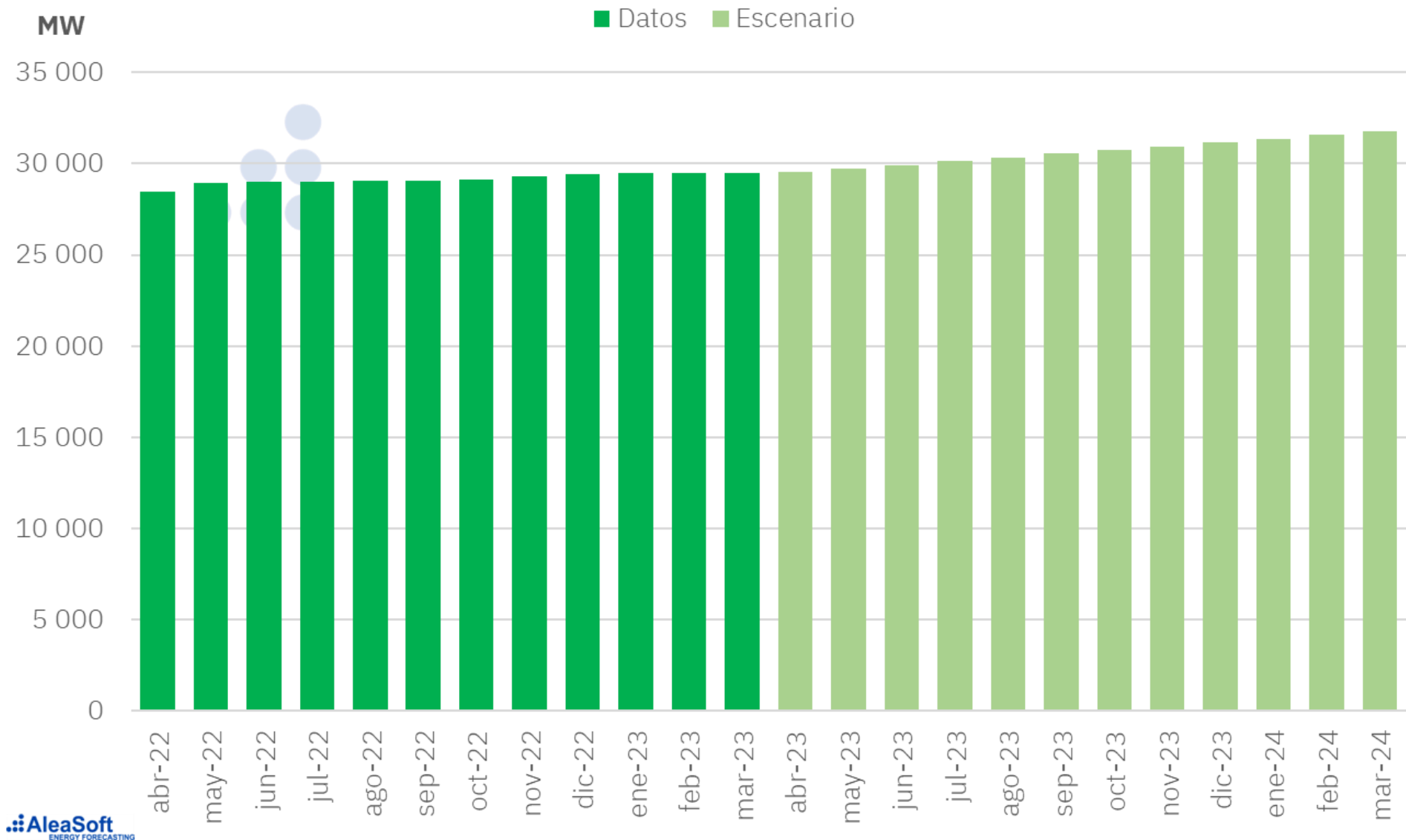
Simulaciones de la variabilidad de las condiciones meteorológicas sitúan el rango de variación de la demanda en 2023 entre el -3,1% y +0,1%.

La previsión de REE para 2023 de la demanda es de 0,0%.

