

red eléctrica

Una empresa de Redeia

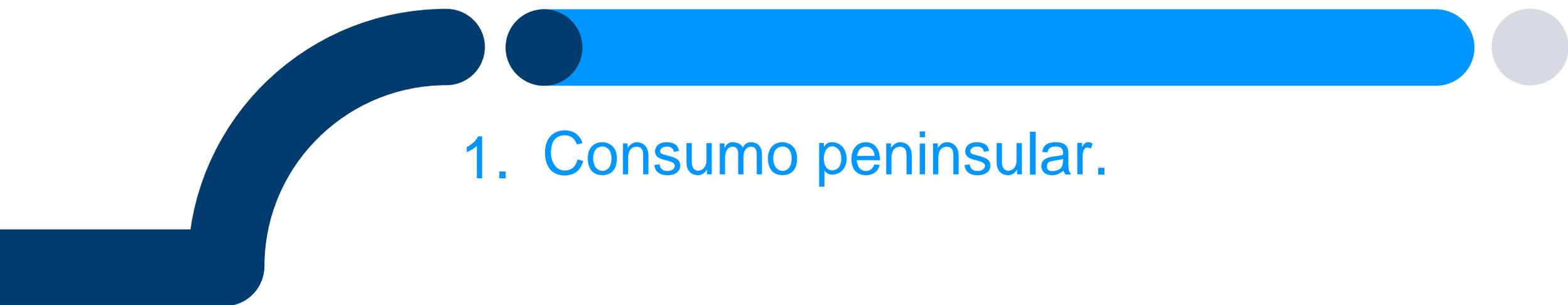
Reunión Comité Técnico de Seguimiento de la Operación del Sistema Eléctrico Ibérico: Operación

Dirección de Operación

Mayo, 2023

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

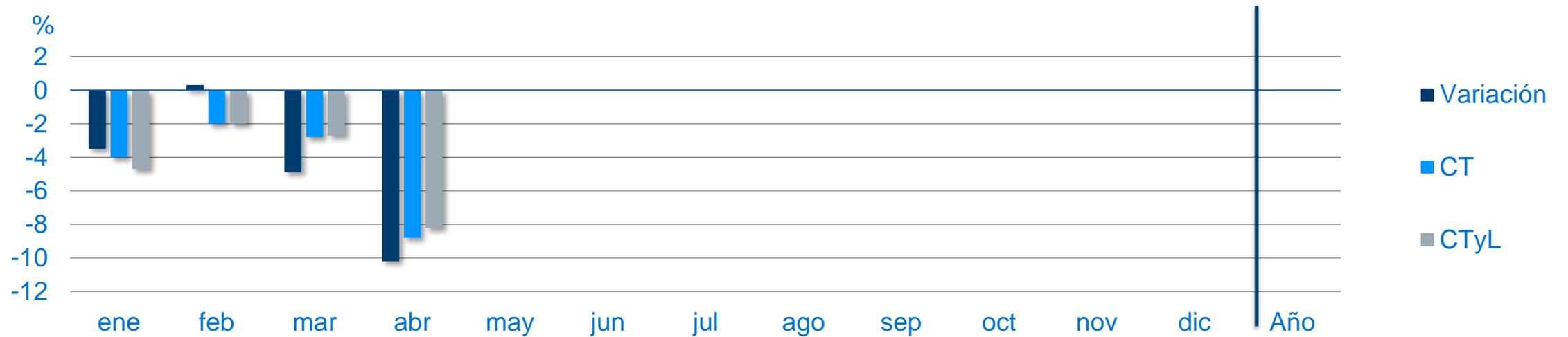
red eléctrica



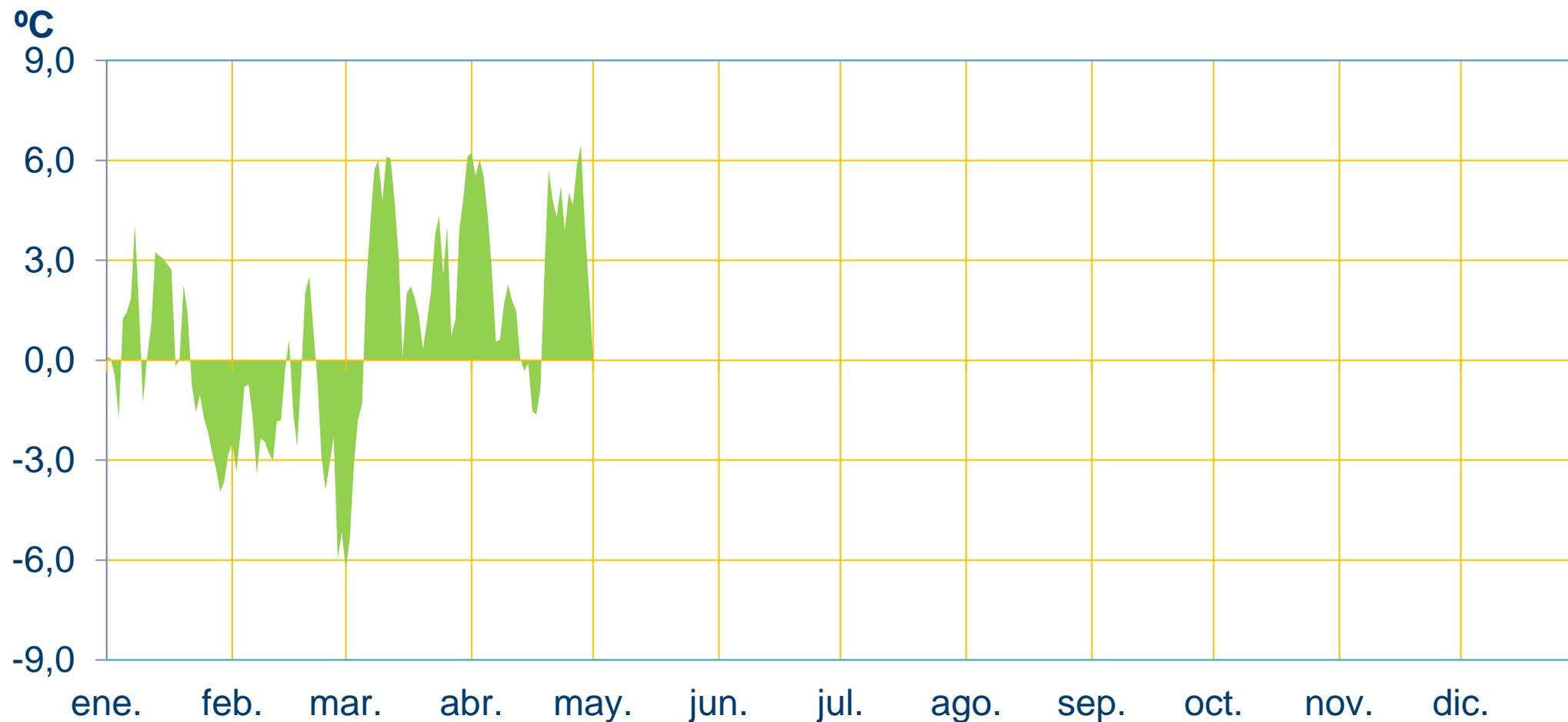
1. Consumo peninsular.

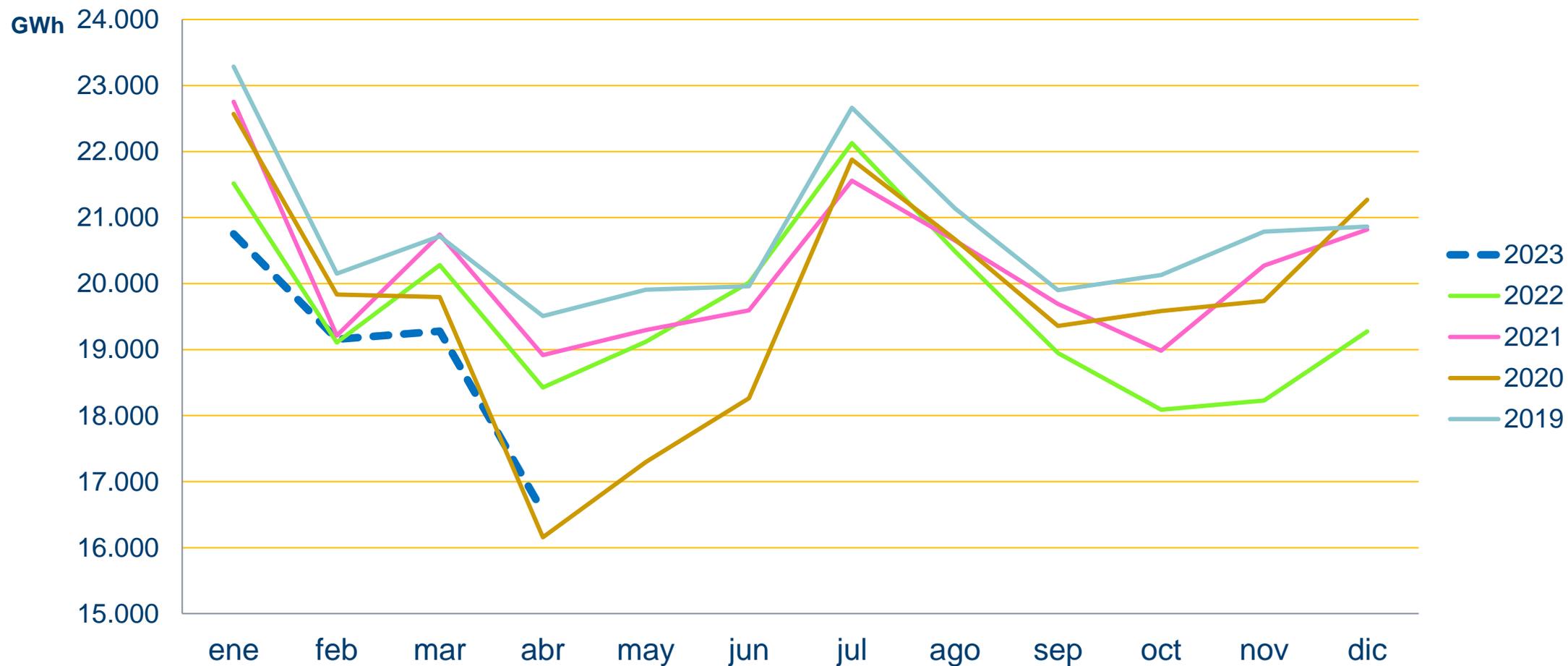
Evolución 2023

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Potencia máxima (MW)	39.101	38.100	37.681	30.308								
Consumo Máximo diario (GWh)	778	755	762	616								
Consumo Mensual (GWh)	20.752	19.156	19.281	16.547								
Δ Mes (%)	-3,5	+0,3	-4,9	-10,2								
Δ Mes Corregida temperatura (CT) (%)	-4,0	-2,0	-2,8	-8,8								
Δ Mes Corregida (CT y L) (%)	-4,7	-2,0	-2,7	-8,2								
Δ Año Acumulado Absoluto (%)	-3,5	-1,7	-2,8	-4,5								



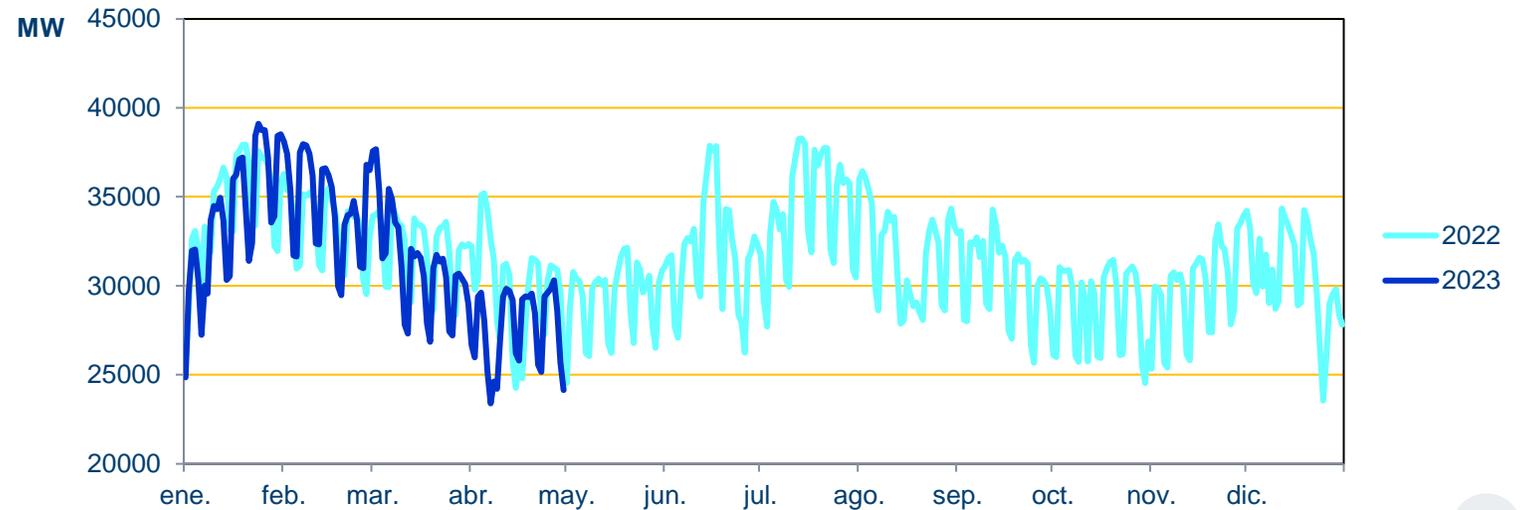
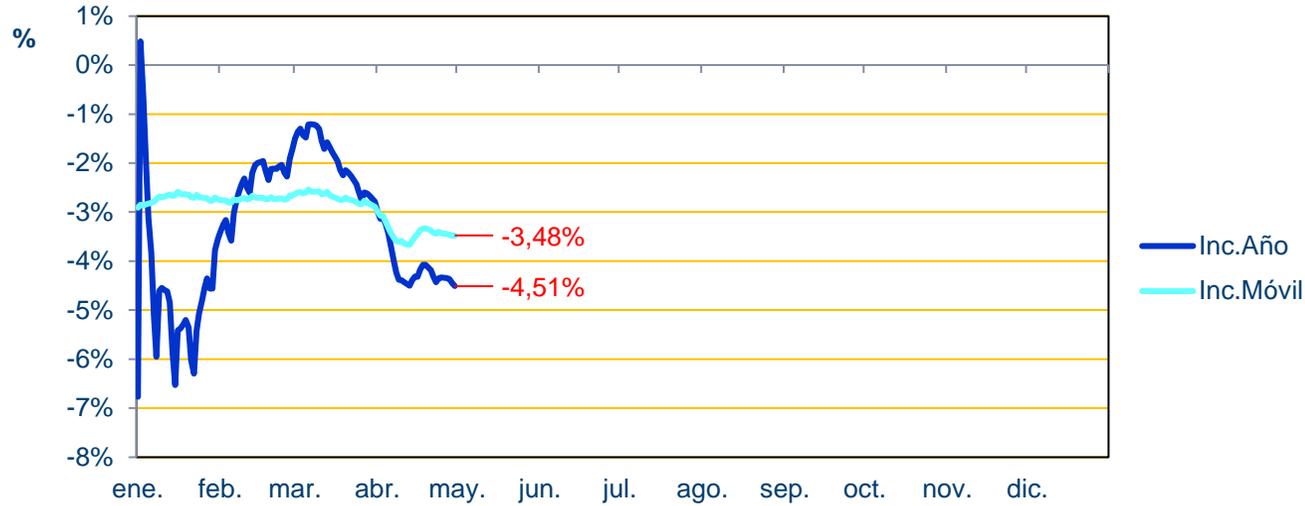
Datos Provisionales 01.05.23





2023 Variación demanda diaria y Puntas diarias

Datos Provisionales 01.05.23

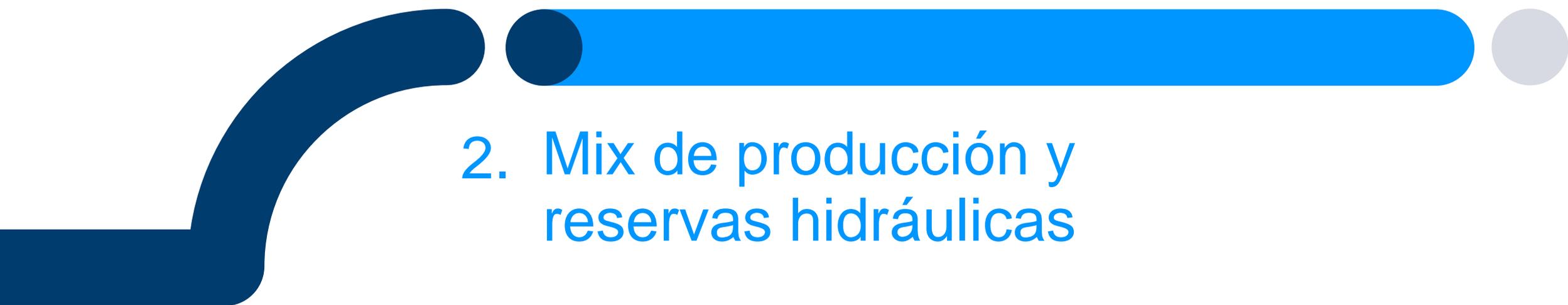


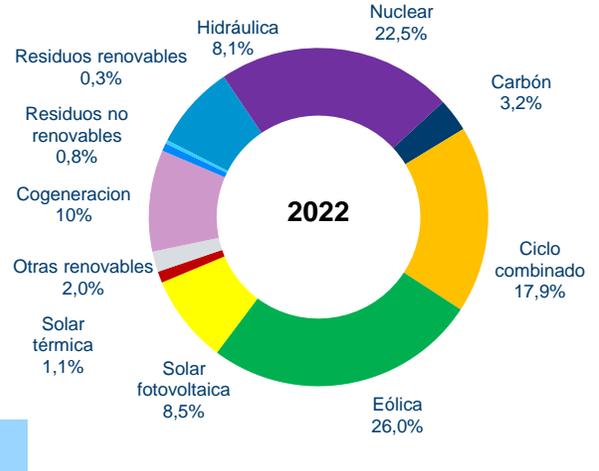
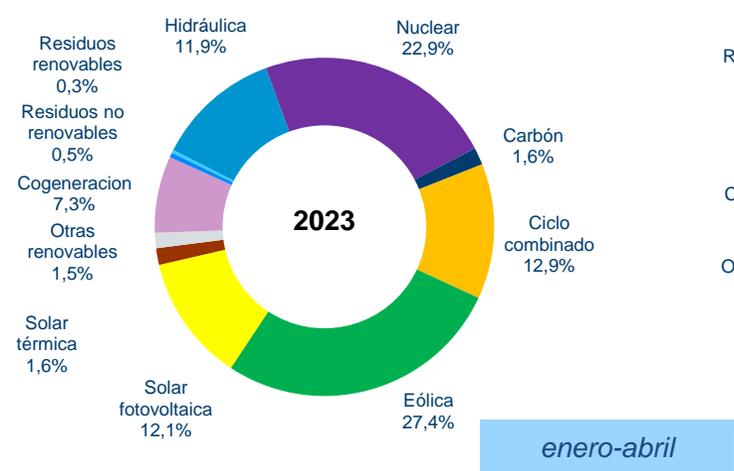
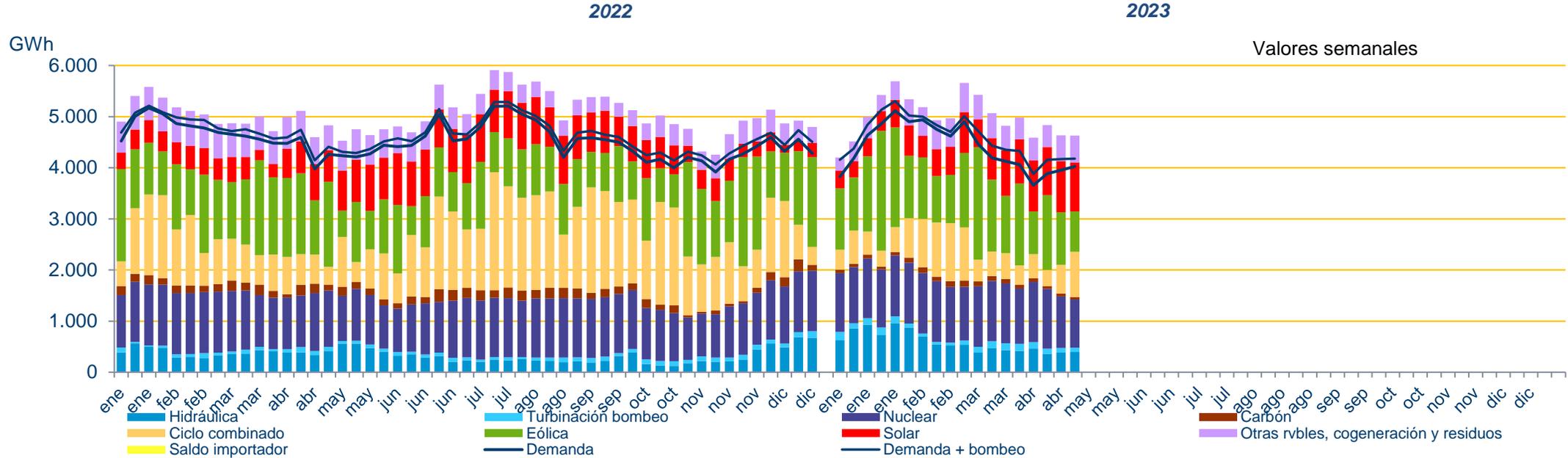
	Invierno		Verano	
Potencia (MW)	(4ª sem. 24.01.23)	(3ª sem. 19.01.22)		(2ª sem. 14/07/22)
	39.101	37.926		38.284
Consumo Diario (GWh)	(4ª sem. 24.01.23)	(3ª sem. 20.01.22)		(2ª sem. 14/07/22)
	777	773		787

Variación Consumo (%)	Mes	Año	Año móvil
Marzo	-4,9 (-2,2)	-2,8 (-2,9)	-2,9 (+1,5)
Abril	-10,2 (-2,6)	-4,5 (-2,8)	-3,5 (+0,1)

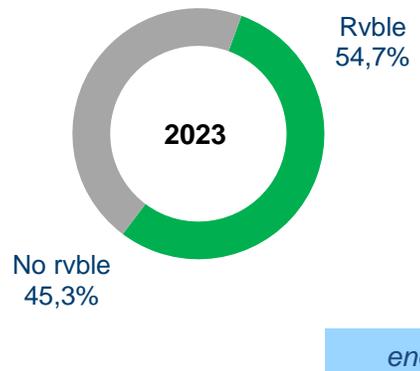
Entre paréntesis, valores año anterior.

red eléctrica

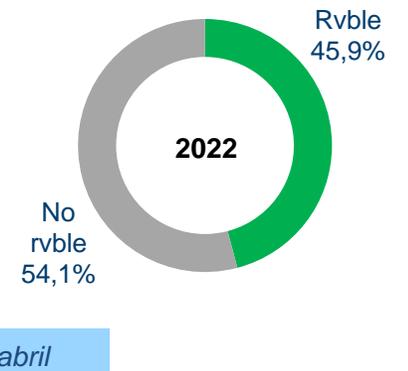
- 
2. Mix de producción y reservas hidráulicas

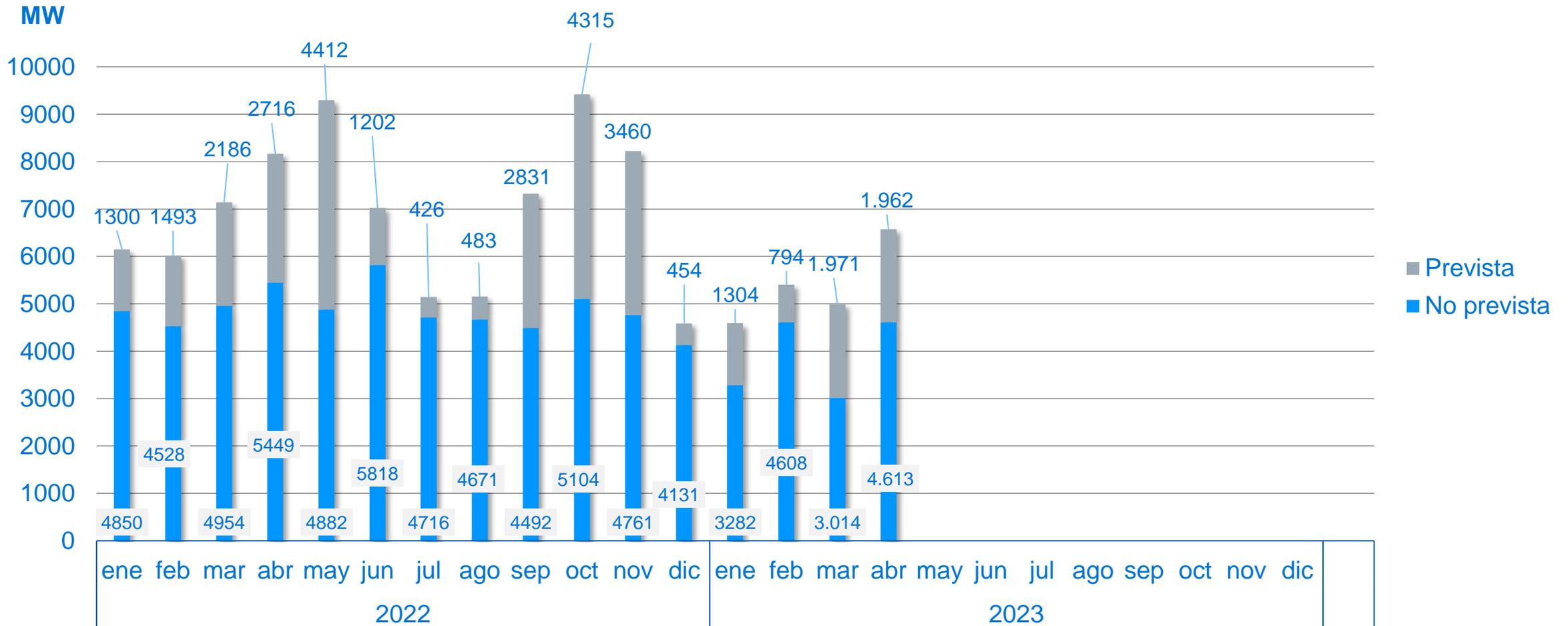


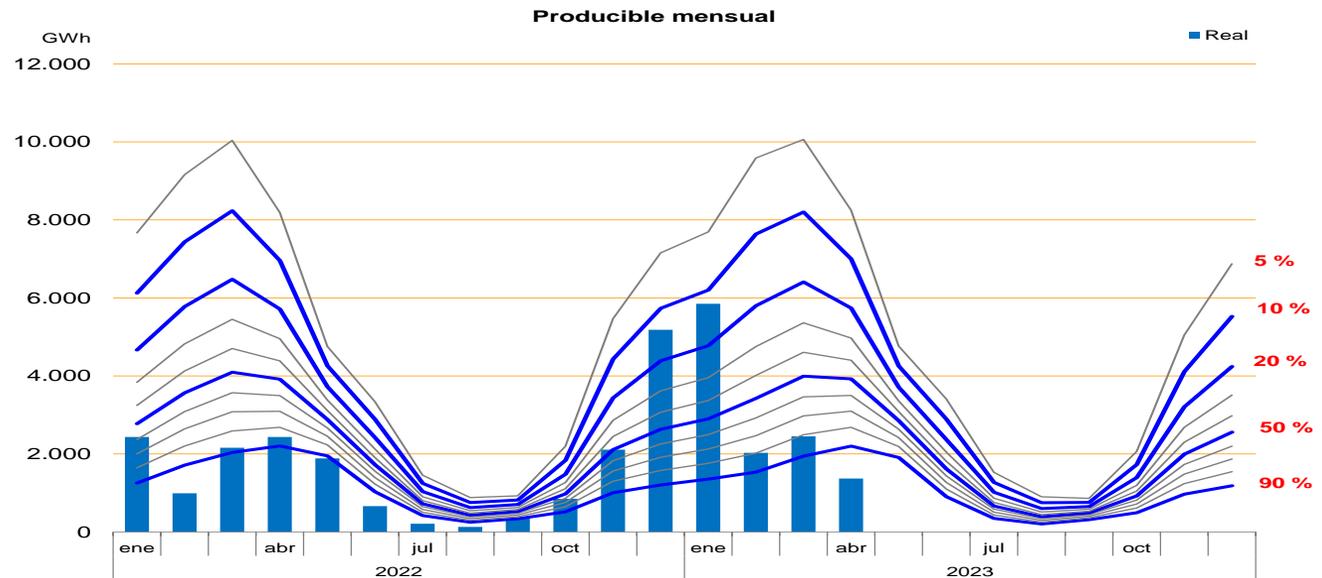
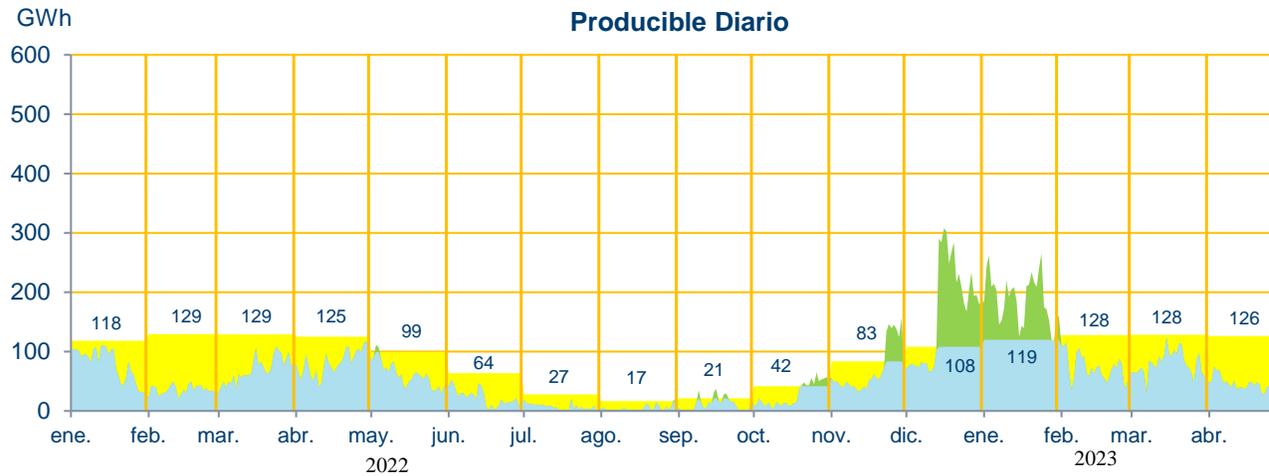
Σ Energías sin emisión CO2 ≈ 77,6 %

