



red eléctrica

Una empresa de Redeia

# Reunión Comité Técnico de Seguimiento de la Operación del Sistema Eléctrico Ibérico: Operación

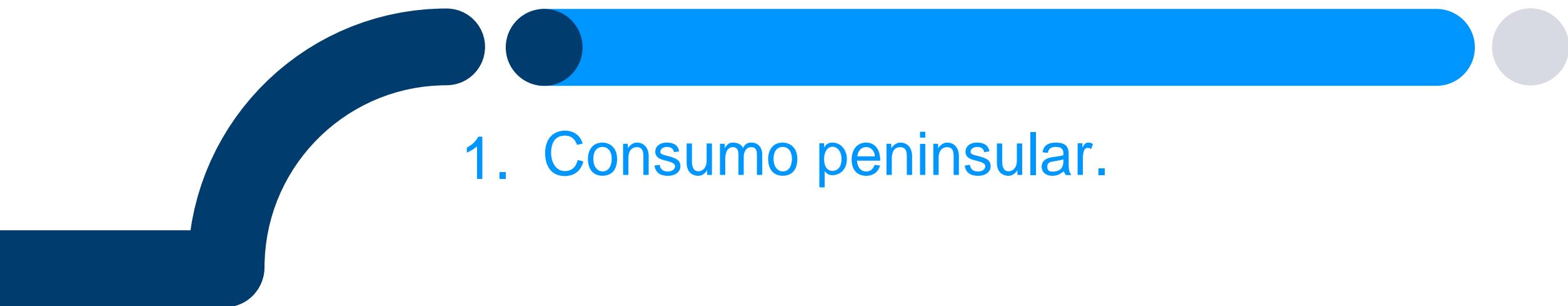
Dirección de Operación

Julio, 2023



1. Consumo peninsular. Evolución 2023.
2. Mix de producción y reservas hidráulicas.
3. Interconexiones.
4. RdT:
  - Nuevas instalaciones.
5. Calidad del servicio.

red eléctrica



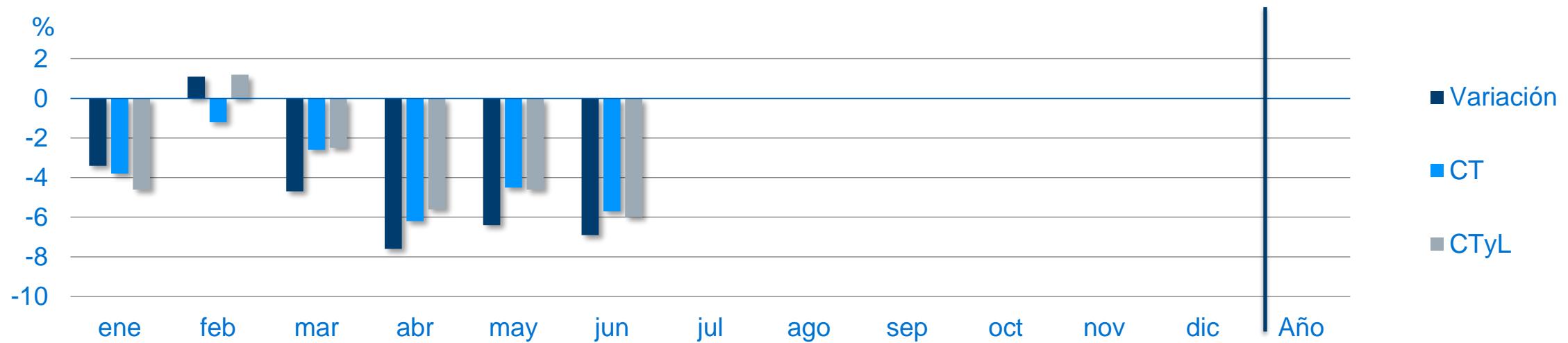
## 1. Consumo peninsular.

Evolución 2023



Datos Provisionales 30.06.23

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Potencia máxima (MW)	39.101	38.100	37.681	30.308	29.599	34.703						
Consumo Máximo diario (GWh)	778	761	748	623	623	732						
Consumo Mensual (GWh)	20.783	19.314	19.329	17.045	17.869	18.652						
Δ Mes (%)	-3,4	+1,1	-4,7	-7,6	-6,4	-6,9						
Δ Mes Corregida temperatura (CT) (%)	-3,8	-1,2	-2,6	-6,2	-4,5	-5,7						
Δ Mes Corregida (CT y L) (%)	-4,6	-1,2	-2,5	-5,6	-4,6	-6,0						
Δ Año Acumulado Absoluto (%)	-3,4	-1,2	-2,4	-3,6	-4,1	-4,6						

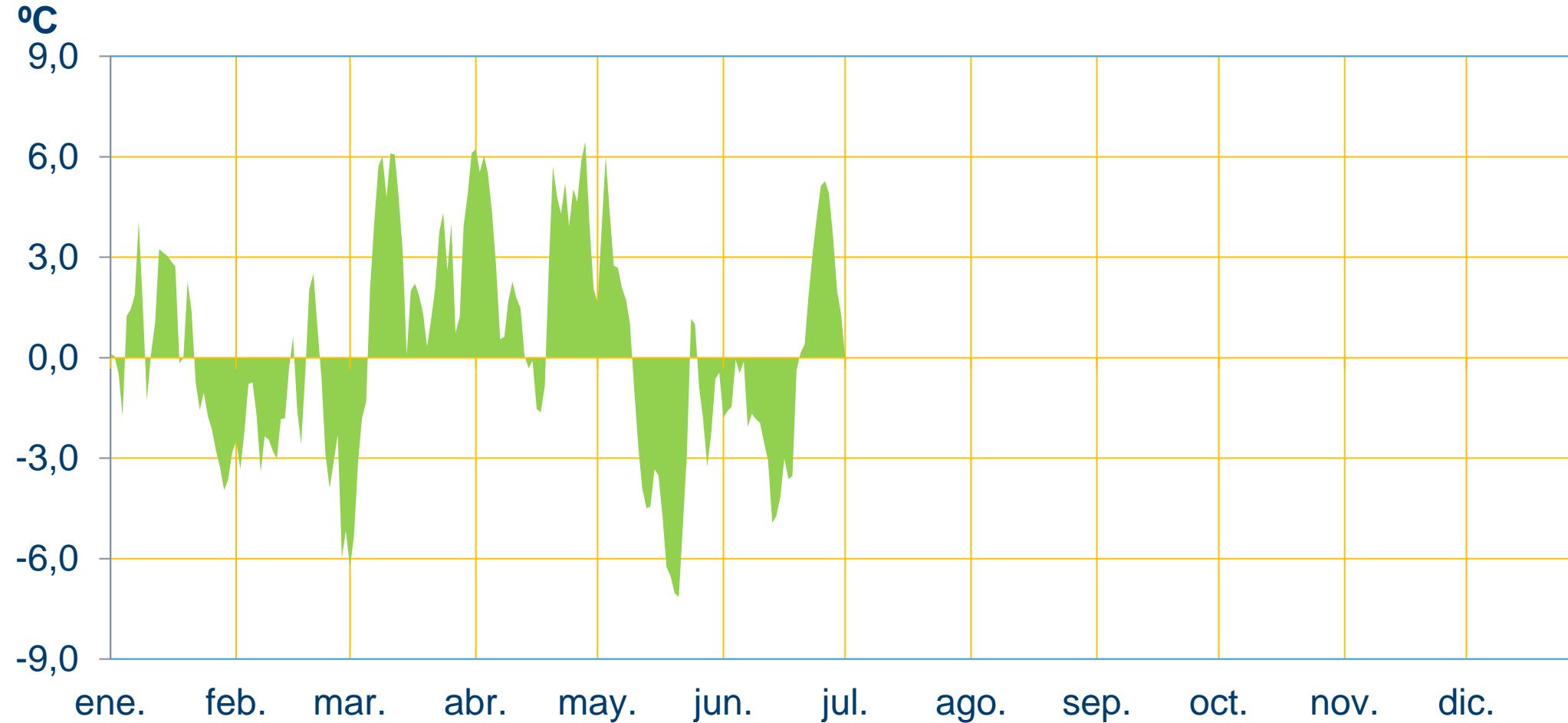




# 2023 Variación de temperatura media respecto al año anterior

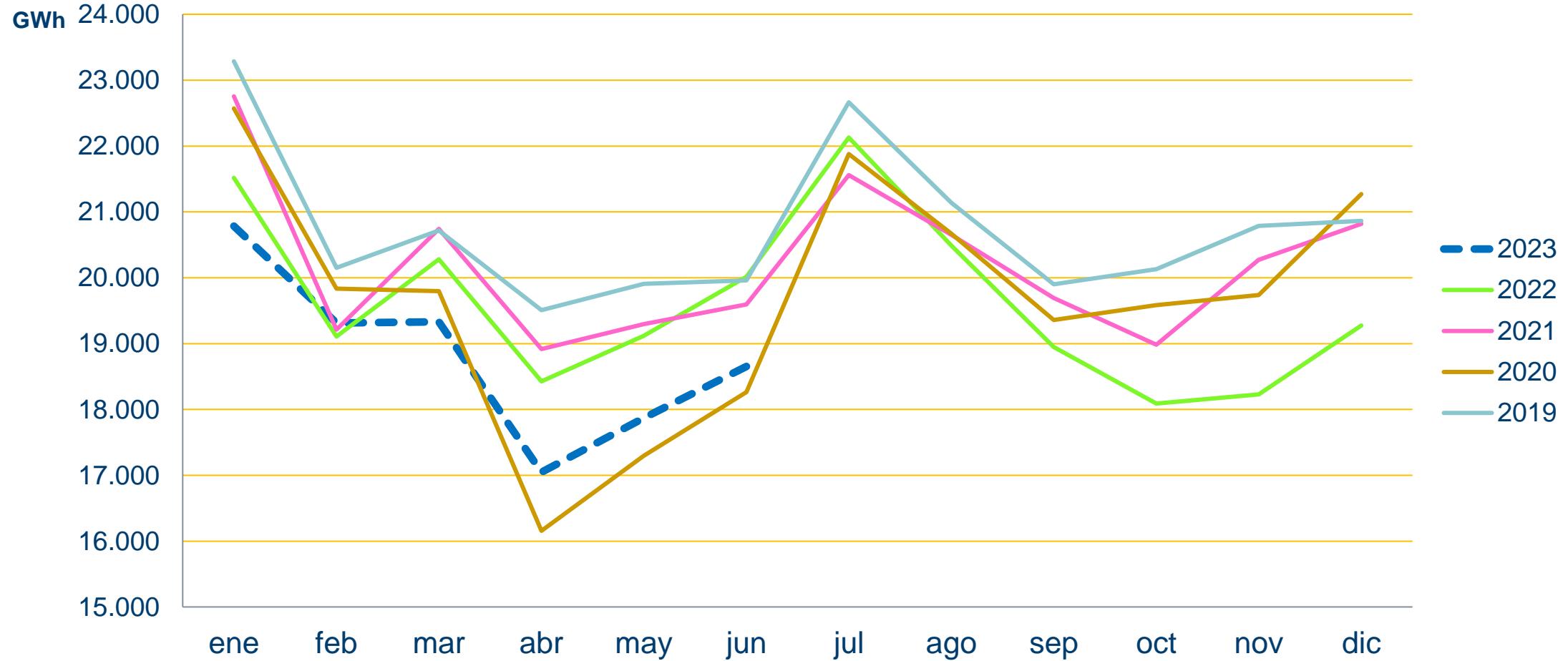
red eléctrica

Datos Provisionales 30.06.23





Datos Provisionales 30.06.23

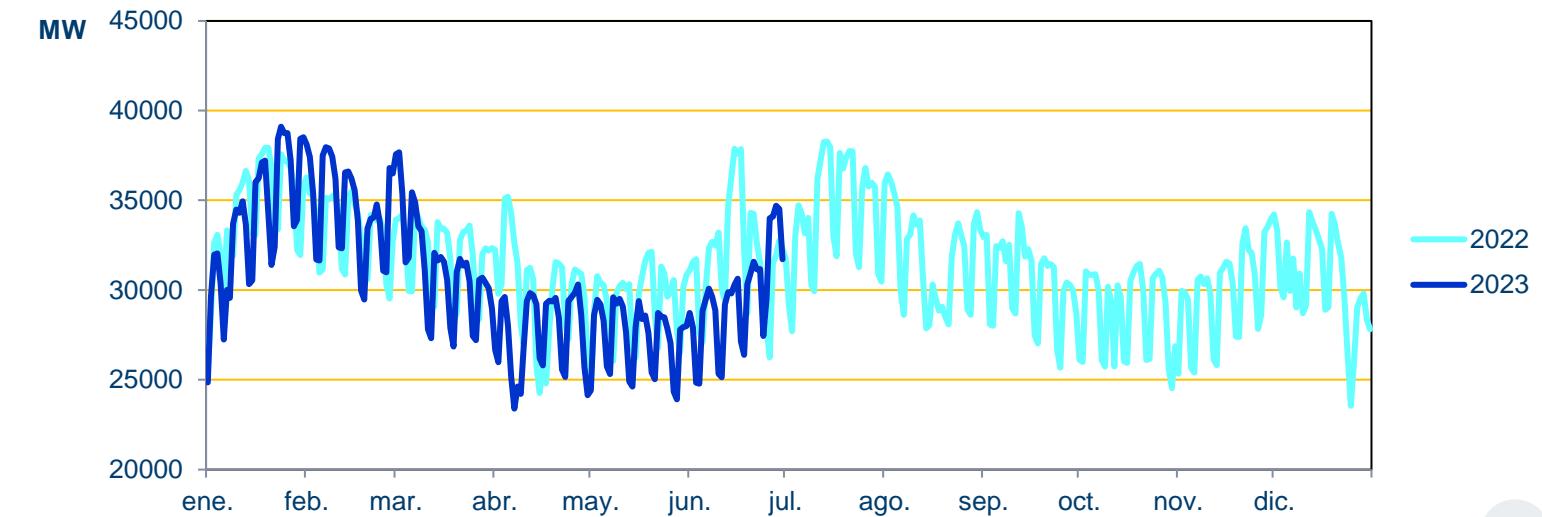
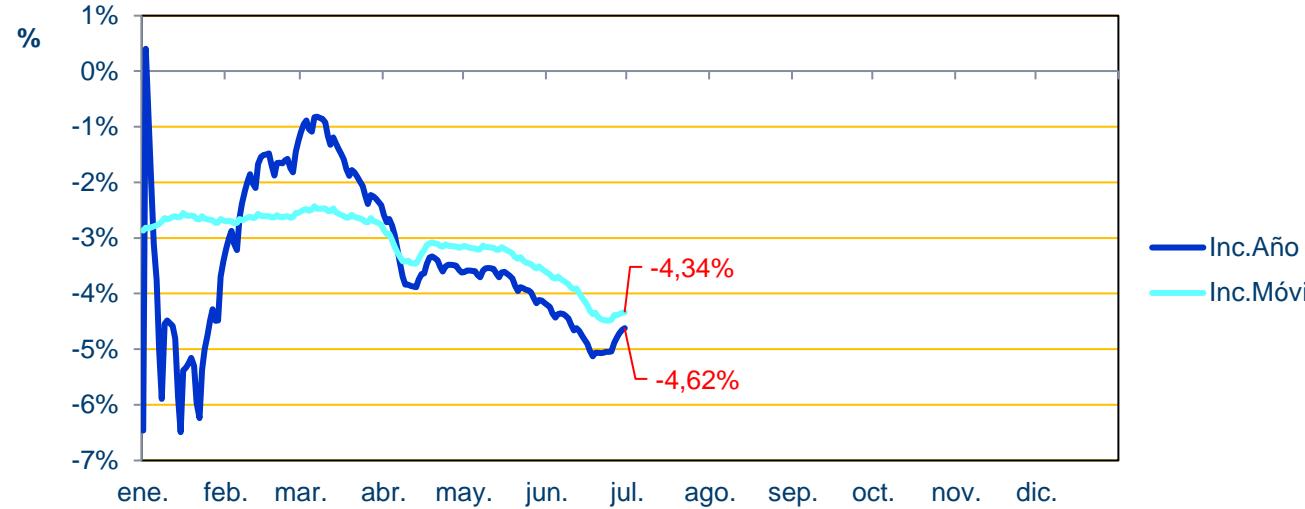




# 2023 Variación demanda diaria y Puntas diarias

red eléctrica

Datos Provisionales 30.06.23



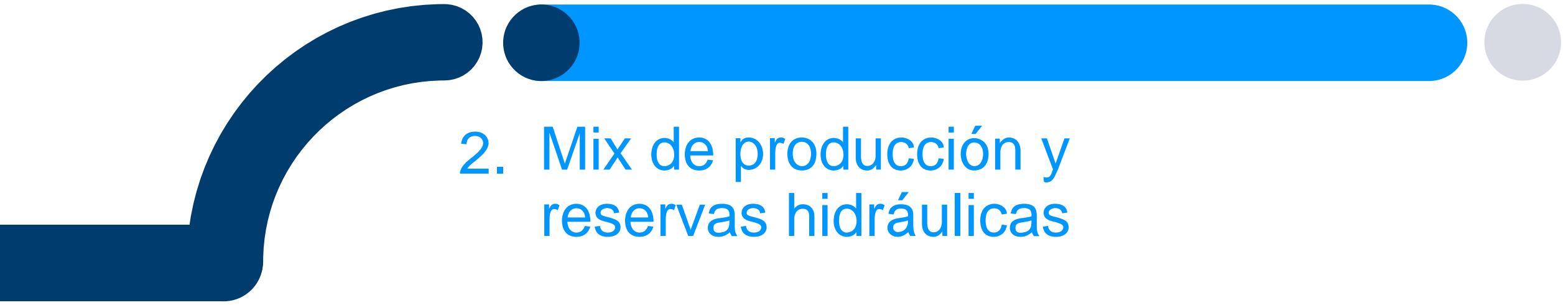


	Invierno		Verano	
Potencia (MW)	(4 <sup>a</sup> sem. 24.01.23)	(3 <sup>a</sup> sem. 19.01.22)	(4 <sup>a</sup> sem. 28/06/23)	(2 <sup>a</sup> sem. 14/07/22)
	<b>39.101</b>	<b>37.926</b>	<b>34.703</b>	<b>38.284</b>
Consumo Diario (GWh)	(4 <sup>a</sup> sem. 24.01.23)	(3 <sup>a</sup> sem. 20.01.22)	(4 <sup>a</sup> sem. 28/06/23)	(2 <sup>a</sup> sem. 14/07/22)
	<b>779</b>	<b>773</b>	<b>732</b>	<b>787</b>

Variación Consumo (%)	Mes	Año	Año móvil
Mayo	<b>-6,4 (-1,0)</b>	<b>-4,2 (-2,5)</b>	<b>-3,6 (-0,8)</b>
Junio	<b>-6,9 (+2,2)</b>	<b>-4,6 (-1,7)</b>	<b>-4,3 (-1,1)</b>

Entre paréntesis, valores año anterior.

# red eléctrica

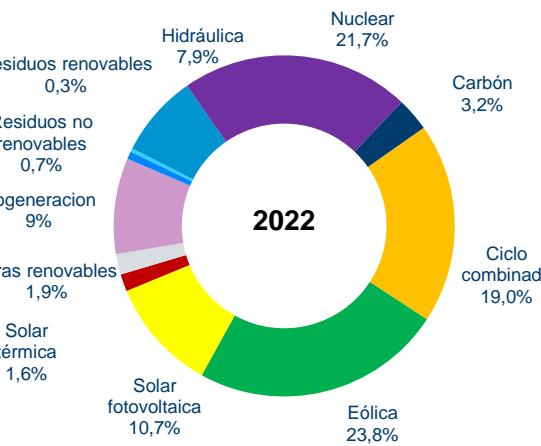
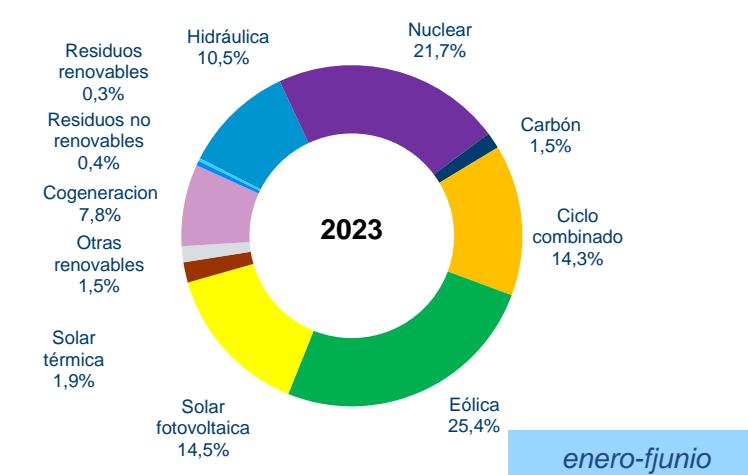
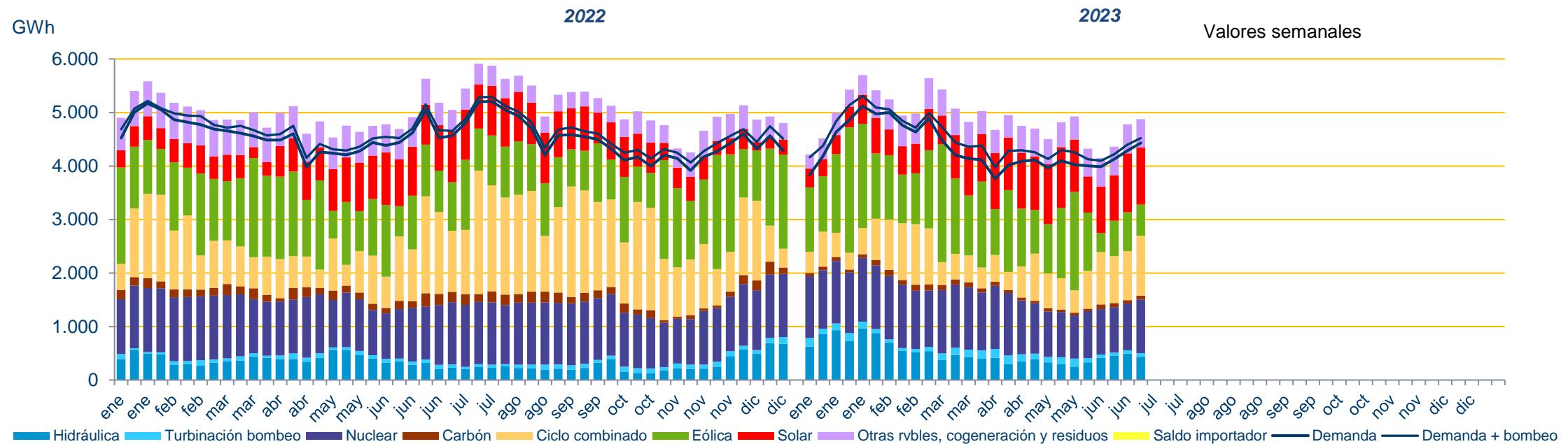
- 
2. Mix de producción y reservas hidráulicas



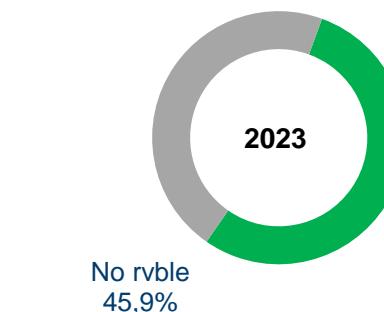
# 2023 Cobertura de la demanda

Datos Provisionales 30.06.23

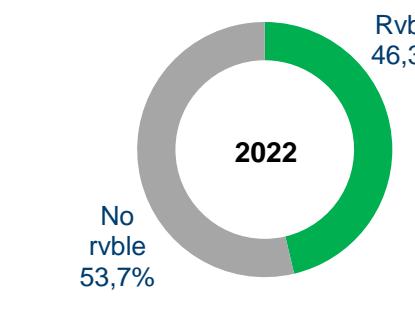
red eléctrica



$\sum$  Energías sin emisión CO2≈ 75,9 %



$\sum$  Energías sin emisión CO2≈ 68,0 %

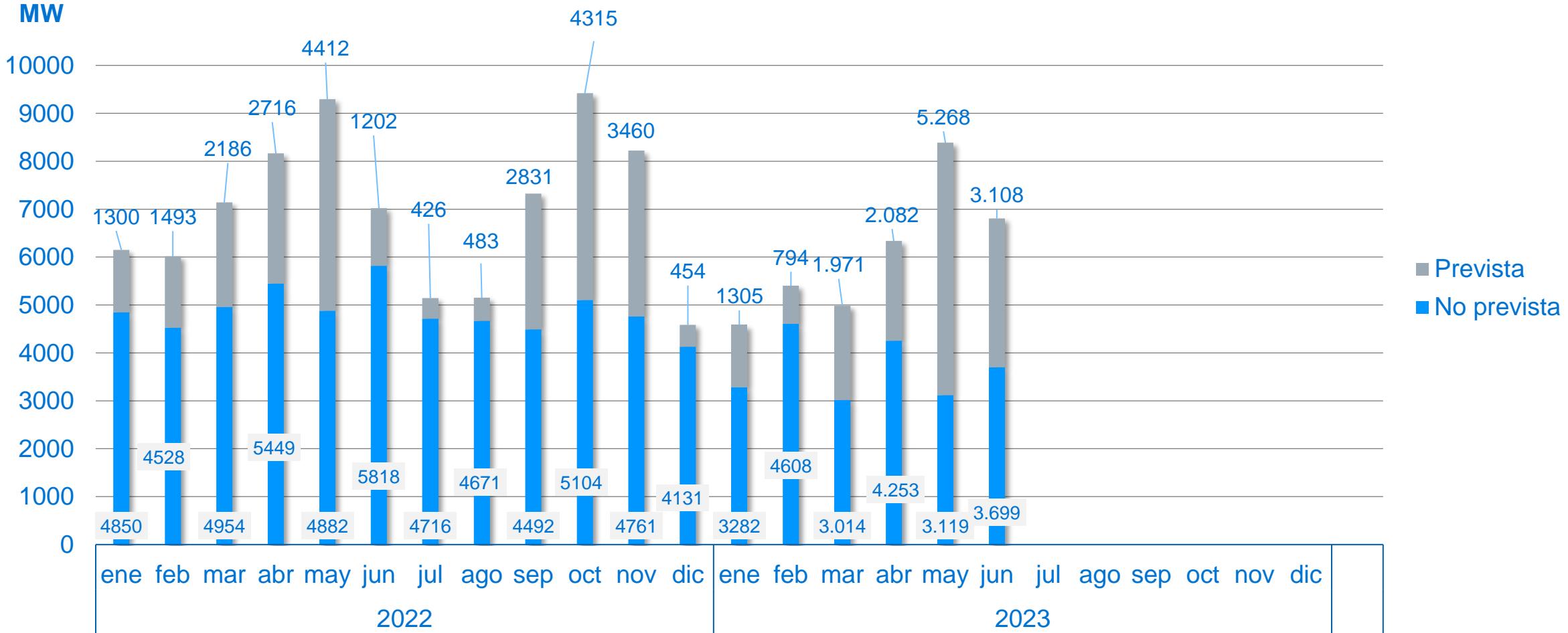


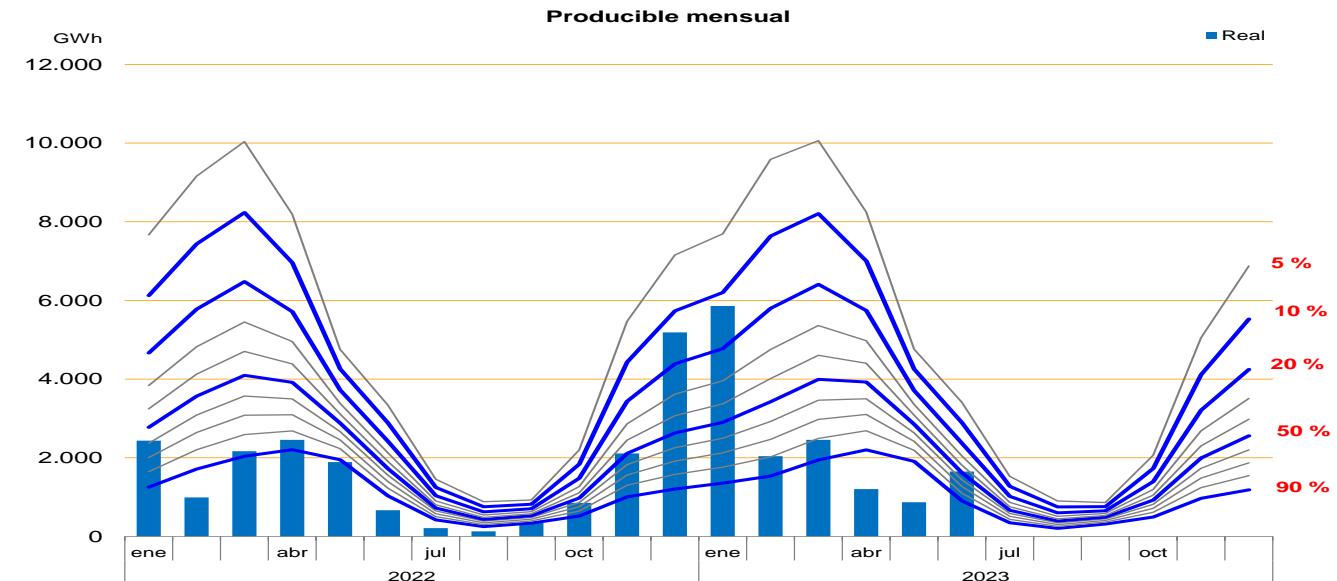
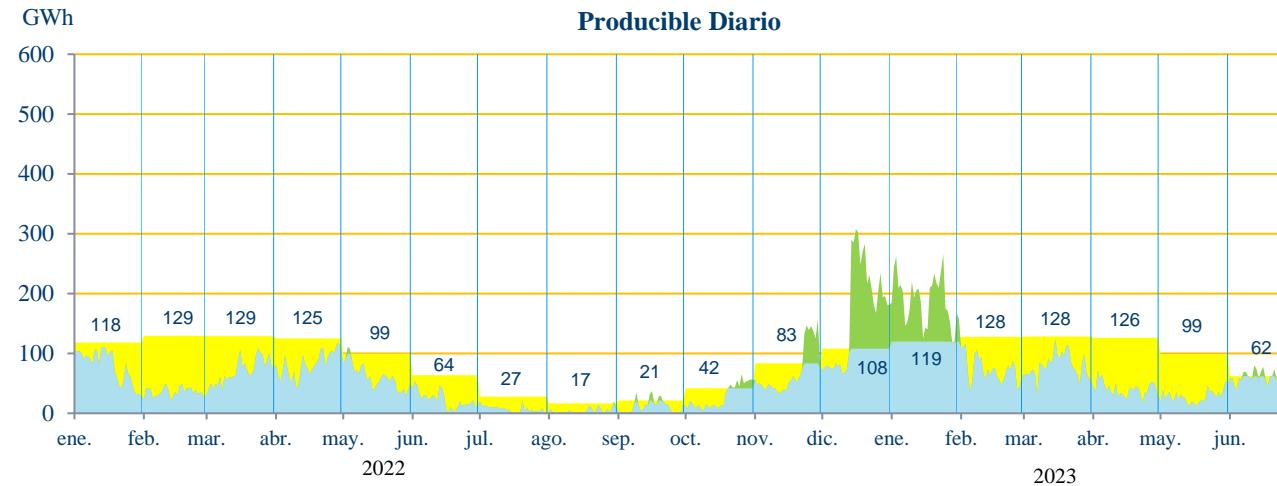


# 2023/2022 Indisponibilidad equipo térmico

red eléctrica

Datos Provisionales 30.06.23



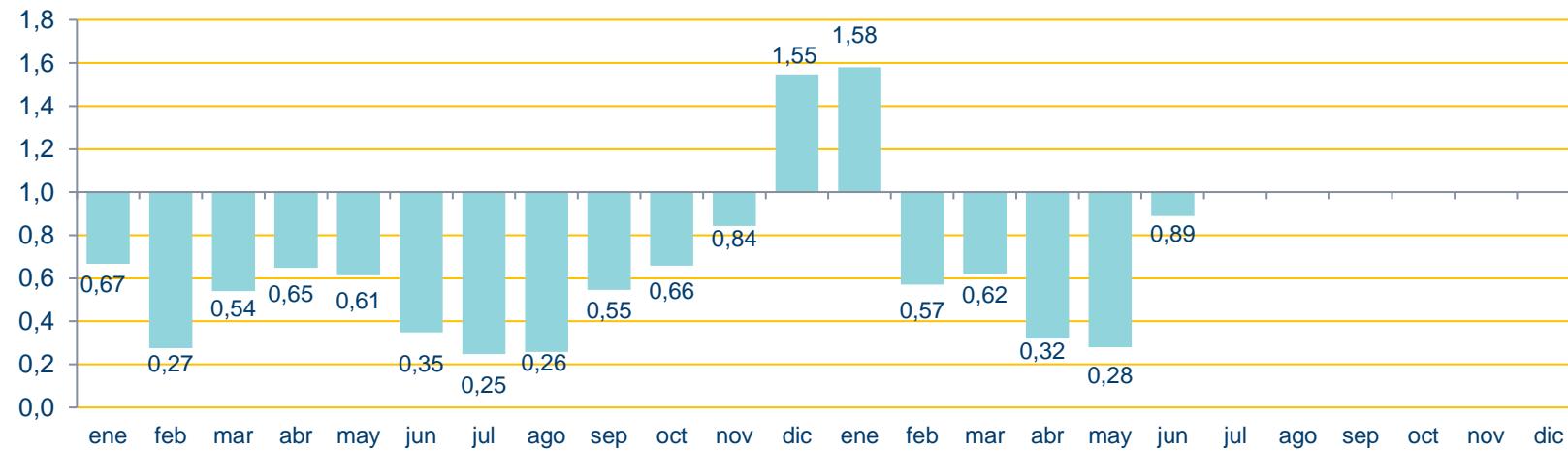
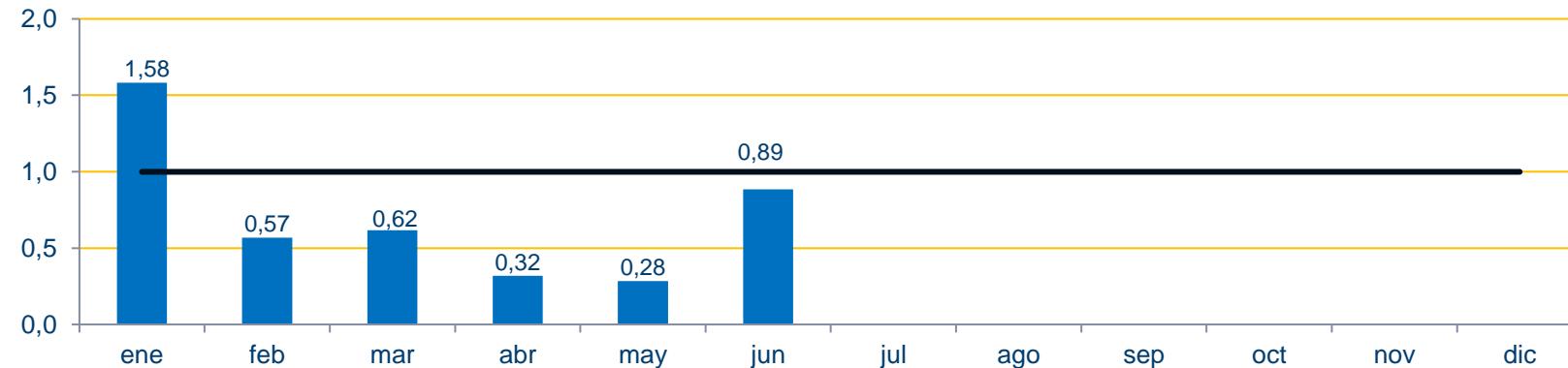