Previsión de producción eólica



Previsión de capacidad eólica peninsular instalada



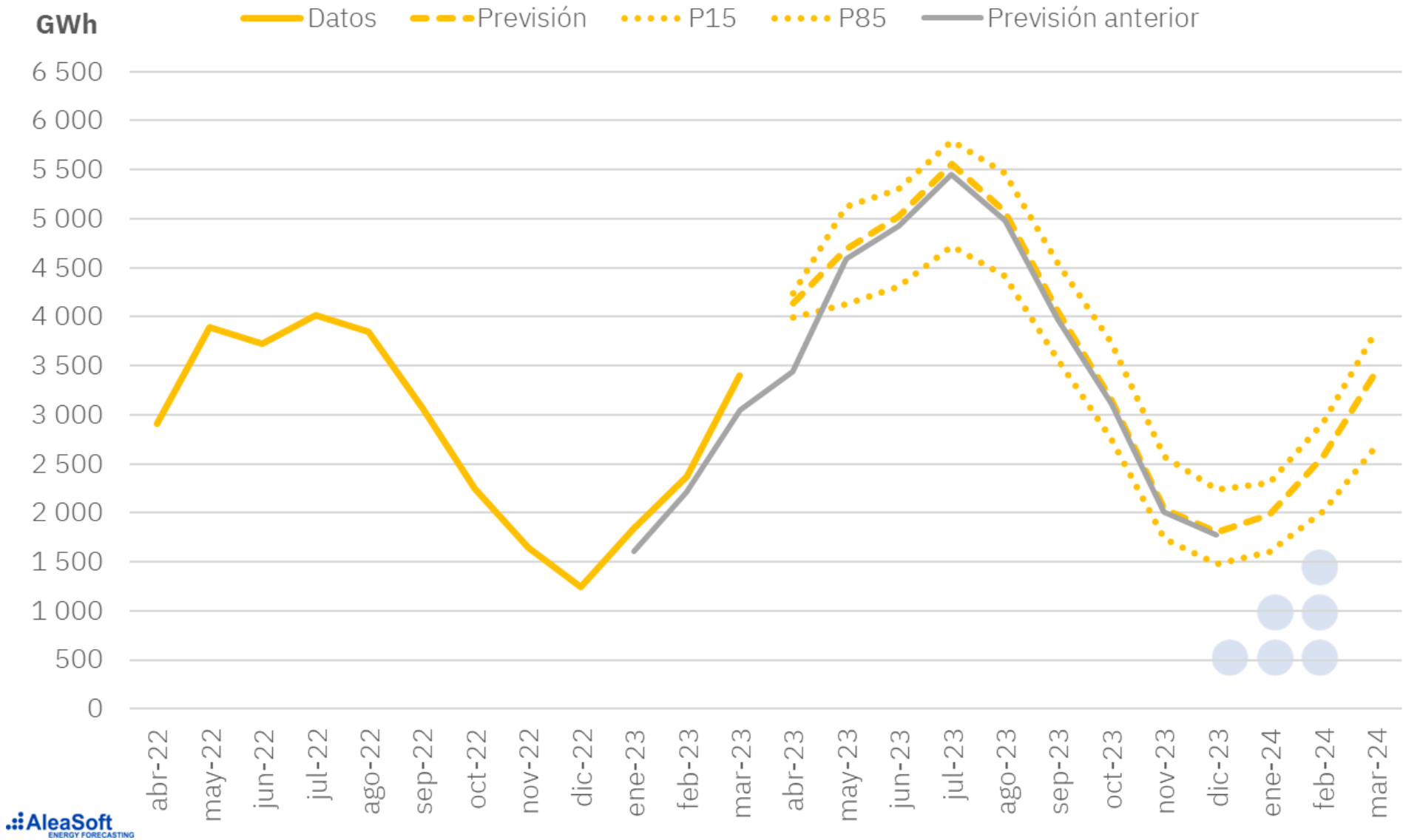
	GWh	Variación interanual
Q2-2023	14 132	+3,7%
Q3-2023	12 494	+4,0%
Q4-2023	18 484	+8,9%
Q1-2024	21 447	+16,4%
2023	63 533	+7,8%

La previsión anterior sobrestimó la producción eólica del primer trimestre de 2023 en un 8,2%, con una desviación del 36% en febrero.

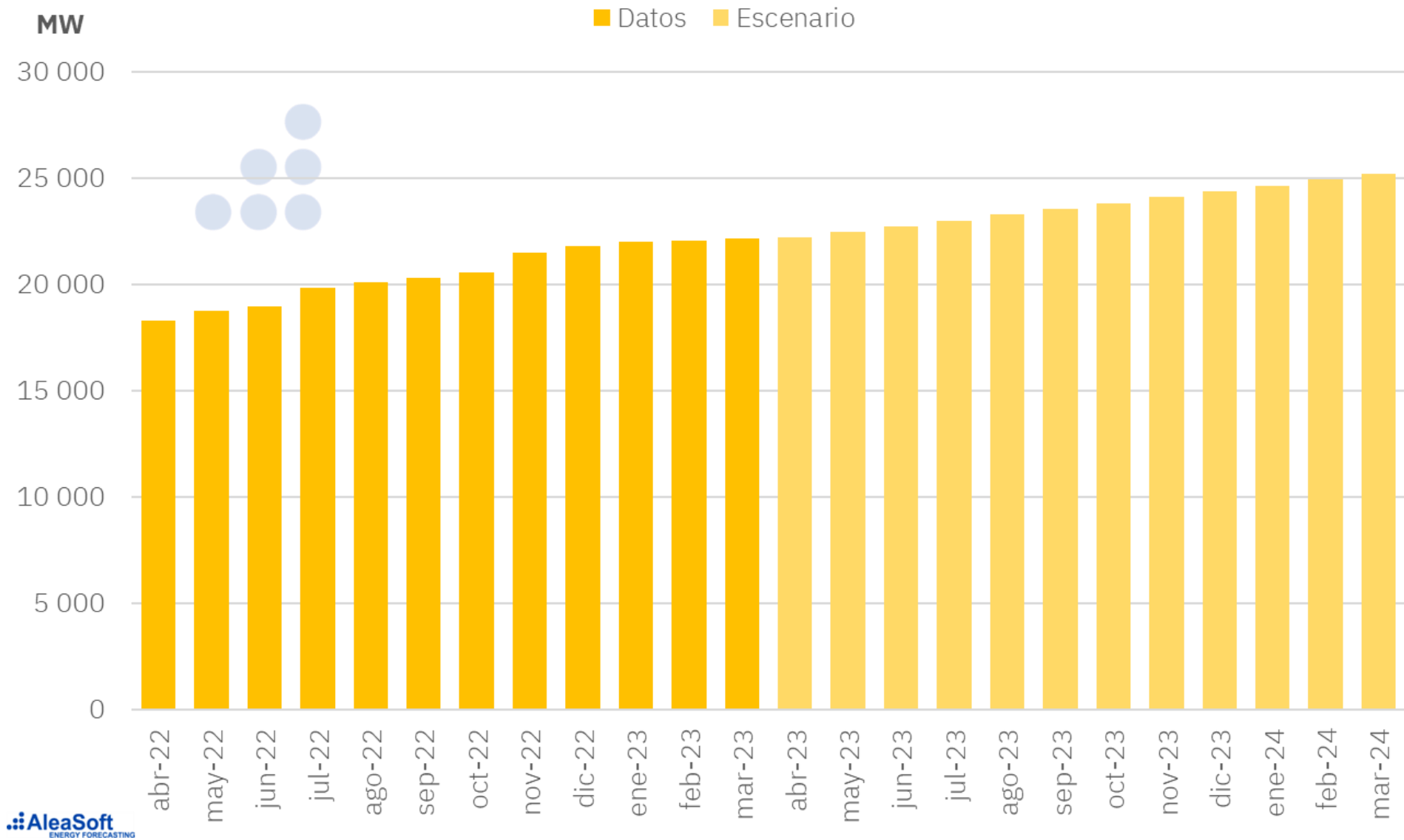
Después de una corrección importante de los datos de REE, sobre todo para el último trimestre de 2022, la **capacidad eólica** instalada en el territorio peninsular se sitúa en 29 517 MW, con 1,1 GW instalados en los últimos doce meses.