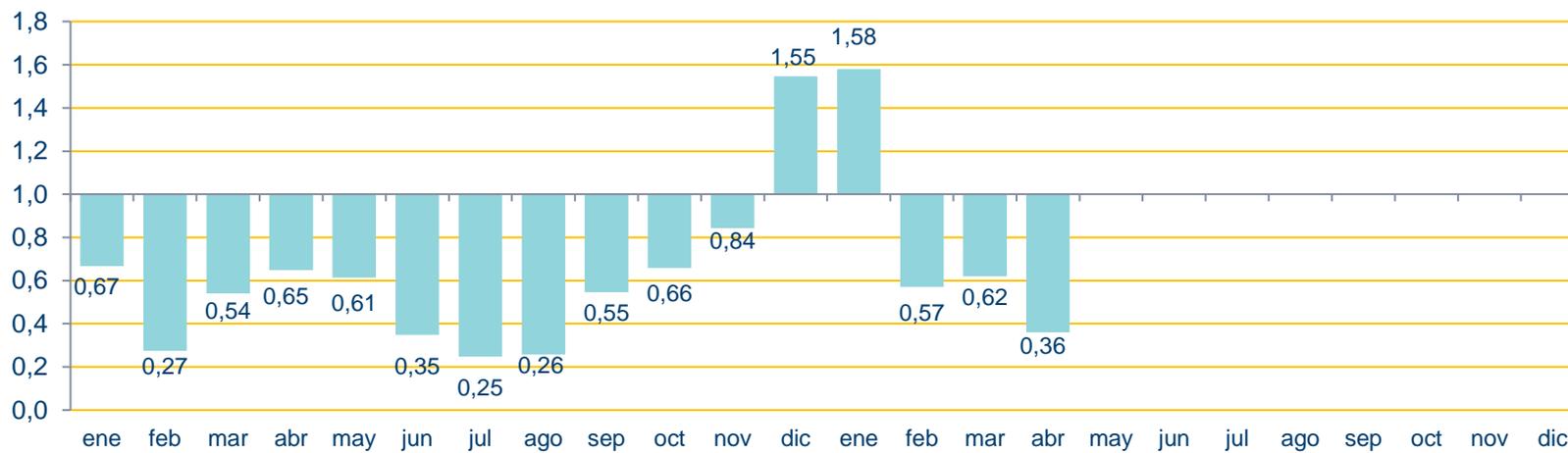
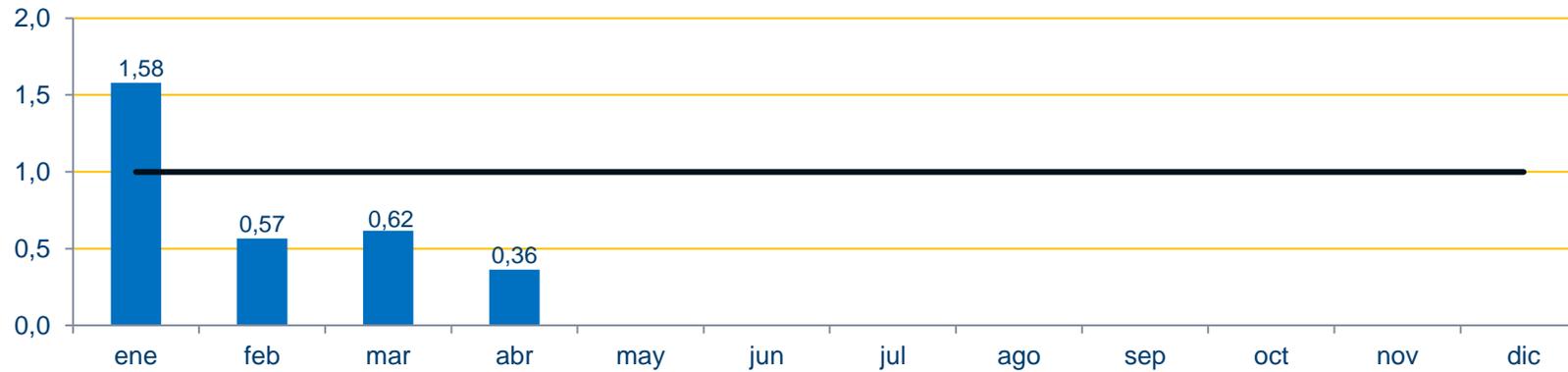


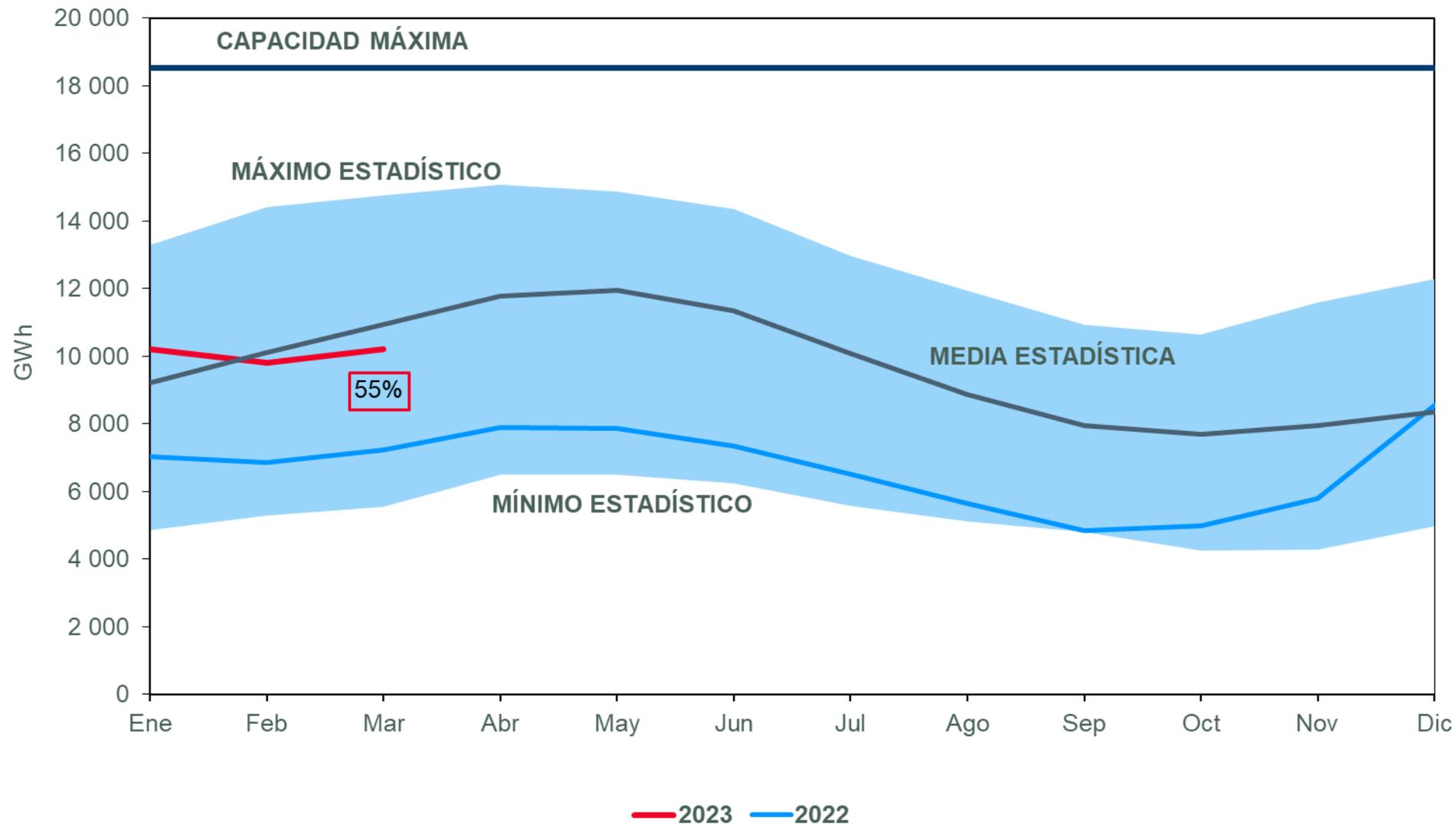
Σ Energías sin emisión CO2 ≈ 68,4 %











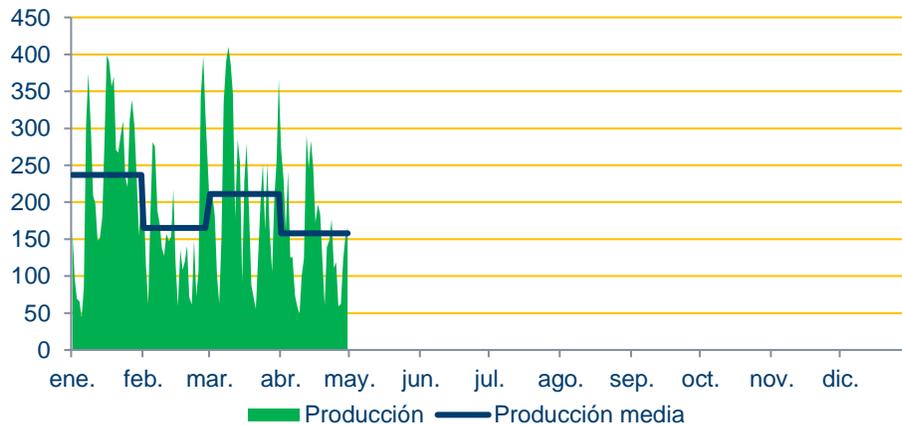
Índice producible eólica 2023



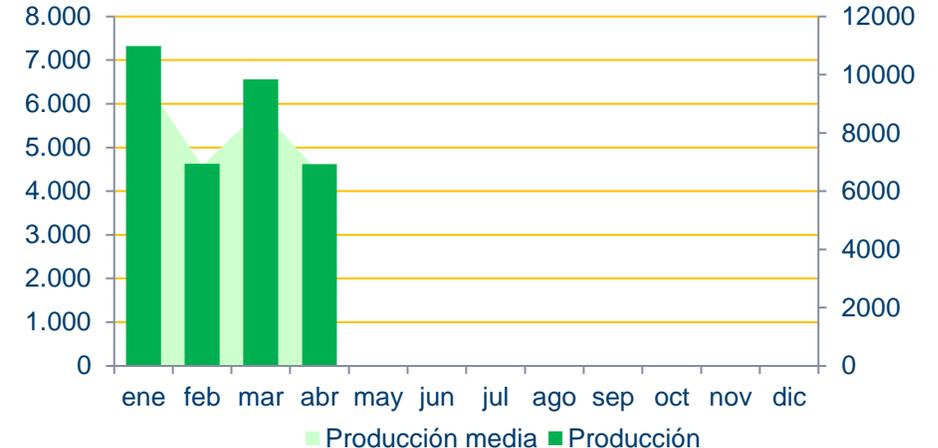
Enero-Abril 2023

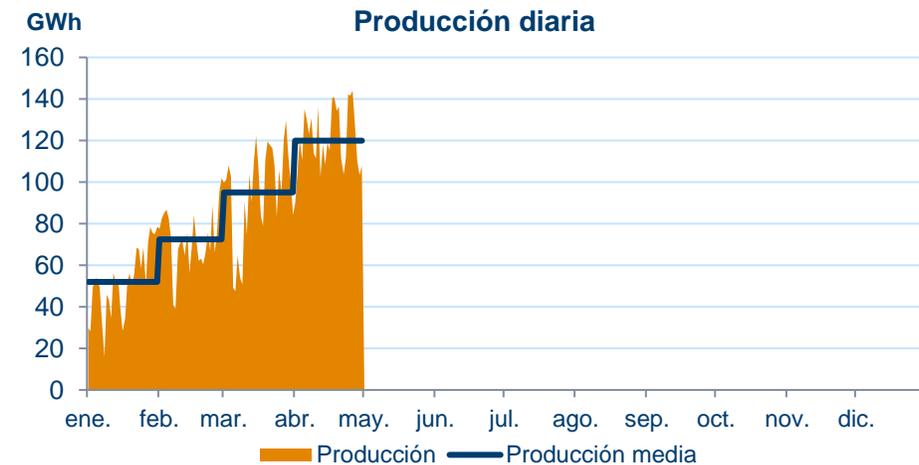
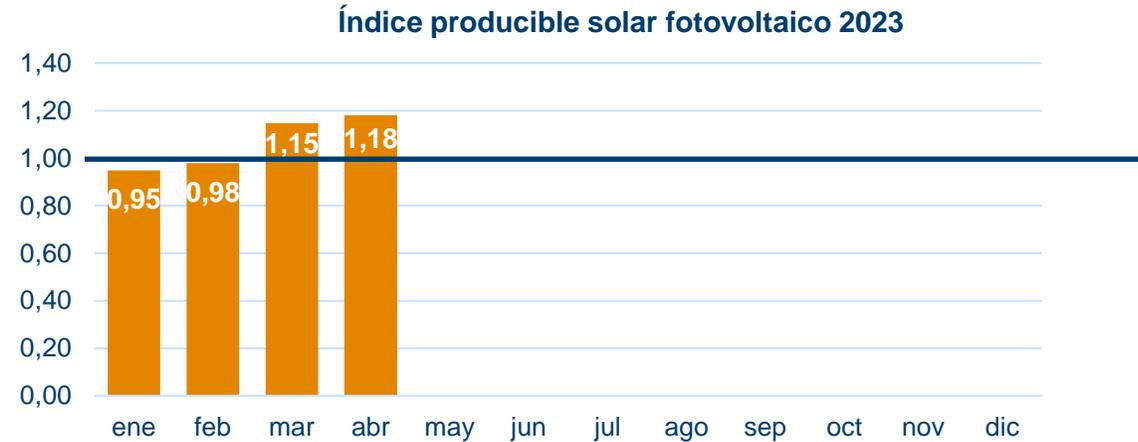
Generación máxima	20.897 MW	09.03.23 20.35 h
Energía máxima diaria	410 GWh	09.03.23
Producción máxima mensual	7,32 TWh	enero

GWh Producción diaria



GWh Producción mensual MWh



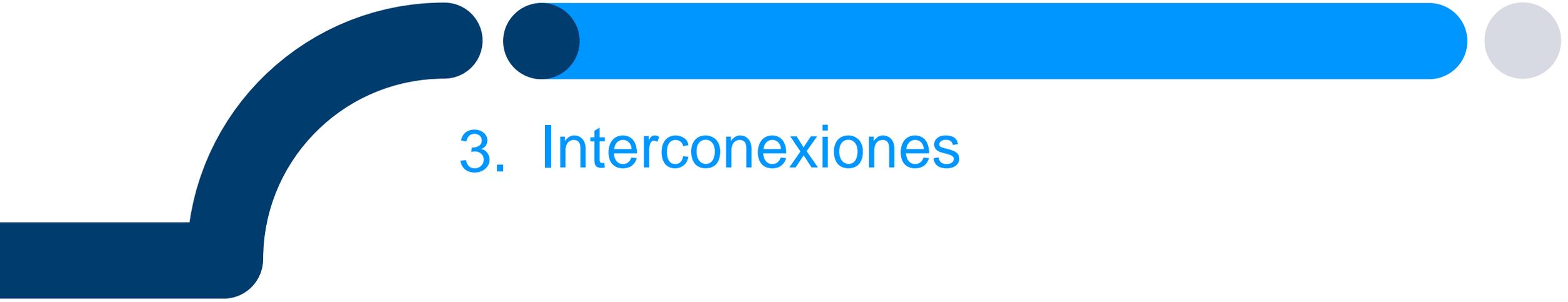


Enero –Abril 2023

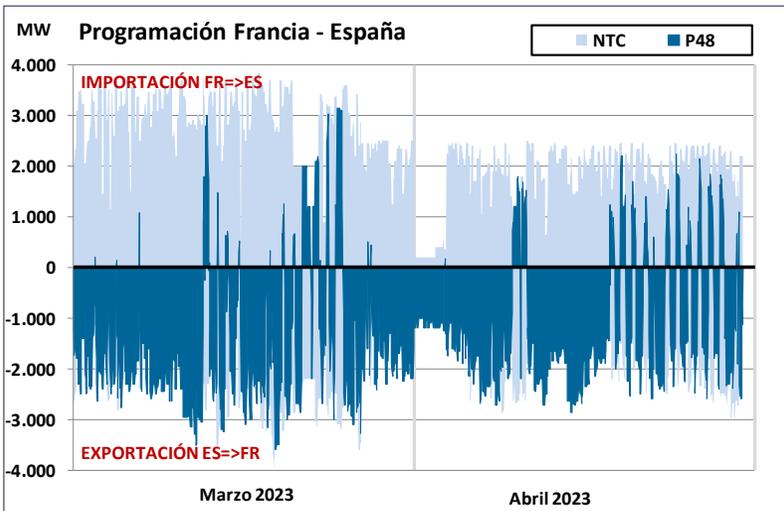
Generación máxima	14.858 MW	26.04.23 13.57 h
Energía máxima diaria	143 GWh	26.04.2023
Producción máxima mensual	3,5 TWh	abril



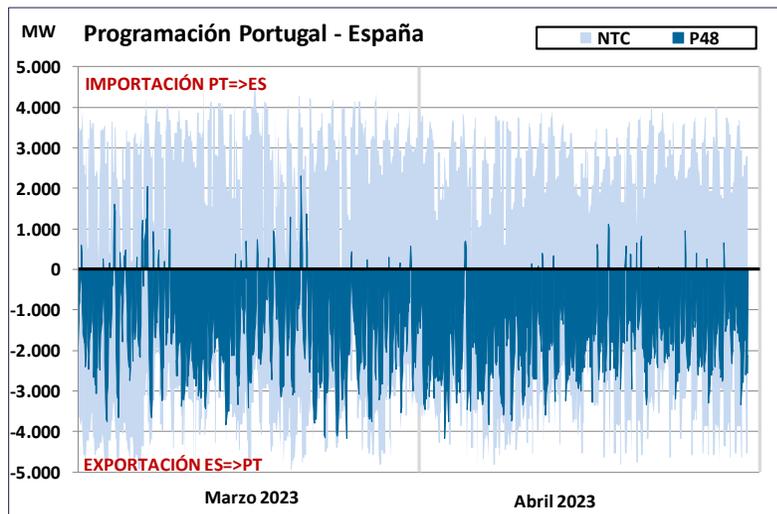
red eléctrica



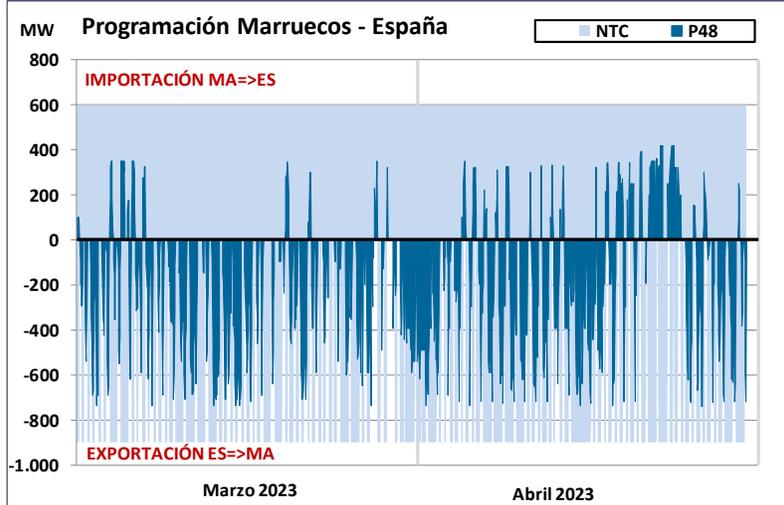
3. Interconexiones



IFE		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P ₇₀	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Marzo	FR=>ES	0	3.838	2.876	3.422	3.145	190	5%
	ES=>FR	800	3.977	2.408	2.700	3.600	1.815	58%
Abril	FR=>ES	200	3.191	1.863	2.300	2.240	206	4%
	ES=>FR	850	2.960	2.003	2.350	2.867	1.448	61%

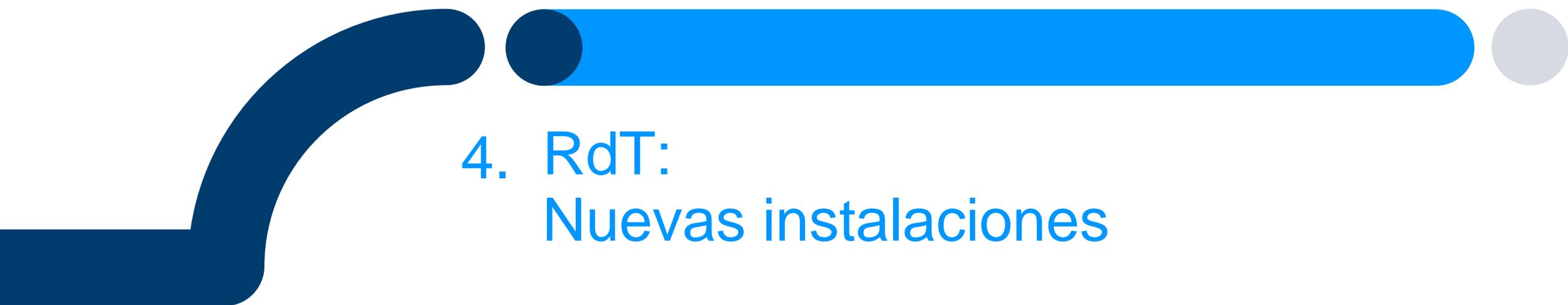


IPE		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P ₇₀	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Marzo	PT=>ES	0	4.599	2.969	3.510	2.295	54	0%
	ES=>PT	1.250	5.040	3.593	4.113	4.185	1.750	6%
Abril	PT=>ES	0	4.050	2.743	3.240	1.118	19	0%
	ES=>PT	1.200	4.950	3.383	3.870	4.184	1.934	18%



IME		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P ₇₀	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Marzo	MA=>ES	600	600	600	600	350	20	0%
	ES=>MA	0	900	658	900	738	199	19%
Abril	MA=>ES	600	600	600	600	420	56	0%
	ES=>MA	0	900	719	900	739	203	15%

red eléctrica



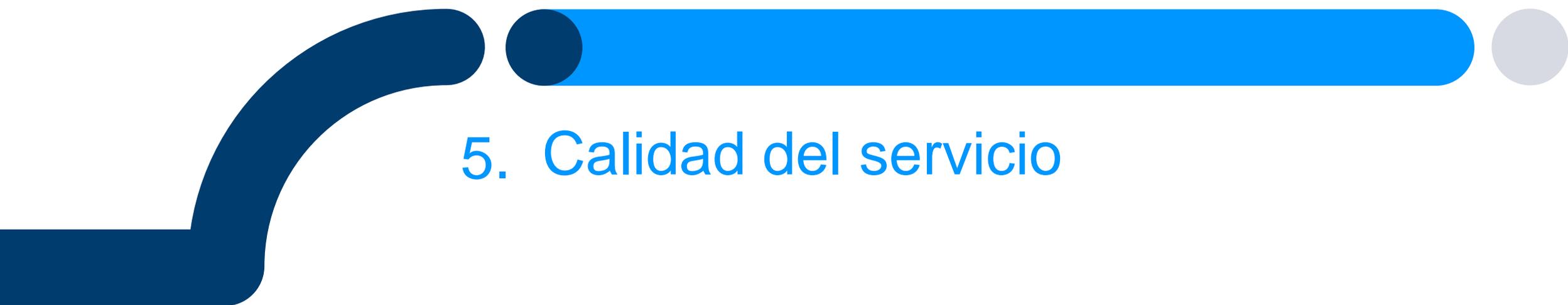
4. RdT: Nuevas instalaciones

Líneas	Provincia	Fecha					
L-400 kV D. RODRIGO-MATALLANA (No RE) (1)	Sevilla	03.03.23	(1) Evacuación renovables (2) Desmantelamiento de la actual SE 400 kV Litoral a la nueva SE 400 kV Litoral				