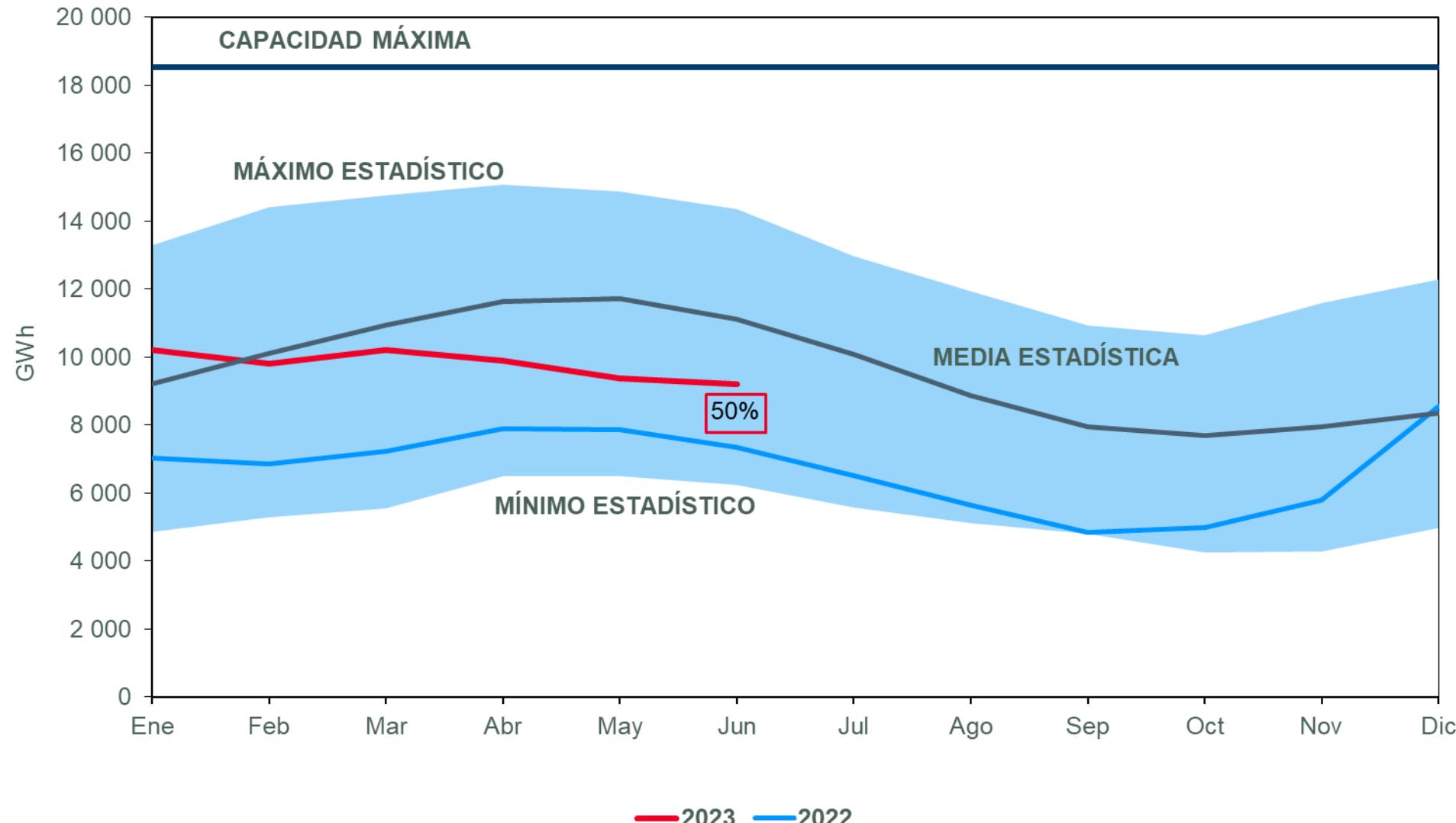


# 2023 Índice de producible hidráulico

Datos Provisionales 30.06.23

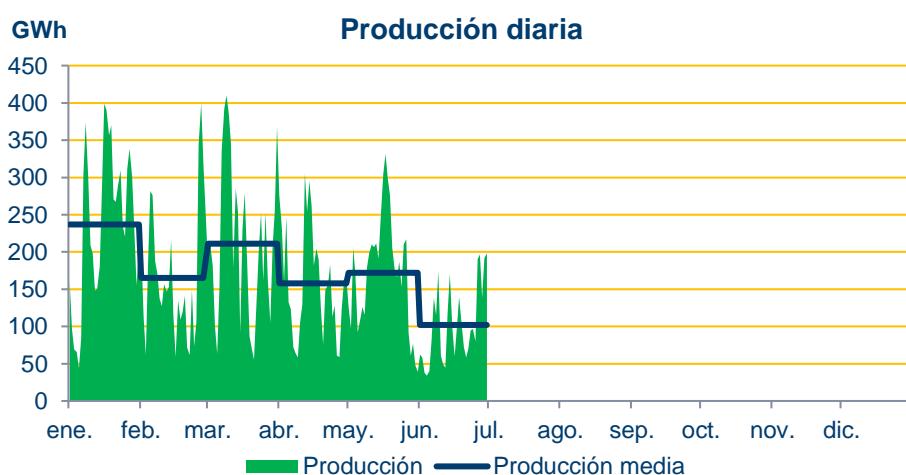
red eléctrica



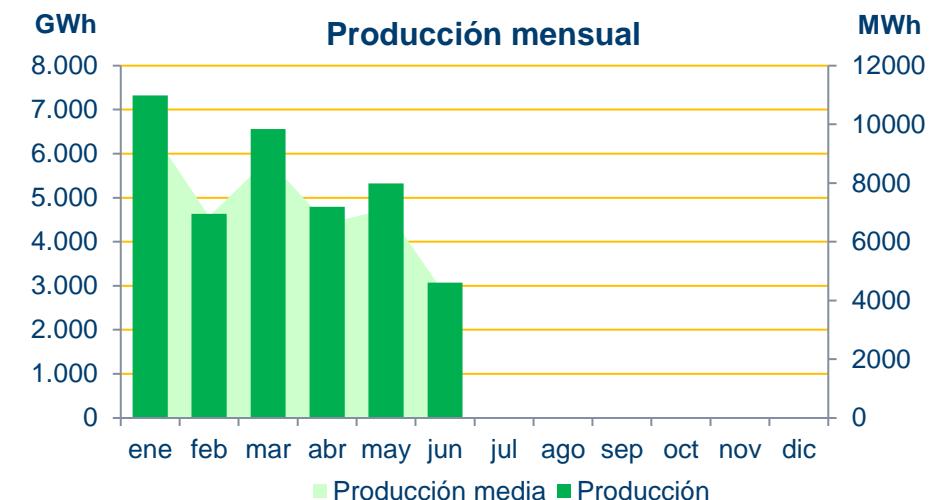


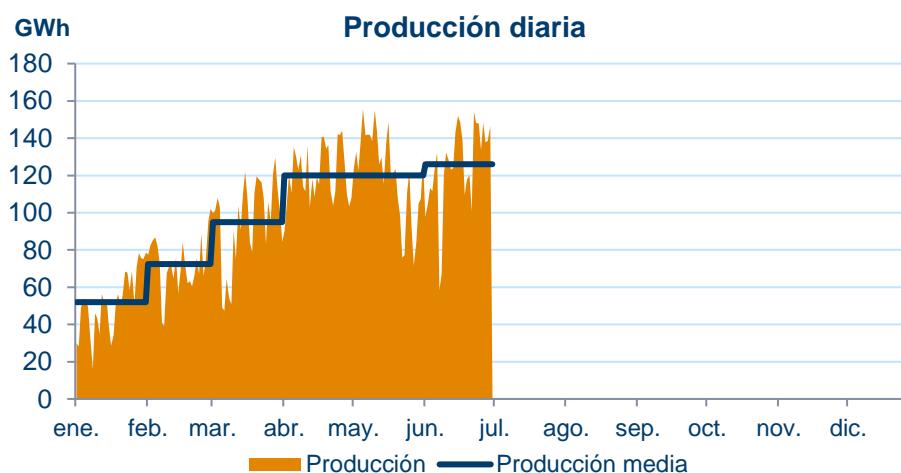
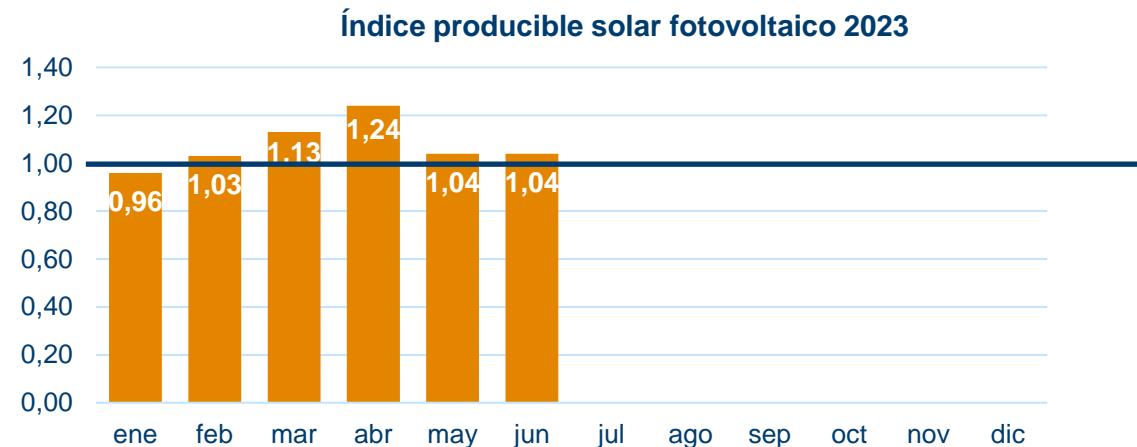


## Índice producible eólica 2023



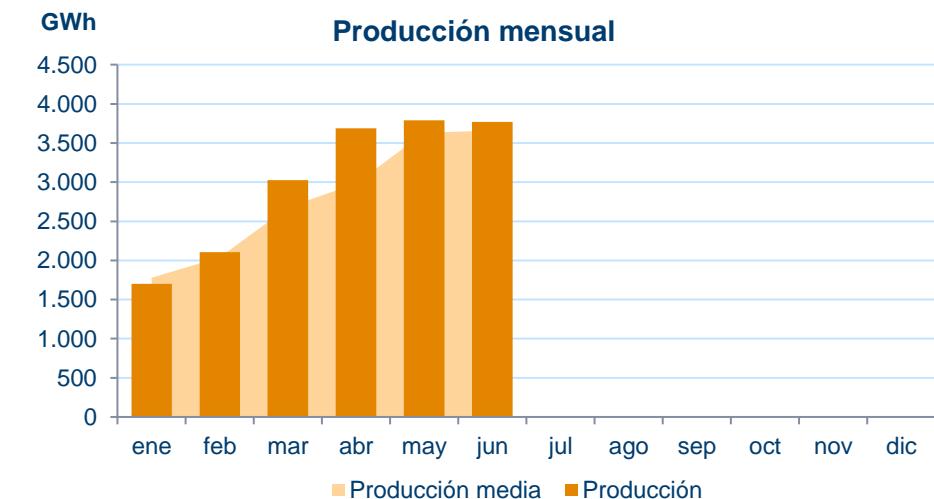
Enero-Junio 2023		
Generación máxima	20.897 MW	09.03.23 20.35 h
Energía máxima diaria	410 GWh	09.03.23
Producción máxima mensual	7,32 TWh	enero



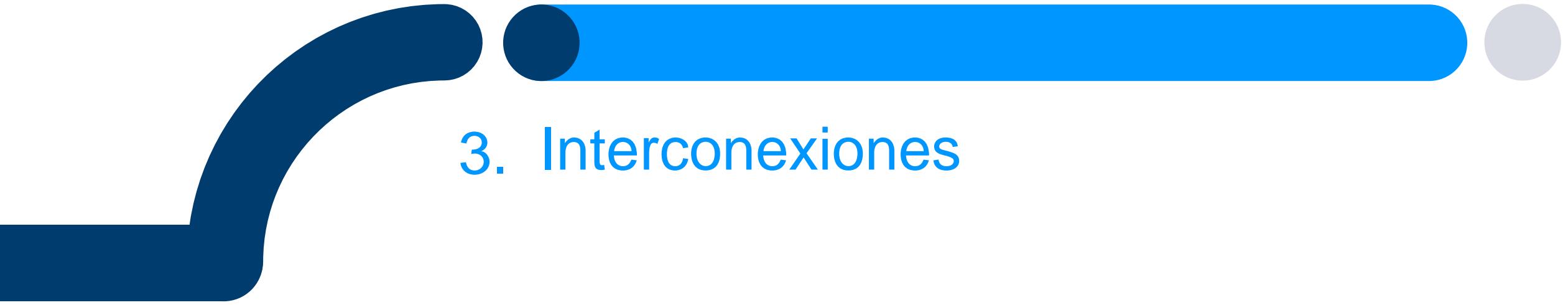


### Enero – Junio 2023

Generación máxima	15.659 MW	05.05.23 14.11 h
Energía máxima diaria	156 GWh	30.06.2023
Producción máxima mensual	3,8 TWh	mayo



red eléctrica

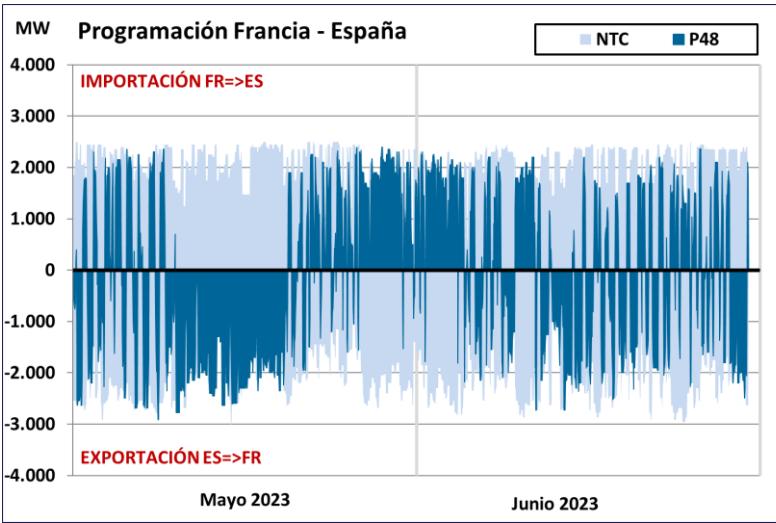


### 3. Interconexiones

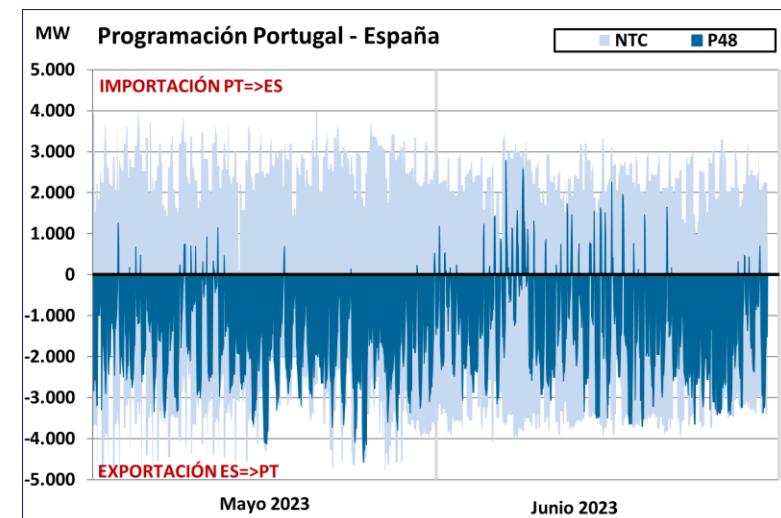
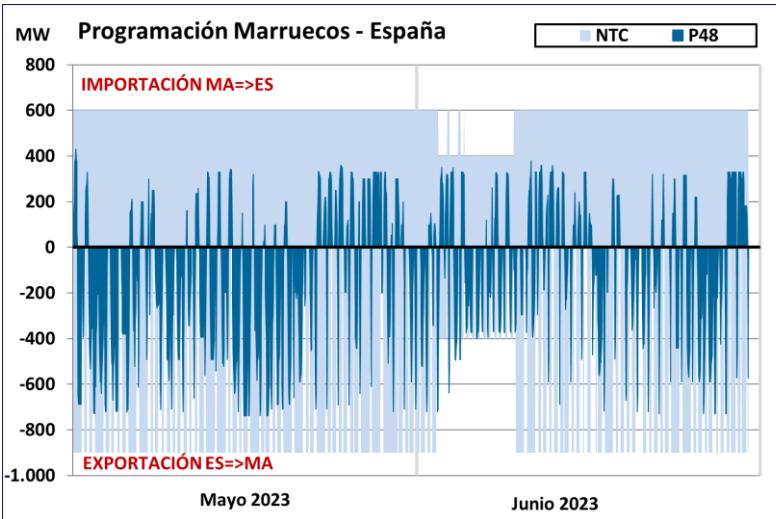


# Utilización de la capacidad. Mayo - Junio 2023

red eléctrica



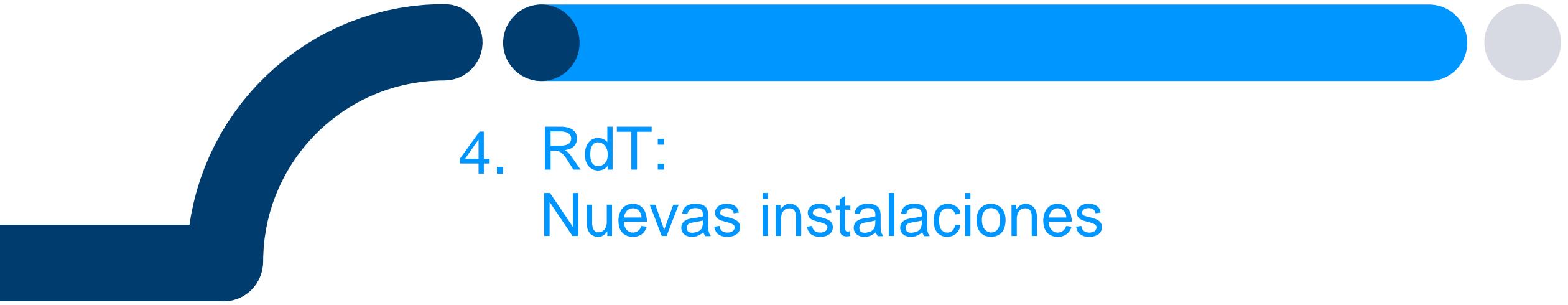
IFE	NTC (MW)				P48 (MWh)		
	Mínimo	Máximo	Medio	P <sub>70</sub>	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Mayo	FR=>ES	500	2.497	2.133	2.400	2.400	682
	ES=>FR	900	3.006	2.157	2.450	2.913	941
Junio	FR=>ES	300	2.497	2.107	2.350	2.368	757
	ES=>FR	900	2.960	2.173	2.497	2.728	673



IPE	NTC (MW)				P48 (MWh)		
	Mínimo	Máximo	Medio	P <sub>70</sub>	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Mayo	PT=>ES	100	3.960	2.671	3.015	1.257	19
	ES=>PT	700	4.905	3.323	3.690	4.590	1.864
Junio	PT=>ES	900	3.420	2.376	2.700	2.790	114
	ES=>PT	2.033	4.095	3.359	3.600	3.697	1.612

IME	NTC (MW)				P48 (MWh)		
	Mínimo	Máximo	Medio	P <sub>70</sub>	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Mayo	MA=>ES	600	600	600	600	430	57
	ES=>MA	0	900	723	900	739	211
Junio	MA=>ES	400	600	558	600	380	70
	ES=>MA	0	900	565	900	728	131

# red eléctrica

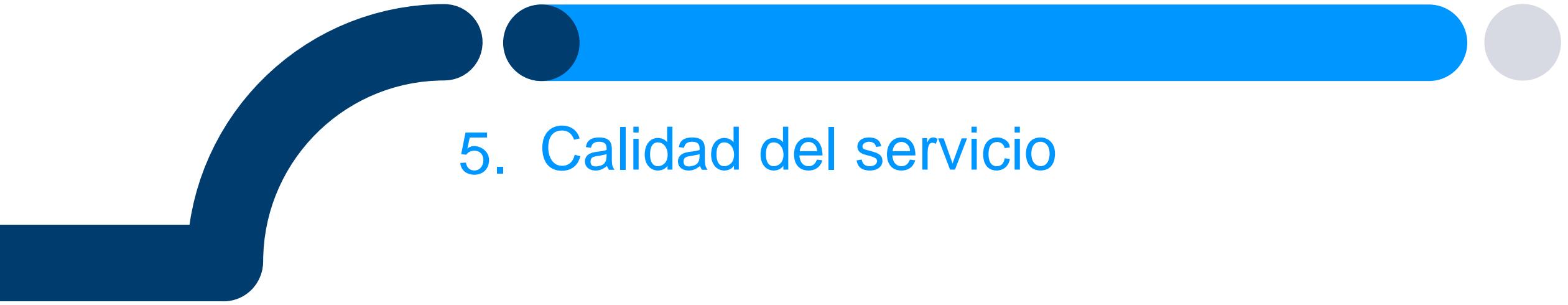


## 4. RdT: Nuevas instalaciones



Líneas				Provincia	Fecha
L-400 kV BELINCHÓN-COLECTORA BELINCHÓN (No RE) (1)				Cuenca	11.05.23
L-220 kV ROCIO- ROLDWIND (no RE) (1)				Huelva	09.06.23
<p>(1) Evacuación renovables            (2) Desmantelamiento de la actual SE 400 kV Litoral a la nueva SE 400 kV Litoral            (3) Pruebas en carga. Las pruebas en tensión se hicieron el 14.04.23            (4) Sustituye al anterior de la misma capacidad.</p>					
Posiciones					
SE 400 kV LITORAL: Cambio de posición – CARRIL 2 se pasa de la calle 3 a la calle 2 (2)					
SE 400 kV LITORAL: Temporalmente nueva L-400 kV LITORAL-TABERNAS-"T" CARRIL 1 que sustituye a las L-400 kV CARRIL-LITORAL,1 y L-400 kV LITORAL-TABERNAS (2)					
Transformadores ADIF		Potencia (MVA)	Provincia	Fecha	
SE 400 kV CAÑAVERAL: TR-1 y TR-2 400/55 kV (3)		30	Cáceres	24.05.23	
Transformadores RdT		Potencia (MVA)	Provincia	Fecha	
SE 400 kV GUADAME: ATP-1 400/220 kV		600	Jaén	11.05.23	
Reactancias	MVArS	Provincia	Fecha	Transformadores RdD	
SE 400 kV BELINCHÓN: REA 1	150	Cuenca	30.06.23	SE 220 kV SANCHO LLOP: TRP-1 220/20 kV	50
				SE 220 kV SANCHO LLOP: TRP-2 220/20 kV	50
				SE 220 kV CAÑUELO: TRP-1 220/66 kV	120
				SE 220 kV CHUCENA: TRP-1 220/66 kV	160

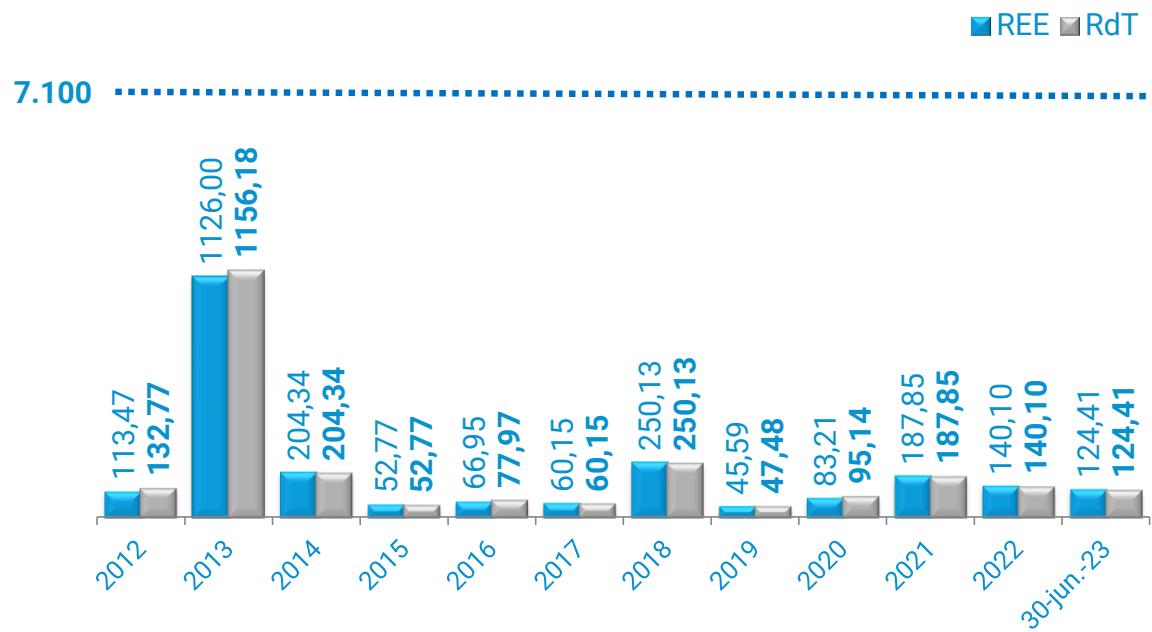
red eléctrica



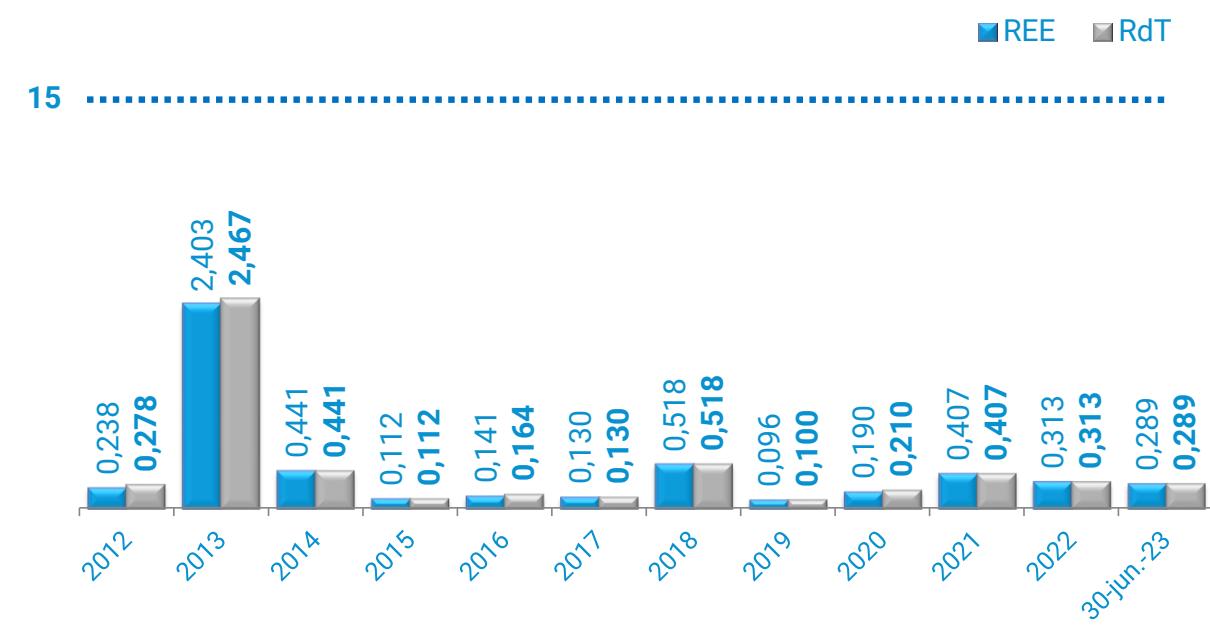
## 5. Calidad del servicio



Energía no Suministrada (ENS) Peninsular (MWh)



Tiempo de interrupción medio (TIM) Peninsular (minutos)



Los datos para el año 2022 y 2023 son provisionales.

redeia

El valor de lo esencial

---

red eléctrica

reintel

hispasat

redinter

elewit



# Seguimiento operativo del Sistema Gasista Español

CTSOSEI 12/07/2023



# Índice



- 1. Evolución de la demanda**
- 2. Aprovisionamiento**
- 3. Contratación y Mercados**
- 4. Garantías de Origen**

# Demanda y Exportaciones

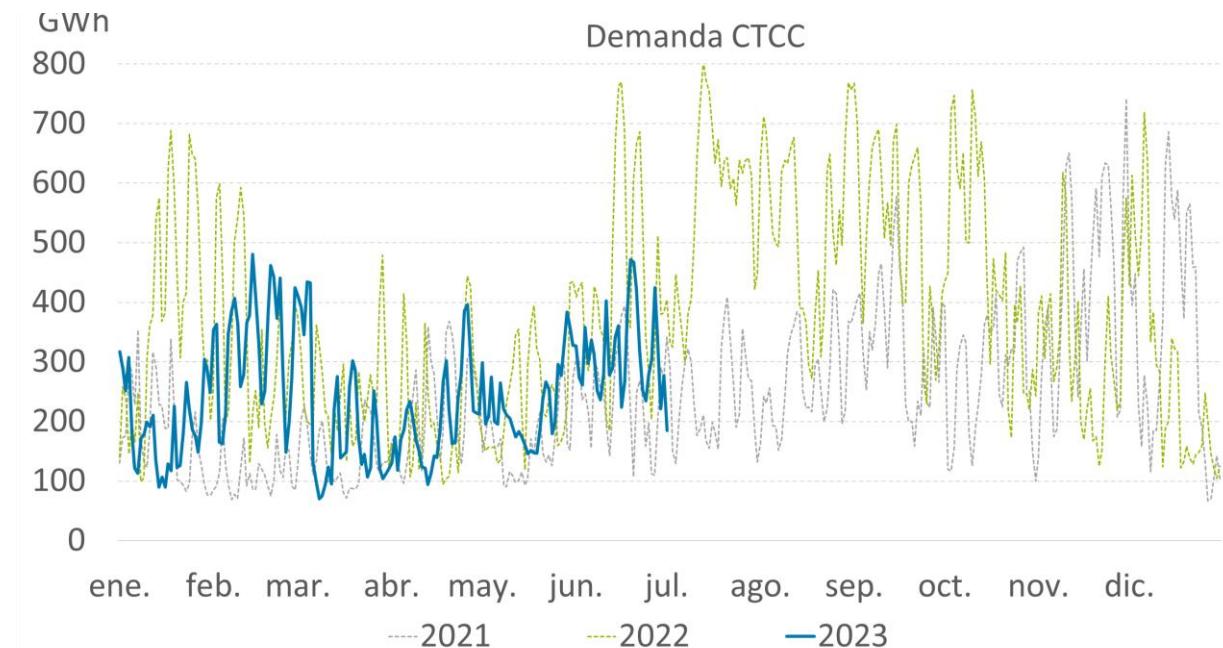
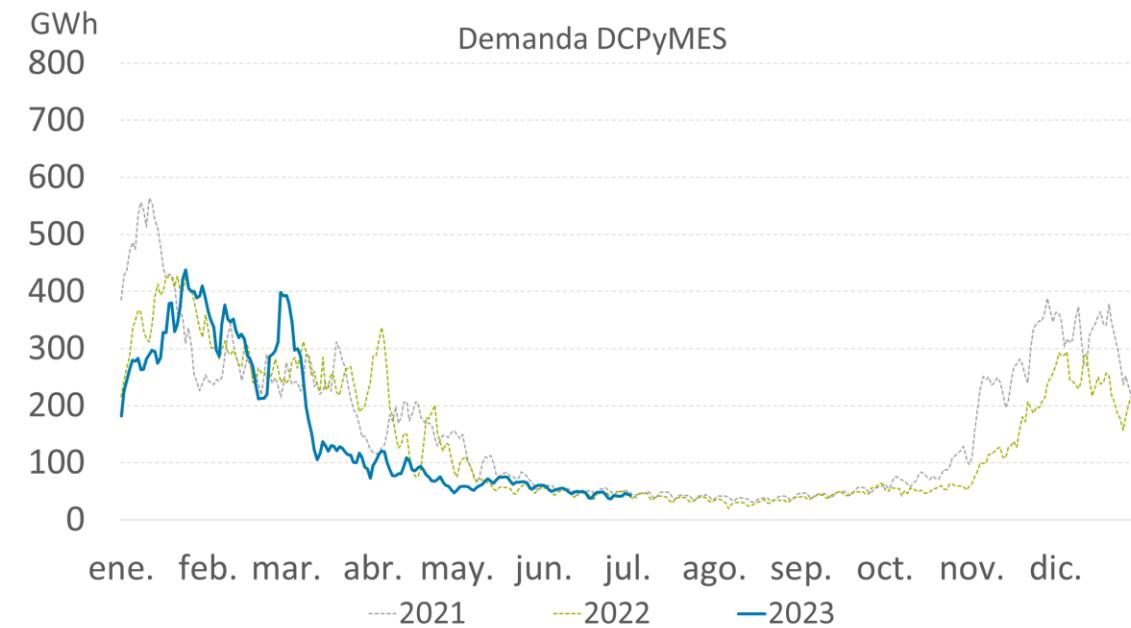
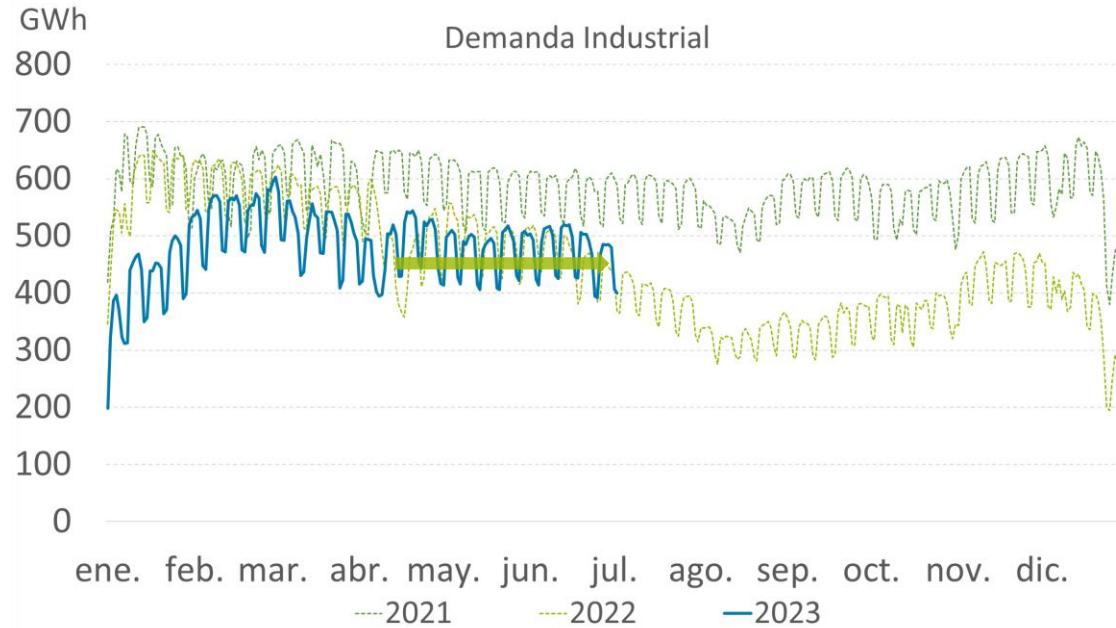