Un escenario ligeramente más pesimista que los objetivos del **PNIEC** requiere de un ritmo de instalación de capacidad eólica de alrededor de 190 MW cada mes, comparado con los 88 MW mensuales instalados durante los últimos doce meses.

Previsión de producción solar



Previsión de capacidad solar peninsular instalada



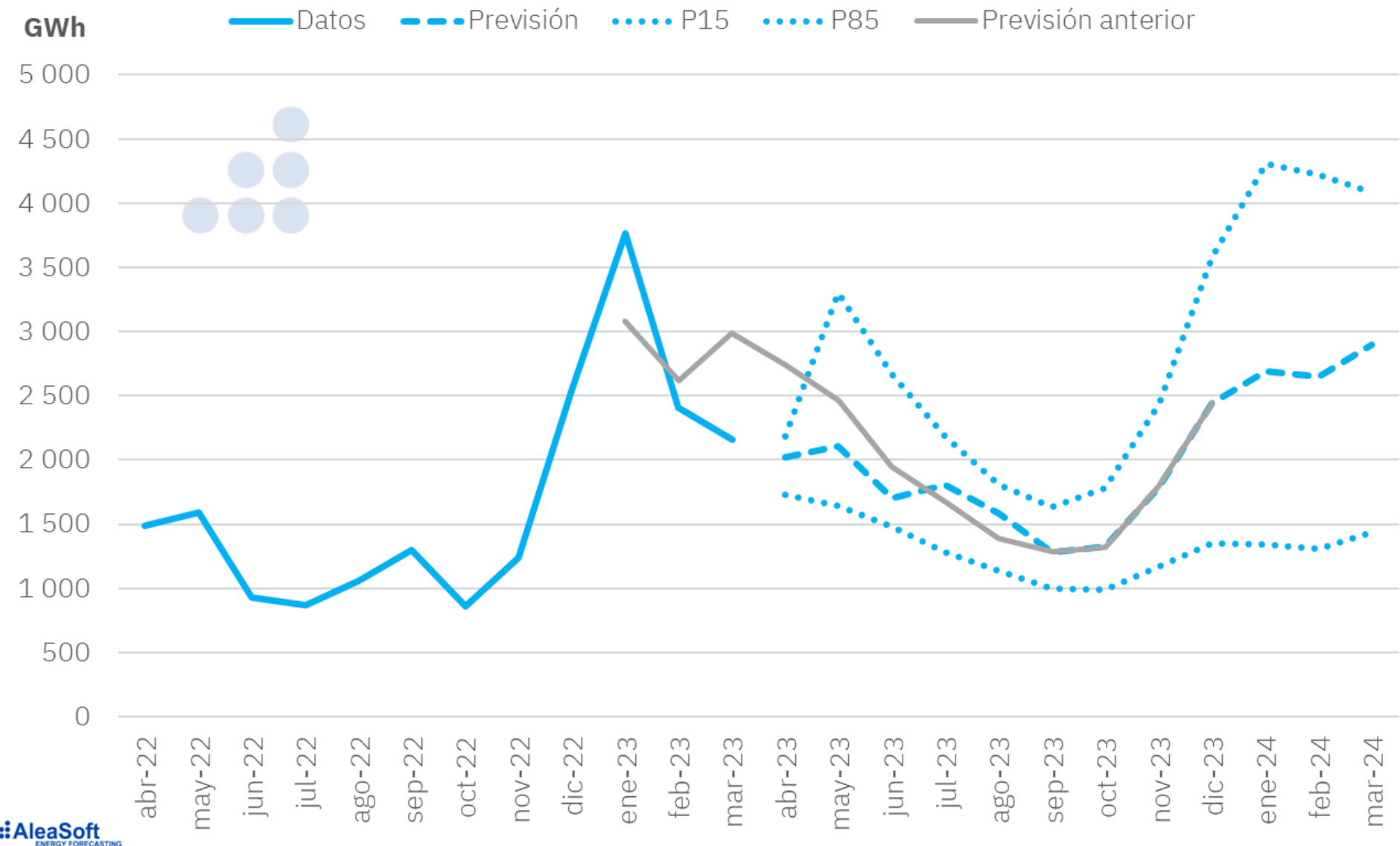
	GWh	Variación interanual
Q2-2023	13 845	+31,5%
Q3-2023	14 689	+34,1%
Q4-2023	7 014	+36,4%
Q1-2024	7 995	+5,1%
2023	43 154	+35,6%

La previsión anterior subestimó la producción **solar** del primer trimestre de 2022 en un 9,6%.