Posiciones	Provincia	Fecha					
SE 220 kV PUERTO REAL: Nueva calle 6 – Futura DOS HERMANAS (89B1-6, 89B2-6, 8910-6, 8901-6, 521-6 y 520-6)	Cádiz	01.03.23					
SE 400 kV ARAÑUELO: Nueva calle 1 – Futura ADIF - JBP1 (521-1, 8910-1, 893-1 y 89B1-1)	Cáceres	06.03.23					
SE 400 kV ARAÑUELO: Nueva calle 1 – Futura ADIF 1 - ADIF 2 (520-1, 8901-1 y 8902-1)	Cáceres	06.03.23					
SE 400 kV ARAÑUELO: Nueva calle 1 – Futura ADIF 1 – JBP2 (522-1, 8920-1, 894-1 y 89B2-1)	Cáceres	06.03.23					
SE 400 kV PEÑARUBIA: Nuevas posiciones – futura LA ALQUERIA (89B1-4, 520-4, 8902-4, 8920-4, 522-4, 89B2-4 y 894-4) (1)	Murcia	08.03.23					
SE 400 kV LITORAL: Nuevo interruptor – 52-RPT5 (REA1)	Almería	30.03.23					
SE 400 kV LITORAL: Cambio de posición – CARRIL 3 se pasa de la calle 3 a la calle 4 (2)	Almería	20.04.23					

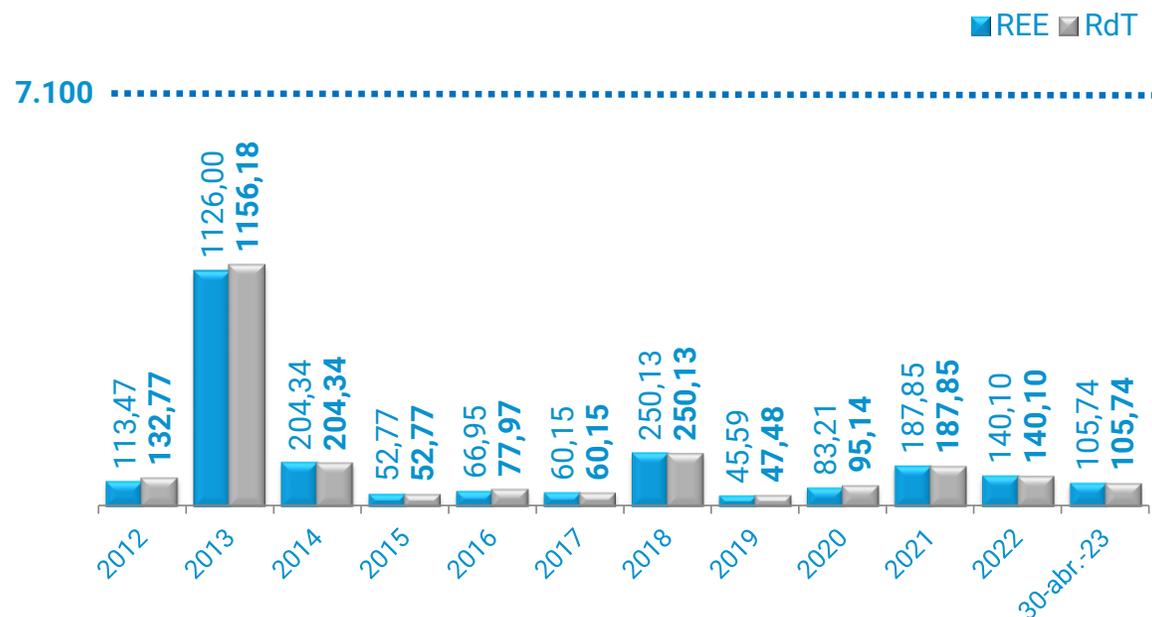
Transformadores ADIF	Potencia (MVA)	Provincia	Fecha	Transformadores RdD	Potencia (MVA)	Provincia	Fecha
SE 220 kV CARMONITA: TR-1 y TR-2 400/55 kV	30	Cáceres	11.04.23	SE 220 kV TORREVIEJA: TRP-2 220/20 kV	50	Alicante	06.03.23
SE 220 kV CAÑAVERAL: TR-1 y TR-2 400/55 kV	30	Cáceres	14.04.23	SE 220 kV CICERO: TRP-1 220/66 kV	180	Cantabria	31.03.23
SE 220 kV POLA DE GORDON: TR-1 400/55 kV	30	Asturias	20.04.23	SE 220 kV EL SERRALLO: TRP-2 220/66 kV	125	Castellón	04.04.23

red eléctrica

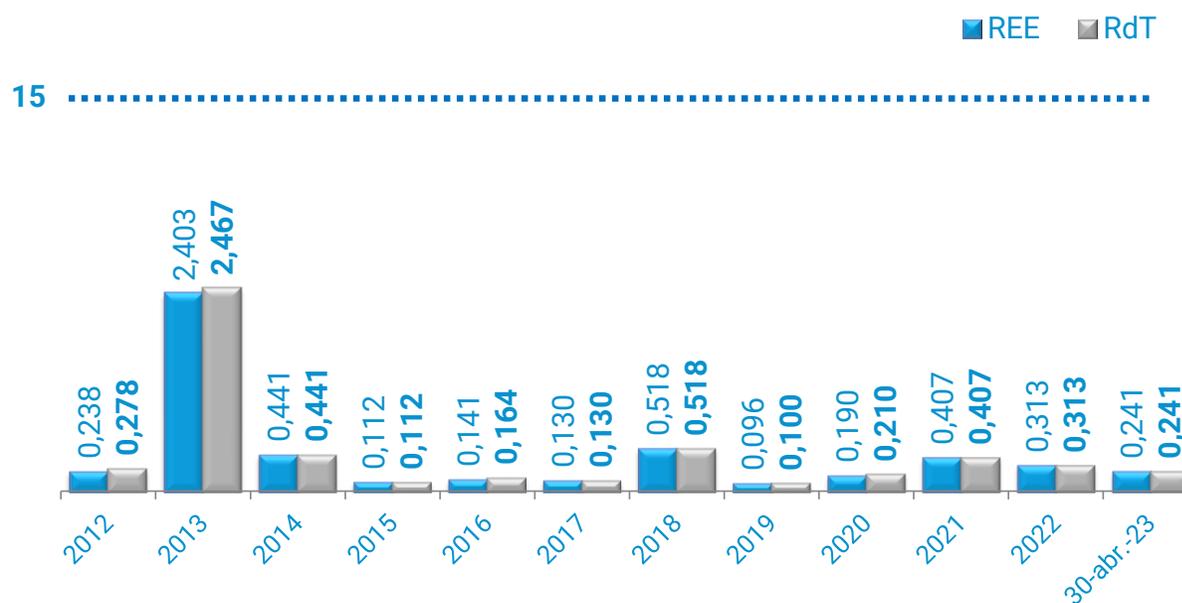


5. Calidad del servicio

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

CVIII CTSOSEI 17/05/2023





1. Evolución de la demanda

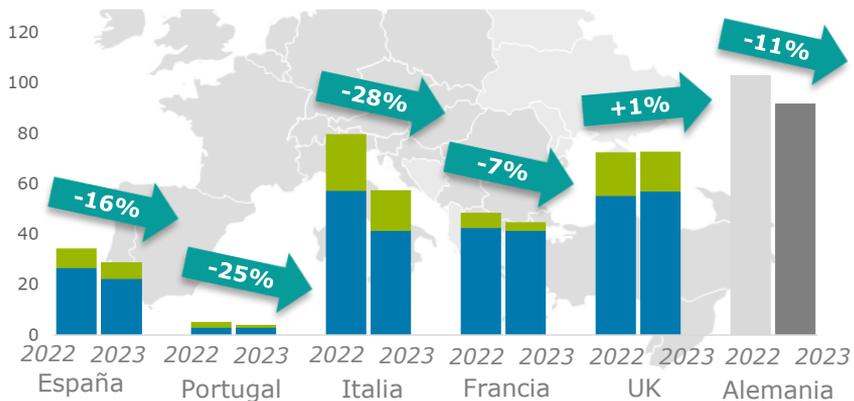
2. Aprovisionamiento

Comparativa Europea

1-31 Mar 2023 vs 1-31 Mar 2022

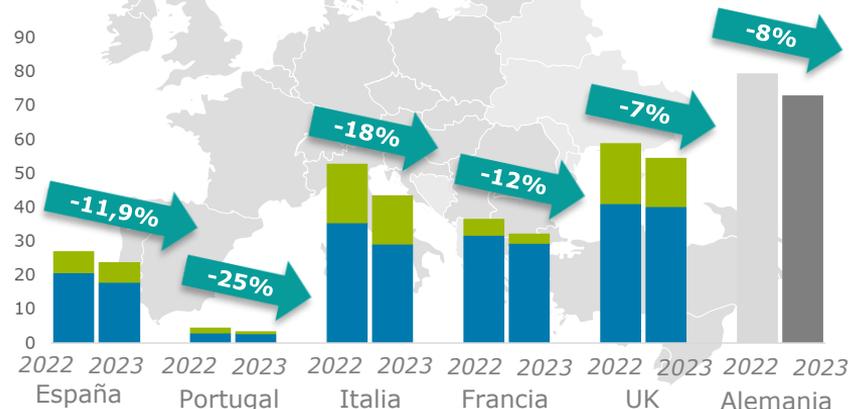


Europa sigue sin recuperar sus niveles de demanda



- ✓ **Convencional:** Descenso en: España (-15,8%), Italia (-28%), Francia (-3%), excepto en Portugal (+1%) y Reino Unido (+3%).
- ✓ **Sector eléctrico:** Descenso en: España (-17%), Portugal (-58%), Italia (-29%) Francia (-41%) y Reino Unido (-7%).

1-30 Abr 2023 vs 1-30 Abr 2022



- ✓ **Convencional:** Descenso en: España (-13,4%), Portugal (-8%), Italia (-18%), Francia (-7%) y Reino Unido (-2%).
- ✓ **Sector eléctrico:** Descenso en: España (-7,1%), Portugal (-52%), Italia (-17%) Francia (-41%) y Reino Unido (-19%).

Demanda Nacional Gas Natural

Marzo y abril 2023 vs 2022

Demanda	Acumulado MENSUAL		Acumulado MENSUAL	
	mar 2023	% Δ mar 2022	abr 2023	% Δ abr 2022
	Unidad: TWh			
Convencional 	22,3	-15,8%	17,7	-13,5%
D/C + PyMES	5,2	-33,0%	2,5	-50,0%
Industrial 	16,0	-9,1%	14,3	-2,1%
Cisternas	1,1	-2,0%	0,9	8,1%
S. Eléctrico	6,4	-17,0%	6,0	-6,7%
TOTAL	28,7	-16,0%	23,7	-11,9%

Marzo 2023



Descenso del **mercado convencional** respecto a mar-22 debido a unas temperaturas más elevadas y a un menor consumo industrial.



Demanda de gas para generación eléctrica: ha descendido un **-17,0% (-1,7 TWh)** debido principalmente a una mayor generación hidráulica

Abril 2023

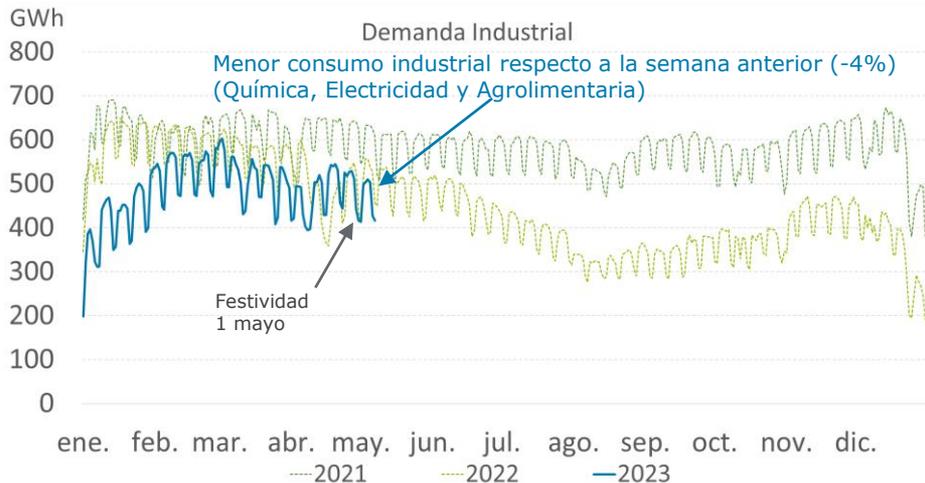


Descenso del **mercado convencional** respecto a abr-22 debido principalmente a unas temperaturas más elevadas.

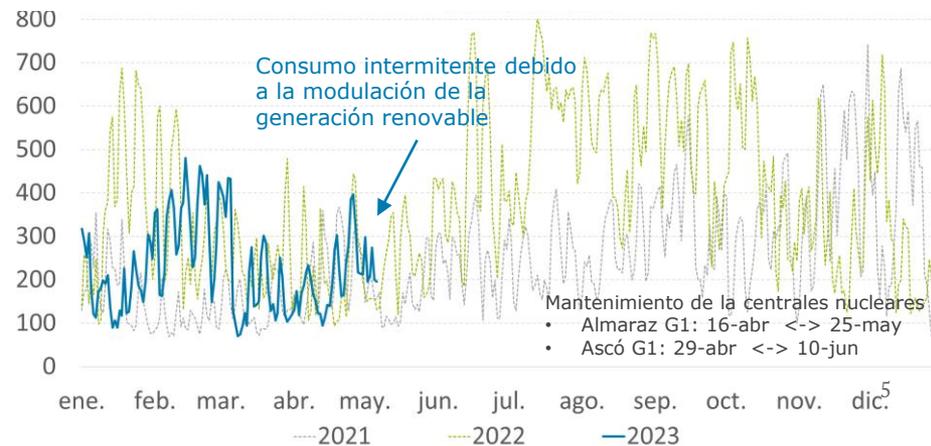


Demanda de gas para generación eléctrica: ha descendido un **-6,7% (-0,4 TWh)** debido principalmente a una mayor generación solar y a una menor demanda de electricidad

Seguimiento de la demanda diaria



Laborable medio [GWh/d]	may-22	ene-23	may-23	% may 23 vs may-22		% may 23 vs ene-23	
REFINO	70,5	58,2	93,9	33,2%	61,3%		
QUÍMICA/FARMACEÚTICA	70,5	46,3	71,4	1,3%	54,3%		
ELECTRICIDAD	64,5	53,8	66,5	3,1%	23,6%		
CONSTRUCCIÓN	74,7	56,1	63,7	-14,8%	13,5%		
PAPEL	40,5	34,8	37,5	-7,4%	7,9%		
AGROALIMENTARIA	58,3	57,8	58,3	-0,1%	0,8%		
METALURGIA	44,0	39,1	38,2	-13,2%	-2,2%		
TEXTIL	6,9	6,7	6,4	-6,6%	-4,4%		
RESTO INDUSTRIA	52,0	56,4	45,7	-12,1%	-19,0%		
SERVICIOS	31,3	51,7	31,3	0,0%	-39,4%		





1. Evolución de la demanda

2. Aprovisionamiento

Cobertura de la demanda mar y abr-23

ENTRADAS 76,3 TWh

GN	mar-abr		Variación	
	2022	2023	ΔTWh	% Δ
TWh				
Tarifa	0,0	0,0	0,0	-
Almería	18,7	13,4	-5,4	-29 %
VIP Pirineos	1,2	1,2	0,1	+6 %
VIP Ibérico	1,1	1,7	0,6	+55 %
Producción Nacional	0,1	0,1	0,0	-6 %
Extracción AASS (*)	0,0	1,2	1,1	>100 %
TOTAL	21,1	16,4	-4,7	-22%

(*) No incluido en el TOTAL

GNL	mar-abr		Variación	
	2022	2023	ΔTWh	% Δ
TWh				
Barcelona	7,6	11,7	4,1	+54 %
Huelva	9,5	9,0	-0,4	-4 %
Cartagena	10,4	9,9	-0,4	-4 %
Bilbao	14,0	13,0	-1,0	-7 %
Sagunto	11,7	10,9	-0,8	-7 %
Mugardos	4,2	5,4	1,2	+30 %
TOTAL	57,3	59,9	2,6	5%

SALIDAS 69,8 TWh

GN	mar-abr		Variación	
	2022	2023	ΔTWh	% Δ
TWh				
Demanda Nacional	61,1	52,4	-8,7	-14 %
Tarifa	0,0	1,7	1,7	>100 %
VIP Pirineos	8,2	10,4	2,2	+27 %
VIP Ibérico	0,3	1,2	0,8	>100 %
Carga de buques	2,1	3,8	1,7	+82 %
Inyección AASS (*)	1,8	3,1	1,3	+70 %
Gas de operación	0,2	0,3	0,1	+65 %
TOTAL	71,9	69,8	-2,1	-3%

Entradas 76,3 TWh

↓ -2 TWh vs. 2022
-2,6% Δ

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

2023
mar-abr



Salidas 69,8 TWh

↓ -2,1 TWh vs. 2022
-2,9% Δ

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

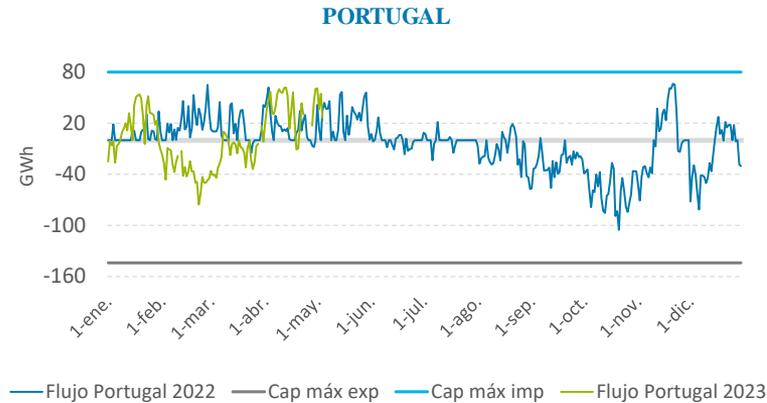
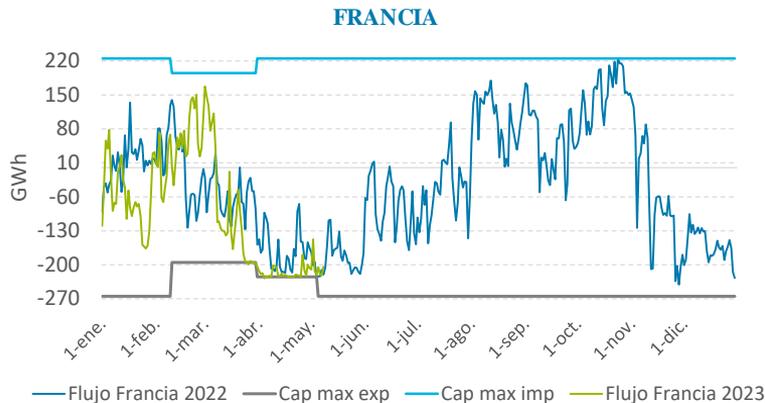
Entradas 78,4 TWh

mar-abr
2022

Salidas 71,9 TWh

Detalle flujos por conexiones internacionales

Flujos diarios desde 1 enero 2022

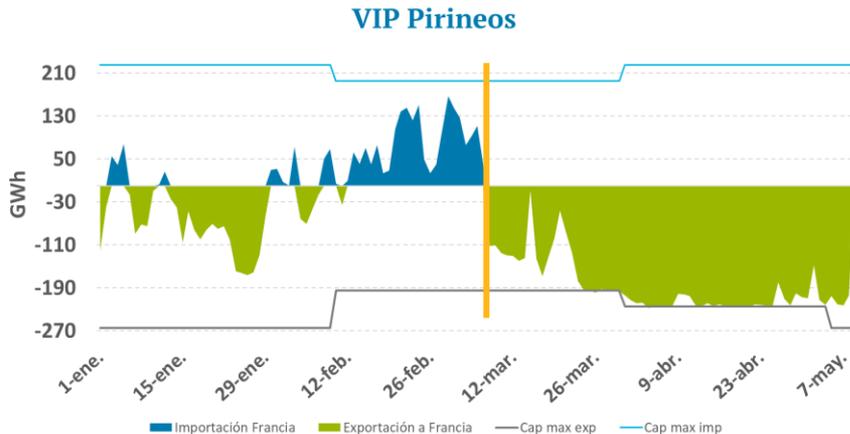


A partir del 5 de mayo, se recupera la plena capacidad de exportación en el VIP Pirineos, 265 GWh/día, dando por finalizada la Situación de Operación Excepcional nivel CERO (SOE0) declarada.



Récord histórico de exportaciones a Francia en Abr-23

5-mayo-23: Recuperada la capacidad nominal de exportación por el VIP Pirineos



España alcanza el récord histórico de exportación de gas natural a **Francia** a través de Pirineos en el mes de abril-23 (6,52 TWh)



[Ver nota de prensa](#)

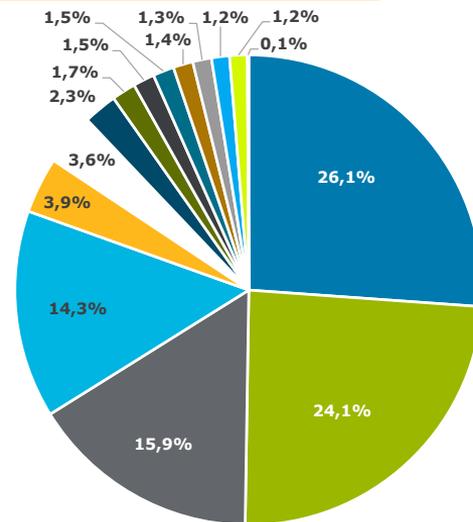
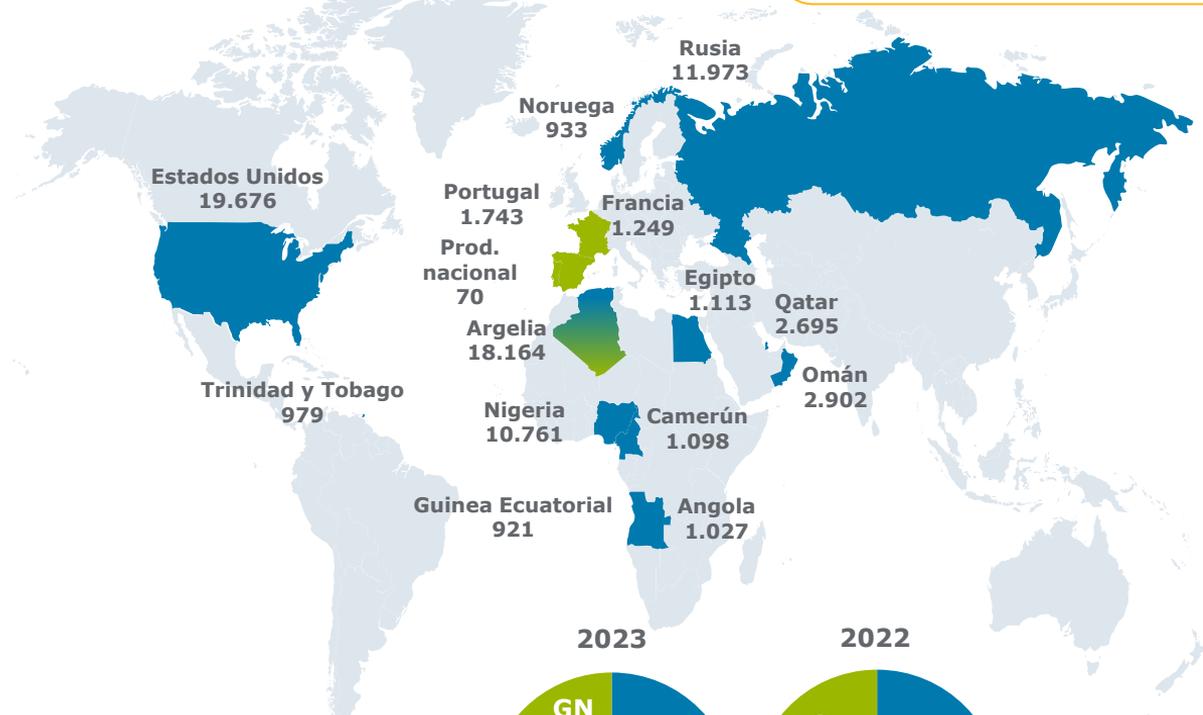
Del 9/feb al 5/may: SOE-0 por indisponibilidad de la EC de Irún

- Inversión del flujo por la conexión
- **Nota de operación 3/2023 de 9 de febrero** : indisponibilidad EC Euskadour → **Capacidad máxima Interconexión 195 GWh**
- **Nota de operación 3/2023 – continuación 1**
 - A partir del **1 de abril**, y a solicitud de Terega, aunque **continúa la indisponibilidad de la EC de Irún se garantizan 225 GWh/d** a una presión inferior a la recogida en el Interconnection Agreement.
- **Nota de operación 3/2023 – continuación 2 de 4 de abril**
 - **A partir del 4 de abril**, se dispone de 1 MC de la EC de Irún, **garantizándose una capacidad de exportación a Francia de 225 GWh/día en las condiciones de presión acordadas entre operadores** en situación normal de operación y recogidas en el Interconnection Agreement
- **Nota de operación 3/2023 – Final de 5 de mayo**
 - **A partir del 5 de mayo**, la EC de Euskadour cuenta con todos los equipos de transformación eléctrica disponibles, permitiendo con ello la **recuperación de la plena capacidad de exportación en el VIP Pirineos, 265 GWh/día**, en las condiciones previas al incidente. Así, se da por finalizada la Situación de Operación Excepcional nivel CERO (SOE0) declarada.