## Descenso de demanda atenuado por un incremento en las exportaciones

Unidad: TWh

Demanda	Acumulado mes				Acumulado año		Total Anual Móvil	
	De 1 a 31 de mayo 2023	% Δ s/ 1-31 mayo 2022	De 1 a 30 de junio 2023	% Δ s/ 1-30 junio 2022	1 enero a 30 junio 2023	% Δ s/ 1 ene - 30 jun 2022	TAM: 1 julio 2022 - 30 junio 2023	% Δ s/ 2022
Convencional 	<b>17,6</b>	-3,5%	<b>16,7</b>	+4,2%	<b>122,7</b>	-10,3%	<b>212,2</b>	-6,3%
D/C + Pymes 	<b>2,0</b>	-4,1%	<b>1,4</b>	+1,5%	<b>29,6</b>	-16,1%	<b>46,6</b>	-10,9%
Industrial 	<b>14,7</b>	-4,1%	<b>14,3</b>	+3,7%	<b>87,3</b>	-8,8%	<b>155,0</b>	-5,2%
Cisternas 	<b>0,9</b>	+9,5%	<b>0,9</b>	+16,1%	<b>5,9</b>	-0,5%	<b>10,6</b>	-0,3%
S. Eléctrico 	<b>6,9</b>	-7,7%	<b>9,5</b>	-27,5%	<b>43,6</b>	-21,8%	<b>125,9</b>	-8,8%
<b>TOTAL Demanda</b>	<b>24,5</b>	-4,7%	<b>26,2</b>	-10,1%	<b>166,4</b>	-13,7%	<b>338,1</b>	-7,2%
<b>Exportaciones</b>								
Conexiones Internacionales 	<b>7,3</b>	+16,8%	<b>4,9</b>	+48,3%	<b>33,0</b>	+53,0%	<b>54,6</b>	+26,5%
Cargas de buques 	<b>2,2</b>	+45,5%	<b>0,4</b>	-47,5%	<b>12,9</b>	+57,7%	<b>29,6</b>	+18,9%
<b>TOTAL exportaciones</b>	<b>9,5</b>	+22,3%	<b>5,3</b>	+30,8%	<b>45,9</b>	+54,3%	<b>84,1</b>	+23,7%
<b>TOTAL (Demanda + Exportaciones)</b>	<b>34,0</b>	+1,6%	<b>31,5</b>	-5,1%	<b>212,2</b>	-4,6%	<b>422,2</b>	-2,4%

# Seguimiento de la demanda diaria



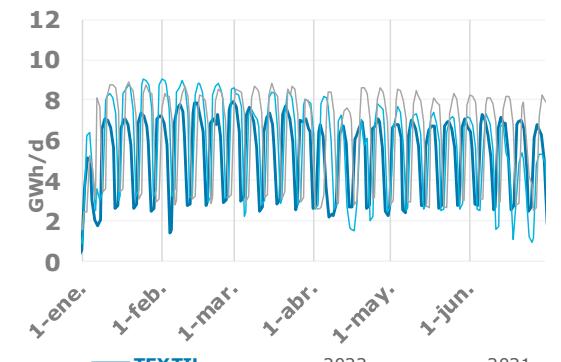
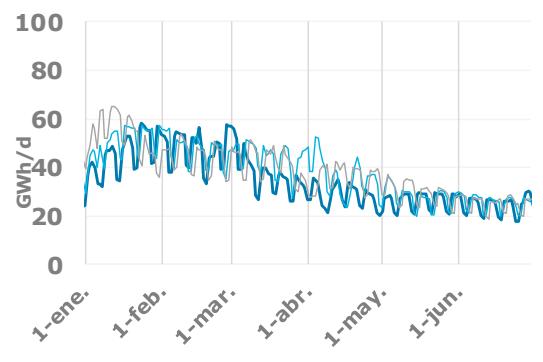
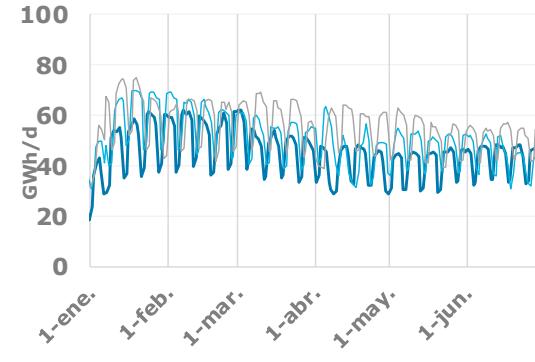
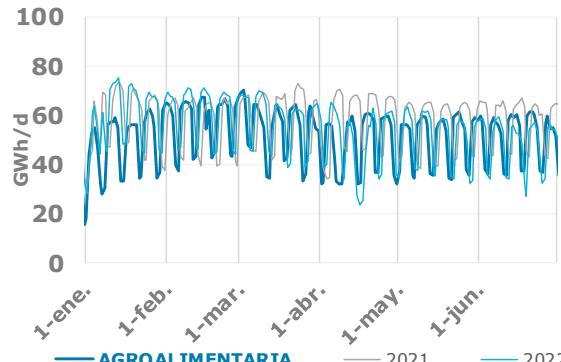
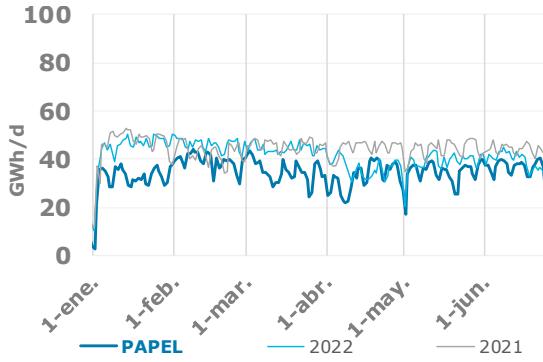
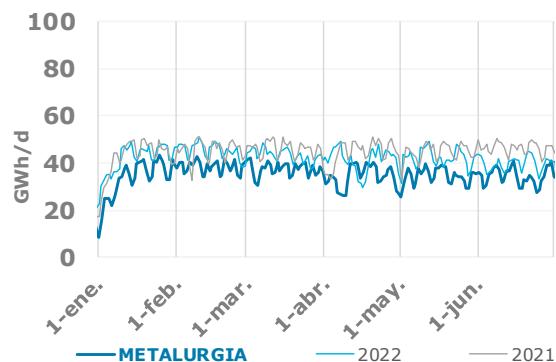
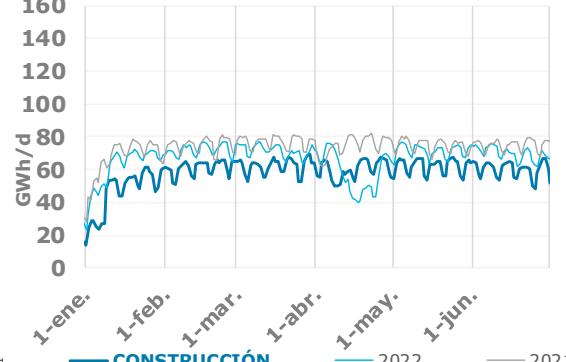
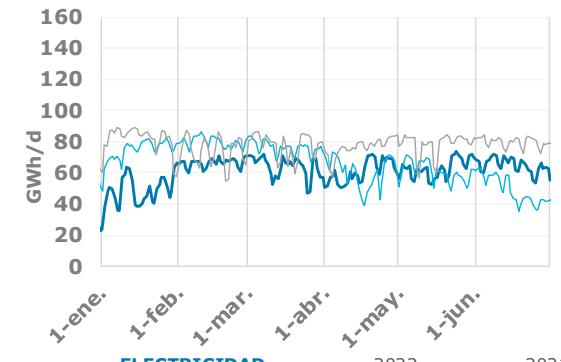
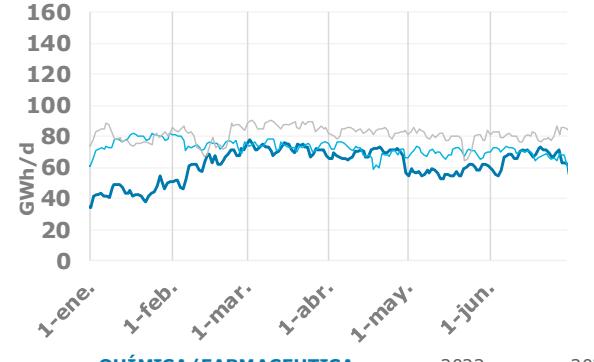
💡 Consumo industrial estable sin grandes oscilaciones desde abril.

💡 Las elevadas temperaturas han anticipado niveles de consumo estivales para el mercado DCPyMES.

💡 Demanda de gas para CTCC's intermitente en función de la generación renovable, que este año cuenta con un mayor aporte al MIX

# Seguimiento de la demanda diaria

 Demanda estable de manera general en todos los sectores de actividad



- ✓ Aumento en el sector de ELECTRICIDAD (cogeneración)
- ✓ QUÍMICA/FARMACÉUTICA recupera en junio los niveles de abril

# Índice

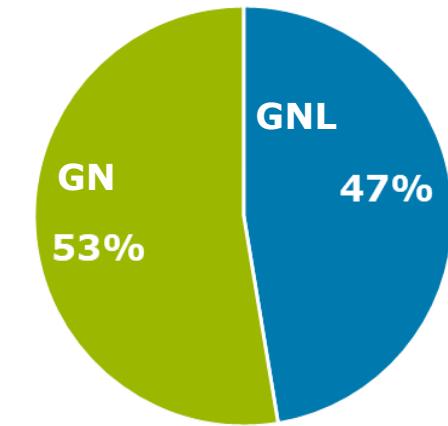


- 1. Evolución de la demanda**
- 2. Aprovisionamiento**
- 3. Contratación y Mercados**
- 4. Garantías de Origen**

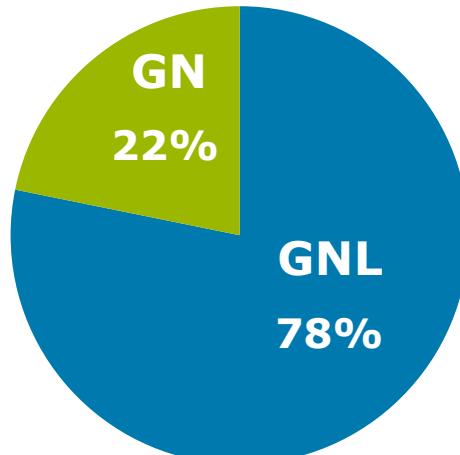
# Aprovisionamientos: Europa Vs España



## Aprovisionamiento mayo-junio



## Aprovisionamiento mayo-junio



## Situación terminales GNL



## Regasificación Europea



# Cobertura de la demanda mayo y junio-23

## ENTRADAS 64,0 TWh

GNL TWh	may-jun		Variación	
	2022	2023	ΔTWh	% Δ
<b>Tarifa</b>	0,0	0,0	0,0	-
<b>Almería</b>	14,3	12,9	-1,5	-10 %
<b>VIP Pirineos</b>	1,1	1,4	0,4	+35 %
<b>VIP Ibérico</b>	1,1	3,1	2,0	>100 %
<b>Producción Nacion</b>	0,1	0,1	0,0	-12 %
Extracción AASS (*)	0,0	0,0	0,0	>100 %
<b>TOTAL</b>	<b>16,5</b>	<b>17,4</b>	<b>0,9</b>	<b>5%</b>

(\*) No incluido en el TOTAL

GNL TWh	may-jun		Variación	
	2022	2023	ΔTWh	% Δ
<b>Barcelona</b>	10,8	4,5	-6,3	-58 %
<b>Huelva</b>	9,3	9,3	0,0	+0 %
<b>Cartagena</b>	13,6	8,3	-5,2	-39 %
<b>Bilbao</b>	10,8	11,7	0,9	+9 %
<b>Sagunto</b>	6,6	7,2	0,6	+9 %
<b>Mugardos</b>	5,0	5,5	0,5	+10 %
<b>TOTAL</b>	<b>56,0</b>	<b>46,6</b>	<b>-9,4</b>	<b>-17%</b>

## SALIDAS 65,9 TWh

GN TWh	may-jun		Variación	
	2022	2023	ΔTWh	% Δ
<b>Demanda Nacional</b>	54,9	50,8	-4,1	-8 %
<b>Tarifa</b>	0,1	1,7	1,6	>100 %
<b>VIP Pirineos</b>	9,2	10,0	0,8	+9 %
<b>VIP Ibérico</b>	0,3	0,5	0,2	+74 %
<b>Carga de buques</b>	2,2	2,6	0,3	+15 %
Inyección AASS (*)	3,8	2,9	-1,0	-26 %
Gas de operación	0,1	0,3	0,2	>100 %
<b>TOTAL</b>	<b>66,8</b>	<b>65,9</b>	<b>-0,9</b>	<b>-1%</b>

### Entradas 64 TWh

↓ -8,5 TWh vs. 2022  
-11,7% Δ

-  ✓ GNL
-  ✓ GN
-  ✓ Produc. Nacional
-  ✓ Biometano

2023  
may-jun



### Salidas 65,9 TWh

↓ -0,9 TWh vs. 2022  
-1,3% Δ

-  ✓ Demanda nacional
-  ✓ Exportación
-  ✓ Gas operación
-  ✓ Cargas

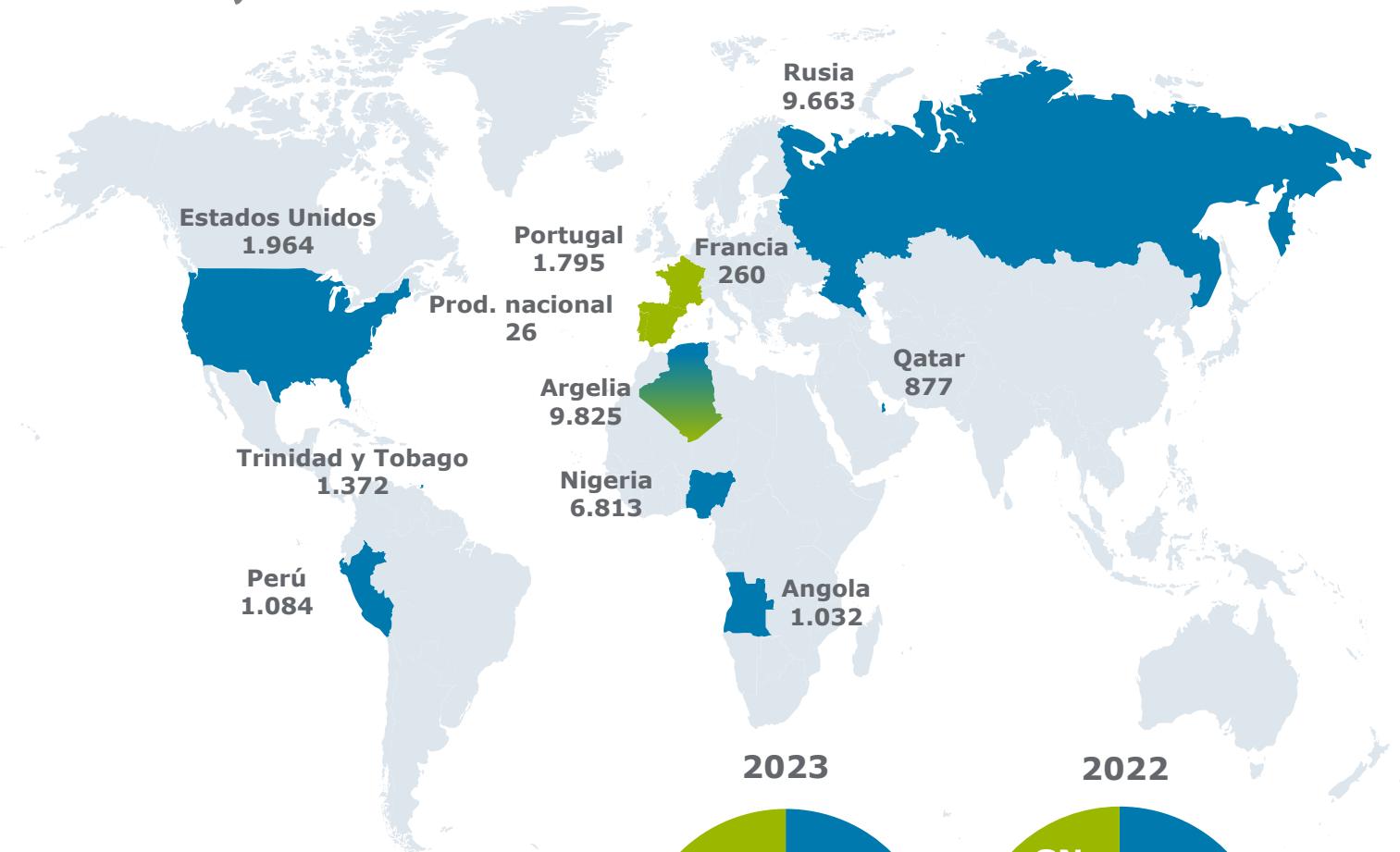
Entradas 72,6 TWh

may-jun  
2022

Salidas 66,8 TWh

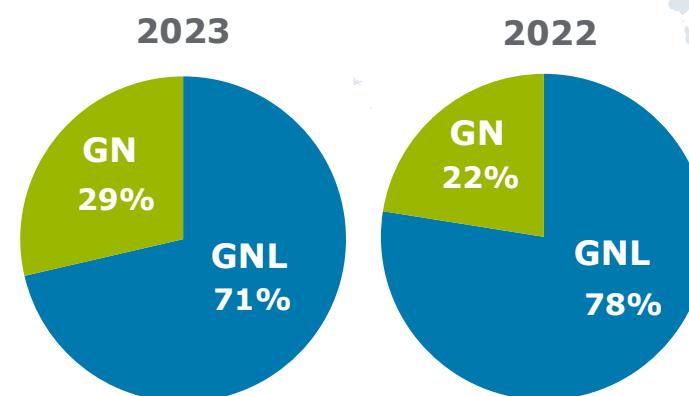
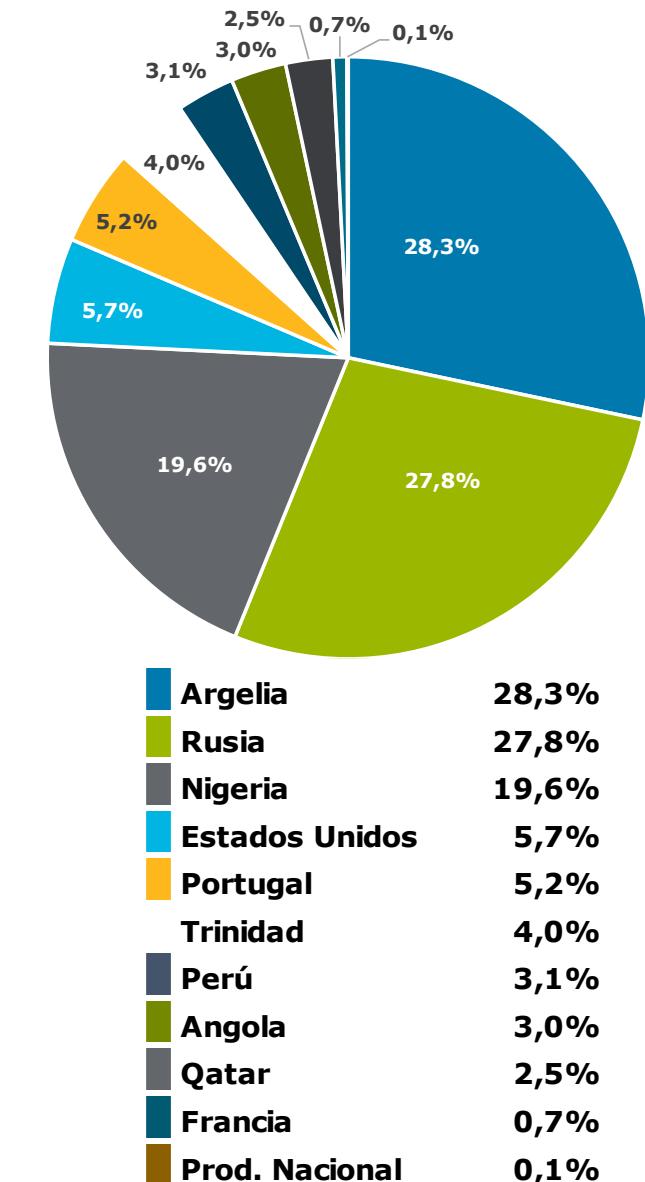
# Orígenes del suministro

Mayo 2023



TWh	Total GNL	Total GN
2023	24,8	9,9
2022	28,4	8,2

10 orígenes distintos de suministro durante el mes de mayo



# Orígenes del suministro

 Reducción importaciones desde Argelia por mantenimiento programado anual

Junio 2023<sup>(\*)</sup>



TWh

Total GNL Total GN

2023

21,5

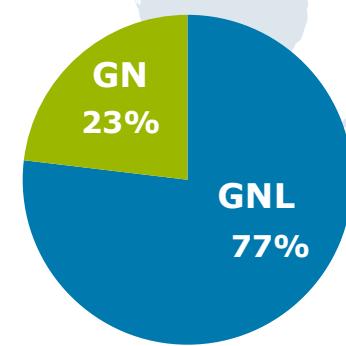
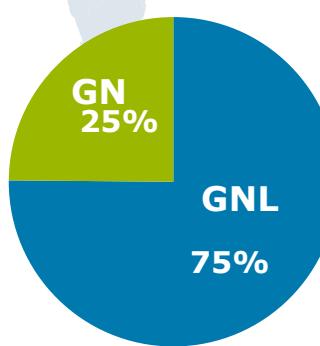
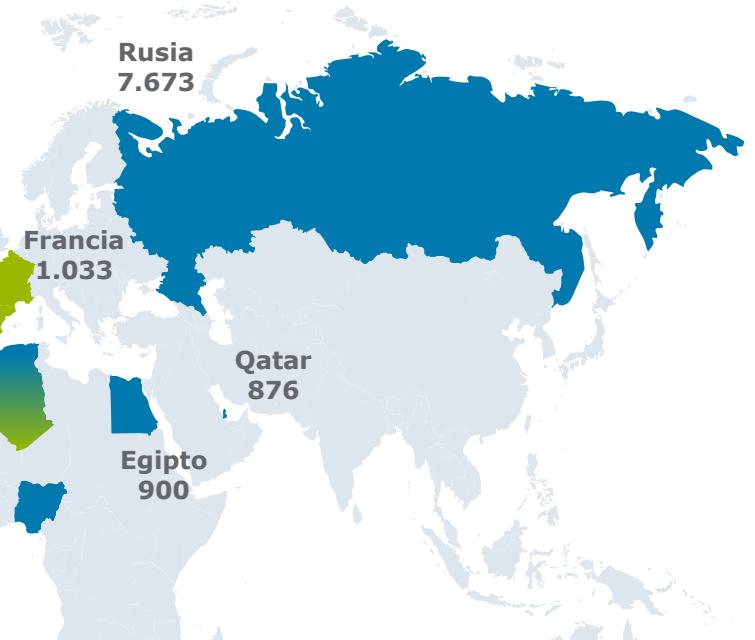
7,1

2022

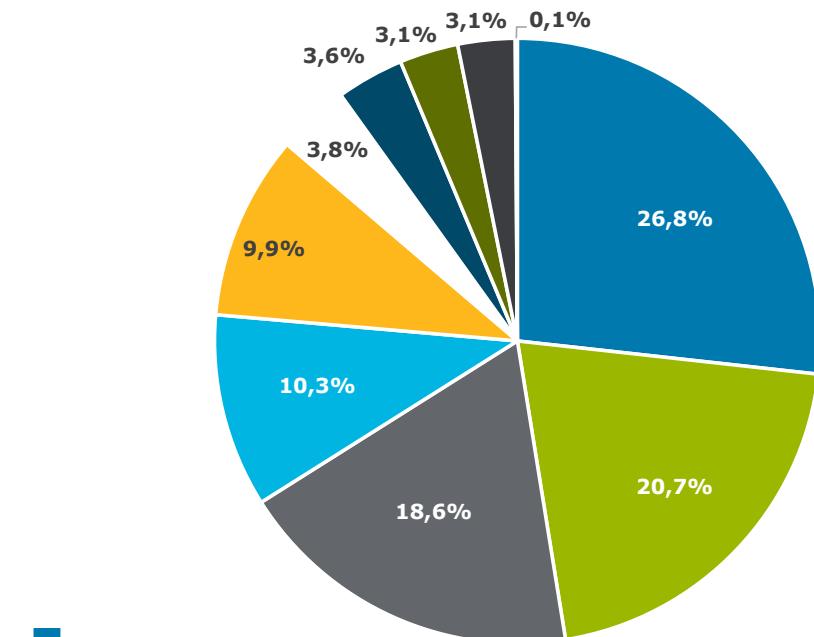
27,6

8,3

Conexión a red de



9 orígenes distintos de suministro durante el mes de junio

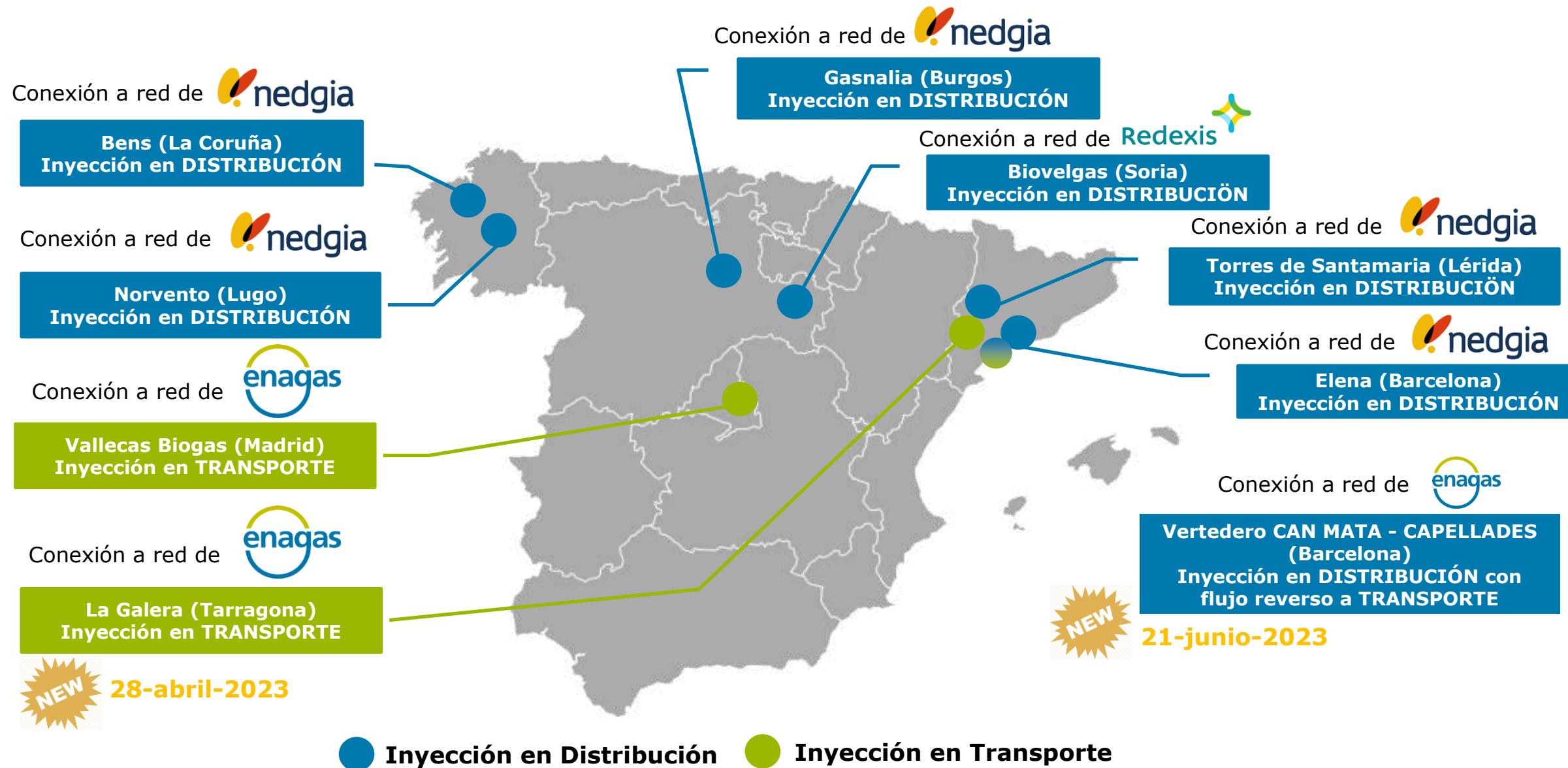


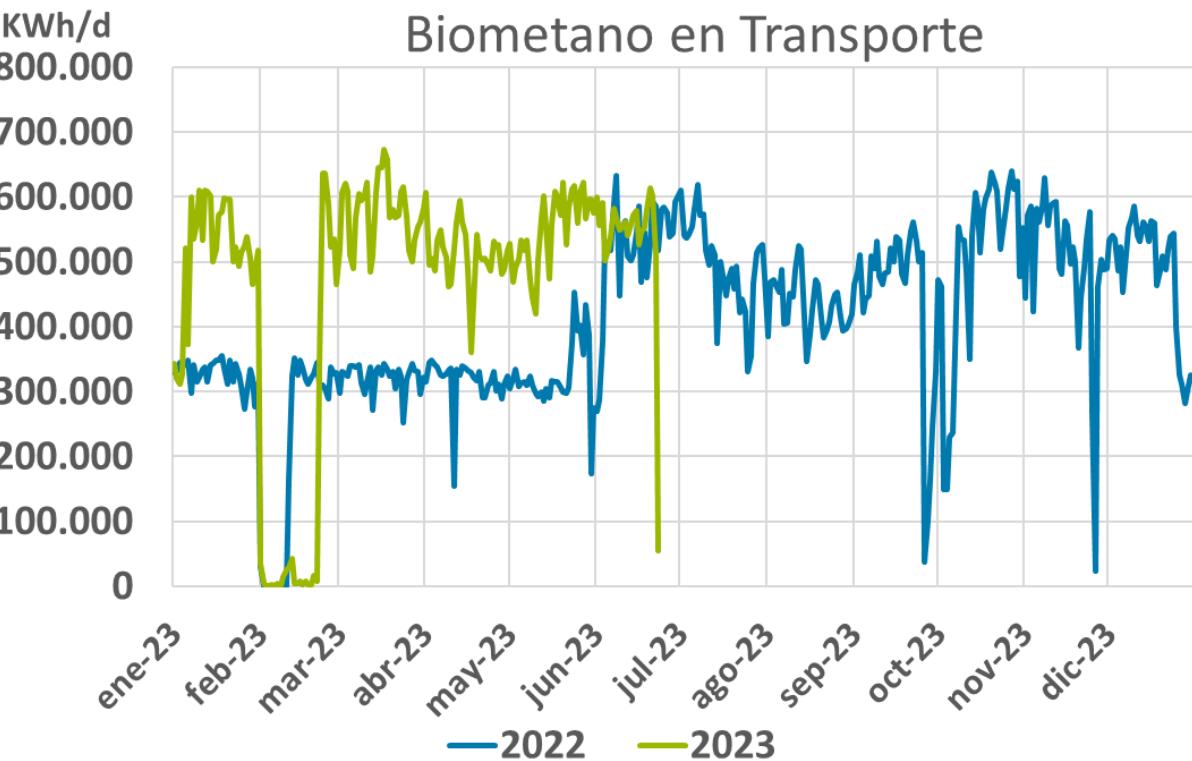
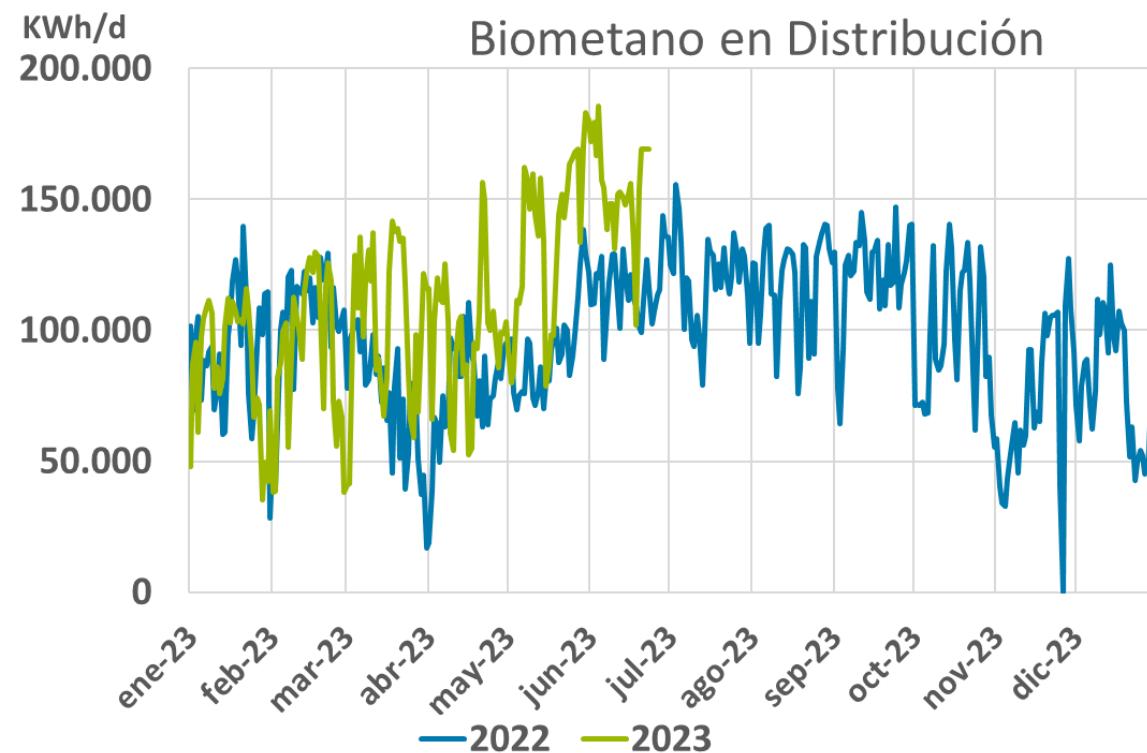
Rusia  
Argelia  
Estados Unidos  
Nigeria  
Perú  
Portugal  
Francia  
Egipto  
Qatar  
Prod. Nacional

(\*) Información provisional

# Plantas de biometano operativas en España

Actualmente hay 9 plantas que inyectan biometano en el Sistema Gasista



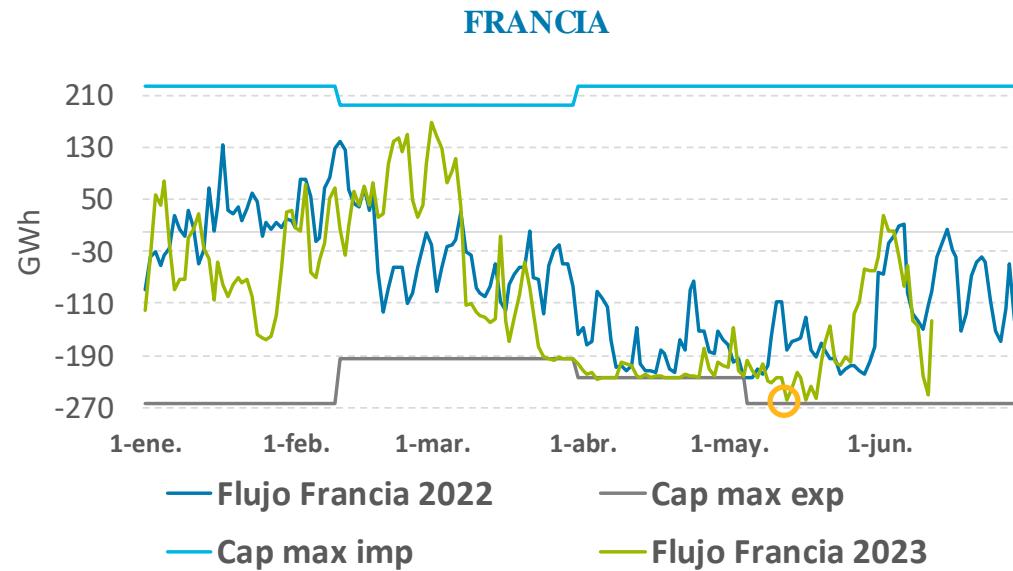


# Detalle flujos por conexiones internacionales



Incremento relevante de las exportaciones que compensa parcialmente la perdida de demanda

- ✓ **Mes de abril, récord histórico de mayor exportación a Francia** de los registrados hasta la fecha, con un flujo de 6,5 TWh.
- ✓ **13 de mayo récord histórico en la exportación de gas natural por gasoducto a Francia a través del VIP Pirineos**, registrando un **flujo de 261,5 GWh/día 99 %** de su capacidad máxima de exportación.