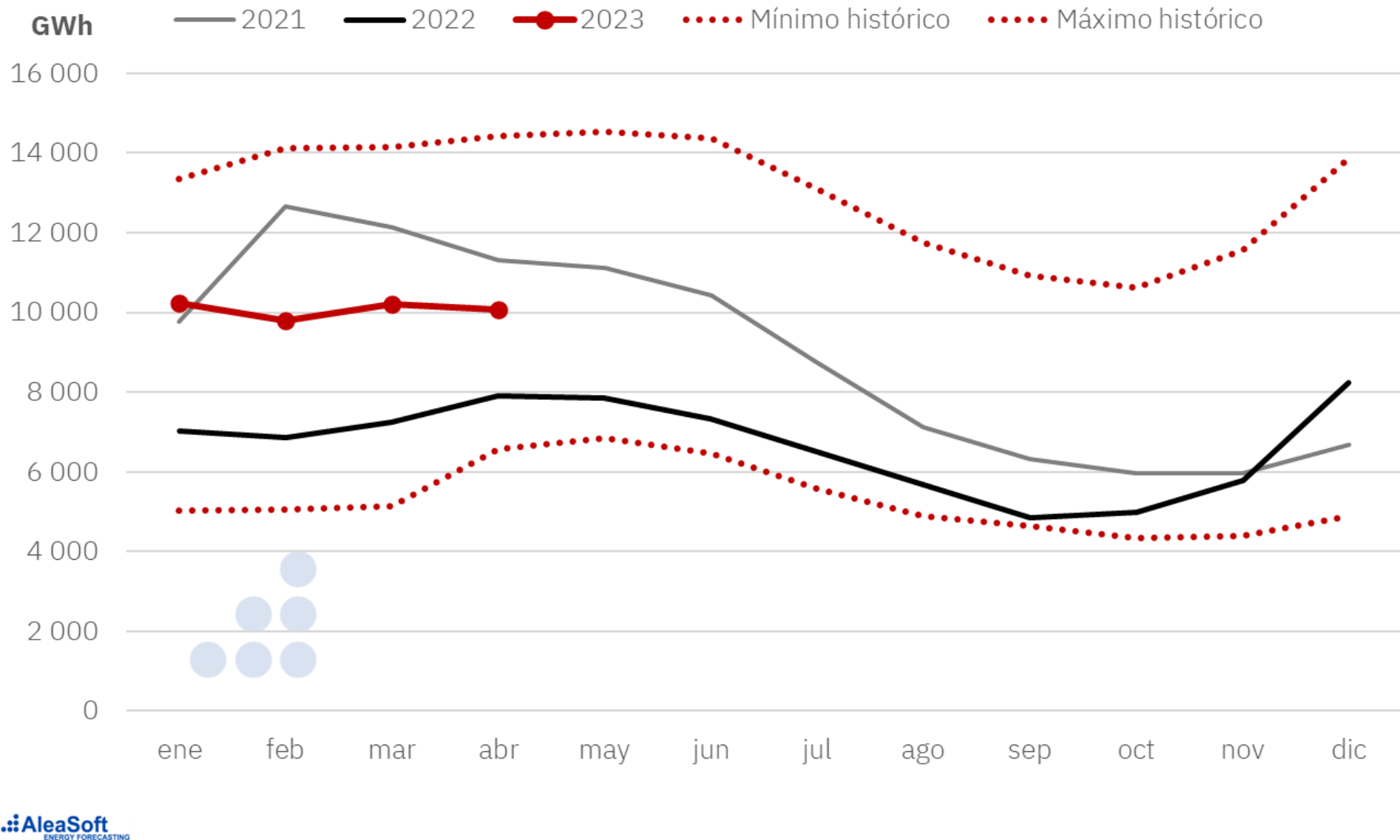
Según los últimos datos de REE, con una corrección importante de los datos del último trimestre de 2022, se instalaron 3,9 GW de **capacidad solar** en el territorio peninsular en los últimos doce meses, toda fotovoltaica. La potencia solar instalada a fecha del informe es de 22,2 GW, 19,9 GW de los 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 260 MW, comparados con los 325 MW mensuales instalados durante los últimos doce meses.