Orígenes del suministro

Marzo – Abril 2023

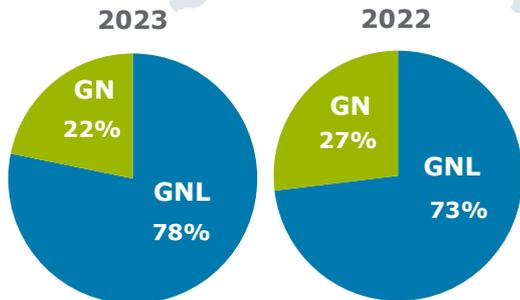
14 orígenes distintos de suministro durante los meses de marzo y abril 2023



- Estados Unidos
- Argelia
- Rusia
- Nigeria
- Omán
- Qatar
- Portugal
- Francia
- Egipto
- Camerún
- Angola
- Trinidad
- Noruega
- Guinea Ecuatorial
- Prod. Nacional

TWh

	Total GNL	Total GN
2023	58,9	16,4
2022	57,3	21,1



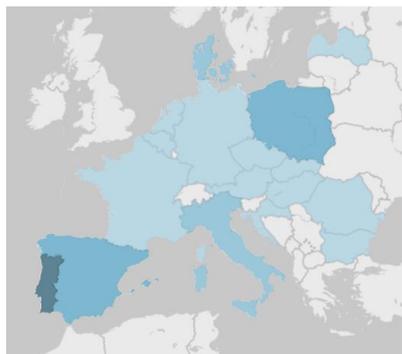
Situación AASS en Europa

Situación en Europa

	07-may-23	Año - 1
Almacenado (TWh)	696,8	400,5
Nivel de llenado (%)	62%	36%

Situación por país

AASS: Nivel de llenado 07-05-2022



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

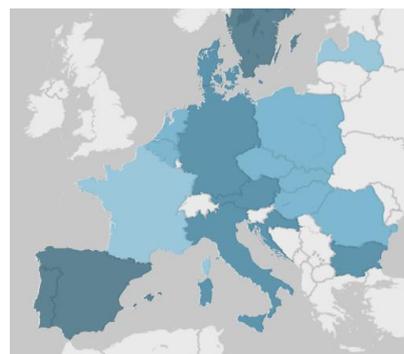
País	Gas almacenado (TWh)	% Llenado
Alemania	92,2	38%
Italia	76,7	40%
Países Bajos	42,5	31%
Austria	21,2	22%
Francia	49,0	37%
Hungría	15,0	22%
España	22,3	63%
República Checa	16,3	46%
Eslovaquia	8,5	24%
Polonia	30,2	83%
Rumanía	7,9	24%
Letonia	7,8	32%
Dinamarca	4,1	45%
Bulgaria	1,1	20%
Bélgica	1,6	19%
Portugal	3,2	89%
Croacia	0,9	18%
Suecia	0,01	7%
Total	400,5	

Situación en España

	07-may-23	Año - 1
Almacenado (TWh)	31,1	22,2
Nivel de llenado (%)	91%	63%

Alcanzado 90% de nivel de llenado el 3/mayo, con 6 meses de antelación

AASS: Nivel de llenado 07-05-2023



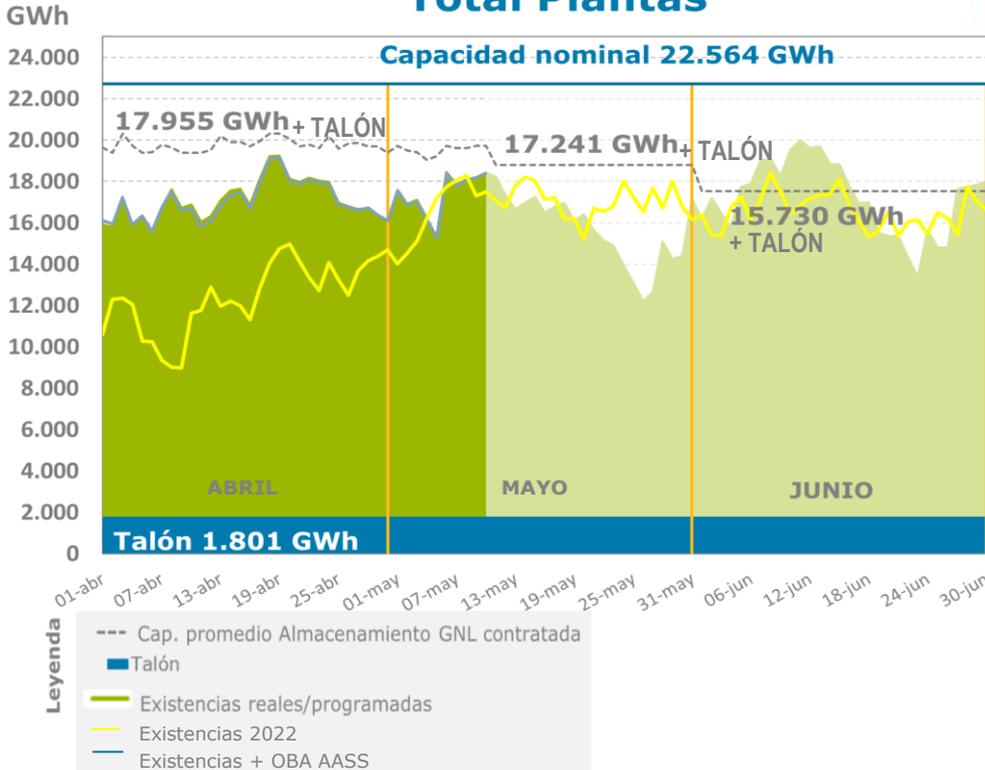
País	Gas almacenado (TWh)	% Llenado
Alemania	170,7	68%
Italia	130,9	68%
Países Bajos	89,1	63%
Austria	68,3	70%
Francia	55,0	41%
Hungría	33,4	48%
España	31,1	91%
República Checa	26,0	59%
Eslovaquia	23,7	64%
Polonia	19,6	52%
Rumanía	16,6	49%
Letonia	9,1	40%
Dinamarca	7,3	75%
Bulgaria	4,7	81%
Bélgica	3,9	51%
Portugal	3,8	96%
Croacia	3,5	73%
Suecia	0,10	95%
Total	696,8	

Evolución de las existencias de GNL

Tanque Virtual de Balance (TVB) y equivalentes europeos

En España el porcentaje de llenado a 09/05/2023 es del **79%**

Total Plantas



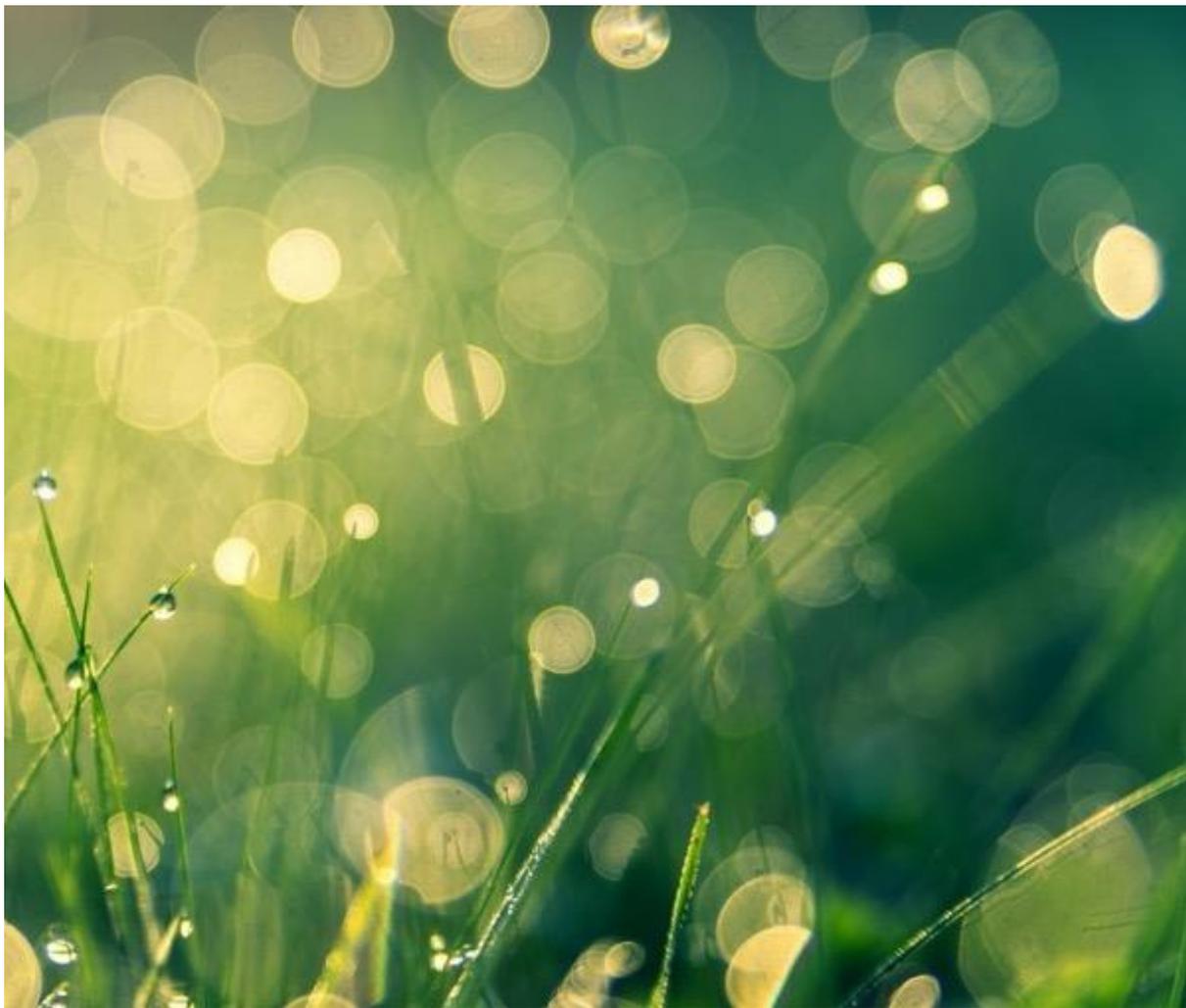
Equivalentes europeos de plantas

País	Existencias (GWh)	% llenado
España	17.425,04	77 %
Francia	5.096,20	56 %
Bélgica	2.677,92	70 %
Alemania	1.993,57	57 %
Países Bajos	1.585,33	34 %
Polonia	1.517,29	70 %
Portugal	1.388,02	52 %
Italia	1.177,09	37 %
Grecia	967,00	50 %
Lituania	659,99	58 %
Croacia	204,12	21 %
Total	34.691,57	



Stock en GWh estimado a partir de publicación de m³ de GNL.
 Factor de conversión: 6.804 kWh/m³
 Último dato publicado en ALSI (GIE)

Muchas
gracias



red eléctrica

Una empresa de Redeia



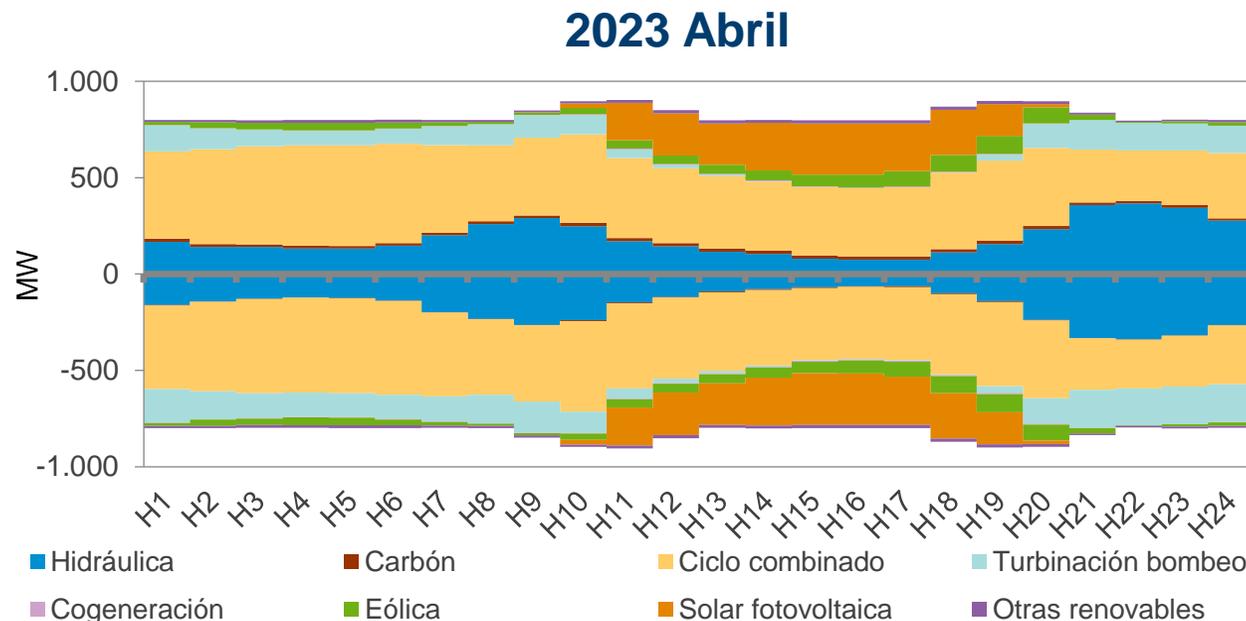
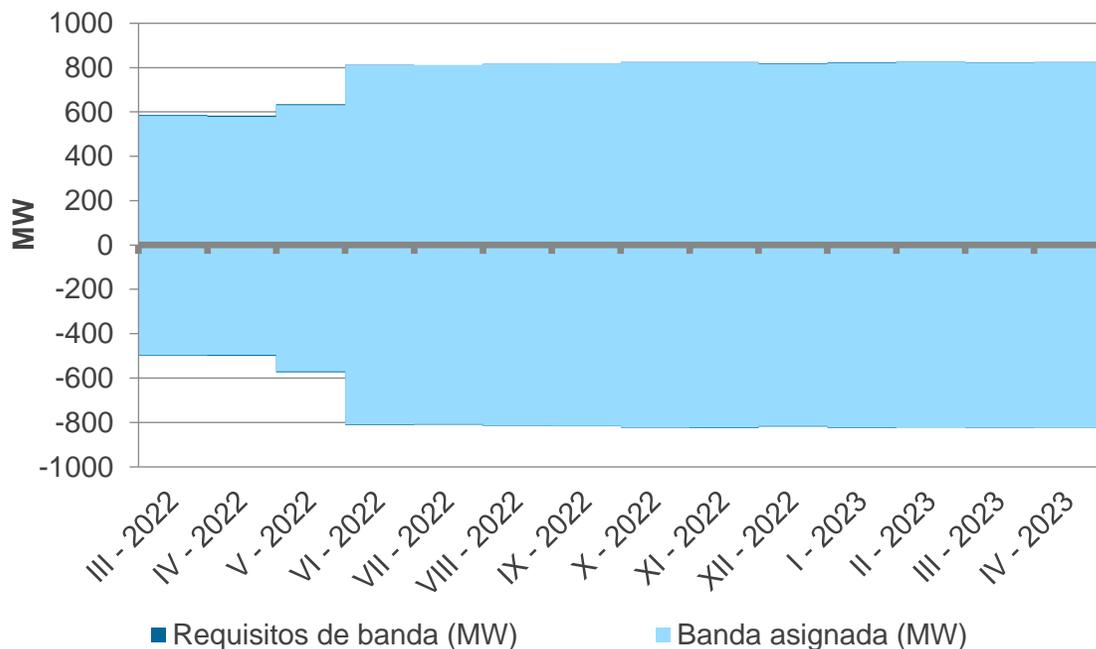
Resultados de los Mercados de Operación

Abril, 2023

Banda media horaria asignada

Valores acumulados Ene-Abr	2022	2023
Requisitos de banda (MW)	1.093	1.650
Banda asignada (MW)	1.084	1.647
Satisfacción	99%	100%

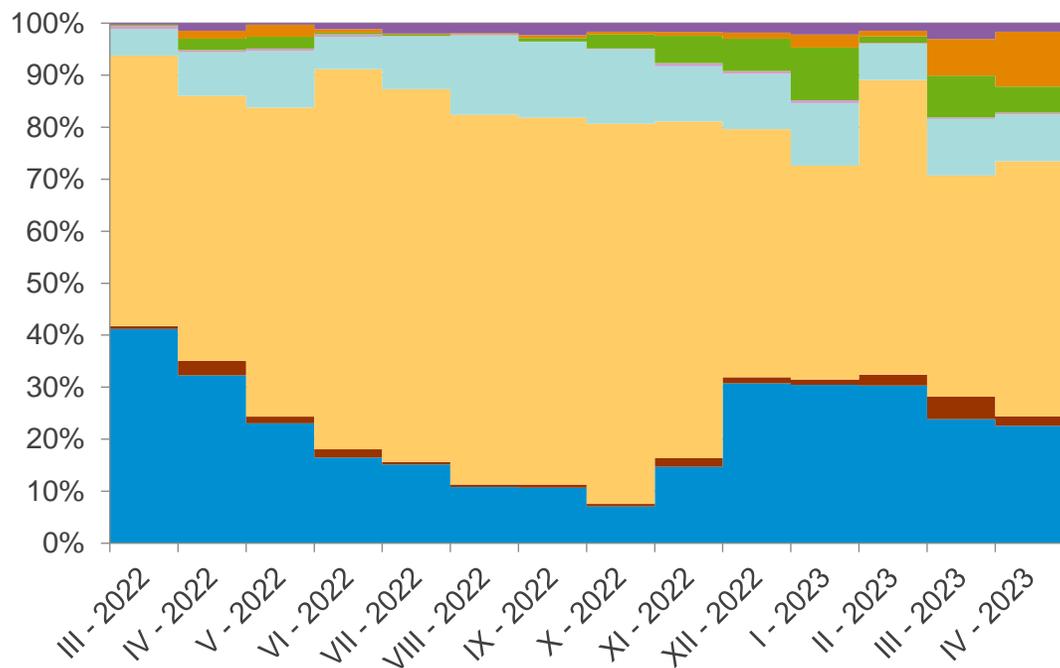
Valores mensuales	2023 Marzo	2023 Abril	Δ (%)
Requisitos de banda (MW)	1.648	1.651	0,1%
Banda asignada (MW)	1.646	1.648	0,1%
Satisfacción (%)	100%	100%	0,0%
Demanda Media Servida P48 (MWh)	26.141	22.874	-12,5%



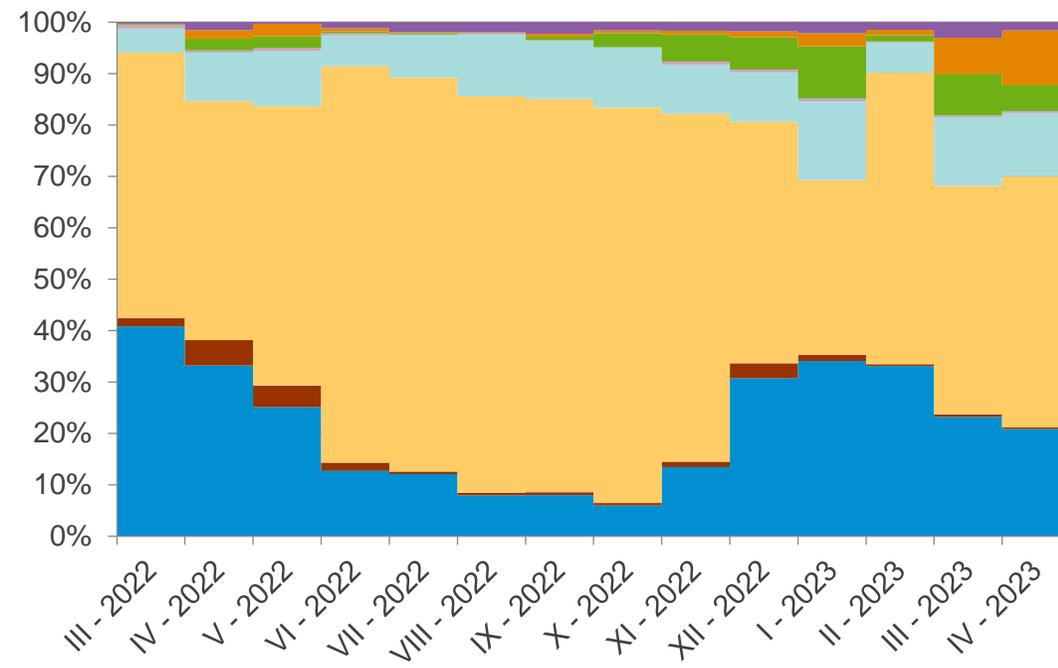
» Valores correspondientes a asignaciones de potencia media horaria

Tecnología asignada

A SUBIR



A BAJAR

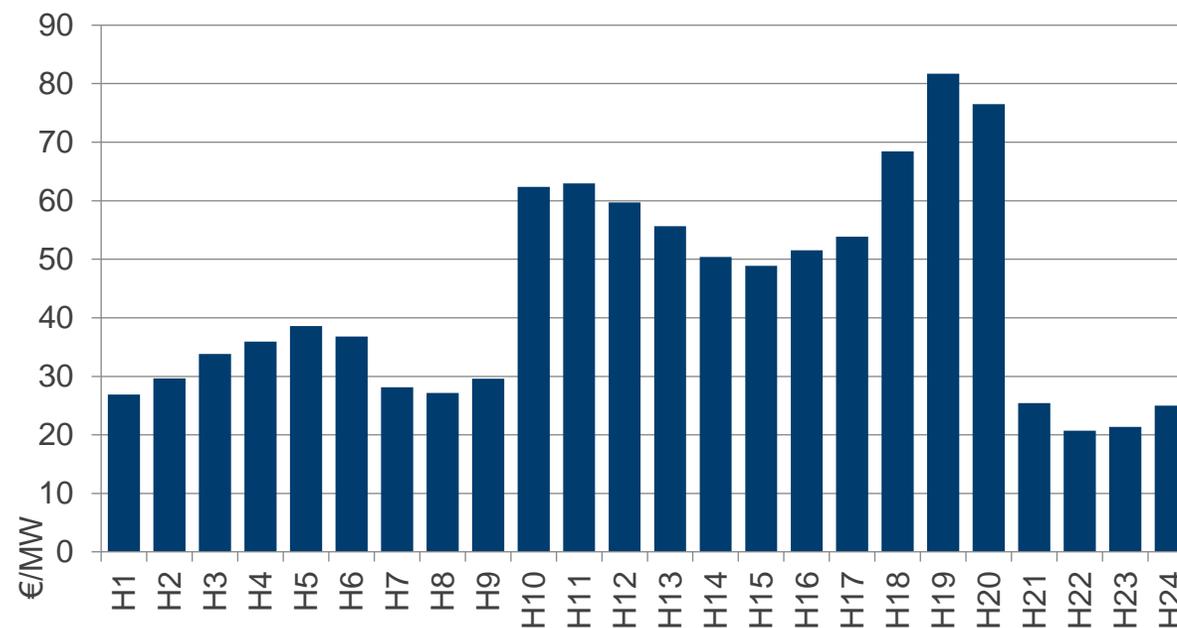
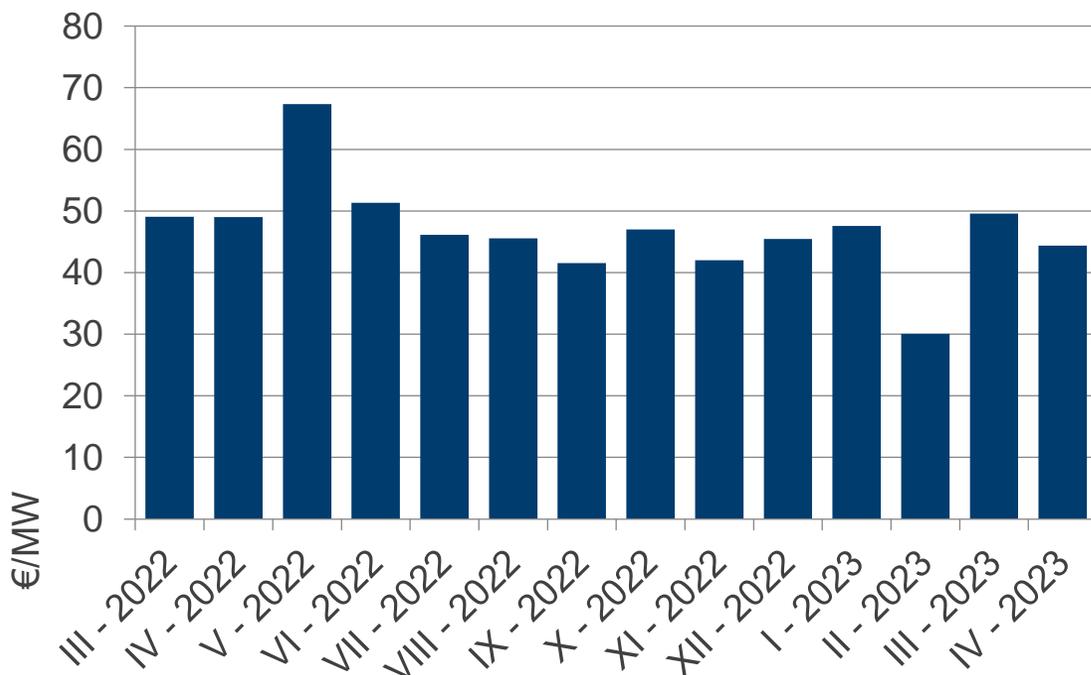


■ Hidráulica
 ■ Carbón
 ■ Ciclo Combinado
 ■ Turbinación bombeo
 ■ Cogeneración
 ■ Eólica
 ■ Solar fotovoltaica
 ■ Otras Renovables

Precio Medio Ponderado

Precio Medio Ponderado (€/MW)	2022	2023	Δ (%)
Marzo	49,05	49,55	1,0%
Abril	49,01	44,39	-9,4%
Precio Medio Ponderado (Ene-Abr)	37,62	43,19	14,8%

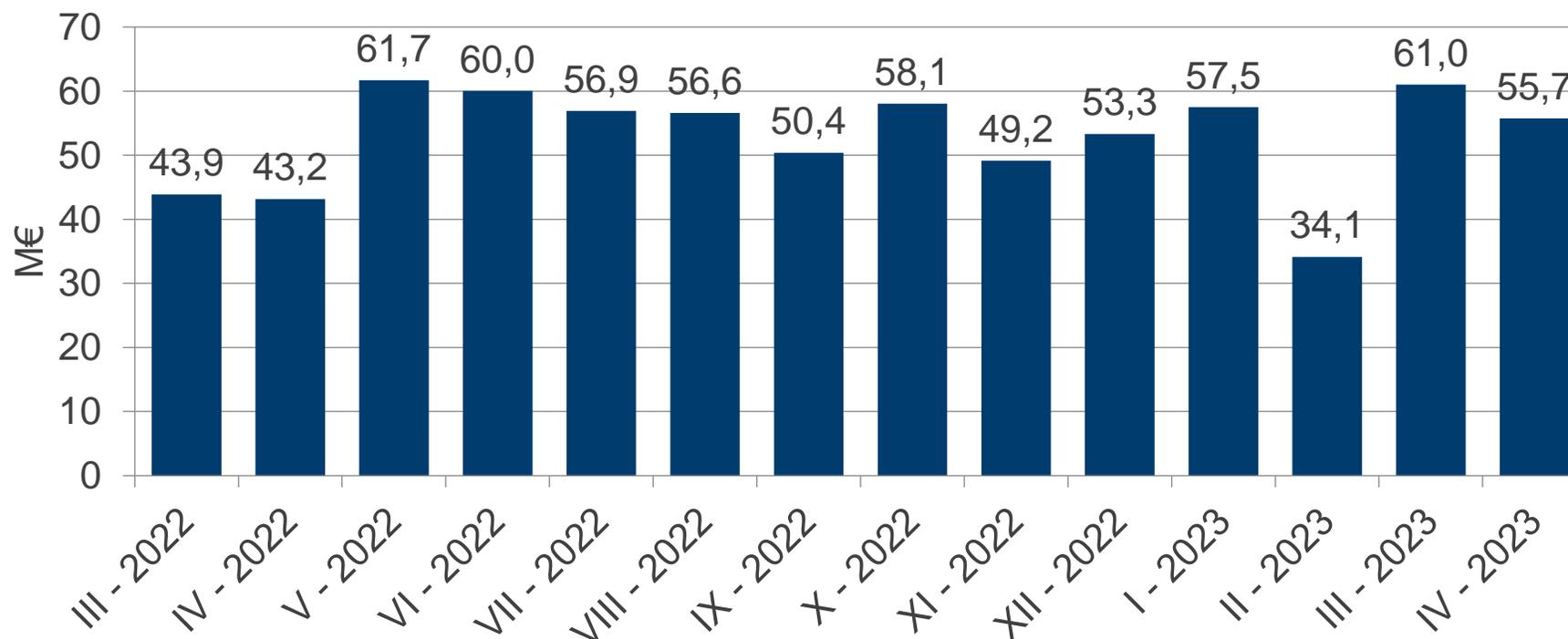
Abril 2023 (POR HORA)