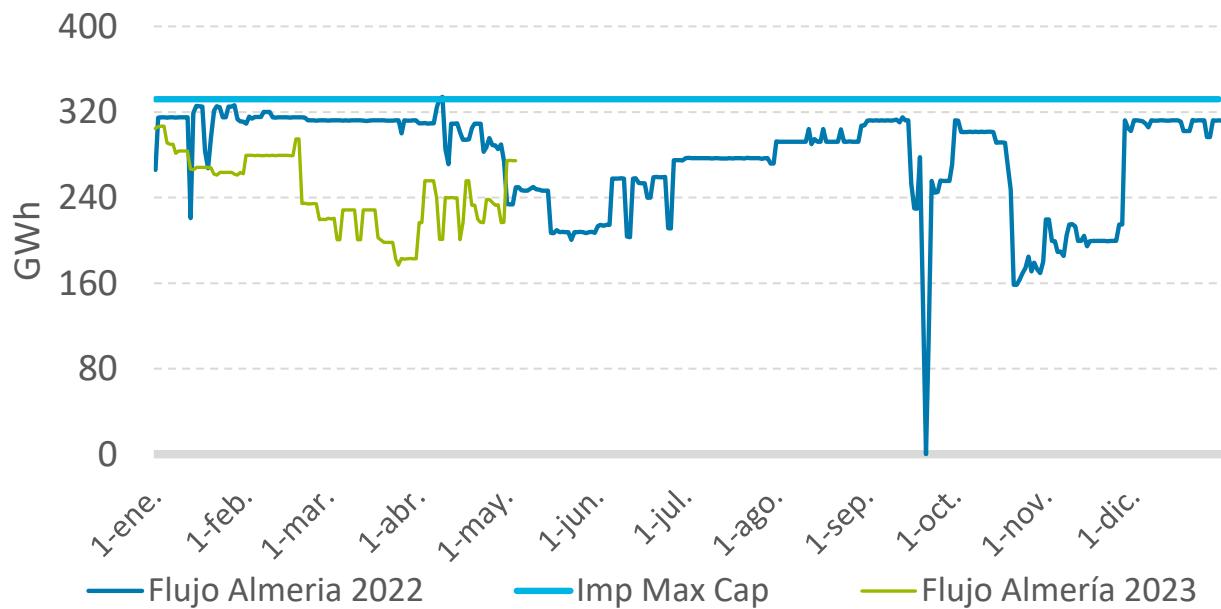
- ✓ Va a ser el primer año completo de **exportaciones por la conexión de Tarifa** registrándose **4,6 TWh** hasta el 23 de junio.
- ✓ Las existencias utilizadas para la exportación cuenta con **certificado de origen por parte de Enagas GTS**.

# Detalle flujos por conexiones internacionales



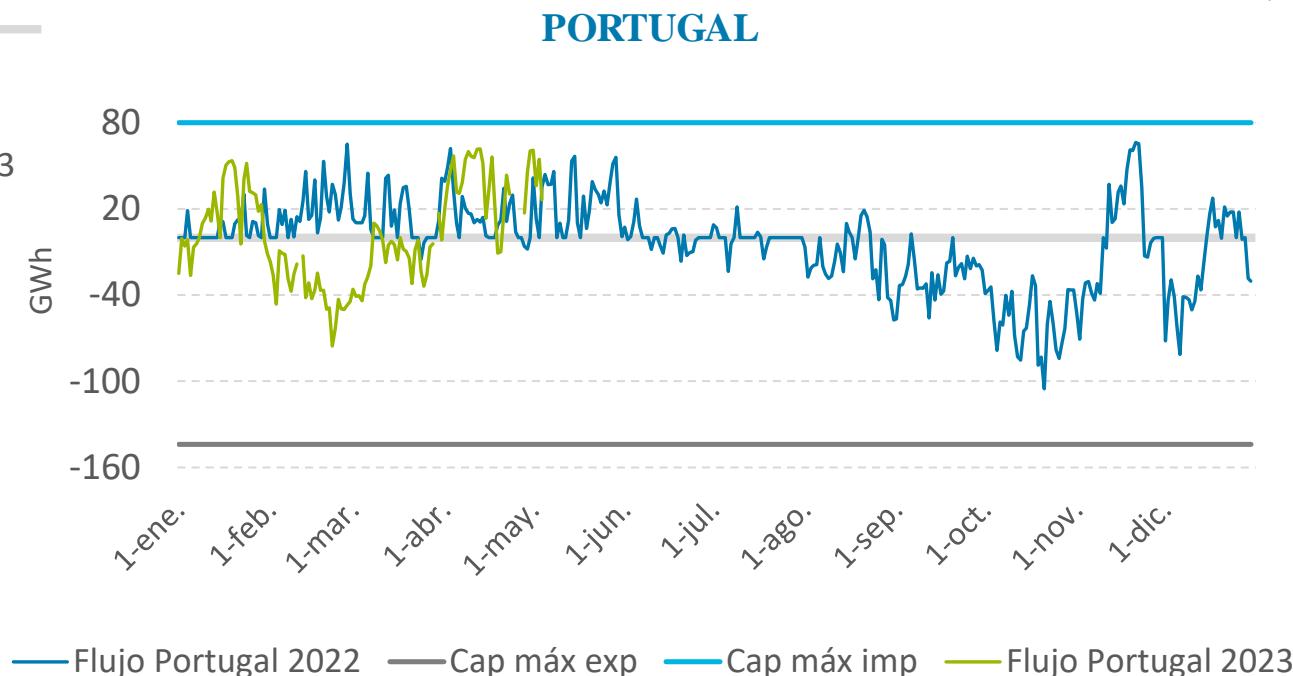
## Reducción de la importación por Almería

### ALMERIA



- ✓ **Menor uso** de la conexión de Almería, reducción de las nominaciones de los usuarios al hacer mayor uso del aprovisionamiento por GNL. Mantenimiento programado en mayo con reducción de flujos asociado

- ✓ **Mayor flujo** tanto importador como exportador por la conexión hacia Portugal, valores netos muy similares al mismo periodo del año 2022.



# Situación AASS en Europa

💡 0,63 TWh para el llenado total de los AASS en España

## Situación en Europa

	09-jul-23	Año - 1
Almacenado (TWh)	900,6	685,6
Nivel de llenado (%)	80%	62%

## Situación en España

	09-jul-23	Año - 1
Almacenado (TWh)	33,4	25,8
Nivel de llenado (%)	98%	73%

## Situación por país

AASS: Nivel de llenado 09-07-2022



País	Gas almacenado (TWh)	% Llenado
Alemania	155,9	64%
Italia	123,4	64%
Países Bajos	80,0	58%
Francia	88,9	68%
Austria	45,7	48%
Hungría	29,4	43%
República Checa	31,7	72%
España	25,8	73%
Eslovaquia	23,0	72%
Polonia	35,4	97%
Rumania	15,2	46%
Letonia	10,3	43%
Dinamarca	7,6	82%
Bélgica	5,6	64%
Bulgaria	2,1	37%
Croacia	1,8	37%
Portugal	3,8	100%
Suecia	0,05	73%
<b>Total</b>	<b>685,6</b>	

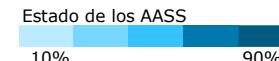


Las existencias ubicadas en los AASS están disponibles a ritmo de extracción.

AASS: Nivel de llenado 09-07-2023



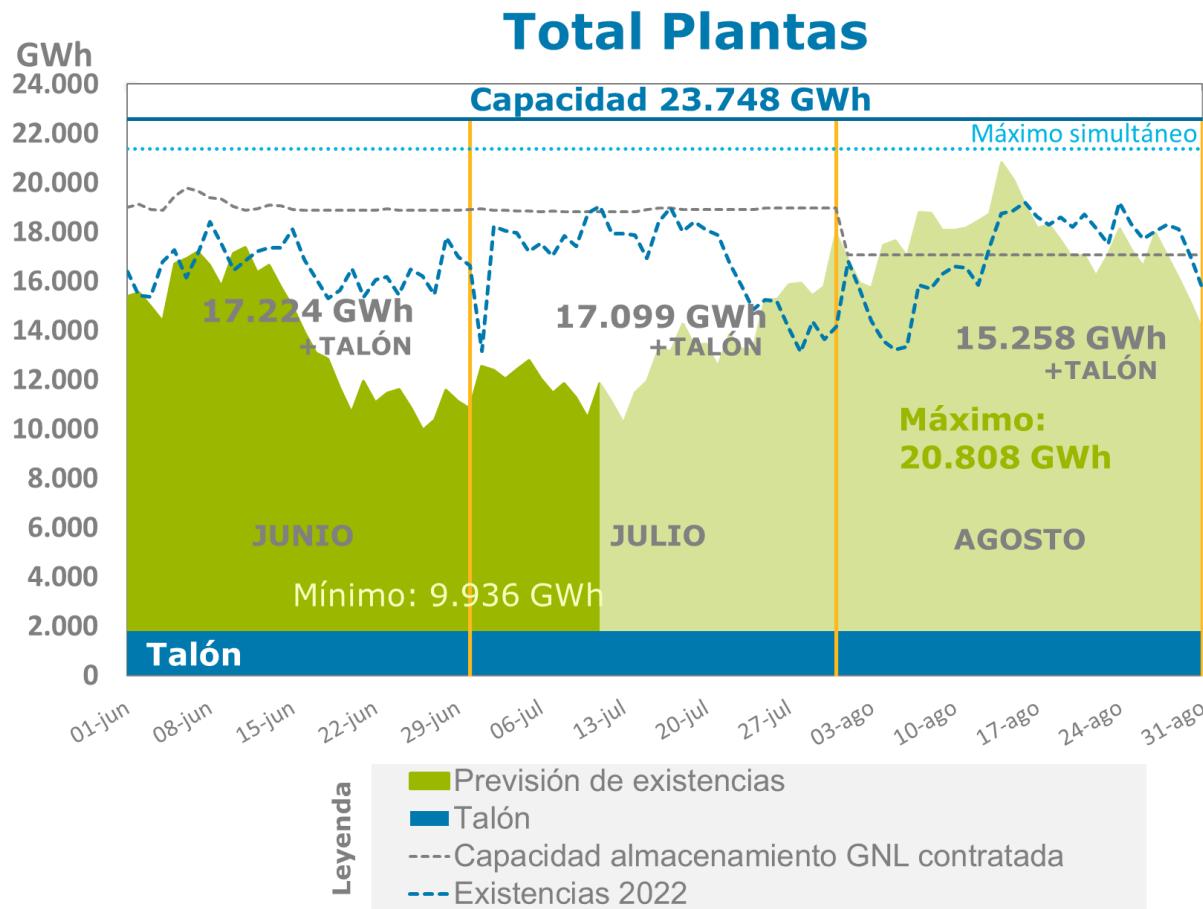
País	Gas almacenado (TWh)	% Llenado
Alemania	206,4	82%
Italia	163,4	84%
Países Bajos	116,3	82%
Francia	87,4	65%
Austria	81,6	84%
Hungría	47,6	70%
República Checa	38,6	87%
España	33,4	98%
Eslovaquia	31,8	86%
Polonia	28,3	75%
Rumania	24,0	71%
Letonia	14,3	63%
Dinamarca	7,6	77%
Bélgica	6,7	88%
Bulgaria	5,2	88%
Croacia	4,5	93%
Portugal	3,2	99%
Suecia	0,10	95%
<b>Total</b>	<b>900,6</b>	



# Evolución de las existencias de GNL

## Tanque Virtual de Balance (TVB) y equivalentes europeos

En España el porcentaje de llenado a 11/07/2023 es del 52%



### Equivalentes europeos de plantas

País	Existencias (GWh)	% Llenado
España	11.764,12	52 %
Francia	5.450,00	60 %
Italia	3.020,98	96 %
Países Bajos	2.687,58	57 %
Bélgica	1.877,90	49 %
Alemania	1.374,41	40 %
Polonia	1.360,80	63 %
Portugal	1.006,99	38 %
Grecia	967,00	50 %
Lituania	694,01	61 %
Croacia	673,60	71 %
<b>Total</b>	<b>30.877,38</b>	



Stock en GWh estimado a partir de publicación de m<sup>3</sup> de GNL.

Factor de conversión: 6.804 kWh/m<sup>3</sup>

Último dato publicado en ALSI (GIE)

## Almacenamientos Subterráneos

Se prevé el llenado de los almacенamientos a inicios de verano. Esto implica que **no podrán ser utilizados como palanca operativa** en caso de altos niveles en los tanques.

## Plantas de regasificación

Ante **niveles de llenado por encima del 80%** en los tanques de las terminales de regasificación, la logística de buques se complica y es posible que se de la necesidad de **coordinar movimientos de slots con usuarios y operadores** con la finalidad de **viabilizar el programa de descargas**.

## Demanda

Se prevé un **notable descenso de demanda** respecto al verano 2022, con unos 9 TWh menos. Esto es debido principalmente a menores entregas de gas para generación eléctrica.

# Primera descarga en la planta de El Musel



## Inicio del comisionado de la planta



Enagás  
@enagas

La planta de El Musel ha recibido hoy el primer barco de #GNL, el Cool Racer, que realizará una primera descarga necesaria para las pruebas técnicas finales antes de la puesta en marcha definitiva como planta logística.

Más información  [bit.ly/3CSJquQ](https://bit.ly/3CSJquQ)



De manera excepcional, esta operación se ha gestionado mediante los mecanismos de flexibilidad del que disponen los slots contratados definidos en el art.32 de la Circular 8/2019 de la CNMC (cambio de planta, fecha o cantidad a descargar), pero sujeta las singularidades operativas publicadas por el GTS mediante Nota de operación nº5/2023- 14 de junio.

# Índice



- 1. Evolución de la demanda**
- 2. Aprovisionamiento**
- 3. Contratación y Mercados**
- 4. Garantías de Origen**

# A destacar en Mercados...

## Slots descargas y cargas



- Celebradas las subastas de asignación anual de slots a 15 años
- 409 slots asignados para los que se recibieron 1.612 solicitudes.
- 2.217 slots contratados hasta 2038 una vez finalizada la asignación
- Primera vez que se utiliza el precio de retirada en una subasta anual
- Proceso desarrollado con éxito según calendario establecido

Prima subastas

≈150 M€

## GNL almacenamiento



- Contratación promedio may-jun >90%
- Alto nivel de renuncias

32,8 M€

## AASS



- Todo contratado a largo plazo. No hay capacidad disponible, salvo 100 GWh reservados para corto plazo

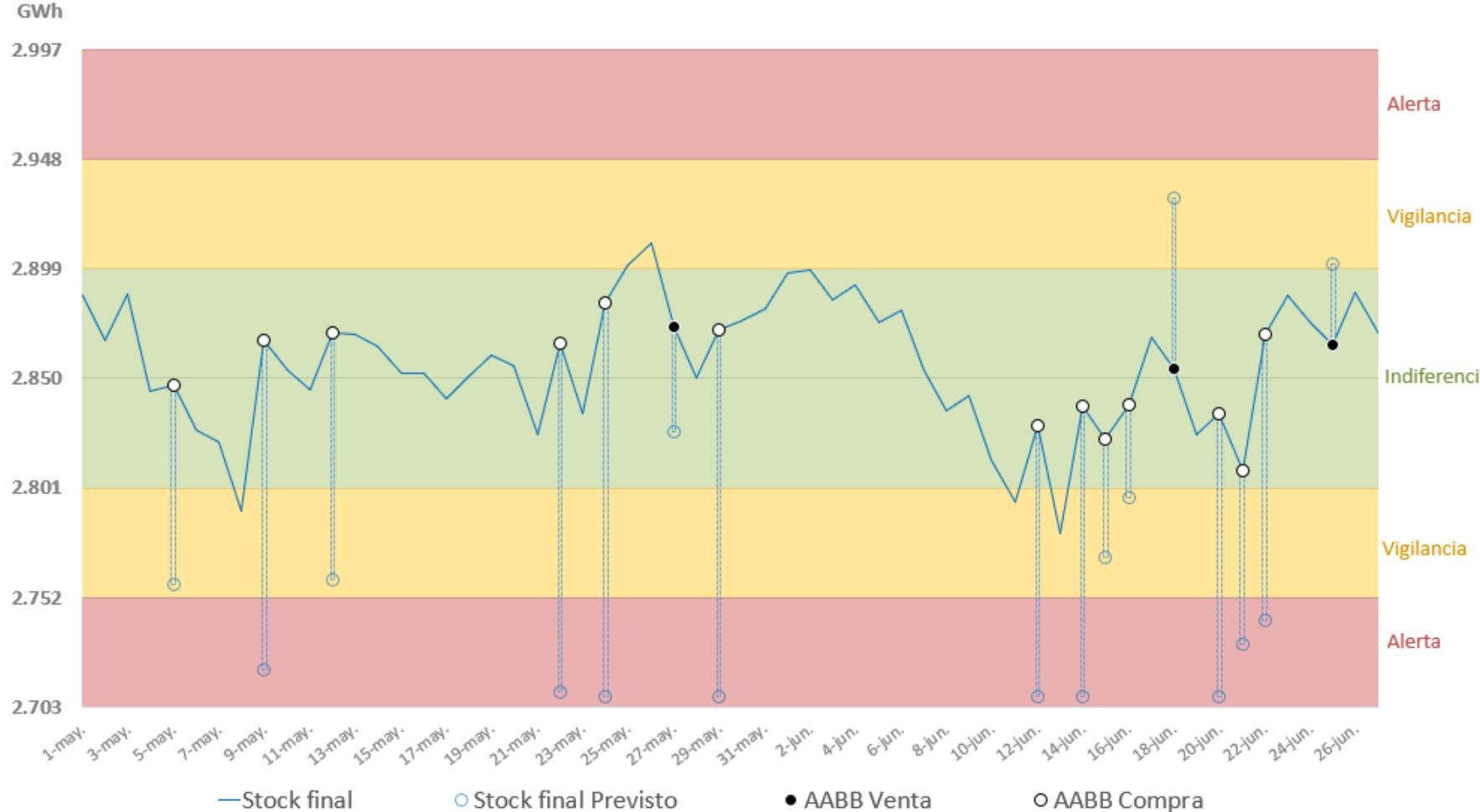
## Precios



- Incremento de la volatilidad de los precios en el mes de junio

# Acciones de Balance – mayo y junio 2023 (actualizado hasta 27 junio)

Mayoría de compra, usuarios “cortos” segunda semana junio



Nº Acciones Balance	
VENTA:	3
COMPRA:	13
Total:	16

Según establece la **Circular Balance 2/2020**, la actuación mediante Acciones Balance es una operativa que debe realizar el GTS en el Mercado Organizado en el momento que estima que el stock de gas previsto en la Red de Transporte al final del día, se va a alejar de la banda de **valores óptimos de funcionamiento operativo** -banda verde-, con el objetivo de que el stock vuelva a la banda de valores óptimos

**AABB Venta:** cuando el stock se prevé acabe en la banda de alerta superior -banda roja superior

**AABB Compra:** cuando el stock se prevé acabe en la banda de alerta inferior -banda roja inferior

# Volúmenes negociados en Plataformas – mayo 2023



TVB concentra los mayores volúmenes de negociación y especialmente en MS-ATR



Acumulado (ene-may)

**479,3 TWh**

negociados en todos los mercados

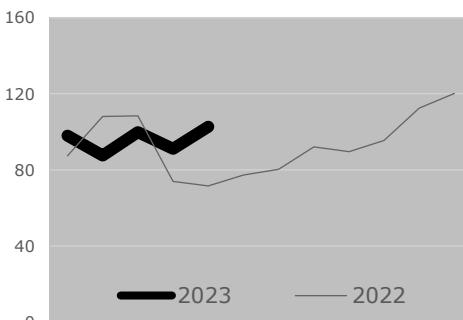
+7% vs (ene-may'22)

Acumulado (ene-may)

**3,5 veces**

la demanda

VOLÚMENES mensuales



## PLATAFORMAS DE NEGOCIACIÓN

**12,2 TWh**  
12%

MIBGAS	MIBGAS DERIVATIVES	EEX
93,5%	6,3%	0,3%

TVB: 0,3

PVB: 11,8

AVB: 0,1

## BILATERALES no MS-ATR

**4,3 TWh**  
4%

MIBGAS DERIVATIVES	BME	EEX
12,3%	1,9%	85,8%

TVB: -

PVB: 4,3

AVB: -

Por tipo de mercado

Unidad: TWh

Unidad: TWh

TVB

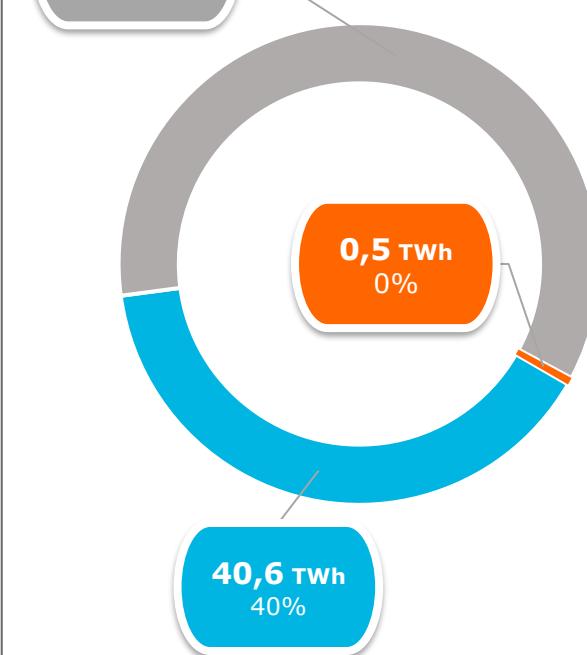
PVB

AVB

**61,6 TWh**  
60%

**0,5 TWh**  
0%

**40,6 TWh**  
40%



Por área de balance

22

# Índice



- 1. Evolución de la demanda**
- 2. Aprovisionamiento**
- 3. Contratación y Mercados**
- 4. Garantías de Origen**

# Monitorización del sistema de GdO

## Altas en la plataforma GdO



**SOPORTE A LOS AGENTES**  
**GDO\_GTS@enagas.es**

**83** **solicitudes tenedor**



**9** **solicitudes instalación**



**+ 69 reuniones**  
**27 productores**

**65** **habilitados**

**18** **en proceso**

**2** **ALTA**

**1** **pdte de auditoría**

**6** **registro provisional**

- **Perfiles muy diversos:** productores, consumidores, suministradores, traders, etc.

- Producción de diversos tipos de gas y logísticas de comercialización

- Biometano de inyección en red

- Biogás autoconsumo

- Hidrógeno

# Monitorización del Sistema de GdO

## Estadísticas GdOs expedidas



Enagás

81.680 seguidores

22 horas •

...

¡Hito cumplido! Expedidas las primeras **#GarantíasDeOrigen** de gases renovables en España. En total, Enagás GTS ha tramitado más de 8.600 certificados para las plantas de **GESTCOMPOST** y el Parque Tecnológico de Valdemingómez, ya registradas en el sistema.

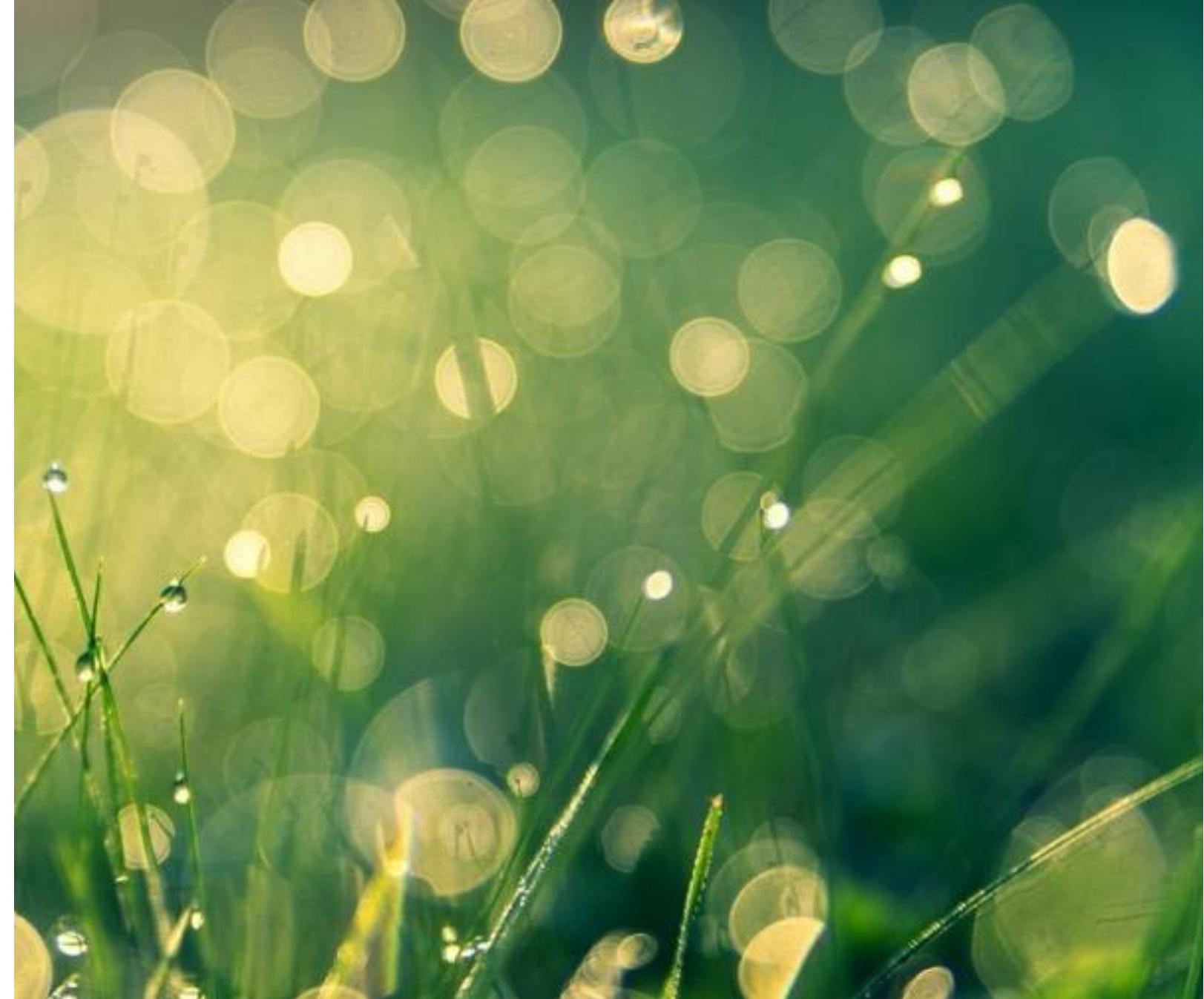
Un paso clave en la implementación de este nuevo Sistema, gestionado por el Gestor Técnico del Sistema Gasista, que ya permite demostrar el origen renovable de los consumos de gas.