Previsión de producción hidroeléctrica



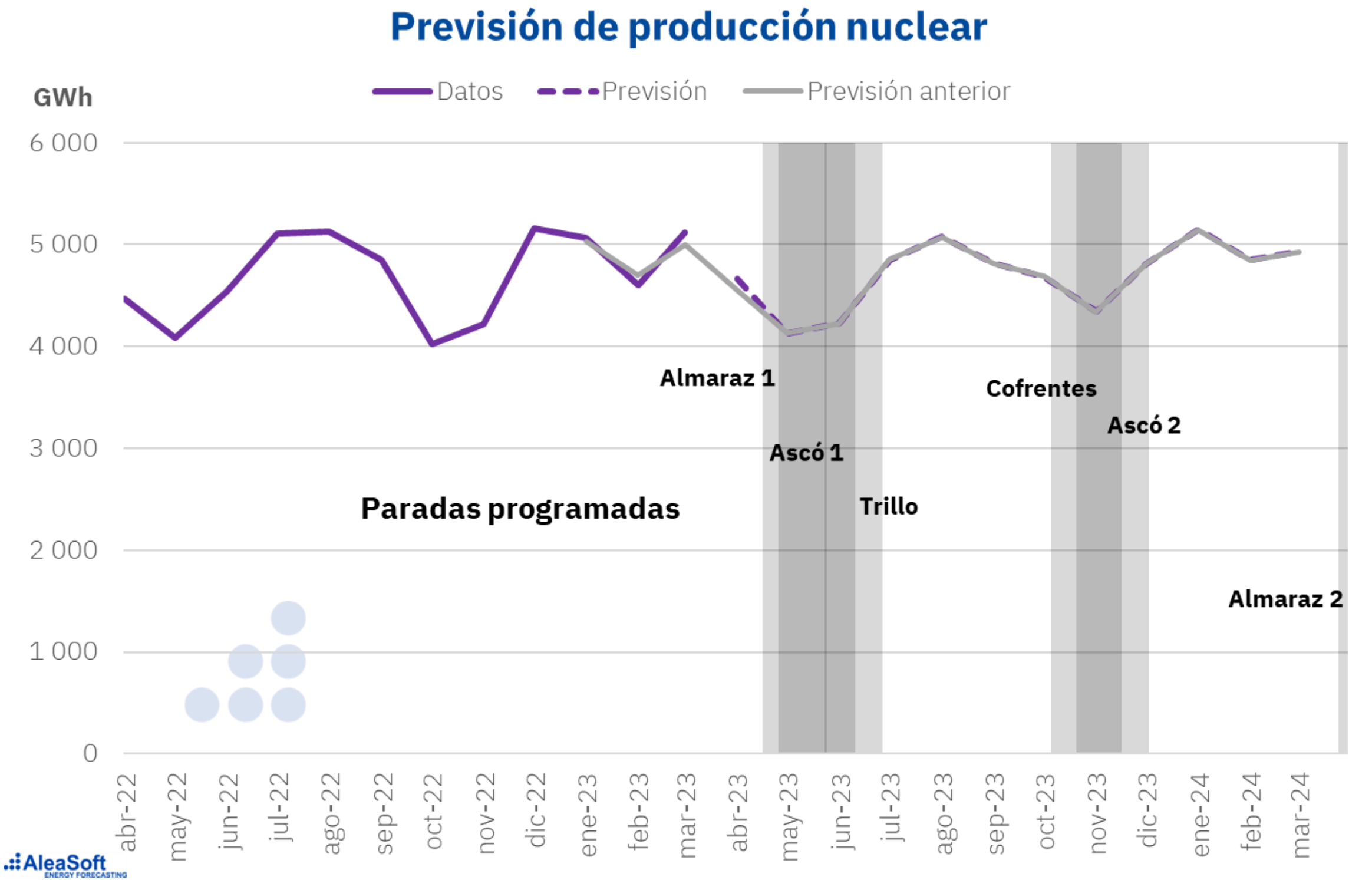
Reservas hidroeléctricas



	GWh	Variación interanual
Q2-2023	5 825	+45,2%
Q3-2023	4 672	+44,8%
Q4-2023	5 557	+19,9%
Q1-2024	8 234	-1,2%
2023	24 384	+53,0%

La previsión anterior sobrestimó la producción **hidroeléctrica** en un 4,3% para el primer trimestre del año, con una desviación en marzo del 38%. La situación tanto de la generación hidroeléctrica como de las **reservas hidroeléctricas** ha mejorado pero la situación de sequía continúa y la previsión para 2023 se ha corregido a la baja.

Las previsiones estacionales son relativamente optimistas hasta final del 2023. Indican niveles de precipitaciones alrededor de los niveles históricos para todo el territorio peninsular, con posibilidades de tener precipitaciones ligeramente superiores en algunos meses en la parte más septentrional y en la costa atlántica.



La previsión de producción **nuclear** para el tercer trimestre resultó en una subestimación del 0,4%.

Actualmente, Almaraz 1 se encuentra en parada. Se desconectó el pasado 17 de abril, tal como estaba programado. Su reconexión está planificada para el 24 de mayo. Ese día también estarán paradas Ascó 1 y Trillo, ya que continúa previsto el solapamiento de tres reactores parados durante ese día.

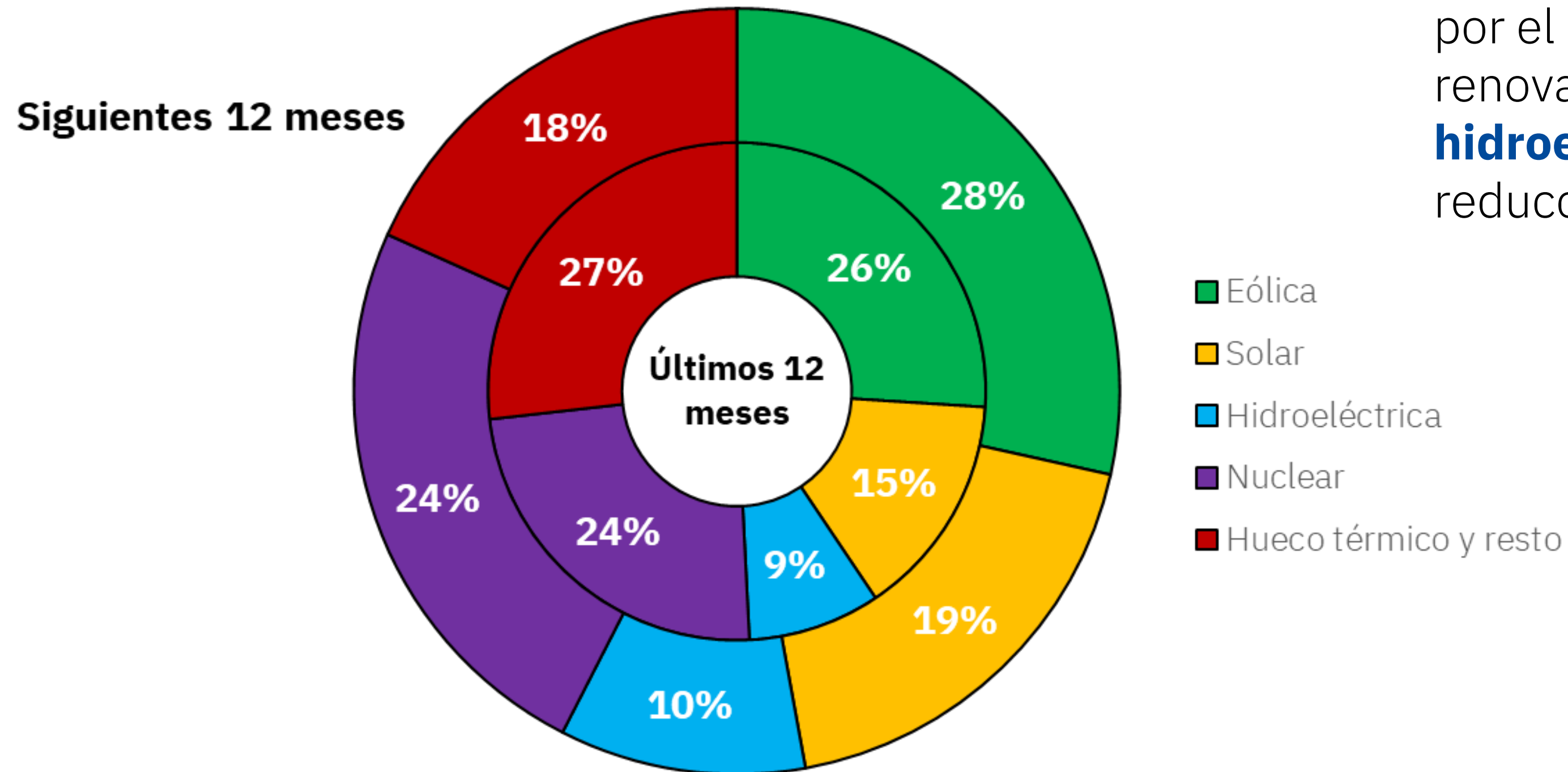
En el inicio de la Semana Santa, del viernes 31 de marzo al domingo 2 de abril, cuatro reactores redujeron su potencia ante la baja demanda y la alta producción renovable: Almaraz 2, Trillo, Cofrentes y Vandellós 2.