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

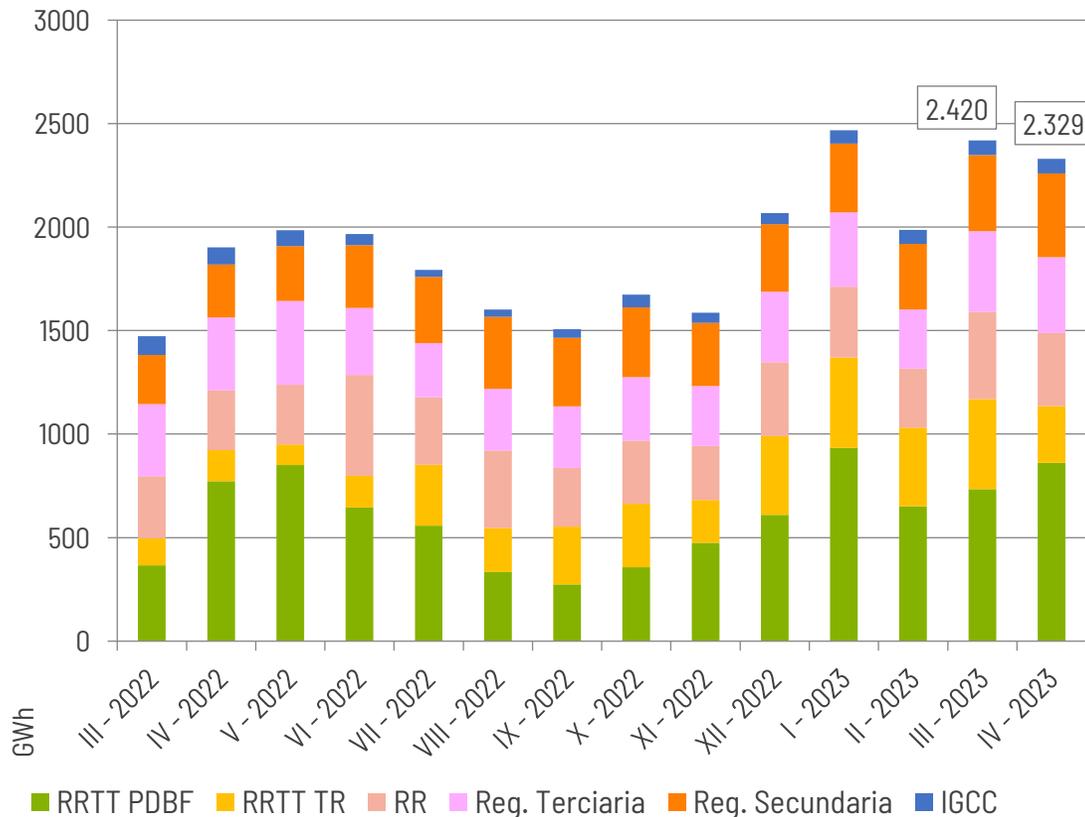
Coste

Coste (M€)	2022	2023	Δ (%)
Marzo	43,9	61,0	39,1%
Abril	43,2	55,8	29,2%
Coste medio mensual (Ene-Abr)	33,0	52,1	58,1%

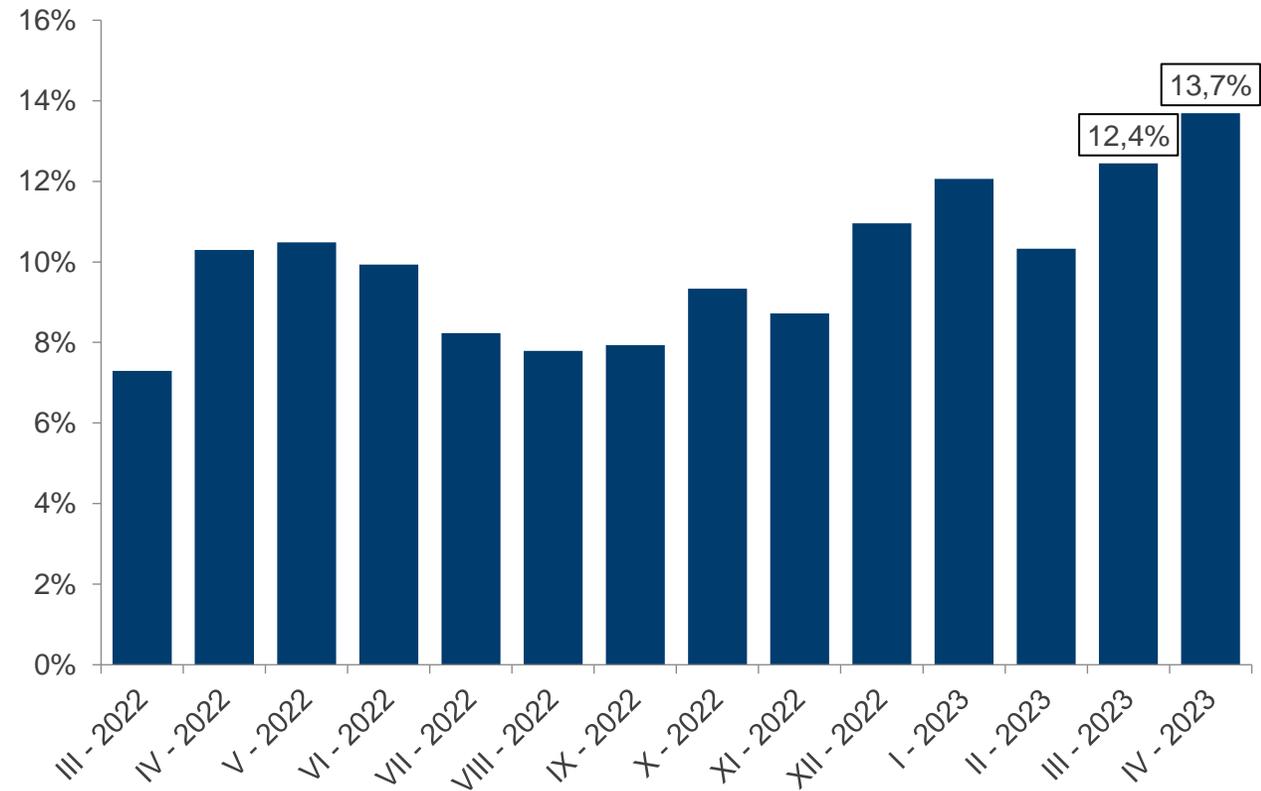


Energía utilizada para gestión de SAS

RRTT PDBF + RRTT TR + RR⁽¹⁾ + REG. TERCIARIA⁽²⁾ + REG. SECUNDARIA + IGCC



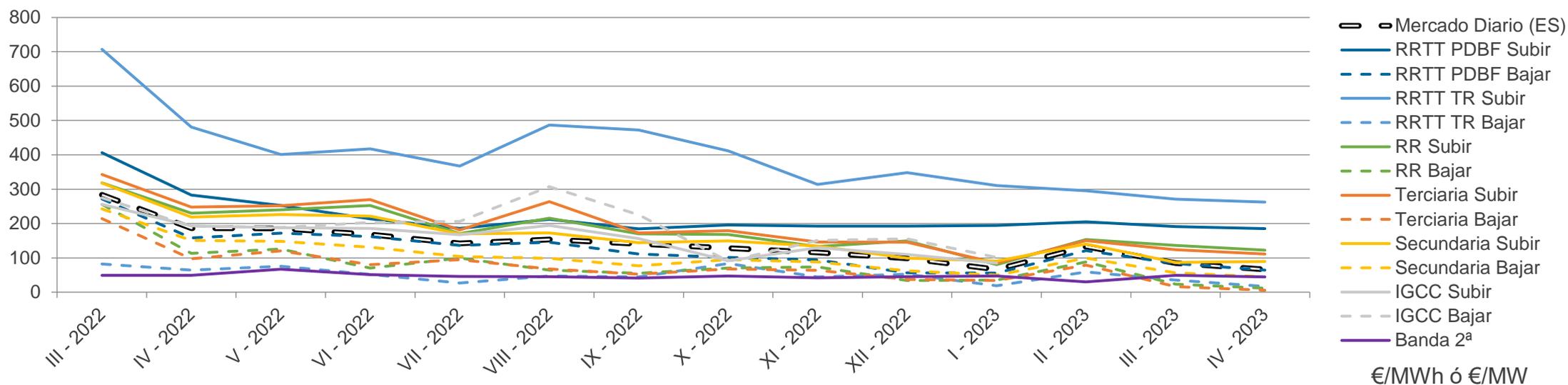
Energía de SAS respecto a Demanda Total Servida (%)



(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

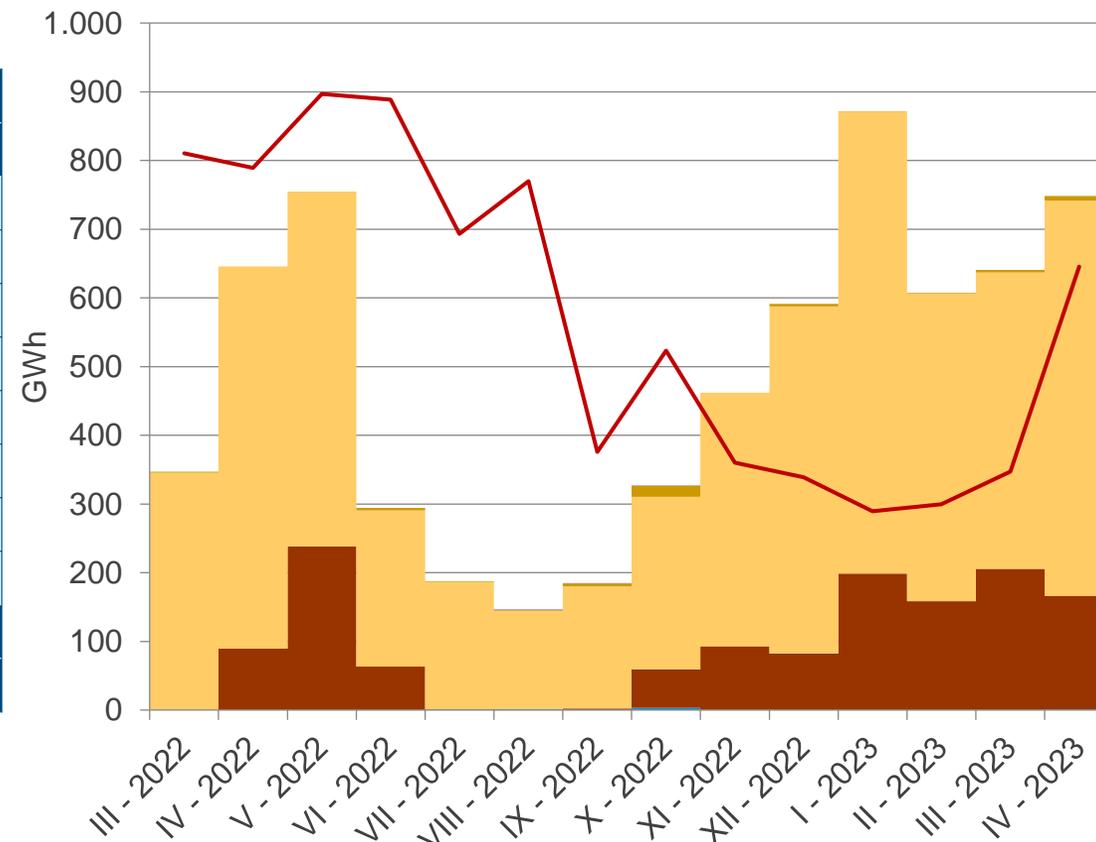
€/MWh ó €/MW	III - 2022	IV - 2022	V - 2022	VI - 2022	VII - 2022	VIII - 2022	IX - 2022	X - 2022	XI - 2022	XII - 2022	I - 2023	II - 2023	III - 2023	IV - 2023
Mercado Diario (ES)	283,49	186,76	185,82	168,19	142,44	153,60	140,72	128,20	116,08	98,55	66,56	133,01	84,76	66,17
RRTT PDBF Subir	406,22	283,20	252,48	213,49	185,95	212,27	184,29	196,01	192,50	192,49	194,79	205,22	191,05	185,27
RRTT PDBF Bajar	271,96	158,38	171,77	162,02	136,40	145,58	111,13	101,24	94,41	56,72	55,81	121,20	83,85	64,33
RRTT TR Subir	707,26	480,70	401,25	417,63	367,58	487,00	472,56	411,82	313,88	348,22	310,51	295,50	270,90	262,22
RRTT TR Bajar	82,25	64,31	75,40	52,01	26,91	47,09	44,34	83,71	44,83	52,68	18,73	59,15	35,70	17,18
RR Subir	318,69	230,00	240,01	252,50	170,53	215,50	170,20	168,38	133,05	149,78	80,30	153,30	136,27	122,27
RR Bajar	255,86	113,43	126,02	70,15	99,37	64,67	55,45	70,36	73,42	33,95	35,15	87,95	23,49	11,49
Terciaria Subir	342,67	248,18	251,95	269,58	181,02	263,87	172,82	179,21	146,54	145,61	84,63	150,09	123,99	111,11
Terciaria Bajar	214,24	97,35	120,45	80,17	94,86	67,93	52,75	67,87	63,75	37,17	34,27	78,68	16,41	5,72
Secundaria Subir	317,93	219,18	225,88	221,34	169,97	172,85	144,59	149,36	134,66	99,72	90,81	140,15	86,80	89,32
Secundaria Bajar	242,77	150,65	148,06	130,85	104,09	99,05	77,14	94,92	88,48	62,33	50,03	99,30	56,60	44,34
IGCC Subir	256,02	193,24	187,84	185,92	167,31	194,55	156,21	91,66	129,79	109,74	85,06			
IGCC Bajar	274,86	192,17	188,48	203,20	206,47	307,48	225,17	90,39	151,01	155,69	101,35			
Banda 2 ^a	49,05	49,01	67,34	51,34	46,13	45,58	41,53	47,00	41,98	45,47	47,58	30,06	49,55	44,39



⁽¹⁾ 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

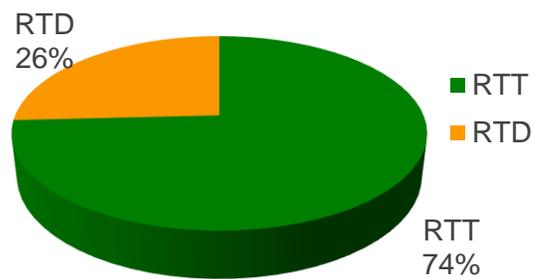
Fase I

Energía a Subir (GWh)			
Valores acumulados Ene-Abr	2022	2023	Δ (%)
Carbón	99	728	632%
Ciclo combinado	1.482	2.127	44%
Cogeneración y residuos	0	0	-
Hidráulica	0	1	-
Eólica	0	0	-
Turbinación bombeo	0	0	-100%
Consumo bombeo	1	13	859%
Otras renovables	0	0	-
Total	1.583	2.869	81%
Precio medio ponderado (€/MWh)	300,87	191,77	-36%



- Hidráulica
- Carbon
- Ciclo combinado
- Consumo bombeo
- Turbinación bombeo
- Cogeneración y residuos
- Otras renovables
- Mismo mes año anterior

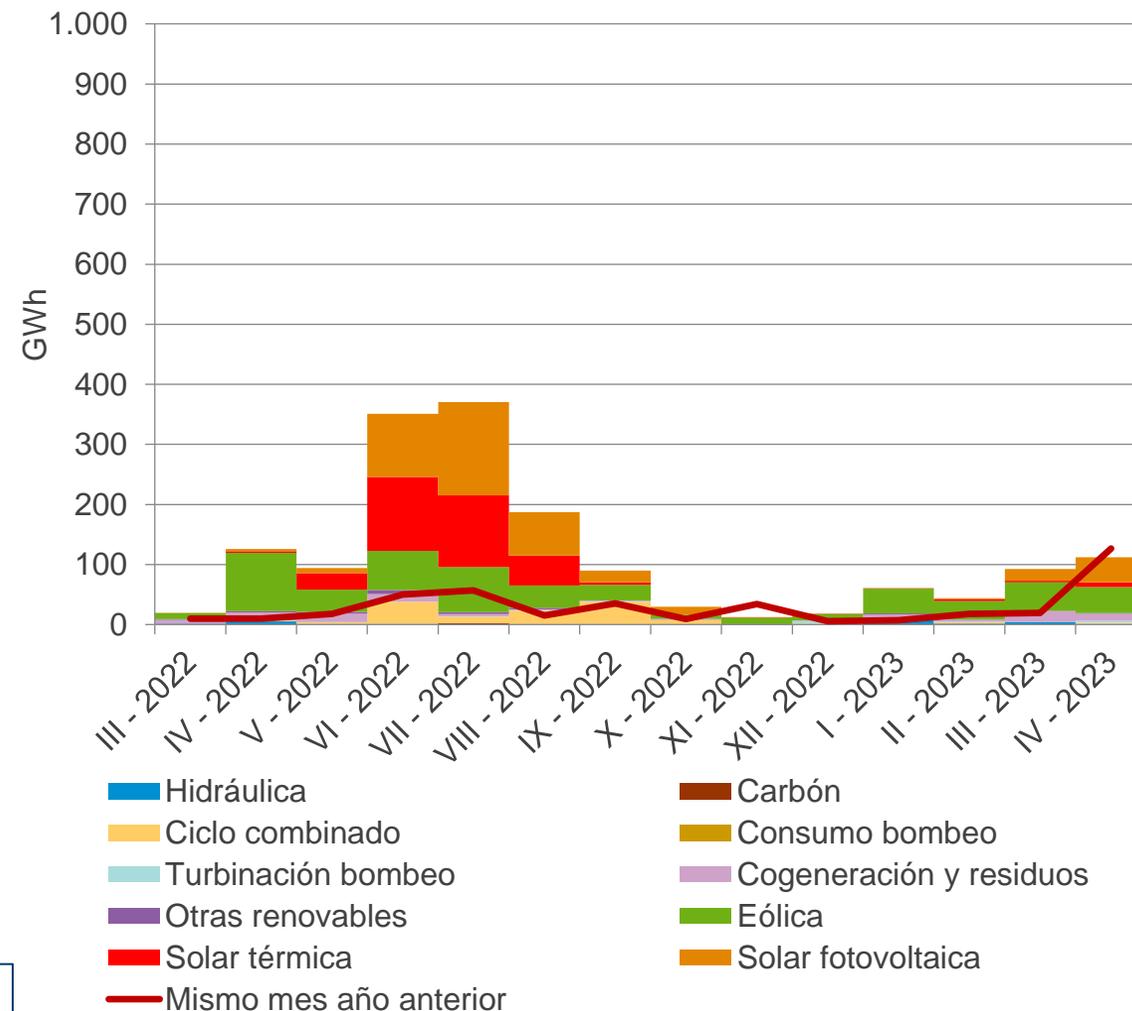
RRTT PDBF A SUBIR



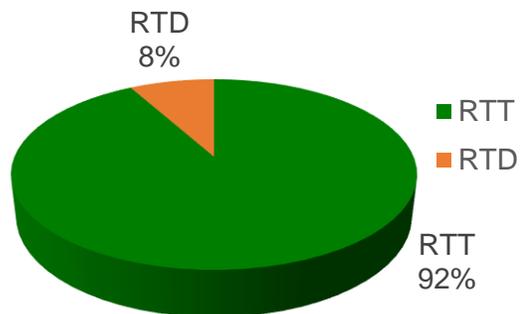
RTT: Restricción Técnica Red de Transporte
 RTD: Restricción Técnica Red de Distribución

Fase I

Energía a Bajar (GWh)			
Valores acumulados Ene-Abr	2022	2023	Δ (%)
Carbón	0	0	-
Ciclo combinado	9	4	-52%
Cogeneración y residuos	23	39	73%
Hidráulica	8	18	134%
Eólica	119	162	36%
Turbinación bombeo	0	5	1425%
Consumo bombeo	0,0	0	-
Otras renovables	3,9	4	12%
Solar fotovoltaica	3,8	64	1580%
Solar térmica	3,5	14	312%
Total	170	311	82%
Precio medio ponderado (€/MWh)	190,33	78,18	-59%



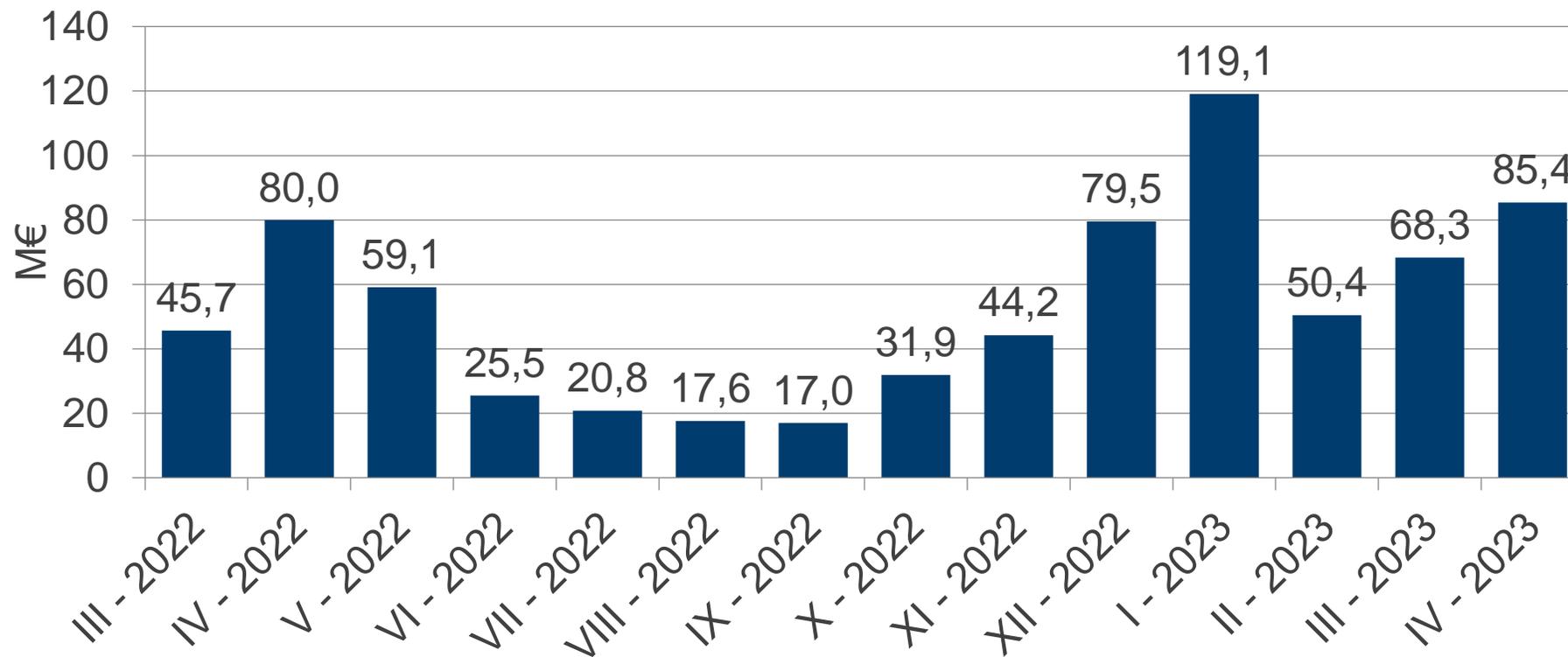
RRTT PDBF A BAJAR



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

Coste

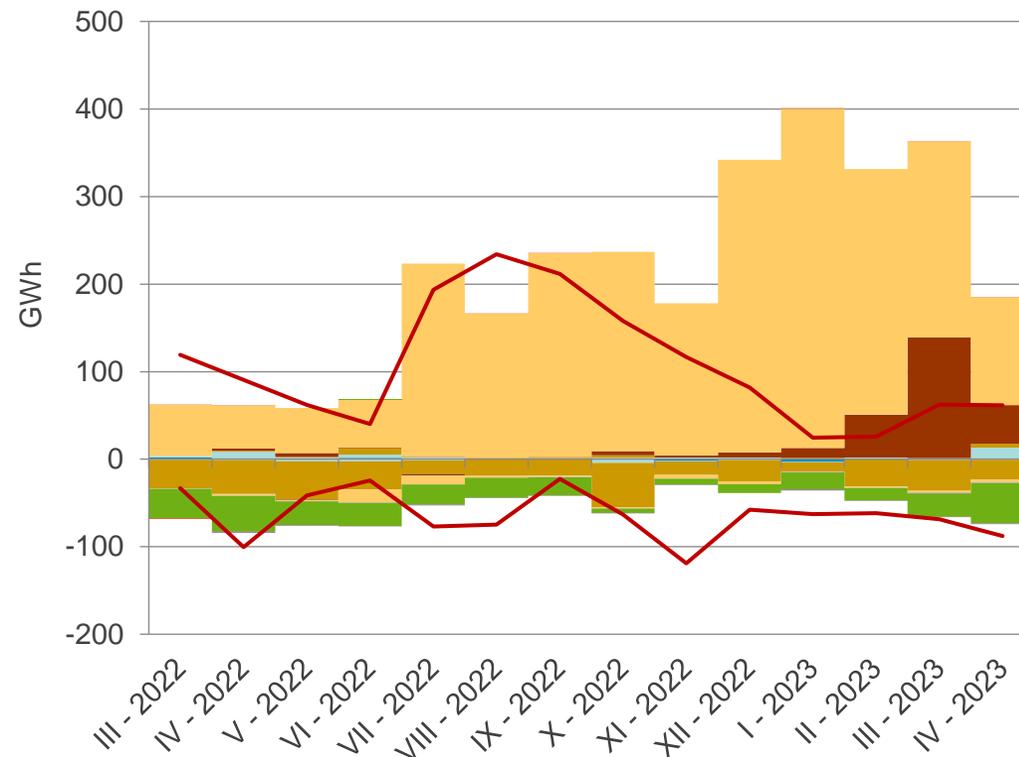
Coste (M€)	2022	2023	Δ (%)
Marzo	45,7	68,3	49,6%
Abril	80,0	85,4	6,8%
Coste medio mensual (Ene-Abr)	44,3	80,8	82,6%