Más información en [www.gdogas.es](http://www.gdogas.es) y en nuestra web  <https://bit.ly/3oXid71>



Muito  
obrigada

Muchas  
gracias



red eléctrica

Una empresa de Redeia



## Resultados de los Mercados de Operación

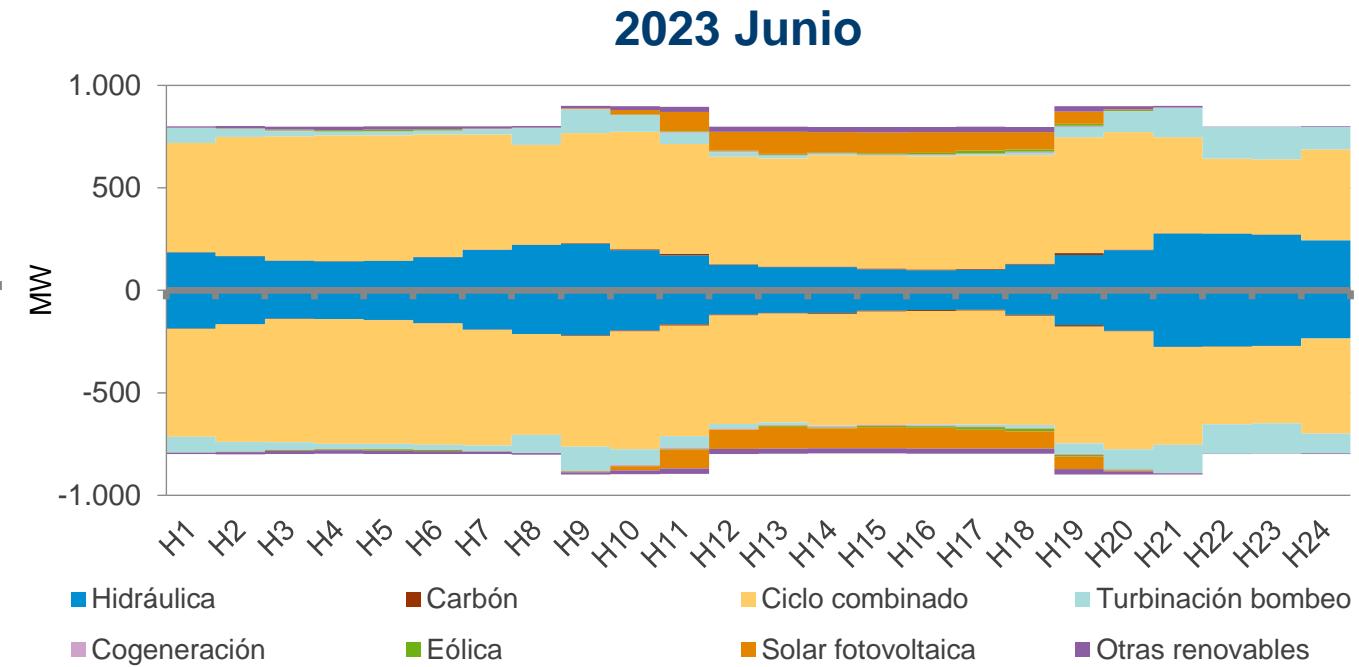
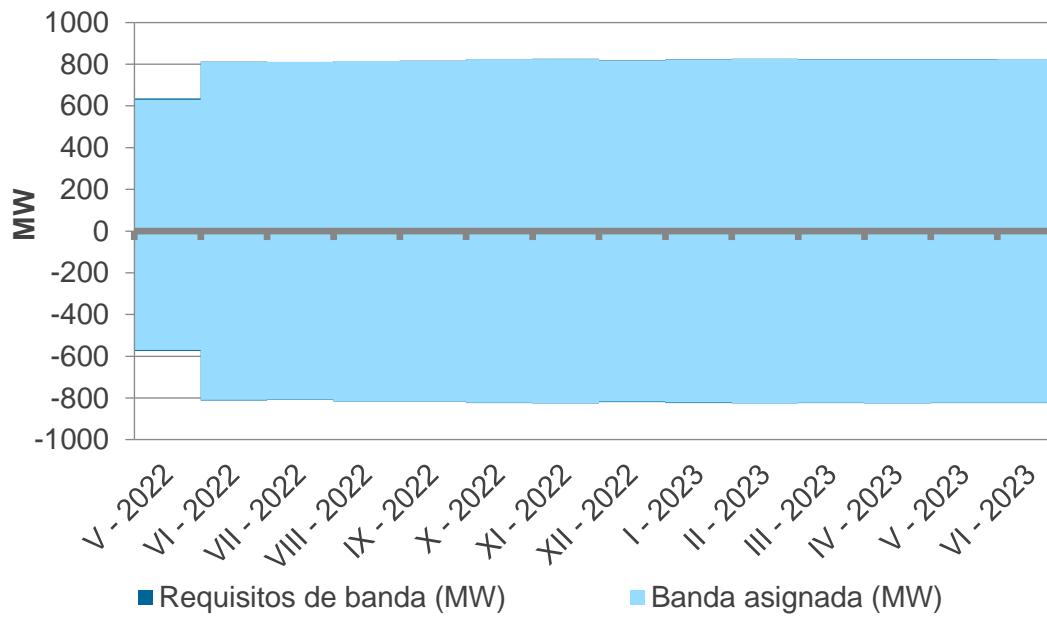
Julio, 2023



## Banda media horaria asignada

Valores acumulados Ene-Jun	2022	2023
Requisitos de banda (MW)	1.377	1.650
Banda asignada (MW)	1.368	1.647
Satisfacción	99%	100%

Valores mensuales	2023 Mayo	2023 Junio	Δ (%)
Requisitos de banda (MW)	1.650	1.650	0,0%
Banda asignada (MW)	1.646	1.647	0,1%
Satisfacción (%)	100%	100%	-0,1%
Demanda Media Servida P48 (MWh)	24.169	24.589	1,7%

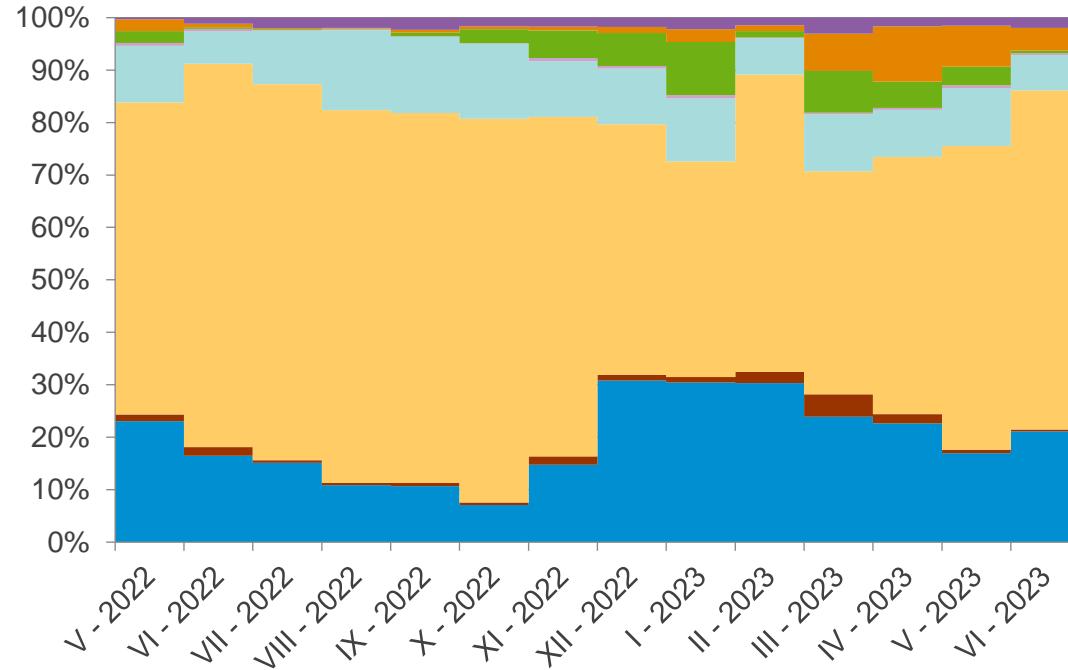


» Valores correspondientes a asignaciones de potencia media horaria

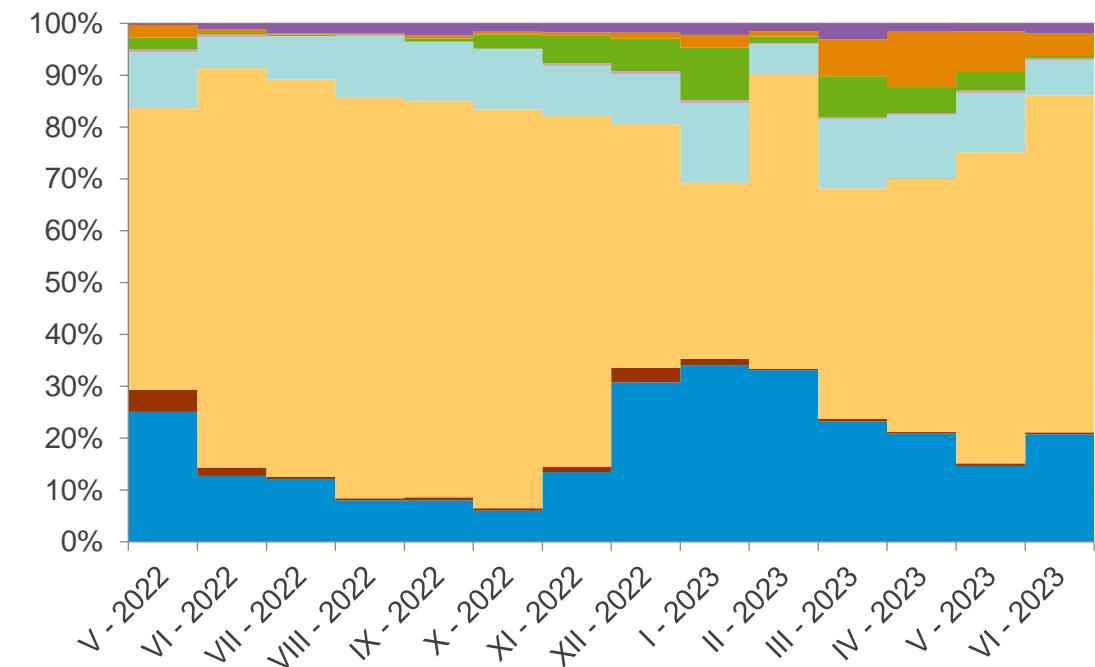


## Tecnología asignada

A SUBIR



A BAJAR



■ Hidráulica

■ Carbón

■ Ciclo Combinado

■ Turbinación bombeo

■ Cogeneración

■ Eólica

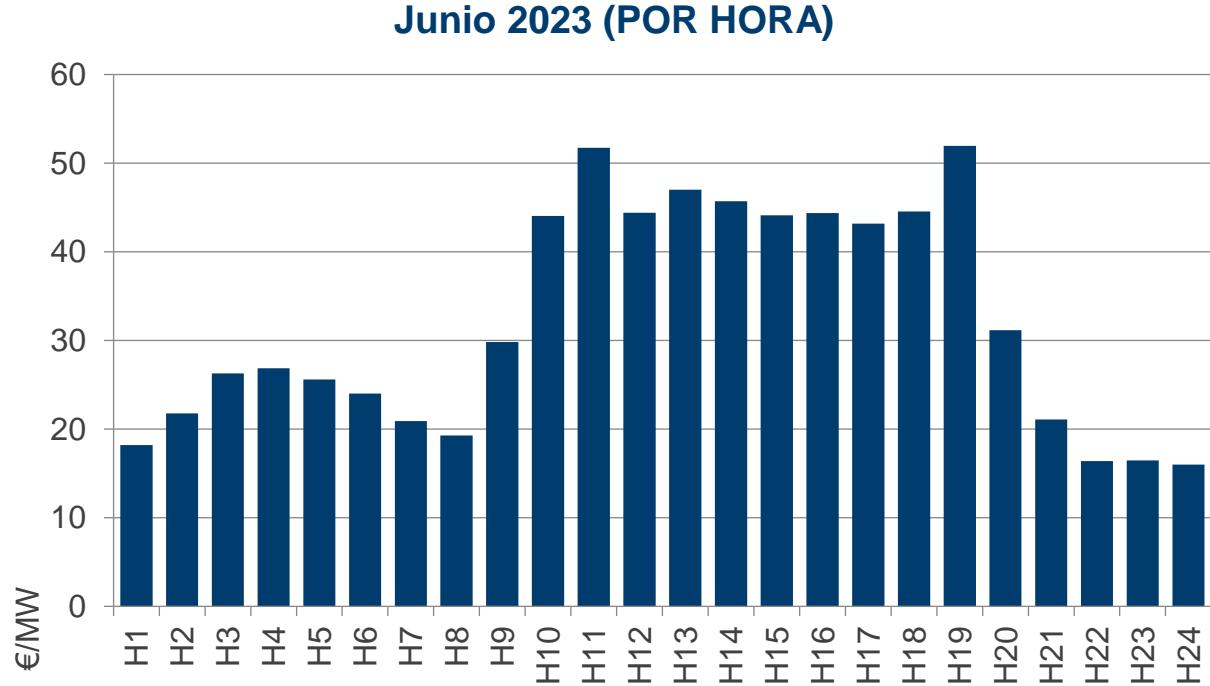
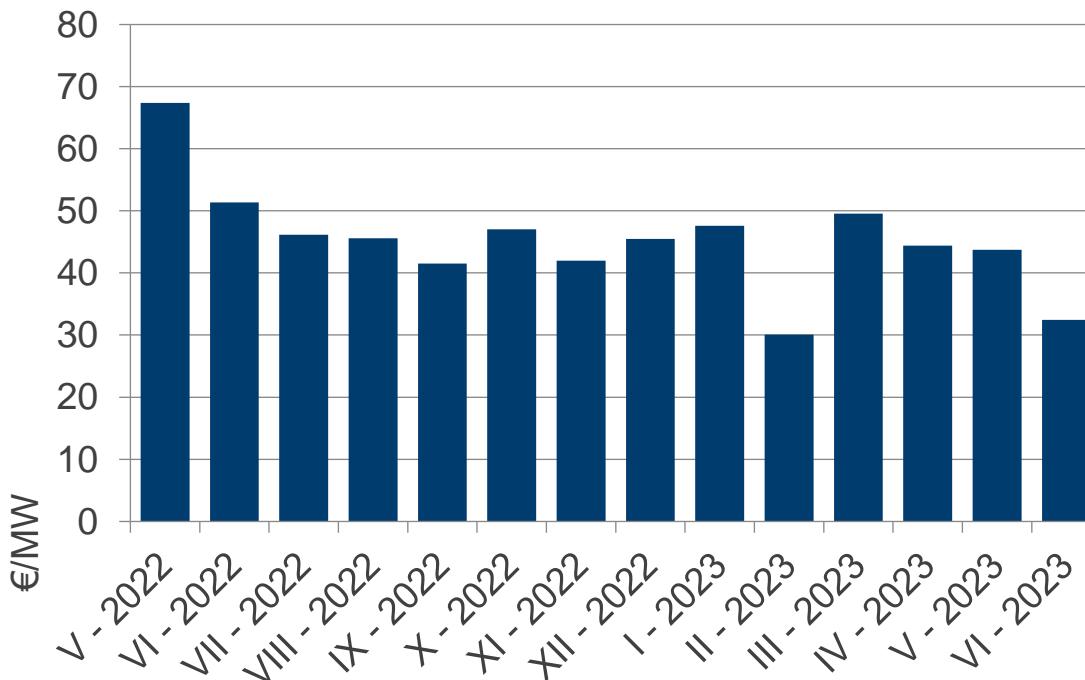
■ Solar fotovoltaica

■ Otras Renovables



## Precio Medio Ponderado

Precio Medio Ponderado (€/MW)	2022	2023	Δ (%)
Mayo	67,34	43,74	-35,1%
Junio	51,34	32,46	-36,8%
Precio Medio Ponderado (Ene-Jun)	45,83	41,50	-9,4%

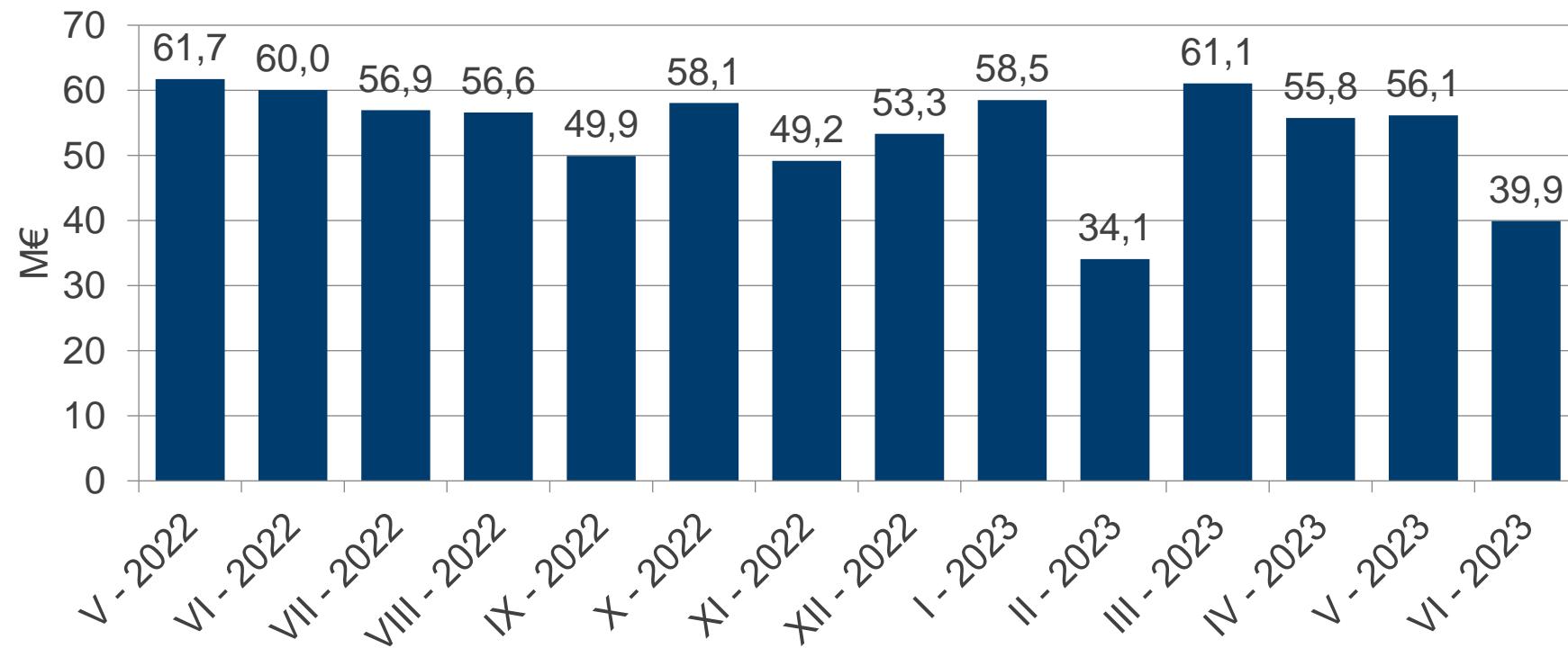


» Los valores de precios medios horarios se facilitan teniendo en cuenta valores medios horarios de potencia asignada



## Coste

Coste (M€)	2022	2023	Δ (%)
Mayo	61,7	56,1	-9,0%
Junio	60,0	39,9	-33,5%
Coste medio mensual (Ene-Jun)	42,3	50,9	20,4%





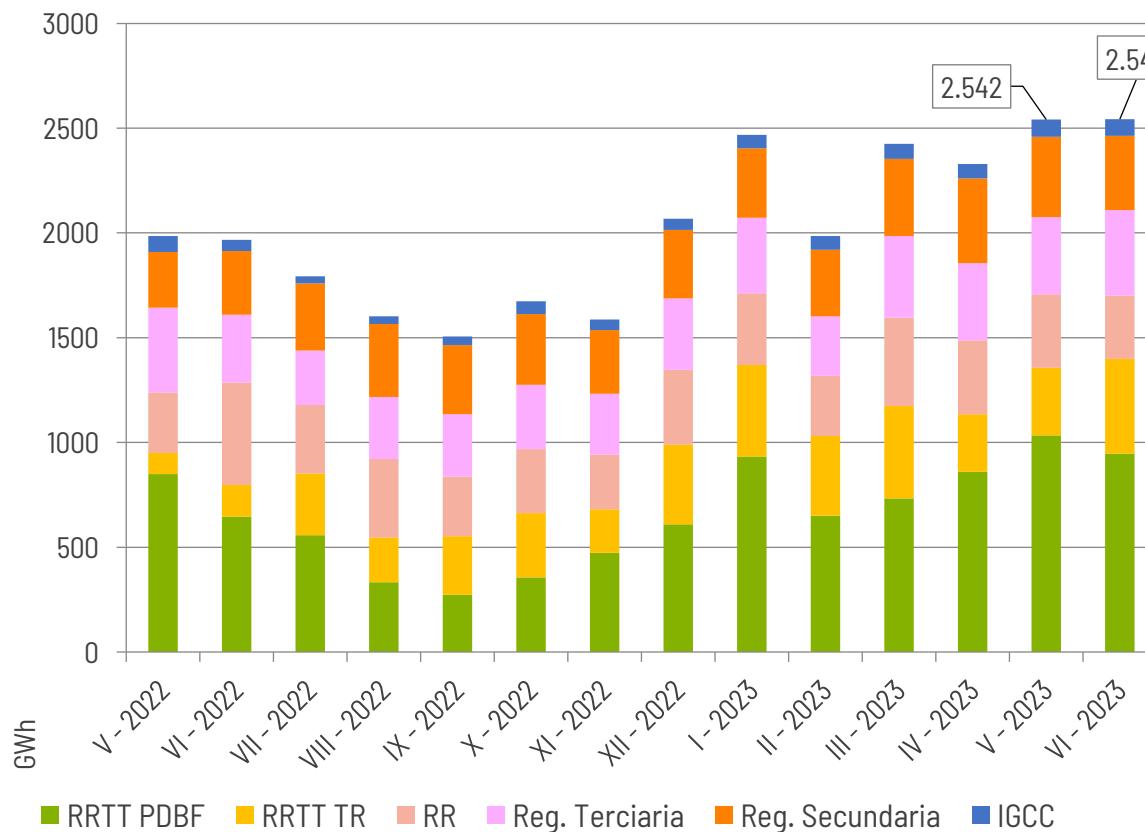
# Energías de servicios de ajuste del Sistema Eléctrico Peninsular

red eléctrica

## Energía utilizada para gestión de SAS

RRTT PDBF + RRTT TR + RR<sup>(1)</sup> + REG. TERCIARIA<sup>(2)</sup> + REG.

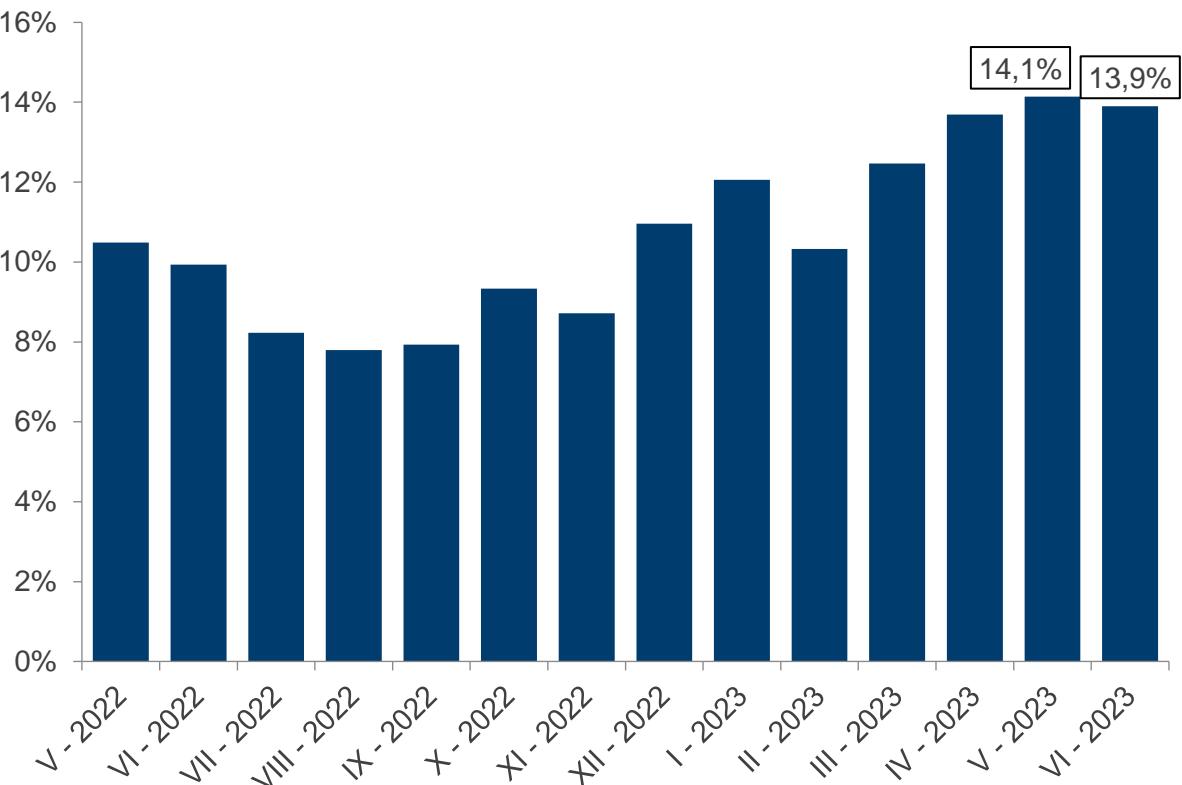
SECUNDARIA + IGCC



<sup>(1)</sup> Necesidades de balance del SEE cubiertas mediante la plataforma LIBRA del proyecto europeo TERRE

<sup>(2)</sup> Incluye asignaciones de regulación terciaria por activación programada y directa

## Energía de SAS respecto a Demanda Total Servida (%)

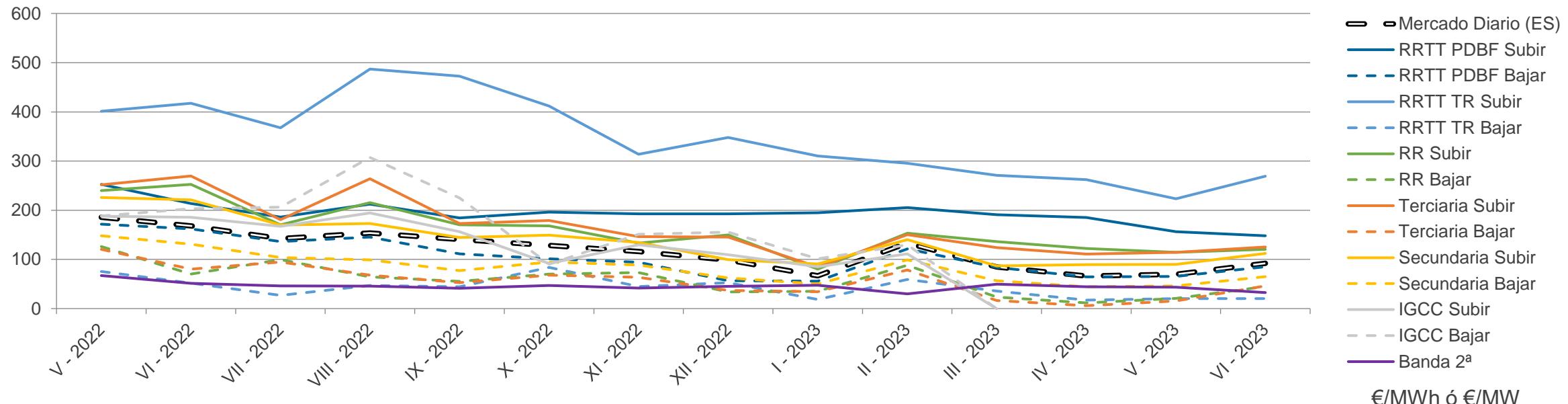




# Precios Medios Ponderados Mensuales<sup>(1)</sup>

red eléctrica

€/MWh ó €/MW	V - 2022	VI - 2022	VII - 2022	VIII - 2022	IX - 2022	X - 2022	XI - 2022	XII - 2022	I - 2023	II - 2023	III - 2023	IV - 2023	V - 2023	VI - 2023
Mercado Diario (ES)	185,82	168,19	142,44	153,60	140,72	128,20	116,08	98,55	66,56	133,01	84,76	66,17	69,70	91,88
RRTT PDBF Subir	252,48	213,49	185,95	212,27	184,29	196,01	192,50	192,49	194,79	205,22	191,05	185,27	156,39	148,11
RRTT PDBF Bajar	171,77	162,02	136,40	145,58	111,13	101,24	94,41	56,72	55,81	121,20	83,85	64,33	65,63	84,98
RRTT TR Subir	401,25	417,63	367,58	487,00	472,56	411,82	313,88	348,22	310,51	295,50	270,90	262,22	223,23	269,38
RRTT TR Bajar	75,40	52,01	26,91	47,09	44,34	83,71	44,83	52,68	18,73	59,15	35,70	17,18	20,41	20,23
RR Subir	240,01	252,50	170,53	215,50	170,20	168,38	133,05	149,78	80,30	153,30	136,27	122,27	114,58	120,70
RR Bajar	126,02	70,15	99,37	64,67	55,45	70,36	73,42	33,95	35,15	87,95	23,49	11,49	20,97	44,75
Terciaria Subir	251,95	269,58	181,02	263,87	172,82	179,21	146,54	145,61	84,63	150,09	123,99	111,11	114,28	125,54
Terciaria Bajar	120,45	80,17	94,86	67,93	52,75	67,87	63,75	37,17	34,27	78,68	16,41	5,72	15,60	46,28
Secundaria Subir	225,88	221,34	169,97	172,85	144,59	149,36	134,66	99,72	90,81	140,15	86,80	89,32	90,00	112,01
Secundaria Bajar	148,06	130,85	104,09	99,05	77,14	94,92	88,48	62,33	50,03	99,30	56,60	44,34	46,02	65,08
IGCC Subir	187,84	185,92	167,31	194,55	156,21	91,66	129,79	109,74	85,06	111,29				
IGCC Bajar	188,48	203,20	206,47	307,48	225,17	90,39	151,01	155,69	101,35	129,78				
Banda 2 <sup>a</sup>	67,34	51,34	46,13	45,58	41,53	47,00	41,98	45,47	47,58	30,06	49,55	44,39	43,74	32,46

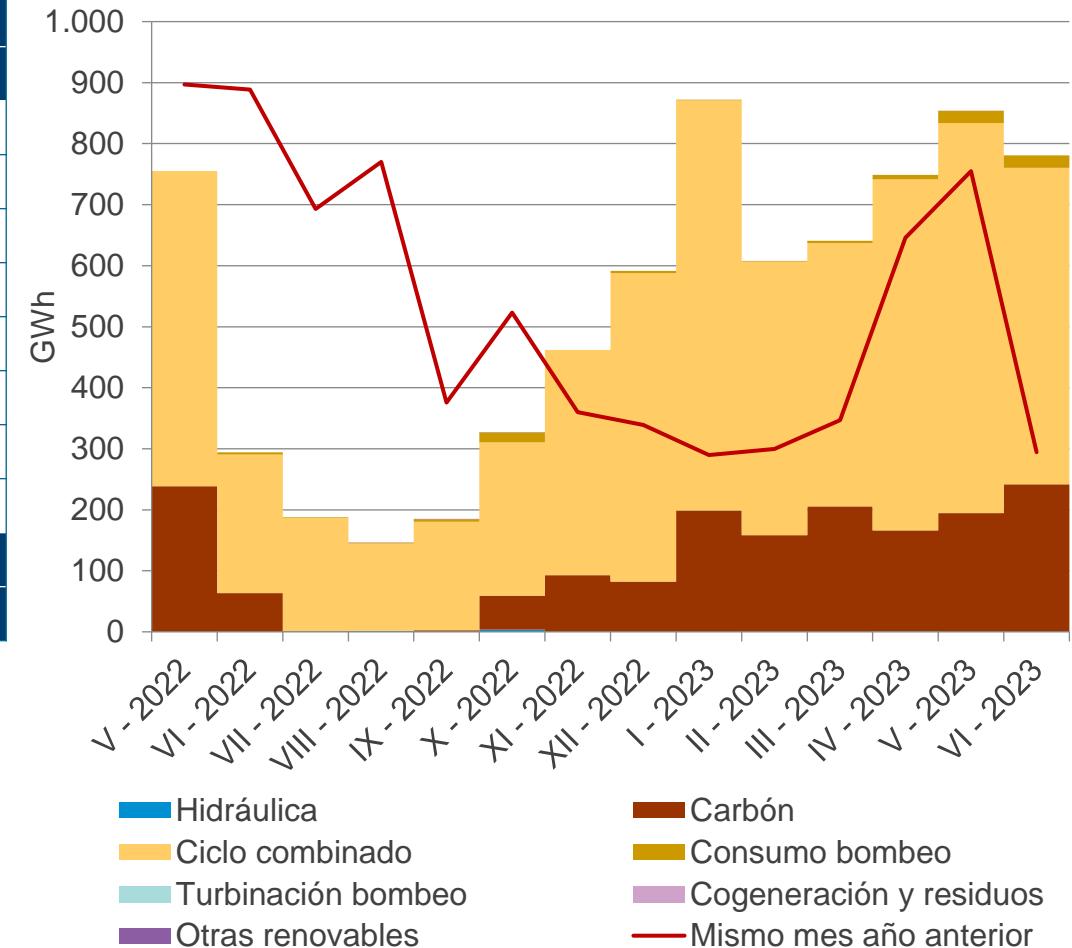


<sup>(1)</sup> Las energías de balance de tipo RR e IGCC cuentan con un precio marginal único. El valor representado en la tabla corresponde al precio medio ponderado de la energía según el sentido de las energías cubiertas o energías evitadas del Sistema Eléctrico Español

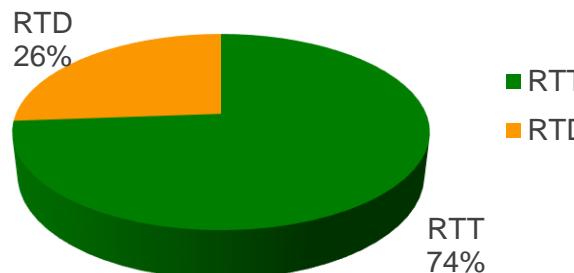


## Fase I

Energía a Subir (GWh)			
Valores acumulados Ene-Jun	2022	2023	Δ (%)
Carbón	401	1.164	190%
Ciclo combinado	2.225	3.285	48%
Cogeneración y residuos	0	0	-
Hidráulica	0	1	765%
Eólica	0	0	-
Turbinación bombeo	0	0	-100%
Consumo bombeo	5	53	951%
Otras renovables	0	0	-
<b>Total</b>	<b>2.632</b>	<b>4.503</b>	<b>71%</b>
Precio medio ponderado (€/MWh)	271,63	177,20	-35%



## RRTT PDBF A SUBIR



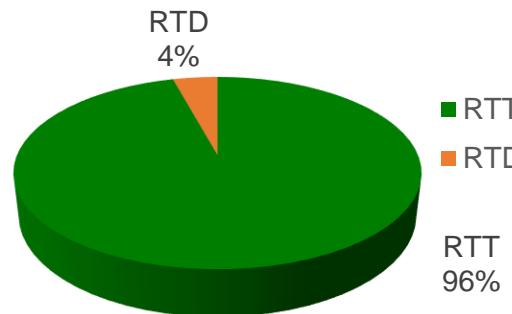
RTT: Restricción Técnica Red de Transporte  
RTD: Restricción Técnica Red de Distribución



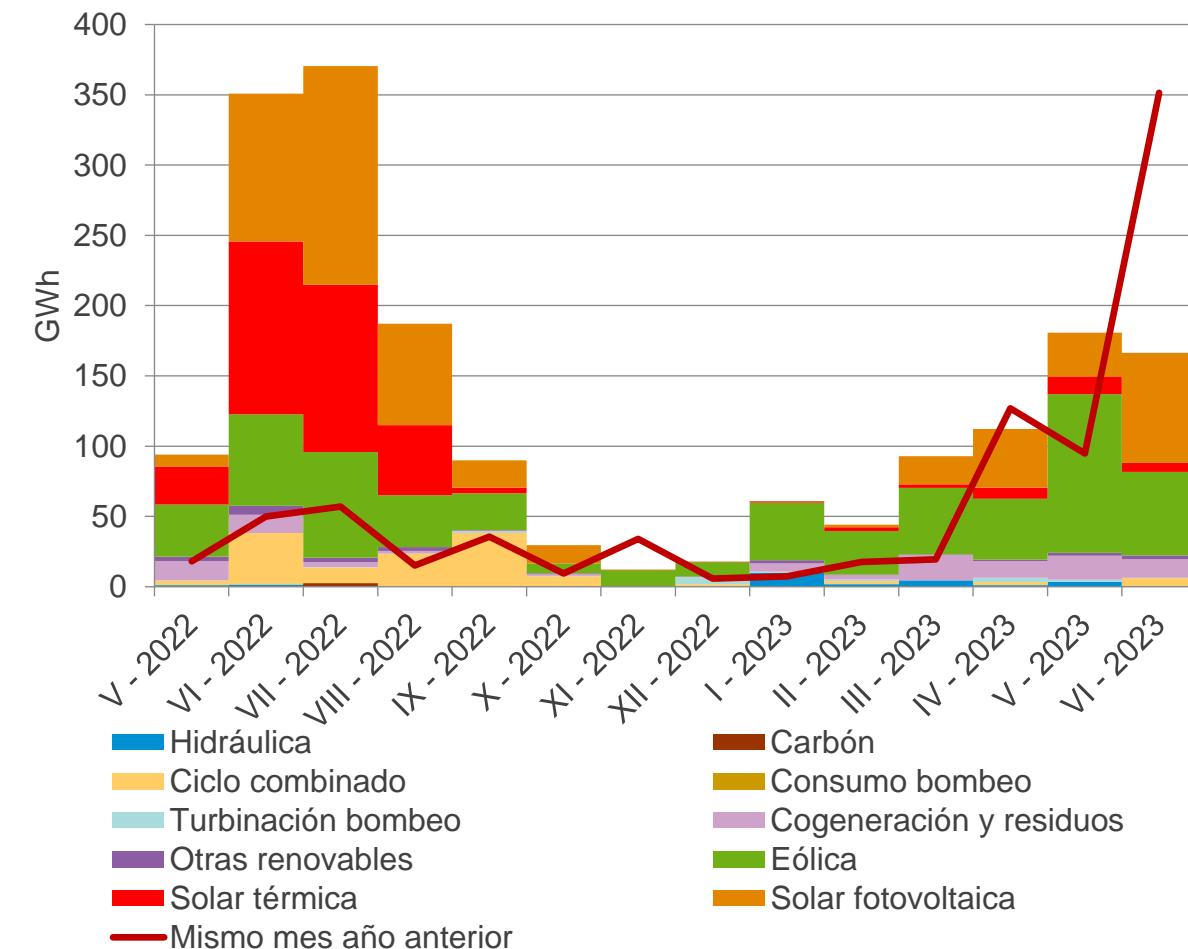
## Fase I

Energía a Bajar (GWh)			
Valores acumulados Ene-Jun	2022	2023	Δ (%)
Carbón	0	0	-
Ciclo combinado	49	10	-80%
Cogeneración y residuos	49	70	43%
Hidráulica	10	22	113%
Eólica	222	334	51%
Turbinación bombeo	1	7	785%
Consumo bombeo	0,0	0	-
Otras renovables	13,7	9	-33%
Solar fotovoltaica	117,5	173	47%
Solar térmica	153,4	33	-78%
Total	615	658	7%
Precio medio ponderado (€/MWh)	180,46	77,00	-57%