Las paradas programadas se mantienen sin cambios con respecto al último informe, solo con el adelanto de tres días en el inicio de la parada de Ascó 1.

Al final del horizonte, la siguiente parada de Almaraz 2 ya está dentro de los siguientes doce meses.

	GWh	2021 vs 2020
Q2-2023	13 019	-0,6%
Q3-2023	14 741	-2,3%
Q4-2023	13 843	+3,3%
Q1-2024	14 920	+0,9%
2023	56 394	+0,3%

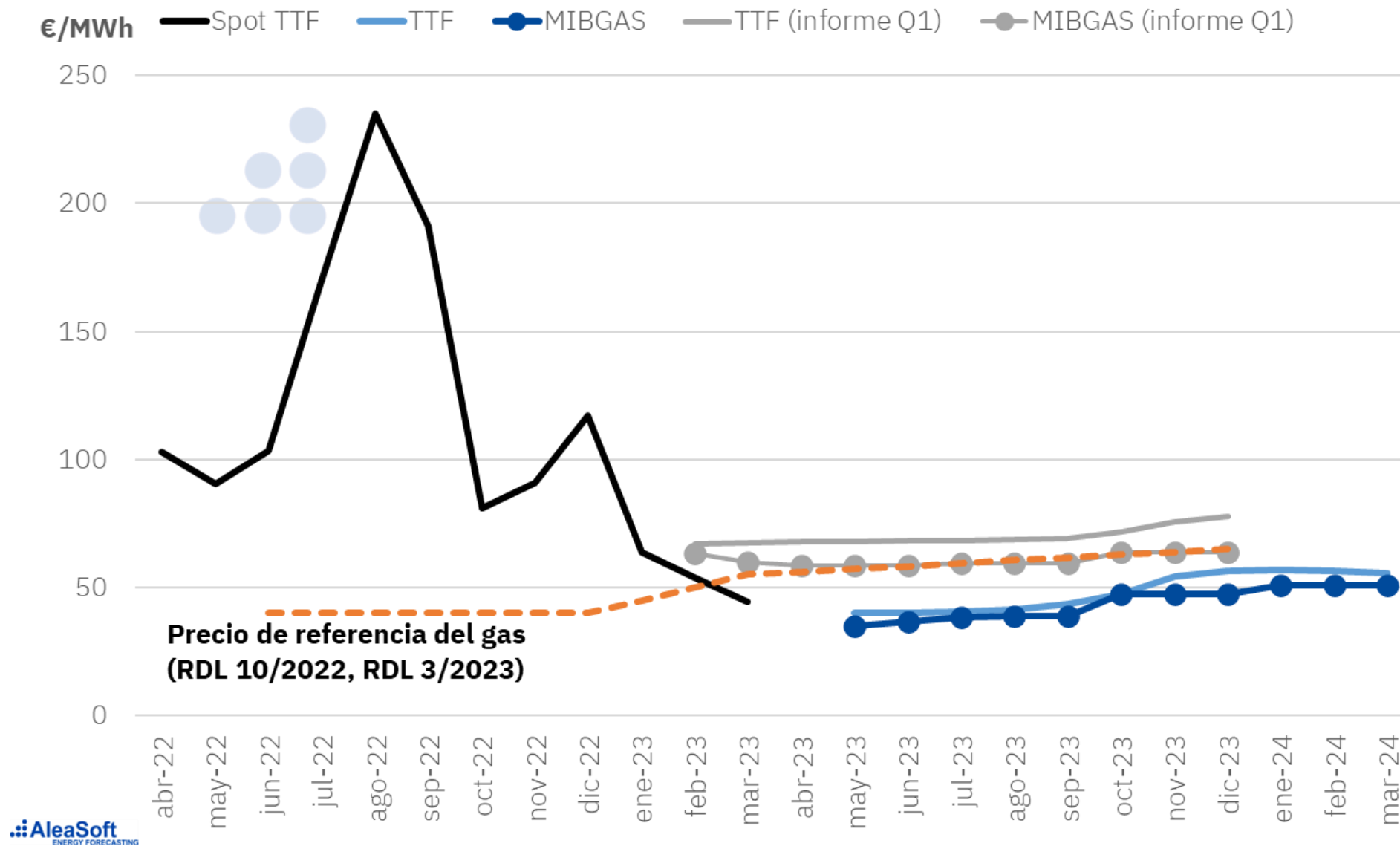
Mix de generación



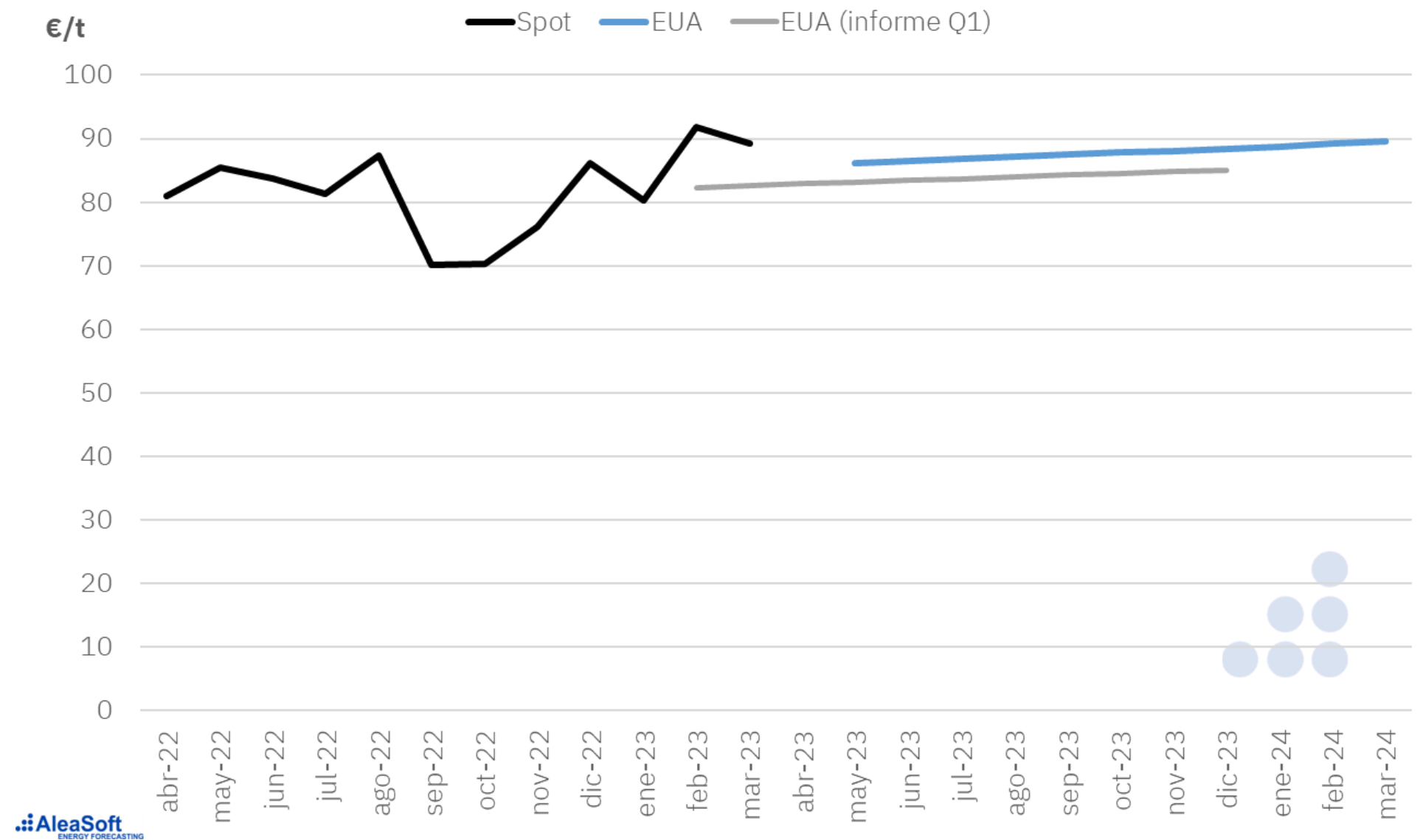
Las previsiones indican una disminución del **hueco térmico** del 32% para los siguientes doce meses.

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