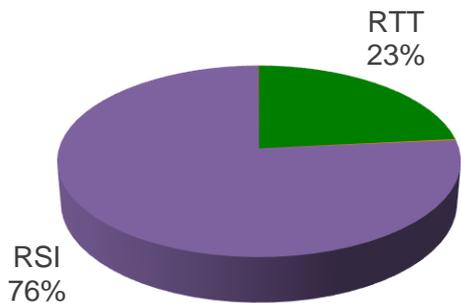
RRTT TR y solución congestiones en interconexiones no UE

red eléctrica

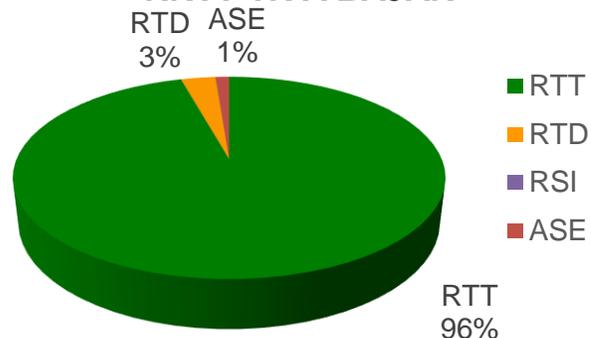
Valores acumulados Ene-Abr	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2022	2023	Δ (%)	2022	2023	Δ (%)
Hidráulica	2,5	0,8	-67%	1,0	4,1	293%
Carbón	2,7	242,3	9043%	0,0	0,0	-
Ciclo combinado	154,5	1.015,9	558%	3,1	6,2	96%
Turbinación bombeo	12,7	15,9	25%	1,3	0,8	-34%
Consumo bombeo	1,3	5,4	327%	123,0	99,9	-19%
Cogeneración y residuos	0,0	0,0	-	2,2	3,7	68%
Eólica	0,0	0,0	-	143,9	107,3	-25%
Solar térmica	0,0	0,0	-	1,5	14,9	901%
Solar fotovoltaica	0,0	0,0	-	2,9	12,5	337%
Otras renovables	0,0	0,0	-	2,0	2,2	12%
Enlace balear	0,5	1,0	116%	0,2	0,0	-100%
Total	174,1	1.281,3	636%	281,1	251,6	-10%
Precio medio ponderado (€/MWh)	715,26	330,18	-54%	66,33	31,12	-53%
Solución de congestiones en interconexiones no UE	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-



RRTT TR A SUBIR



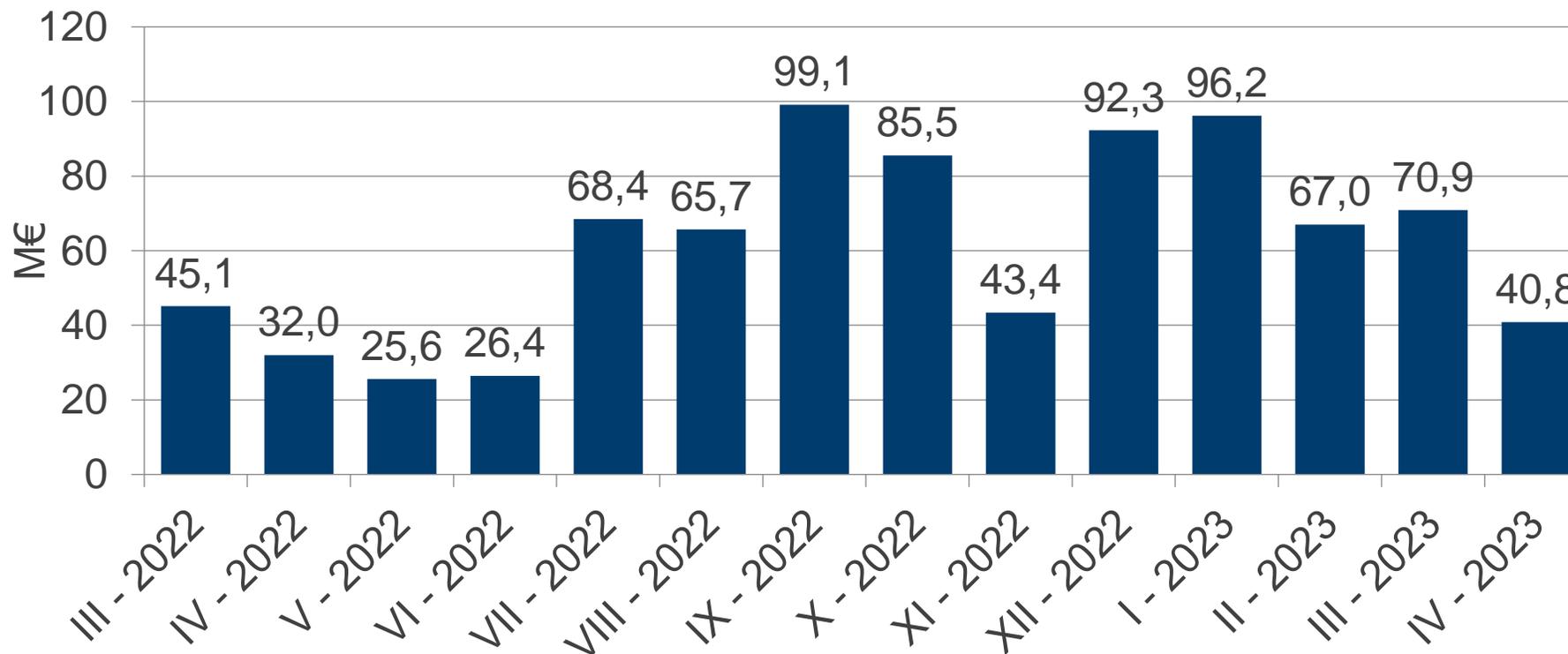
RRTT TR A BAJAR



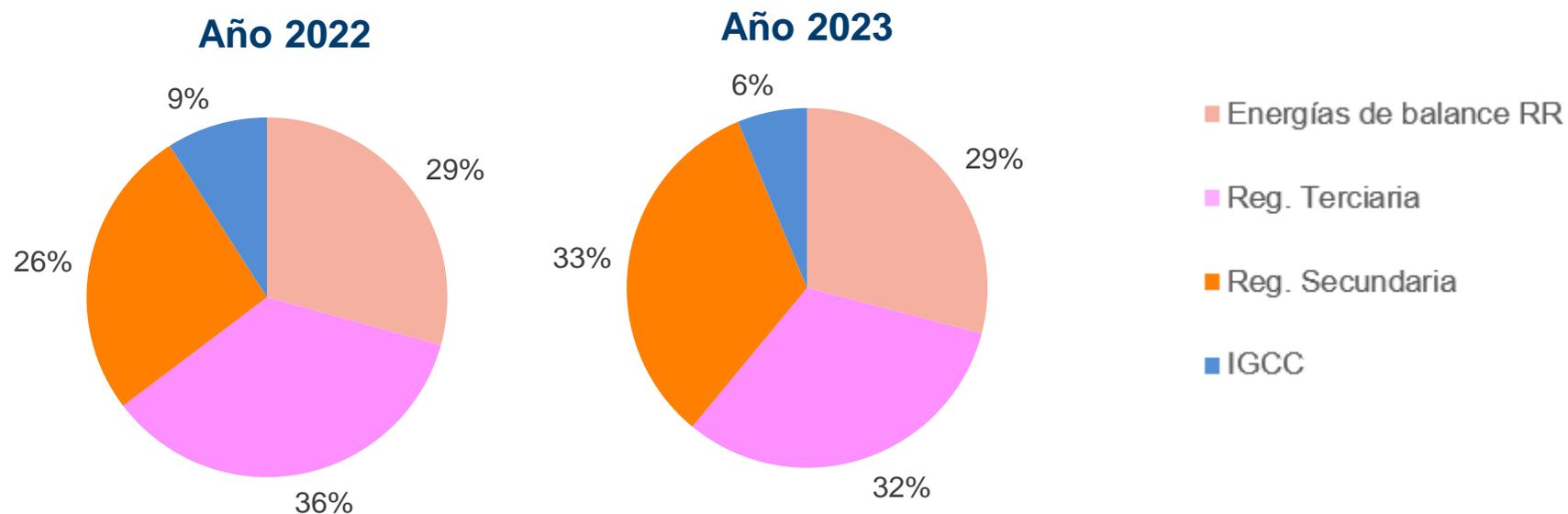
RTT: Restricción Técnica Red de Transporte
 RTD: Restricción Técnica Red de Distribución
 RSI: Reserva Potencia a Subir Insuficiente
 ASE: Control Desvíos Área Síncrona Europa Continental

Coste

Coste (M€)	2022	2023	Δ (%)
Marzo	45,1	70,9	57,1%
Abril	32,0	40,8	27,5%
Coste medio mensual (Ene-Abr)	28,9	68,7	137,5%



Valores acumulados Ene-Abr	Año 2022	Año 2023	Diferencia 2023 c/r 2022
Energías de balance RR ⁽¹⁾	1.057	1.262	19%
Reg. Terciaria ⁽²⁾	1.278	1.385	8%
Reg. Secundaria	948	1.423	50%
IGCC	327	272	-17%
Total (GWh)	3.610	4.342	20,3%



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

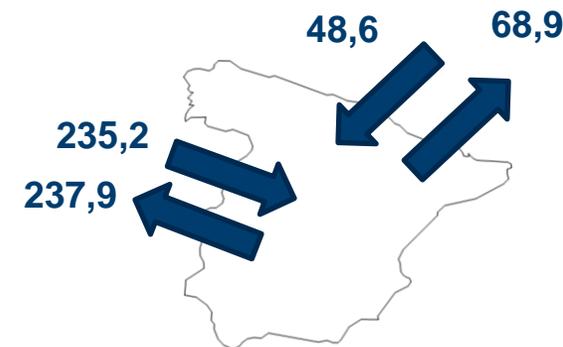
⁽²⁾ Incluye asignaciones de regulación terciaria por activación programada y directa,7

Asignaciones de energías de balance de tipo RR

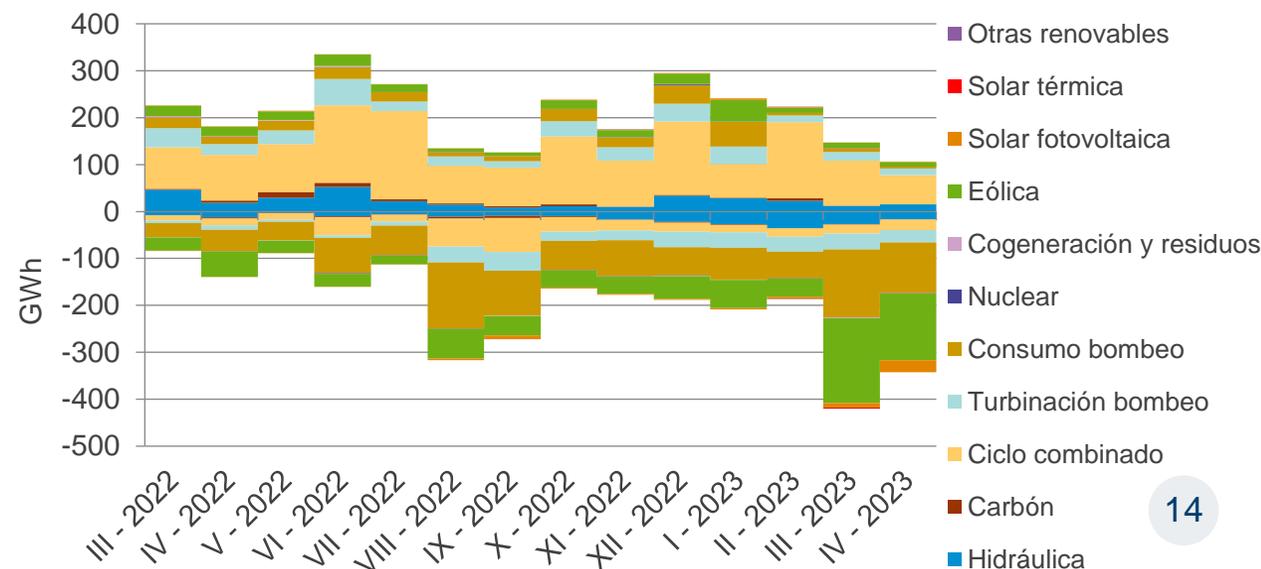
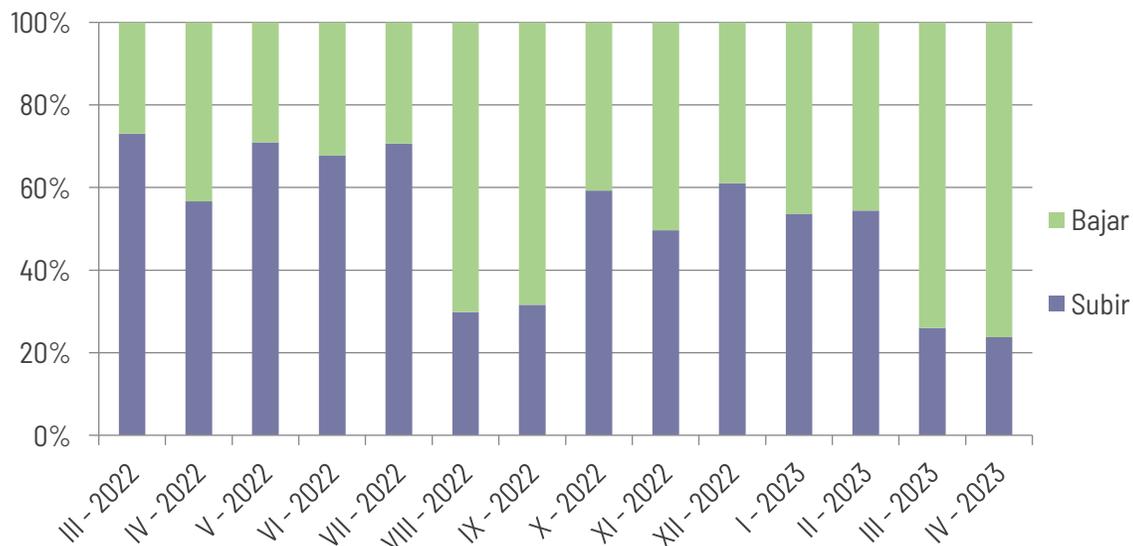
red eléctrica

Valores acumulados Ene-Abr	Energía Asignada a Subir (GWh)			Energía Asignada a Bajar (GWh)		
	2022	2023	Δ (%)	2022	2023	Δ (%)
Hidráulica	130	78	-40%	33	106	221%
Turbinación bombeo	110	84	-24%	25	125	400%
Consumo bombeo	68	71	4%	138	377	173%
Carbón	16	8	-50%	4	3	-25%
Ciclo combinado	382	392	3%	62	75	21%
Nuclear	1	1	0%	0	1	-
Cogeneración y residuos	7	0	-100%	2	3	50%
Eólica	74	76	3%	126	422	235%
Solar fotovoltaica	1	8	700%	0	45	-
Solar térmica	0	0	-	0	0	-
Otras renovables	0	0	-	0	0	-
Demanda	0	0	-	0	0	-
Total	789	718	-9%	390	1.157	197%
Necesidades cubiertas	785	400	-49%	272	862	217%
PMP Necesidades cubiertas (€/MWh)	258,95	117,08	-55%	164,14	31,52	-81%

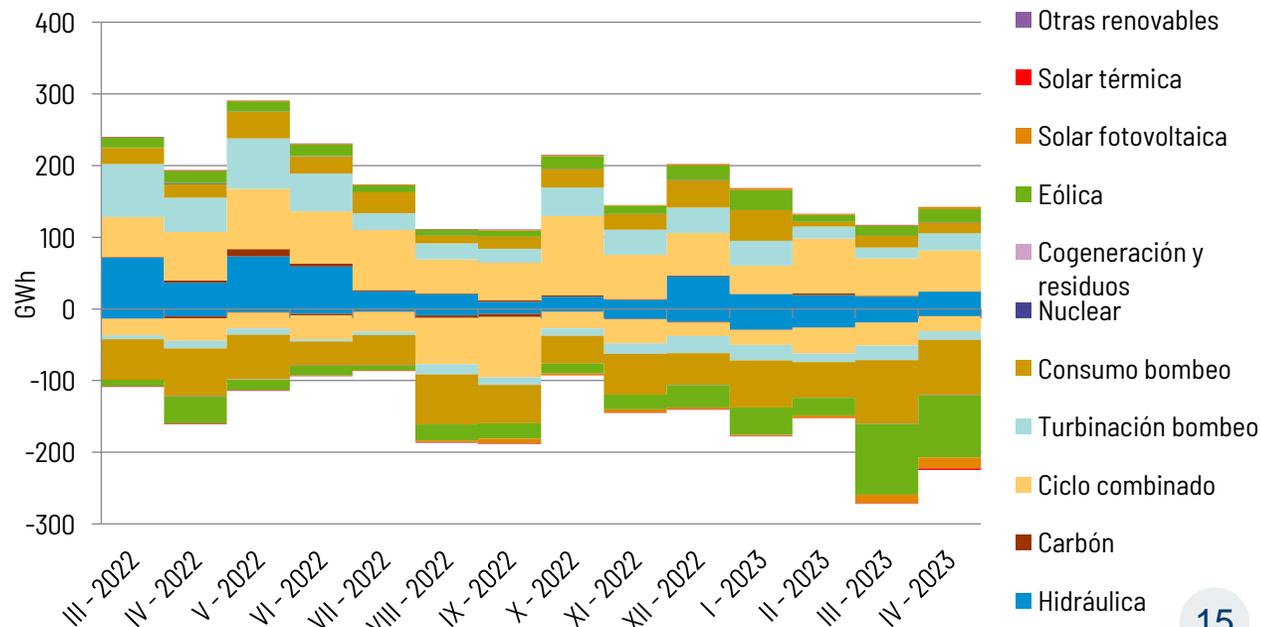
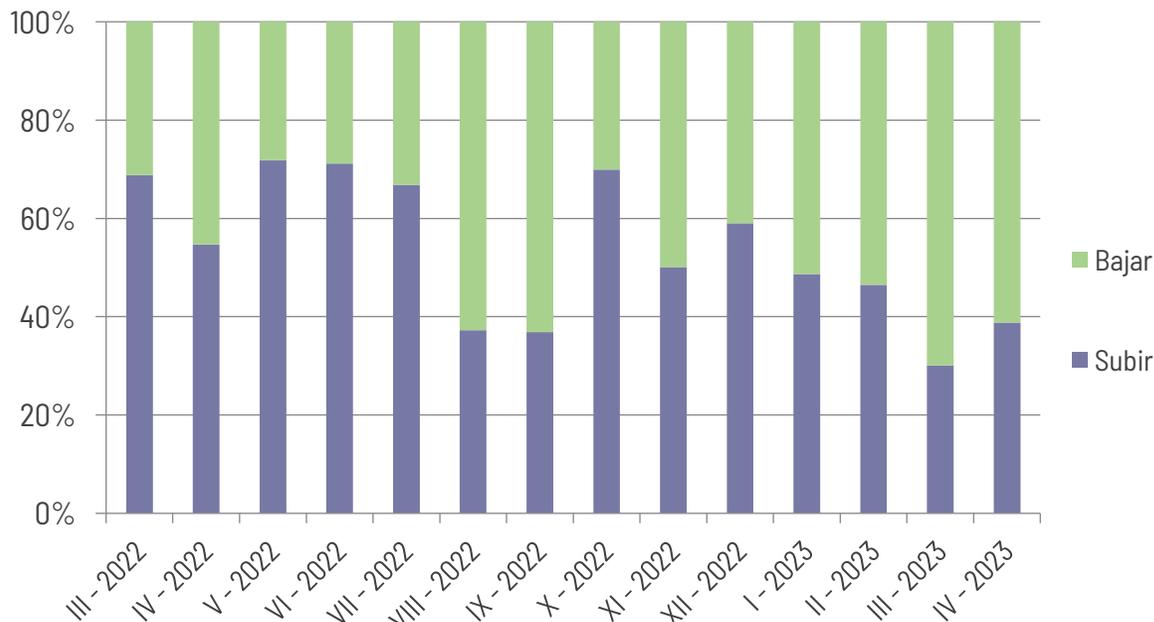
Intercambios en frontera (GWh)			
	2022	2023	Δ (%)
Exportación	316,0	306,8	-3%
Importación	431,0	283,8	-34%



PMP asignación (€/MWh)		
2022	2023	Δ (%)
235,16	58,64	-75%

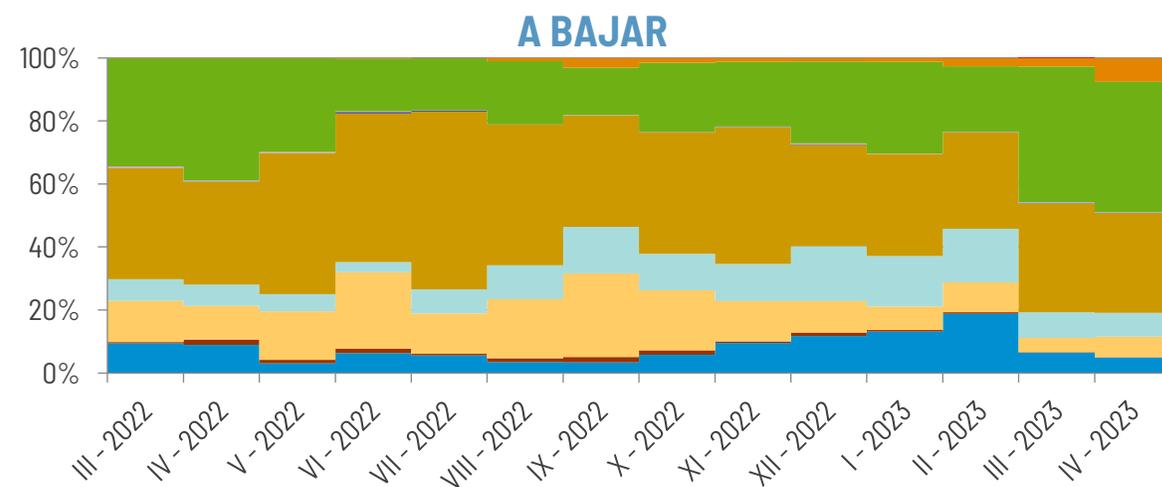
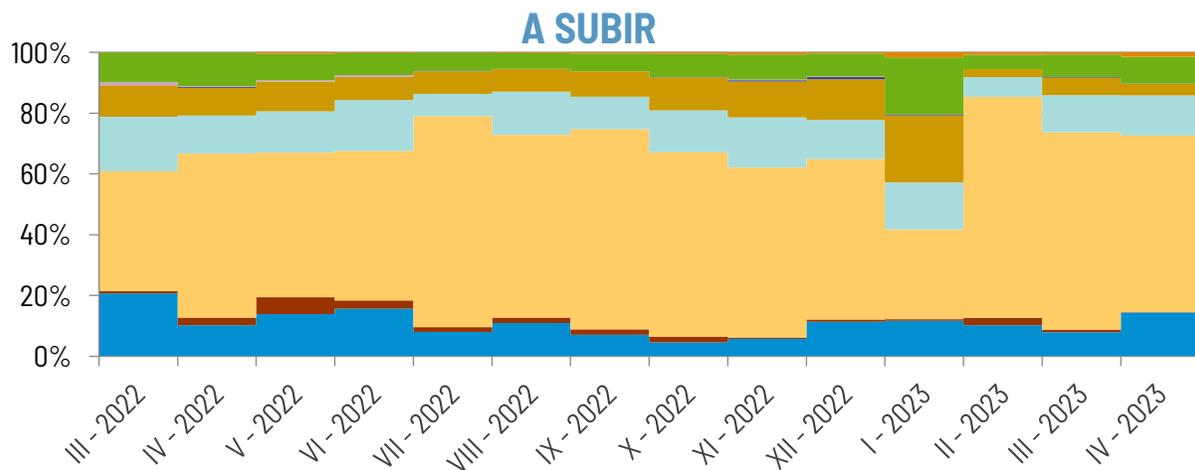


Valores acumulados Ene-Abr	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2022	2023	Δ (%)	2022	2023	Δ (%)
Hidráulica	228	81	-64%	43	84	95%
Turbinación bombeo	202	90	-55%	27	66	144%
Consumo bombeo	84	81	-4%	228	281	23%
Carbón	7	5	-29%	4	2	-50%
Ciclo combinado	226	225	0%	111	109	-2%
Nuclear	2	0	-100%	0	0	-
Cogeneración y residuos	2	0	-100%	1	1	0%
Eólica	52	69	33%	60	248	313%
Solar fotovoltaica	1	8	700%	0	32	-
Solar térmica	0	0	-	1	3	200%
Otras renovables	0	0	-	0	0	-
Total	804	559	-30%	475	826	74%
Precio medio ponderado (€/MWh)	272,91	114,93	-58%	147,68	28,91	-80%

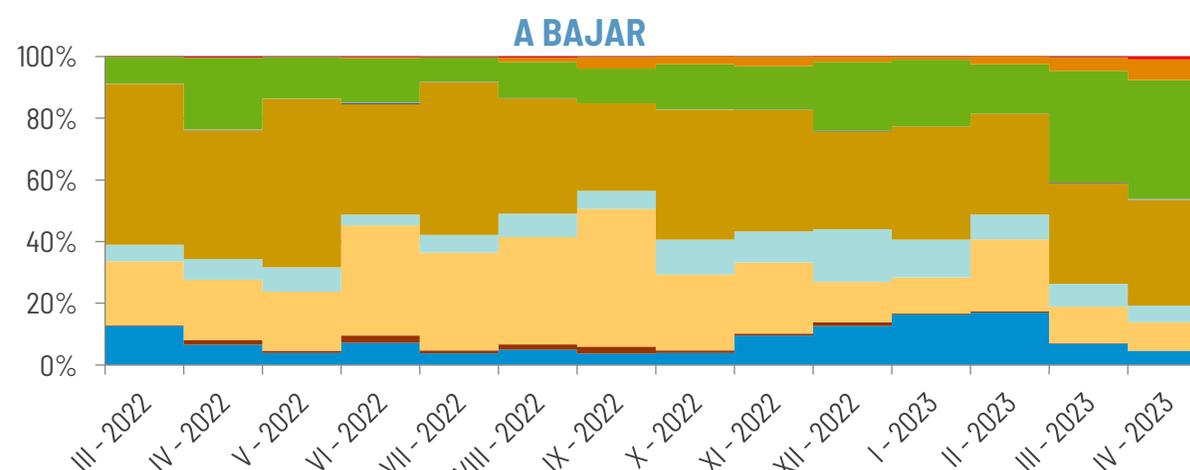
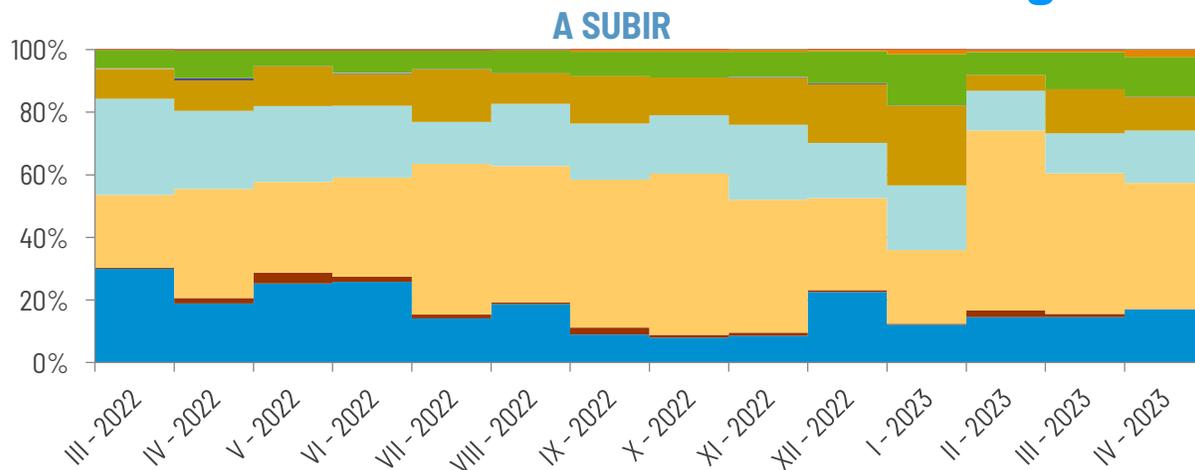