### RRTT PDBF A BAJAR

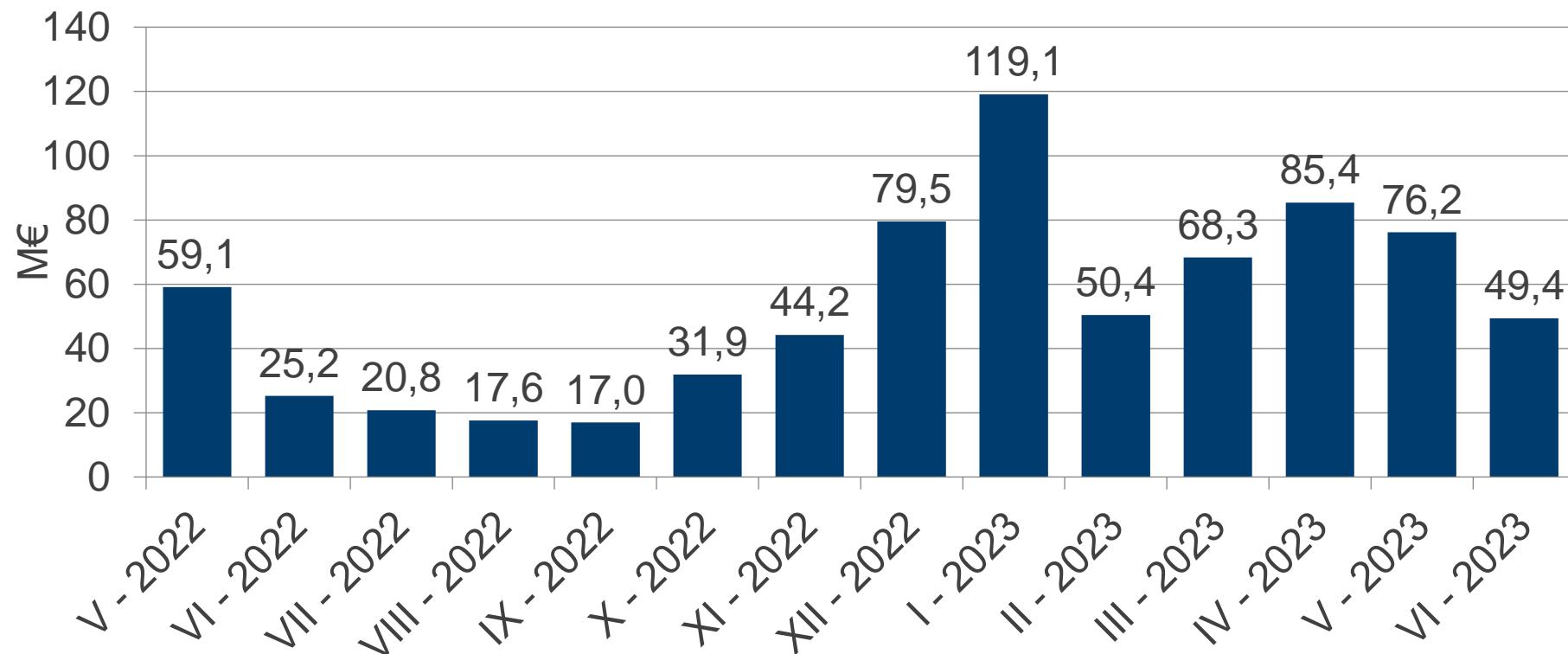


RTT: Restricción Técnica Red de Transporte  
RTD: Restricción Técnica Red de Distribución



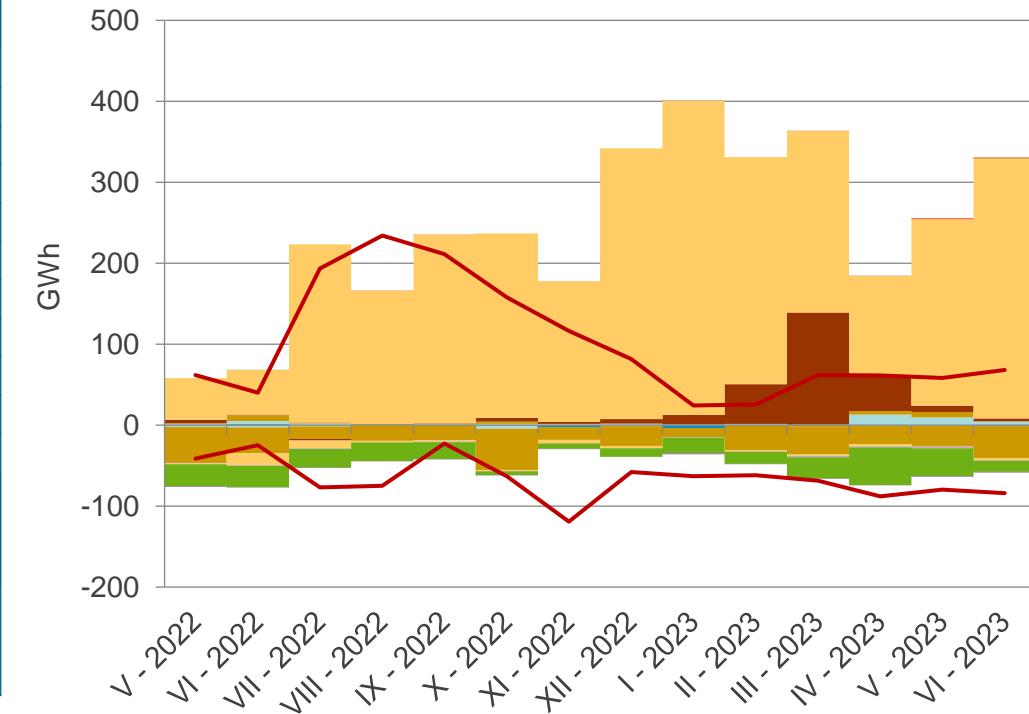
## Coste

Coste (M€)	2022	2023	Δ (%)
Mayo	59,1	76,2	28,9%
Junio	25,2	49,4	95,7%
Coste medio mensual (Ene-Jun)	43,6	74,8	71,7%

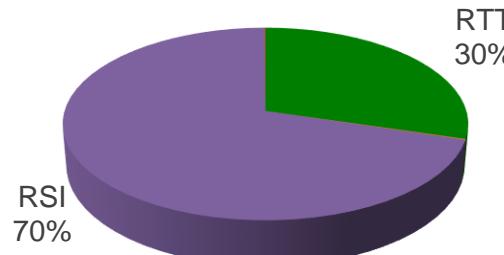




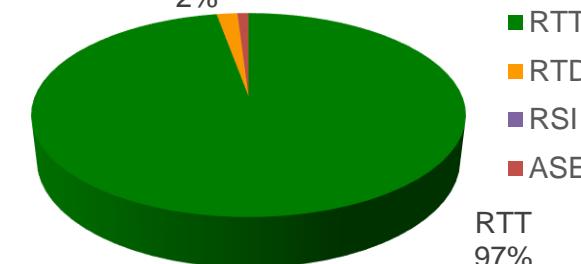
	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2022	2023	Δ (%)	2022	2023	Δ (%)
Valores acumulados Ene-Jun						
Hidráulica	4,0	0,8	-79%	1,7	5,3	208%
Carbón	7,7	253,8	3211%	0,5	0,0	-100%
Ciclo combinado	261,1	1.566,9	500%	19,1	8,6	-55%
Turbinación bombeo	18,3	30,5	67%	5,4	1,2	-78%
Consumo bombeo	9,4	11,9	27%	198,7	165,2	-17%
Cogeneración y residuos	0,0	0,0	-	3,3	6,5	96%
Eólica	0,0	0,2	35095%	197,3	155,7	-21%
Solar térmica	0,0	0,0	-	6,5	26,8	314%
Solar fotovoltaica	0,0	0,0	-	8,1	67,3	736%
Otras renovables	0,0	0,0	-	3,5	3,8	10%
Enlace balear	0,5	3,5	676%	0,2	0,0	-100%
<b>Total</b>	<b>300,8</b>	<b>1.867,7</b>	<b>521%</b>	<b>444,2</b>	<b>440,4</b>	<b>-1%</b>
Precio medio ponderado (€/MWh)	620,89	311,28	-50%	65,25	26,48	-59%
Solución de congestiones en interconexiones no UE	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-



## RTT TR A SUBIR



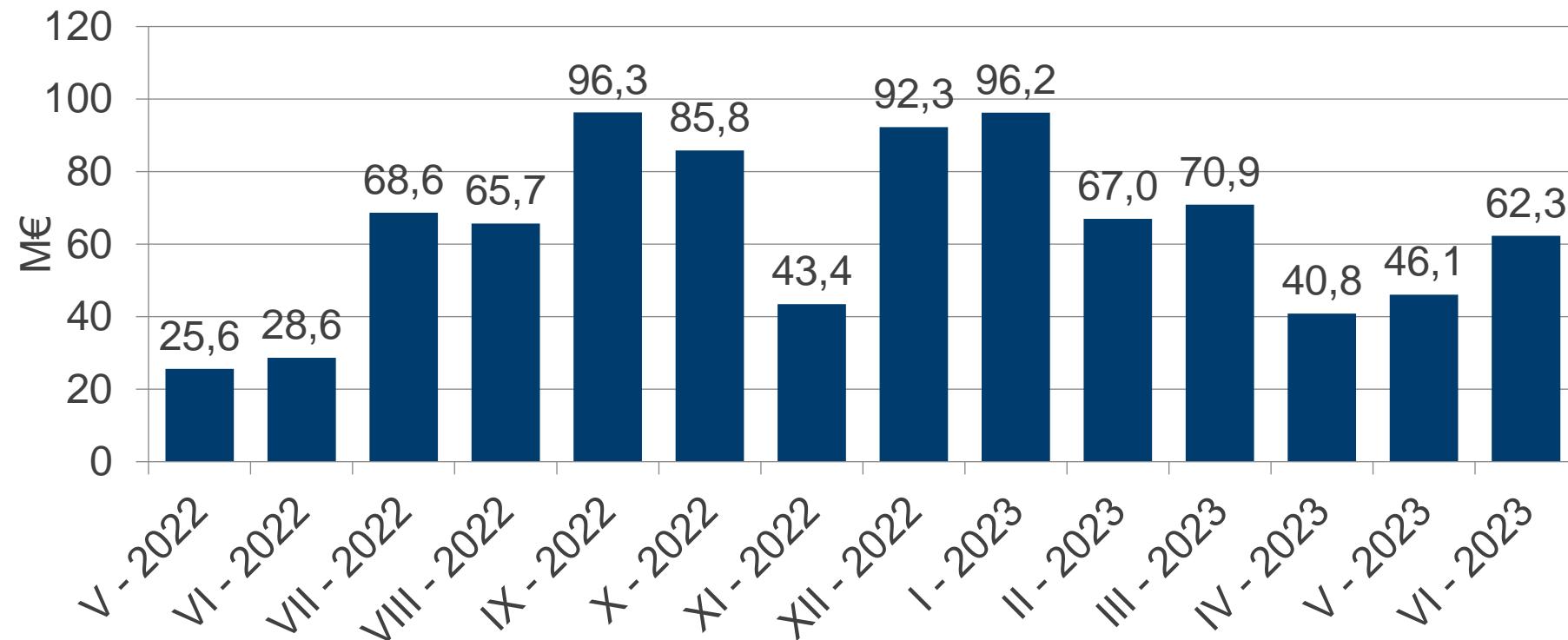
## RTT TR A BAJAR



RTT: Restricción Técnica Red de Transporte  
 RTD: Restricción Técnica Red de Distribución  
 RSI: Reserva Potencia a Subir Insuficiente  
 ASE: Control Desvíos Área Síncrona Europa Continental

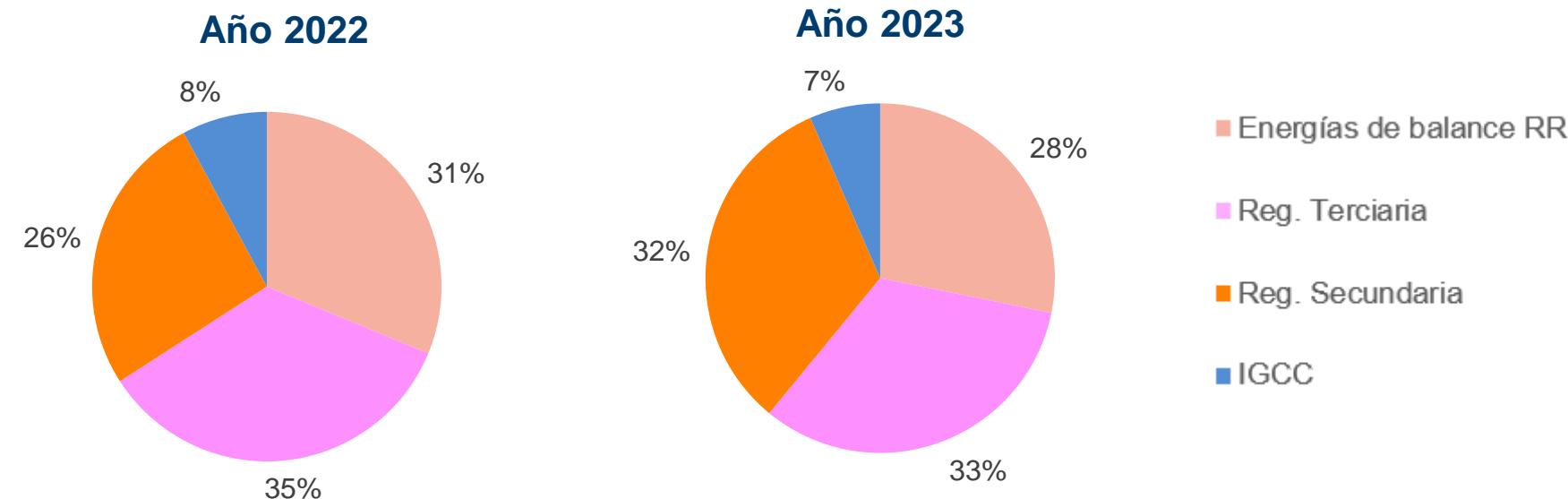
## Coste

Coste (M€)	2022	2023	Δ (%)
Mayo	25,6	46,1	79,9%
Junio	28,6	62,3	117,6%
Coste medio mensual (Ene-Jun)	28,3	63,9	125,4%





Valores acumulados Ene-Jun	Año 2022	Año 2023	Diferencia 2023 c/r 2022
Energías de balance RR <sup>(1)</sup>	1.809	1.872	3%
Reg. Terciaria <sup>(2)</sup>	2.006	2.176	8%
Reg. Secundaria	1.518	2.159	42%
IGCC	457	435	-5%
<b>Total (GWh)</b>	<b>5.790</b>	<b>6.642</b>	<b>14,7%</b>



(1) Necesidades de balance del SEE cubiertas mediante la plataforma LIBRA del proyecto europeo TERRE

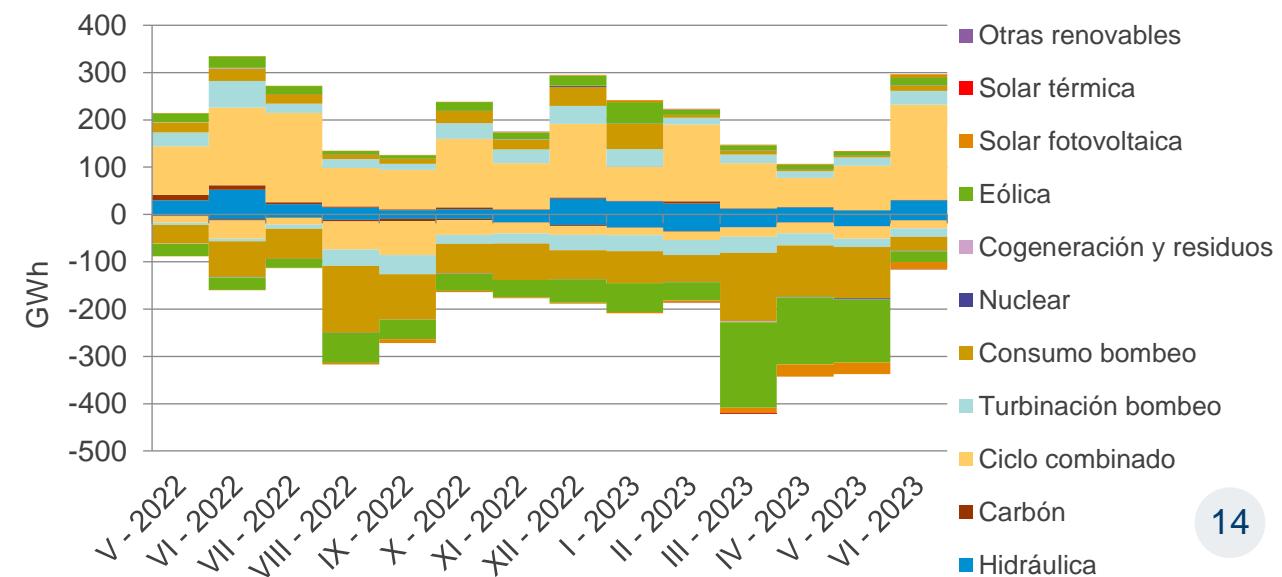
(2) Incluye asignaciones de regulación terciaria por activación programada y directa,7



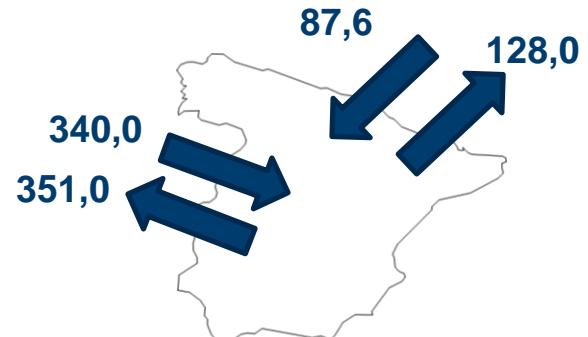
# Asignaciones de energías de balance de tipo RR

red eléctrica

	Energía Asignada a Subir (GWh)			Energía Asignada a Bajar (GWh)		
	2022	2023	Δ (%)	2022	2023	Δ (%)
Valores acumulados Ene-Jun						
Hidráulica	212	117	-45%	46	143	211%
Turbinación bombeo	195	131	-33%	35	161	360%
Consumo bombeo	115	87	-24%	252	515	104%
Carbón	37	9	-76%	7	4	-43%
Ciclo combinado	649	687	6%	114	117	3%
Nuclear	1	2	100%	1	5	400%
Cogeneración y residuos	10	0	-100%	3	3	0%
Eólica	117	101	-14%	179	579	223%
Solar fotovoltaica	3	16	433%	1	85	8400%
Solar térmica	0	0	-	0	0	-
Otras renovables	0	0	-	0	0	-
Demanda	0	0	-	0	0	-
Total	1.339	1.150	-14%	638	1.612	153%
Necesidades cubiertas	1.355	679	-50%	454	1.193	163%
PMP Necesidades cubiertas (€/MWh)	254,24	117,98	-54%	133,67	30,04	-78%



	Intercambios en frontera (GWh)		
	2022	2023	Δ (%)
Exportación	437,0	479,0	9%
Importación	638,1	427,6	-33%



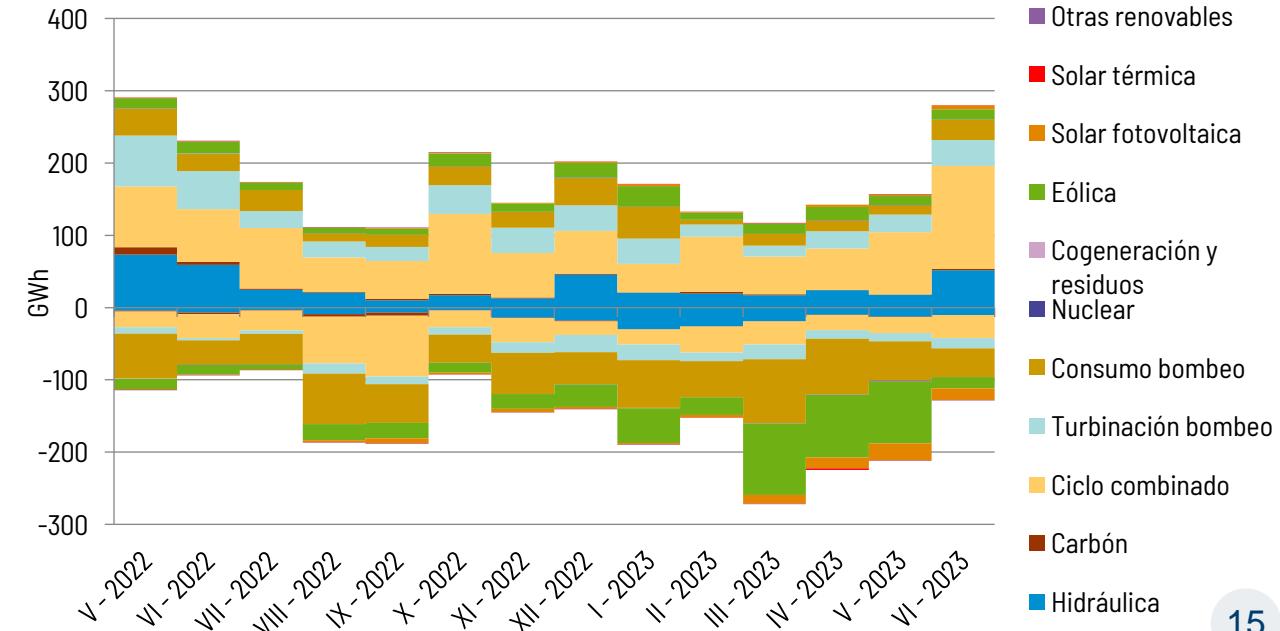
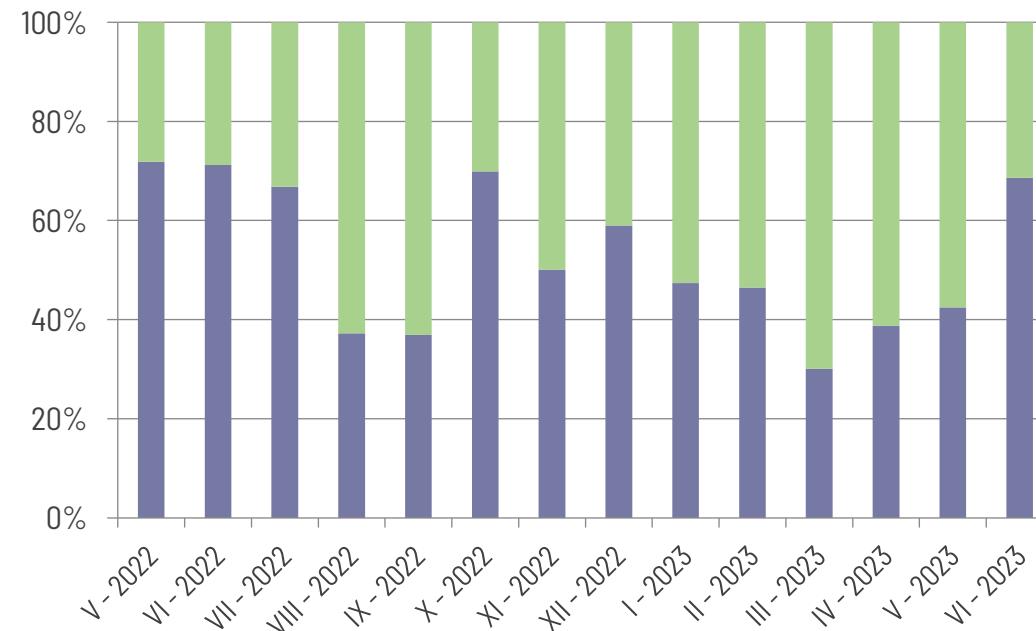
PMP asignación (€/MWh)		
2022	2023	Δ (%)
224,44	61,96	-72%



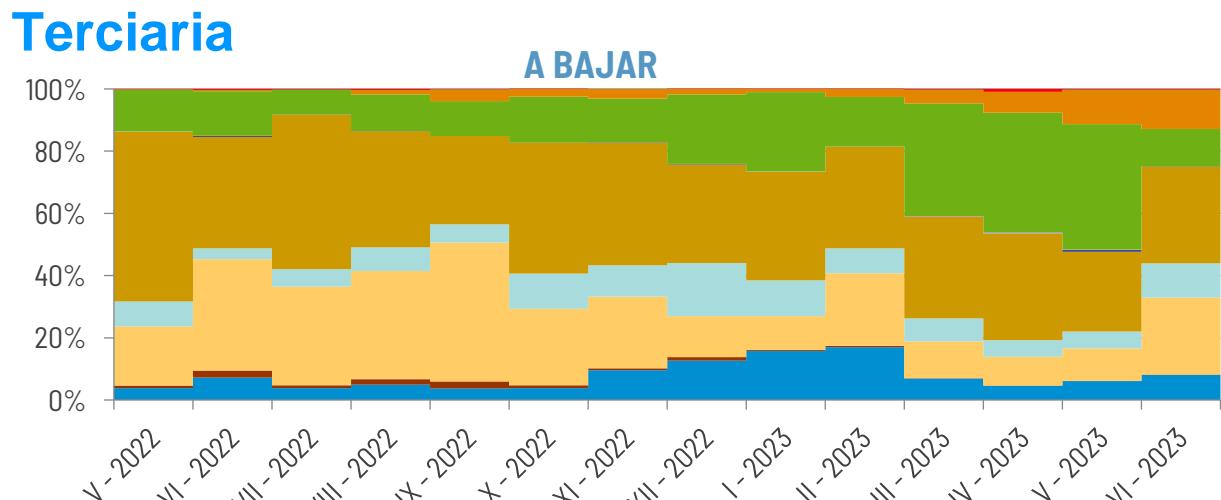
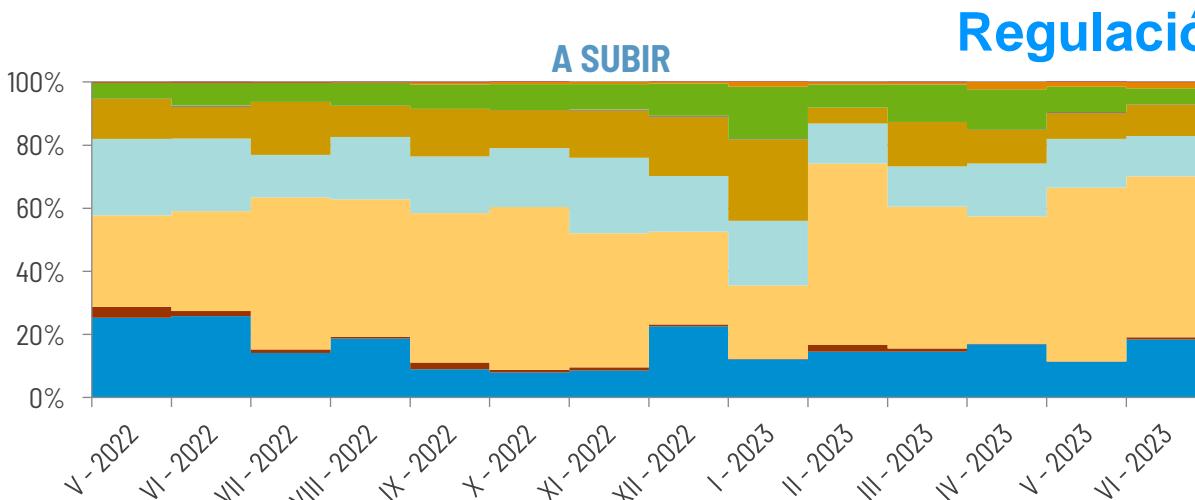
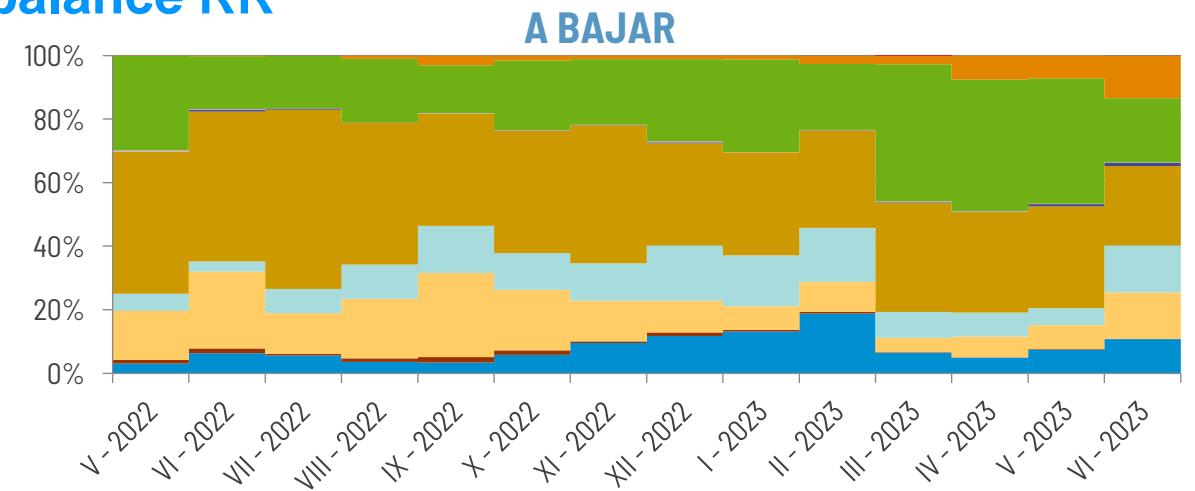
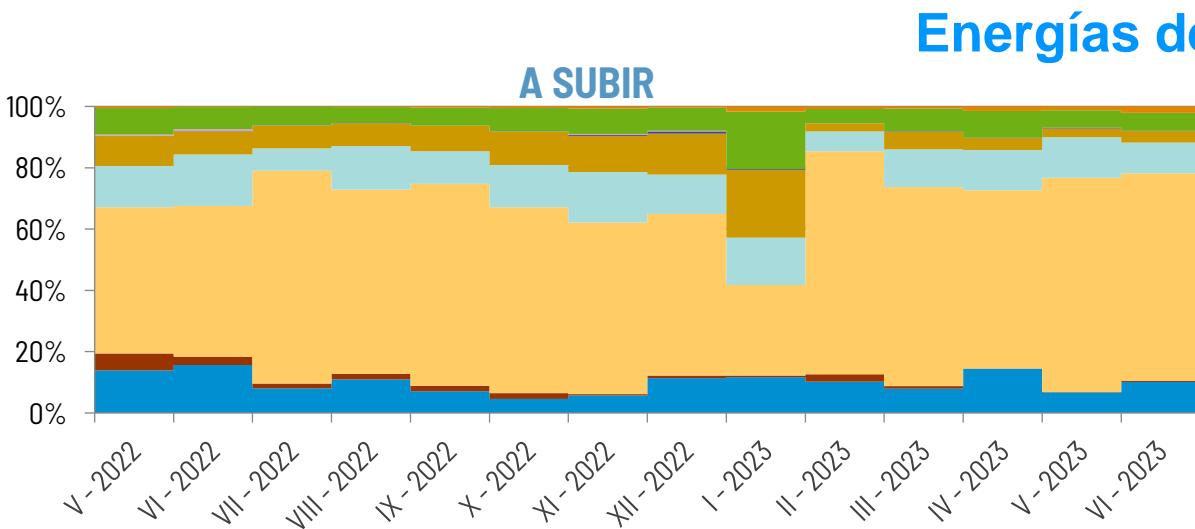
# Energía de Regulación Terciaria<sup>(1)</sup>

red eléctrica

	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2022	2023	Δ (%)	2022	2023	Δ (%)
Valores acumulados Ene-Jun						
Hidráulica	361	150	-58%	54	107	98%
Turbinación bombeo	325	151	-54%	40	92	130%
Consumo bombeo	144	123	-15%	323	376	16%
Carbón	21	7	-67%	7	2	-71%
Ciclo combinado	383	455	19%	166	163	-2%
Nuclear	2	1	-50%	0	2	-
Cogeneración y residuos	3	0	-100%	1	1	0%
Eólica	83	97	17%	89	359	303%
Solar fotovoltaica	1	15	1400%	1	72	7100%
Solar térmica	1	0	-100%	1	3	200%
Otras renovables	0	0	-	0	0	-
<b>Total</b>	<b>1.324</b>	<b>999</b>	<b>-25%</b>	<b>682</b>	<b>1.177</b>	<b>73%</b>
Precio medio ponderado (€/MWh)	267,73	117,80	-56%	133,90	28,40	-79%



<sup>(1)</sup> Incluye asignaciones de regulación terciaria por activación programada y directa, está última pues en servicio el 24 de mayo de 2022