Futuros de gas



Futuros de derechos de emisión de CO₂



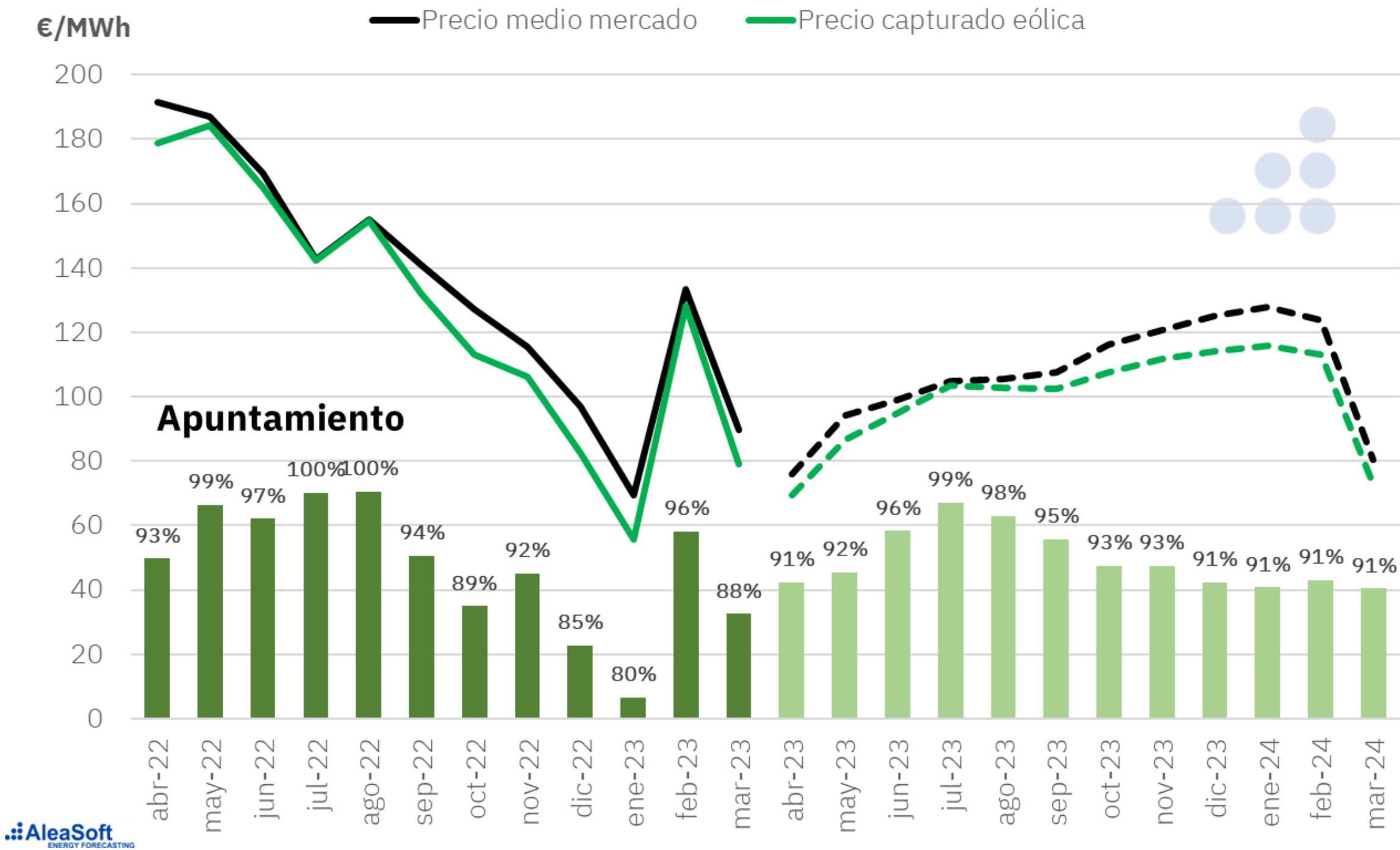
Los precios spot y de los futuros del **gas** han continuado la tendencia general a la baja. A la salida del invierno y entrada de la primavera, los niveles de las reservas de gas en la Unión Europea están en niveles históricamente altos, lo que permite afrontar una temporada recarga de los almacenamientos mucho menos tensionada que la de 2022. El spread entre el precio en **TTF** y **MIBGAS** ha aumentado ligeramente al inicio de Q2 hasta los 6 €/MWh, mientras que en Q1 se mantuvo alrededor de los 2 €/MWh.