⁽¹⁾ Incluye asignaciones de regulación terciaria por activación programada y directa, está última pues en servicio el 24 de mayo de 2022

Energías de balance RR



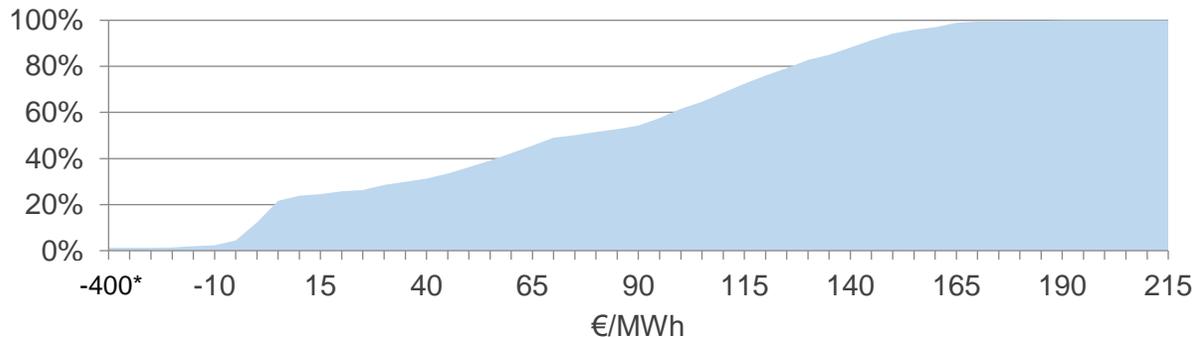
Regulación Terciaria



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

Energías de balance RR

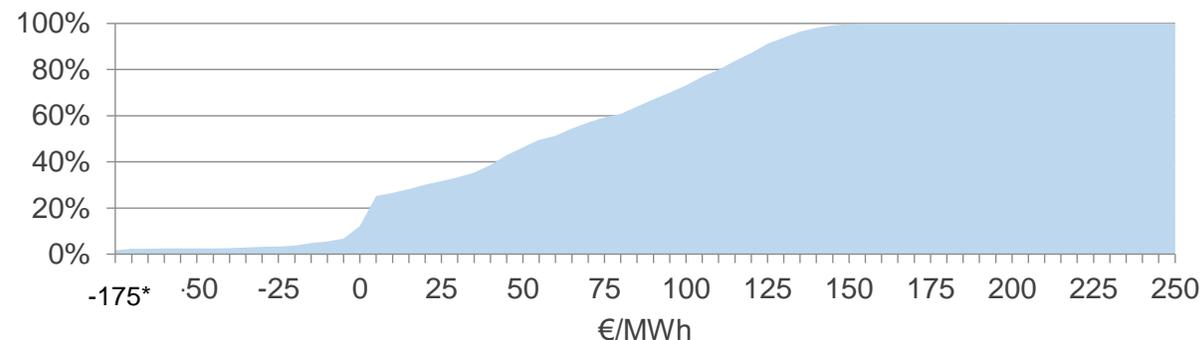
2023 Marzo



Precio Máx. Asig. RR = 210,80 €/MWh (05/03/2023 18:45)

Precio Mín. Asig. RR = -353,57 €/MWh (26/03/2023 18:45)

2023 Abril

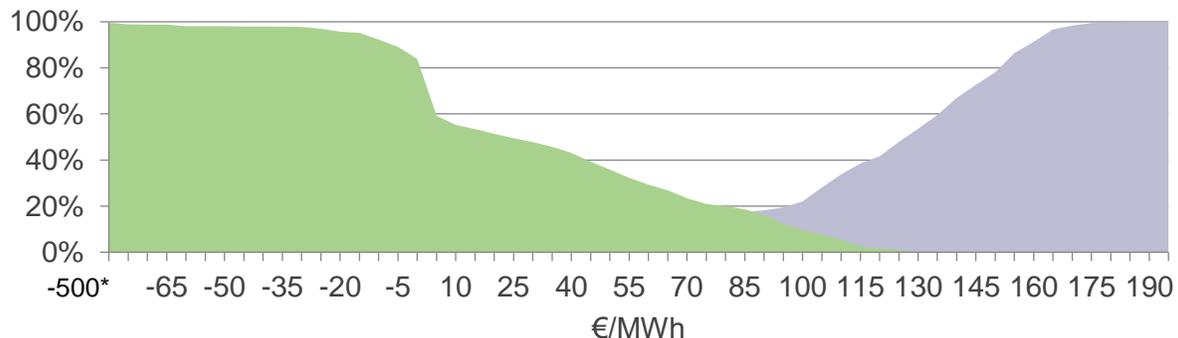


Precio Máx. Asig. RR = 249,49 €/MWh (16/04/2023 02:00)

Precio Mín. Asig. RR = -151,89 €/MWh (16/04/2023 10:45)

Regulación Terciaria⁽¹⁾

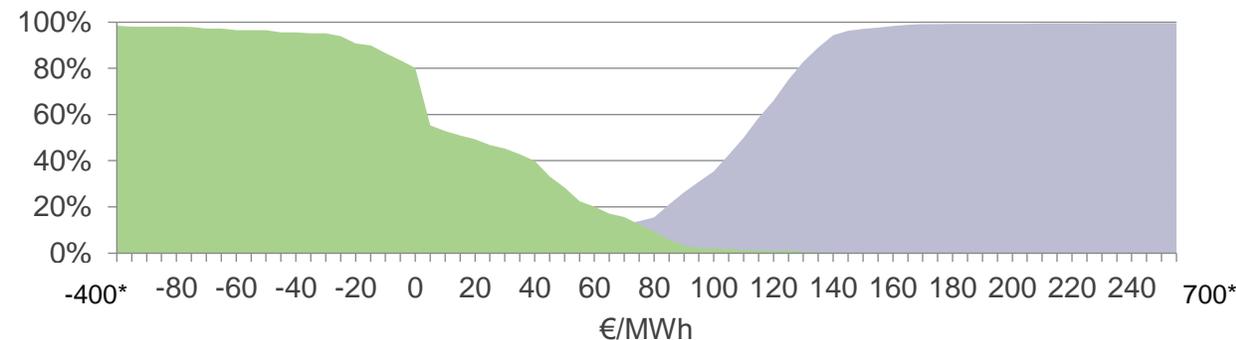
2023 Marzo



Precio Máx. Subir = 190,42 €/MWh (12/03/2023 19:45)

Precio Mín. Bajar = -500,00 €/MWh (26/03/2023 18:00)

2023 Abril



Precio Máx. Subir = 700,00 €/MWh (11/04/2023 20:45)

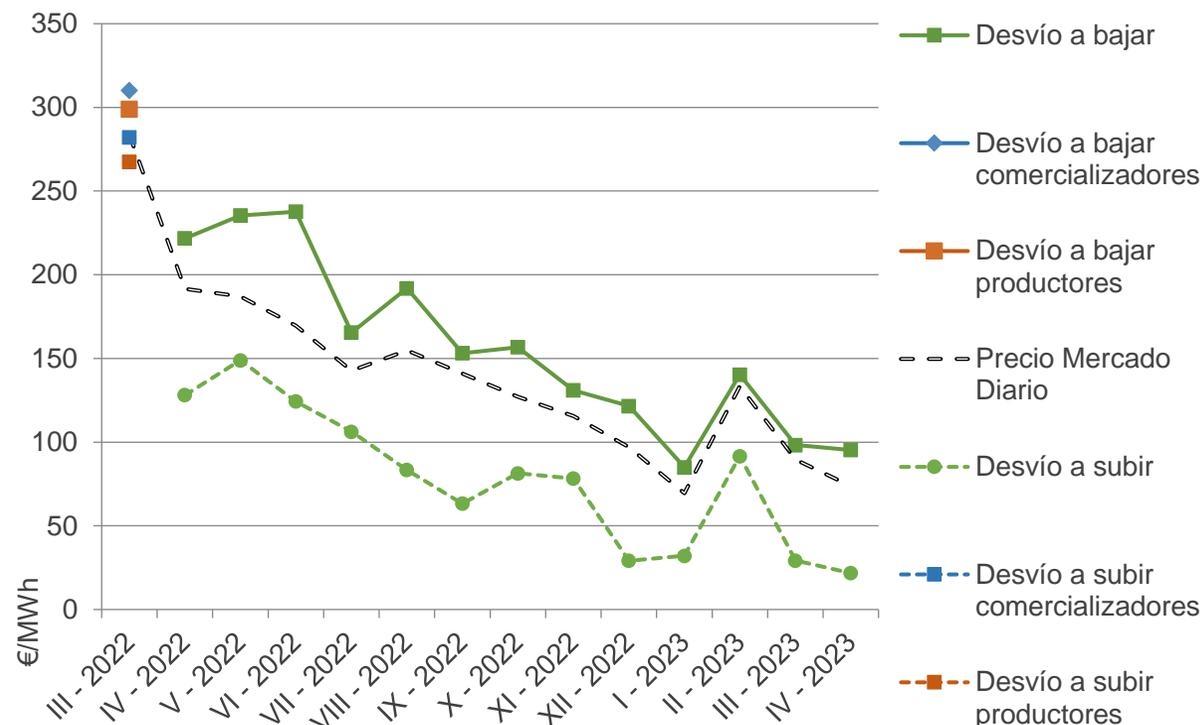
Precio Mín. Bajar = -400,00 €/MWh (07/04/2023 15:00)

⁽¹⁾ Precios de Regulación terciaria por activación programada

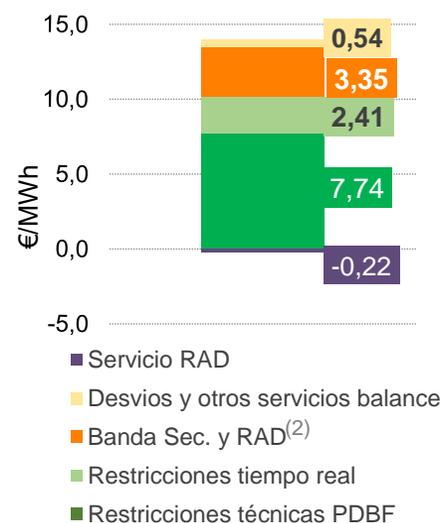
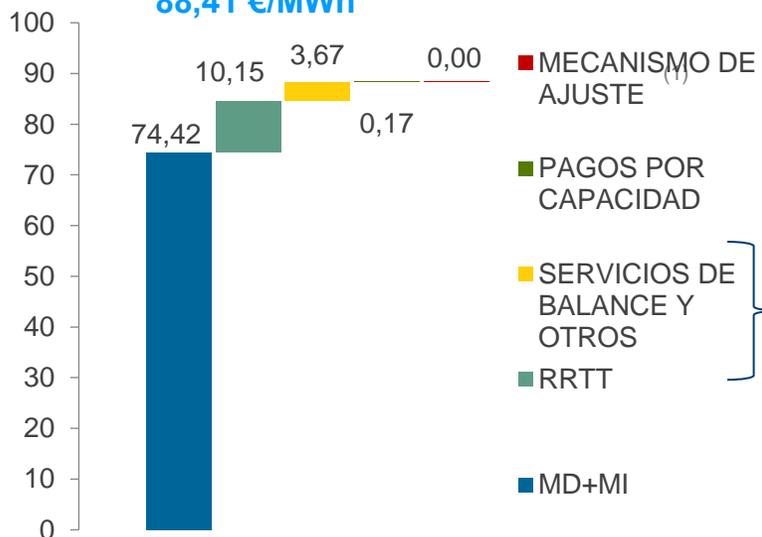
Precio Final Energía Demanda Peninsular y Precios de Desvíos*

red eléctrica

Coste de Banda de Regulación Secundaria (€/MWh)



88,41 €/MWh



Precio Medio Ponderado Desvíos en Abril 2023

Bajar: 95,34 €/MWh

Subir: 21,78 €/MWh

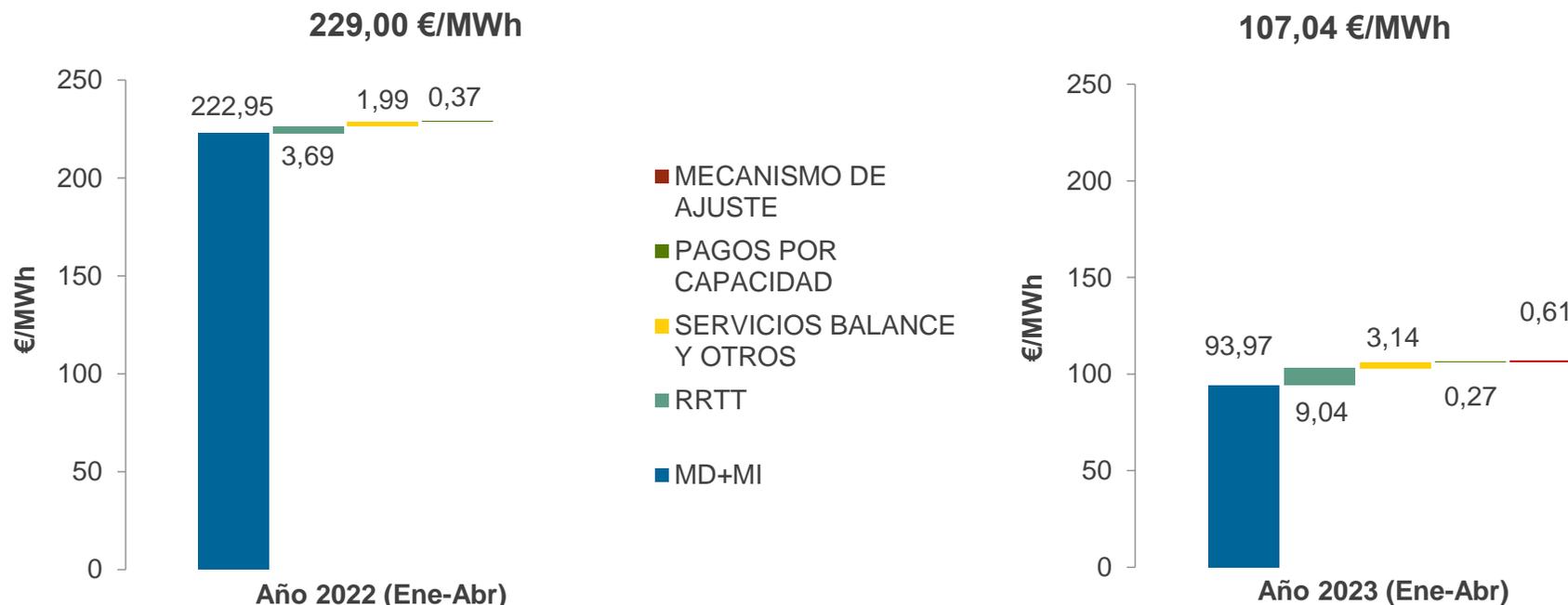
(*) Precios de los desvíos provisionales para los últimos 11 meses

(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 Final de la Energía de la demanda peninsular

Año 2023 vs. Año 2022



€/MWh	Año 2022 (Ene-Abr)	Año 2023 (Ene-Abr)	Variación %
MD+MI	222,95	93,97	-58%
RRTT	3,69	9,04	145%
SERVICIOS DE BALANCE Y OTROS	1,99	3,14	58%
TOTAL SAS	5,68	12,19	115%
PAGOS CAP	0,37	0,27	-27%
MECANISMO DE AJUSTE	-	0,61	-
PFE (Ene-Abr)	229,00	107,04	-53%

(1) 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

(2) 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

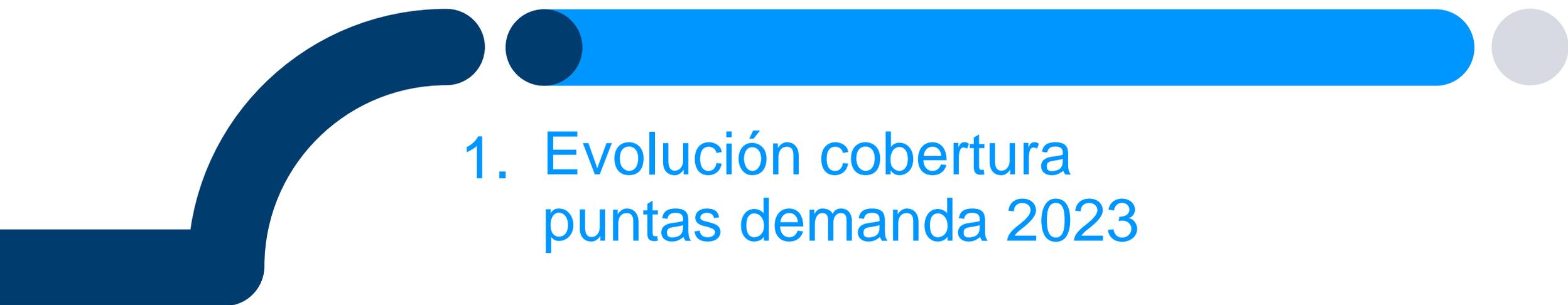
Reunión Comité Técnico de Seguimiento de la Operación del Sistema Eléctrico Ibérico: Cobertura

Dirección de Operación

Mayo, 2023

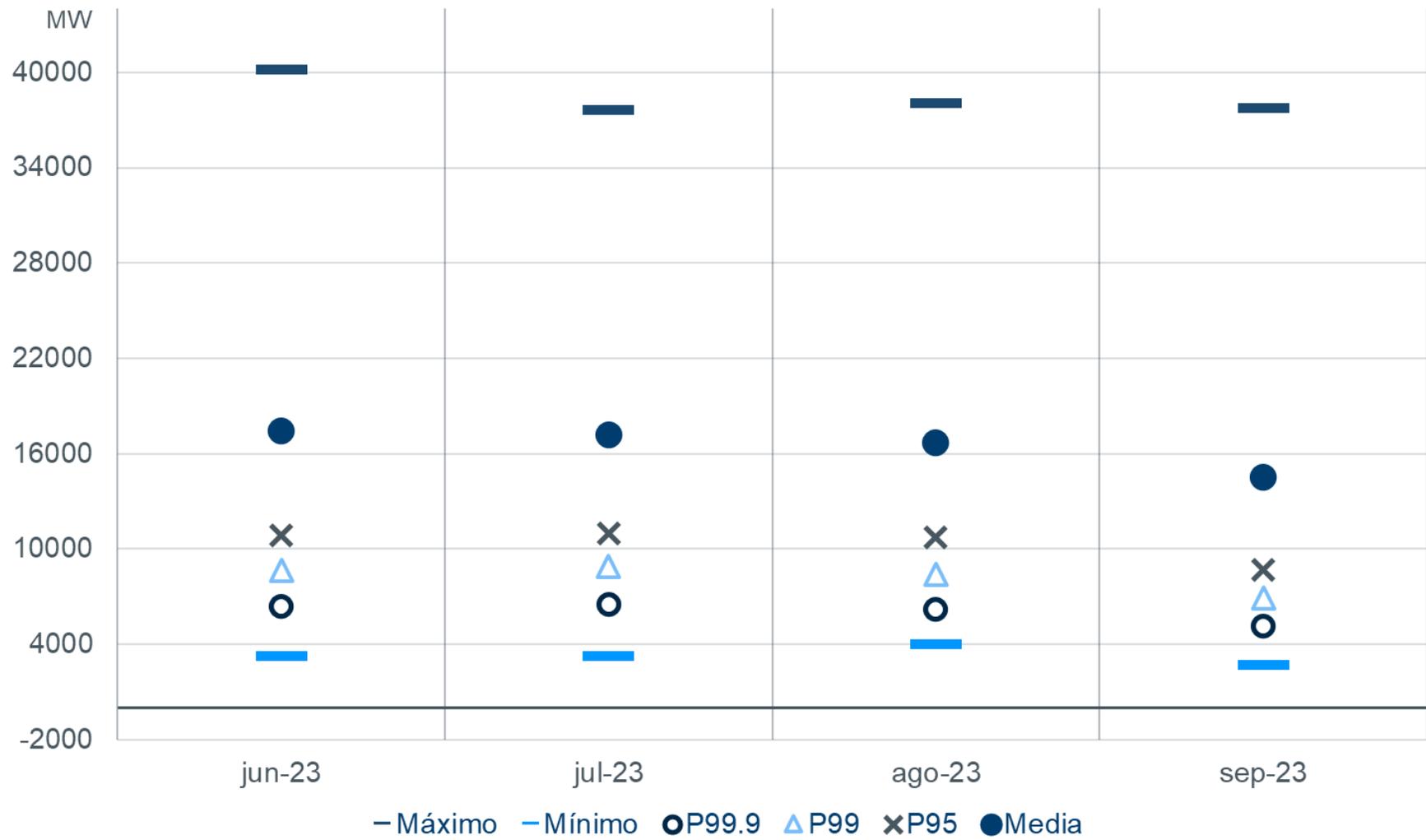
1. Evolución cobertura puntas demanda 2023
2. Indisponibilidades previstas térmica y nuclear
3. Indisponibilidades RdT influencia NTC
4. Previsión Nuevas instalaciones

red eléctrica

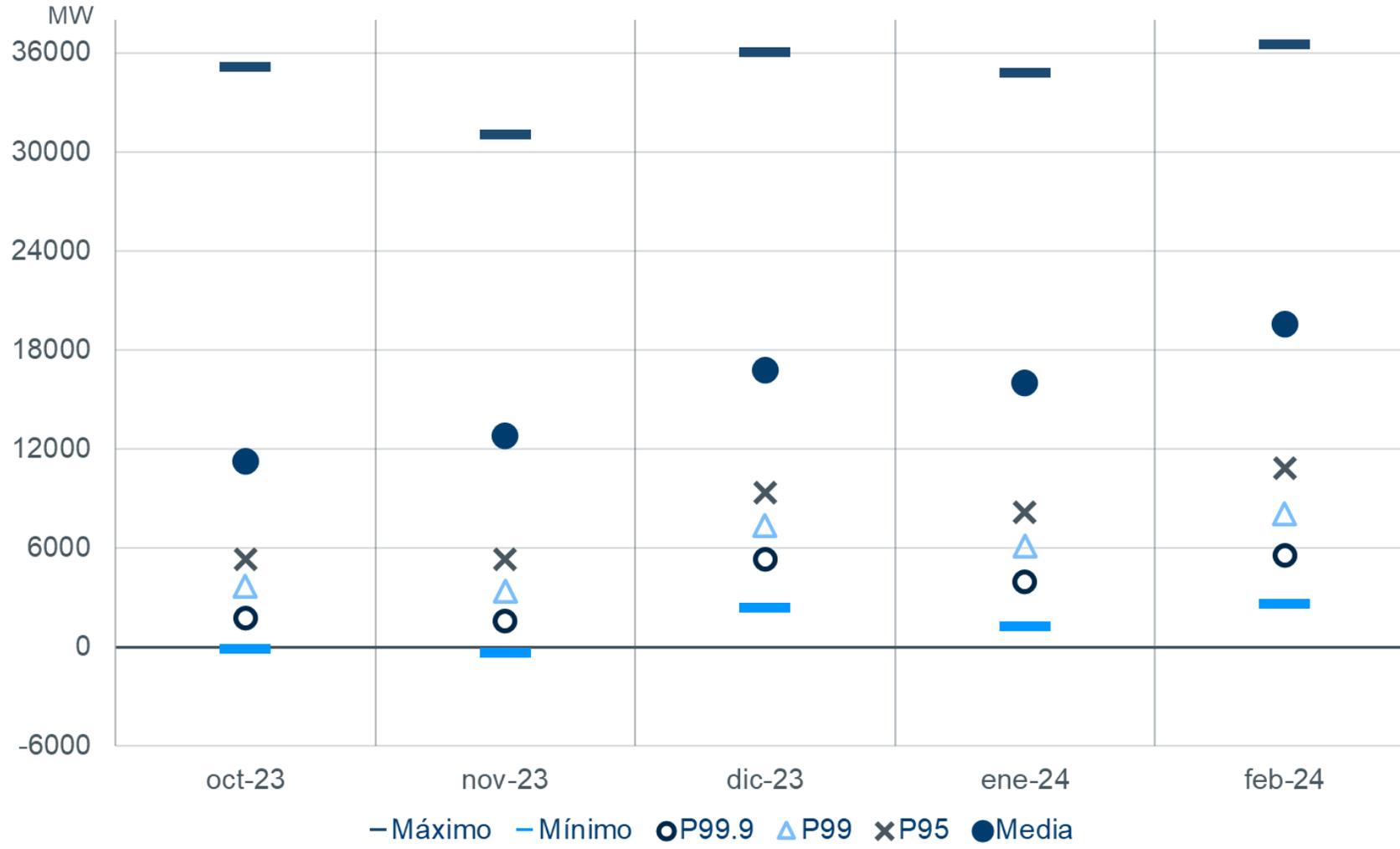
- 
1. Evolución cobertura puntas demanda 2023