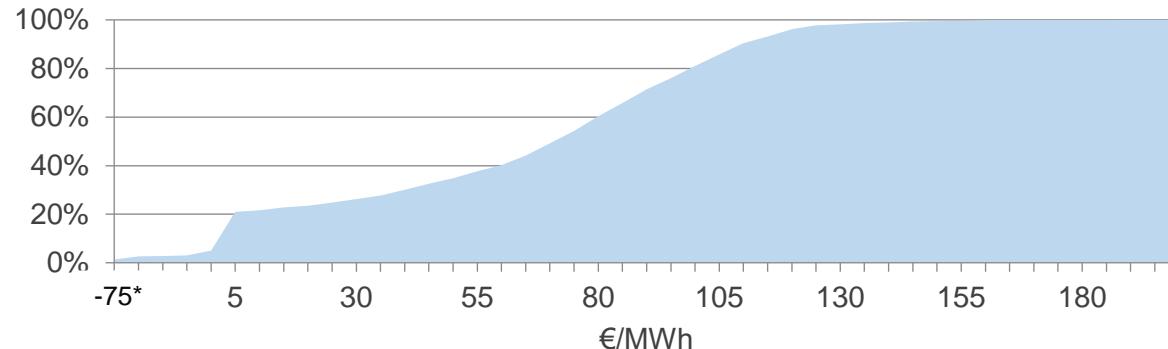


■ Otras renovables ■ Solar térmica ■ Solar fotovoltaica ■ Eólica ■ Cogeneración y residuos ■ Nuclear ■ Consumo bombeo ■ Turbinación bombeo ■ Ciclo combinado ■ Carbón ■ Hidráulica



2023 Mayo

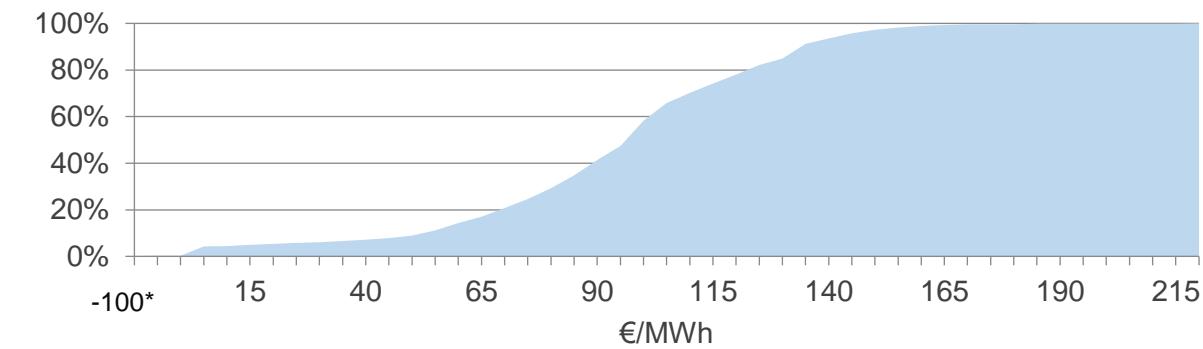
## Energías de balance RR



Precio Máx. Asig. RR = 190,00 €/MWh (08/05/2023 23:00)

Precio Mín. Asig. RR = -75,00 €/MWh (01/05/2023 15:30)

2023 Junio

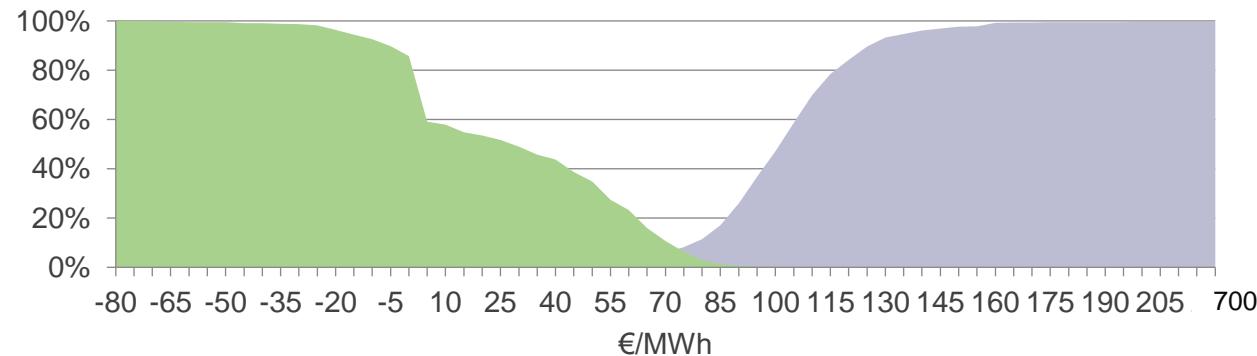


Precio Máx. Asig. RR = 217,60 €/MWh (27/06/2023 23:00)

Precio Mín. Asig. RR = -95,75 €/MWh (04/06/2023 09:45)

2023 Mayo

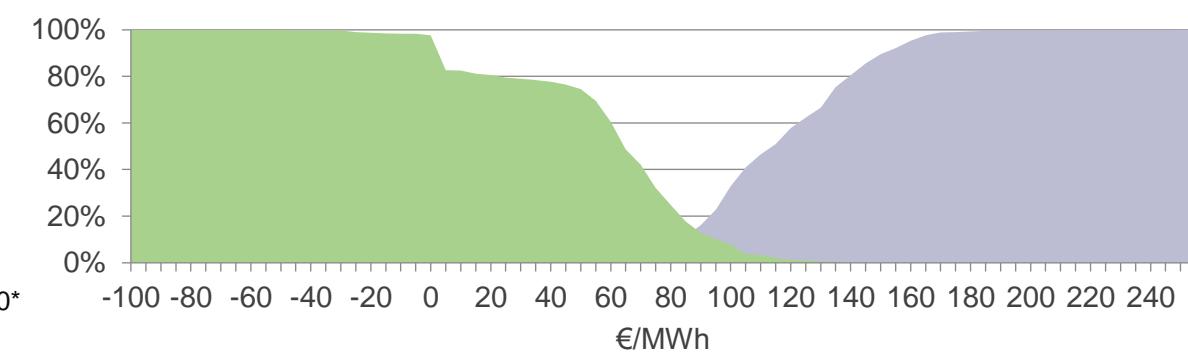
## Regulación Terciaria<sup>(1)</sup>



Precio Máx. Subir = 700,00 €/MWh (22/05/2023 09:00)

Precio Mín. Bajar = -72,00 €/MWh (14/05/2023 10:15)

2023 Junio



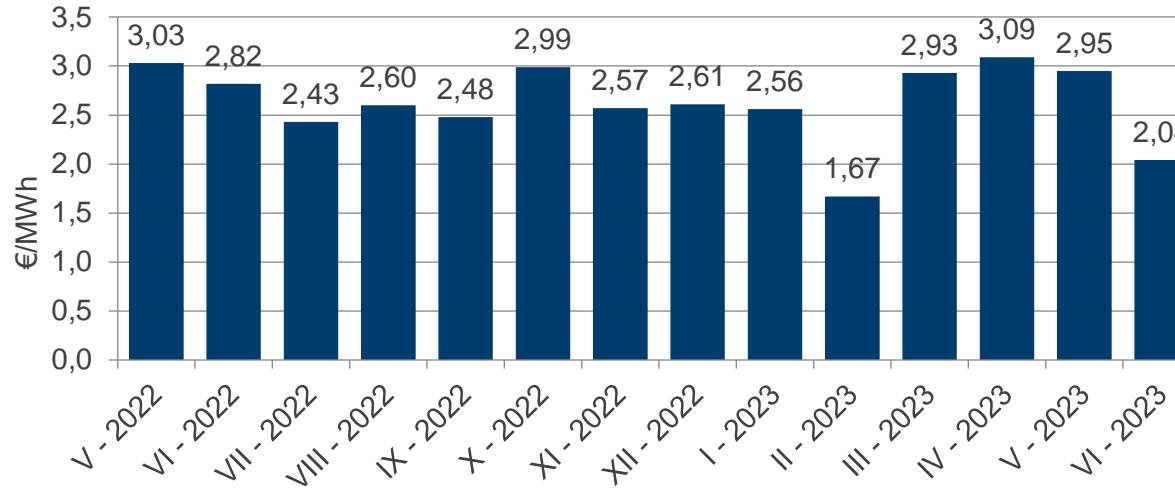
Precio Máx. Subir = 250,00 €/MWh (14/06/2023 21:45)

Precio Mín. Bajar = -100,00 €/MWh (25/06/2023 10:15)

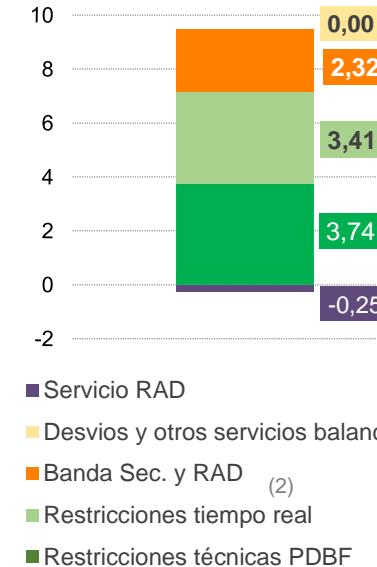
<sup>(1)</sup> Precios de Regulación terciaria por activación programada



## Coste de Banda de Regulación Secundaria (€/MWh)

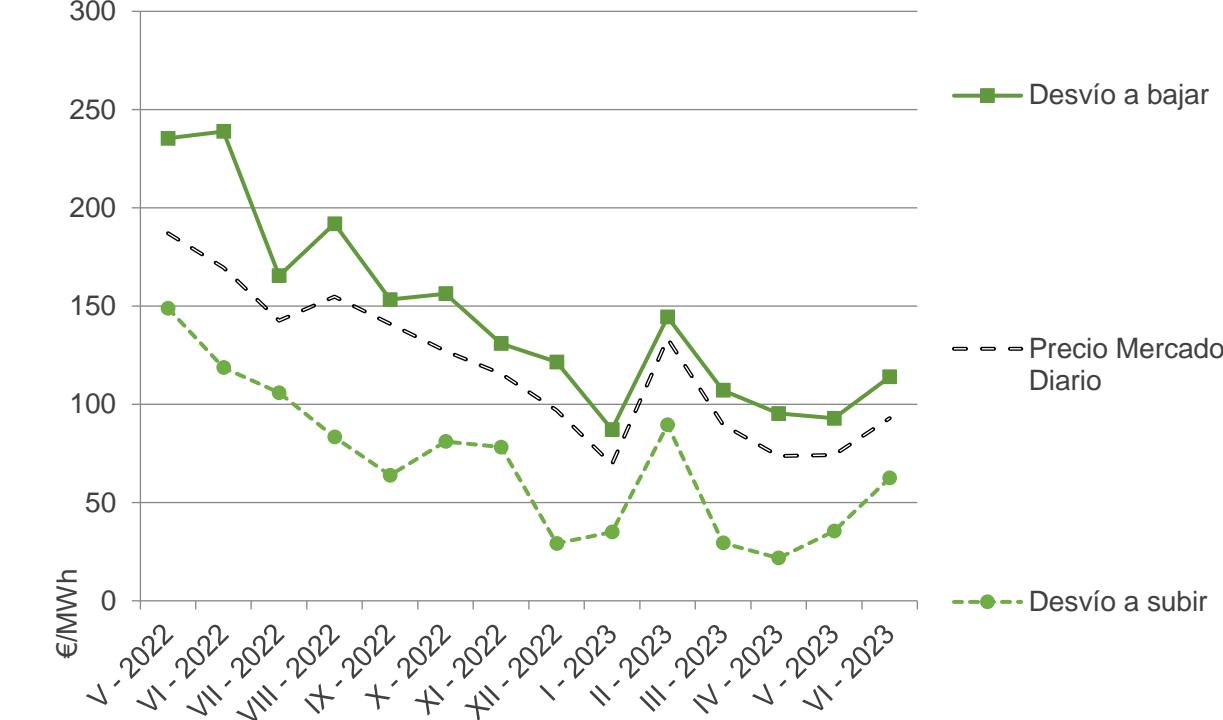


103,21 €/MWh



(1) Desde el 15 de junio de 2022 se incluye el componente del Mecanismo de Ajuste establecido en el Real Decreto-ley 10/2022

(2) Desde el 1 de noviembre de 2022, la componente "Banda" incluye el coste por la potencia asignada en el servicio de respuesta activa de la demanda. La componente "Servicio RAD" se corresponde con el ingreso de la demanda que participa en el servicio



Precio Medio Ponderado Desvíos en Junio 2023

Bajar: 113,98 €/MWh

Subir: 62,57 €/MWh

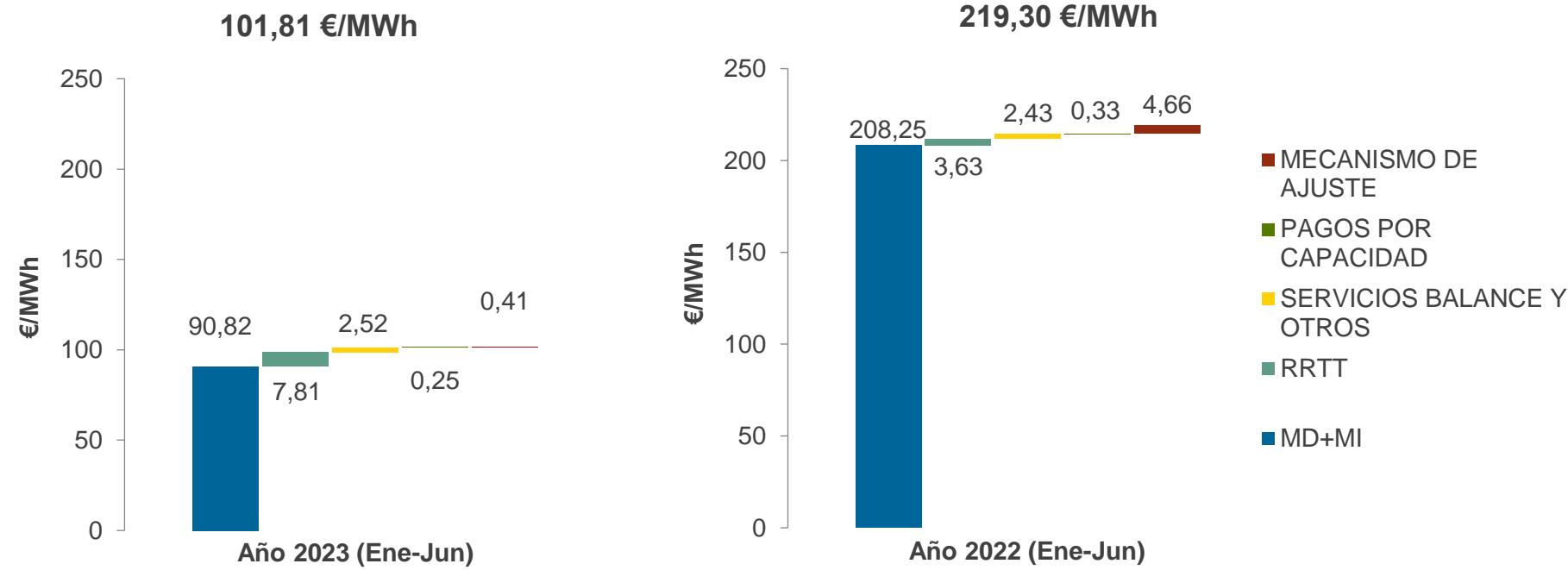
(\*) Precios de los desvíos provisionales para los últimos 11 meses



# Precio Final de la Energía de la demanda peninsular

red eléctrica

## Año 2023 vs. Año 2022



€/MWh	Año 2023 (Ene-Jun)	Año 2022 (Ene-Jun)	Variación %
MD+MI	90,82	208,25	-56%
RRTT	7,81	3,63	115%
<b>SERVICIOS DE BALANCE Y OTROS</b>	2,52	2,43	4%
<b>TOTAL SAS</b>	10,33	6,06	70%
PAGOS CAP	0,25	0,33	-24%
MECANISMO DE AJUSTE	0,41	4,66	-
<b>PFE (Ene-Jun)</b>	<b>101,81</b>	<b>219,30</b>	<b>-54%</b>

<sup>(1)</sup> Desde el 1 de noviembre de 2022, la componente "Banda" incluye el coste por la potencia asignada en el servicio de respuesta activa de la demanda. La componente "Servicio RAD" se corresponde con el ingreso de la demanda que participa en el servicio

<sup>(2)</sup> Desde el 15 de junio de 2022 se incluye el componente del Mecanismo de Ajuste establecido en el Real Decreto-ley 10/2022.

redeia

El valor de lo esencial

---

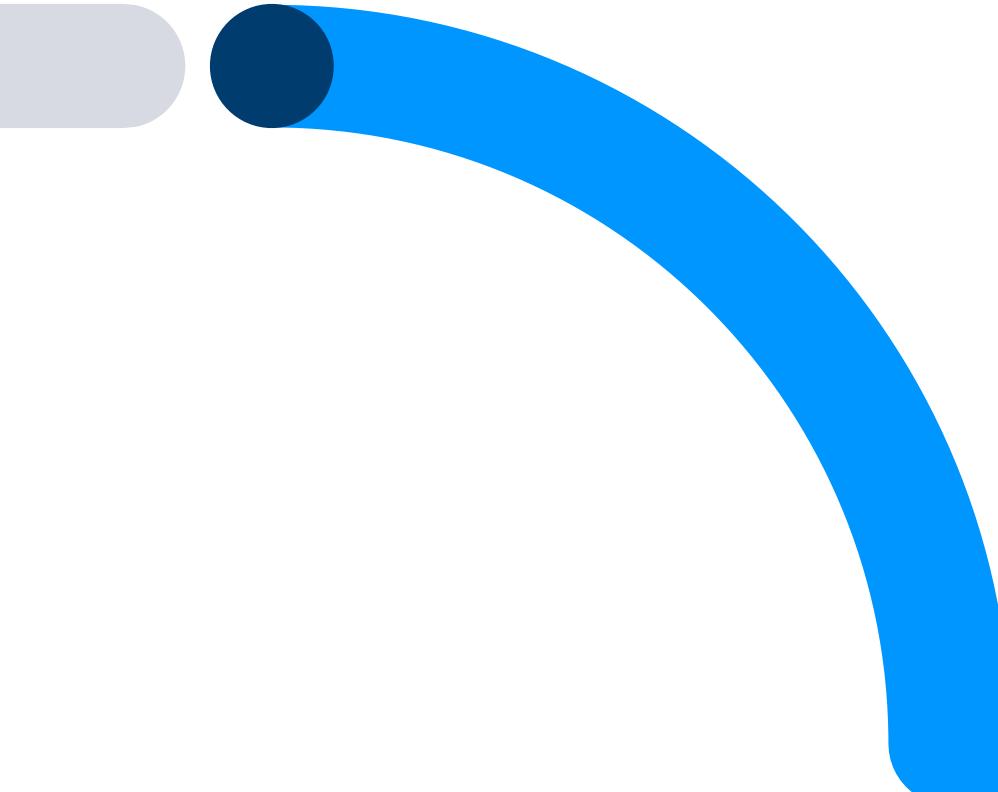
red eléctrica

reintel

hispasat

redinter

elewit



# red eléctrica

Una empresa de Redeia

## Reunión Comité Técnico de Seguimiento de la Operación del Sistema Eléctrico Ibérico: Cobertura

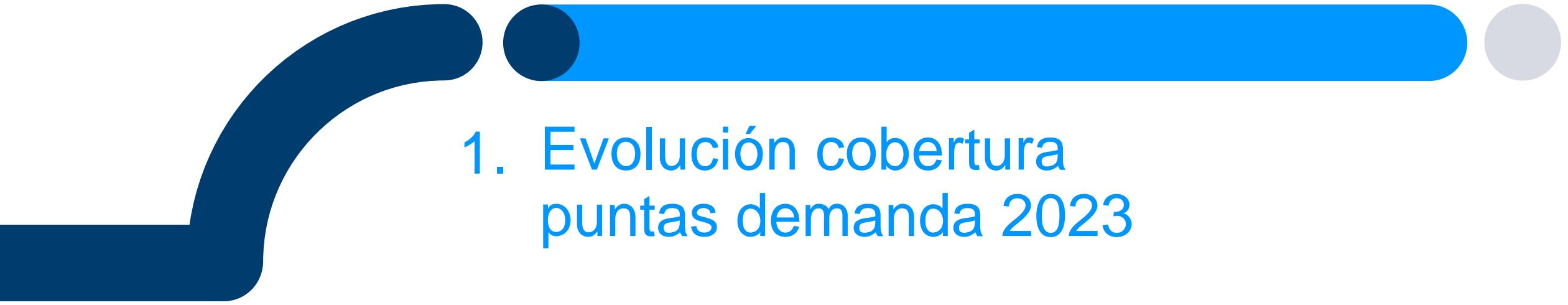
Dirección de Operación



Julio, 2023



1. Evolución cobertura puntas demanda 2023
2. Indisponibilidades previstas térmica y nuclear
3. Indisponibilidades RdT influencia NTC
4. Previsión Nuevas instalaciones

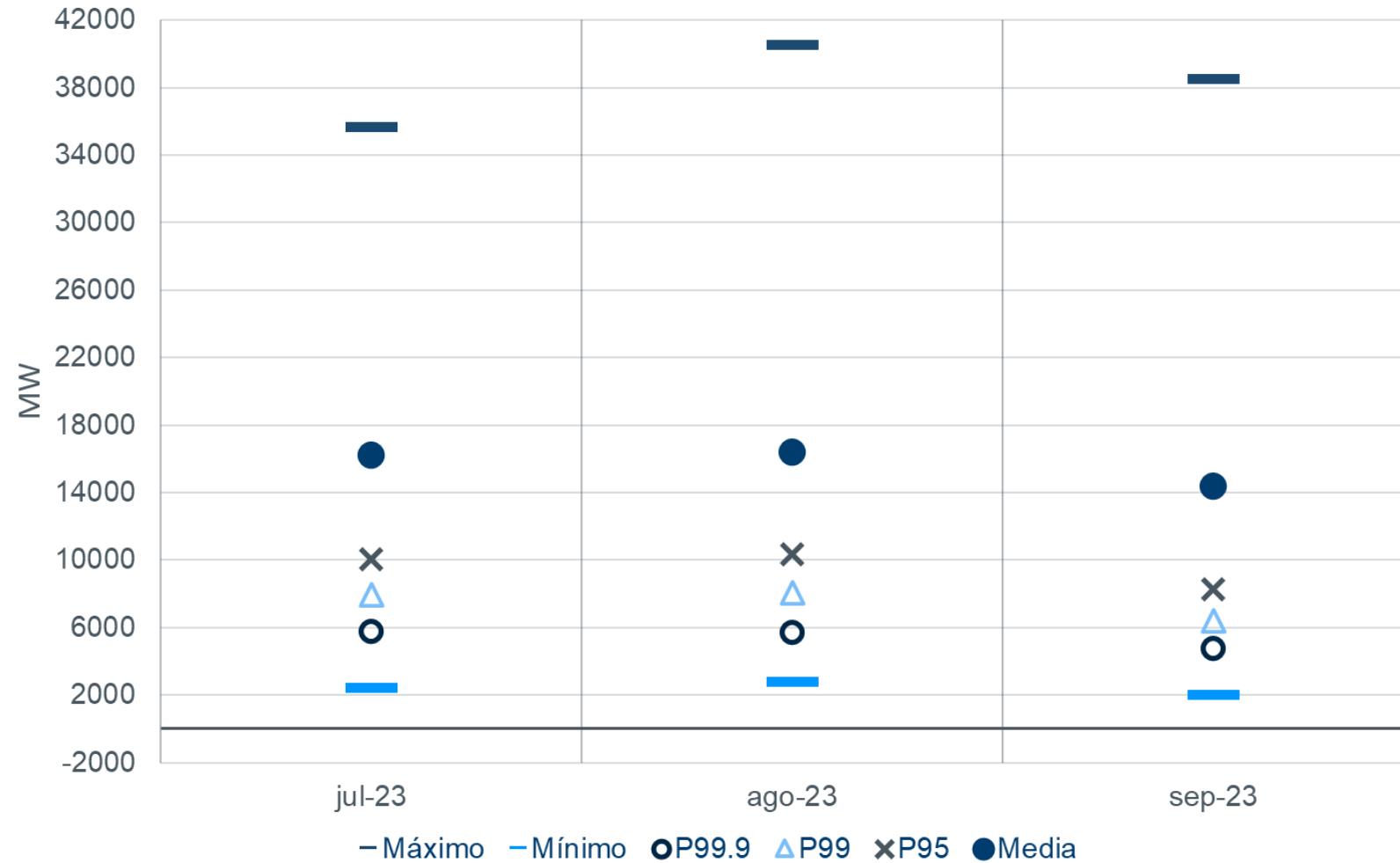


1. Evolución cobertura  
puntas demanda 2023



# Estudio probabilístico de la cobertura. Márgenes de cobertura simulados **VERANO 23**

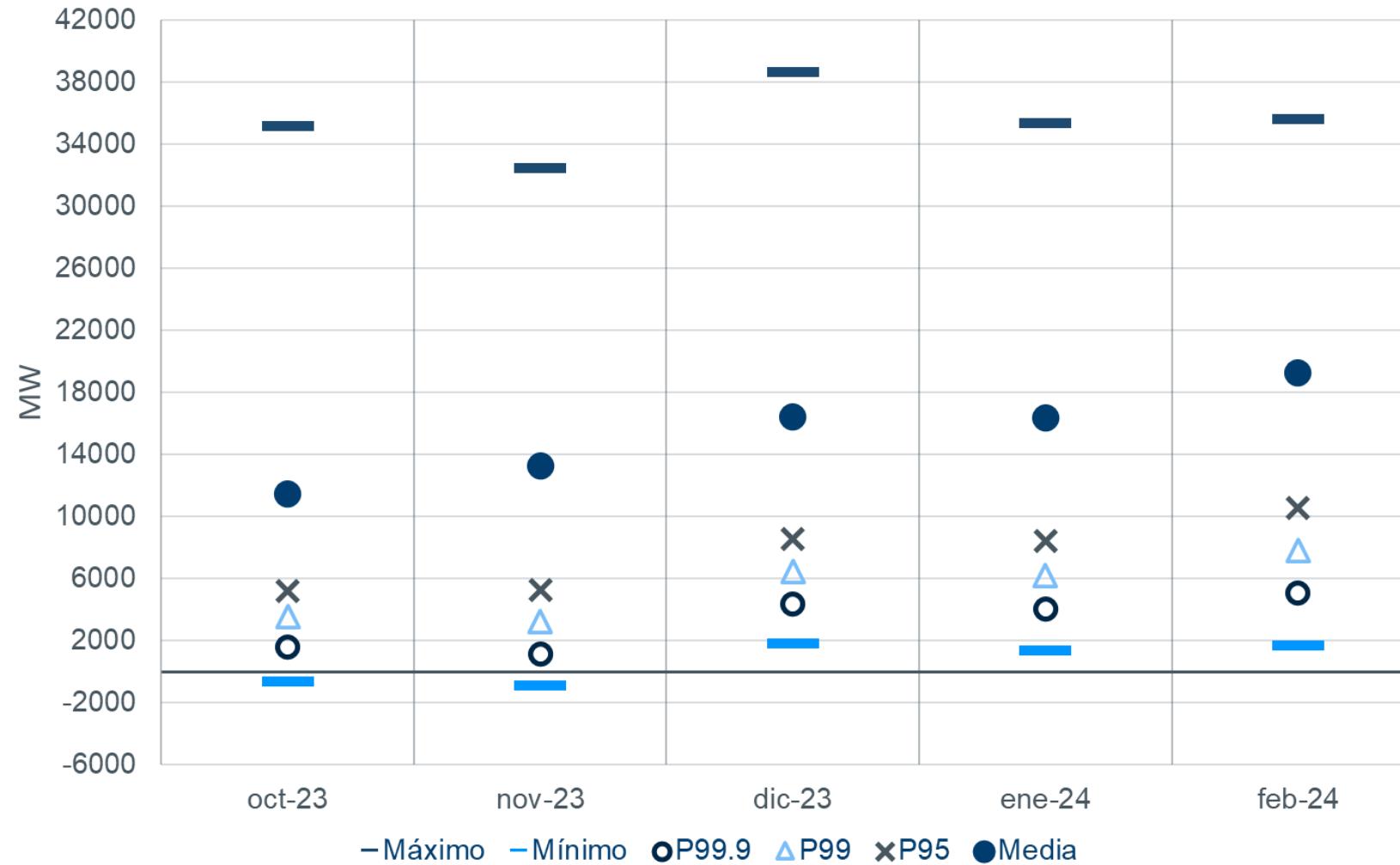
red eléctrica

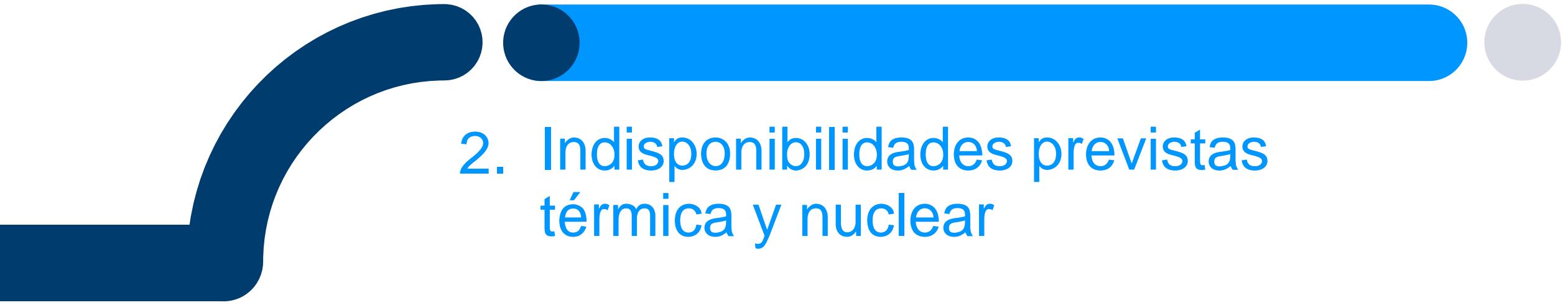




## Estudio probabilístico de la cobertura. Márgenes de cobertura simulados INVIERNO 23-24

red eléctrica

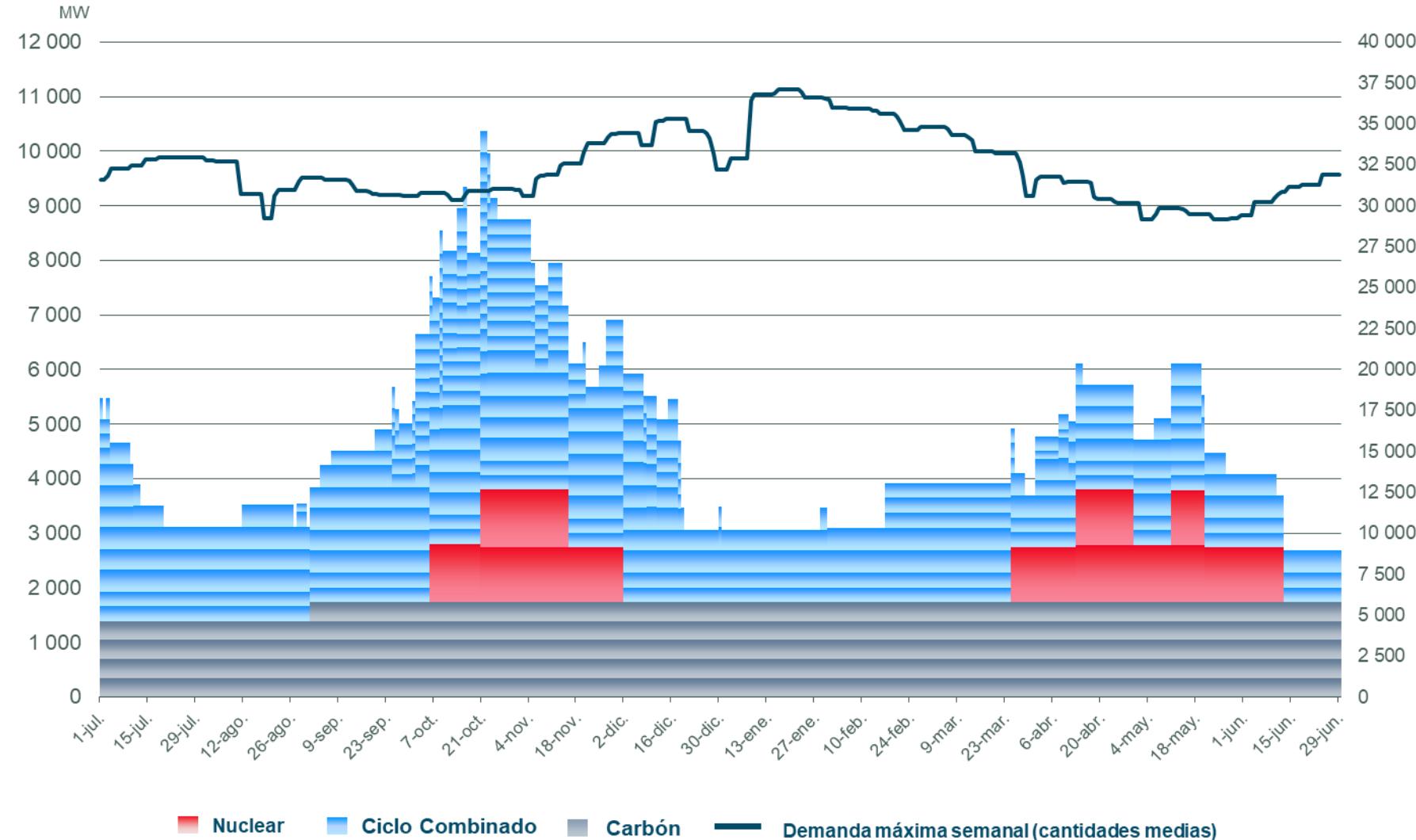




## 2. Indisponibilidades previstas térmica y nuclear



JULIO 2023 – JUNIO 2024



# red eléctrica



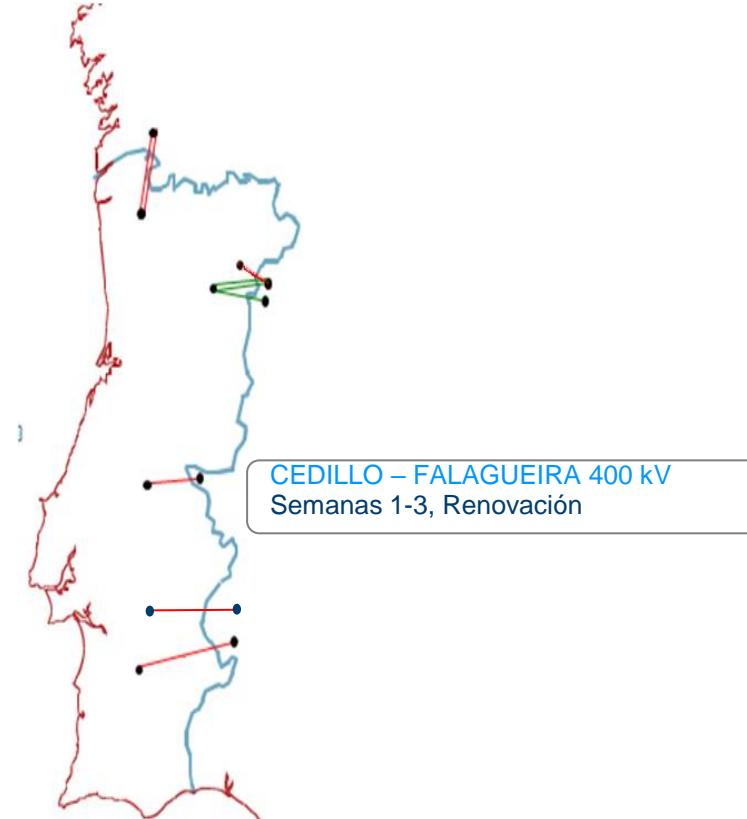
## 3. Indisponibilidades RdT influencia NTC



# Indisponibilidades de red planificadas con posible influencia en la capacidad de intercambio

red eléctrica

(12 DE JULIO – 30 DE SEPTIEMBRE DEL 2023)

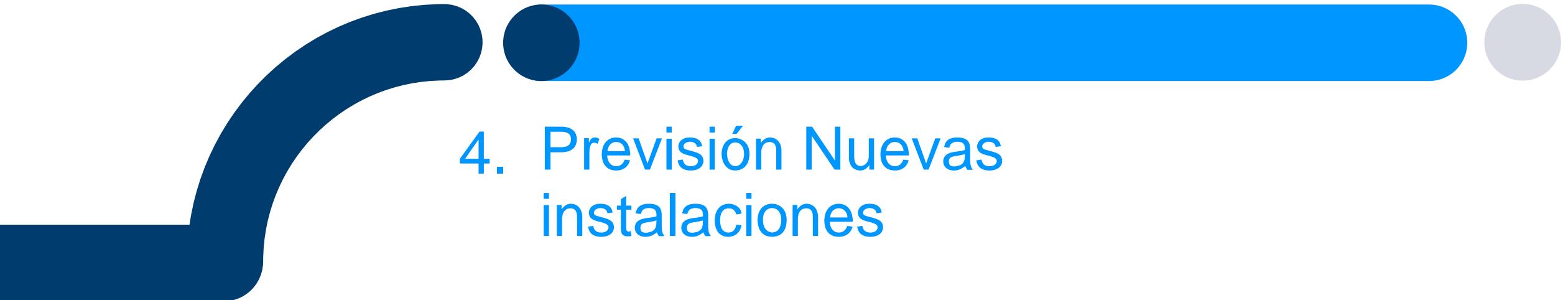


Reducción prevista	
<span style="background-color: #6aa84f; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>	Reducción prevista <10%
<span style="background-color: #fbc02d; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>	Reducción prevista < 30% y > 10%
<span style="background-color: #e74c3c; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>	Reducción prevista > 30%

Semanas	P->E	E->P
1	<span style="background-color: #6aa84f; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>	<span style="background-color: #fbc02d; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>
2	<span style="background-color: #6aa84f; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>	<span style="background-color: #fbc02d; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>
3	<span style="background-color: #6aa84f; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>	<span style="background-color: #fbc02d; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>
4	<span style="background-color: #6aa84f; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>	<span style="background-color: #fbc02d; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>
5	<span style="background-color: #6aa84f; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>	<span style="background-color: #fbc02d; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>
6	<span style="background-color: #6aa84f; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>	<span style="background-color: #fbc02d; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>
7	<span style="background-color: #6aa84f; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>	<span style="background-color: #6aa84f; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>
8	<span style="background-color: #6aa84f; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>	<span style="background-color: #6aa84f; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>
9	<span style="background-color: #6aa84f; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>	<span style="background-color: #6aa84f; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>
10	<span style="background-color: #6aa84f; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>	<span style="background-color: #6aa84f; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>
11	<span style="background-color: #6aa84f; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>	<span style="background-color: #6aa84f; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>
12	<span style="background-color: #6aa84f; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>	<span style="background-color: #6aa84f; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>

NOTA: Análisis realizado de acuerdo a los cálculos de NTC mensual y trimestral.