El **tope a los precios del gas** para la generación de electricidad se ha extendido hasta diciembre (RDL 3/2023). De todas maneras, si los precios siguen la tendencia que están marcando ahora los futuros, el mecanismo de ajuste no llegaría a aplicarse.

Los precios de los **derechos de emisión de CO₂** se han acercado en varias ocasiones a la barrera de los máximos históricos de los 100 € por tonelada. La tendencia en el medio plazo continúa siendo al alza, pero no está claro cuando se superarán los 100 €. En el largo plazo, la tendencia de este mercado es claramente alcista.

Precio capturado por la eólica

Precio capturado por la producción eólica



Las previsiones indican un **precio promedio capturado por la eólica** de 100,18 €/MWh para 2023, que equivale a un **apuntamiento** respecto al precio medio del mercado del 97,0%.

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

Es la situación inversa a lo que se registró en enero y marzo, donde la producción eólica se situó en los niveles esperados y, al ser meses con poca radiación solar, los días con precios más bajos son precisamente los días con mayor producción eólica, llevando el apuntamiento a valores más bajos.

Para los meses de primavera y verano, la producción solar será la que tomará el protagonismo en cuanto al impacto en los precios del mercado a medida que la producción eólica va disminuyendo de manera estacional. Eso ayudará a que el apuntamiento de la eólica se recupere a niveles cercanos al 100%.

	€/MWh	Apuntamiento
Q2-2023	83,00	92,5%
Q3-2023	102,88	97,2%
Q4-2023	111,49	92,4%
Q1-2024	100,13	90,7%
2023	100,18	97,0%

Demanda mensual de electricidad

	P15 GWh	P50 GWh	P85 GWh
abr-23	16 465	16 518	16 570
may-23	18 458	18 679	18 972
jun-23	19 134	19 574	19 944
jul-23	20 636	21 072	21 431
ago-23	19 639	20 022	20 436
sep-23	18 703	19 145	19 509
oct-23	18 109	18 316	18 654
nov-23	18 597	19 290	20 060
dic-23	19 338	20 106	21 005
ene-24	20 322	21 236	22 049
feb-24	19 139	20 080	20 709
mar-24	18 882	19 581	20 228

Producción mensual de energía eólica

	P15 GWh	P50 GWh	P85 GWh
abr-23	4 790	4 984	5 191
may-23	4 449	5 016	5 616
jun-23	3 681	4 132	4 612
jul-23	3 972	4 328	4 734
ago-23	3 739	4 159	4 651
sep-23	3 481	4 006	4 625
oct-23	4 209	5 028	5 877
nov-23	5 775	6 664	7 628
dic-23	5 847	6 792	7 880
ene-24	6 198	7 204	8 237
feb-24	5 859	6 836	7 973
mar-24	6 505	7 406	8 389

Producción mensual de energía solar

	P15 GWh	P50 GWh	P85 GWh
abr-23	3 992	4 138	4 241
may-23	4 128	4 684	5 118
jun-23	4 307	5 024	5 305
jul-23	4 725	5 557	5 798
ago-23	4 422	5 082	5 469
sep-23	3 555	4 050	4 541
oct-23	2 765	3 167	3 751
nov-23	1 737	2 039	2 570
dic-23	1 476	1 807	2 237
ene-24	1 604	1 983	2 306
feb-24	2 012	2 574	2 920
mar-24	2 674	3 438	3 853

Producción mensual de energía hidroeléctrica

	P15 GWh	P50 GWh	P85 GWh
abr-23	1 726	2 017	2 185
may-23	1 640	2 108	3 301
jun-23	1 476	1 700	2 662
jul-23	1 285	1 805	2 188
ago-23	1 135	1 583	1 808
sep-23	998	1 284	1 636
oct-23	991	1 322	1 776
nov-23	1 172	1 789	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	1 433	2 896	4 086

Producción mensual de energía nuclear

	GWh
abr-23	4 665
may-23	4 128
jun-23	4 226
jul-23	4 852
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

Precios del mercado eléctrico español


	P15 €/MWh	P50 €/MWh	P85 €/MWh
abr-23	69,73	76,11	81,15
may-23	80,61	94,18	108,74
jun-23	86,50	98,84	123,23
jul-23	93,08	104,82	127,76
ago-23	90,16	105,39	123,39
sep-23	89,11	107,44	124,63
oct-23	97,39	116,11	135,85
nov-23	105,57	120,55	138,20
dic-23	103,49	125,21	145,10
ene-24	97,49	127,87	167,22
feb-24	91,25	123,83	164,12
mar-24	59,57	80,50	108,89


Precios capturados por la producción eólica

	€/MWh	Apuntamiento
abr-23	69,34	91,1%
may-23	86,72	92,1%
jun-23	94,96	96,1%
jul-23	103,51	98,8%
ago-23	102,77	97,5%
sep-23	102,32	95,2%
oct-23	107,65	92,7%
nov-23	111,76	92,7%
dic-23	114,07	91,1%
ene-24	115,88	90,6%
feb-24	113,08	91,3%
mar-24	72,86	90,5%

Contact

Visit our website:

 **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**

 **aleasoft.com**