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

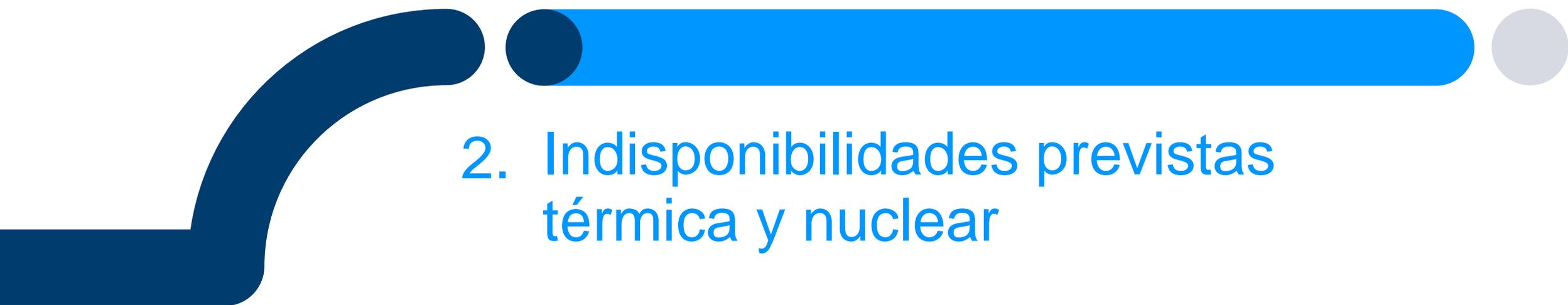
red eléctrica



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

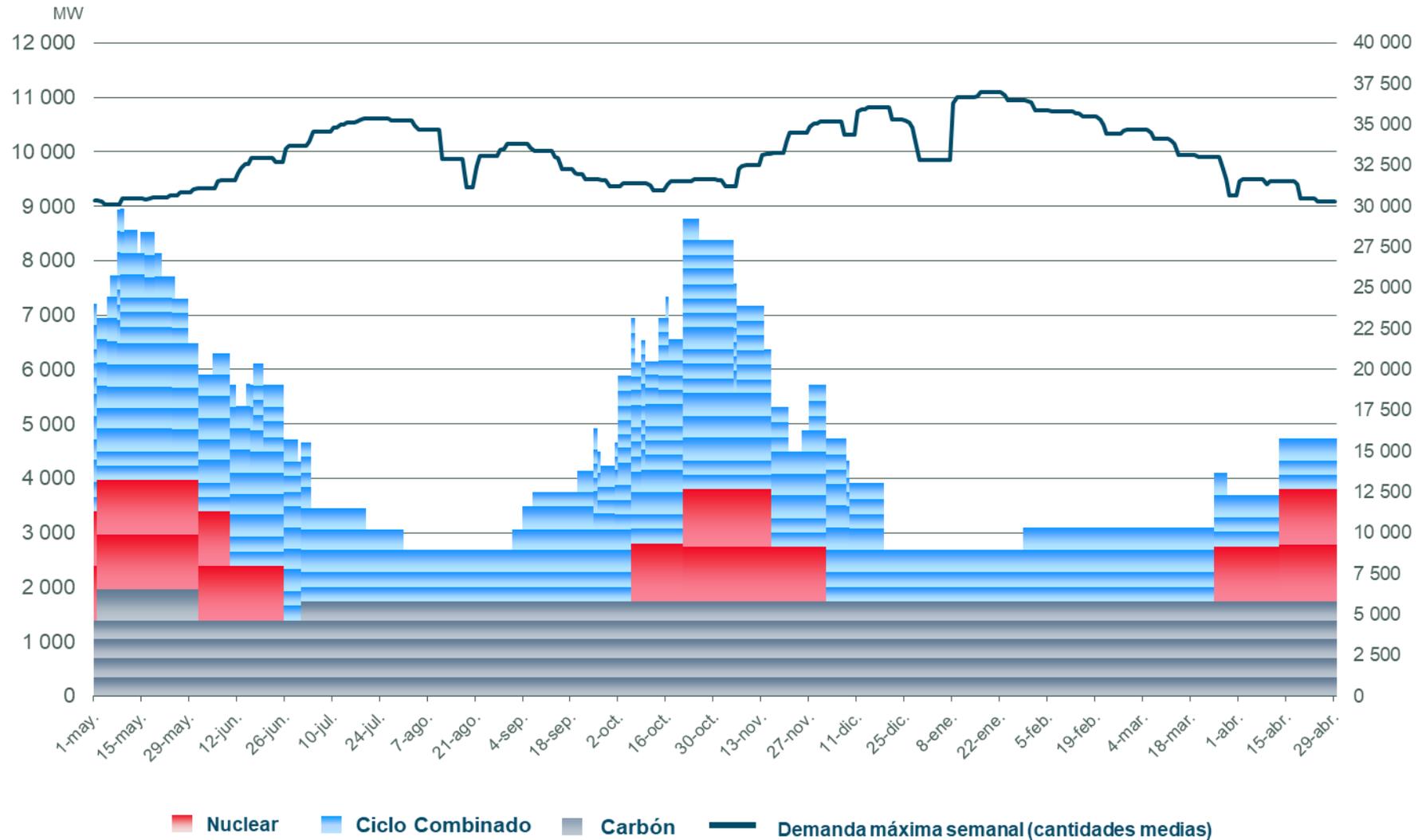


red eléctrica

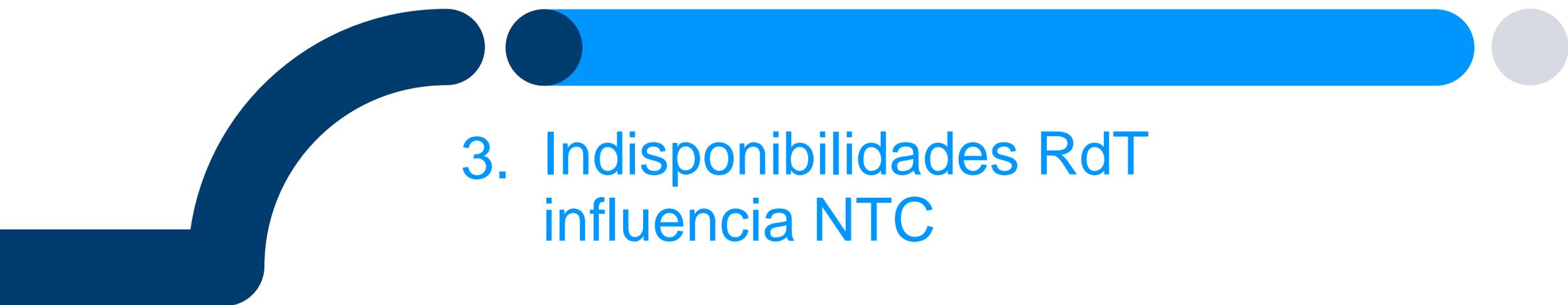


2. Indisponibilidades previstas térmica y nuclear

MAYO 2023 – ABRIL 2024



red eléctrica

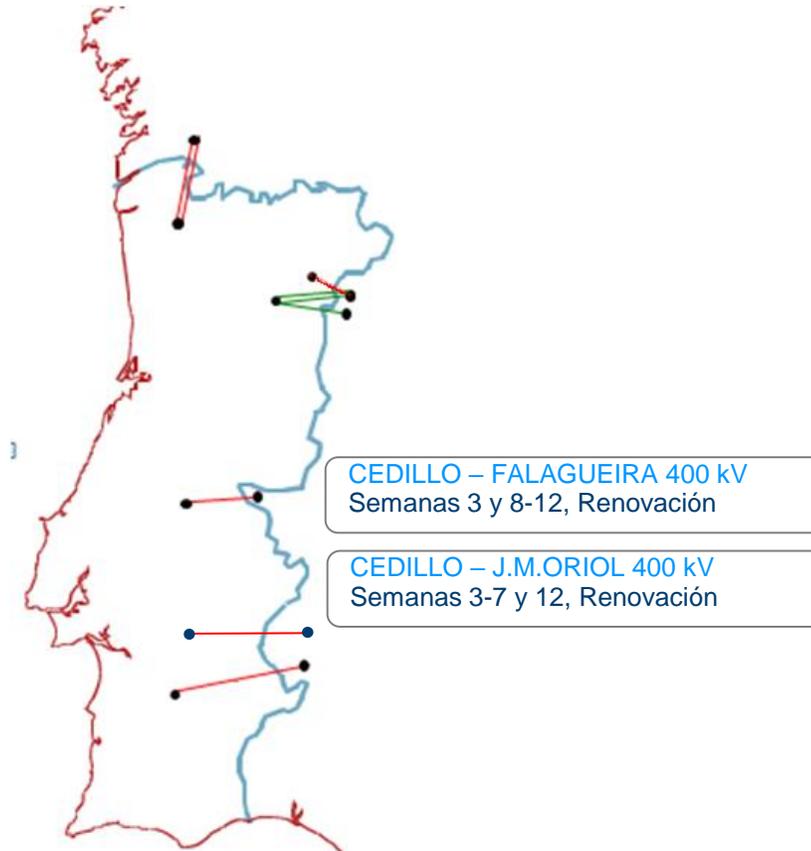


3. Indisponibilidades RdT influencia NTC

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

red eléctrica

(17 DE MAYO – 31 DE JULIO DEL 2023)

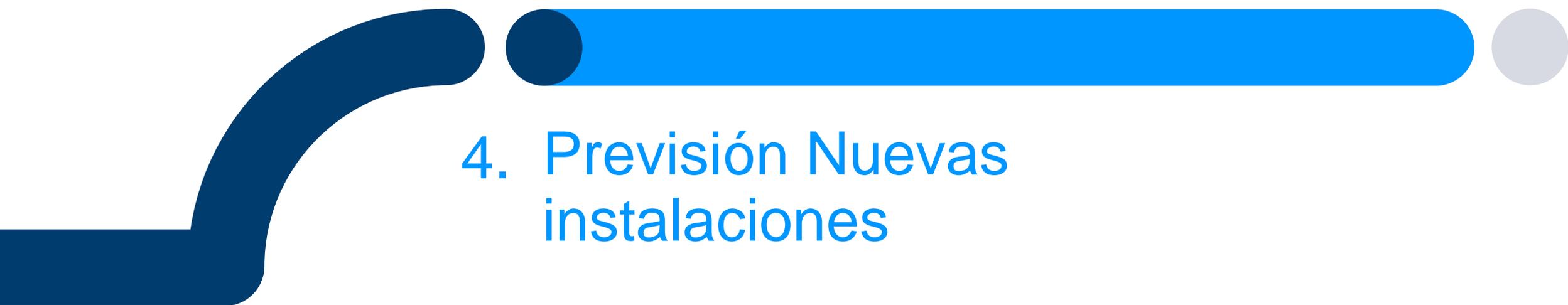


Reducción prevista	
Green	Reducción prevista <10%
Yellow	Reducción prevista < 30% y > 10%
Red	Reducción prevista > 30%

Semanas	P->E	E->P
1	Green	Green
2	Green	Green
3	Green	Yellow
4	Green	Yellow
5	Green	Yellow
6	Green	Yellow
7	Green	Yellow
8	Green	Yellow
9	Green	Yellow
10	Green	Yellow
11	Green	Yellow
12	Green	Yellow

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

red eléctrica



4. Previsión Nuevas instalaciones

Líneas	Provincia	Fecha
SE 220 kV ROCIO: NUEVA SE enlace ROLWIND ROCIO (1)	Huelva	May-23
SE 400 kV LITORAL: Cambio posición CARRIL 2 de calle 3 a calle 2. (3)	Almería	May-23
SE 220kV TREVAGO: pos. EVRE (1)	Soria	May-23
SE 220 kV MEDINA: posición IRINA GENERACIÓN (1)	Valladolid	May-23
SE 220 kV ZARATÁN: posición LA CIGUÑUELA 1 (1)	Valladolid	May-23
SE 400 kV LITORAL: Cambio posición CARRIL1 de calle 2 a calle 1. (3) (4)	Almería	May-23
SE 400 kV PEÑAFLOR: Nueva Calle Renovables (1)	Zaragoza	Jun-23
SE 220 kV BENAHAVÍS (1) (2) E/S JORDANA-CÁRTAMA	Málaga	Jun-23
SE 400 kV CAÑAVERAL: nueva SE enlace Pizarroso sustituye a Talasol (1)	Cáceres	Jun-23
SE 400 kV BELINCHÓN: REACTANCIA 1 (150 MVA _r)	Cuenca	Jun-23

- (1) Evacuación renovables
- (2) Nueva SE 220 kV Benahavís
- (3) Dentro del proceso de desmantelamiento de actual SE 400 kV Litoral a nueva SE 400 kV Litoral.
- (4) Temporalmente nueva L-400 kV Litoral-Tabernas-"T" Carril 1.

Transformadores RdD	Potencia	Provincia	Fecha
SE 220 kV SANCHO LLOP: TRP-1 y 2 220/20 kV	50	Alicante	May-23
SE 220 kV ARENALES: TRP-1 220/45 kV	100	Cáceres	Jun-23
SE 220 kV SANTA ELVIRA: TRP 2 y 3 220/15 kV	63	Sevilla	Jun-23
SE 220 kV EL SERRALLO: TRP-1 220/66 kV	120	Castellón	Jun-23
SE 220 kV BENAHAVÍS: TRP-1 220/66 kV	120	Málaga	Jun-23

redeia

El valor de lo esencial

red eléctrica

reintel

hispasat

redinter

elewit

red eléctrica

Una empresa de Redeia



CTSOSEI Novedades regulatorias

Madrid, 17 de mayo 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



28-mar

Real Decreto-ley 3/2023, de prórroga del mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista

30-mar

Resolución de 16 de marzo de 2023, de la CNMC, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 3.8: Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema y 9.2: Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema

12-abr

Decisión 8/2023, de ACER, sobre la modificación de la determinación de las regiones de cálculo de la capacidad

26-abr

Real Decreto 314/2023, de 25 de abril, por el que se desarrolla el procedimiento y los requisitos para el otorgamiento de la autorización administrativa de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas

5-may

Resolución de 20 de abril de 2023, de la CNMC, de modificación de los parámetros de la Resolución por la que se otorga el carácter singular de la interconexión eléctrica entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya y se incluye en el régimen retributivo de inversiones singulares

16-may

Reglamento (UE) 2023/956, por el que se establece un Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono

red eléctrica



2. Procedimientos de Operación

Novedades relevantes

Procedimientos de Operación aprobados

- **30/03/23 – Publicación en BOE*** de varios PP.OO. para la revisión de criterios de validación para la adscripción a un centro de control, criterios de mínimo técnico y de calidad en la telemedida e incorpora penalizaciones por incumplimiento del envío de información**
 - » P.O. 3.8.- Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el OS.
 - » P.O. 9.2.- Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema.
 - › 28/04/21 - 28/05/21 – A consulta eSIOS
 - › 29/05/21 – Analizando comentarios
 - › 29/09/21 – Informe REE
 - › 01/10/21 – Envío a la CNMC
 - › 07/10/22 - 08/11/22 – Consulta pública de la CNMC
 - › **30/3/23 – Publicación en BOE**
- NB: En un principio estaban junto con P.O. 3.1, P.O. 3.6 y P.O. 9.1**

** <https://www.boe.es/boe/dias/2023/03/30/pdfs/BOE-A-2023-8113.pdf>

** mandato de la CNMC según el apartado segundo de la Resolución de la CNMC de 13 de noviembre de 2019, por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485, del transporte

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

- **20/04/23** – Analizando comentarios de la consulta pública del OS para la **configuración del servicio de respuesta activa en demanda** aprobado por el RD-L 17/2022 como un producto específico de balance **y su liquidación**. Para ello se introducen las modificaciones establecidas en los siguientes PPOO:
 - 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
 - » 12/04/23 – Foro organizado por el Operador del Sistema
 - » 17/03/23 - 19/04/23 – Finalizada consulta eSIOS
 - » **20/04/23 – Analizando comentarios**
- Se espera responder a los comentarios recibidos y enviar la propuesta definitiva del OS que integre estos comentarios a la CNMC antes de que finalice el mes de mayo

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

- **01/07/21** – Envío a la CNMC de la propuesta del Operador del Sistema 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 Operador del Sistema
 - » 13/11/20 - 14/12/20 – Finalizada consulta eSIOS
 - » 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.

Pendiente de la evaluación de los resultados del sandbox regulatorio

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 – A consulta eSIOS
 - › 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.

Pendiente de la evaluación de los resultados del sandbox regulatorio

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 híbridas 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 – A consulta eSIOS
 - » 15/12/22 – Envío a la CNMC todos PPOO excepto 9.3 que se envía 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 – Consulta eSIOS
 - › 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 – Consulta eSIOS
 - › 01/02/21 – Envío MITERD

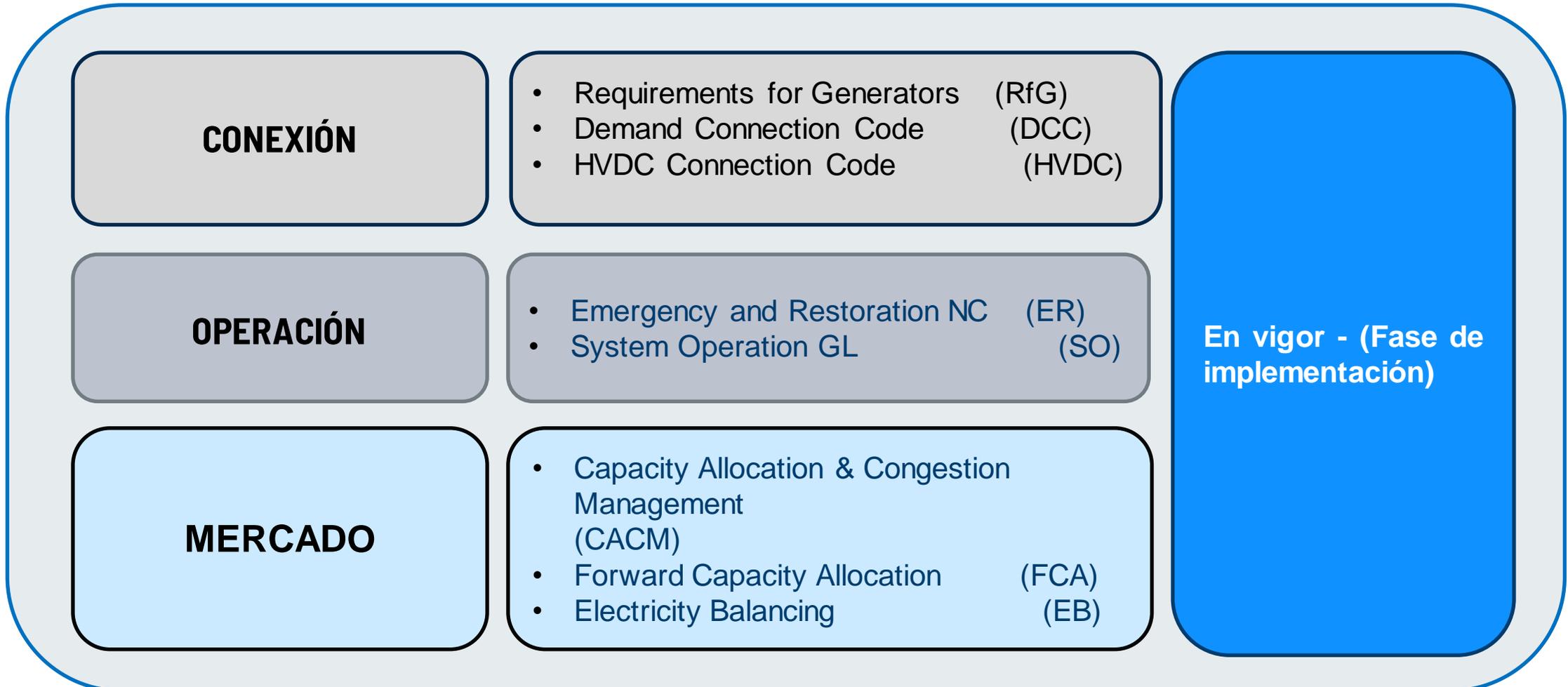
NB: En este paquete de procedimientos se incluyó también el P.O. 12.2 Instalaciones de conexión a la red de transporte y equipos de generación, consumo, almacenamiento y sistemas HVDC: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad, y el P.O. 9.3. Información estructural del sistema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

red eléctrica



3. Regulación Europea

Códigos de Red (NCs) y Directrices (GLs)



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

Emergencia y Reposición (ER NC)

- Dic. 2020 → Aprobación por CNMC de normas para suspensión/restablecimiento y liquidación del mercado (BOE 24/12/2020) (*)

Sin
Novedad

(*) Nuevo P.O. 3.9 - Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado.

Gestión de la RdT (SO GL)

Tiempo de disponibilidad requerida a los proveedores LER de FCR

- **27/03/2023** → Envío por parte de todos los TSO de carta a las ARN con la **hoja de ruta** 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).
- Se propone un 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).

Capacity Allocation & Congestion Management (CACM)

- 15/12/22 → Envío a ACER de propuesta revisada “All TSOs” de metodología de cálculo de los intercambios programados derivados del acoplamiento único diario (Day-ahead Scheduled Exchanges Calculation – DA SEC) para su adaptación al paso de 15 min
- 4/01/23 – 10/02/23 → Consulta Pública de NEMOs de productos ofrecidos en el acoplamiento único diario (SDAC)
- 11/01/23 → Decisión de ACER sobre las propuestas revisadas de NEMOs de metodologías de establecimiento de límites máximos y mínimos de en horizonte diario e intradiario

Sin
Novedad

Forward Capacity Allocation (FCA)

- **11/04/2023 – 20/05/2023** → 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.
- **22/03/2023** → Decisiones de ACER
 - sobre las adaptaciones a entornos *flow-based* de las metodologías CID (reparto renta de congestión) de largo plazo;
 - de requerimientos de la plataforma central de asignación de capacidad de largo plazo; y
 - de reparto de costes de remuneración y compensación de derechos de capacidad de largo plazo (Art. 61)

Electricity Balancing (EB)

- **23/03/2023** → Aprobación de la CNMC de la 2ª modificación del Implementation Framework de Replacement Reserves (RR IF).
- 13/04/2023-15/05/2023 → [Consulta pública de ACER](#) sobre la propuesta de metodología CZCA (*Cross Zonal Capacity Allocation*) para la armonización de las metodologías voluntarias regionales de reserva de capacidad de intercambio para banda de balance, y de metodología All TSOs para la facilitación por parte de las RCC (*Centros de Coordinación Regionales*) de la medición (sizing) y adquisición (procurement) regional de reservas (Art. 37(1)(j) y 37(1)(k) [Reglamento 2019/943](#))

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):
 - › 17 abril – Sobre **electromobilidad**, power-to-gas, unidades de demanda y bombas de calor
 - › 10 Mayo – Sobre “**rate of change of frequency**” (“RoCoF”) & “grid forming capabilities”.
 - › 11 mayo – Sobre almacenamiento de electricidad.
 - » **Objetivo** – Presentar y debatir sobre posibles modificaciones al NC RfG y DCC; y aclarar el objetivo, proceso y calendario de modificación de los NCs.
 - » **Q4 2023** – Previsto envío de propuesta final de ACER a la CE.

(*) Desde el envío de su propuesta a ACER, ENTSO-E está manteniendo reuniones con diferentes stakeholders (EU DSO Entity, EUTurbines, Eurelectric, VGBE y WindEurope) para alcanzar acuerdos en propuestas clave de modificaciones.

NC sobre Demand Response (DR)

- **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.
- **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 Cybersecurity 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 – Q1 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:

- » **Q3 2023** – Adopción y publicación de NC por la CE.

(*) [Cybersecurity \(entsoe.eu\)](https://entsoe.eu)

Sin
Novedad

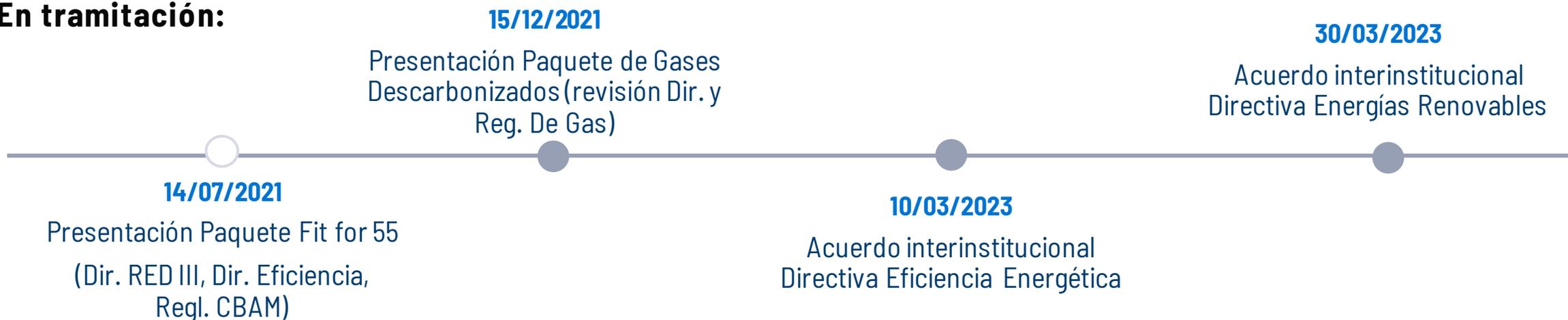
Reforma del mercado de la electricidad de la UE para impulsar las energías renovables, proteger mejor a los consumidores y mejorar la competitividad industrial

» 14/03/2023 - Publicación del paquete de propuestas de la CE.

- › 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 Unión
- › Propuesta de Reglamento por el que se modifican los Reglamentos (UE) n.º 1227/2011 (**REMIT**) y (UE) 2019/942 (sobre establecimiento de **ACER**) con el fin de mejorar la protección de la Unión contra la manipulación del mercado en el mercado mayorista de la energía



En tramitación:



Gracias por su atención

redeia

Valuing the essentials



Patricia Bonet. 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 1ª 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 enmendar la propuesta de tiempo de disponibilidad requerida a los proveedores de Reservas de Contención de Frecuencia (FCR) con limitación de energía (LER).
 - » Se propone un 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

- » **11/01/2023** → [Decisión de ACER](#) sobre las propuestas revisadas de NEMOs de metodologías de establecimiento de límites máximos y mínimos de precios en horizonte diario e intradiario (Art. 41 y 54)
- » **06/02/2023 – 09/03/2023** → [Consulta pública All TSOs](#) para la fusión de las reglas de subastas de respaldo en un único conjunto “Shadow Allocation Rules”
- » **01/03/2023 – 29/03/2023** → [Consulta pública de ACER](#) sobre la propuesta revisada “All TSOs” de metodología de cálculo de los intercambios programados derivados del acoplamiento único diario (Day-ahead Scheduled Exchanges Calculation – DA SEC) (Art. 43)
- » **31/03/2023** → [Decisión de ACER 08-2023](#) sobre la modificación para la determinación de regiones de cálculo de capacidad para la inclusión de las interconexiones noruegas

• Próximos hitos

- » **Julio 2022** → Envío de propuesta de modificación de la metodología de Congestion Income Distribution (CID)
- » **S2 2022** → Aprobación por All NRAs de las “Shadow Allocation Rules”

Directriz FCA (Reg. 2016/1719)

• Hitos recientes

- » **01/03/2023** → Envío a ACER de propuesta All TSOs de Reglas HAR (Harmonised Allocation Rules – Art. 6) para la consideración de las asignaciones de los derechos de largo plazo en entornos flow-based, la compatibilidad con futuro MTU 15 minutos en mercado diario y propuesta de revisión de esquema de remuneraciones en casos de desacoplamiento de mercados diarios.
- » **11/04/2023 – 20/05/2023** → [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.
- » **22/03/2023** → Decisiones de ACER [05-2023](#), [06-2023](#) y [07-2023](#) sobre las adaptaciones a entornos flow-based de las metodologías CID (reparto renta de congestión) de largo plazo (Art. 57), de requerimientos de la plataforma central de asignación de capacidad de largo plazo (Art. 49) y de reparto de costes de remuneración y compensación de derechos de capacidad de largo plazo (Art. 61)

• Próximos hitos

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

Directriz de balance (EB) (Reg. 2017/2195)

• Hitos recientes

- » **23/03/2023** → Aprobación de la CNMC de la 2ª modificación del Implementation Framework de Replacement Reserves (RR IF).
- » **13/04/2023-15/05/2023** → [Consulta pública de ACER](#) sobre la propuesta de metodología CZCA para la armonización de las metodologías voluntarias regionales de reserva de capacidad de intercambio para banda de balance, 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)

• Próximos hitos

- » **Junio de 2023** → Prevista consulta pública de RR TSOs de la 3ª modificación del RR IF en lo relativo a la evolución del número de clearings.
- » **Septiembre de 2023** → Prevista aprobación de las RR NRAs de la 3ª 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”
 - » Agosto 2023 → Finalización de las revisiones de configuración de BZs por parte de los TSOs de “Central Europe” y “Nordic”
- Metodología optimización de las liquidaciones Inter-TSOs (Art. 37)
 - » 28/9/2022 → [Decisión de ACER No 13/2022](#) para la aprobación de la metodología “All TSOs” para la optimización de las liquidaciones Inter-TSOs asociadas a las metodologías regionales de Redespacho y Countertrading
- 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 ENTSOE la redacción de un nuevo NC sobre Respuesta de la Demanda en los próximos 12 meses.

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)

Reglamento 2019/943 de Electricidad

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

- » **17 March 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 Septiembre 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 mas 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.