# red eléctrica



## 4. Previsión Nuevas instalaciones



Líneas	Provincia	Fecha
SE 400 kV AYORA: Cambio trafo paso de 360 a 460 MVA	Albacete	Jul-23
SE 400 kV AYORA: pos. EVRE	Albacete	Jul-23
SE 220 kV BENAHAVIDS (1) (2) E/S JORDANA-CÁRTAMA	Málaga	Jul-23
SE 400 kV CAÑAVERAL: nueva SE enlace Pizarroso (1) (3)	Cáceres	Jul-23
SE 400 kV PEÑAFLOR: Nueva Calle Renovables (1)	Zaragoza	Jul-23
SE 220 kV TREVAGO: pos. EVRE (1)	Soria	Ago-23
SE 220 kV MEDINA: posición IRINA GENERACIÓN (1)	Valladolid	Ago-23
SE 220 kV ZARATÁN: posición LA CIGUÑUELA 1 (1)	Valladolid	Ago-23
SE 400 kV BARCINA: pos. EVRE	Burgos	Ago-23
SE 400 kV CARIÑENA: pos. EVRE	Zaragoza	Ago-23
SE 400 kV XOVE: REACTANCIA 1	Lugo	Sep-23
SE 220 kV ZUMAJO: E/S GAZULES-PARRALEJO	Sevilla	Sep-23
SE 400 kV MAGALLON: pos. EVRE	Zaragoza	Sep-23



redeia

El valor de lo esencial

---

red eléctrica

reintel

hispasat

redinter

elewit



red eléctrica

Una empresa de Redeia

## CTSOSEI Novedades regulatorias

Lisboa, 12 de julio de 2023



1. Novedades regulación nacional.
2. Procedimientos de operación: Novedades relevantes.
3. Regulación Europea.
  - Códigos de Red (Network Codes - NCs).
  - Directrices (Guidelines - GLs).
  - Otras novedades relevantes

# red eléctrica

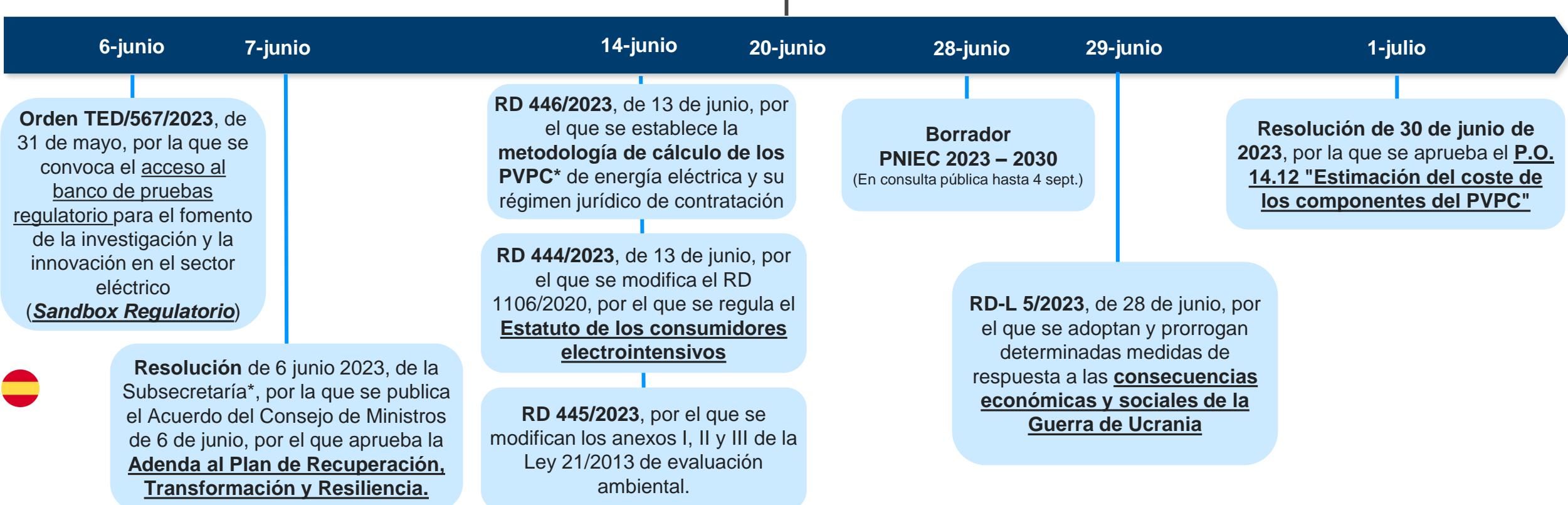


## 1. Novedades

Regulación nacional



**Reglamento (UE) 2023/1184**, estableciendo una metodología común de la UE en la que se definen normas detalladas para la producción de carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico (Regl. De Hidrógeno verde)





## 2. Procedimientos de Operación

Novedades relevantes



## Procedimientos de Operación aprobados

- **30/06/23 – Publicación en BOE\* del P.O. 14.12 Estimación del coste de los componentes del PVPC (1), para su adaptación al RD 446/2023 por el que se establece la metodología del PVPC para indexarlo a señales de mercados a plazo y reducir su volatilidad\*\***

- › \*\*13/06/23 – Mandato al OS del MITERD según la Disposición adicional segunda del RD 446/2023 para revisión del P.O. relativo a la estimación del coste de los componentes del PVPC al objeto de incluir el procedimiento para la mejor estimación del volumen de aprovisionamiento por parte de todas las comercializadoras de referencia de productos a plazo definido en el artículo 9 del RD 216/2014, de 28 de marzo.
- › 20/06/23 – Envío al MITERD
- › 21/06/23 – 28/06/23 – Periodo de consulta pública del MITERD
- › **30/06/23 – Publicación en BOE**

<https://www.boe.es/boe/dias/2023/07/01/pdfs/BOE-A-2023-15276.pdf>

(1) PVPC: Precio Voluntario del Pequeño Consumidor.



## Novedades en Consultas públicas del Operador del Sistema abiertas

- 04/07/23 – 03/08/23. Consulta pública del OS sobre el *P.O. 7.6. Servicios de arranque autónomo, por el que se establece un NUEVO servicio auxiliar de no frecuencia para capacidad con posibilidad de recuperación desde su desconexión total a través de una fuente auxiliar*, según el Artículo 2.49 de la Directiva (UE) 2019/944, del mercado interior.\*

Este servicio se ha establecido según los principios generales del Reglamento (UE) 2016/631 sobre **requisitos de conexión de generadores a la red (NC RfG)** y del Reglamento (UE) 2017/2196 relativo a **emergencia y reposición del servicio (NC ER)**.

- › \* Mandato al OS según artículo 19 de la Resolución del 8 de septiembre de 2022 “[Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular](#)”.
- › [04/07/23 - 03/08/23 – Período de consulta pública del OS](#)



### Novedades en Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas (I)

- *P.O. 10.5. Cálculo de mejor valor de energía en los Puntos Frontera y Cierres de Energía del Sistema de Información de Medidas Eléctricas*, al objeto de utilizar la medida cuartohoria de contador en la verificación de los servicios de balance, en base al artículo 53.1 del Reglamento (UE) 2017/2195 de balance y a la excepción temporal a su implantación concedida por la CNMC hasta el 31 de diciembre de 2024, mediante la cual se insta al operador del sistema a realizar su mayor esfuerzo por cumplir el plan de implantación del ISP 15'.

- » 12/06/23 - 11/07/23 – Periodo de consulta pública del OS.
- » **12/07/23 – Analizando comentarios recibidos en fase de consulta.**



### Novedades en Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas (II)

- P.O. 7.5.- Servicio de respuesta activa en demanda. ¡NUEVO!
- P.O. 14.4.- Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema (Modificación)
  - » 31/05/23 – Envío a la CNMC de la propuesta del OS sobre el nuevo P.O. 7.5 y la modificación del P.O. 14.4 para su liquidación
  - » 17/03/23 - 19/04/23 - Periodo de consulta pública del OS
  - » 12/04/23 - Foro organizado por el OS
  - » **31/05/23 - Envío de la propuesta definitiva del OS a la CNMC, integrando los comentarios recibidos y publicado el texto propuesto en Portal de servicios a clientes del OS**



### Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas - Sin novedad (I)

- **01/07/21** – Envío a la CNMC de la propuesta del OS sobre el P.O. 7.4.- **Nuevo servicio de control de tensión y modificación del P.O. 14.4 para su liquidación** - Para modificarlo a mecanismos de mercados adaptándolo al Reglamento (UE) 944/2019 (Reglamento sobre el mercado Interior de Electricidad)
  - › 23/09/20 – Foro organizado por el OS.
  - › 13/11/20 - 14/12/20 – Periodo de consulta pública del OS
  - › 15/12/20 – Analizando comentarios
  - › 01/07/21 - Envío a la CNMC

NB.- Aprobadas las condiciones de no frecuencia, requisito previo a la aprobación de estos procedimientos

Sandbox regulatorio de control de tensión\* puesto en marcha el pasado 14/02/23 con la activación del envío en tiempo real de consignas de control de tensión a los proveedores habilitados y mediante la primera asignación de mercado de reactiva para el día 15/02/23 (periodo de 11:00 a 24:00 h) en las dos zonas eléctricas del proyecto.

**Evaluación de los resultados del sandbox regulatorio en curso.**



## Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas - Sin novedad (II)

- **01/10/21** - Envío a la CNMC de informe del OS de modificación de varios PP.OO. sobre el intercambio de información en tiempo real en cumplimiento del mandato de la CNMC incluido en el PO 9.2 vigente y adaptaciones necesarias para el nuevo servicio de control de tensión **según el Reglamento (UE) 944/2019, del mercado interior, para el control de tensión.**

- » P.O. 3.1.- Proceso de programación
- » P.O. 3.6.- Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de unidades de generación, demanda y almacenamiento
- » P.O. 9.1.- Intercambios de información relativos al proceso de programación
  - › 28/04/21 - 28/05/21 – Periodo de consulta pública del OS
  - › 29/05/21 – Analizando comentarios
  - › 29/09/21 – Informe REE
  - › 01/10/21 – Envío a la CNMC

**En un principio estaban junto con P.O. 3.8 y P.O. 9.2**

Sandbox regulatorio de control de tensión\* puesto en marcha el pasado 14/02/23 con la activación del envío en tiempo real de consignas de control de tensión a los proveedores habilitados y mediante la primera asignación de mercado de reactiva para el día 15/02/23 (periodo de 11:00 a 24:00 h) en las dos zonas eléctricas del proyecto.

**Evaluación de los resultados del sandbox regulatorio en curso.**



## Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas - Sin novedad (III)

- **26/10/22 – 25/11/22** - Consulta pública del OS de adaptación de varios PP.OO. para permitir la participación de la demanda, el almacenamiento y las instalaciones hibridas en los servicios de no frecuencia y en el proceso de solución de restricciones técnicas, según establece la Resolución de 8 de septiembre de 2022\*, de la CNMC, por la que se aprueban las condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia, así como otras adaptaciones normativas referentes a la hibridación.
  - » P.O. 3.1.- Proceso de programación
  - » P.O. 3.2.- Restricciones técnicas
  - » P.O. 3.7.-Aplicación de limitaciones a las entregas de producción de energía en situaciones no resolubles con la aplicación de los servicios de ajuste del sistema
  - » P.O. 3.8.- Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el OS.
  - » P.O. 3.11.- Sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo
  - » P.O. 9.2. y P.O. 9.3.- Intercambio de información.
  - » P.O. 14.1, P.O. 14.4. P.O. 14.8 – Liquidaciones.
    - › 26/10/22 - 25/11/22 – Periodo de consulta pública del OS
    - › 15/12/22 – Envío a la CNMC de todos PPOO excepto 3.7 y 9.3 que se envían al MITERD



### Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas - Sin novedad (IV)

- 03/06/22 - Envío al MITERD de la propuesta del operador del sistema de modificación del P.O. 12.2 para armonización en todo el territorio español, extendiendo la aplicación de los requisitos técnicos de los códigos de Red de Conexión a los sistemas eléctricos de los sistemas eléctricos no peninsulares y para dar cobertura a las hibridaciones y al almacenamiento para todo el territorio Español
  - » P.O. 12.2.- Instalaciones de conexión a la red de transporte y equipos de generación, consumo, almacenamiento y sistemas HVDC: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad
    - › 15/10/21 - 12/11/21 – Periodo de consulta pública del OS
    - › 13/11/21 – En fase de evaluación de comentarios.
    - › 03/06/22 – Enviado texto al MITERD
  - › NB: Inicialmente publicado junto con otros PP.OO. Para su adaptación a los códigos de Red de Conexión (CRC) según el **mandato del RD 647/2020**.



### Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas - Sin novedad (V)

- 01/02/21 – Envío al MITERD de propuesta de adaptación del P.O. 1.4.- Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el OS, a los códigos de Red de Conexión (CRC) según el **mandato del RD 647/2020** en base al Reglamento (UE) 2016/631, sobre los requisitos de conexión de generadores, Reglamentos (UE) 2016/1388 de la demanda, y Reglamentos (UE) 2016/1447 de corriente continua
  - › 14/12/20 - 11/01/21 – Periodo de consulta pública del OS
  - › 01/02/21 – Envío MITERD

NB: En este paquete de procedimientos se incluyó también el P.O. 12.2 Instalaciones de conexión a la red de transporte y equipos de generación, consumo, almacenamiento y sistemas HVDC: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad, y el P.O. 9.3. Información estructural del sistema eléctrico intercambiada por el OS, que están siendo objeto de revisión de forma independiente.



### 3. Regulación Europea

Códigos de Red (NCs) y Directrices (GLs)



# Códigos de Red y Directrices

## Situación general

red eléctrica

### CONEXIÓN

- Requirements for Generators (RfG)
- Demand Connection Code (DCC)
- HVDC Connection Code (HVDC)

### OPERACIÓN

- Emergency and Restoration NC (ER)
- System Operation GL (SO)

### MERCADO

- Capacity Allocation & Congestion Management (CACM)
- Forward Capacity Allocation (FCA)
- Electricity Balancing (EB)

En vigor - (Fase de implementación)



## RfG – DCC – HVDC (Implementación nacional)

- **29/07/2022** – Publicación BOE de [Orden TED/724/2022](#), de 27 de julio (...). por la que se amplía el plazo durante el cual los gestores de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica podrán expedir notificaciones operacionales limitadas de acuerdo con lo previsto en la disposición transitoria primera del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y por la que se modifica el anexo IV de dicho real decreto.

Sin  
Novedad



# Códigos de Operación Principales novedades

red eléctrica

Emergencia y Reposición (ER NC)	Sin Novedad	Gestión de la RdT (SO GL)
<ul style="list-style-type: none"><li>• Dic. 2020 → Aprobación por CNMC de normas para suspensión/restablecimiento y liquidación del mercado (BOE 24/12/2020) (*)</li></ul> <p>(*) Nuevo P.O. 3.9 – Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado.</p>		<p>Tiempo de disponibilidad requerida a los proveedores LER de FCR</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• 27/03/2023 → Envío por parte de todos los TSO de carta a las ARN con la <b>hoja de ruta</b> propuesta para enmendar la propuesta de tiempo de disponibilidad requerida a los proveedores de Reservas de Contención de Frecuencia (FCR) con limitación de energía (LER).</li><li>• Se está trabajando en el nuevo análisis coste-beneficio incorporando el nuevo dimensionamiento probabilístico de la FCR para RGCE y la actualización de costes de FCR (con LER o sin LER).</li></ul>



## Capacity Allocation & Congestion Management (CACM)

- **01/06/2023** → Decisión de ACER sobre la modificación de metodología de cálculo de los intercambios programados derivados del acoplamiento único diario (Day-ahead Scheduled Exchanges Calculation – DA SEC) (Art. 43)
- **30/06/2023** → Publicación de ENTSO-E del **informe Capacity Calculation and Allocation (CC&A) 2023**
- **05/07/2023** → Envío de “All TSOs” a ACER (para aprobación) de **propuesta de modificación de la metodología CACM de Congestion Income Distribution (CID)** (Art. 73)

## Forward Capacity Allocation (FCA)

- **08/06/23 – 08/07/23** → Reapertura de la **Consulta pública de “All TSOs”** de la modificación de la propuesta de Reglas HAR para la adaptación del esquema en entornos Flow-based, que se incorporará a la propuesta de modificación de HAR enviada a ACER el 01/03/23, tras corregirse errores de forma en la consulta.



### Electricity Balancing (EB)

- **29/05/23 - 07/07/23** → [Consulta pública de RR TSOs](#) de la 3<sup>a</sup> modificación del RR IF en lo relativo a la evolución del número de casaciones (*clearings*) (Art. 19).
- **15/05/23 - 24/07/23** → [Encuesta anual de “All TSOs”](#) para la armonización de términos y condiciones relativos a las plataformas de aFRR, mFRR e IN. (Art. 18).
- **31/05/2023** → Envío a la CNMC del informe de revisión de las metodologías de Fskar (desvíos).
- **30/06/2023** → Aprobación de la CNMC (y de las SWE NRAs) de la metodología regional SWE de cálculo de capacidad en horizonte de balance ([Art. 37](#)).
- **30/06/2023** → Publicación de ENTSO-E del [Informe Market Report 2023](#) (incluyendo capítulo de balance e indicadores de balance de 2022).



## Otras novedades relevantes

### Códigos de red de conexión

#### Revisión de NCs de conexión – RfG/DCC

- **Para adaptación a nuevo entorno regulatorio (CEP) y evolución tecnológica**
  - » Sept. 2022 – ENTSO-E - Aprobación de propuestas de enmiendas por el SDC para su posterior remisión a ACER.
  - » **26/09/22 – 21/11/22** – [Consulta pública](#) de ACER sobre NCs de Conexión (RfG y DCC)
  - » **26/11/22** - Envío de ENTSO-E a ACER de propuestas de modificación de los NCs de RfG y DCC (\*)
  - » **Abril/Mayo 2023** – Workshops de ACER sobre requisitos técnicos relativos a conexión a la red (NC de conexión).
    - › **Objetivo** – Presentar y debatir sobre posible modificaciones al NC RfG y DCC; y aclarar el objetivo, proceso y calendario de modificación de los NCs.
  - » **17 Julio - 25 Septiembre** – [Consulta pública](#) de ACER.
    - › 17 de Julio – Publicación de las propuestas de enmiendas por parte de ACER.
    - › 19 de Julio – [Webinar](#) de ACER para explicar las propuestas y el proceso para enviar las alegaciones.
    - › ENTSOE – CAT (Code Assessment Team) trabajará en preparar las alegaciones a las propuestas de ACER.
  - » **Q4 2023** – Previsto envío de propuesta final de recomendaciones de modificación de ACER a la CE.



### NC sobre Demand Response (DR)

- **Hitos pasados**

- » 09/03/2023 – Carta de la CE a la EU-DSO Entity y ENTSOE solicitando la formación de un “Drafting committee” y la redacción del correspondiente NC en el plazo de 12 meses.
- » 03/07/2023 – ENTSO-E Internal Workshop.

- **Proximos pasos.**

- » 22/09/2023 – Consulta pública de ENTSO-E (2 semanas).
- » 09/03/2024 – Plazo para el envío de la propuesta de NC DR a ACER.



### NC de Ciberseguridad - Reglas sectoriales específicas sobre aspectos de ciberseguridad de intercambios transfronterizos de electricidad (NCCS)

#### • Hitos pasados

- » 14/01/2022 – Envío a ACER de la propuesta de [NC for Cibersecurity aspects of cross-border electricity flows.](#)
- » Enero-Julio 2022 - Revisión por ACER de la propuesta de NC (plazo de 12 meses desde recepción)
- » 14/07/2022 – Envío por ACER de propuesta revisada de NC a la CE.
- » **Q4 2022 – Q3 2023** - Análisis por parte de DG ENER y resto de Servicios de la CE (consulta interinstitucional)
- » ENTSO-E y “EU DSO Entity” están trabajando informalmente en la fase de implementación – Se espera que comience tras la entrada en vigor del NC CS.

#### • Próximos pasos:

- » **Q4 2023** – Adopción y publicación de NC por la CE.
- » **Q1 2024** – Entrada en vigor.

[\(\\*\) Cybersecurity \(entsoe.eu\)](#)



**Propuesta de Reglamento por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/943 de mercado interior de electricidad y (UE) 2019/942, y las Directivas (UE) 2018/2001 (de fomento de renovables) y (UE) 2019/944 (de mercado interior de electricidad) para mejorar la configuración del mercado de la electricidad de la UE.**

- **14/03/2023** - Publicación de propuestas de la CE.
- **Hitos recientes:**
  - » **16/06/2023** – Acuerdo de compromiso del COREPER (Consejo)
  - » **06/07/2023** – Acuerdo en ITRE (PE) – Adopción de informe previsto en sesión ITRE de 19/07/2023.
- **Próximos pasos.**
  - » **11 a 14/09/2023** – Prevista votación en Pleno del PE.
  - » **Q4 2023** – Prevista ratificación por Consejo (bajo Presidencia Española de la UE).



Gracias por su atención

---

redeia

Valuing the essentials



Patricia Bonet. [Patricia.bonet@redeia.com](mailto:Patricia.bonet@redeia.com) 



### RfG (Reg. 2016/631) + DCC (Reg. 2016/1388) + HVDC (Reg. 2016/1447)

- **Hitos recientes:**

- » **12/11/2021** - Finaliza el plazo de consulta pública de la propuesta de modificación del PO 12.2:
  1. Propuesta de armonización para todo el territorio Español, extendiendo la aplicación del RfG, Reg. DCC y Reg. HVDC a los sistemas eléctricos de los sistemas eléctricos no peninsulares.
  2. Para introducir los requisitos técnicos para dar cobertura a las hibridaciones y al almacenamiento para todo el territorio Español.
- » **03/06/2022** - Envío a MITERD de la propuesta de modificación del PO 12.2.
- » **28/04/2022** - Publicación por MITERD de Proyecto de Orden por la que se amplía el plazo para que los gestores de redes de transporte y distribución de energía eléctrica puedan expedir notificaciones operacionales limitadas (LON) conforme a la disposición transitoria 1<sup>a</sup> del RD 647/2020, de 7 de julio, y por la que se modifica su anexo IV. El plazo de alegaciones - 13 de mayo de 2022.
- » **29/06/2022** – Informe CNMC sobre el proyecto de Orden.
- » **29/07/2022** – Publicación BOE de Orden TED/724/2022, de 27 de julio (...).



### Emergencia y Reposición (ER) – (Regl. 2017/2196)

- **Próximos hitos y plazos**

- » **2022 → Aprobación por ARNs de propuestas de TSOs - (plazo de 6 meses desde su envío)**
  - › Términos y Condiciones para ejercer como proveedor de servicios de ER (enviado a MITERD el 18/12/2018)
  - › Plan de pruebas (enviado a MITERD el 18/12/2019).



### Directriz sobre gestión de la RdT (SO) – (Reg. 2017/1485)

- **Tiempo de disponibilidad requerida a los proveedores LER de FCR**

- » **27 de marzo de 2023** → Envío por parte de todos los TSO de carta a las ARN con la hoja de ruta propuesta para modificar la propuesta de tiempo de disponibilidad requerida a los proveedores de Reservas de Contención de Frecuencia (FCR) con limitación de energía (LER).
- » Se está trabajando en el nuevo análisis coste-beneficio incorporando el nuevo dimensionamiento probabilístico de la FCR para el Regional Group Continental Europe (RGCE) y la actualización de costes de FCR (con LER o sin LER).
  - › **Noviembre de 2023:** Informe sobre las medidas de mitigación de desvíos de frecuencia de larga duración.
  - › **Junio de 2024:** Resultados preliminares y presentación a sujetos del mercado.
  - › **Octubre de 2024:** Presentación de resultados y propuesta finales a las ARN.

- **Intercambio de datos - Próximos hitos y plazos**

- » Pendiente aprobación de propuesta de implementación nacional del Art 40(5) (MITERD) de la SO GL.



### Directriz CACM (Reg. 2015/1222)

- **Hitos recientes**

- » **01/06/2023** → [Decisión de ACER 10-2023](#) sobre la modificación de metodología de cálculo de los intercambios programados derivados del acoplamiento único diario (Day-ahead Scheduled Exchanges Calculation – DA SEC) (Art. 43)
- » **30/06/2023** → Publicación de ENTSO-E del [informe Capacity Calculation and Allocation \(CC&A\) 2023](#)
- » **05/07/2023** → Envío de “All TSOs” a ACER para aprobación de propuesta de modificación de la metodología CACM de Congestion Income Distribution (CID) (Art. 73)

- **Próximos hitos**

- » **S2 2022** → Aprobación por All NRAs de las “Shadow Allocation Rules”



### Directriz FCA (Reg. 2016/1719)

- **Hitos recientes**

» **08/06/2023 – 08/07/2023** → [Reapertura de la Consulta pública de “All TSOs”](#) de la modificación de la propuesta de Reglas HAR para la adaptación del esquema en entornos Flow-based, que se incorporará a la propuesta de modificación de HAR enviada a ACER el 01/03/23, tras corregirse errores de forma en la consulta.

- **Próximos hitos**

» **Julio 2023** → Prevista decisión ACER sobre modificación de Reglas HAR previa [consulta pública](#)



#### • Hitos recientes

- » 13/04/2023-15/05/2023 → [Consulta pública de ACER](#) sobre la propuesta de **metodología HCZCA** para la armonización de las metodologías voluntarias regionales de reserva de capacidad de intercambio para banda de balance (Art 38(3)), y de **metodología All TSOs para la facilitación por parte de las RCC (Regional Capacity Coordinator) del sizing y procurement** regional de reservas (Art. 37(1)(j) y 37(1)(k) Reglamento 2019/943).
- » 29/05/2023-07/07/2023 → [Consulta pública de RR TSOs](#) de la 3<sup>a</sup> modificación del RR IF en lo relativo a la evolución del número de clearings (Art. 19)
- » 15/05/2023-24/07/2023 → [Encuesta All TSOs](#) para la armonización de términos y condiciones relativos a las plataformas de aFRR, mFRR e IN.
- » 31/05/2023 → Envío a la CNMC del informe de revisión de las metodologías de FSkar.
- » 30/06/2023 → Aprobación de la CNMC (y de las SWE NRAs) de la metodología regional SWE de cálculo en horizonte de balance ([Art. 37](#)).
- » 30/06/2023 → Publicación de ENTSO-E del [Informe Market Report 2023](#) (incluyendo capítulo de balance e indicadores de balance de 2022)

#### • Próximos hitos

- » **Julio 2023** → Prevista decisión de ACER sobre las tres metodologías de HCZCA, Sizing y Procurement regional de reservas
- » **Septiembre de 2023** → Prevista aprobación de las RR NRAs de la 3<sup>a</sup> modificación del RR IF

red eléctrica



## 4. Novedades Legislación Europea



## Reglamento 2019/943 de Electricidad

- **Metodología para la revisión de la configuración de las zonas de oferta (BZ) y propuesta de configuraciones alternativas (Art. 14.5)**
  - » 08/08/2022 → [Decisión de ACER No 11/2022](#) por la que define las configuraciones alternativas que deben evaluarse en la BZR a realizar en el plazo de un año en las BZ de “Central Europe” y “Nordic”
  - » Q3 2024 → Finalización de las revisiones de configuración de BZs por parte de los TSOs de “Central Europe” y “Nordic”
- **Framework Guideline Demand Response (Art. 59(1)(e))**
  - » 21/12/2022 → Envío de ACER a la CE de la Framework Guideline sobre Demand Response
  - » 09/03/2023 → Solicitud de la CE a EU DSO Entity y ENTSO-E la redacción de un nuevo NC DR en los próximos 12 meses.
  - » Septiembre 2023 → Prevista consulta pública de la propuesta de nuevo NC sobre Respuesta de la Demanda (NC DR)



### Reglamento 2019/943 de Electricidad

- Metodologías para la facilitación por parte de las RCC del sizing regional de reservas (Art. 37(1)(j)) y para la facilitación por parte de las RCC del procurement regional de banda (Art. 37(1)(k))
  - » 3/11/2022 – 9/12/2022 → [Consulta pública All TSOs](#) de la propuesta de metodología para la facilitación por parte de las RCC del procurement regional de banda (Art. 37(1)(k))
  - » 8/11/2022 – 9/12/2022 → [Consulta pública All TSOs](#) de la propuesta de metodología para la facilitación por parte de las RCC del sizing regional de reservas (Art. 37(1)(j))
  - » 17/3/2023 → Envío “All TSOs” a ACER de ambas propuestas de metodologías
  - » 13/04/2023-11/05/2023 → [Consulta pública de ACER](#) de ambas propuestas de metodología junto con la propuesta armonizada de metodología CZCA para la armonización asignación de las metodologías voluntarias regionales de reserva de capacidad de intercambio para banda de balance de acuerdo con el artículo 38(3) del Reglamento 2017/2195 (EB GL)
  - » Julio 2023 → Prevista decisión de ACER sobre las tres metodologías consultadas

### Reglamento 2019/943 de Electricidad

- **Propuestas de tareas de los Centros Regionales de Coordinación (RCCs)**

- » **17/03/2023** → Envío de propuesta de ENTSOE a ACER que aclara las tareas de RCCs de apoyo al dimensionamiento de las reservas en la región y facilitación de la adquisición de capacidad de balance de acuerdo con el artículo 37(1)(j) y (k) del Reglamento de Electricidad.
- » **< 17/09/2023** → Publicación de la metodología final por ACER.

## Reglamento 2019/941 - Preparación ante riesgos

- **Metodología para identificar escenarios regionales de crisis eléctrica – (Art. 5)**
  - » **06/03/2020** – Decisión de ACER sobre propuestas de metodologías para identificar escenarios regionales de crisis eléctrica (Art. 5) y sobre la metodología de cobertura de corto plazo (Art. 8).
  - » **26/06/2020** – Envío a ENTSO-E de la evaluación de REE de los escenarios regionales de crisis proporcionados por ENTSO-E
  - » **Sept. 2020** – ENTSO-E y TSOs envían los escenarios regionales de crisis de electricidad más relevantes a ARN
  - » **Enero 2021** – Identificación de los escenarios de crisis de electricidad nacionales más pertinentes por parte de las ARNs (en consulta con REE). Notificación a Grupo de Coordinación de Electricidad (GCE) y a la CE.
  - » **Septiembre 2021** - Implementación de la metodología de cobertura de corto plazo (ENTSOE, TSOs y RCCs) - (Art 10 de la decisión de ACER 08/2020 sobre la metodología).
  - » **Enero 2022** – La ARN envió a la Comisión la propuesta de Plan de preparación frente a los riesgos (PPR)
  - » **Junio 2022** – La Comisión emitió un dictamen solicitando una serie de modificaciones al PPR presentado por la ARN. La ARN está elaborando una nueva propuesta de PPR para tener en cuenta las consideraciones notificadas por la Comisión.